НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Інститут геологічних наук
Інститут геології і геохімії горючих копалин
Державна комісія України по запасах корисних копалин
Український державний геологорозвідувальний інститут
Публічне акціонерне товариство «Укргазвидобування»

Пам'яті видатних вчених
Краюшкіна В.О.
Валяєва Б.М.

ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНА КОНЦЕПЦІЯ ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ – ЗАПОРУКА ВИСОКОЕФЕКТИВНОЇ ПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

Головний редактор І.Д. Багрій

Авторський колектив: **Багрій І.Д., Рудько Г.І., Павлюк М.І., Красножон М.Д., Наумко І.М., Лазарук Я.Г., Локтєв А.А., Локтєв В.С., Гафіч І.П., Семенюк В.Г., Ліхван В.М., Альохін В.І., Леськів І.В., Іванова А.В., Мачуліна С.О., Шевчук О.А., Солодкий Є.В., Войцицький З.Я., Гоцинець О.С., Гришаненко В.П., Окрепкий І.Р., Маслун Н.В., Довбиш Н.С., Федченко А.В., Пуц Д.В., Меньшов О.І.**

Київ – 2022

УДК 553.98.550.8 (477)

ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНА КОНЦЕПЦІЯ ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ – ЗАПОРУКА ВИСОКОЕФЕКТИВНОЇ ПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ. Монографія. – Київ: ДП «УГК», 2022. – 414с.

Головний редактор
Доктор геологічних наук, професор **І. Д. Багрій**
Рецензенти: Шнюков Є.Ф., академік НАН України, доктор геол.-мін. наук, проф.
Бартащук О.В., доктор геол. наук, академік УНГА, зав. відділу УкрНДГІгаз, м .Харків

В рамках вивчення кругообігу речовини в природі розроблена гідро-біогенно-мантійна концепція утворення вуглеводнів і на її основі створено пошукову структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічну технологію. Викладено теоретичні та прикладні засади системної геолого-термо-атмогеохімічної технології з використанням комплексу тектонічних, морфоструктурних, літолого-стратиграфічних, формаційно-седиментаційних, геофізичних, гідрологічних, термометричних, атмогеохімічних методів.

Дана технологія досліджень була успішно впроваджена в процесі прогнозно-пошукових робіт, як на суші, так і в акваторії Чорного і Азовського морів на об'єктах Східного, Західного, Південного нафтогазоносних регіонів України, імпактних структур, вугільних родовищ з використанням спеціально створених апаратурних комплексів. Обґрунтовані джерела відновлення вуглеводневих родовищ, що знаходяться в експлуатації.

Проведений аналіз розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку вуглеводнів дозволив обґрунтувати та впровадити в нову пошукову технологію вуглеводневих скупчень найважливіші пошукові критерії − гідролого-структурні та геохімічні елементи, що відображують природу закладення каньйонів дельт річкових систем, а також розташованих в їхніх басейнах генераторів гідробіогенних метаноутворюючих процесів.

Ця монографія може бути корисною та інформативною для фахівців в галузі геології нафти і газу, загальної та регіональної геології, гідрології, охорони довкілля, студентів та аспірантів паливно-енергетичного, нафтогазогеологічного і гідрологічного напрямів, а також вітчизняних і зарубіжних інвесторів.

В рамках изучения круговорота вещества в природе разработана гидро-биогенно-мантийная концепция образования углеводородов и на ее основе создана поисковая структурно-термо-атмо-гидролого-геохимическая технология. Изложены теоретические и прикладные основы системной геолого-термо-атмогеохимической технологии с использованием комплекса тектонических, морфоструктурных, литолого-стратиграфических, формационно-седиментационных, геофизических, гидрологических, термометрических, атмогеохимических методов.

Данная технология исследований была успешно внедрена в процессе прогнозно-поисковых работ, как на суше, так и в акватории Черного и Азовского морей на объектах Восточного, Западного, Южного нефтегазоносных регионов Украины, импактных структур, угольных месторождений с использованием специально созданных аппаратурных комплексов. Обоснованны источники восстановления углеводородных месторождений, находящихся в эксплуатации.

Проведенный анализ расположения нефтегазовых месторождений и гидрогеологических бассейнов мировой добычи углеводородов позволил обосновать и внедрить в новую поисковую технологию углеводородных скоплений важнейшие критерии поиска − гидролого-структурные и геохимические элементы, отражающие природу закладки каньонов дельт речных систем, а также расположенных в их бассейнах генераторов гидробиогенных метанобразующих процессов.

Эта монография может быть полезной и информативной для специалистов в области геологии нефти и газа, общей и региональной геологии, гидрологии, охраны окружающей среды, студентов и аспирантов топливно-энергетического, нефтегазогеологического и гидрологического направлений, а также отечественных и зарубежных инвесторов.

As part of the study of the cycle of matter in nature, the hydro-biogenic-mantle concept of hydrocarbon formation was developed and and the search structural-thermo-atmospheric-hydrological-geochemical technology was created on its basis. Theoretical and applied bases of system geological-thermo-atmogeochemical technology with the use of a complex of tectonic, morphostructural, lithological-stratigraphic, formation-sedimentation, geophysical, hydrological, thermometric, atmogeochemical methods are stated.

This research technology was successfully implemented in the process of forecasting and exploration works both on land and in the Black and Azov seas at the Eastern, Western, Southern oil and gas regions of Ukraine, impact structures, coal deposits using specially designed equipment. The sources of restoration of hydrocarbon deposits in operation were substantiated.

The analysis of the location of oil and gas fields and hydrogeological basins of world hydrocarbon production allowed to substantiate and introduce into the new search technology of hydrocarbon accumulations the most important search criteria - hydrological-structural and geochemical elements, that reflect the nature of the canyons of delta river systems, as well as generators of hydrobiogenic methane-forming processes located in their basins.

This monograph can be useful and informative for specialists in the field of oil and gas geology, general and regional geology, hydrology, environmental protection, students and graduate students of fuel and energy, oil and gas geology and hydrology, as well as domestic and foreign investors.

Рекомендовано до друку вченою радою УкрГРІ (протокол № 35 від 29.11.2021 р.)

ISBN 978-966-7896-88-1
© Багрій І.Д., Рудько Г.І., Павлюк М.І., Красножон М.Д., Наумко І.М., Лазарук Я.Г., Локтєв А.А., Локтєв В.С., Гафіч І.П., Семенюк В.Г., Ліхван В.М., Альохін В.І., Леськів І.В., Іванова А.В., Мачуліна С.О., Шевчук О.А., Солодкий Є.В., Войцицький З.Я., Гоцинець О.С., Гришаненко В.П., Окрепкий І.Р., Маслун Н.В., Довбиш Н.С., Федченко А.В., Пуц Д.В., Меньшов О.І., 2022

©ДП «УГК», 2022

З М І С Т

Перелік скорочень 6

Передмова 7

Розділ 1. Протиріччя діючих концепцій походження вуглеводнів та їх роль у прогнозуванні вуглеводневих скупчень 19

Розділ 2. Гідро-біогенно-мантійна концепція походження вуглеводнів. Обґрунтування та адаптація 31

Розділ 3. Гідролого-гідрогеологічні та геологічні аспекти теоретичного обґрунтування нових напрямів геологорозвідувальних робіт на нафту і природний газ у рамках гідро-біогенно-мантійної концепції утворення вуглеводнів на суходолі та в морських акваторіях 48

3.1. Гідролого-геологічні аспекти обґрунтування нафтогазоносного потенціалу на суходолі та континентальних шельфах морських акваторій 48

3.2. Геолого-структурні умови гідрогеологічних басейнів та їх роль у формуванні вуглеводнів 53

3.3. Закономірності міграції та формування вуглеводнів у зонах розвитку тріщинуватості осадових порід у геосинклінальних та платформних областях 59

3.4. Структурно-гідролого-гідрогеологічні особливості процесів утворення скупчень вуглеводнів на основі взаємодії глибинних флюїдів із літосферними субстанціями 65

3.5. Класифікація та умови формування зародкових водогазових субстратів у зонах розвитку нафтових і газових родовищ 72

Розділ 4. Закономірності формуючих прогнозних палеоознак розміщення вуглеводневих скупчень 76

4.1. Генетичні аспекти в нафтогазоносності дельтових та прадельтових площ 94

4.2. Розробка та впровадження палеогеотермічних та палеотектонічних реконструкцій за даними вітринітової термометрії верхньопалеозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини та прилеглих окраїн Донбасу 112

Розділ 5. Формуючі генетичні процеси нафтогазоносності та їх картографічні критеріально-пошукові ознаки 117

5.1. Геолого-структурні умови та гідролого-гідрогеологічні чинники районування нафтогазоносності та їх роль у генерації і розміщенні промислових скупчень вуглеводнів на суходолі 130

5.1.1. Гідрографічне районування території України. Гідрографічні та картографувальні ознаки нафтогазоносних об’єктів 136

5.2. Особливості обґрунтування та прогноз нафтогазоперспектив-них площ за геологоструктурними та гідропалеоструктурними критеріальними ознаками в морських акваторіях 145

5.2.1. Досвід впровадження пошукової СТАГГТ на глибоко-водних нафтогазоносних структурах 156

5.3. Формування та прогноз нафтогазоперспективних площ на імпактних структурах 158

5.4. Формування та прогноз вуглеводневих накопичень у вуглепородних масивах 161

Розділ 6. Аналітичний огляд географії розташування нафтогазоносних об'єктів у світлі гідро-біогенно-мантійної концепції 171

6.1. Нафтогазоносність та ресурсний потенціал зон прогинів і приурочених до них річкових басейнів світового океану 172

6.2 Нафтогазоносність та ресурсний потенціал імпактних структур світу 193

Розділ 7. Розробка та впровадження інноваційної пошукової технології та апаратурних комплексів 199

Розділ 8. Прогнозування та впровадження СТАГГТ пошуків вуглеводнів в Україні. Коефіцієнт успішності 90% (суходіл, море, астроблеми, вуглепородні масиви) 231

8.1. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об’єктів Східного нафтогазоносного регіону України 231

8.1.1. Північний борт ДДА (Північнобортова нафтогазоносна субобласть ДДГНО) 238

8.1.2. Дніпровський грабен ДДА 272

8.1.3. Південний борт ДДА (Південнобортовий перспективний район ДДГНО) 305

8.2. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів Західного нафтогазоносного регіону України 313

8.3. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів Південного нафтогазоносного регіону України 322

8.3.1. Комплексні геолого-структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження Південного нафтогазоносного регіону України 322

8.3.2. Комплексні геолого-структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження українського сектора Чорного моря 323

8.3.3. Комплексні геолого-структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження українського сектора Азовського моря 337

8.4. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів імпактних структур України 346

8.5. Картування прогнозно-пошукових перспективних на метан об'єктів вугільних родовищ України 353

8.6. Висновки до розділу 8 359

Висновки 389

Перелік посилань 399

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ОДИНИЦЬ І ТЕРМІНІВ

^{220}Tn	– торон
^{222}Rn	– радон
nE-3, nE-6	– скорочений запис $n*10^{-3}$, $n*10^{-6}$
АВПТ	– аномально високий пластовий тиск
ВВ	– вуглеводні
ГБМК	– гідро-біогенно-мантійна концепція
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин
ГЗС	– глибинне сейсмічне зондування
ГІС	– геоінформаційні системи
гор.	– горизонт
ДДА	– Дніпровсько-Донецький авлакоген
ДДГНО	– Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область
ДДЗ	– Дніпровсько-Донецька западина
ДДР	– Дніпровсько-Донецький рифтоген
ІГН НАН України	– Інститут геологічних наук Національної академії наук України
інт.	– інтервал
Кав	– сума коефіцієнтів концентрації: бутан, ізобутан, пентан, ізопентан
Кагд	– сума коефіцієнтів концентрації: радон, торон
Кал	– сума коефіцієнтів концентрації: етан, етилен, пропан, пропілен
КМЗХ	– кореляційний метод заломлених хвиль
НГБ	– нафтогазоносний басейн
НГКР	– нафтогазоконденсатне родовище
НГР	– нафтогазоносний район
НР	– нафтове родовище
ОВД	– окремі відокремлені долини
ОР	– органічна речовина
п. с.	– пункт спостережень
ПВВ	– показники відбиття вітриніту
ПДКС	– підводні долинно-каньйоні системи
ПРР	– пошуково-розвідувальні роботи
РЗПП	– розломні зони підвищеної проникності
РОР	– розчинена органічна речовина
С1-С6	– скорочений запис вуглеводневих газів по кількості атомів вуглецю в молекулі. Наприклад: С1 – метан, С2 – етан, С6 – гексан
св.	– свердловина
СЄП	– Східноєвропейська платформа
СТАГГД	– структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження
СТАГГТ	– структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічна технологія
УЩ	– Український щит

ПЕРЕДМОВА

«В настоящее время перед нефтяной геологией стоит задача тщательного рассмотрения нефти в аспекте органического и неорганического ее синтеза и установления истинного значения каждого из них в явлении природного нефтеобразования».

«Проблема происхождения нефти, а следовательно, формирования ее месторождений остается дискуссионной до настоящего времени и мы обязаны со всем вниманием отнестись к любой новой попытке принципиального обобщения и интерпретации имеющегося материала».

В.Б. Порфір'єв

Практична необхідність найближчого майбутнього України вимагає нових підходів і нетрадиційних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на нафту й газ, заснованих на аналізі широкого спектру фактичних гідрологічних, геолого-структурних, геолого-промислових, геофізичних та інших матеріалів з проблемних питань нафтогазової геології.

Необхідним стає обґрунтування напрямів подальших пошуково-розвідувальних робіт (ПРР) шляхом об'єднання прикладних та фундаментальних напрацювань, і на цій основі бажано проводити практичні дослідження і розробляти нові пошукові технології для з'ясування приросту запасів на об'єктах не тільки державного підпорядкування, а й окремих інвесторів. Особливо це стало важливим у зв'язку з освоєнням неантиклінальних, а тим більше нетрадиційних об'єктів (кристалічних порід, астроблем, морських акваторій зон континентальних прогинів) через різке скорочення кількості антиклінальних структур.

Потрібен критичний аналіз, перегляд і переінтерпретація результатів проведених раніше робіт і досліджень на основі визначення перспектив нафтогазоносності продуктивних і перспективних комплексів у зонах концентрації родовищ ВВ, нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних об'єктів у зонах нафтогазонакопичення, слабовивчених, малоперспективних і перспективних районів і площ. Необхідне швидке й ефективне освоєння великих і малих глибин залягання поверхні фундаменту або продуктивних і перспективних горизонтів на антиклінальних, неантиклінальних і нетрадиційних об'єктах. Основною об'єднуючою метою, як було наведено раніше, є збільшення обсягів видобутку нафти і газу з порід насамперед морського шельфу, нетрадиційних об'єктів фундаменту, осадового чохла, вуглепородних басейнів, астроблем.

Таким чином, як вважають автори, окрема постановка питання: біогенне чи абіогенне походження має речовина нафтових і газових покладів, виходячи з викладеного вище та як показала сторічна практика, не коректна за своєю суттю, і не має наукового вирішення. Зникає потреба наукової дискусії про джерело речовини в родовищах нафти й газу. Пошуки не підуть не тільки за межі осадових басейнів, але пошукові критерії та орієнтири стануть більш чіткими у зв'язку з їх прив'язкою до головного нафтоутворюючого елементу – річкової долини, прадолини, дельтових формувань, річкового каньйону, морської акваторії, а вибір ділянок для буріння стане більш надійним. Запропонована зміна концепції нафтогазоутворення змінить докорінно й характер досліджень за генезисом нафти й газу, методи захисту тієї чи іншої точки зору стануть, нарешті, інструментом підвищення ефективності пошуків і розвідки.

«… *Мы, геологи, можем делать прогнозы перспектив только в очень широком плане, только в масштабе целых регионов. Направлять поиски и разведку в конкретных районах на основе теоретических представлений об условиях образования нефти и принципов ее миграции мы еще не можем. Попытки же отдельных товарищей утверждать, что промышленная нефтеносность того или иного региона была открыта на основе указаний той или иной теории происхождения, или наивны, или недобросовестны.*» [Порфирьев, 1959].

Завдання, яке не під силу одному геологу і навіть групі їх, може бути остаточно вирішене тільки в результаті узагальнення широкого спектру наукових прикладних та фундаментальних досліджень на основі пошукових ознак та методик.

Нижче ми зробимо відступ і наведемо приклад як наслідок нехтування новітніми прогресивними пошуковими розробками «значних прогнозних впроваджень» при пошуках вуглеводнів (ВВ). У 2011-2016 рр. у Турецькій, Болгарській та Румунській ексклюзивних екологічних зонах пробурені 11 пошукових свердловин (св.) на шельфі, у перехідній зоні та глибоководній улоговині, з яких 10 з різних причин визнані безперспективними. Тільки на облаштування родовища Доміно знадобилося приблизно 5 млрд дол. На буріння св. у Туреччині витрачено понад 1 млрд дол. При закладенні св. численними авторитетними американськими, канадськими, японськими та іншими фірмами, що виходили з концепції біогенного походження ВВ, тобто газогідратів, метаногідратов, названих О.М. Русаковим «привидом» біогенних ВВ, призвело до катастрофічного коефіцієнту успішності менше 0,1.

З огляду на вищевикладене дивовижна інерція наукових поглядів, навіть якщо вони негативні, прогнозувати і закладати св. в одній концепції без урахування комплексу генетичних основ походження ВВ не дозволяє прогнозувати як на суходолі, так і в морських акваторіях тільки за результатами традиційних досліджень.

За такими ж невдалими схемами були закладені св. в Сільянському кратері, що призвело до аналогічних фантастичних витрат. Прогрес науки невіддільний від потреб практики. Безсумнівно, величезний науковий потенціал, накопичений під час вивчення генезису нафти і газу, використаний

нами, і на цій основі створена нова високоефективна пошукова технологія. Зникає потреба величезних витратах на дорогі геофізичні та бурові «килимові» дослідження зі «стабільним» коефіцієнтом успішності 0,2-0,3 в осадовому чохлі і менше 0,01 в кристалічних породах, завдяки впровадженню нової технології комплексу високоекономічних детальних площинних зйомок газо-еманаційних і геотермічних, гідрологічних досліджень.

Ідеєю, що вдало об'єднала дві діючі парадигми, стала думка В.І. Вернадського про глобальний геохімічний кругообіг речовини, що формує первинні генеруючі водогазові сполуки в межах континентальних прогинів, до яких приурочені річкові басейни, які виступають носіями та акумуляторами водометаногенеруючих сполук, «мігруючих менделєєвськими тріщинами» до мантійних товщ – термогеохімічних джерел у прямому й зворотному напрямах (фільтраційні та інфільтраційні процеси.

Спираючись на арсенал доказової бази гідрологічних, гідрогеологічних кількісних характеристик біогенно-газорозчинних субстратів у зонах розташування родовищ ВВ, вперше на основі гідро-біогенно-мантійної концепції (ГБМК) отримана відповідь на проблеми формування різнорангових за обсягами родовищ ВВ і географії їх розміщення.

Аналіз формування розмірів різнорангових родовищ (від малих до гігантських) відображає зв'язок з особливостями наведених вище факторів у світлі ГБМК – концепції походження ВВ. Вперше встановлено гідрологогідрогеологічні та палеоструктурні закономірності розміщення родовищ ВВ у зонах континентальних прогинів, астроблемах, морських акваторіях.

При складанні Карти підземного стоку України нами вперше виявлено феномен поглинання підземного стоку в зонах розташування вуглеводневих родовищ України. Як показав досвід застосування структурно-термо-атмогідрологогеохімічних досліджень (СТАГГД), формування родовищ ВВ і їх прогнозні характеристики необхідно досліджувати системно в гідрологогеологічному часовому розрізі й з урахуванням впливу геоструктурних і гідрологогідрогеологічних особливостей зон прогинів, високотемпературних умов у тісному взаємозв'язку з гідрологобіогенними метаноутворюючими процесами і глибинно-мантійними перетвореннями водорозчинних біогенно-метанових субстратів у парагенезі з глибинними продуктами флюїдодегазаційних мантійних процесів і каталізаторів H_2, He_2, He_3, а також продуктами розпаду *Ra (Rn), U* [Багрій, 2013].

Таким чином, виконаний аналіз розташування й розмірів родовищ ВВ у річкових басейнах, дельтах річок, їх каньйонах аж до підніжжя континентального схилу дає всі підстави стверджувати про пряму залежність нафтогазоносності від розмірів площ водозбору, водності, кількісних характеристик в осадових відкладах річкових систем, наявності біогенно-гумусових субстратів. Ці процеси й підходи необхідно висвітлювати в аспекті геологічного часу, праумов, змін клімату, біоландшафтів, геологічних епох і процесів.

За результатами комплексних досліджень структурно-термо-атмогідрологогеохімічної технології (СТАГГТ), створеної на основі ГБМК, було розроблено і впроваджено пропозиції і рекомендації щодо прогнозних оцінок

нафтогазоперспективності й подальшого освоєння окремих об'єктів. З огляду на отримані фактичні результати реалізації досліджень СТАГГТ, їх експресність і маловитратність, та головне – високу прогнозно-пошукову ефективність, ми вважаємо за необхідне підкреслити важливість обов'язкового комплексного використання нетрадиційних приповерхневих структурно-термо-атмогеохімічних, гідрологічних методів з геофізичними роботами й наявними результатами глибокого параметричного буріння.

Впровадження нової високоефективної маловитратної технології дає можливість переінтерпретації досліджень у зонах не тільки розвіданих структур, перспективних комплексів концентрацій родовищ ВВ, а також дозволяє науково обґрунтувати освоєння нових прогнозно-продуктивних структур у зонах континентальних прогинів, річкових басейнів, їх дельт й каньйонів морських акваторій, вуглепородних масивів, астроблем.

Вперше в галузі нафтової геології реально намітився процес створення єдиної універсальної концепції походження ВВ і на цій підставі розроблення і створення нової пошукової маловитратної високоефективної СТАГГТ з метою прогнозування перспективних зон і об'єктів на пошуки традиційних і нетрадиційних родовищ ВВ зон континентальних прогинів, морських акваторій, астроблем, вуглепородних масивів на основі ГБМК походження ВВ.

Запропоновані комплекси досліджень є оптимальними для визначення геолого-структурно-термо-атмогеохімічних критеріїв прогнозного районування перспективних ділянок в осадовому чохлі, пов'язаних з мантійними процесами утворення ВВ і геоструктурними умовами та скупченнями в осадовому чохлі, кристалічних породах, астроблемах.

У процесі впровадження СТАГГТ, починаючи з 2000 р., у рамках фундаментальних і прикладних розробок (НАК «Нафтогаз України», «Укргазвидобування», «Харківгазвидобування», «Шебелинкагазвидобування», «Полтавагазвидобування», ДП «Науканафтогаз», НВЦ «Укргеотехнології», ДГП «Укргеофізика», ЗАТ «ПЛАСТ», ПРАТ «Укргазвидобуток», «ДТЕК Нафтогаз», ТОВ «Смарт Енерджі», ФГУП «Севморнефтегеофизика», «Чорноморнафтогаз») виконано понад 120 прогнозно-пошукових робіт (з них 80 на суходолі, 40 на морських акваторіях). Видано рекомендації по 56 структурах. Проведено 12 морських експедицій за участю науковців відділу. Коефіцієнт успішності становить 90%. Вперше проведені дослідження на глибоких структурах – Британські (український сектор Чорного моря) на глибині моря понад 800 м. Видано прогнозні рекомендації щодо нових перспективних нафтогазоносних площ.

За результатами виконаних досліджень підготовлено прогнозні рекомендації під буріння св. на нафту й газ більш як на 100 нафтогазоносних площах. Підготовлено пропозицію Кабінету Міністрів України щодо інтенсифікації робіт з метою нарощування енергетичного потенціалу України.

Такі дослідження необхідно провести на шельфі морських акваторій, у північно-західній частині Передкарпатського прогину, що охоплює територію верхніх приток річок Західний Буг, Прип'ять, Ковельського виступу, а також на півдні України в Причорноморській западині й шельфовій зоні річкових

дельт-каньйонів, ділянок накопичення формаційного комплексу, в зонах розвитку вуглепородних масивів, на астроблемах України.

За результатами СТАГГД у рамках фундаментальних розробок НАН України «Нафтогазоносність астроблем України» ми пропонуємо як першочергове завдання, що, на наш погляд, може вирішити енергетичну незалежність країни, освоєння енергетичних ресурсів Бовтиського родовища горючих сланців, яке розташоване на границі Черкаської та Кіровоградської областей у межах високорозвиненої промислової агломерації [Багрій, 2015]. Глибина залягання горючих сланців становить 200 м. Підраховані запаси 4 млрд т еквівалентні 800 млн т сирої нафти або 2,9 млрд м^3 горючого газу.

Крім того, проведені нами дослідження за новою пошуковою СТАГГТ згідно з ГБМК дозволяють стверджувати, що в прикратерній і підваловій зонах Бовтиської астроблеми розміщені гігантські запаси ВВ.

Спираючись на відповідні вимоги, на незаперечні аргументи біогенної та абіогенної теорій походження ВВ, як буде зазначено нижче, ми керувалися відкриттями про глобальний геохімічний кругообіг речовини представників хімічних і гідробіологічних теорій В.І. Вернадського, які побудували надійний фундамент під явище газового обміну в земній корі, носіями яких слугувала вода [Вернадский, 1994; 2003].

Основним геохімічним критерієм, який постійно відтворюється в часі і просторі, двигуном і транзитером у системі кругообігу виступає вода й біолого-геохімічні процеси (газоводорозчинені складові). Згідно із законом біогенної міграції природного кругообігу В.І. Вернадського – «*…Миграция химических элементов на земной поверхности и в биосфере в целом проходит при непосредственном участии органического вещества (водно-биогенной миграции как тех, что в настоящее время населяют биосферу, так и тех, что действовали на Земле на протяжении всей геологической истории)…*» [Вернадский, 2001, с. 76], поповнення родовищ ВВ відбувається не за мільйони років, а постійно, формуючи родовища в геологічному часовому розрізі. При цьому самі пастки розміщуються в межах осадових басейнів і безпосередньо приурочені до річкових долин, що формують осадові відклади в процесі газоперетворення біоти – головного акумулятора первинних водометаногенерованих і розчинених субстратів, «мігруючих менделєєвськими тріщинами» розломних зон, які січуть земну кору до мантійних материнських порід, де зароджуються ВВ, у прямому і зворотному напрямках.

Підсумовуючи вищевикладене, можна зробити висновок, що перспективними пошуки нафтогазоносних районів у межах значних депресій насамперед можуть бути в зонах осадових товщ, виконаних гідрофобними продуктами розпаду, які транспортуються водними потоками в зонах інфільтрації річкових систем у верхні частини катагенних зон (мантії) по розломних тріщинах у періоди активізації геодинамічних процесів. Останні формують транспорт гідробіогенних газових розчинів у контактні мантійні області, які відіграють роль материнського середовища і процесів зародження складних вуглеводневих компонентів, про що свідчить фактичний набір геохімічних елементів ВВ. Набір мікроелементів у нафтах успадкований не від

нафтоматеринських порід (осадового чохла). Це дає всі підстави стверджувати, що їх джерелом виступають мантія і мантійні процеси.

Спираючись на арсенал доказової бази геологічних, геофізичних, гідрологічних, гідрогеологічних досліджень, кількісних характеристик біогенно-газорозчинених субстратів, вперше на основі ГБМК вирішена проблема формування різнорангових за обсягами родовищ ВВ і географії їх розміщення в залежності від водозбірних площ річкових систем, розташованих у зонах континентальних прогинів.

У сукупності двох взаємодоповнюючих ідей та єдності біогенно-мантійних процесів ми пропонуємо розглядати ГБМК як єдину формуючу концепцію походження ВВ. На цій підставі впровадити у виробництво нову пошукову СТАГГТ, що в кінцевому підсумку враховує практично весь генетичний комплекс глобального кругообігу і, як було описано вище, дозволяє аргументовано використовувати об'єднуючі генетичні основи діючих парадигм, які не суперечать, а доповнюють одна одну. Головним механізмом генезису ВВ виступає глобальний кругообіг речовини в природі – вода, біота і геологічні процеси (геодинаміка, геохімія, геотерміка), що відповідає прогнозно-пошуковій технології на нафтогазоносних площах суші, приморських схилів, шельфових зон, вуглепородних басейнів [Багрій, 2013; Багрий, 2016; Багрій, 2017].

Результати проведених прогнозно-пошукових робіт на ВВ більш ніж на 120 об'єктах України (суша, море) підтвердили правомірність концепції та ефективність традиційних і нетрадиційних родовищ континентальних прогинів, морських акваторій, а також вуглепородних масивів з коефіцієнтом успішності майже 90%.

Вперше в історії нафтової геології реально намітився процес створення єдиної універсальної концепції походження ВВ на основі кругообігу речовини, геоструктурних умов, екзогенно-гідробіологічних субстратів і мантійних процесів.

Саме такий шлях, запропонований нами, дозволяє, нарешті, відповісти на питання про походження, формування і розміщення родовищ ВВ у світлі кругообігу водометанових субстратів. На цій підставі впровадити нову пошукову маловитратну високоефективну СТАГГТ з метою прогнозування перспективних зон і об'єктів на пошуки традиційних і нетрадиційних родовищ ВВ у зонах континентальних прогинів, морських акваторій, астроблем, вуглепородних масивів на основі ГБМК походження ВВ.

Таким чином, обґрунтування напрямів подальших прогнозно-пошукових робіт на єдиній генетичній основі походження ВВ за пошуковою СТАГГТ і вирішення завдань нарощування запасів ВВ стане особливо важливим у наш час для відновлення енергетичної незалежності України.

PREFACE

«Currently, petroleum geology is faced with the task of thoroughly examining oil in the aspect of its organic and inorganic synthesis and establishing the true value of each of them in the phenomenon of natural oil formation».

«The problem of the origin of oil, and, consequently, the formation of its deposits, remains controversial to this day, and we must pay full attention to any new attempt at a fundamental generalization and interpretation of the available material».

V.B. Porfiryev

The practical necessity of the near future of Ukraine requires new approaches and non-traditional directions of oil and gas exploration, based on the analysis of a wide range of actual hydrological, geological-structural, geological-industrial, geophysical and other materials on problematic issues of oil and gas geology.

Substantiation of directions of further search-exploration work (SEW) by combining applied and fundamental developments becomes necessary, and on this basis it is desirable to conduct practical research and develop new exploration technologies to determine the growth of reserves at facilities not only of state subordination, but and individual investors. This has become especially important in connection with the development of non-anticlinal, and even more so non-traditional objects (crystalline rocks, astroblems, sea waters of the continental deflection) due to the sharp reduction in the number of anticlinal structures.

Critical analysis, revision and reinterpretation of the results of previous work and research is required on the basis of determining the prospects of oil and gas productivity of productive and promising complexes in the zones of concentration of hydrocarbon deposits, oil and gas prospects and forecast-promising objects in the zones of oil and gas accumulation, poorly studied, unpromising and promising districts and area. It is necessary to quickly and efficiently develop large and small depths of the surface of the foundation or productive and promising horizons on anticlinal, non-anticlinal and non-traditional objects. The main unifying goal, as mentioned earlier, is to increase the production of oil and gas from rocks primarily of the sea shelf, non-traditional objects of the foundation, sedimentary cover, coal basins, astroblems.

Thus, according to the authors, a separate question: biogenic or abiogenic origin is a substance of oil and gas deposits, based on the above and as shown by centuries of practice, is not correct in nature, and has no scientific solution. The need for scientific discussion about the source of matter in oil and gas fields is disappearing. The search will not only go beyond the sedimentary basins, but the search criteria and guidelines will become clearer due to their binding to the main

oil-forming element - river valley, ravine, delta formations, river canyon, sea area, and the choice of sites for drilling will become more reliable. The proposed paradigm shift in oil and gas production will radically change the nature of research on the genesis of oil and gas, methods of protecting a particular point of view will finally become a tool to improve the efficiency of searches and exploration.

«*…We, geologists, can make forecasts of prospects only in a very broad sense, only on the scale of entire regions. We are still unable to direct prospecting and exploration in specific areas on the basis of theoretical ideas about the conditions for the formation of oil and the principles of its migration. Attempts by individual comrades to assert that the industrial oil-bearing capacity of a particular region was discovered on the basis of indications of a particular theory of origin are either naive or unscrupulous*» [Порфирьев, 1959].

The task, which is beyond the power of one geologist and even a group of them, can be finally solved only as a result of generalization of a wide range of scientific applied and basic research on the basis of exploratory features and methods.

Below we will make a digression and give an example as a consequence of neglecting the latest progressive exploration "significant predictive implementations" in the search for hydrocarbons. In 2011-2016, 11 exploratory wells on the shelf, in the transition zone and in the deep-water basin were drilled in the Turkish, Bulgarian and Romanian exclusive ecological zones, 10 of which were considered unpromising for various reasons. Approximately $ 5 billion was needed to develop the Domino field alone. More than $ 1 billion has been spent on drilling wells in Turkey. When plugging wells by numerous reputable American, Canadian, Japanese and other firms, based on the concept of biogenic origin of hydrocarbons, ie gas hydrates, methanohydrates, called O.M. Rusakov "ghost" of biogenic hydrocarbons, led to a catastrophic success rate of less than 0.1.

Given the above, the amazing inertia of scientific views, even if they are negative, to predict and lay wells in one concept without considering the complex genetic basis of hydrocarbons does not allow to predict both on land and in sea waters only by traditional research.

According to the same unsuccessful schemes, wells were drilled in the Siljan crater, which led to similar fantastic costs. The progress of science is inseparable from the needs of practice. Undoubtedly, the huge scientific potential accumulated during the study of the genesis of oil and gas has been used by us, and on this basis a new highly efficient search technology has been created. There is no need for huge costs for expensive geophysical and drilling "carpet" research with a "stable" success rate of 0.2-0.3 in the sedimentary cover and less than 0.01 in crystalline rocks, thanks to the introduction of a new technology complex of highly economical detailed planar surveys of gas-emanation and geothermal, hydrological research.

The idea that successfully combined the two existing paradigms was the opinion of V.I. Vernadsky on the global geochemical cycle of the substance that forms the primary generating water and gas compounds within the continental depressions, to which are confined river basins, which act as carriers and accumulators of water-methane-generating compounds, "migrating Mendeleev

cracks" to the mantle strata - thermogeochemical sources in the forward and reverse directions (filtration and infiltration processes).

Based on the arsenal of evidence base of hydrological, hydrogeological quantitative characteristics of biogenic-gas-soluble substrates in the zones of hydrocarbon deposits, for the first time on the basis of hydro-biogenic-mantle paradigm (HBMP) the answer to the problems of formation of different hydrocarbon deposits and geography of their location.

The analysis of the formation of the sizes of different rank deposits (from small to giant) reflects the connection with the features of the above factors in the light of HBMP - the paradigm of the origin of hydrocarbons. For the first time, hydrological-hydrogeological and paleostructural regularities of hydrocarbon deposits placement in the zones of continental depressions, astroblems, and sea waters have been established.

When compiling the Map of underground runoff of Ukraine, we first identified the phenomenon of absorption of underground runoff in the areas of hydrocarbon deposits in Ukraine. As the experience of structural-thermo-atmospheric-hydrological-geochemical research (STAHGR) has shown, the formation of hydrocarbon deposits and their forecast characteristics must be studied systematically in the hydrological-geological time section and taking into account the influence of geostructural and hydrological-hydrogeological features of deflection zones, high-temperature conditions in close relationship with hydrological-biogenic methane-forming processes and deep-mantle transformations of water-soluble biogenic-methane substrates in paragenesis with deep-sea products and catalysts H_2, He_2, He_3, as well as the decay products of *Ra (Rn), U* [Багрій, 2013].

Thus, the analysis of the location and size of hydrocarbon deposits in river basins, river deltas, their canyons up to the foot of the continental slope gives all grounds to argue about the direct dependence of oil and gas on the size of catchment areas, water content, quantitative characteristics in sedimentary systems and the presence of biogenic-humus substrates. These processes and approaches need to be covered in terms of geological time, primeval conditions, climate change, biolandscapes, geological epochs and processes.

In such a set of two biogenic-abiogenic complementary ideas and the unity of biogenic-mantle processes, we propose to consider HBMP as the only formative paradigm of the origin of explosives and on this basis to adopt a new search technology STAHGR, which takes into account almost the entire genetic cycle and, as noted above, allows the argumentative use of unifying genetic foundations of existing paradigms that do not contradict but complement each other. The main mechanism of genesis of hydrocarbons in the light of the new concept-paradigm is the global cycle of matter in nature - water, biota and geological processes (geodynamics, geochemistry, geothermal), which corresponds to the forecasting technology on oil and gas land, coastal slopes, shelf areas, coal basins.

Based on the results of complex research of structural-thermo-atmospheric-hydrological-geochemical technology (STAHGR), created on the basis of HBMP, proposals and recommendations for forecast assessments of oil and gas prospects and further development of individual objects were developed and implemented.

Given the actual results of STAHGR studies, their expressiveness and low cost, and most importantly - high predictive search efficiency, we consider it necessary to emphasize the importance of mandatory integrated use of non-traditional near-surface structural-thermo-atmogeochemical, hydrological methods with geophysical works and available results of deep parametric drilling.

The introduction of a new high-efficiency low-cost technology makes it possible to reinterpret research in areas not only of explored structures, promising complexes of concentrations of hydrocarbon deposits, and also allows to scientifically substantiate the development of new forecast-productive structures in the areas of continental deflections, river basins, their deltas and canyons of sea waters, coal massifs, astroblems.

For the first time in the field of petroleum geology, the process of creating a single universal concept of the origin of hydrocarbons has really begun and on this basis, the development and creation of a new exploratory low-cost high-performance STAHGR in order to forecast promising areas and objects in search of traditional and non-traditional explosive deposits of the continental depressions, sea waters, astroblems, hydrocarbon massifs based on HBMP origin of hydrocarbons.

The proposed research complexes are optimal for determining the geological-structural-thermo-atmogeochemical criteria of forecast zoning of promising areas in the sedimentary cover, associated with the mantle processes of hydrocarbon formation and geostructural conditions and accumulations in the sedimentary cover, crystalline rocks, astroblems.

Since 2000, during the process of STAGGT implementation, within the framework of fundamental and applied developments (NJSC "Naftogaz of Ukraine", "Ukrgazvydobuvannya", "Kharkivgazvydobuvannya", "Shebelinkagazvydobuvannya", "Poltavagazvydobuvannya", SE "Naukanaftogaz", SPC "Ukrgeotechnologies", SGE "Ukrgeofizika", CJSC "PLAST", PJSC "Ukrgazvydobutok", "DTEK Naftogaz", LLC "Smart Energy", FSUE "Sevmorneftegeofizika", "Chornomornaftogaz") more than 120 forecasting and search works were performed (80 of them on land, 40 in sea waters). Recommendations on 56 structures were issued. 12 sea expeditions were conducted with the participation of scientists of the Department of Geoecology and geological searching of the Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine. The success rate is 90%. For the first time, research was conducted on deep structures - the British (Ukrainian sector of the Black Sea) at a depth of more than 800 m. Forecast recommendations for new promising oil and gas areas have been issued.

Based on the results of the performed research, forecast recommendations have been prepared for drilling oil and gas wells in more than 100 oil and gas areas. The proposal of the Cabinet of Ministers of Ukraine on intensification of works for the purpose of increase of energy potential of Ukraine is prepared.

Such studies should be conducted on the shelf of sea waters, in the north-western part of the Pre-Carpathian deflection, covering the territory of the upper tributaries of the rivers Western Bug, Pripyat, Kovel ledge, as well as in the south of Ukraine in the Black Sea basin and the shelf zone of river delta canyons, areas

of accumulation of the formation complex, in areas of development of coal massifs, on the astroblems of Ukraine.

According to the results of STAHGR in the framework of fundamental developments of the NAS of Ukraine "Oil and gas capacity of the astroblems of Ukraine" we offer as a priority that, in our opinion, can solve the energy independence of the country, development of energy resources highly developed industrial agglomeration [Багрій, 2015]. The depth of oil shale is 200 m. The estimated reserves are 4 billion tons equivalent to 800 million tons of crude oil or 2.9 billion m^3 of combustible gas.

In addition, our research on the new exploration STAHGR according to HBMP allows us to claim that in the sub-basement and basement areas of the Bovtyska astroblema there are huge reserves of hydrocarbons.

Based on the relevant requirements, the indisputable arguments of biogenic and abiogenic theories of the origin of hydrocarbons, as will be noted below, we were guided by the discoveries about the global geochemical cycle of matter representatives of chemical and hydrobiological theories V.I. Vernadsky, who built a solid foundation for the phenomenon of gas exchange in the earth's crust, the carriers of which were water [Вернадский, 1994; 2003].

The main geochemical criterion, which is constantly reproduced in time and space, the engine and transit in the system of circulation is water and biological and geochemical processes (gas-soluble components). З According to the law of biogenic migration of the natural cycle V.I. Vernadsky - «...*The migration of chemical elements on the earth's surface and in the biosphere as a whole takes place with the direct participation of organic matter (water-biogenic migration of both that currently inhabit the biosphere, and those that operated on Earth throughout geological history)...*» [Вернадский, 2001, p. 76], replenishment of hydrocarbon deposits is not for millions of years, but constantly, forming deposits in geological time. The traps themselves are located within the sedimentary basins and directly confined to the river valleys, which form sediments in the process of gas conversion of biota - the main accumulator of primary water-methane-generated and dissolved substrates, "migrating Mendeleev cracks" fault zones, which cut the earth's crust to the mantle parent rocks, where hydrocarbons are generated, in the forward and reverse directions.

Summarizing the above, we can conclude that promising searches for oil and gas areas within significant depressions may be primarily in areas of sedimentary strata made of hydrophobic decay products, which are transported by water flows in the zones of infiltration of river systems into the upper parts of catagen zones (mantles) through fault cracks during periods of activation of geodynamic processes. The latter form the transport of hydrobiogenic gas solutions in the contact mantle areas, which play the role of the mother environment and the processes of nucleation of complex hydrocarbon components, as evidenced by the actual set of geochemical elements of hydrocarbons. The set of microelements in oils is not inherited from oil-bearing rocks (sedimentary cover). This gives every reason to say that their source is the mantle and mantle processes.

Based on the arsenal of evidence base of geological, geophysical, hydrological, hydrogeological studies, quantitative characteristics of biologically dissolved

substrates, for the first time on the basis of HBMP the problem of formation of hydrocarbon deposits of different ranks by volumes and geography of their location depending on the catchment areas of river systems located in the zones of continental depressions was solved.

In the combination of two complementary ideas and the unity of biogenic-mantle processes, we propose to consider HBMP as the only formative paradigm of the origin of hydrocarbons. On this basis, to introduce into production a new search STAHGR, which ultimately takes into account almost the entire genetic complex of the global cycle and, as described above, allows the argumentative use of unifying genetic foundations of existing paradigms that do not contradict but complement each other. The main mechanism of explosive genesis is the global cycle of matter in nature - water, biota and geological processes (geodynamics, geochemistry, geothermal), which corresponds to the prospecting technology on oil and gas areas of land, coastal slopes, shelf areas, coal basins [Багрій, 2013; Багрий, 2016; Багрій, 2017].

The results of forecasting and exploration works at more than 120 sites in Ukraine (land, sea) confirmed the legitimacy of the concept and efficiency of traditional and non-traditional deposits of continental slopes, sea areas, as well as coal massifs with a success rate of almost 90%.

For the first time in the history of petroleum geology, the process of creating a single universal concept of the origin of explosives based on the cycle of matter, geostructural conditions, exogenous-hydrobiological substrates and mantle processes was actually outlined.

This is the way we have proposed, which finally allows us to answer the question of the origin, formation and location of hydrocarbon deposits in the light of the cycle of water-methane substrates. On this basis, to introduce a new exploratory low-cost high-efficiency STAHGR in order to forecast promising areas and objects in search of traditional and unconventional hydrocarbon deposits in the areas of continental depressions, sea waters, astroblems, coal massifs based on HBMP origin.

Thus, substantiation of the directions of further forecasting and search works on a single genetic basis of the origin of hydrocarbons according to the search STAHGR and solving the problems of increasing hydrocarbon reserves will be especially important in our time to restore Ukraine's energy independence.

РОЗДІЛ 1

ПРОТИРІЧЧЯ ДІЮЧИХ КОНЦЕПЦІЙ ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ТА ЇХ РОЛЬ У ПРОГНОЗУВАННІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СКУПЧЕНЬ

В результаті досліджень багатьох поколінь геологів, серед яких важливе місце посідають вітчизняні вчені Д.І. Менделєєв, В.І. Вернадський, В.Б. Порфір'єв, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш, М.О. Кудрявцев, М.Б. Вассоєвич, П.М. Кропоткін, О.Е. Конторович та ін., до теперішнього часу в нафтогазовій геології склалися два основні погляди на походження нафти й газу, які отримали назву органічної (біогенної) та неорганічної (абіогенної) теорій.

Відповідно до першої панівної у наш час біогенної теорії нафтогазові ВВ утворюються з органічної речовини (ОР) відмерлих організмів, похованих в осадових породах. Відповідно до другої – джерелом нафти і газу є флюїди й гази, що надходять з глибоких земних надр – мантійних товщ. Незалежно від місця і способу виникнення рідкі та газоподібні ВВ заповнюють геологічні пастки-колектори, що знаходяться в земній корі, формуючи скупчення нафти й газу.

Обидві думки сьогодні існують у численних модифікаціях, підтримуються значною кількістю прихильників і спираються на величезний обсяг експериментів і теоретичних робіт. На їх основі розроблені критерії «ефективного» пошуку нафтогазових родовищ [Леворсен, 1970; Бека, Высоцкий, 1976; Перродон, 1991; Конторович, 2004 та ін.].

Такими загальновизнаними критеріями є: наявність великих басейнів минулого або сучасного осадонакопичення з насиченими ОР нафтоматеринськими породами (органічна теорія) і субвертикальних розломів земної кори – каналів дегазації [Кропоткин, 1955; Кропоткин, Валяев, 1979], за якими флюїди надходять з надр до поверхні (неорганічна теорія), а також присутність специфічних геологічних структур – пасток, що накопичують ВВ.

Дивовижна інерція наукових поглядів, навіть якщо вони негативні, – прогнозувати і закладати св. по одній прямопошуковій ознаці – не дозволяє прогнозувати наявність нафтогазової системи як на суші, так і в морських акваторіях тільки за прямими індикаторами ВВ, у цьому випадку по газових фонтанах, сіпах. За такою ж невдалою схемою були закладені св. в Сільянському кратері з аналогічними фантастичними витратами.

Пояснити проблему походження нафти якоюсь однією теорією, органічною або неорганічною немає жодної підстави. Потрібно вести дослідження з проблеми походження нафти з погляду як органічної, так і неорганічної теорії.

Виникають сучасні гіпотези походження нафти і газу, які є доказовою базою органічної і неорганічної теорій нафтогазоутворення і відображають сутність уявлень, що стоять за ними.

Десятиліттями між прихильниками обох теорій точаться запеклі суперечки.

Сьогодні намітилася тенденція до зближення позицій сторін суперечки [Пиковский, 1986].

Перед оглядом існуючих теорій – парадигм коротко розглянемо основні положення органічної і мінеральної теорій нафтогазоутворення, поглядів на невирішену та недоведену панівну концепцію утворення ВВ.

Видатний геолог-нафтовик професор М.О. Кудрявцев тридцять років розділяв традиційну для того часу точку зору на генезис (походження) нафти. Цікаве явище – геохімія, біологія, астрономія, астрофізика, гідрогеологія, термодинаміка – всі ці суміжні й несуміжні науки, розвиваючись своїми самостійними шляхами, в останні роки так чи інакше торкнулися проблеми походження нафти.

М.О. Кудрявцев говорив, що ще не до кінця зрозуміло, утворилася нафта в магмі або існує в мантії (верхній шар магми), але це обов'язково глибше фундаменту. А утворення її скупчень в осадових породах відбувалося в результаті вертикальної міграції по глибинних розломах земної кори. Органічна гіпотеза вертикальної міграції не визнає.

«Удивительно, – говорить Кудрявцев. – *у науки есть одна грань, которой она в известных обстоятельствах может соприкасаться со своим извечным врагом – религией. Я имею в виду отношение к авторитетам. Происходит, знаете ли, страшная вещь: канонизация научных представлений. Уму непостижимо! Ну, я допускаю: канонизировать святого Луку или Илью… Но гипотезу происхождения нефти…Развитие любой науки, в том числе и о происхождении нефти, немыслимо без борьбы мнений, без свободной научной критики… Но подлинная наука не терпит монополий отдельных ученых, каким бы научным авторитетом они ни пользовались».*

На превеликий жаль, існуюча ієрархія авторитетів і думок у наш час призвела майже до повного занепаду та невизнання академічної науки.

Органічна теорія нафтогазоутворення. У превалюючій на сьогодні органічній теорії головну роль в утворенні нафти й газу відіграють діагенічні та катагенічні перетворення (фосилізація) вуглецевої ОР, що міститься в осадових породах, при її зануренні вглиб земної кори в ході основних геологічних процесів. Внаслідок процесів фосилізації ОР під дією високих температур і тисків відбувається деструкція біоорганічних молекул, що супроводжується відривом від них окремих стійких вуглеводневих сполук і молекул, які й складають основу нафти і газу.

Осадові породи в зонах розвитку седиментаційних процесів у річкових долинах містять ОР. Середній вміст біогенного вуглецю в осадових відкладах становить 12-15 кг на 1 м^3 породи тільки у верхніх шарах.

У всіх без винятку осадових породах присутні ОР. Середній їх вміст в осадових породах 250-300 г/м^3.

Ізотопний склад метану, гелію та ін. газів нафтових родовищ і еманацій грязьових вулканів істотно відрізняється від складу газів за співвідношенням $CH_4/^3He$. В останніх це відношення відповідає газам мантійного походження. Різко відрізняються мантійні гази від газів нафтових родовищ і за співвідношенням ізотопів $^3He/^4He$.

Неорганічна теорія нафтогазоутворення. Неорганічна теорія нафтогазоутворення емпірично заснована на широко поширених фактах інтенсивної вуглеводневої дегазації Землі, а також на можливості каталітичного синтезу ВВ у лабораторних умовах при різних тисках, температурах і на різних каталізаторах.

Вона спирається на наступні основні аргументи і факти:

Зв'язок багатьох великих нафтогазових родовищ із розломами земної кори, які є шляхами субвертикальної міграції флюїдів, а також із газовим та грязьовим вулканізмом [Кропоткин, 1986; Валяев, 1987].

Передбачається, що по окремих ослаблених зонах – «трубах дегазації» – ВВ можуть підніматися до земної поверхні, заповнюючи пастки, що вони зустрічають на своєму шляху.

Найбільш вірогідним механізмом утворення ВВ є каталітичний синтез ВВ з оксидів вуглецю та водню [Чекалюк, 1971]. Цей синтез із 1936 р. освоєно хімічною промисловістю для штучного отримання нафтогазових ВВ за реакцією Фішера-Тропша [Лапидус, Локтев, 1986; Ионе, 2003 та ін.].

Реакції типу Фішера-Тропша $(CO + H_2)$, а також інші відомі процеси каталітичного синтезу ВВ з окислених форм вуглецю (CO_2, CO) і водню (H_2, H_2O), належать до категорії поліконденсаційних екзотермічних реакцій [Руденко, 1969], що йдуть з виділенням тепла.

Осадочно-міграційна гіпотеза. Осадочно-міграційна гіпотеза у своєму найбільш повному й закінченому вигляді сформульована М.Б Вассоєвичем [1986]: «*Все накапливающиеся в илах жидкие гидрофобные продукты распада живого вещества и представляют собой первичную дисперсную микронефть. Сначала она существенно отличается от собственно нефти и поэтому*

может именоваться зачаточной. Затем она постепенно под влиянием факторов катагенеза дозревает и становится близкой по составу к наиболее распространенному типу нефтей в коллекторах из верхней части катагенной зоны, расположенной вне биосферы».

При цьому внаслідок участі в розкладанні ОР бактерій (насамперед анаеробних) частина ОР руйнується, перетворюючись у метан.

У зв'язку зі сказаним має стати очевидним, що перспективи пошуків нових нафтоносних районів розширюються, бо всі більш-менш значні депресії, насамперед власне геосинклінальні і передові прогини, виконані осадовими товщами, можуть розцінюватися як області можливого дозрівання, мобілізації і широкої еміграції мікронафти, що перетворюється в пастках різного типу, розташованих як всередині депресій, так і по їх бортах, у таку необхідну людині корисну копалину.

Флюїдодинамічна гіпотеза. Флюїдодинамічна гіпотеза [Соколов, 1980], що здобула в останні роки широку популярність, по суті є наступним кроком у розвитку осадово-міграційних уявлень. Відповідно до цієї моделі нафту ми розглядаємо як продукт водогазового розчину, збагаченого ОР осадових порід донних відкладів внаслідок тривалого геологічного часу розвитку басейну.

Іншою відмінною рисою цієї гіпотези є те, що в ній важлива роль належить розвитку самого осадового басейну. Передбачається, що в результаті прогресивного занурення басейну в осадових відкладах виникає потужна система висхідних теплових потоків, які активізують процеси нафтогазоутворення. Утворюючи ВВ розчини піднімаються по тріщинах і порах вгору по осадовому розрізу, перетинають породи-колектори з температурами й тисками нижче, ніж в осередках генерації, і насичують їх нафтою і газом.

В останній модифікації флюїдодинамічної гіпотези [Соколов, Абля, 1999] вважається, що присутні в колекторах нафти, склад ВВ яких не узгоджується з умовами залягання, мають різні джерела. Це можуть бути нафти, які прориваються з залягаючих нижче джерел генерації ВВ, а також нафти, що утворилися під дією високотемпературних гідротерм. Надходження цих нафт у поклади нерідко має дуже швидкий проривний характер. Головна особливість таких «ін'єкційних» нафт – висока зрілість не всієї нафти, а лише її окремих компонентів. Допускається, що ці компоненти можуть народжуватися в різних областях осадового басейну, а також, можливо, в більш глибоких сферах Землі, і після свого утворення мігрують в латеральному й вертикальному напрямках.

Ідея ін'єкційного нафтонакопичення усуває труднощі органічної теорії при інтерпретації відомих фактів інверсії нафт у розрізі по їх зрілості, коли в верхніх горизонтах накопичуються більш перетворені нафти, а також сусідства в одних покладах генетично різнорідних нафт.

У такий спосіб флюїдодинамічна модель відмовляється від двох основних постулатів осадово-міграційної гіпотези й виходить з можливості швидкого переміщення вуглеводневих розчинів у межах осадового басейну, допускаючи

їх надходження з глибших земних надр, що явно ріднить її з уявленнями неоргаників.

Глибинна неорганічна гіпотеза. Помітно зміцнилися в останні роки позиції і неорганічної гіпотези утворення нафти і газу [Калинко, 1964; Пиковский, 1999; Дмитриевский, Валяев, 2004; Валяев, 2011; та ін.]. У багатьох публікаціях викладені нові аргументи й факти, що свідчать про швидкі, «не геологічні» часи формування нафтогазових родовищ, зв'язку покладів із локалізованими потоками вуглеводневих флюїдів, а також про участь у процесах нафтогазоутворення ВВ абіогенного генезису тощо.

Встановлені масштаби розвантаження ВВ у селевому вулканізмі й при формуванні скупчень газогідратів [Валяев, 1997; Дмитриевский, Валяев, 2004; та ін.] дозволяють забезпечити швидке за геологічними мірками формування дуже великих і навіть гігантських скупчень ВВ.

Останні роки ознаменувалися описом тисяч виходів нафти й газу на дні Світового океану. Тільки в одному Чорному морі виявлено понад 300 площ із розвантаженням ВВ у вигляді сипів, диапірів, грязьових вулканів тощо. Ці розвантаження є локалізованими потоками вуглеводневих газів і флюїдів, що надходять із надр на земну поверхню. У багатьох випадках із перехопленням цих ВВ пастками земної кори пов'язане формування покладів легких «незрілих» нафт, біохімічного метану й ізотопно-важких газів у породах низької катагенетичної перетворюваності.

На думку Ю.І. Піковського [Пиковский, 2004], насичені ВВ нагріті флюїдні плюми, що надходять з великих глибин, потрапляючи в холодні пастки, відчувають конденсацію, сепарування і гравітаційне розшарування, що й призводить до формування нафтових і газових покладів.

«Змішані» мінерально-органічні гіпотези. Ряд дослідників традиційні погляди на походження нафти й газу «органічним» або «неорганічним» шляхом замінює уявленнями про їх спільне (міксгенетичне) утворення [Гаврилов, 2007; Готтих, Писоцкий, 2002]. Головну роль тут відіграють глобальні геодинамічні цикли еволюції літосфери, які створюють сприятливі умови для обміну флюїдами поверхневих (біогенний синтез ВВ) і глибинних (абіогенний синтез ВВ) сфер.

У моделі [Чебаненко та ін, 2000] передбачається, що нафта й газ утворюються у верхніх частинах земної кори при взаємодії мантійного водню з вуглецем осадових басейнів. Нафта й газ виникають у самій земній корі, а не піднімаються з надр у «готовому» вигляді. Близькі ідеї розвиває А.А. Бардін [Бардин, 2001], він вважає вуглець нафти органогенного походження, а водень – глибинним, який виконує функцію селективного адсорбенту, розчинника та агента, що транспортує нафту.

У мінерально-органічній гіпотезі [Дюнин, Корзун, 2003] визнається можливість змішаного утворення нафти з похованої ОР осадового чохла і з флюїдів мантійного походження, що піднімаються знизу. Передбачається, що, вступаючи в реакції з органікою порід і захоплюючи ВВ біогенного генезису, флюїди надають ВВ мантійного генезису геохімічні риси нафти біогенного походження й навпаки.

За гіпотезою І.А. Резанова [Резанов, 2006], наявність у породах похованої ОР навіть зайва. Потрібне лише надходження до поверхні глибинних абіогенних ВВ, що утворюються, зокрема, у процесах десерпентизації офіолітів земної кори. Потрібні біогенні риси у нафти виникають внаслідок переробки її ВВ бактеріями підземної біосфери.

Біосферна концепція походження нафти й газу. Біосферна концепція, розроблена А.А. Баренбаумом [Баренбаум, 2013], узагальнює біогенну та абіогенну теорії, що відображають два основних механізми генезису ВВ у природі. При новому підході до вирішення проблем нафтогазоутворення ці механізми не конкурують між собою, а взаємно доповнюють один одного. У біосферний концепції нафта і газ розглядаються як відновлені до ВВ продукти циркуляції вуглецю і води через поверхню Землі в ході їх глобального геохімічного кругообігу. У системі такого кругообігу виділені три цикли, які визначають полігенний склад нафти. Перший, тривалістю 105-109 років, пов'язаний із зануренням вуглеводовміщуючих порід у мантію Землі під час субдукції літосферних плит. Другий, тривалістю 106-107 років, викликаний перетворенням ОР під час осадонакопичення. І третій, тривалістю 40 років, обумовлений переносом вуглецю біосфери вглиб земної кори метеогенними водами в ході їх кліматичного кругообігу. Відповідно до даної концепції нафтогазові скупчення виступають природними пастками – «накопичувачами» циркулюючого через поверхню Землі рухомого вуглецю, надлишкового для системи його регіонального геохімічного кругообігу. Внаслідок активної участі в цьому процесі метеогенних вод поповнення пасток ВВ відбувається не за геологічний час, а за десятки-сотні років. При цьому самі пастки, по-перше, розміщуються в межах великих осадових басейнів, дренуючих величезні за площею території, і, по-друге, тяжіють до великих розломів земної кори. Наявність розломів, з одного боку, полегшує надходження метеогенних вод у породи земної кори, а з іншого, сприяє розвантаженню цих вод від вуглецю, що транспортується ними. Полігенність нафти загалом обумовлена двома фізико-хімічними процесами: екстракцією метеогенними водами перетвореної органіки осадових порід і поліконденсаційними реакціями синтезу ВВ з поставленого тими ж водами вуглецю.

Довгі роки тривають наукові дискусії між «органіками» і «неорганіками» з питань генезису нафти і газу. Останнім часом, однак, намітилася тенденція до зближення позицій сторін спору. На зміну органічній та неорганічній гіпотезам, що протиборствують вже понад 100 років, пропонується нова система поглядів на походження нафти і газу, які відновлюються в процесі експлуатації родовищ.

Ми пропонуємо розглянути компромісну об’єднуючу модель походження нафти та газу на суходолі та в морських акваторіях у світлі ГБМК походження ВВ, основи – запоруки високоефективної пошукової технології.

Причини та наслідки прогнозування перспективних площ та ділянок на ВВ за відсутності єдиної концепції їх походження

На геологічному симпозіумі в 1959 р. у Львові в основоположній доповіді В.Б. Порфір'єва розглянуті різні аспекти формування промислових скупчень ВВ, починаючи з проблем утворення, обумовленого головним чином логічною ув'язкою їх скупчень з уявленнями про умови їх утворень.

Спираючись на результати чисто геологічного матеріалу різних нафтогазоносних регіонів світу представників органічної школи, В.Б. Порфір'єв приходить до нового висновку про неорганічне походження нафти (ВВ): *«…земная кора удивительно бедна нефтью (УВ)»* [Порфирьев, 1952; 1959;]. Загальна площа всіх родовищ світу зникаюче мала в порівнянні з так званими седиментаційним басейнами – потенційними збірними площами ВВ в уявленні прихильників теорії нафтоматеринських порід.

На останній карті нафтогазоносний басейн (НГБ), за І.О. Бродом, охоплює площу від Уралу до меридіану м. Горький, від Льодовитого океану до південного берега Каспійського моря, а також інший трикутник – нафтогазоносний басейн має складний обрис Москва – Перм – Канін Ніс [Порфирьев, 1959].

Таке розміщення «НГБ» створює уявлення про надзвичайні умови поширення нафтопроявів або про процеси нафтогазоутворення, витриманих на величезних площах. А саме цей принцип і лежить в основі прихильників нафтоматеринських порід, що в решті-решт, на погляд В.Б. Порфір'єва, не відповідає мізерно малій сумарній площі реальних нафтових покладів у вигляді різкої розбіжності між колосальними площами осадових утворень і загальною площею покладів ВВ, у порівнянні із загальною картиною всієї поверхні земної кулі [Проблема ..., 1971].

Як очевидний фактор формування нафти (ВВ) для розширення геологічних знань розглядається вертикальна міграція по великих розривах від мантії до осадового чохла включно.

Як колишній прихильник біологічного походження ВВ В.Б. Порфір'єв наштовхується на неспростовні факти. Не всі гігантські родовища приурочені до розломних зон. Заперечуючи участь ОР, як першооснови зародкового початку ВВ і пов'язуючи накопичення й міграцію з великою кількістю глибинних розломів, В.Б. Порфір'єв все ж зазначає, що в ряді районів це виглядає не так наочно й чітко. Відсутність розломів стосується можливості існування їх у давніші епохи, посилаючись на неможливість обґрунтування гіпотези, пов'язаної з особливостями розвитку Землі як планети і з тим, що, мабуть, четвертинний час став початком якогось принципово нового етапу.

Дискусії на симпозіумах у рамках проблем міграції нафти й формування скупчень нафти й газу практично традиційно не торкалася прогнозно-пошукових питань. А до цього, в кінцевому підсумку, повинен бути спрямований весь величезний науковий потенціал наукових симпозіумів академічної та наукової громадськості, що представляють нафтогазову галузь і несуть тягар величезних втрат у матеріальному і моральному плані, постійно залишаючи в заручниках авторитет академічної науки.

Підводячи підсумки наради, в доповіді М.О. Кудрявцева з новою силою розгорілася дискусія, яка відображає безперспективність двох існуючих напрямків щодо пошуків нафти і газу [Порфирьев, 1959].

Однак аргументи представників органічної школи І.Й. Брода, А.Н. Снарського, Н.Б. Єрьоменка, О.В. Долицького, В.О. Соколова, М.Б. Вассоєвича та ін., які стверджують, що теорія нафтовидобувних – материнських порід є найбільш прогресивною теорією щодо пошуків ВВ, що тільки з нею можна шукати нафту і що всі нафтові й газові родовища відкриті з її допомогою, посилаючись у доказах на відкриття нафти в Сибіру, зазнали поразки: «*Искали фации, а первая же скважина дала фонтан нефти. Большего провала, чем потерпела теория нефтепроводящих пород в Сибири и лучшего подтверждения глубинного происхождения нефти трудно себе вообразить*» [Порфирьев, 1959].

Характерно й дуже переконливо для всього симпозіуму прозвучала відповідь самого Н.А. Кудрявцева на питання протиборчої сторони: «*В соответствии с практическими следствиями из гипотезы глубинного происхождения нефти я рекомендовал и рекомендую искать нефть в нижних горизонтах осадочной толщи, если она есть в верхних, и если в этих же нижних горизонтах имеются коллекторы и могут быть ловушки, в которых и могут быть сосредоточены основные ее запасы. В кристаллическом фундаменте необходимо лишь углублять скважины, выясняя по керну, обнаружена ли нефть для дальнейших исследований*» [Порфирьев, 1959]. Так була закладена пошукова основа труб дегазації ВВ [Валяев, 2006].

Закриваючи симпозіум знаменитих геологів, В.Б. Порфір'єв, практично як представник двох існуючих парадигм, зазначив: «*У сторонников противоположного происхождения нефти нет никаких оснований утверждать, что теория их, действительно принимаемая большинством геологов, оправдала себя на практике и подтверждена результатами специальных научных исследований. И результаты этих исследований оказались отрицательными. … Мы, геологи, можем делать прогнозы перспектив только в очень широком плане, только в масштабе целых регионов. Направлять поиски и разведку в конкретных районах на основе теоретических представлений об условиях образования нефти и принципов ее миграции они еще не могут. Попытки же отдельных товарищей утверждать, что промышленная нефтеносность того или иного региона была открыта на основе указаний той или иной теории происхождения, или наивны, или недобросовестны*» [Порфирьев, 1959]. Такий відвертий висновок засвідчив безперспективність боротьби двох напрямків розвитку геологічної науки в галузі генетичних основ утворення ВВ, кінцевою метою яких передбачалось створення високоефективної пошукової технології.

Головна причина тривалого й не дуже плідного пошуку ВВ та розробки високоефективних експресних технологій полягає, на наш погляд, не стільки в складності самої проблеми, скільки в тому, що її рішення до теперішнього часу по-справжньому не затребуване у зв'язку із значними науковими прорахунками в нафтогазопошуковій практиці, особливо академічною наукою та її лідерами.

Відсутність спільних поглядів та ідей на пошуки нафти й газу при відсутності єдиних поглядів на генетичні проблеми, в кінцевому рахунку, спирались загалом на затрати та, як показала практика, малоефективну сейсморозвідку та глибоке буріння. Ці технології будучи безперечно важливим інструментом пізнання надр, корпоративно дуже вигідні через високу вартість робіт. Потужна нафтогазова індустрія об'єктивно зацікавлена в збільшенні обсягів замовлень на геофізичні та бурові роботи, а не в їх скороченні. Практикою поки сприймаються лише ті методи й рекомендації, які допомагають долати технологічні труднощі (наприклад, збільшити нафтовіддачу шара), а не на ідеї, спрямовані на скорочення обсягів робіт, нехай навіть для більш швидкого отримання результату. Тому, наприклад, існуючий ряд методів пошуків на фундаментальній біогенній або на протиборчій абіогенній концепціях покликані скоротити витрати на буріння, майже 100 років не виходить зі стадії дослідно-методичних робіт. Закономірності, пов'язані з генезисом й розміщенням родовищ нафти й газу, також не представляють серйозного інтересу для нафтогазових компаній. Сьогодні багато питань пошуків і розвідки вирішуються незалежно від теорії генезису нафти і газу, тому практики часто говорять, що їм все одно, якого походження нафта, аби вона була.

Такий стан справ виявився наслідком відсутності єдиних поглядів на походження ВВ та високоефективних пошукових технологій, що збільшують недовіру до академічних авторитетів та їх недосконалих розробок.

Постійні дискусії, що проходили на численних форумах, симпозіумах практично традиційно не торкалися прогнозно-пошукових питань. А до цього, в кінцевому підсумку, повинен бути спрямований весь величезний науковий потенціал наукових симпозіумів академічної та наукової громадськості, що представляють нафтогазову галузь і що несуть тягар величезних втрат у матеріальному й моральному плані, постійно залишаючи в заручниках авторитет академічної науки.

Чи можливе в принципі вирішення цієї проблеми розробкою пошукової методики?

В одній із своїх статей О.Ю. Лукін ставить коректне запитання та практично на нього відповідає, піддаючи сумнівам власні наукові дослідження, що в подальшому збільшує розрив між наукою та виробництвом, наносячи академічному авторитету моральну шкоду.

Лідер нафтогазової української науки ставить риторичне запитання наводячи численні парадокси.

Резонне питання: а чи можливо в принципі вирішення цієї проблеми таким шляхом, тобто правомірно зводити її до вирішення прямої задачі? Нехтуючи принципами прикладних та фундаментальних наук, без комплексу яких неможливий прогноз, а «проривні» відкриття взагалі не передбачені. Тому не можна повністю заперечувати принципову можливість появи абсолютно нових науково-технічних способів її рішення. Однак в доступному для огляду майбутньому цього не станеться. Про це свідчать властиві цій проблемі, на думку Лукіна О.Ю., чотири парадокси, які до дійсного часу не відзначені у

відповідній науковій літературі, тим самим розписуючись у власній неспроможності вирішити найбільш стару та найважливішу наукову проблему.

Підбиваючи парадоксальні підсумки наукових досліджень, автор не надає жодної надії та поради на вирішення важливих проблем сьогодення.

Нижче ми наведемо фрагменти статі «*От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований*» [Лукин, Шестопалов та ін., 2018], яка остаточно припиняє дискусії та боротьбу думок науковців, що знову приводить нас до висловлювання Кудрявцева: «*Но подлинная наука не терпит монополий отдельных ученых, каким бы научным авторитетом они ни пользовались*»:

«Возможные направления при целенаправленных усилиях передовой части человечества, к которым авторы относят себя и в дальнейшем благодаря усилиям Г.И. Войтова, Д.Т. Осыки, В.Н. Ларина, Г.В. Перевозчикова, В.Л. Сывороткина, Н.В. Ларина, В.А. Згонника и других развивается изучение современных приповерхностно-атмосферных проявлений глубинной водородной дегазации в различных частях земного шара», вважають автори, практично нехтуючи чудовою школою вітчизняної геологічної думки. За порадами цих авторів в Росії не пробурено жодної св.

На думку авторів: «*На протяжении последних 50 лет, в науках о Земле происходит смена парадигм, что выражается в появлении таких направлений, как нелинейная геофизика, нелинейная металлогения* [Щеглов, 1983], *нелинейная геодинамика* [Пущаровский, 1993], *нелинейная нефтегазовая геология* [Лукин, 2004]. *Термин «нелинейный» в данном случае не столь строгий, как в математике – означает «нарушение прямых, линейных зависимостей между определенными геологическими явлениями (величинами)* [Щеглов, 1983]*».*

«Нелинейность геологических процессов (или ими обусловленных объектов) неразрывно связана с необратимостью, неравновесностью, а также некорректностью соответствующих задач, решаемых в рамках геолого-геофизических наук [Блюман, 2001; Лукін, 2004]*».*

Як наголошують автори: *«Реализация такого подхода возможна лишь при условии организации комплексного взаимоувязанного обязательного изучения сквозьформационных разнообразных эпигенетических изменений всех транзитных комплексов пород, соответственно существенного расширения применяемого комплекса методов исследований и максимального охвата изучением не только верхов земной коры, но и ее консолидированной части, а также верхней мантии. При этом следует еще и еще раз подчеркнуть, что при реализации такого подхода к геологическому картированию мы получим не только существенно более полные представления о геологических закономерностях конкретных регионов, но и совершим значительный прорыв в достижении практических целей — более полного познания ресурсного потенциала и преимуществ конкретных территорий.*

Новый этап геологического картирования должен базироваться на результатах углубленных научных исследований, охватывающих всю мантию и, как минимум, жидкое ядро, а также источники внешней энергии, связанные с процессами взаимодействия в системе «Земля — Луна — Солнце

— дальний Космос», который в значительной мере оказывает влияние на ритмику энергетических процессов.

В этой связи предваряющая, финансово обеспеченная активизация научных исследований глубинных частей недр планеты, в первую очередь геофизическими и другими методами, является весьма актуальной задачей академической науки.

По результатам комплексного картографического изучения следует выбрать участки для проведения длительного мониторинга режима различных полей, включая комплекс наблюдений, позволяющий выявить пульсационные закономерности различных процессов и степень их аномальной опасности.

Финансовое обеспечение такого комплекса геологических работ по картированию потребует серьезных усилий геологического сообщества по просвещению ответственных лиц, принимающих решения, с целью их убеждения в крайней необходимости такой практики как в связи с перспективой серьезного наращивания ресурсного потенциала, так и для повышения экологической безопасности страны»

Такий підхід щодо полігенезу ВВ на основі діючих теорій та створення пошукових технологій стане новим відчутним гальмом та фантастичним марнотратством у подальшому розвитку теорії та практики в нафтогазовій геології, як і 150 років тому.

Зміщення вектору до високоефективної пошукової технології полягає в комплексному підході до проблеми пошуків та розвідки нафтогазоносних площ та ділянок на основі нової концепції-парадигми та використання широкого спектру пошукових критеріальних ознак.

Аналіз сучасного стану методології прогнозування та практики пошуків ВВ показує повну неспроможність існуючих гіпотез як органічного, так і неорганічного походження нафти, які претендують на роль наукових теорій, як у частині забезпечення провідницької функції науки (прогнозування нафтогазоносності надр, оцінка ресурсного потенціалу, нафтогеологічного районування територій, вибір напрямків геологорозвідувальних робіт), так і в частині керівництва практикою нафтогазопошукових робіт (напрямів пошуково-розвідувального процесу).

Як і раніше в усьому світі, при неподільному пануванні гіпотези біогенного походження нафти та відсутності розробки високоефективної технології пошуків ВВ, шукають не нафту (газ), а пастки (антикліналі), які можуть містити нафту (газ), а можуть і не містити [Тимурзиев, 2008]. І ось тут А. Перродон [Перродон, 1991] наводить страшні цифри (по-іншому їх не назвеш) успішності пошуково-розвідувального буріння, що характеризують рівень наукового забезпечення геологорозвідки керівною «теорією» біогенного походження нафти. Далі за автором: *«Коэффициент успешности поисково-разведочных скважин (NFW) в 1945-1975гг. сохранялся в пределах 10%. … В течение 70-х годов процент успеха повысился, достигнув 20% в 1980 г., вероятно благодаря лучшей подготовке площадей сейсморазведкой. Однако относительно высокие коэффициенты успешности (!!! – наш комментарий) всех категорий не должны нас так уж обольщать: процент крупных успехов*

(И! – наш комментарий), т.е. открытие нефтяных месторождений с запасами, превышающими 140 000 т нефти, или с эквивалентными запасами извлекаемого газа, в 1945 г. составлял лишь 4%, затем постоянно снижался и в 1976 г. упал до 1,85%. Что касается процента открытий месторождений с запасами свыше 5 млн т, то он составлял в 1976 г. всего 2% для нефти и 3% для газа при числе новых поисковых скважин 5840, т.е. коэффициент успешности равен только 0,001» [Перродон, 1991, с. 40]. Щоб зрозуміти важливість наведених цифр по США, варто нагадати, що три чверті св., пробурених на земній кулі, знаходяться в США, і ці цифри характеризують достовірну і найбільш статистично обґрунтовану ефективність пошукового буріння, заснованого на керівній «теорії» біогенного походження нафти.

І якщо у своїй передмові А. Перродон пише про те, що *«Успех поисков в большей степени связан с их упорством, чем со знаниями»* [Перродон, 1991, с. 7], то підсумовуючи історії відкриття нафтових родовищ Північної Америки, він резюмує: *«в случае разведки на нефть, возможно, больше чем при любом другом предприятии, основным условием конечного успеха является вера».* Тут наші коментарі зайві!

Навіть у наш час, маючи на озброєнні найпередовіші технології, положення з ефективністю ПРР поліпшити не вдається. Так за даними Kansas Geological Survey, у 2008 р. у штаті Канзас було відкрито 102 нових родовища і розширені (розвідані) інші поля, при цьому були пробурені 1690 нафтових і 1620 газових св. Розрахунок показує, що для відкриття одного родовища бурилось 32,5 св, а коефіцієнт успішності склав 3,1%.

Як бачимо, успішність пошуків на основі діючих гіпотез осадово-міграційного походження нафти свідчить про їх повну неспроможність як напрямної теорії і як інструменту наукового прогнозу, так і про потребу якнайшвидшої зміни, заснованої на ній парадигми пошуків нафти.

У зв'язку з цим потрібно визнати, що сучасний рівень розвитку теорії нафтогазової геології і наукового забезпечення геологорозвідки, що не змінилися за період, що минув з часів «нафтової лихоманки», відстає від практики пошуків нафти і, по суті, не відповідає ні ролі наукового передбачення, ні ролі наукового забезпечення і практичного керівництва під час супроводу геологорозвідувальних робіт. Досягнутий «прогрес» світової нафторозвідки здійснювався досі всупереч недосконалості теоретичних основ, винятково на базі емпіричних зв'язків родовищ з нафтопроявами і з антиклінальними структурами, а останнім часом підтримується тільки завдяки цифровій революції у геофізиці, в комп'ютерних технологіях й технологіях буріння св.

При цьому витратний механізм функціонування нафтової галузі з часів «нафтової лихоманки» є родимою плямою, визначеною фатальними ставками на органічну чи неорганічну «теорію» походження нафти, і досі не подоланий. Людство дорого платить за парадокси науки та відсутність поваги до новітніх прогресивних поглядів та розробок їх виконавців.

РОЗДІЛ 2

ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНА КОНЦЕПЦІЯ ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ. ОБГРУНТУВАННЯ ТА АДАПТАЦІЯ

Генерація, міграція та акумуляція ВВ є фундаментальною проблемою в нафтогазовій геології.

У сучасному стані методології і практики пошуків ВВ практично протягом XIX-XX століть існує низка проблем, які не вирішені й у XXI ст., незважаючи на тривалі й нерідко, здавалося б, успішні спроби їх вирішення.

Протягом цілих сторіч, як і на сьогодні, відомі два погляди на природу походження нафти. Перша – біогенна, нафта утворилася із залишків тварин або рослин. Друга теорія – абіогенна. Її докладно розробив Д.І. Менделєєв, припустивши, що нафта в природі може синтезуватися з неорганічних сполук.

І хоча більшість геологів дотримується все-таки біогенної теорії, відзвуки цих суперечок не затихають донині. Адже надзвичайно велика ціна істини в цьому випадку. Якщо праві прихильники біогенної теорії, то правильне й побоювання, що запаси нафти, які виникли давним-давно, незабаром можуть вичерпатися. Якщо ж правда на боці їхніх опонентів, то, імовірно, ці побоювання даремні, але в цьому випадку неможливо пояснити регенерацію відновлення виснажених родовищ.

Які ж аргументи наводять на захист своїх міркувань прихильники однієї та інший гіпотез?

У своїх припущеннях Д.І. Менделєєв [Менделеев, 1952] посилається на досвід з одержання водню і ненасичених ВВ шляхом впливу сірчаної кислоти на чавун, що містить достатню кількість вуглецю.

15 жовтня 1876 р. на засіданні Російського хімічного товариства виступив з докладною доповіддю Д.І. Менделєєв. Він виклав свою гіпотезу утворення нафти. Учений вважав, що під час гороутворюючих процесів по тріщинах-розломах, що розсікають земну кору, углиб надходить вода. Просочуючись у надра, вона, зрештою, зустрічається з карбідами заліза, під впливом навколишніх температур і тиску вступає з ними в реакцію, у результаті якої утворюються оксиди заліза і ВВ, наприклад етан. Отримані речовини по тих же розломах піднімаються у верхні шари земної кори й насичують пористі породи. Так, на його погляд, утворюються ВВ.

Звідки ж беруться газонафтові родовища від дрібних до гігантських? Де формується первинний матеріал – метан у кількостях, що відповідають розмірам (об'ємам) родовищ? Першу і майже обґрунтовану спробу пояснити це здійснили прихильники біогенної теорії утворення ВВ – нафти. Але протягом усіх досліджень загальноприйнята біогенна концепція-парадигма завжди відставала від практики, підсумком чого є жалюгідний стан ефективності пошукових робіт і незабезпеченість пошуків ВВ.

Наведені, на перший погляд, фундаментальні доводи мантійної гіпотези зіштовхнулися з нездоланними, на думку протиборчих прихильників біогенної гіпотези в особі їх засновників і прихильників (І.М. Губкін, М.Б. Вассоєвич, Б.О. Соколов, родина Баженових, [Вассоевич, 1967; Соколов, Абля, 1999]), нафтидогеохімічними й термодинамічними протиріччями.

Присутність у нафтах біомаркерів – хемофосілій різноманітних успадкованих біологічних молекулярних структур, нерідко в значних концентраціях і генетично інформативних співвідношеннях, неможливо пояснити ні біогенним синтезом, ні процесами «вымывания их из вмещающих пород мантийною нефтью при ее струйной миграции» [Вассоевич, 1986].

У наведення двох існуючих гіпотез-парадигм, на відміну від абіогенної гіпотези, як уважали представники біогенної парадигми, осадово-міграційна теорія мала тотальне переважаюче значення, практично повністю відводячи і витісняючи всі інші варіанти, у тому числі абіогенних модифікацій.

Її прихильники трактують нафтидогенез і газонакопичення як результат катагенезу ОР осадових порід завдяки поступовому зростанню температур і тисків в умовах інфільтраційних комплексів гідролого-гідрогеологічних, геоструктурних і геохімічних процесів у зонах геоструктурних прогинів і схилів морських акваторій.

Геологічну основу цієї теорії, на думку прихильників біогенної гіпотези, становлять три елементи: шар нафтоматеринських порід; шар-колектор, тобто пориста порода, здатна накопичувати нафту та газ або ті й інші разом; шар-покришка, тобто порода слабопроникна для нафт і газів та інших флюїдів.

Доводи одного з фундаторів біогенної теорії походження ВВ академіка М.Б. Вассоєвича [Вассоевич, 1986] про мікронафту та її первинну міграцію в осадовому чохлі були фундаментально обґрунтовані, але не були прийняті

однозначно. Не маючи переконливих доказів того, що в нафтоматеринських породах утвориться готова нафта, вона не може й виходити з неї.

На початку 90-х років минулого ст. академік А.О. Трофімук, прихильник органічної теорії походження ВВ, висунув припущення, що нафта все-таки мігрує, з огляду на ту обставину, що навколо більшості нафтових і газових родовищ практично відсутні нафтоматеринські породи [Трофимук, 2002].

Однак цей геологічний факт вторинності нафтових родовищ прихильники неорганічної теорії використовують для правоти своїх побудов. Отже, у нафтових покладах перебуває, імовірно, якась інша нафта, тобто вона має неорганічне походження.

Такий підхід не первинного розміщення родовищ ВВ для А.О. Трофімука [Трофимук, 2002] став стимулом для пошуку нового варіанта органічної теорії походження нафти. Якщо «*главная концепция – нефть образуется в одном месте, а накапливается в другом*» стала гаслом і логічною основою розвитку уявлень про глибинний мантійний генезис нафти, то в кінцевому підсумку виникла потреба перегляду органічної концепції з метою ліквідації протиріч.

Наприкінці 50-х років минулого сторіччя прихильник органічної теорії походження ВВ академік В.Б. Порфір'єв стає засновником неорганічного напряму в Україні. Він підтримав аналогічні погляди видатних вчених-нафтовиків М.О. Кудрявцева і П.М. Кропоткіна і заснував неорганічний напрямок нафтогазової геології в Україні [Кропоткин, 1986; Кудрявцев, 1973; Порфирьев, Линецкий, 1952].

Головну ідею цього напрямку можна сформулювати так: нафта й газ утворюються при дуже високих температурах і тисках під земною корою з наявних там водню та оксиду вуглецю по реакціях Фішер – Тропша. Геохімічні дані (аномально високі концентрації цирконію, титану, барію, ванадію, урану й інші ознаки некогерентної асоціації, ізотопний склад каталізаторів вуглецю, сірки, водню, гелію) свідчать про зв'язок темноколірної пелітоморфної полімінеральної речовини із впровадженням аномальних мантійних флюїдів.

Крім того, у цей же період Е.Б. Чекалюк [Чекалюк, 1978] повністю обґрунтував термодинамічні процеси стійкості нафтових ВВ в аномальних умовах мантії.

Таким чином, суть принципової схеми абіогенної теорії полягає в тому, що із глибоких горизонтів разом з іншими газоподібними речовинами в результаті пульсуючих чи постійних ін'єкцій у вигляді структурної міграції біогенних флюїдів, які вміщують ВВ, до мантійних верств, відбувається їхнє впровадження гравітаційними процесами по тріщинних шляхах у вигляді інверсійних перетікань. Про формування останніх можна судити по широкому розвитку конденсаційних водних облямівок.

Такі тектоно-геодинамічні зони, як було сказано раніше, виступають у зв'язку з геодинамічними процесами й в результаті під дією співімпульсних збурювань вичавлюють ВВ і соленосні флюїди у вигляді діапірів.

Останнім часом намітилася тенденція до зближення двох суперечливих боків біогенної та абіогенної гіпотез. Об'єднуючим початком послужила ідея В.І. Вернадського про глобальний геохімічний кругообіг речовини на нашій планеті. Ідея кругообігу дозволяє сполучити кращі сторони двох існуючих

гіпотез. Так, біогенна гіпотеза пояснює роль механізму перетворення ОР на нафту й газ на низхідній гілці кругообігу, а абіогенна − на висхідній. У такій сукупності ці дві концепції можна розглядати як взаємодоповнюючу систему уявлень, які відображують два основні механізми формування ВВ у процесі глобального геохімічного кругообігу, що в кінцевому підсумку дозволяє сподіватися на створення єдиної концепції, а з нею і розробки високоефективної технології на нафту та газ.

У наш час, коли через тривалі суперечки двох існуючих у світі шкіл (біогенної парадигми та абіогенної концепції) практично не визнається академічна нафтогазова геологічна наука й активно впроваджуються західні технології, у більшості геологічних фахівців нафтовидобувної галузі виникла ілюзія можливості підміни комплексу геологічних, гідрологічних, гідрогеологічних, біокліматичних методів, нових науково обґрунтованих пошукових (у тому числі прямопошукових) технологій тотальною комп'ютеризацією у вигляді розрахункових програмних комплексів, тривимірної сейсморозвідки, високотехнологічного буріння.

Успішність пошуків покладів нафти та газу як була в межах 20-30% у «низько технологічному» минулому, так і тримається у «високотехнологічному» сьогодні, а витрати на пошукові роботи зросли в десятки разів.

Віддаючи належне технічному прогресу, варто констатувати, що таке рішення надскладної пошукової проблеми, спираючись на вкрай низький коефіцієнт підтвердження результатів, вимагає розробки й впровадження нових методів та технологій на досить надійному рівні науково обґрунтованих рішень завдань тільки з урахуванням прямопошукових ознак прогнозування нафтогазоносних об'єктів.

Чи є вихід зі сформованої ситуації? Чи є рішення, що дозволяють принципово змінити стан в області успішності пошуків і розвідки покладів ВВ? Так, вони є. І рішення ці мають інтелектуальний характер у багато разів ефективніші існуючих технічних методів, на основі сучасної теорії нафтидогенезу − нафтогазонакопичення, яка повинна, з огляду на екзогенно-ендогенні процеси, стати об'єднуючою біогенно-абіогенною концепцією нафтогазової геології в XXI ст., що дозволить обґрунтувати багатофазний різновекторний характер нафтидогенезу і єдність механізмів утворення вуглеводневих родовищ різного типу нафтогенеруючих систем [Тимурзиев, 2013; Багрий, 2018; Глумов, Плотникова, Муслимов, 2004].

За Томасом Куном під парадигмами розуміються визнані наукові досягнення, які протягом певного часу дають науковому співтовариству модель постановки проблем і їх рішень і означають дослідження, що міцно спираються на одне або кілька минулих наукових досягнень – досягнень, які протягом окремо визначеного часу визнаються певним науковим співтовариством як основа для їх подальшої практичної діяльності. Досягнення, що володіють цими характеристиками, називаються далі «парадигмами»[Кун, 2009].

На шляху до таких досліджень – приклади, що містять закон, теорію, їхнє практичне застосування й потрібне обладнання, – все разом дає нам моделі, з яких виникають конкретні напрацювання наукових досліджень.

Парадигми спираються на одні й ті ж правила й стандарти наукової практики. Ця спільність установок і видима узгодженість, яку вони забезпечують, є передумовами для нормальної науки, тобто для генезису й спадкоємності в традиції того чи іншого напрямку дослідження.

Формування парадигми й поява на її основі більш досконалих технологій дослідження є ознакою зрілості розвитку будь-якої наукової дисципліни.

Не маючи можливості прийняти без доведення будь-яку загальну основу для своїх наукових переконань, кожен автор відчуває потребу будувати заново новий підхід, починаючи з самих основ.

Тому не дивно, що на ранніх стадіях розвитку будь-якої науки різні дослідники, стикаючись з одними й тими ж категоріями явищ, далеко не завжди одні й ті ж специфічні явища описують та інтерпретують однаково.

Прийнята в якості парадигми теорія повинна здаватися кращою, ніж конкуруючі з нею інші теорії, але вона зовсім не зобов'язана (і фактично цього ніколи не буває) пояснювати всі факти, які можуть зустрітися на її шляху.

Крім того, вона впливає на можливості створення багатьох спеціальних приладів і більш систематичного, цілеспрямованого їх використання. Відповідно зростала ефективність і продуктивність досліджень.

Однак потрібно хоча б стисло відзначити, як саме виникнення парадигми впливає на структуру комплексних досліджень, що розробляє ту чи іншу галузь науки. Коли в розвитку природничої науки окремий вчений або група дослідників вперше створюють синтетичну теорію, здатну залучити більшість представників наступного покоління дослідників, колишні школи поступово зникають. Зникнення цих шкіл частково обумовлено тим, що їх члени підтримують нову парадигму. Але завжди залишаються вчені, вірні тій чи іншій застарілій точці зору. Вони просто випадають з подальших сукупних дій представників їхньої професії, які з цього часу ігнорують всі їх зусилля. Нова парадигма припускає і нове, більш чітке визначення області дослідження. І ті, хто не має бажання чи не може пристосувати свою роботу до нової парадигми, повинні перейти в групу опонентів [Кун, 2009].

Таке визначення наукової групи має й інші наслідки. При прийнятті парадигми без доказів не доводиться у своїй роботі перебудовувати всю область заново, починаючи з вихідних принципів, і виправдовувати введення кожного нового поняття.

Поступаючи так, перш за все, відбувається зміна методів, результати яких дуже мало вивчені, але сучасні результати їх використання очевидні.

Такий науковий підхід полягає в реалізації цієї перспективи у міру розширення частково наміченого в рамках парадигми знання про факти. Реалізація зазначеної перспективи досягається також завдяки все більш широкому порівнянню цих фактів з передбаченнями на основі парадигми й завдяки подальшій розробці самої парадигми.

Мало хто з тих, хто фактично не належить до числа дослідників у руслі даної галузі науки, і не ставлять собі за мету створення нових теорій, зазвичай до того ж вони нетерпимі і до створення таких теорій іншими. Навпаки, дослідження в нормальній науці спрямоване на розробку тих явищ і теорій, існування яких парадигма свідомо припускає.

Перш за все, існує клас фактів, які, як про це свідчить парадигма, особливо показові для розкриття предмета досліджень. Використовуючи ці факти для вирішення проблем, парадигма породжує тенденцію до їх уточнення і до їх розпізнавання в більш широкому колі ситуацій.

Часто парадигма, розвинена для однієї категорії явищ, ставиться під сумнів при розгляді іншої категорії явищ, тісно пов'язаної з першою. Тоді виникає потреба в експериментах для того, щоб серед альтернативних способів застосування парадигми вибрати шлях до нової галузі наукових інтересів.

Робота в рамках парадигми не може відбуватися по-іншому, а відмовитися від парадигми означало б припинити ті наукові дослідження, які вона визначає.

Відсутність стандартної інтерпретації або загальноприйнятої теорії не перешкоджатиме парадигмі спрямовувати дослідження.

Парадигми можуть передувати будь-якому набору правил дослідження, який може бути з них однозначно виведений, і бути більш обов'язковими або повними, ніж цей набір.

Однак поки парадигми залишаються в силі, вони можуть функціонувати без всякої раціоналізації й незалежно від того, чи здійснюються спроби їх раціоналізувати.

Припустимо тепер, що кризи є потрібною передумовою виникнення нових теорій.

Певною мірою це дає уявлення про те, що наше подальше дослідження відмови від парадигми розкриє більш повно: досягнувши одного разу статусу парадигми, наукова теорія оголошується недійсною тільки в тому випадку, якщо альтернативний варіант придатний до того, щоб зайняти її місце [Кун, 2009].

Рішення відмовитися від парадигми завжди одночасно є рішенням прийняти іншу парадигму, а вирок, що приводить до такого рішення, включає як зіставлення обох парадигм з природою, так і порівняння парадигм одна з одною.

Як тільки вихідна парадигма, що служила засобом розгляду природних процесів, знайдена, жодне дослідження вже неможливе без неї, і відмова від будь-якої парадигми без одночасної заміни її іншою означає відмову від науки взагалі [Кун, 2009].

У перехідний період до нової парадигми може народитися нова наукова традиція, яка представляє собою процес далеко не прагматичний і не такий, який міг би бути здійснений за допомогою більш чіткої розробки або розширення старої парадигми.

Висловлені раніше попередні міркування можуть допомогти усвідомити нову ідею до виникнення нових теорій.

Ймовірно, це відбувається тільки тоді, коли перша традиція остаточно заводить у глухий кут.

Часто нова парадигма виникає, принаймні в зародку, до того, як криза зайшла надто далеко або була явно усвідомлена.

Коли парадигми, як це і повинно бути, потрапляють у русло суперечок про вибір парадигми, питання про їхнє значення в разі потреби опиняється в

замкненому колі: кожна група використовує свою власну парадигму для аргументації на захист цієї ж парадигми.

Приклади відкриттів, пов'язані з руйнуванням парадигми, не є простими історичними випадковостями. Навпаки, ніякого іншого ефективного шляху до наукового відкриття немає.

Та ж сама аргументація використовується в питанні створення нових теорій, характерною рисою яких є завзятий опір поясненню їх наявними парадигмами. Тільки цей тип явищ і дає підставу для виникнення нової теорії. Парадигми визначають для всіх явищ, виключаючи аномалії, відповідне місце в теоретичних побудовах дослідницької області вченого[Кун, 2009].

Подібної аргументації цілком достатньо, щоб зробити будь-яку теорію, використану будь-коли значною групою компетентних вчених, несприйнятливою до будь-яких протиріч.

Навіть у сучасних формах обмеження не дозволяє вченому у своєму дослідженні покладатися на теорію, коли це дослідження розкриває нову область або прагне досягти ступеня точності, безпрецедентної для попереднього застосування теорії.

По суті, це питання до теперішнього часу було тавтологічним. Без приписань парадигми не може бути нормальної науки.

Але парадигми відрізняються більш ніж змістом, бо вони спрямовані не тільки на природу, але й висловлюють також і особливості науки, яка створила їх. Вони є джерелом методів, проблемних ситуацій і стандартів рішень, прийнятих певним розвиненим науковим співтовариством у визначений час. У результаті сприйняття нової парадигми часто змушує до перевизначення основ відповідної науки. Деякі старі проблеми можуть бути передані іншій науці або оголошені абсолютно "ненауковими". Інші проблеми, які були раніше несуттєвими або тривіальними, можуть за допомогою нової парадигми самі стати прототипами значних наукових досягнень.

Традиція нормальної науки, яка виникає після наукової революції, не тільки несумісна, але часто фактично і непорівнянна з традицією, що існувала до неї.

До цього часу ми обговорювали аргументи, що стосуються нової парадигми, які ґрунтувалися на порівнянні можливостей конкуруючих теорій у вирішенні проблем. Для вчених ці аргументи зазвичай є надзвичайно значними і переконливими.

Вважається, що нова теорія повинна бути «більш зрозумілою», «зручнішою» або «більш простою», ніж стара. Ймовірно, такі аргументи ефективніші [Кун, 2009].

Зазвичай противники нової парадигми можуть на законних підставах стверджувати, що навіть у кризовій області вона мало перевершує традиційну парадигму, що змагається з нею. Звичайно, вона трактує деякі проблеми краще, вона розкрила деякі нові закономірності. Але, мабуть, стара парадигма може бути перебудована так, що зможе подолати виниклі труднощі, як вона долала інші перешкоди того часу.

Але суперечки навколо парадигм у дійсності не стосуються здатності до вирішення проблем, хоча є достатні підстави для того, щоб вони зазвичай

наділялися в таку термінологію. Замість цього, питання полягає в тому, яка парадигма повинна надалі спрямовувати дослідження з проблем, на повне вирішення яких жоден з конкуруючих варіантів не може претендувати. Потрібно зробити вибір між альтернативними способами наукового дослідження, причому в таких обставинах, коли рішення має спиратися більше на майбутні перспективи, ніж на минулі досягнення. Той, хто приймає парадигму на ранній стадії, повинен часто наважуватися на такий крок, нехтуючи доказом, який забезпечує вирішенням проблеми. Іншими словами, він повинен вірити, що нова парадигма досягне успіху у вирішенні великого кола проблем, з якими вона зустрінеться, знаючи при цьому, що стара парадигма зазнала невдачі при вирішенні деяких з них. Ухвалення рішення такого типу може бути засноване тільки на вірі.

Але якщо парадигма все-таки приводить до успіху, то вона неминуче набуває своїх перших захисників, які розвивають її до того моменту, коли можуть бути створені і помножені більш тверезі аргументи. І навіть ті аргументи, що вони знаходять, не є вирішальними кожний окремо. Оскільки вчені – люди розсудливі, той чи інший аргумент в кінці кінців переконує багатьох з них. Але немає такого єдиного аргументу, який може або повинен переконати їх усіх. Те, що відбувається, є скоріше значний зсув у розподілі професійних схильностей, ніж переконання відразу всього наукового співтовариства [Кун, 2009].

На самому початку новий претендент на статус парадигми може мати дуже невелике число прихильників, і в окремих випадках їх мотиви можуть бути сумнівними. Проте якщо вони досить компетентні, то вони будуть покращувати парадигму, вивчати її можливості і показувати, на що перетвориться принцип приналежності до даного наукового співтовариства в разі, якщо воно почне керуватися новою парадигмою. Протягом розвитку цього процесу, якщо парадигмі судилося здобути перемогу в битві, число і сила аргументів, що переконують на її користь, зростатимуть. Багато вчених тоді будуть долучатися до нової віри, а подальше дослідження нової парадигми триватиме. Поступово число експериментів, приладів, статей і книг, що спираються на нову парадигму, буде ставати все більшим і більшим. Все більше число вчених, переконавшись в плідності нової думки, будуть засвоювати новий стиль досліджень у нормальній науці, до того часу, поки нарешті залишиться лише незначне число прихильників старого стилю.

Наприклад, ми вже відзначали, що прийняття одного разу загальної парадигми звільняє наукове співтовариство від потреби постійно переглядати свої основні принципи; члени такого співтовариства можуть концентрувати увагу винятково на тонких і найбільш езотеричних явищах, які його цікавлять. Це неминуче збільшує як ефективність, так і дієвість, з якими вирішуються нові проблеми, вказуючи на вразливі боки колишніх досягнень. Крім того, навіть тоді, коли це трапляється і з'являється на світ новий кандидат на парадигму, вчені будуть чинити опір його прийняттю, поки не будуть переконані, що задовільнені дві найбільш важливих умови. По-перше, новий кандидат повинен, мабуть, вирішувати якусь спірну і в цілому усвідомлену проблему, яка не може бути вирішена ніяким іншим способом. По-друге, нова

парадигма повинна обіцяти збереження значною мірою реальної здатності розв'язання проблем, які накопичилася в науці завдяки попереднім парадигмам. Новизна заради новизни не є метою науки, як це буває в багатьох інших творчих областях. У результаті, хоча нові парадигми не часто або ніколи не володіють усіма можливостями своїх попередниць, вони зазвичай зберігають величезну кількість конкретних елементів минулих досягнень і, крім того, завжди допускають додаткові конкретні рішення проблем.

Сказати все це – ще не означає припустити, що здатність вирішувати проблеми є або унікальною, або безперечною основою для вибору парадигми, щоб забезпечити безперервне зростання одержуваних даних, які воно може обробляти точно, детально і повинна супроводжувати перехід від однієї зміни до іншої, а також має постійно створювати інструменти, досконаліші в будь-якому сенсі, ніж ті, що були відомі до цього.

Будь-яка концепція природи, що не суперечить при тих чи інших доводах росту науки, сумісна в той же час і з розвиненим тут еволюційним поглядом на науку [Кун, 2009].

У світлі двох існуючих біогенної та абіогенної концепцій ми пропонуємо розглянути ГБМК походження ВВ. Ця гіпотеза протягом останніх тридцяти років наших досліджень добре узгоджується з тектоно-геодинамічними закономірностями формування НГБ на основі гідролого-гідрогеологічних процесів, що відображають біогенну гіпотезу накопичення і трансформації біогенної складової осадів у вигляді первинних гідрогазометанових субстратів, які виступають у взаємозв'язку з абіогенними процесами тектонічних мантійних плюмів у зонах критичних тисків, високих температур і участі каталізаційних процесів у вигляді синтезу елементів мантійного походження, що в кінцевому підсумку беруть участь у процесах утворення газонафтових родовищ, газових та нафтових скупчень інверсійним шляхом (по геодинамічних зонах, формуючих труби дегазації).

Запропонована нами концепція-парадигма дає відповідь на питання, чому основна кількість (практично 100%) нафтових і газових родовищ розміщена переважно в геоструктурах, пов'язаних із прогинами і їхніми річковими басейнами, синкліналями, різноранговими розломами, ріфтогенами, грабенами, а також у дельтах, на шельфах та схилах морських акваторій, де є генератори накопичення первинного розчиненого метану з біокомпонентів осадових порід річкових систем і гідрологічні, кліматичні та біохімічні процеси формування річкових долин, дельт, каньйонів, які формують первинні газорозчинені компоненти нафтогазоносності – біологічні субстрати, що постійно поповнюються через кругообіг речовини в природі та слугують водогазовими ін'єкціями по розломних шляхах від поверхні до формуючих газові ВВ компоненти мантійних товщ (рис. 2.1).

При практичному підтвердженні і впровадженні СТАГГД зникає потреба надавати перевагу тій або іншій концепції, тому що ГБМК походження ВВ передбачає за В.І. Вернадським постійну нафтогенеруючу систему нафтидогенезу і єдність комплексу механізмів утворення складових ВВ, а також їх родовищ на основі єдиного кругообігу і всіх його компонентів від простих, на перший погляд, біогенних до складних геодинамічних,

геотермічних, гідрохімічних та геохімічних процесів, що проходять у геологічну лінійку від поверхні до мантійних товщ, та в результаті формують спектр складових ВВ. Такий підхід підтверджує ідеї двох видатних учених Д.І. Менделєєва та В.І. Вернадського, а головне – несе найважливіші досягнення двох протиборчих шкіл та майже повний спектр фундаментальних розробок, та нарешті може стати єдиною об'єднуючою концепцією-парадигмою походження ВВ, надійним фундаментом створення високоефективної пошукової технології з прямопошуковими елементами вуглеводневих сигналів від покладів.

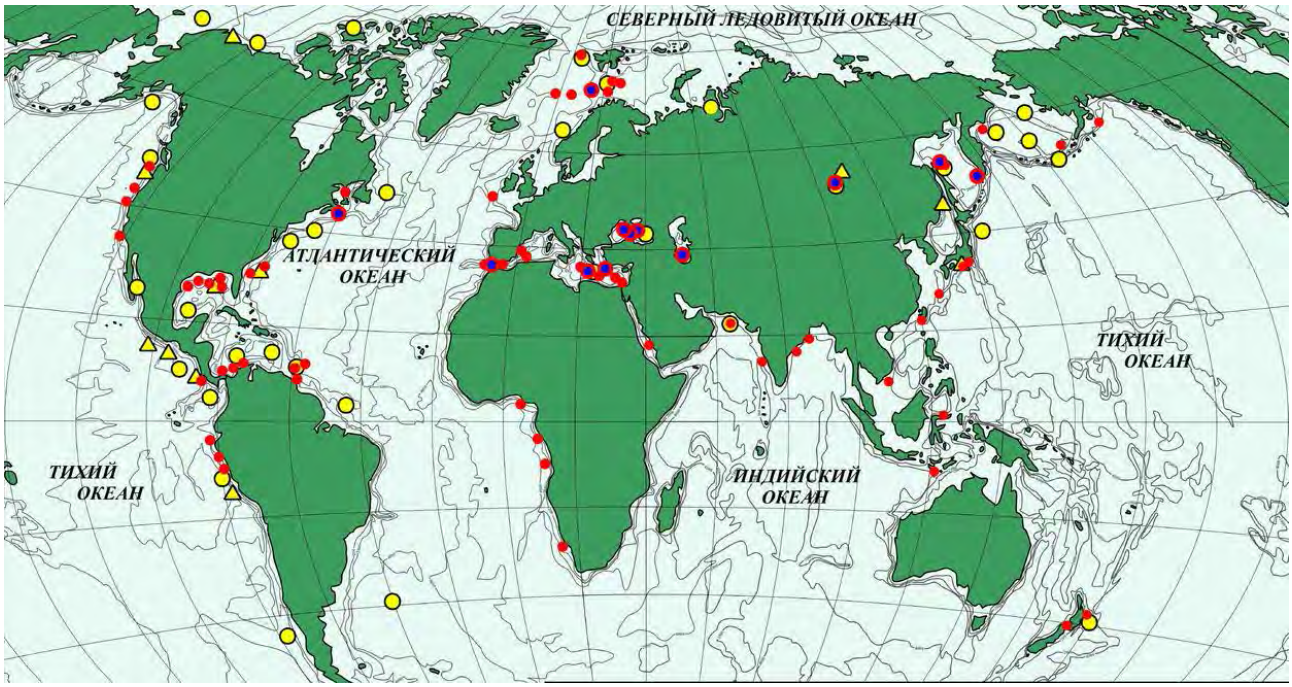


Рис. 2.1. Райони світового видобутку ВВ

Для утворення родовищ нафти та газу згідно з дослідженнями у рамках технології СТАГГД потрібні не тільки вуглеводневі (метанові) компоненти, але й ще певні структурно-геологічні та гідрологічні умови для їх первинного накопичення і міграції в інфільтраційних та інверсійних процесах та геотермічні й геохімічні процеси синтезу мантійних товщ. Одним з найпереконливіших доказів гідро-біогенно-мантійної теорії виступає фактор утворення нафтових родовищ від малих до гігантських у процесі кругообігу речовини (вода, метан), тому що в процесі поновлюваної кількості вуглеводневої речовини потрібні відповідні поновлювані кількості органічної – водневої складової, не тільки молекулярного водню, але й вуглецю, а також окислювачів – кисню, а в товщах осадового чохла й в мантійних породах окремо у таких кількостях його немає.

Тому твердження про підйом із глибин Землі ВВ навіть в умовах мантійних товщ без надходження їх ззовні у вигляді постійної міграції основного вуглеводнеутворюючого компонента CH_4 є не зовсім переконливим.

Як приклад, нижче ми наведемо погляд, визначений на власних дослідженнях, де врахуємо помилкові результати натурних досліджень.

В.Б. Порфір'єв вважав, що найкращим об'єктом, де перевіряється надійність будь-якої теорії походження нафти, є надгігантські родовища – у сотні кілометрів довжиною із запасами більше 100-150 млрд т нафти, як, наприклад, родовища, розташовані в межах долини р. Маккензі, Атабаска в Канаді [Порфирьев, Линецкий, 1952]. Він був переконаний, що такі родовища не можуть утворюватися з тонкорозсіяної у глинах викопної органіки; що так звані «нафтогазоматеринські» осадові породи − це просто логічна фікція і що джерелом для утворення всіх гігантів і надгігантів могла б бути тільки верхня мантія Землі.

В 90-і роки минулого ст. канадські геологи і геохіміки, переконані прихильники біологічної природи нафти С. Мошир і Д. Уепплз, прискіпливо досліджували цю проблему для Атабаски, Колд-Лейк, Піс-Рівер і Уобаски, сумарні запаси яких визначалися більш ніж у 210-220 млрд т нафти (згодом були уточнені – до 400 млрд т нафти).

У процесі цих досліджень Західно-Канадського (Альбертського) басейну р. Маккензі були вивчені всі гірські породи з викопною органікою. Визначені концентрації метану у всіх породах річкових долин і, використовуючи загальноприйняту кількісну геохімічну модель біогенно-катагенного утворення нафти, підрахували, що всі згадані породи могли б дати лише 7% тих запасів нафти, які перебувають у надрах Атабаски, Уобаски, Піс-Рівер і Колд-Лейк.

Здавалося б, проведені дослідження канадської школи нафтовиків, прихильників біогенної теорії, поставили хрест на можливості створення гігантських родовищ в рамках ГБМК, а отже, і на можливості участі біогенних субстратів в утворенні родовищ.

Які ж процеси не врахували канадські дослідники у своїх отриманих 7% можливих біогенних компонентів гігантських родовищ Атабаски? Вони не врахували один із найважливіших елементів міграції, визначений В.І. Вернадським як «глобальний часовий геохімічний кругообіг».

Закон біогенної міграції природного кругообігу В.І. Вернадського говорить: «*Миграция химических элементов на земной поверхности и в биосфере в целом осуществляется или при непосредственном участии живого вещества (биогенная миграция), или же она протекает в среде, геохимические особенности которой (O_2, CO_2, H_2 и т.д.) обусловлены живым веществом, как тем, которое в настоящее время населяет биосферу, так и тем, которое действует на Земле в течение всей геологической истории*» [Вернадский, 1994; 2001].

Вертаючись до результатів досліджень канадських прихильників біогенної гіпотези, можна зробити висновок, що навіть 1% біогенно-газорозчинених флюїдів у процесі існуючого кругообігу було б досить для накопичення гігантських нафтогазових скупчень у часовому геологічному розрізі, що відповідають розмірам площі водозбору р. Маккензі.

Канадські дослідники не врахували й ще одну важливу природну обставину. Всі процеси формування, накопичення ВВ перебувають не в статичному положенні, а в процесі постійної природної регенерації у вигляді гідролого-гідрогеологічних процесів накопичення біоти і продуктів їх окислювання. Крім того, практично всі перераховані родовища в дельті

р. Маккензі перебувають у високих широтах − у районі розвитку вічної мерзлоти, що створює надійні екрани-покришки дегазаційних процесів, які в кінцевому підсумку виступають додатковими накопичувачами ВВ.

Використовуючи весь арсенал доказової бази біогенної та абіогенної теорій, можна зробити висновок, що всі родовища від малих до гігантських формуються в тім або іншім випадку однаково на єдиних принципах запропонованої концепції. Однак у кожному конкретному випадку викликають необхідність пояснення можливості утворення ВВ, особливостей їх кількісних характеристик, що становлять основу скупчень нафти й газу. І відповідні об'єми накопичень ВВ можна пояснити наявністю гігантських об'ємів біоти − органічного метану, які, в кінцевому підсумку, можуть продукувати складні ВВ − елементи корових і підкорових процесів походження різномасштабних за об'ємами вуглеводневих скупчень.

У цьому сенсі вкрай необхідно згадати висловлення В.І. Вернадського про процеси газового подиху Землі і їхньої ролі в кругообігу величезного комплексу складових біогенно-неорганічних субстратів, в основі яких лежать стимулятори процесів – кисень, водень, вуглець – джерела життя на планеті.

Під тонкою метафорою «подих» мався на увазі режим функціювання Землі в Космосі. «Вдих» − Земля всмоктує в себе газ, насамперед космічний ефір, що володіє властивостями газу; переробляє його в енергію у своїх надрах, а потім «видих» − скидає надлишки продуктів геохімічних процесів елементів кругообігу у вигляді водогазових субстратів і мантійних флюїдів-каталізаторів, що приводять в умовах мантійного синтезу надвисоких тисків, геодинамічних та космічних явищ, температур, геохімічних процесів до утворення ВВ. Відбувається постійний енергообмін між земними шарами та постійне перетворення речовини в енергію, і назад − своєрідний геокосмічний кругообіг енергії та речовини.

Як наголошував академік В.І. Вернадський, природа і її процеси перебувають не в статичному стані, а в процесі кругообігу речовини, тобто в процесі постійного поповнення, в основі якого і Д.І. Менделєєв, і В.І. Вернадський відвели головну роль на стадії «вдиху» водорозчиненим біогенно-метановим субстратам. Дихальними шляхами в цьому випадку виступають зони розтяжіння, на стадії «видиху» – компресійно-декомпресійні процеси в зонах мантійних плюмів, а також інверсійні перетоки. І суть «подиху Землі», на думку В.І. Вернадського, така: щоб видихнути, потрібно вдихнути.

Прообразом запропонованої моделі, відповідно до вчення В.І. Вернадського про подих планети і походження ВВ, виступає людський організм, який, поглинаючи продукти органіки та воду і вдихаючи кисень (окислювач), в кінцевому підсумку виділяє C_2 і продукти метанових сполук. Як бачимо, продукти органіки в тому та в іншому випадках є обов'язковими.

Переходячи від окремих прикладів до глобальних питань походження нафтових ВВ відповідно до гіпотез Д.І. Менделєєва й В.І. Вернадського, можна стверджувати, що в процесі кругообігу потрібне постійне джерело нафтоутворюючого матеріалу – вода, органічні залишки, зародковий метан та термогеохімічні мантійні процеси, гелій, вуглець та спектр мантійних елементів.

За розрахунками багатьох дослідників, його кількість залишається достатньою для постійного кругообігу і поповнення процесів нафтоутворення, чим і пояснюється останнім часом генерація родовищ ВВ.

Головними первинними шляхами міграції біогенного метану виступають інфільтраційні геодинамічні зони у вигляді дихальних шляхів газогідродинамічних водних субстратів на «вдиху», легенями яких є мантійні процеси, так звані плюми. Тут відбуваються процеси нафтидогенезу як результат катагенезу процесів ОР метану через розмаїття геохімічних компонентів, зростання температур (гіпотеза Е.Б. Чекалюка) і тисків при певних фізико-хімічних процесах і участі значної кількості активних мінеральних каталізаторів, радіоактивних процесів розпаду урану. При накопиченні продуктів катагенезу під впливом геотектонічних процесів пульсації геодинамічної енергетичної природи відбувається логічний процес «видиху» земних надр по зонах інверсії – контурам шляхів – труб дегазації, продуктами якого виступають газові ВВ процеси, водорозчинені флюїди – основа багатьох корисних копалин, надлишки біогеннорозчинених газів (CH_4) мігрують та утворюють грязьові вулкани, соляні та глиняні діапіри. Цим підтверджується єдність геніальних думок видатних учених В.І. Вернадського та Д.І. Менделєєва про глобальний кругообіг речовини як єдиної вуглеводнеформуючої і акумулюючої геохімічної і геодинамічної рушійної сили в цьому процесі – за законами єдиної обєднуючої ГБМК походження ВВ.

Нижче, в рамках ГБМК походження ВВ, ми розглянемо складний процес утворення ВВ на локальному басейновому рівні, де за таксономічну одиницю прийнятий річковий басейн.

Упродовж вивчення походження, міграції та акумуляції нафти нафтогазоносність розглядалася з погляду гідрогеологічних умов нафтогазоносних провінцій, артезіанських басейнів, передгірних прогинів, западин. Тому гідролого-гідрогеологічні біостратиграфічні, палеоструктурні та палеокліматичні дослідження, будучи дуже важливою складовою у вивченні формування нафтових і газових родовищ, слугують надійною пошуковою аргументацією нафтогазоносності великих нафтогазоносних територій, провінцій і авлакогенів при обґрунтуванні та використанні пошукової технології СТАГГД на площах водозборів річок, їх долин та прадолин.

Уперше в рамках ГБМК розглянуті проблеми формування вуглеводневих родовищ, розташованих у річкових басейнах, на локальному гідрологічному рівні.

Гідролого-гідрогеологічні процеси формування річкового стоку з огляду на нафтогазоносність включають питання гідро-газогеохімічного складу підземних вод, руслові процеси, завислі наноси, донні відклади, переробку берегів, седиментаційні товщі, умови накопичення біогенних матеріалів, у прируслових ділянках і на площах водозборів геоморфологічні конфігурації долин і прадолин і цілий ряд взаємозалежних процесів (рис. 2.2).

Як показали дослідження, картографування водонасичених зон для закладання водозаборів інфільтраційного та фільтраційного типів, а також вивчення газових біогенних складових відкладів долин в області формування газового складу в зонах поглинання підземних вод і складових вуглеводневих

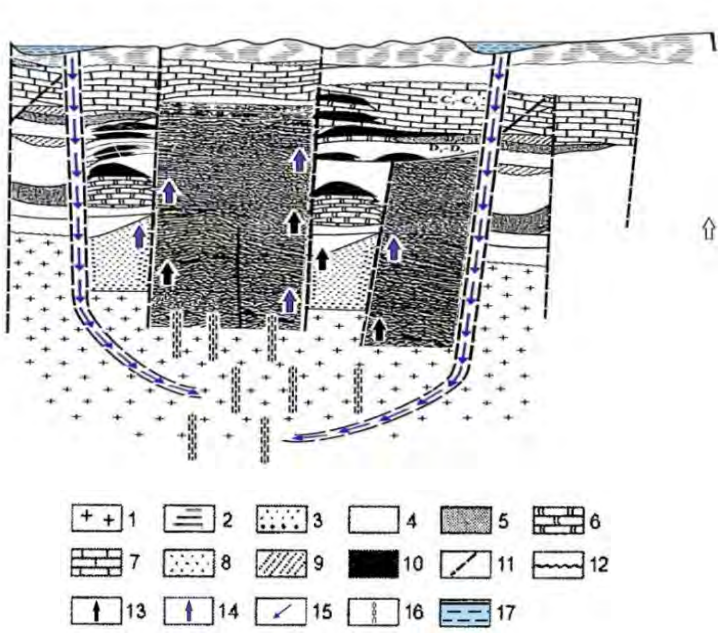


Рис. 2.2. Модель гідро-біогенно-мантійного утворення ВВ

1 – кристалічні породи докембрійського фундаменту; 2 – болота; 3 – піщано-грубоуламкові моласоїди; 4 – карбонатно-теригенні відклади; 5 – темнокольорові кремнисто-карбонатно-глинисті відклади; 6 – рифтогенно-карбонатні масиви; 7 – шельфові карбонати; 8 – акумулятивні піщані тіла; 9 – палеорусла; 10 – нафтові поклади; 11 – розривні порушення; 12 – поверхні неузгодженості; 13 – нафта; 14 – «сухий» газ; 15 – водорозчинений метан; 16 – тріщинуватість; 17 – русло річки

елементів, чільне значення у формуванні первинних ВВ мають наступні три гази: азот N_2, двоокис вуглецю (вуглекислий газ) $C0_2$, метан CH_4, які є формуючими і пошуковими критеріями на ВВ у придолинних ділянках річкових систем, що охоплюють мільйони квадратних кілометрів у вигляді мікроконцентрацій зачаткових вуглеводневих сполук у річкових водах (паводках). Звичайно, в незначних кількостях у річкових водах та зонах повінь зустрічаються гелій, водень, радон, що виступають як маркуючі гази формування ресурсів ВВ і підземних вод в осадовому чохлі та фундаменті.

Наявність зародкового метану в заплавних відкладах річкових систем, дельтах морських акваторій, у сотні та більше разів перевищуючих складні ВВ у річкових і морських водах, свідчить не тільки про їх участь у походженні родовищ, але й про процеси їх поповнення як у часовому геологічному розрізі, так і в ході розробки останніх.

Однією з найважливіших умов нафтогазоутворення в рамках єдиної ГБМК є проникність газонасичених інфільтраційних річкових вод у їхній глибинній міграції у вигляді гравітаційних газонасичених порових вод по тріщинних зонах в умовах зростання геохімічних, геотермічних і геодинамічних процесів. За більших значень газонасиченості проникність підземних вод, як було зазначено вище, може в 10 разів і більше перевищувати об'єми води.

Насичення підземних вод органічним метаном може проходити в результаті гравітаційних процесів порових інфільтраційно-гравітаційних

розчинів, а також при високих тисках, і має велике значення для визначення умов формування і режиму нафтогазоносних шарів, а також геодинамічних процесів, як було наведено вище, у зонах росту соляних штоків, глиняних діапірів, грязьових вулканів тощо.

Відомі різні класифікації процесів міграції ВВ. Виділяють міграцію вертикальну і латеральну, або пластову, первинну і вторинну. Під первинною міграцією розуміють переміщення водорозчинених газів із відкладів річкових долин, що підстилають, переважно зі слабопроникних, тонкодисперсних порід у прилягаючі колектори. Під вторинною − переміщення нафти та газу по колекторських шарах з наступним утворенням їхніх покладів.

Однією з найважливіших сторін зачаточного формування родовищ ВВ є, як було зазначено вище, водорозчинність вуглеводневих газів [Карцев, 1992].

Проблема первинної міграції (еміграції) ВВ із підстеляючих долин русл річок біогенних відкладів, переважно глинистих товщ, є найбільш складною в загальній проблемі генезису ВВ і формуванні їх скупчень. Реальність водогазорозчиненої форми міграції ВВ стає особливо ясною, якщо врахувати, що глибинні підземні води − це неминучі продукти літогенезу інфільтраційних та поровогравітаційних процесів річкових поверхневих вод, що входять до загального процесу кругообігу водогазорозчинених складових.

Експериментально встановлений широкий діапазон зміни розчинності природних газів залежно від мінералізації, температури і тиску. Розчинність метану в прісній воді змінюється від 0,05 м^3/м^3 при тиску 1 МПа і нульовій температурі до 50,3 м^3/м^3 при тиску 188,8 МПа та 280°С і до 135,2 м^3/м^3 при 354°С і тому ж тиску. Мінералізація значно знижує розчинність вуглеводневих газів: при 250°С, тиску 107,8 МПа і мінералізації 280 г/л розчинність метану знижується до 6,5 м^3/м^3.

Фактична газонасиченість підземних вод НГБ змінюється в широких межах. Добре вивчена газонасиченість підземних вод до глибин 3-4 км, де вона звичайно становить 1-5 м^3/м^3, рідше більше. Із глибиною зростають температура та тиск і, отже, збільшується газоємність – газонасиченість прісних підземних вод.

Особливо високою газонасиченістю характеризуються підземні води з низькою мінералізацією. З ростом тиску розчинність вуглеводневих газів у підземних водах унікальна, вода стає пружною та віджимає розсоли, формуючи соляні штоки, що в кінцевому підсумку слугує генетичним показником родовищ ВВ.

Дані про високу газонасиченість прісних вод глибоких зон НГБ отримані і закордонними дослідниками. Так, газонасиченість вод у св. 1 площі Една-Делкабр, пробуреній на узбережжі Мексиканської затоки (США) на глибині 3800 м, склала 9,3 м^3/м^3. Під час дослідження глибинної проби води з нафтоносного горизонту на узбережжі Мексиканської затоки встановлена газонасиченість вод в 27 м^3/м^3. Нарешті, зі св., пробуреної на глибину 6000 м біля Батон-Ружа в Луїзіані (США), отриманий приплив низькомінералізованої води з газонасиченістю 92,8 м^3/м^3.

Значне підвищення розчинності ВВ у підземних водах з ростом тиску досить істотне для пояснення процесів міграції та накопичення ВВ, тому що

головним агентом первинної міграції є порові розчини біогенно-насичених розчинних газів підстилаючих відкладів русл річок у зонах інфільтрації. Це, в свою чергу, дуже важливо для пояснення гідрогеологічних особливостей нафтогазових родовищ, а також їх генезису та прогнозних характеристик при картографуванні продуктивних ділянок на ВВ.

Для формування нафтогазових родовищ основне значення має підземна гідрогазоскладова річкового стоку в зонах інфільтрації і поглинання по розломних зонах підвищеної проникності (РЗПП) у вигляді інфільтраційних потоків у зонах поглинання – інфільтрації через пористе середовище сполучених пор і тріщин; умовно допускається, що фільтраційний потік проникає через всю товщу порід від денної поверхні і нижче по зонах тріщинуватості до кристалічних порід і у верхні шари мантії.

Крім того, при розробці пошукової технології СТАГГД одним з найважливіших індикаційних факторів у технологічному пошуковому циклі використовують дані вивчення різниці температур та геохімічних критеріальних ознак підземних та поверхневих вод, а також інформаційні дані еманаційних процесів уран-радієвих, гелієвих та радон- торонових компонентів. Це може бути використане для картографування шляхів інфільтрації через донні відклади і, навпаки, дослідження геотектонічних умов і гідрогеології району в ряді випадків служать пошуковими критеріями і допомагають зрозуміти причини геотермічних особливостей формування ВВ, а також з'ясувати і деякі риси проникних руслових ділянок (зон поглинання та розвантаження). В кінцевому підсумку, комплекс таких даних слугує прогнозно-пошуковими характеристиками вуглеводневих родовищ, а також родовищ підземних питних вод.

Значну роль у цих процесах відіграє вивчення геохімічного складу порових вод, які здатні приймати і розчиняти величезні об'єми газоподібних ВВ і тим самим забезпечувати їх транзит з осадових порід, що підстилають русла річок до мантійних товщ.

Розчинність ВВ у воді з ростом мінералізації знижується майже синхронно. Але зв'язані води мало мінералізовані, і мінералізація їх тим менше, чим міцніше зв'язок «вода-метан-порода». Отже, у процесі літогенезу прогресивно знижується мінералізація порових вод і зростає їх здатність накопичувати ВВ.

З ростом температури підвищується розчинність ВВ. Але роль температури проявляється не тільки в підвищенні розчинності ВВ, а також у зниженні адсорбційної ємності порід. Цей факт дає можливість використовувати температурні аномалії на проекції концентрацій пасток ВВ. Установлено, що при 374°С взаємна розчинність ВВ і води стає практично необмеженою: утворюється однорідний водогазонафтовий розчин – флюїди перебувають у надкритичному або близькому до нього стані. Істотне підвищення розчинності ВВ з ростом тиску та при зниженні полярності води робить реальним припущення, що стан взаємної розчинності в системі «порова вода-ВВ» настає при більш низькій температурі й, отже, на відносно невеликих глибинах. Все це дозволяє дуже високо оцінювати роль водної міграції рідких

і газоподібних ВВ у широкому інт. існуючих відкладів і глибин, від поверхні до кристалічних порід.

У зв'язку із цим варто підкреслити масштабність газогенерації. Висока збагаченість підземних вод НГБ вуглеводневими газами дозволяє оцінювати роль газових розчинів як головний механізм міграції ВВ і формування родовищ у єдиному гідро-біогенно-мантійному циклі. Об'єми останніх залежать від водності клімато- та палеоформуючих факторів річкових систем, ландшафтно-рослинних умов, а також від площ водозборів річкових систем.

При урахуванні всіх форм міграції ВВ з погляду абіогенної гілки евакуація газу з нижчезалягаючих товщ у вищезалягаючі по трубах дегазації представляється в наступному вигляді. Ріст геодинамічних процесів призводить до гідрогазорозриву порід.

Більшість дослідників доходять висновку, що тріщини служать не тільки основними шляхами міграції водорозчинених ВВ, але й інверсійними каналами, що формують нафтові та газові родовища по трубах дегазації. Останнім часом накопичений великий фактичний матеріал, що дозволяє вважати, що саме завдяки утворенню інтенсивної тріщинуватості різного генезису в породах утворюється додаткова пористість і значно підвищуються фільтраційні властивості товщ, відбувається зв'язок між генеруючими і колекторськими шарами [Конторович, 1998; Хаин, Полякова, 2004; Чебаненко та ін., 2000].

Уперше при обґрунтуванні нової ГБМК походження ВВ нами в пошукову технологію були включені гідрологічні, палеоструктурні, палеокліматичні дослідження поверхневих і підземних шляхів міграції, що відображають біогенно-седиментаційну гілку, на основі газохімічних та водобалансових розрахунків. У процесі польових досліджень були відібрані та вивчені зразки донних відкладів долин і річкових басейнів на метаногенеруючу органіку. Визначено об'єми концентрації зародкового метану річкових вод, донних відкладів, а також палеодолин, що прилягають, які є показниками нафтогазоносності в системі СТАГГД. Вивчено палеоструктурні та палеогеологічні особливості закладання і трансформації руслових процесів у їх взаємозв'язку зі структурно-тектонічними грабеноутворюючими процесами. Крім того, при картографуванні зон розвантаження або поглинання підземної складової річкового стоку застосовані аерокосмічні методи картування геодинамічних вузлів, що входять у комплекс вивчення формування родовищ ВВ і обґрунтування критеріїв їх пошуку. Проведені дослідження геотермічною, еманаційною, газогелієвою, водневою зйомками надали можливість створити нову високоефективну пошукову технологію на ВВ, водень, гелій та виявити ділянки різної флюїдопроникності, приурочені до осередків розущільнення формуючої геоструктурної зони. Такі шляхи лінійних зон вертикальних і горизонтальних напруг формують гідродинамічні умови, по яких проходить гідрофлюїдометанова міграція, що забезпечує процеси газових, солерозчинених флюїдоперетоків до генеруючих вуглеводневий спектр мантійних товщ у прямому напрямку і на зворотному шляху в процесі дифузії, що формує продуктивні ділянки на фундаменті узагальнюючої ГБМК походження ВВ.

РОЗДІЛ 3

ГІДРОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ТА ГЕОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТЕОРЕТИЧНОГО ОБГРУНТУВАННЯ НОВИХ НАПРЯМІВ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НАФТУ І ПРИРОДНИЙ ГАЗ У РАМКАХ ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНОЇ КОНЦЕПЦІЇ УТВОРЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ НА СУХОДОЛІ ТА В МОРСЬКИХ АКВАТОРІЯХ

3.1. Гідролого-геологічні аспекти обґрунтування нафтогазоносного потенціалу на суходолі та континентальних шельфах морських акваторій

3.2. Геолого-структурні умови гідрогеологічних басейнів та їх роль у формуванні вуглеводнів

3.3. Закономірності міграції та формування вуглеводнів у зонах розвитку тріщинуватості осадових порід у геосинклінальних та платформних областях

3.4. Структурно-гідролого-гідрогеологічні особливості процесів утворення скупчень вуглеводнів на основі взаємодії глибинних флюїдів із літосферними субстанціями

3.5. Класифікація та умови формування зародкових водогазових субстратів у зонах розвитку нафтових і газових родовищ

3.1. ГІДРОЛОГО-ГЕОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ОБҐРУНТУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОГО ПОТЕНЦІАЛУ НА СУХОДОЛІ ТА КОНТИНЕНТАЛЬНИХ ШЕЛЬФАХ МОРСЬКИХ АКВАТОРІЙ

Генетичний і широкий просторовий зв'язок нафтових і газових родовищ з осадовими та морськими товщами шельфу та глибинними зонами довгий час становила одну з майже безперечних засад геології нафти й газу біогенної або абіогенної концепції, висуваючи на перший план доцільність пошуків нафти й газу саме в породах цього типу. Однак до теперішнього часу накопичилося багато фактів, які свідчать про значний просторовий зв'язок багатьох родовищ нафти й газу з прісноводними або солоноватоводними, озерними або річковими континентальними відкладами, а іноді і з басейнами через винятково континентальне накопичення осадів – дельти річок, що заходять у морські акваторії та їх продовження у вигляді річкових каньйонів аж до підніжжя.

На жаль, навіть у великих узагальнюючих роботах з геології нафти й газу цій обставині не завжди приділяється достатня увага. У результаті не тільки невиправдано звужується радіус пошуку нафти й газу по площі й розрізу невиправданого буріння пустих св., але і в кінцевому підсумку випадає з поля зору

важливе для теорії і практики питання про можливість регіональної промислової нафтогазоносності континентальних відкладів і про умови утворення в них багатьох скупчень нафти й газу, відкритих практично на всіх шельфах і континентах, особливо в гірських масивах та їх зон прогинів, дельтових і болотних відкладів, де відомі нафтові родовища, розріз осадової товщі складений прісноводно-озерними, флювіальними й алювіальними пластичними відкладами, що залягають в основному безпосередньо на кристалічному фундаменті.

За даними В.О. Краюшкіна [Порфирьев и др., 1977], прісноводні відклади міоцен-плейстоценових формацій мюрі-сиволік широко розвинені на більшій частині Соенської западини (басейн Інду в Пакистані). У Китаї видобуток нафти пов'язаний з басейнами майже виключно континентальної середньопермсько-третинної седиментації (Джунгарська, Переднаньшаньска, Сунляоська, Сичуаньська і Цайдамська западини). Потужність континентальної товщі від 0,5 до 10-11 км, родовища є найбільшими в межах високогірних масивів материкового Китаю.

Газові родовища в північній частині Західно-Сибірського басейну пов'язані з сеноманом, а в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) – з верхньою континентальною товщею нижньої пермі-верхнього карбону.

Іншими прикладами такого ж роду є товщі в Аргентині та на Алясці. У таких же умовах перебувають нафтові й газові родовища в западині Джипсленд в Австралії, в басейні Реконкаво в Бразилії (130 млн т нафти і 28 млрд $м^3$ газу), в Західно-Туркменської западині і Віденському басейні Австрії. Значні запаси нафти й газу були виявлені в континентальних відкладах дельт річок Міссісіпі, Нігеру та Нілу [Порфирьев и др., 1977].

Отже, навіть ці далеко неповні дані свідчать про те, що одним з важливих нових і перспективних напрямків ПРР у континентальних товщах, у басейнах виняткова континентальної седиментації, сформованих осадовими біогенними відкладами незалежно від ареалу їх розташування авлакогенів або гірських прогинів.

Крім того, традиційним є переконання, що вугільні басейни та вугленосні світи не можуть володіти значними перспективами промислової нафтоносності. Однак світовий та власний досвід ПРР на ВВ говорить інше. Наприклад, уже доведена регіональна промислова нафтоносність вугленосних світ карбону в кам'яновугільному басейні Мідленд в Англії й олігоценової вугленосної формації офісіна Східно-Венесуельського басейну (сумарні початкові видобувні доведені запаси нафти понад 150 млн т).

Основні запаси нафти в ДДЗ зосереджені у вугленосному нижньому й середньому карбоні. Нами вперше були картографовані газові родовища в зонах серії шахт Лисичанських куполів (Томашівське родовище), а також картографовані перспективні ділянки на пошуки ВВ у зоні розташування шахт Засядька-Північна, Лісова, Степова. Значні нафтові родовища виявлено у вугленосних товщах карбону Волго-Уральської нафтогазоносної провінції. Багато нафтових родовищ давно відомо в області Рейнського грабена в межах Рурського кам'яновугільного басейну Німеччини. Основні запаси газу материкового Китаю асоціюються з вугленосними товщами і світами.

Ці дані означають, що просторовий зв'язок нафти й викопного вугілля підтверджує генетичну паралельність і синхронність процесів їх утворення. Залягання родовищ у вугленосних світах, пластах кам'яного вугілля і лігнітів, а також у вугільних басейнах доводить винятково важливу роль у гравітаційній і висхідній вертикальної міграції в процесі формування нафтових і газових родовищ. Поклади нафти в осадових товщах, вугленосних світах, як і її акумуляції в породах типово морського генезису, і, з цього погляду, перспективи промислової нафтоносності вугленосних світ і вугільних басейнів можуть виявитися в багатьох морських осадових товщах, астроблемах.

За сучасними даними, більшість нафтових і газових родовищ світу приурочено до склепінних пасток, що виправдовує повсюдну розвідку на нафтові й газові поклади, пов'язані з антикліналями, склепіннями і куполами. Серед них є і такі пологі витягнуті антикліналі, як Баварська (довжина складки 225 км, запаси нафти більше 10 200 млн т) в Саудівській Аравії, як коробчаті складки довжиною за 300-400 км в Сичуаньському басейні в КНР і як набагато менші за розмірами куполовидні складки, що мають поверх нафтоносності 1,5 км в Курганському родовищі (6920 млн т нафти) у Кувейті.

Прикладами є родовище Атабаска (видобувні запаси від 40 000 до 50 000 млн т) в Канаді та ін. [Порфирьев и др., 1977].

З огляду на це багатообіцяючою є перспектива подальших пошуків нових покладів нафти й газу в регіональних затокоподібних поясах стратиграфічного, літологічного й тектонічного виклинювання багатьох осадових товщ і комплексів, у багатьох великих осадових басейнах, у Дніпровсько-Донецько-Прип'ятському, Волино-Подільському, Прибалтійському, а також в аналогічних басейнах інших країн.

З позицій неорганічної гіпотези походження та багатьох її прихильників – В.Б. Порфір'єва, В.О. Краюшкіна та ін., океанічні западини повинні бути найбільш багатими на нафтопрояви. В океанічних ложах, за даними бурових робіт «Гломар Челенджер», практично відсутній сіаль, відповідно це найкоротші шляхи міграції нафтопроявів по розломах з магми. За даними багатьох вчених, тектонічні процеси в океанічних ложах (особливо Тихий океан) такі ж активні, як і на континентах.

У таких зонах існують епіантиклінальні скиди, як і на континентах, а також аналогічно проходить виверження.

Судячи з висновків прихильників згаданої теорії, в таких вулканічних зонах у морських акваторіях та на суходолі в періоди виверження повинні були б виливатися колосальні об’єми вуглеводневих газів та нафти, а також такі впливи фіксувались би на поверхні. Крім того, відсутні наукові дані щодо бітумінозності глибинних донних відкладів.

Наведені прихильником абіогенної теорії дані, що трактують приуроченість нафтопроявів тільки до зон значних розломів на прикладі Африканського континенту в зонах розломів Східно-Африканського рифту та приурочених районів нафтопроявів, до яких, як пише автор, посилаючись на погляди Порфір'єва, не повинні викликати сумнівів.

Та, не зважаючи на таку аргументацію, така ідея піддалась критичним зауваженням, що якби на карту були нанесені всі дані, то картина була б зовсім іншою (рис. 3.1).

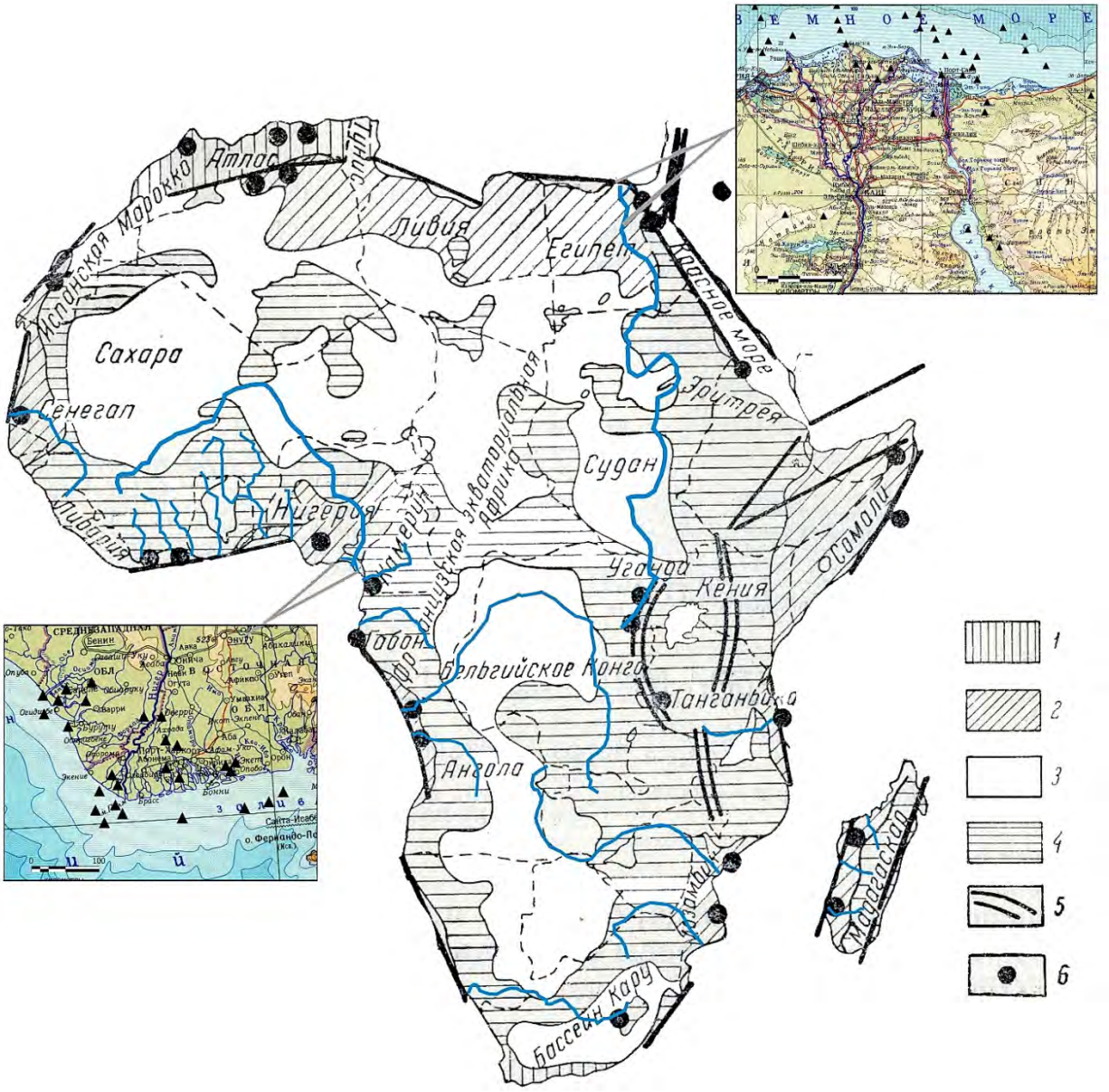


Рис. 3.1. Нафтопрояви на Африканському континенті

1 – складчасті геосинклінальні зони; 2 – прибережні басейни; 3 – осадові внутрішні басейни; 4 – переважно кристалічні та метаморфічні породи; 5 – лінії розломів; 6 – райони нафтопроявів

Проведений аналіз матеріалів досліджень у місцях розповсюдження розломних зон у межах платформ та особливо щитів закономірностей розташування вуглеводневих родовищ не виявили.

Проведені власні багаторічні дослідження з картографування продуктивних ділянок на пошуки ВВ (газу та нафти) на суходолі й в морських акваторіях, де відсутні осадові відклади, жодного разу не підтвердили продуктивних нафтогазоносних площ у розломних зонах.

Гідрогеологічне розкриття земних надр розцінюється багатьма дослідниками як негативний показник їх промислової нафтогазоносності і зведена в ранг догмату, що вимагає нових підходів і поглядів в обґрунтуванні перспективної газоносності з позиції об'єднуючої ГБМК. У зоні активного водообміну, тобто в зоні гідрогеологічних розкритих земних надр, виявлені

родовища нафти й газу у Венесуелі, Атабаска Лейк (12500 млн т нафти) в Канаді, Хьюготон-Панхендл у США, а також, як показали наші дослідження, практично весь нафтогазоносний комплекс України, Росії тощо. До цього переліку можливо додати найбільші нафтогазоносні райони світу, особливо території морських шельфових зон.

Отже, конструктивно-критичний підхід до аналізу гідрогеологічної приуроченості земних надр у багатьох НГБ, в тому числі в ДДЗ, Передкарпатському прогині та в зонах розвитку морських та річкових каньйонів, разом з відповідним використанням гідродинамічних факторів уловлювання нафти й газу на регіональних моноклінялях, що, як показала практика, значно збільшує радіус та цілеспрямованість пошуків нафти й газу за розрізом і площею. Саме такий новий напрямок у рамках запропонованої концепції пошуково-розвідувальних і науково-дослідних робіт обіцяє бути плідним як у старих розвіданих нафтогазоносних басейнах (завдяки розвідці в зонах, що раніше відкидалися, районах артезіанських басейнів, стратиграфічних комплексах), так і в нових перспективних нафтогазоносних областях і площах, та особливо в зонах розвитку дельтових формувань морських акваторій та їх продовження у вигляді морських каньйонів, астроблем та вугільних басейнів. Тому видається логічною й правильною теорія, згідно з якою чим менша сумарна потужність осадової товщі, що заповнює тектонічну депресію, тим менший її нафтогазовий потенціал. З огляду на це області або райони з неглибоким заляганням фундаменту з кристалічних порід, можливо, кваліфікуються як малоперспективні або зовсім безперспективні. Такі території на сьогодні вважаються геологічно малоперспективними для пошуків нафти й газу.

Найперспективніші нафтогазоносні регіони для подальшого збільшення великих промислових запасів нафти й газу в Україні в значній мірі пов'язані з освоєнням авлакогенів, прогинів, континентальних чорноморського та азовського шельфів, особливо в зонах розвитку річкових дельт та їх каньйонів.

Довгі роки здавалося логічним і правильним уявлення, що родовищ нафти й газу в принципі не може бути в центральній або високогірно-орогенній частині седиментаційних западин і басейнів. Аналіз проведених досліджень дає змогу визначити багаті нафтогазоносні провінції або області, що знаходяться у високогірних умовах. Однією з них є Цайдамська западина в Китаї, де виявлено 11 нафтових і газових родовищ (в тому числі два гігантських). Незвичайна особливість цієї величезної западини, площа якої 100 тис. км^2, а максимальна потужність осадової товщі сягає 10 км (поблизу від гір Куньлувь-Шань) або 7 км (біля гірського масиву Наньшань), полягає в тому, що земна поверхня тут знаходиться на висоті 3000 м над рівнем моря, а висота навколишніх гір досягає 6,5 км. Нафтові поклади розташовані на глибині 100-900 м, а газові – 300-500 м. Отже, в Цайдамській западині промислові запаси нафти й газу розташовуються на висоті від 2100 до 2900 м над рівнем моря [Порфирьев и др., 1977].

У 1973 р. в Південно-Західному Ірані в горах Загрос на висоті 3000 м над рівнем моря було відкрито новий високопродуктивний нафтогазоносний район з трьома великими нафтовими родовищами. У штаті Колорадо (США),

по сусідству з Континентальним вододілом, у Скелястих горах, у долині р. Навахо, де земна поверхня знаходиться на висоті близько 2500 м над рівнем моря, експлуатується нафтове родовище Гремпса. Альтитуда св. лежить в інтервалі (інт.) глибин 2417-2663 м, водно-нафтовий контакт знаходиться на глибині +2090 м, видобуток нафти йде з інт. глибин 2165,5-2090 м вище рівня моря. Однак найбільш високогірним поки є нафтове родовище Пірін в Капакабанському, або Тітікакському басейні, розташоване в центральній частині Перуанських Анд, на північно-західному березі оз. Тітікака. Земна поверхня тут знаходиться на висоті 3900 м над рівнем моря. На родовищі Пірін і Колд-

нафта видобувається з пісковиків мохо з глибини 120 м. Таким чином, нафтові поклади розташовуються на висоті 3780 м над рівнем моря [Порфирьев и др., 1977] в гірських прогинах – річкових долинах.

Отже, пошуки нафти й газу у високогірних частинах, якщо існують потужні відклади річкових систем, – основа первинних вуглеводневих субстратів, з цієї точки зору не повинні вважатися безперспективними, тим більше, що в аналогічних гірських умовах у Сілезькій зоні Польщі давно ведеться видобуток нафти майже з 100 родовищ.

Умови утворення нафтових і газових покладів у кристалічному фундаменті, місце розташування джерела генерування нафти й газу, процеси утворення ємності і екрануючої товщі-покришки в кристалічному фундаменті, режими покладів, структурно-тектонічні особливості родовищ нафти й газу підлягають загальним закономірностям комплексного утворення. Їх потрібно розглядати як єдиний формуючий процес вуглеводневого утворення в рамках запропонованої концепції походження ВВ. За ГБМК відкриття нових великих скупчень нафти й газу в осадовій товщі багатьох нафтогазоносних провінцій на континентах та їх пошуки повинні розглядатися як в осадовому чохлі, так і в породах кристалічного фундаменту, що набувають зараз важливе значення й незабаром будуть слугувати головними серед основних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

3.2. ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНІ УМОВИ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ БАСЕЙНІВ ТА ЇХ РОЛЬ У ФОРМУВАННІ ВУГЛЕВОДНІВ

Нижче ми розглянемо типи гідрогеологічних басейнів, розташованих у зонах авлакогенів та гірських прогинів і морських схилів, включаючи їх замикаючі кінцівки у вигляді морських дельт і їх каньйонів з урахуванням особливостей тектонічних структур у зонах розвитку нафтогазоносних площ суходолу та морських акваторій.

Уявлення про гідрогеологічне районування території наведені в статті Г.М. Каменського [Каменский, 1959], який окреслив в якості основних гідрогеологічних підрозділів: а) великі артезіанські басейни, приурочені до западин платформних областей; б) докембрійські масиви, які є виступами кристалічного фундаменту; в) складчасті області, складені інтенсивно дислокованими осадовими породами; г) артезіанські басейни міжгірських

западин всередині гірничо-складчастих областей, незалежно від висоти їх розташування.

Великі артезіанські басейни, виділені Г.М. Каменським та іншими на основі геоструктурного підрозділу місцевості, охоплюють величезні території і об'єднуються в складні групи. При визначенні спільності їх ознак і взаємозв'язку великих артезіанських басейнів підземні води та їх біопалеоструктурні умови в кожному такому басейні пов'язані в єдину зональну систему й розподілені закономірно [Каменский, 1943].

А.М. Овчинніков [Овчинников, 1970], розглядаючи гідрогеологічні структури як фільтраційно-інфільтраційні системи, виділив їх основні різновиди:

1. Великі артезіанські басейни платформних областей.
2. Середні артезіанські басейни крайових прогинів і міжгірських улоговин – западин.
3. Системи тріщинних вод у масивах кристалічних і метаморфічних порід.
4. Шарнірні басейни гірських споруд.
5. Басейни й потоки ґрунтових вод (місцями субартезіанського характеру).

М.М. Васильєвський [Васильевский, 1940] виділив гідрогеологічні басейни, відповідні геологічним структурам – западинам, мульдам, депресіям, грабенам.

У цих схемах практично в основі лежать і враховані структурно-тектонічні умови залягання порід, які визначають особливості формування ресурсів і склад вод, умови розподілу й циркуляцію в гірських породах, темпи кругообігу в межах того чи іншого скупчення та інші специфічні риси гідрогеологічних структур.

Гідрогеологічні особливості зон прогинів практично у всіх схемах території України базувалося на геоструктурній основі.

Як показав комплексний аналіз гідрологічних, гідрогеологічних, структурно-тектонічних досліджень, включаючи матеріали розломно-блокової тектоніки (рис. 3.2) і грабеноподібних утворень, є підстави вважати, що практично всі нафтогазоносні об'єкти басейну річок ДДЗ, а також зон Передкарпатського і Причорноморських прогинів з дельтовими каньйонами у вигляді триваючих річкових систем знаходяться в зонах поглинання інфільтраційних поверхневих річкових вод і в плані розміщення приурочені до їх річкових долин та їх прадолин, що формують зародкові водорозчинні субстрати на гілці біогенної складової в рамках гідрогеомантійних вуглеводневих компонентів.

Гідролого-гідрогеологічні та їх газохімічні характеристики за своєю суттю відображають гідрогеологічні характеристики річкових басейнів і підтверджують загальний внесок річкових систем від їх верхів'я до дельт та їх продовжень у вигляді річкових каньйонів морських акваторій. Закладання річкових систем у зонах прогинів контролюється розломно-блоковими процесами. Долини багатьох сучасних річок закладаються в більшості випадків по грабенах і успадковують древні прохідні палеодолини, що перетинають схили прогинів, порожнини розломів, а їх притоки в більшості випадків розвинені в зонах оперення цих розломів. Гідрографічна мережа сприяє

розвитку тріщин вивітрювання, насичуючи їх газами органічних залишків в умовах інтенсивних температурно-окислювальних процесів. Внаслідок цього найбільш обводнені райони, розташовані поблизу й уздовж гідрографічної мережі у вигляді широких ореолів долин і заплав, а також у зонах тектонічних порушень, вододільних площ обводненої зони, знаходяться в зонах фільтрації розвантаження й інфільтраційних поглинань, які відіграють ключову роль у формуванні скупчень метану – первинної газової метанорозчинної складової біогенно-мантійних процесів.

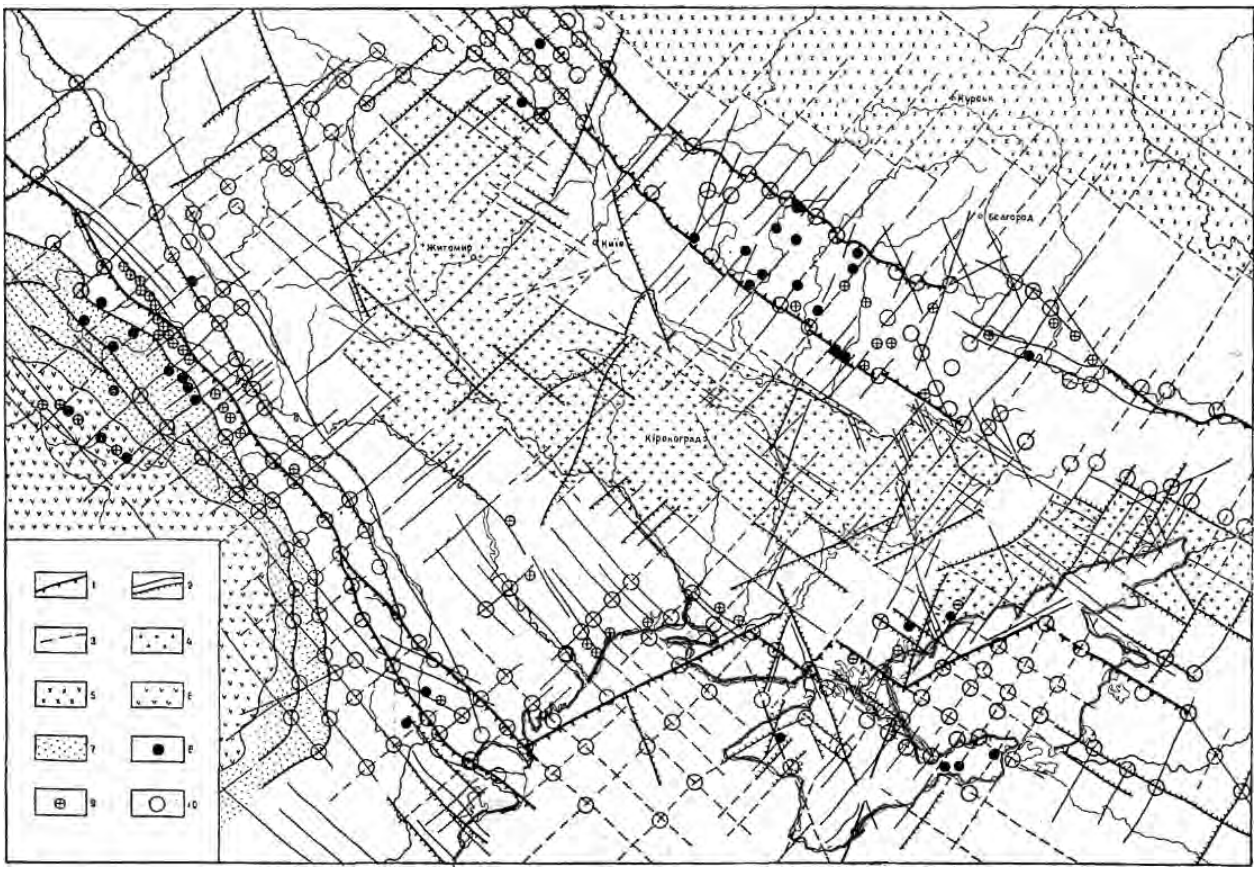


Рис. 3.2. Карта розломно-блокової тектоніки з елементами річкової мережі за матеріалами І.І. Чебаненка [Чебаненко, 1999]

1 – головні регіональні розломи; 2 – середні регіональні розломи; 3 – припущення продовження розломів; 4 – площа Українського кристалічного щита; 5 – площа Воронезького масиву; 6 – Панонський серединний масив; 7 – зона складчастих Карпат; 8 – нафтові родовища; 9 – газові родовища; 10 – найбільш перспективні ділянки скупчень нафтових і газових родовищ у світлі їх зв'язку з зонами глибинних розломів

У цих схемах практично в основі лежать і враховані структурно-тектонічні умови залягання порід, які визначають особливості формування ресурсів та нафтогазоносних площ, склад вод, умови розподілу й циркуляцію в гірських породах, темпи кругообігу в межах того чи іншого скупчення та інші специфічні риси гідрогеологічних структур.

Гідрогеологічні нафтогазоносні особливості зон прогинів практично у всіх схемах території України базувалися на геоструктурній основі.

Як показав комплексний аналіз гідрологічних, гідрогеологічних, структурно-тектонічних досліджень, включаючи матеріали розломно-блокової тектоніки (див. рис. 3.2) і грабеноподібних утворень, є підстави вважати, що

практично всі нафтогазоносні об'єкти України, а також зон Передкарпатського і Причорноморських прогинів з дельтовими каньйонами у вигляді сучасних річкових систем знаходяться в зонах поглинання інфільтраційних поверхневих річкових вод і в плані розміщення приурочені до їх річкових долин та їх прадолин, що формують зародкові водорозчинні субстрати на гільці біогенної складової в рамках гідрогеомантійних вуглеводневих компонентів.

Найбільш обводнені райони, що розташовані поблизу і уздовж гідрографічної мережі у вигляді широких ореолів долин і заплав, а також у зонах тектонічних порушень, вододільних площ обводненої зони, знаходяться в зонах інфільтраційних поглинань, які відіграють ключову роль у формуванні скупчень метану – первинної газової метанорозчинної складової формуючих біогенно-мантійних процесів.

Просторовий збіг регіонів нафтогазонакопичення з ареалами вуглеводневої дегазації став найважливішим індикатором процесів нафтогазонакопичення і його пізнання на основі біогенної-мантійного походження ВВ.

З'ясувалося також, що саме тектонічні деформації земної кори в комплексі з поширенням відкладів, багатих ОР, контролюють розміщення цілих нафтоносних провінцій, районів і окремих родовищ. Цей зв'язок з розломами і іншими дислокаціями прихильники абіогенної парадигми пояснили тим, що саме там, де фундамент був розірваний, могли завдяки більшій проникності порід проходити канали наскрізної інфільтрації і інверсійних біогенних та екзогенних процесів вертикальної міграції ВВ. Значну роль, за П.М. Кропоткіним, В.К. Гавришем, відіграють носії біогенноводорозчинних речовин, грабеноподібні прогини в контролі процесів нафтогазонакопичення.

Нижче ми зупинимося на дослідженнях В.К. Гавриша, який описав нові численні щілинні і конусоподібні мінірабени, їх передбачуваний генезис і зв'язок з нафтогазоносністю, у процесі утворення наведено їх передбачуваний генезис і нафтогазоносність.

Згідно з геологічним словником [Геологический ..., 1955] грабен – це занурена ділянка земної кори, обмежена по-різному орієнтованими скидами. У літературі описані чітко виражені прості і складнопобудовані грабени, обмежені двома розривами (скидами), і складні, коли занурення відбувається за кількома розривами або розривними зонами. Фіксуються наступні структури: «грабен в грабені», великі грабени, обмежені нормальними скидними зонами, площини скидів яких падають до його осі.

Проведені регіональні сейсмічні профілі МЗГТ показали, що в межах ДДР за В.К. Гавришем виділяються більш 134 щілинних і конусних грабенів, на яких розташовані нафтові і (або) газові родовища і, на нашу думку, вони є первинними каналами закладання річкової мережі (рис. 3.3), а також інфільтраційних зон, що формують генетичні метанорозчинні субстрати.

Розподіл родовищ ВВ і площ з нафтогазопроявами над мінірабенами по геотектонічних зонах і ділянках Дніпровсько-Донецького рифтогена (ДДР) добре корелюється з результатами картографічного відображення закартографованих нафтогазоносних об’єктів.

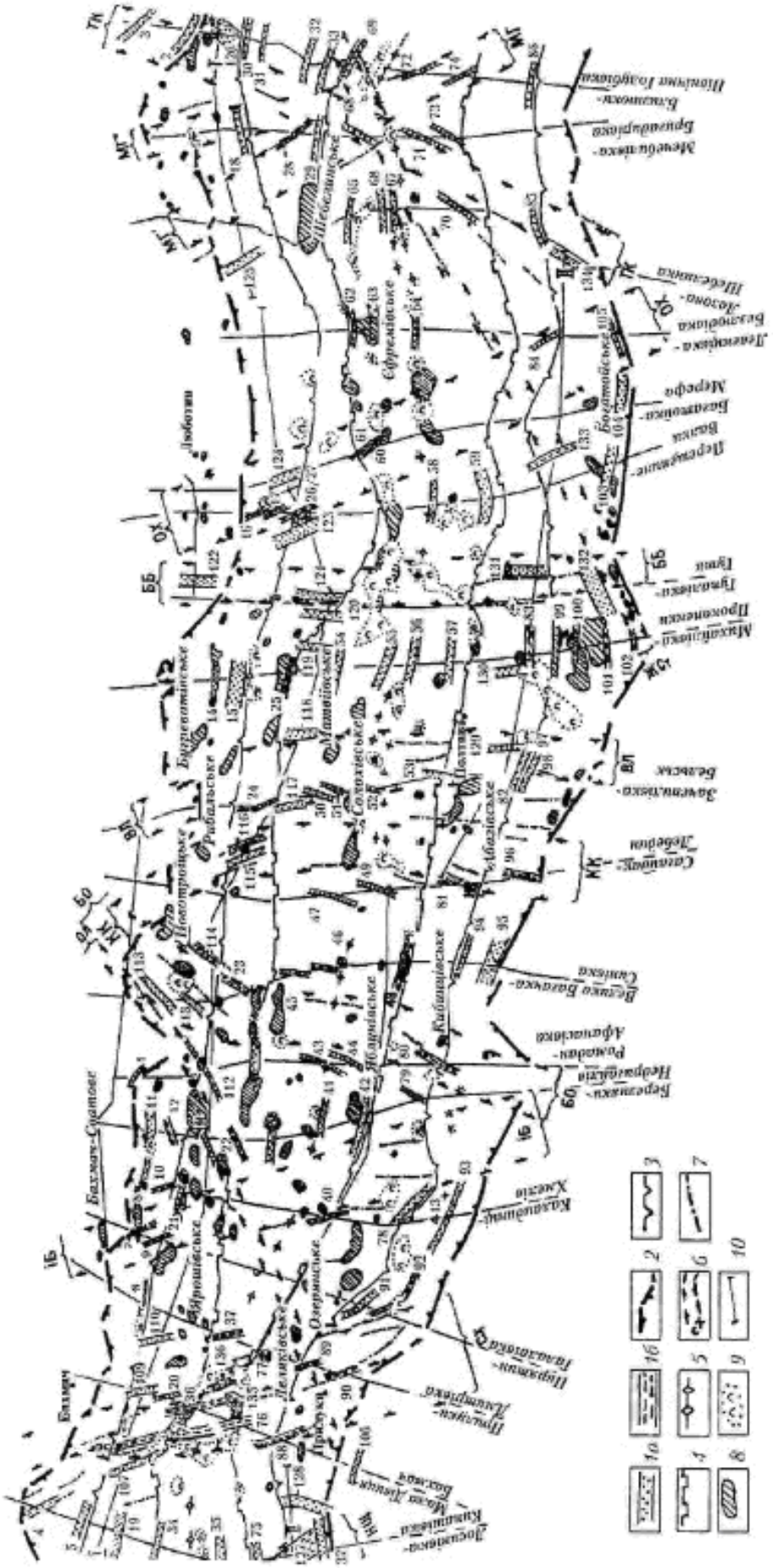


Рис. 3.3. Карта мініграбенів Дніпровсько-Донецького авлакогену (В.К. Гавриш, Є.С. Петрова) [Гавриш, 1974]

1 - щілинні мінігрaбени (а - куносоподібні, б - стовпоподібні): 1 - Кубанський, 2 - Максальський, 3 - Північно-Голубівський, 4 - Адамовський, 5 - Оленівський, 6 - Дмитрієвський, 7 - Стряпчинський, 8 - Малиновський, 9 - Матлахівський, 10 - Бобрицький, 11 - Роменський, 12 - Східно-Бобринський, 13 - Синовський, 14 - Західно-Козіївский, 15 - Пархомівський, 16 - Староволковський, 17 - Волковський, 18 - Балакліївський, 19 - Смолязький, 20 - Марченковський, 21 - Артюховський, 22 - Басіловський, 23 - Гадяцький, 24 - Загорянський, 25 - Березовський, 26 - Коломацький, 27 - Верхньоколомакський, 28 - Гусарівський, 29 - Північно-Волвенковский, 30 - Північно-Кисилевський, 31 - Червонодонецький, 32 - Наршевський, 33 - Співаковський, 34 - Черняховський, 35 - Довжанський, 36 - Рожновський, 37 - Зімнецький, 38 - Червонозаводський, 39 - Глинський, 40 - Мехедівський, 41 - Скоробогатьковський, 42 - Яблунівський, 43 - Дедовоярський, 44 - Песочанський, 45 - Перевозівський, 46 - Литовський, 47 - Борковський, 48 - Радченківський, 49 - Барановський, 50 - Покровський, 51 - Східно-Солохівський, 52 - Солохівський, 53 - Байрацький, 54 - Ювілейний, 55 - Східно-Володимирський, 56 - Максимовський, 57 - Східно-Полтавський, 58 - Ткаченковський, 59 - Берестовський, 60 - Старовировський, 61 - Західно-Медведівський, 62 - Новоефремівський, 63 - Єфремівський, 64 - Світловський, 65 - Олексіївський, 66 - Біляївський, 67 - Західно-Біляївський, 68 - Волвенковський, 69 - Північно-Берецький, 70 - Краснопавлівський, 71 - Семенівський, 72 - Східно-Семенівський, 73 - Новомечебілівський, 74 - Барвековський, 75 - Крапівнянський, 76 - Північно-Ічнянський, 77 - Охінковський, 78 - Логовіковський, 79 - Ісачковський, 80 - Ромоданівський, 81 - Сагайдацький, 82 - Отрадненський, 83 - Суходолівський, 84 - Східно-Бучковський, 85 - Західно-Лозівський, 86 - Блізнековський, 87 - Ганнівський, 88 - Луговський, 89 - Мильковський, 90 - Топольський, 91 - Кулішовський, 92 - Капліцевський, 93 - Калайдинцівський, 94 - Великобагачанський, 95 - Міртовський, 96 - Колотеївський, 97 - Північно-Отрадненський, 98 - Горобцівський, 99 - Руденківський, 100 - Молчанівський, 101 - Новомиколаївський, 102 - Шедеївський, 103 - Уллянівський, 104 - Голубовський, 105 - Левенцівський, 106 - Знаменський, 107 -Сіволозький, 108 - Плисківсько-Буримсько-Ічнянський, 109 - Зеленівський, 110 - Західно -Дмитріївський, 111 - Анастасіївський, 112 - Пеньківський, 113 - Колесніківський, 114 - Римарівський, 115 - Пирківський, 116 - Гусаківський, 117 - Південно-Бельський, 118 - Рублевський, 119 - Західно-Степовий, 120 - Західно-Кисовський, 121 - Черняковський, 122 - Киянівський, 123 - Західно-Коломацький, 124 - Південно-Валківський, 125 - Західно-Білозерський, 126 - Північно-Кисилевський, 127 - Лосинівський, 128 - Галицький, 129 - Судеївський, 130 - Заворсклянський, 131 - Розумовський , 132 - Дмухайлівський, 133 - Жовтневий, 134 - Подовський, 135 - Імірянський, 136 - Іваницький (ймовірно); 2 - крайові розриви південного Припятсько-Маніцького (ПМ) і північного Барановіцько-Астраханського (БА) шовних глибинних розломів ДДР; 3 – внутрішньорифтові розломи-пари БА та ПМ розломів; 4 - північний та південний привісьові рифтові розломи; 5 - осьовий глибинний розлом; 6 - зони поперечних глибинних розломів: Смелевсько-Холмського (СХ), Інгулецько-Брянського (ІБ), Овручсько-Лебединського (ОЛ), Бовтисько-Оболонського (БО), Криворізько-Комарицького (КК), Верховцівсько-Льговського (ВЛ), Баштансько-Білгородського (ББ), Оріхово-Харківського (ОХ), Мангушсько-Губкінського (МГ), Томаківсько-Куп'янського (ТК), Житомирсько-Старобільського (ЖСТ); 7 - розриви по поверхні кристалічного фундаменту; 8 - родовища ВВ; 9 - контури соляних штоків; 10 - регіональні профілі МСГТ: I - Пагорби - Савинці, II - Монастирище-Близнюки.

Як приклад, в Удайській сідловині над мінігрaбенами розташовані три родовища: на південно-приосьовій ділянці – дрібне Маківське нафтове в одному відкладі візейських порід; на південно-прибортовій – невелике Мільковське і дрібне Богданівське, обидва багатопластові нафтогазоконденсатні, по 16 покладів у породах від пермського до візейського віку. Сумарні запаси ВВ в Удайській сідловині складають всього 1,3% запасів описаних 56 родовищ. Крім того, в св. 3 і 11 Мільковської площі у верхньодевонських породах виявлено бітум у порах, а в св. Богданівська-206 – газопрояви.

Лохвицька депресія найбільш нафтогазоносна, на неї припадає 46,1% загальної суми розглянутих запасів, хоча за кількістю родовищ вона поступається Карлівської депресії (15 проти 20).

Виділення В.К. Гавришем і Е.С. Петровою щілинних та конусних мінігрaбенів ДДР – це один із напрямів картографування структурних процесів, приурочених до щільних мінігрaбенів, а з ними й до вуглеводневих родовищ.

Найбільша кількість мінігрaбенів зосереджена на північному схилі ДДР (51 з 134, або 38,0%), в його депресійних зонах (79 з 134, або 59,0%) і в південно-східній частині ДДР (61 мінігрaбен, або 45,5%). Співвідношення

«продуктивних» мініграбенів до їх загальної кількості найвища в прибортових, а також в приосьовій зонах (24 з 43, або 55,8%), в тому числі в їх центральних частинах (13 з 16 або 81,2%), а найнижча – в осьовій зоні (32,6%) (див. рис. 3.3), де і формується потужний осадовий чохол, що акумулює значні запаси пластово-порових підземних вод і величезні кількості органічних субстратів, регулює в часі в вигляді кругообігу підживлення тріщинної зони, що контактує з осадами, водорозчиненими газами, яка в місцях перекриття уламковими і зернистими продуктами і біологічним матеріалом слугує шляхами міграції зародкових вод і сприяє дренуванню водогазового субстрату осадового чохла. Як показує проведений авторами аналіз складаючих порід на газоносність метано-газорозчинних ресурсів долин і русл ДДЗ (Сула, Ворскла, Псьол, Оріль, Сіверський Донець), велика частина їх зосереджена в осадовому чохлі, а також складає прадолини й безпосередньо підруслові відклади.

У результаті вивчення газового складу порових вод глин, які слугують водоупорами між горизонтами підземних вод в артезіанських басейнах, було встановлено, що вони є важливим джерелом поповнення зародкових воднорозчинних ресурсів глибоких водоносних горизонтів, які часто не мають зв'язку з земною поверхнею і формують їх газовий склад та гідрохімічні особливості. Велика увага приділялася вивченню складу порових вод глин, їх ролі в перенесенні і накопиченні різноманітних мінеральних і органічних компонентів, мігруючих у процесі літифікації порід. Ці водногазові розчини у земній корі сприяють утворенню родовищ корисних копалин. Отже, розвиток вчення про порові розчини відкрило нові шляхи виникнення газоутворюючих розчинів у надрах [Сухоребрый, 2000].

Зазначені вище геолого-структурні та гідрогеохімічні умови формують нафтогазоносний спектр НГБ.

3.3. ЗАКОНОМІРНОСТІ МІГРАЦІЇ ТА ФОРМУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У ЗОНАХ РОЗВИТКУ ТРІЩИНУВАТОСТІ ОСАДОВИХ ПОРІД У ГЕОСИНКЛІНАЛЬНИХ ТА ПЛАТФОРМНИХ ОБЛАСТЯХ

Велике значення для розширення пошуків ВВ, як було наведено вище, приділяється «нетрадиційним» колекторам тріщинного типу.

Виявлення нових типів розміщення скупчень ВВ пов'язано з вивченням гідрогеодинамічної трещінуватості, оцінки ролі тріщин у загальному обсязі запасів нафти й газу, закономірностей розподілу тріщин у продуктивних відкладах. Більшість дослідників дійшли висновку, що тріщини служать основними шляхами міграції підземних вод, водорозчинених ВВ, що відбуваються як в горизонтальному, так і вертикальному напрямках у вигляді зон інфільтрації, які формують нафтові й газові родовища. Тріщинуватість відкладів обумовлює можливість утворення природних резервуарів нафти і газу в щільних безпорістих породах, а також у породах, що відрізняються підвищеною сорбційною здатністю. Останнім часом накопичено великий фактичний матеріал, що дозволяє вважати, що саме завдяки утворенню інтенсивної тріщинуватості різного генезису в породах утворюються додаткові порожнини й значно підвищуються фільтраційні властивості товщ,

відбувається зв'язок між генеруючими і колекторськими пластами, а це сприяє формуванню покладів у «нетипових» умовах.

Тріщинуватість порід – широко поширене явище і, як вказують В.В. Бєлоусов, Ю.А. Косигін, К.І. Багрінцева, Є.І. Чорткова, В.Є. Хаїн, М.В Гзовський та інші дослідники, всі породи, як в геосинклінальних, так і в платформних областях мають загальну (планетарну) тріщинуватість.

Зони різних розривних порушень, для яких характерне зміщення шарів породи (скид, надвиг, здвиг), як правило, служать шляхами для міграції пластових флюїдів. При розриві й зміщенні шарів порід у тій чи іншій мірі відбувається їх руйнування, якщо не по всьому розриву, то на окремих його ділянках. Навіть при відсутності інтенсивної тріщинуватості ці зони розриву й ділянки руйнування порід служать тими шляхами, по яких можуть рухатися нафта, газ та інші розчини.

Утворення тріщин в осадових товщах відбувається в умовах всебічного стиснення і різних напружених станів масиву.

Сам процес перетворення порід в основному може бути тривалим, він містить осаконакопичення, літифікацію порід і період геотектонічного розвитку ділянки земної кори, причому останнє нерідко супроводжується складкоутворенням і появою розривних порушень (діапіри).

За генетичною класифікацію розривних порушень за В.В. Бєлоусовим [Белоусов, 1975], нетектонічні розриви належать до миттєвого процесу (вибухи, удари, падіння метеоритів – астроблеми тощо) і містять розтягнення, стиснення, зрушення, тріщини, розривні зміщення, відрив, сколювання.

Різноспрямованість і неоднозначність впливу зазначених процесів обумовлює велику різноманітність тріщин різного генезису й розмірності, а також зміни їх залягання, що, звичайно, вимагає класифікації розривних порушень і спеціальних прийомів їх картографування аерокосмічними методами, радон-тороновими і гелієвими зйомками як на суші, так і в морських акваторіях.

Тріщинуватість широко поширена в гірських породах. Тріщини, які утворюються в осадових породах, розвинених у різних геолого-структурних умовах, істотно різняться за розмірами, формою, взаєморозташуванням, густотою та походженням.

Наявність прихованих тріщин значно збільшує ємнісні властивості порід і сприяє міграційним процесам.

Слід зазначити, що розкриття тріщин не завжди є результатом їх розсування. Часто зіяння тріщин обумовлене не тільки тектонічними силами, але і вторинними процесами – частковим вилуговуванням мінеральної речовини і виносом її. Навіть у дуже тонкі мікротріщини завдяки капілярним силам може проникнути вода, що несе розчинені гази і флюїди. Це найбільш поширений шлях збільшення зіяння відкритих тріщин; саме внаслідок вилуговування тріщини характеризуються непостійною величиною розкритості. Відкриті тріщини є ефективними, вони визначають фільтрацію флюїдів у товщі карбонатних відкладів.

Результати моделювання складчастих і розривних деформацій (В.В. Бєлоусов, М.В. Гзовський, Н.І. Багрінцева, Є.І. Чорткова та ін.) доводять

формування великої кількості тріщин з підвищеною ємністю і проникністю відкладів осадового чохла.

Великі або січні тріщини розсікають шари і в деяких випадках утворені розриви величезного розміру. Вони простежуються по простяганню і по повстанню на великі відстані, іноді на кілометри. Зазвичай великі розриви супроводжуються зміщенням і розвитком великої кількості супутніх, опіряючих макро- і мікротріщин. Морфологія мікротріщин найрізноманітніша: пласкі, вигнуті, хвилясті, нерівні, розгалужені, часто тріщини не тільки згинаються, а й розширюються і звужуються по простяганню. Ці тріщини служать як зонами міграції ВВ, так і зонами їх накопичення.

Відкриті мікротріщини, широко розвинені в карбонатних породах, своїм виникненням зобов'язані тектонічним рухам, але морфологія, розкриття і характер протяжності їх нерідко закладені в літогенезі і проявляються при деформації шарів. Саме цій спільний вплив седиментаційного фактора і інтенсивних тектонічних рухів на карбонатну товщу обумовлює різноманіття відкритих мікротріщин.

У породах осадового походження в результаті гідрогеостатичного тиску відбуваються деформації, що виражаються в зміні структури (особливо пористості) і вологості породи, наростання тиску в гідрогазофлюїдних розчинах.

Збільшення обсягу деформованих карбонатних відкладів через розтягування порід при складкоутворенні відбувається, головним чином, завдяки утворенню тріщин. У таких зонах створюються значні пустотні простори, які в подальшому заповнюються ВВ і містять промислові запаси нафти й газу. До них належать майже всі зони прогинів як континентальних, так і морських територій.

Здатність порід до тріщиноутворення залежить від їх фізико-механічних властивостей – міцності, пластичності й пружності розчинених водогазових субстратів, що надходять; від геологічних умов залягання – температури, тиску, а також від історії тектонічного розвитку.

Розглядаючи процес розвитку тріщин у породах, слід зазначити, що розтягнення в гірських породах відбувається внаслідок впливу не тільки зовнішніх тектонічних напружень, але й внутрішніх сил, що з'являються в породі під впливом охолодження, всихання, гідрогеохімічних (водогазових) перетворень. У результаті цих процесів у породах виникають літогенетичні тріщини, пов’язані з розвитком соляних штоків, тріщини відриву, що утворюють повсюдно розвинену загальну тріщинуватість порід; розташування таких тріщин зумовлюється анізотропією порід при седиментогенезі або при постседиментаційних змінах.

Радіальні і подовжні (концентричні) тріщини, що утворюються на підняттях, нерідко мають тектонічне походження й безпосередньо пов'язані з розтягуючими деформаціями, але вони можуть виникнути також у результаті дії внутрішніх сил стиснення і анізотропії, що з'явилася в породах у процесі їх пластичного згинання, а також під факторами гідрогеодинамічних напруг, що викликають розриви, вижимання флюїдів.

Н.С. Шатським, В.В. Бєлоусовим, М.В Гзовським, Н.І. Багрінцевою підкреслювалася важлива роль походження й умов формування вертикальних

тріщин і розривних порушень у шарах, що горизонтально залягають, у вигляді лістричних розломів, які створюють шляхи міграції водогазових флюїдів, у рамках кругообігу речовини в природі від місць генетичного походження біоводорозчинних газових процесів у долинах річок авлакогенів, гірських прогинів до мантійних товщ і в зворотному напрямку.

При формуванні розривних порушень дуже важливим є питання їх впливу на утворення тріщинуватості як в осадовому чохлі, так і в кристалічних товщах, хоча є чимало прикладів наявності підвищеної густоти тріщин у прирозломних зонах, і визнається безсумнівна роль останніх у процесах міграції водогазорозчинених флюїдів і утворенні скупчень ВВ. Наявність гідродинамічно ізольованих покладів нафти й газу в межах порушень доводить також і можливість непроникності розломів. Нерідко, виступаючи в ролі ізолюючих екранів, вони зумовлюють утворення тектонічно екранованих покладів. Отже, можна говорити про подвійний різноспрямований вплив розривних порушень під час оцінки участі їх у формуванні колекторів тріщинного типу. З одного боку, поблизу розломів спостерігаються зони підвищеної тріщинуватості, що сприяють поліпшенню фільтраційних характеристик порід, з іншого – в безпосередній близькості від розривів значно інтенсивніше відбувається процес вторинного мінералоутворення, завдяки чому тріщини заліковуються, і створюється непроникна зона.

Загальні особливості морфології розривних порушень можна сформулювати наступним чином. Великі тектонічні розриви ніколи не являють собою єдину тріщину, вони, як правило, виражені цілою розривною зоною, ширина якої варіює в дуже широких межах – від декількох сантиметрів до сотень метрів. Ця зона складається з великої кількості тріщин, паралельних одна одній, січних, що сходяться і перехрещуються під гострими кутами. Завдяки такому поєднанню тріщин та їх залікованих ділянок розривна зона зазвичай розділена на ряд вузьких, довгих зон із різним ступенем тріщинуватості відкладів, тобто являє собою чергування порівняно менш порушених порід і порід інтенсивного роздріблення. Така будова пов'язана з багаторазовим відновленням геодинамічних тектонічних рухів та інших природних процесів.

У зв'язку з нерівномірністю тектонічних рухів, головним чином динамічних процесів та деформацій розтягування, у них розвивається інтенсивна пористість і тріщинуватість [Багринцева, 1982; 1999].

Одною з найбільш важливих пошукових ознак є вивчення інтенсивності розвитку тріщин у породах, що знаходяться в різних структурно-тектонічних умовах розвитку континентальних прогинів, річкових басейнів, шельфів, схилів морських акваторій фіксується методами аерокосмічних і атмогеохімічних досліджень, що входять у перший блок пошукової технології СТАГГД.

Отже, розвиток у породах тріщин з великим діапазоном розкритості практично завжди забезпечує можливість фільтрації газоводорозчинених флюїдів, а з іншого боку – їх накопичення. У разі складного характеру розподілу флюїдів (води, газу) у пористо-тріщинуватих породах анізотропія стисливості тріщин буде відігравати визначальну роль у процесах фільтрації, генерації.

На всіх етапах седиментогенезу і тектогенезу відбувається перетворення різноспрямованого характеру впливу великої кількості факторів обумовлює макро- і мікронеоднорідність пустотного простору і визначення їх меж проникності, а також кількісних і якісних параметрів, що залежать, головним чином, від гідродинамічної ситуації і морфології басейну.

Крім того, очевидно, що вирішальне значення мають первинні літофаціальні умови, оскільки закладена сприятлива або несприятлива структура первинного порового простору значною мірою обумовлює швидкість, інтенсивність і спрямованість постседиментаційних процесів річкових басейнів, які або заліковують наявні порожнечі, або ще більш збільшують розміри пір [Багринцева, 1982; 1999].

З огляду на вищевикладене очевидно, що сукупність гідрологогідрогеологічних процесів річкових систем створює неоднорідності в умовах тектонічного режиму, при якому в залежності від фізичних властивостей порід відбувається їх деформація і створюється тріщинуватість, що сприяє інфільтраційній газогідрохімічній міграції водорозчинених флюїдів.

Виявлена пряма залежність інтенсивності тріщинуватості дозволяє прогнозувати поширення РЗПП, до яких приурочені підруслові процеси інфільтраційної міграції і газонасичення водних флюїдів. Деформаційна мікротріщинуватість у природних умовах забезпечує більш активний перебіг інфільтраційних процесів річкового стоку з захопленням газових обсягів донних біогенних відкладів.

Як було зазначено вище, загальна спрямованість постседиментаційних змін тісно пов'язана з тектонічними особливостями закладення прадолин, сучасних русл річок, неотектонічними грабеноутворюючими процесами.

Внаслідок різноспрямованих геодинамічних процесів із глибиною залягання порід колекторів спостерігаються зміна режимів тисків і температур, виникає тенденція міграції на великих глибинах, що визначає в подальшому рух флюїдів, утворення тріщин, а, отже, наявність порових колекторів, переважно тріщинних і змішаних, а також напрямків міграційних рухів водогазових флюїдів.

Спрямованість зміни фільтраційно-ємнісних властивостей у міру занурення має складний характер, який визначається комплексним впливом термодинамічних, фізико-хімічних і тектонічних процесів. Розглянуті вище залежності утворення тріщин від водогазового складу у відкладах річкових долин, домішок, постседиментаційних перетворень будуть мати значний вплив на розвиток додаткової пустотності на великих глибинах і приурочених до них фільтраційних процесах.

Тривала геологічна історія території з різноспрямованими гідрогеологічними процесами її розвитку зумовила формування тріщинних зон і приурочених до них неоднорідних резервуарів з надзвичайно мінливою будовою пустотного простору, зі значною участю колекторів порового і тріщинного типів, а також у багатьох випадках залишкових інгредієнтів морських субстратів.

Є чимало прикладів наявності газонасичених опріснених вод навіть на дуже великих глибинах – понад 6000 м. В акваторіях Мексиканської затоки, на ДДЗ, Амазонці, Гангі, Дунаю, Прикаспії, Сибірських річках, уздовж

узбережь Техасу й Луїзіани пробурені велике число св. на глибину 4500 м, з них отримано промислові припливи газу й нафти. Колекторами на морських родовищах Середнього Сходу служать вапняки, тут на великих глибинах видобуток газу значно вище. Нові родовища в Прикаспійській западині також доводять нафтогазоносність горизонтів на глибинах понад 4000 м.

Аналіз і вивчення великих світових родовищ показав, що розчленування товщ на продуктивні й непродуктивні пласти є дуже складним завданням, яке в більшості випадків не вирішується однозначно. Тільки при наявності великого матеріалу гідролого-гідрогеологічних та геолого-структурно-динамічних досліджень, застосовуючи методичні підходи комплексування спеціальних досліджень маркуючих інертних газів (*Rn, Tn, He*), можна виділити тріщинуваті проникні зони, що слугують транзитними шляхами водорозчинних флюїдів гідробіогенного походження, що проходять по крізьформаційним каналам до нафтогенеруючих шарів, та непроникні зони, що формують ВВ поклад. В умовах геотермічних процесів і колосальних тисків флюїди повертаються у вигляді інверсії – дифузійних процесів, формуючи при цьому газові, газонафтові й нафтові родовища в порових та колекторах тріщинного типу.

Гідролого-гідрогеологічні умови формування покладів ВВ значною мірою, як показали дослідження, визначаються умовами первинної міграції у вигляді інфільтраційних зон, приурочених до РЗПП.

З урахуванням особливостей еміграції ВВ можна виділити дві обставини: 1) формування покладів відбувається шляхом мобілізації ВВ пластових вод гравітаційно-водонапірних систем; 2) у колектор ВВ надходять у вигляді самостійної фази або вуглеводнева фаза утворюється в момент впровадження однофазового розчину з кристалічних порід в колектор, тобто в цьому випадку формування покладів відбувається в процесі інверсій.

Швидкість насичення пластових вод вуглеводневими газами залежить від низки причин: збагаченості порід ОР, інтенсивності процесів газогенерації, збереження газу, мінералізації і температури підземних вод, гідростатичного тиску, який залежить від геодинамічних процесів. Після досягнення межі насиченості вод газ почне виділятися у вільну фазу.

З безлічі факторів формування покладів газу, очевидно, головним є тектонічний режим, що визначає в підсумку геоструктурні, геодинамічні, термодинамічні, інфільтраційні та інверсійні умови водогазових і нафтових утворень. Тектонічний режим істотно впливає на онтогенез нафти й газу.

Так, при негативних епейрогенічних рухах у зв'язку з ростом температури в осадових породах посилюються процеси генерації ВВ. У геодинамічних зонах ВВ починають виділятися у вільну фазу і формують поклади. Ці знакозмінні рухи діють подібно до поршня: при опусканні території (зростання тиску й температури) посилюються процеси генерації ВВ, при підйомі території ВВ «витягуються» у вільну фазу. І чим інтенсивніше змінювалися частота й амплітуда рухів, тим далі зайшли процеси онтогенезу нафти й газу. Вже наявність покладів вільного газу вказує на те, що ці системи протягом свого геологічного розвитку неодноразово перебували в стані перенасичення та можливого часового відновлення покладів при їх надмірній експлуатації.

3.4. СТРУКТУРНО-ГІДРОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСІВ УТВОРЕННЯ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ НА ОСНОВІ ВЗАЄМОДІЇ ГЛИБИННИХ ФЛЮЇДІВ ІЗ ЛІТОСФЕРНИМИ СУБСТАНЦІЯМИ

Незважаючи на відсутність об'єднуючої сучасної теорії нафтидогенезу-нафтогазонакопичення, яка повинна стати парадигмою нафтогазової геології в XXI ст., загальні її контури вимальовуються все чіткіше на основі структурно-гідролого-гідрогеологічних особливостей ознак глибинного абіогенного і осадово-біогенного генезису нафтогазоносної системи. У світлі досліджень останнього десятиліття не викликають сумнівів багатоетапність і багатофазність (за провідної ролі порівняно короткочасних фаз тектоно-термальної активізації) процесів нафтогазонакопичення.

Нерозривне поєднання ознак глибинно-абіогенного й осадово-біогенного генезису спостерігається на всіх рівнях нафтогазоносних систем: від речовини складових субстратів долин (наявність відповідних ізотопних, геохімічних і органо-молекулярних «міток») до НГБ у цілому.

Тому осадово-міграційна теорія й абіогенно-мантійна концепція тільки в єдиному комплексі можуть виступати основою для побудови доволі достовірної моделі нафтидогенезу, яка, по-перше, задовільно пояснювала б сукупність відомих фактів і емпіричних закономірностей нафтогазоносності, а по-друге, вирішувала проблему енергетики формування макро- і мегаскупчень і природи аномалій типу «поклад», відкриваючи в кінцевому підсумку нові шляхи і можливості прогнозу, пошуків й освоєння родовищ вуглеводневої сировини й на цій основі – створення нової високоефективної пошукової технології. Перспективною видається ГБМК, яка трактує нафтидогенез як результат взаємодії гіпогенних-алогенетичних чинників з різними літосферними субстратами.

На думку багатьох вчених, в осадовому чохлі недостатньо енергетичних ресурсів осадового басейну для їх трансформації в НГБ. Дійсно, такий підхід у розрізі всього НГБ може констатувати правомірність міркувань про сукупності відомих факторів достовірної моделі НГБ у рамках макро- і мегаскупчень аномалій типу «поклад».

Проведений аналіз розміщення скупчень ВВ нафтогазоносних басейнів у світлі розміщення річкових долин зон прогинів і їх дельт відкриває зовсім інші, в кінцевому підсумку, підходи в картографуванні аномалій типу «поклад». Практично всі вони, як буде наведено нижче, розташовані в долинах (басейнах) річок, які формують елементи нафтидогенезу в рамках єдиної геосинергетичної концепції процесів нафтидогенезу, що формуються завдяки інфільтраційним перетокам через відклади, складені біогенно-літосферними субстратами в процесі постійного заповнюючого кругообігу речовини. Такі процеси виступають у вигляді систем, що визначаються взаємодією глибинних флюїдних потоків з уже сформованими і (або) перебувають в процесі формування структурами і флюїдопородними системами фундаменту й осадового чохла [Трофимов, Петров, Волгина, 2006].

Вони трактуються вченими як недостатність енергетичних ресурсів самого осадового басейну для його трансформації в НГБ, проте в рамках кругообігу (за В.І. Вернадським) річкового басейну виступають у вигляді комплексної замкнутої системи формування вуглеводневих скупчень – продуктивних структур, що визначається взаємодією глибинних високоенергетичних флюїдних потоків з уже сформованими і (або) перебувають в процесі формування структурами і флюїдопородними системами фундаменту і осадового чохла. Вивчення генетичних питань різноспрямованого комплексу глибинних флюїдів і «механізмів» їх взаємодії з літосферними субстратами має стати головним напрямком досліджень нафтогазової геології XXI століття.

До першочергових завдань належить вивчення й комплексний підхід глибинних флюїдів і енергетичних біогенних ресурсів осадового чохла у вигляді літосферних субстратів по кожному окремо вуглеводневоформуючому річковому басейну.

Отже, сучасний рівень знань формуючих факторів природознавства свідчить про участь у формуванні басейнів нафтогазонакопичення і рудоутворення флюїдів різної природи, єдиного збагачуючого процесу, складу і енергетики, джерела яких пов'язані з широким діапазоном геосфер – від стратисфери до мантійних товщ. Визначення їх ролі та оцінки «вкладу» в ці процеси є однією з ключових проблем наук про Землю.

У світлі формування водорозчинних біогенних субстратів у накладених гідрогенних перетвореннях, з якими пов'язані основні діагностичні гідролого-геохімічні та геоструктурні особливості цих систем на характерних ділянках тектоно-геодинамічного розвитку басейну можуть виникати передумови поєднання гідрогеологічних показників для процесів, які обумовлюють складну фільтрацію газорозчинних флюїдів по РЗПП, а також у вигляді гравітаційно водогазових розчинів та їх порових компонентів.

Головною ознакою їх виділення, а, отже, і діагностичним показником є кількісна характеристика втрат річкового стоку в зонах нафтогазоносних прогинів, русл річкових долин та їх прадолин-пойм, підтверджена гідрогеологічними вимірами, структурно-динамічними геотермічними, геохімічними розрахунковими газоводобалансовими характеристиками, газовим складом їх донних відкладів.

Такі процеси практично повністю базуються і формуються в умовах екзогенних перетворень вуглецево-водневих компонентів осадово-міграційної теорії походження ВВ, де головним вуглеводневоутворюючим фактором виступають процеси літогенезу в тісному взаємозв'язку з гідролого-гідрологічними і тектоно-геодинамічними процесами, що базуються на міцній емпіричній підставі, сформованій сумою знань сучасного осадоутворення [Страхов, 1962], знанням кількісних гідрологічних, гідрогазових характеристик.

Конструкція вчення М.М. Страхова про метаногенез осадових порід дозволяє адаптувати її до теорії про безпосередній вплив геодинамічних чинників на гідрогеологічні процеси формування водогазових сумішей

(водометанових), що надходять по РЗПП, беручи участь у формуванні водогазових флюїдів.

Слід зазначити, що М.М. Страхов визначав як провідні фактори літогенез, клімат, геоморфологію, як кінцевий фактор, гідрогеологію, яка формується на основі наведеного комплексу, не заперечуючи і безпосередньої участі в осадовому процесі глибинних чинників – мантійних товщ та процесів. На наш погляд, головною ланкою в даній концепції є відсутність наявності продукту кругообігу, що поновлює обсяги біоти. У будь якому випадку, глибинні фактори відіграють велику роль не тільки у формуванні улоговиноподібних басейнів, а й формують гідролого-гідрогеологічні умови – геотектонічні особливості закладення русел річок, умови седиментації, а також є одним із найважливіших елементів транзиту й накопичення вуглеводневих флюїдів по тріщинних зонах, зонах розтягування й приуроченим до них глибинних ендогенних процесів у вигляді інверсійних підтікань.

Тут доречно згадати суть поняття літогенезу, мета якого полягає у вивченні закономірностей часового осадового породного утворення на підставі сучасного осадонакопичення (саме цей напрямок одержав блискучий розвиток у працях М.М Страхова).

Більш широке трактування цього поняття належить Г. Огу, який назвав літогенезом інт. геологічного циклу, що полягає в сукупності процесів перетворення й еволюції осадових порід.

Такі тектоно-геодинамічна і флюїдодинамічна концепції, засновані на діагностиці дискретних «інвекційних» низхідних і висхідних надходжень у басейни накопичення у вигляді рідких і газоподібних легкорухомих компонентів, що циркулюють у надрах насичених газами підземних вод при різних тисках і температурах, вивчених на підставі мікро- і нанорівнів, свідчать про крізьформаційні флюїдопровідні системи в межах труб дегазації, де можуть здійснюватися процеси крізьматрічної міграції флюїдів [Донабедов, Сидоров, 1972; Есиков, 1979].

Запропонований комплекс поєднаних нафтогенеруючих систем має особливе значення в формуванні нафтових і газових родовищ і в наш час їх всебічне вивчення є одним з найактуальніших пошукових напрямків сучасної нафтогазової геології в рамках ГБМК походження ВВ, заснованої на двох парадигмах утворення родовищ ВВ.

Наведені дані формування рифтогенних басейнів, а також процесів, що формуються в крізьформаційних флюїдопровідних системах, в яких беруть участь екзогенні чинники у вигляді широкого спектра осадово-міграційної теорії гідролого-гідрогеологічного плану палеогеоморфологічних форм рельєфу долин, акумулятивних мулово-піщаних тіл з великим вмістом біологічних субстратів, процесів газоутворення й міграції по зонам тріщинуватості, свідчать про процеси в зонах розтягування труб дегазації грабеноподібних прогинів і є головним потенціалом процесу скупчень ВВ.

В межах формування вуглеводневих субстратів у процесах утворення нафтогазоносних об’єктів беруть участь і ендогенні процеси (рифтогенез, субдукція, розущільнення, утворення тріщин, геодинамічний і геотермічний режим, магматизм і пов'язані з ним геохімічні процеси).

Проблеми, що виникають на межі низки наук про Землю (геодинаміка, геотектоніка, нафтогазова і флюїдодинамічна геологія, гідрогеологія), дозволяють окреслити широкий спектр питань для створення сучасної теорії нафтидогенезу на принципах об'єднання двох парадигм біогенно-абіогенного походження ВВ, нафтогазонакопичення в гідролого-гідрогеологічних басейнах зон континентальних прогинів і схилів морських акваторій. На їх основі створити комплексну високоефективну технологію й виділити не тільки головні нафтогазоутворюючі критерії скупчень ВВ, а й припустити їх розміщення на прогнозній пошуковій стадії.

Гідрологічні критеріально-генетичні ознаки тісно пов'язані з річковим стоком і його складовими у вигляді підземних вод, зважених наносів, руслових процесів, що формують долини та зародкові елементи ВВ, водню H_2, вуглецю C, що об'єднані гідробіохімічними процесами у водному геологічному середовищі і підстилаючих донних відкладах.

Гідрологія в контакті з динамічної геологією, гідрогеологією формує геохімічні процеси і фізичні властивості природних вод, умови залягання, рух водогазових вуглеводневих флюїдів [Карцев, Вагин, 1962; Шварцев, 2013].

Важливу галузь гідрології складає гідрогеологія нафтогазових родовищ. Вивчення підземних вод нафтогазових родовищ почалося одночасно з геологічним вивченням родовищ. Першими дослідниками цих вод були в Америці С. Хант, в Україні К.І. Маков, А.Є. Бабинець, І.Д. Багрій, Г.В. Лисиченко та ін.

Пошуки й розвідка нафтогазоносних площ, а також прогноз нафтогазоносності, як показала практика наших досліджень, найбільш надійно здійснюються за допомогою комплексних геолого-структурних, гідролого-гідрогеологічних та ін. досліджень, що входять до пошукової технології СТАГГД, які служать основою широкого спектра розрахунків при оконтурюванні родовищ ВВ.

В останні роки нами розроблені й впроваджені пошукові технології, що свідчать про використання значного обсягу гідрологічних, морфометричних досліджень річкових басейнів – долин та прадолин нафтогазоносних районів зон континентальних прогинів річкових дельт, річкових каньйонів і морських акваторій.

Аналіз місця розташування нафтогазоносних родовищ України (ДДЗ, морські акваторії), Західного Сибіру, де наукова громадськість українських вчених (В.Б. Порфір'єв, В.О. Краюшкін, В.П. Клочко та ін.) брали активну участь, а також аналіз розташування родовищ у світі дає достатньо підстав, щоб підбити деякі підсумки, кінцевою метою яких є розробка рекомендацій і прогнозування перспективних площ для пошуків родовищ нафти та газу на основі високоефективної технології з прямопошуковими критеріальними елементами, що включає гідролого-гідрогеологічні і структурно-динамічні процеси, а також вивчення газофлюїдних та геотермічних аномалій, приурочених до русел річок і долин, артезіанських басейнів, розташованих у зонах прогинів, схилів і шельфів морських акваторій.

Знання гідрогеологічних та гідрологічних аспектів нафтогазових родовищ поступово вливається в загальне русло розвитку гідрології як дуже

важлива генетично-пошукова складова частина, що охоплює надзвичайно широкий прогнозно-пошуковий на ВВ спектр питань. Поряд з цим вивчення процесів гідролого-гідрогеології у зонах нафтогазових родовищ поглиблюється завдяки залученню матеріалів, що поступово накопичуються, по газовому складу водогазових флюїдів, тиску і температури, що дає змогу дискретно цілеспрямовано розглядати окремі виокремлені ділянки – річкові басейни, а також процеси гідрогеохімії (вивчення іонно-сольового і газового складу вод), гідродинаміки, гідрогеотермії нафтогазоносних відкладів. Все більшу роль починають відігравати й палеогідрогеологічні умови формуючих площ та процесів нафтогазоносності, тобто історичний підхід до вивчення генетичних формуючих умов нафтогазоносності та їх високо ефективності в пошукових процесах.

Гідрогеологічні особливості річкового стоку артезіанських басейнів містять питання формування складу підземних вод із розчиненими газами, руслові процеси, зважені наноси, донні відклади, переробка берегів, седиментаційні товщі, умови накопичення біогенних матеріалів, конфігурації долин і прадолин та цілий ряд взаємозв'язаних процесів.

Як показали наші дослідження, в формуванні газового складу підземних вод у зонах розвитку газоносних басейнів, що утворюються в рамках кругообігу, основне значення мають такі три гази: азот N_2, двоокис вуглецю (вуглекислий газ) $C0_2$, метан CH_4. Майже завжди кількісно переважає один з цих газів або два в різних поєднаннях. Крім трьох головних газів, значно поширені в підземних водах кисень O_2, сірководень H_2S, аргон Ar, а в зонах розміщення родовищ ВВ – етан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10}. Етан, пропан і бутан, тобто ВВ гази, важчі, ніж метан, зазвичай пов'язані з нафтоносними відкладами. Зазвичай в незначних кількостях зустрічається гелій He, який виступає маркуючим газом процесів синергетичного біогенно-мантійного формування ВВ осадового чохла і фундаменту.

Наявність метану в донних відкладах у зонах інфільтраційних процесів, що в сотні і тисячі разів перевищують складні ВВ у річкових водах, свідчить про його участь у походженні родовищ ВВ, а також їх постійну поповненість.

Одною з найважливіших умов нафтогазоутворення є газонасичення інфільтраційних вод у процесі глибинної міграції по тріщинних зонах і геотермічне зростання температур.

При великих значеннях газонасиченості стисливість підземних вод може в 10 разів і більше перевищувати стисливість води, позбавленої розчинених газів, досягаючи величини 0,0005 і вище.

Насичення підземних вод може проходити при високому тиску і має велике значення для визначення умов формування й режиму нафтогазоносних пластів, а також геодинамічних процесів у зонах росту – формування соляних штоків, глиняних діапірів, грязьових вулканів тощо.

Відомі різні класифікації процесів міграції ВВ. Виділяють міграцію вертикальну і латеральну або пластову, первинну й вторинну. Під первинною міграцією розуміють переміщення водорозчинених газів з підстилаючих відкладів річкових долин, переважно з слабопроникних, тонкодисперсних

порід в прилеглі колектори. Під вторинною – переміщення нафти й газу по колекторських пластах з подальшим утворенням їх покладів.

Проблема первинної міграції (еміграції) ВВ з підстилаючих русла річок біогенних відкладів, переважно глинистих товщ, є найбільш складною в загальній проблемі генезису ВВ і формування скупчень. Реальність водної форми міграції ВВ стає особливо ясною, якщо врахувати, що газонасичені глибинні підземні води – неминучі продукти літогенезу, загального процесу кругообігу води, при якому генерується певна асоціація ВВ і формуються певного типу газонасичені підземні води річкових систем в інфільтраційних зонах.

Однією з найважливіших сторін формування родовищ ВВ є, як було наведено раніше, водорозчинність ВВ газів.

Міграції ВВ у водорозчинному стані. Можливість водної міграції вуглеводневих газів визначається їх хорошою розчинністю. Експериментально встановлено широкий діапазон зміни розчинності природних газів у залежності від мінералізації, температури й тиску. Розчинність метану прісною водою змінюється від 0,05 м^3/м^3 при тиску 1 МПа і нульовій температурі до 50,3 м^3/м^3 при тиску 188,8 МПа і 280°С і до 135,2 м^3/м^3 при 354°С і тому ж тиску. Мінералізація значно знижує розчинність ВВ газів: при 250°С, тиску 107,8 МПа і мінералізації 280 г/л розчинність метану знижується до 6,5 м^3/м^3.

Фактична газонасиченість підземних вод НГБ змінюється в широких межах. Добре вивчена газонасиченість підземних вод до глибин 3-4 км, де вона зазвичай становить 1-5 м^3/м^3, рідше більше. З глибиною зростають температура й тиск і, отже, збільшується газоємність підземних вод.

Мінералізація знижує розчинність газів, проте з глибин 3-4 км і менш з'являються маломінералізовані лужні води, що різко позначається на газоємності вод. Особливо високою газонасиченістю характеризуються підземні води зон з низькою мінералізацією. З ростом тиску розчинність вуглеводневих газів у підземних водах стає унікальною, вода стає пружною [Карцев, 1992].

Дані про високу газонасиченість вод глибоких зон НГБ отримані й зарубіжними дослідниками. Так, газонасиченість вод в св. 1 площі Една-Делкабр, пробуреній на узбережжі Мексиканської затоки (США), на глибині 3800 м склала 9,3 м^3/м^3. При дослідженні глибинної проби води з нафтоносного горизонту на узбережжі Мексиканської затоки встановлена газонасиченість вод в 27 м^3/м^3. Нарешті, зі св., пробуреної на глибину 6000 м поблизу Батон-Ружа в Луїзіані (США), отримано приплив низькомінералізованої води з газонасиченістю 92,8 м^3/м^3.

Значне підвищення розчинності ВВ у підземних водах з ростом тиску вельми важливе для пояснення процесів міграції ВВ, оскільки головним агентом первинної міграції є порові розчини біогенно-насичених розчинених газів підстелаючих відкладів русел річок у зонах інфільтрації, що особливо важливо для пояснення гідрогеології нафтогазових родовищ, а також їх генезису й прогнозних показників.

Для формування нафтогазових родовищ основне значення має підземна гідрогазоскладова річкового стоку в зонах інфільтраційного поглинання за РЗПП.

Інфільтраційним потоком у зонах поглинання називається умовний потік рідини через пористе середовище за відкритими (сполученими) порами й тріщинами. Умовно допускається, що інфільтраційний потік проникає через всю товщу порід від денної поверхні і нижче по зонах тріщинуватості кристалічних порід до мантійних горизонтів.

Крім того, при розробці пошукової технології одним із найважливіших індикаційних факторів у технологічному пошуковому циклі виступають дані вивчення різниці температур підземних і поверхневих вод, а також площинних температурних характеристик. Вони можуть бути використані для простеження шляхів місць інфільтрації через донні відклади і, навпаки, знання геотектонічних умов і гідрогеології району в низці випадків є пошуковими критеріями й допомагають зрозуміти причини геотермічних особливостей формування ВВ, а також з'ясувати деякі риси проникних руслових ділянок (зон поглинання і розвантаження), а в кінцевому підсумку такі дані виступають прогнозно-пошуковими характеристиками існуючих і нових ВВ родовищ, а також підземних (питних) вод.

Значну роль у цих процесах, як зазначалось раніше, відіграють порові води, які здатні приймати і розчиняти величезні обсяги газоподібних ВВ і тим самим забезпечувати їх вертикальний транзит з осадових порід, що підстилають русла річок.

Розчинність ВВ у воді з ростом мінералізації знижується майже синхронно. Але зв'язані води маломінералізовані, і мінералізація їх тим менше, чим міцніше зв'язок *вода - порода*. Отже, в процесі літогенезу прогресивно знижується мінералізація порових вод й зростає їх здатність накопичувати і розширювати ВВ.

З ростом температури підвищується розчинність ВВ. Але роль температури виявляється не тільки в підвищенні розчинності ВВ, а й у зниженні адсорбційної ємності порід. Встановлено, що при 374°С взаємна розчинність ВВ і води стає практично необмеженою: утворюється однорідний водогазонафтовий розчин – флюїди знаходяться в надкритичному або близькому до нього стані. Істотне підвищення розчинності ВВ з ростом тиску при зниженні полярності води робить реальним припущення, що стан взаємної розчинності в системі *порова вода - ВВ* настає при більш низькій температурі і, отже, на відносно невеликих глибинах. Все це дозволяє дуже високо оцінювати роль водної міграції рідких і газоподібних ВВ у широкому інт. глибин.

У зв'язку з цим слід підкреслити масштабність газогенерації. Висока збагаченість підземних вод НГБ вуглеводневими газами дозволяє оцінювати роль газових розчинів у якості головного механізму міграції ВВ і формування родовищ. Обсяги останніх залежать від водності річкових систем, ландшафтно-рослинних умов, а також від їх площ водозборів.

При обліку всіх форм міграції ВВ евакуація нафти й газу з нижчих товщ у вище розміщені по трубах дегазації колектори представляються в наступному

вигляді. У нижчезалягаючій товщі відбувається зростання внутрішньопорового тиску у зв'язку з літогенезом – генерацією нафти, газу, вивільненням хімічно і фізично зв'язаної води, зростанням гірського тиску. Зростання внутрішньопорового тиску та температур призводить до гідророзриву порід, включно з кристалічними породами, що в кінцевому підсумку слугують пастками ВВ. Спочатку виникають дрібні волосяні тріщини, які, зливаючись, утворюють більші канали. За цією системою пір, мікро- і макротріщин відбувається міграція складних флюїдальних систем: справжніх, колоїдних, водних розчинів. Сліди цієї міграції можна спостерігати в керні у вигляді численних тріщин гірських порід, залікованих уламками теригенних порід, кальцитом й іншими мінералами.

3.5. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА УМОВИ ФОРМУВАННЯ ЗАРОДКОВИХ ВОДОГАЗОВИХ СУБСТРАТІВ У ЗОНАХ РОЗВИТКУ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

У залежності від значимості показників наявності нафти й газу; умов, що сприяють утворенню і збереженню нафти й газу; показників пасток, сприятливих для формування покладів нафти й газу нами була використана класифікація гідрогеологічних показників за О.О. Карцевим (з доповненнями К.П. Гаттенбергера) [Теоретические …, 1992], що стали основою пошукового блоку технології СТАГГД.

У цій класифікації виділяється 4 групи гідрогеологічних показників: *гідрогеохімічні; гідрогеодинамічні; гідрогеотермічні; палеогідрогеологічні.*

Проблема формування водних розчинів у літосфері, і в нафтогазоносних басейнах зокрема, важлива як у теоретичному, так і в практичному відношенні. Вона містить питання не тільки генезису розчинника – молекул води, питання формування складу розчинених речовин – газів, іонів, солей у розчинах з розчинниками різного генезису. Ці дві групи питань тісно пов'язані, але кожна з них певною мірою має і самостійне значення. Розчинник і розчинені речовини можуть мати різні генетичні походження. Особливе значення (майже вирішальне) для формування та зміни водних розчинів у нафтогазоносних басейнах має взаємодія рідкої фази з біогенною складовою, що формується гідрогеологічними та гідрогеохімічними процесами. Певну роль відіграє також взаємодія водних розчинів з газовою фазою і ОР (живою і неживою). Внаслідок взаємодії рідкої і твердої фаз у значній мірі змінюються фільтраційно-ємнісні властивості порід у зонах розвитку геодинамічних умов та процесів, що теж має важливе значення для гідрогеології басейну.

Формування газового складу підземних вод у нафтогазоносних басейнах відбувається в процесі взаємодії вод із породами і через хімічні реакції геотермічних процесів між мінералами породи і водорозчинними речовинами.

На стадії формування осадів (діагенез) у басейні відбувається накопичення седиментаційних біогенних компонентів, що продукують зародкові вуглеводнево-розчинні субстрати. Ущільнення мулів і перетворення їх в осади супроводжується елізійним кругообігом і газонасиченими компонентами.

Відмінною особливістю цієї стадії є процес, обумовлений наявністю ОР, окислювачів у вигляді сульфатів і десульфіруючих бактерій, окисленні ОР.

При подальшому накопиченні породи, що насичує осади, води потрапляють в інфільтраційні зони – зони катагенезу.

М.Б. Вассоєвич у катагенезі виділяє три стадії: прото-, мезо- і апокатагенез. На стадії протокатагенезу головним гідрогеологічним процесом є триваюче ущільнення осадів через гідрогеодинамічні процеси. В елізійній водонапірній системі геостатичного типу утворюються надгідростатичні тиски.

Велику роль (за Є.Б. Чекалюком) відіграє термічна дегідратація глинистих мінералів, що призводить до появи таких вод і участі їх у водообміні. Ці води активно розчиняють газометанові зародкові субстрати з навколишнього середовища і сприяють збагаченню водних розчинів.

При перерві у водометановому осадонакопиченні відбувається інфільтрація метеогенних газонасичених вод. Формується інфільтраційна гравітаційна система, починається інфільтраційний процес, що прискорює вилуговування й вимивання порід (й інші процеси) в зонах розвитку прадолинних площ та палеоструктурних – палеогідрогеологічних умов формування водогазорозчинних компонентів.

Отже, у процесі формування підземних водогазорозчинних нафтогазоносних басейнів істотне значення мають як періоди накопичення осадів і значний спектр термогазогеохімічних процесів, що їх супроводжують, так і перерви в осадонакопиченні, коли відбуваються регресія дельт, барів, каньйонів у морських акваторіях, вихід порід на земну поверхню й впровадження в породи, що вже сформувалися, інфільтраційних газонасичених вод.

Гідролого- та гідрогеохімічні утворення первинних газоформуючих субстратів. Явища генерації, акумуляції газу розвиваються на тлі і в межах літогенезу, що має стадійний характер.

Гідрогеологічні умови генерації, акумуляції первинного газу, консервації, трансформації і деструкції цих речовин та їх скупчень специфічні для кожного етапу літогенезу.

При *седиментогенезі* водні розчини літосфери можуть відігравати певну, хоча і непряму, роль у накопиченні на дні водойми) певних органічних і мінеральних компонентів, які в подальшому можуть забезпечувати нафтогазогенераційний потенціал седиментітів.

У *діагенезі* гідрогеологічним середовищем служать мулові водні розчини. У них відбувається біохімічна переробка похованих в осадах ОР. Залежно від інтенсивності перемішування мулових розчинів відкладів, що формують прадолини та їх долини з придонними водами морського (або іншого) басейну змінюється ступінь біохімічного перетворення органічних компонентів осадів, яка дуже серйозно впливає на нафтогазогенераційний потенціал осадів і порід, що утворюються з них, отже, на можливість і характер процесів генерації, трансформації і міграції ВВ надалі.

Стадія *катагенезу* охоплює найбільший період в «житті» седиментів. На підстадії протокатагенезні водні розчини в глинистих й інших породах, що

поступово ущільнюються, та мігрують до материнських мантійних товщ для формуючих термокаталітичних геохімічних процесів зміни ОР, поступового «дозрівання» цих речовин у мантійних товщах для максимальної генерації ВВ.

Гідрогеологічні умови підстадії з формуючими мантійними процесами, з якою пов'язана головна фаза кінцевого вуглеводневого процесу, заслуговують на особливу увагу. Тут найважливіше значення набувають термогеохімічні та геодинамічні процеси. Саме ці процеси і розчини, що формуються на їх основі, використовуючи широкий генетичний спектр, – найістотніші елементи як мантійного середовища, так і транспорту при міграції зачаткових ВВ та їх кінцевого продукту з місць (середовищ) утворення останніх.

Роль середовища й частково евакуатора при інтенсивній еміграції метану з газовиробничих мантійних товщ (за В.І. Вернадським) залежить від постійного кругообігу зачаткових формуючих елементів, температур, геодинамічних процесів.

З подальшим перебігом *апокатагенезу* можуть бути пов'язані процеси деструкції кристалічних порід, що формують поклади. Важливе значення набуває також хімічна активність самої вуглеводневої речовини, що призводить до формування нафти в тріщинних колекторах у кристалічних породах, а можливо і інших ВВ.

При гіпергенезі переважають процеси міграції важких ВВ в осадову товщу, що при зниженні температури, безумовно, сприяє протіканню процесів нафтогазогенерації.

Гідрогеологічні умови формування покладів газу. Седиментаційні води з самого початку містять деяку кількість розчиненої органічної речовини (РОР), яка успадкована від морської (лагунної, озерної) води й може брати участь у нафтоутворенні. Але головне збагачення седиментогенних вод нафтоутворюючими ОР води з глинистих і деяких інших осадів у колекторні шари.

На елізійних етапах гідрогеологічної історії рух вод, що відбувається під дією нерівномірного прогинання басейну, йде з відносно невеликими швидкостями (см в рік), а окислююча активність вод мізерно мала. Рух вод, хоча й не повільний, забезпечує міграцію розчинених нафтоутворюючих ОР, у тому числі нафтових ВВ. Повільність руху у вигляді дифузії сприяє утворенню і перешкоджає руйнуванню покладів нафти й газу. Відновлений характер вод перешкоджає хімічному руйнуванню (окисленню) ВВ, і навпаки, сприяє продовженню процесів нафтоутворення (декарбоксилюванню кислот тощо), що відбуваються і в підземних водах. Все це доводить те, що елізійні етапи гідрогеологічної історії є сприятливим часом для нафтоутворення і нафтогазонакопичення.

Отже, на елізійних етапах гідрогеологічної історії зони прогинання і накопичення осадів (палеоп'єзомаксимуми) можуть розглядатися як зони первинних газорозчинних сполук до мантійних товщ, де й відбувається генерація ВВ. А області формуючих відкладів, де тиск значно менший і куди в силу цього спрямовано рух підземних вод (палеоп'єзомінімуми), можуть розглядатися як зони нафтогазонакопичення. Тут і відбувається формування

нафтових і газових покладів, нафтових ВВ, дифузійних процесів газових сполук, що й формують газові та нафтові поклади.

Зв'язок скупчень газу й нафти із зонами прогинів, що вміщують водоносні комплекси, як давні, так і сучасні (при успадкованому розвитку), надає гідрогеологічну закономірність формування цих скупчень як кінцевого продукту кругообігу речовини.

Існування закономірного зв'язку скупчень нафти і газу з зонами прогинів, незалежно від їх розташування (авлакогени, гірські прогини), седиментаційних накопичень біоти, водоносних комплексів підкреслює важливу роль підземних вод у міграційних зародкових процесах та кінцевій акумуляції нафти й газу. Нафтогазонакопичення відбувається в зонах седиментаційних екранів комплексів або поблизу них, у місцях, куди спрямовані газові мантійні нафтогазоносні флюїди.

В результаті руху вод – міграційних дифузійних процесів, а разом з ними газу, нафти й нафтоутворюючих речовин останні заповнюють пастки, розташовані на шляху й на «підступах» до зон розвантаження.

РОЗДІЛ 4

ЗАКОНОМІРНОСТІ ФОРМУЮЧИХ ПРОГНОЗНИХ ПАЛЕООЗНАК РОЗМІЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СКУПЧЕНЬ

У питанні приросту запасів особливого значення набувають прогнозування пошуків і методика виявлення нових покладів ВВ. Результативність ПРР залежить не стільки від технічних засобів їх здійснення, скільки від методів їх проведення, від правильно обраного напряму, від наукової їх обґрунтованості. І якщо впровадження нової техніки у геологорозвідувальну практику пов'язане зі значними витратами, то використання нових прогресивних методів не вимагає особливих витрат і навіть при існуючій техніці може привести до значного економічного і геологічного ефекту.

Найважливішою передумовою визначення найбільш оптимально спрямованих ПРР на нафту й газ є науковий прогноз, заснований на пізнанні закономірностей їх поширення в тій чи іншій конкретній природній обстановці. Накопичені до теперішнього часу геологічна інформація і досвід свідчать про те, що розміщення нафтових і газових покладів, а також зон нафтогазоносності підпорядковане певній закономірності і контролюється геотектонічними і не в меншій мірі фізико-географічними факторами (геологія, гідрологія, палеоумови).

Палеогеографічний аналіз накопичення продуктивних товщ вказує не тільки на генетичні основи походження ВВ, а головне на закономірне розміщення покладів нафти й газу переважно вздовж

4.1. Генетичні аспекти в нафтогазоносності дельтових та прадельтових площ

4.1. Розробка та впровадження палеогеотермічних та палеотектонічних реконструкцій за даними вітринітової термометрії верхньопалеозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини та прилеглих окраїн Донбасу

давніх морських узбережь. Великі ж скупчення ВВ при певних сприятливих умовах найчастіше утворюються в дельтових та авандельтових відкладах. Хочемо також зазначити ще один бік особливої актуальності палеогеографічних досліджень як основи для подальшого розширення ПРР через літологічних і стратиграфічних пасток, обумовлених фаціальною мінливістю, виклинцьовуванням або стратиграфічною незгідністю. Виявлення таких пасток можливо насамперед на основі палеогеографічних реконструкцій.

У даній роботі розглядається значення палеогеографічних побудов у загальному комплексі регіональних та інших досліджень, які обґрунтовують пошуково-розвідувальне буріння на нафту й газ. Із подальшого викладення матеріалу буде очевидно, що тільки при всебічному з'ясуванні палеографічних умов накопичення продуктивних генеруючих відкладів, зрозуміло з урахуванням й інших чинників нафтогазонакопичення, можна розраховувати на підвищення результативності ПРР.

Особливу увагу ми приділили зв'язку найбільших родовищ нафти й газу з відкладами гирл палеорічок. І це не випадково. Такий зв'язок спостерігається в багатьох НГБ світу. Характерно, що на проведеному в 1970 р. американською асоціацією геологів-нафтовиків у Канаді спеціальному симпозіумі, присвяченому проблемі «Осадонакопичення в дельтах та нафтогазоносність», було висловлено думку, що в цей час у літології, яка обслуговує потреби нафтогазової геології, немає важливішої проблеми, ніж детальне всебічне вивчення накопичення осадів у дельтах. Зазначений симпозіум підвів підсумки узагальнення за останні роки величезної кількості фактичних даних, отриманих у США й Канаді, що вказують на тісний зв'язок між формуванням великих скупчень ВВ і осадонакопиченням у давніх дельтах. Про це ж свідчить і досвід, накопичений у наших країнах.

У цій роботі ми виходимо з основного положення про те, що, починаючи від накопичення первинного осаду і поховання в ньому ОР до акумуляції вуглецю в породах-колекторах, поряд з тектогенезом найважливішу роль відіграє літогенез.

Якщо за останні роки геологія нафти й газу збагатилася новими уявленнями про нафтовиробничі розробки головної фази нафтоутворення, вертикальну зональність розподілу скупчень ВВ, у результаті яких стало можливим виділення в розрізі нафтогенерованих порід, то палеогеографічні побудови, доповнюючи їх, дозволяють намічати площинну зональність нафтогазонакопичення й прогнозувати ділянки найбільшого скупчення ВВ. Крім того, палеогеографічні реконструкції, встановлюючи генетичний характер продуктивних відкладів, сприяють визначенню найбільш оптимального розміщення не тільки пошуково-розвідувальних, а й експлуатаційних св.

У вирішенні складної проблеми значного приросту розвіданих запасів нафти й природного газу особлива роль належить новим ідеям і напрямкам закладених у технологію СТАГГД. Оскільки будь-який науковий напрям не буває чимось абсолютним і остаточним, а базується на порівняно завершеній системі досягнутих знань і досвіду, то й палеогеографічний напрямок у нафтогазовій геології буде вдосконалюватися в процесі його використання. Але

для цього, найперше, геологічній спільноті треба зрозуміти й осмислити його сутність, теоретичне і практичне значення, що пропонується в межах нової концепції та пошукової технології СТАГГД.

Як відомо, наукове узагальнення призводить до наукового передбачення, покликаного вирішувати практичні завдання. У такому аспекті, максимально використовуючи багаторічні особисті спостереження і літературні джерела, автори й зробили спробу розкрити і показати можливості палеогеографічних досліджень під час пошуків покладів нафти й газу:

– орієнтувати і спрямовувати пошуки й розвідку покладів неструктурного типу, пов'язаних з утвореннями русел та рукавів палеорічок, барів, кіс та інших піщаних тіл прибережних і пригирлових зон;

– визначати найбільш оптимальні системи розробок родовищ, виходячи з генетичних особливостей зон прогинів-авлакогенів, порід-колекторів, що встановлюються шляхом детальних палеогеографічних реконструкцій.

Отже, надзвичайно суттєвий висновок про виняткову продуктивність відкладів прадолин та гирл давніх річок – не суб'єктивна думка окремих досліджень, а об'єктивна реальність, яка підтверджується практикою. І було б великою помилкою не використовувати це досягнення наукової думки.

Подальші успіхи в нарощуванні розвіданих запасів і видобутку нафти й газу неможливі без нових напрямків та ідей у нафтогазовій геології і, зокрема, палеогеографічних. Незнання або ігнорування їх призводить до того, що геологи не можуть направити пошуки при відсутності підняттів, підійти до виявлення літологічних і стратиграфічних покладів, максимально підвищити ефективність буріння. Палеогеографічні побудови були використані нами в процесі досліджень та практичних пошуків. Вони повинні стати обов'язковими в загальному комплексі досліджень, що визначають шляхи й методи наукового прогнозування та практичного здійснення ПРР на нафту й газ.

Крім того, для успішного науково-технічного прогресу в геології нафти актуальне значення має різке скорочення термінів впровадження теоретичних розробок у виробництво. Ми можемо й повинні відкривати родовища нафти й газу на нових і старих площах у результаті впровадження нових ідей і гіпотез, особливо тих, які знаходять своє підтвердження. В кінцевому підсумку, запропонована в роботі технологія передбачає експресність, ефективність, економічність.

Структурно-тектонічний та палеогеографічний підхід до пошуків нафти й газу в межах палеоструктурних досліджень. Результативність та економічність ПРР багато в чому залежать від рівня наукового обґрунтування і обраного напрямку, які, в свою чергу, визначаються тією чи іншою концепцією або гіпотезою, покладеною в основу прогнозування нафтогазоносності конкретної площі. Наукове прогнозування – це основа основ ефективного проведення пошуків і розвідки нафтових і газових покладів.

Існуючі на сьогоденні прогнозні карти для різних районів, регіонів і навіть для всієї території країни в більшості випадків мають загальний характер і навряд чи можуть слугувати основою для вибору конкретної ділянки-площі пошукових робіт.

До недавніх пір одним з основних критеріїв для постановки пошукових робіт була наявність локальних позитивних структур у передбачуваному або встановленому НГБ. В останнє десятиліття коло ознак для прогнозування цих робіт значно розширилося. До нього увійшли нові досягнення вчення про літогенез, розробки теоретичних положень нафтової геології, геохімії та гідрогеології, історико-геолого-геохімічний метод оцінки нафтогазоносності осадових басейнів та ін. У цей час можливо виділити товщі порід з підвищеним вмістом ОР, визначити в них ступінь катагенетичного перетворення цієї речовини.

Все це, безумовно, сприяє більш об'єктивній оцінці перспектив нафтогазоносності, вибору раціональної методики пошуків. Тим не менше 60-70% пошукових св. не зустрічають покладів, що переконливо свідчить про необхідність мати більш досконалі критерії, які дозволили б проводити прогнозування на більш високому вивченому рівні, тобто з урахуванням усіх особливостей і закономірностей формування й розміщення нафтових і газових родовищ.

Поки ми не маємо у своєму розпорядженні високоефективних з прямопошуковими елементами методів виявлення покладів нафти й газу, розбурювання «порожніх» структур неминуче. Ефективність ПРР підвищена через більш чітке прогнозування, заснованого не тільки на структурно-тектонічних, а й на інших не менш важливих критеріальних ознаках, на основі єдиної об’єднуючої концепції походження ВВ.

Запропонований досвід пошуків та розвідки нафти й газу показує, що найбільш реальною для практичного використання є спільна гідро-органічна-неорганічна теорія їх походження.

Така концепція включає гідропалеоумови руху матерії на земній поверхні під впливом фізико- та біогеографічних, у тому числі й палеокліматичних факторів. Інакше, палеогеографія – це наука, що вивчає розподіл і особливості стародавніх морів і континентів, якими в кінцевому підсумку визначався характер накопичення осадів у минулому. Вона найтісніше пов'язана не тільки з геотектонікою, але й з вченням про фації, літологією, геохімією й іншими розділами геології. Палеоструктурна геологічна наука вивчає та охоплює спектр наук про кругообіг речовини в природі в часовому розрізі фізико-географічних умов, що існували на поверхні Землі.

На структурних картах майже не виділяються палеокліматичні й біогеографічні зони. А все це має найважливіше значення при формуванні та прогнозуванні пошуків промислових скупчень ВВ.

Спектр палеогеографічних досліджень може істотно допомогти у відновленні історії геологічного розвитку тієї чи іншої території, у виявленні генетичних особливостей поширення генеруючих нафту й газ відкладів, у встановленні закономірностей розміщення покладів цих ВВ.

Справді, для початку складного і тривалого процесу утворення ВВ і їх покладів насамперед потрібна вихідна ОР. До основних причин, що визначають концентрації його в осадах, В.А. Успенський [Успенский, 1970] залучає:

1) розміри біомаси живої речовини в сфері накопичення донного осаду – на поверхні ґрунту та в шарі води, що покриває його;

2) інтенсивність процесів розкладання ОР, вираженням якої може служити коефіцієнт фосилізації (відношення кількості ОР, що заховується, до величини сумарної її продукції).

Справжнім переворотом у природознавстві стало вчення В.І Вернадського про геологічну роль організмів. Він вказував, що живі організми – це могутня геологічна сила: «*На земной поверхности нет химической силы, более постоянно действующей, а поэтому и более могущественной по своим конечным последствиям, чем живые организмы, взятые в целом*»… «*По существу живое вещество охватывает своим влиянием всю химию земной коры и направляет в ней, почти для всех элементов, их геохимическую историю*» [Биосфера …, 1967, стр. 241].

У земній корі, згідно з В.І. Вернадським, розрізняються чотири форми знаходження хімічних елементів: гірські породи та мінерали, магма, розсіяні елементи, що знаходяться у вільному стані, жива речовина. Хімічні елементи, опинившись у живому організмі, потрапляють в особливе середовище, «*аналогично которой они не находят нигде в другом месте на нашей планете*». Така оцінка ролі живих організмів дозволяє правильно наблизитись не тільки до проблеми утворення нафти, але й до процесів формування її покладів. Ось чому палеореконструкції далекого минулого необхідно пов'язувати з особливостями поширення життя.

Отже, зона переходу від моря до суші, де не тільки накопичується в осадах найбільше ОР, але й створюються сприятливі умови її поховання, є тією областю, з якою насамперед пов'язано утворення ВВ і формування їх покладів. Не випадково абсолютна більшість родовищ горючих копалин розташована у відкладах, накопичення яких відбувалося на великих площах по обидва боки палеоберегових ліній.

Річки разом з водою переносять основну масу зважених і розчинених речовин, одержуваних у результаті вивітрювання та вилуговування порід. Вони несуть у моря характерні для суші хімічні елементи, замикають кругообіг води й разом з живими організмами активно беруть участь у геохімічному кругообігу багатьох елементів.

Річкова мережа залежить і від інших причин: рельєфу земної поверхні, на яку випадають атмосферні опади, що формують наявність біоти; структурного плану, геотектонічних умов та режиму. Головною і визначальною причиною її розвитку є клімат.

Річки на поверхні земної кори розробляють витягнуті поглиблення – русла і долини. Води річок завжди прагнуть до знижених або прогнутих елементів рельєфу, здійснюючи величезну роботу по його розчленуванню [Марковский, 1963; 1965].

Розташування й напрямок її визначається насамперед тектонічними умовами, які суттєво впливають на формування річкових систем і їх розташування, причому багато хто з них має досить давній успадкований загальний план.

За досить поширеною серед геологів думкою єдиним фактором, який зумовив потужність осадових утворень, є тектонічний режим. М.М. Страхов [Страхов, 1962] справедливо зазначає, що така думка дуже спрощена, і що дійсний механізм виникнення потужностей осадових відкладів набагато складніше, а фактори, які беруть участь в цьому процесі, набагато різноманітніші.

Значний інтерес для досліджень у рамках ГБМК представляє розміщення продуктів біоти та осадів, принесених річками з водозбірних площ. Перенесений річками завісний та залучений матеріал частково відкладається в межах русла та заплави на прадолинах в умовах екстремальних паводків, утворюючи алювій. Розчинені речовини, в основному, виносяться в кінцеві водойми стоку – дельти та шельфові зони, утворюючи умови для пасток ВВ.

Алювіальні відклади широко розповсюджені серед континентальних відкладів будь-якого геологічного віку. Вони утворюються на будь-якій стадії розвитку річкової долини. Змінюються лише супутні одна одній ерозія та акумуляція в залежності від клімату, тектонічного режиму, рельєфу місцевості й гідродинаміки водного потоку та інших причин. До алювію належать руслові, заплавні й старичні відклади. Наземні утворення дельт, що створюють великі алювіальні рівнини, виконані переважно річковими відкладами всіх трьох типів. Найчастіше такі акумулятивні рівнини створюються на низинних узбережжях морських басейнів. Підводні частини дельт (авандельти), бари, коси, пересипи та інші прибережні відклади, такі як пляжі і дюни, накопичені в морських умовах або при переважному впливі хвиль і вітру, зазвичай не включаються до складу алювію, хоча за своїми деякими особливостями близькі до нього.

Виходячи з такого визначення, можна сказати, що фаціальний аналіз, який використовується при палеогеографічних та стратиграфічних побудовах, є одним із основних засобів відновлення умов накопичення продуктивних досліджуваних товщ або горизонтів. При цьому не можна забувати, що палеогеографічні дослідження не самоціль, а повинні служити найважливішим додатковим джерелом пізнання закономірностей поширення продуктивних відкладів і сприяти вибору оптимального напрямку ПРР.

Прибережні зони, дельти. Генетичні палеоумови формування вуглеводневих процесів. До прибережної зони ми схильні залучити прибережну частину суші й зовнішній край водних басейнів. По суті це перехідна область між літосферою і гідросферою. Тут здійснюється найбільш інтенсивна взаємодія цих сфер між собою і з біосферою та атмосферою. Саме тут створюються найкращі передумови для утворення та поховання ОР – донорів мантійних формуючих ВВ процесів – за ГБМК походження ВВ. Такі зони простягаються не тільки уздовж морської берегової лінії, а й уздовж контурів інших великих внутрішньоконтинентальних басейнів.

Численні дослідження вчених щодо сучасних морських відкладів дають багато матеріалу для порівняльного палеогеографічного та стратиграфічного вивчення зони активної взаємодії земних оболонок або сфер і насамперед моря й суші. Ця взаємодія вивчається в різних аспектах і для різних цілей. Палеогеографія і стратиграфія нафтогазової геології чималу допомогу може

надати тлумаченню використання результатів таких галузей науки як вивчення розвитку морських берегів, океанографії прибережних вод, гідрогеології і ряду інших наук, які вивчають умови нафтогазоносності.

Стародавні берегові зони в загальних рисах також можливо характеризувати особливими формами рельєфу й седиментаційними процесами. Геотектонічні й кліматичні режими оновлюють ландшафти поверхні Землі за законами гідродинаміки та аеродинаміки.

Цілком очевидно, що у викопному стані прибережні зони, втративши багато зі своїх первісних рис, будуть виглядати по-іншому, ніж сучасні. Ось чому не можна сподіватися на успіх їх виявлення без урахування накладених наступних змін, викликаних ендогенними й екзогенними факторами.

Сучасні берегові бари й лагунні береги становлять близько 13% загального протягу морських берегів земної кулі. Багато барів мають ширину, що вимірюється кілометрами.

Так, у Мексиканській затоці в зонах розвитку нафтогазоносних умов бурінням виявлено бар з лагуновими відкладами, що примикають до нього. Основа його йде на глибину більше 10 м у вигляді призми, злегка похиленої в бік берега. Із зовнішнього боку він межує з морськими пісками, а з внутрішньої – з лагуновими відкладами різного типу. Абсолютний вік найнижчих утворень бару, визначений радіовуглецевим методом, становить 5 тис. років. За минулий час берег знаходився приблизно на одному місці, мігруючи в бік суші і назад у межах 3 км. За цей час морські хвилі встигли намити величезне тіло бару. Піщаний матеріал у Мексиканську затоку приносився річками, а потім хвилями розносився по підводному схилу і вздовж берега.

Більшість цих піщаних утворень, як правило, по простяганню переходить у глинисті і мулисті осади, а при зануренні заховується серед них. Таке поєднання відкладів дуже сприятливе для формування покладів нафти й газу в піщаних колекторах у процесі подальшого розвитку літогенезу.

Коливальні рухи й переміщення берегової лінії обумовлюють часті перешарування піщаних та глинистих порід, що належать до прибережної зони. Причому піщані відклади цієї зони зазвичай характеризуються лінзовидним заляганням і регіональним виклинцьовуванням. У свою чергу, кожна лінза при відповідних умовах може служити літологічною пасткою для нафти й газу.

Поклади, пов'язані з виклинцьовуванням піщаних колекторів, у США відомі в Аппалачському НГБ, на півдні штату Техас, уздовж узбережжя Мексиканської затоки, у Внутрішніх Західному і Східному басейнах і в багатьох інших.

Нафтові й газові родовища, приурочені до давніх похованих барів, кіс і берегових валів, широко розповсюджені в східній частині Західного Внутрішнього басейну, де особливо їх багато в піщаних горизонтах пенсільванського віку. Тут вони контролюються насамперед літологічним фактором [Геология и методы …, 1986].

Найбільш багаті поклади цього басейну пов'язані з відкладами стародавніх барів, що перетинаються антиклінальними складками, а також з

великими піщаними лінзами, які мають моноклінальне залягання. Це типові поклади літологічного типу.

Видобуток нафти в останньому ведеться з лінзоподібних піщаних тіл еоценового і олігоценового віку, причому 15 покладів цього району є літологічними. Родовище їх чітко визначається літологічними особливостями. Загальне простягання покладів тут майже паралельне сучасній і давній береговій лініям. Всі вони належать до похованим барових утворень.

Слід зазначити, що в прибережній зоні поряд зі структурними і літологічними нерідко зустрічаються і поклади стратиграфічного типу.

Можна було б навести багато прикладів приуроченості нафтових і газових родовищ і їх покладів будь-якого типу до прибережних утворень самого різного віку. Основною причиною, як ми неодноразово підкреслювали, такої приуроченості є спільне або суміжне формування генеруючих і вміщаючих нафту й газ відкладів. Разом з тим необхідно враховувати, що сприятлива обстановка нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення також могла складатися і далеко від прибережної зони у відкладах обширних мілких морів, а також прісноводних басейнів далекого минулого.

Хоча у викопному стані пляжні утворення виділяються рідко, проте в перехідній зоні від суші до моря вони, так само як і інші акумулятивні прибережні форми, можуть бути колекторами.

Основним джерелом живлення пляжів служать відклади ділянок, прилеглих до річкових дельт та їх каньйонів.

Під впливом хвиль відбувається не тільки диференціація теригенного матеріалу, а й утворення шаруватості, що слугують пастками в пляжно-дельтових відкладах.

Слід зазначити, що нафтогазоносними лагунні, так само як і дельтові, і інші прибережні утворення, можуть бути тільки за умови досить стійкого прогинання.

Роль річок в накопиченні генеруючих і акумулюючих нафту й газ відкладах. Як наведено вище, у розвитку осадової оболонки Землі річки відіграють надзвичайно важливу роль. Особливе місце в складному процесі седиментогенезу належить річковому стоку, який насамперед визначається біокліматичними умовами. Про масштаби механічної денудації, здійснюваної сучасними найбільшими річками, та її залежності від географічного положення останніх можна судити за даними табл. 4.1, яку склав М.М. Страхов.

З табл. 4.1 видно, наскільки тісно пов'язана активність річок із фізико-географічними обставинами їх басейнів. Життя річок залежить не стільки від тектонічних рухів, скільки від маси і режиму біоценозів та атмосферних осадів, хоча тектонічний фактор безсумнівно впливає на напрямок річок і на їх діяльність.

З величезної маси кластичного матеріалу, що переноситься річками з суші у водойми, в середньому 50-60% осідає в дельтовій зоні, формуючи зони морфоструктур річкових каньйонів – шельфів аж до глибоководних частин.

Таблиця 4.1

Механічна дедукція по окремим річковим системам

Річка	**Площа басейну, 10^3 км^2**	**Водний стік, км^3**	**Твердий стік, млн т у рік**	**Механічна денудація, т/км^2 (або г/м^2)**
Амазонка	7050	3187,5	1000	60
Конго	3690	1350	86	18
Міссісіпі	3248	590	500-750	154-230
Ла-Плата	3104	600	96,5	32
Ніл	2800	70	88	31
Єнісей	2707	548	10.52	4,0
Об	2425	394	14.2	6,0
Лена	2418	488	О	?
Ганг	1730	960	1800	1040
Амур	1843	346	52	28
Янцзи	1175	690	275	234
Макензі	1766	440	15	9
Волга	1380	255	25.7	19
Замбезі	1330	500	100	75
Нігер	2092	293	67	32
Хуанхе	980	126	630	640
Св. Лаврентія	802	304	3	4
Оріноко	944	442	45	47
Тигр та Євфрат	10488	210	725-1000	690-1000
Оранжева	1020	91	153	140
Інд	960	175	400	420
Юкон	855	185	88	103
Дунай	816	201	83	101
Меконг	8І0	387	1000	1200
Колима	644	120	4,7	7
Колорадо	590	20.3	160	271
Колумбія	772	187	36	47
Дніпро	503	53	2,02	5
Іраваді	410	428	350	850
Дон	422	28	7,75	18.3
Індигірка	360	57	8,5	24
Пн. Двіна	411	111	5,84	14
Печора	327	129	6,5	20
Нева	282	82	0,82	3,9
Яна	318	31	3	10
Рейн	225	68,5	4,5	20
По.	75	48,7	18	240
Рона	99	52,7	31,5	320
Гаронна	85	21,6	5,8	70
Вісла	199	32,0	2,5	13
Ріоні	13,4	13,5	8,5	633
Терек	43,7	11	26	600

Річка в гирлі зазвичай тече по власних наносах і розгалужується на рукави й протоки, які часто обрамляються бічними прирусловими рукавами. Тип і розміри дельт визначаються насамперед співвідношенням твердого стоку річки й хвильовим режимом моря, а також рядом інших факторів, включаючи тектонічний рух. Різне поєднання цих факторів приводить до різноманітних форм дельт (дельта Дунаю, Волги, Кубані).

Разом з теригенним матеріалом річки виносять на пригирлове узбережжя значні об'єми біогенної речовини – основу формування первинних зародкових ВВ. Змішання прісної річкової з солоною морською водою викликає низку нових геохімічних і біохімічних процесів.

Всі великі річки мають на пригирлових ділянках широкі заплави, де рясно розвивається річний планктон, на думку І.В. Самойлова, водний гумус тут буде змішаного виду й планктонна складова – зростаючою, буде основою біохімічних метанозародкових процесів.

Найбільший вміст ОР відзначається в річках екваторіальної зони. Великий вміст ОР і в річках помірних широт, басейни яких мають багато озер [Марковский, 1963; 1965].

Під впливом мікроорганізмів і ензимів нестійкі з'єднання ОР природних вод поступово мінералізуються, а більш стійкі його групи гуміфіціруються. У морській воді в зоні дельт кількість ОР і розчиненого кисню зменшуються в порівнянні з гирловими рукавами. Одночасно у воді накопичуються біогенні елементи, що дають можливість місцевому розвитку фіто- і зоопланктону, а в ґрунті – стійкіші органічні сполуки, що являються основами синтезу мікроорганізмів.

Навіть з дуже коротких нотаток видно, наскільки велика роль гирлових областей у накопиченні вихідного органічного матеріалу для газонафтоутворення. На великих площах пригирлових областей складаються дуже сприятливі умови для розвитку біоценозу, накопичення й швидкого занурення збагачених ОР мулів, формування різних форм піщаних тіл. Саме тут створюються всі необхідні передумови для наступної генерації, акумуляції, міграції та консервації нафти й газу. Винятком є лише ті області, які в своєму розвитку зазнавали неодноразового підняття й викликані ними осушення або перерви в осадонакопиченні.

Крім того, річки створюють великі алювіальні прибережні рівнини й накопичують потужні товщі теригенних порід у перехідній зоні від суші до моря. Ці товщі бувають достатньо збагачені розсіяною і концентрованою органікою з хорошими колекторськими умовами накопичення ВВ.

Дельти виповнення утворюються, коли річка впадає в затоку або бухту. Виноси річки заповнюють їх, а потім вже виходять на морське узбережжя. Прикладом можуть служити дельти Дунаю, Кубані, Амудар'ї, Сирдар'ї.

Лопасті дельти утворюються при великому твердому стоці річок, коли в окремих рукавів формуються свої пригирлові коси, які висуваються у море. Прикладом такої дельти є дельта Міссісіпі.

Так, гирла річок Хуанхе, Янцзи та інших складають гігантську смугу, яка простягається уздовж берега Жовтого моря на 1100 км. Разом з підводною частиною ширина смуги дельтових відкладів досягає 500-600 км. Отже, загальна площа дельтових виносів становить 500-600 тис. км^2.

Область дельт Брахмапутри, Гангу і Маханаді витягується уздовж берега Бенгальської затоки більш ніж на 50 км. Надводна її частину займає близько 300 км, підводна – 100-150 км. Загальна площа її близько 150 тис. км^2.

Приблизно до одного типу належать дельти північних річок – Печори, Обі, Єнісею, Колими і Маккензі. Всі вони мають естуарну форму, витягнуту за течією річки. Надводні частини їх складають по довжині 160-200 км і шириною 50-100 км. Підводні частини (каньйони) заходяться в морських акваторіях, формуючи умови для накопичення ВВ покладів.

Добре вивчена дельта Волги, яка налічує понад 500 гирл, рукавів і проток. Ширина її досягає 250 км, а по числу й складності розгалужень вона не має собі рівних. На півдні Прикаспійської низовини розташовуються гирла Волги й Уралу. І.В. Самойлов вважає, що пра-Волга і пра-Урал у своїх низов'ях неодноразово з'єднувалися в загальну річкову систему і мали значні переміщення в широтному напрямку. Не випадково цю частину низовини пов’язують із дельтово-алювіальної рівниною.

Вступаючи в Прикаспійську низовину, Волга відокремлює перший великий рукав – Ахтубу за 450 км від моря. В 46 км на північ від Астрахані відділяється другий потужний рукав – Бузан. Вся Волго-Ахтубінська заплава заповнена старицями, руслами й дрібними рукавами, каньйони Волги простягаються до Апшерону площею більше 1000 км^2.

Під час вивчення ситуацій гирлового накопичення осадів слід враховувати ту обставину, що основна маса осадів, що виносяться річками в затоки й моря, була ні піском, а мулом, який утворює великі зони, що обрамляють авандельти. Саме в мулі зосереджувалася головна маса вихідної ОР – основи біометану, і вона, поринаючи до мантійних верств, стала нафтогазогенеруючим субстратом розглянутих геохімічних і геотермічних процесів у межах об’єднуючих парадигм.

ОР рослинного й планктонного походження в гирлах річок накопичується в порядку спадання від морського краю дельти в сторону узмор'я.

Шаруватість дельтових відкладів знаходиться в прямій залежності від місця їх накопичення. Поряд із русловими тут розташовані озерні, болотні, барові, морські типи відкладів, ускладнені накладеними процесами повеней, міграцією берегової лінії і тектонічними коливаннями. Найбільш характерною рисою дельтових утворень є чергування морських і наземних осадів.

Дельти великих рівнинних річок обіймають величезні території, а тому під час повеней для тимчасових інгресій моря вони перетворюються на басейни, де може відкластися шар піщано-глинистих або глинистих осадів на всій площі дельти. Неодноразова зміна таких умов седиментації може привести до правильної шаруватості.

Д.В. Налівкіним помічено дуже важливе і майже не розглянуте в геологічній літературі явище, що відбувається в гирлах великих річок і особливо на поверхні авандельти в естуаріях. У межах авандельти й сусідніх з нею районів часто відкладаються осади річкового типу і з'являється прісноводна або солоноватоводна фауна. Площі таких районів вимірюються сотнями кілометрів. Наприклад, для Нілу з його порівняно невеликою дельтою довжина авандельти та прируслових каньйонів перевищує 100 км, а ширина 400 км.

Найбільші родовища ВВ та нафти відомі в дельтових відкладах у пригирлових областях та зонах морських каньйонів Міссісіпі, Дунаю, Кубані, Дніпра.

Крім зазначених, можна вказати на інші нафтогазоносні області давніх дельт. Зокрема, найбагатшим районом є дельта р. Оріноко у Венесуелі. Дельти того ж віку річок Чіндвін і Іраваді в Бірмі відомі великими нафтовими родовищами. В останні роки низка родовищ нафти відкритий у Нігерії на узбережжі й в акваторії Гвінейської затоки, у гирлі річок Нігер і Бенуе. Продуктивні горизонти пов'язані з піщаними відкладами міоцену, палеогену й верхньої крейди.

Слід зазначити, що до дельт кайнозойських річок приурочені багато родовищ нафти Індонезії, Перу, Індії, Пакистану та інших країн. Потужні продуктивні дельтові утворення крейдового часу відомі в США, а також на заході Канади.

Мабуть, не випадково більшість вугленосних товщ Європи й Азії, як і Північної Америки, належить до дельтових областей накопичення осадів. При цьому вони нерідко по простяганню переходять у нафтогазоносні відклади. До одного з таких прикладів, очевидно, належить прогин Західно-Сибірської низовини, що також належить до найбільшого у світі НГБ. В Україні до таких площ можливо залучити водозбори річок Дніпра, Західного Бугу, Сів. Дінця.

Наземні багаторукавні палеодельти переходили в підводне продовження на вельми мілководному узбережжі, глибина якого на сотні кілометрів від берега все ще була незначною. На це, зокрема, вказує велика площа розвитку відкладів алювіально-дельтового, лагунного, прибережного й морського мілководного характеру. У пригирлових областях поряд із різними акумулятивними формами піщаних утворень накопичувалися в ще більших масштабах глинисті осади, які в подальшому могли цілком стати нафтогенеруючими, або породами-покришками.

Теригенний матеріал, принесений річками, поширювався в залежності від динаміки водного середовища. За сильно порізаною смугою морського узбережжя на багато десятків і сотень кілометрів розносилися піщані відклади підводних русел річок, набуваючи форму то рукавоподібних, то витягнутих в напрямку донних течій тіл.

Вивчаючи продуктивні характеристики сучасних коралових біоценозів, Ю.І. Сорокін був надзвичайно вражений високою чисельністю та активністю бактеріального заселення в товщі води і в донних відкладах. Його спостереження показали величезну роль мікрофлори в продукційних процесах, що протікають в районах дельтових утворень.

Чи не в цьому криється одна з причин величезних скупчень ВВ, що зустрічаються в низці дельт та їх продовженнях у вигляді морських каньйонів? Мабуть, подібно до найбагатших нафтових родовищ, пов'язаних з відкладами дельт та авандельт, найважливішою умовою формування гігантських скупчень ВВ є незвичайно висока насиченість осадів районів їх розповсюдження вихідною для вуглеводнеутворення мантійними товщами органічними субстратами – основною вуглеводневою складовою.

Палеогеографічні дослідження істотно допомогли авторам при створенні високоефективної технології пошуків ВВ – СТАГГД.

Можна з упевненістю стверджувати, що придолинні та придельтові зони є тими областями, де найінтенсивніше здійснюються процеси взаємодії літо-, біо- і гідросфер, де відбувається найбільша механічна й частково хімічна диференціація й акумуляція осадового матеріалу, де осадовий матеріал багатий ОР. З цією зоною пов'язані значні запаси горючих копалин. Остання обставина є найголовнішим аргументом при розробці високоефективної пошукової технології на картографічні ознаки нафтогазоносних площ та ділянок.

Про виділення водню в прибережних зонах, подах, блюдцях-кільцевих структурах. Крім вже зазначеного низки сприятливих передумов для утворення й акумуляції ВВ у прибережній зоні нам хотілося б зупинитися ще на одному явищі, яке також належить до передумов, що сприяють підвищеній продуктивності розглянутої зони.

Як відомо, для перетворення ОР у ВВ необхідною умовою є наявність вільного водню для гідрування органічної маси. Одним із джерел отримання водню може бути процес надтонкого подрібнення мінералів і гірських порід у воді.

Науковцями інституту геології і геофізики Сибірського відділення АН СРСР С.П. Голосовим, Ю.А Борговим, В І Молчановим та Н.А. Шугуровою ще в 1966 р. експериментальним шляхом встановлено, що водень утворюється в процесі подрібнення мінералів у водному середовищі. Виділення водню пов'язане з реакцією між водою і подрібненими до суспензії мінеральними частинками. При цьому реакція йде довго й посилюється при механічному перемішуванні. Це пов'язано зі збільшенням кількості дрібних частинок через розпад більших агрегатів.

Автори роботи підкреслюють, що утворення водню таким шляхом не має нічого спільного з газами, що містяться у включеннях мінералів. Використовуваний для експерименту прозорий кварц був без включень газу. Для порівняння були зроблені мікрохімічні аналізи індивідуальних газових включень у сотовому кварці. Вони показали повну відсутність водню в цих включеннях, при різному вмісті H_2O і CO_2.

Передбачається, що виділення водню виходить через: 1) розкладання води тонкодисперсним залізом; 2) утворення міцел гідрозоля; 3) утворення нових мінералів. В останньому випадку, наприклад, при подрібненні ортоклазу, можна простежити весь хід вивітрювання з переходами в мусковіт та каолініт.

Подрібнення мінералів у водному середовищі приводить до їх вилуговування. Спостерігається підвищена здатність до катіонного обміну: встановлено заміщення K^{1+} іонами гідроксонію H_3O^{1+}. Калій, що перейшов у розчин, вступає в реакції з водою і кремнієвою кислотою. Можлива реакція, яка веде до виділення вільного водню, на думку авторів, може бути представлена у вигляді

$$2H_2SiO_3+2KOH \rightarrow 2KSiO_3+2H_2O+H_2$$

Можливі й інші реакції, на яких ми не зупиняємося. В результаті тонкого подрібнення мінералів у лужному середовищі можуть утворюватися глинисті мінерали типу монтморилоніту, зовнішні шари структури яких складені

гідроксильною групою OH^{1-}. Приєднання останньої з води супроводжувалося звільненням іонів водню.

Такі перші спроби пояснити хімічні перетворення, що приводять до виділення вільного водню при надтонких подрібнених мінеральних частках у водному середовищі. Мабуть, цей процес повинен ще вивчатися й уточнюватися як в експериментальних, так і в природних умовах. За останніми повідомленнями В.І. Молчанова і А.А. Гонцова, які перевіряли свої припущення в лабораторії, вдалося отримати штучну нафтоподібну суміш ВВ, впливаючи воднем на ОР в умовах, близьких до природних.

Як би там не було, очевидно, помічене явище в природних умовах може мати місце насамперед у прибережній зоні, куди, по-перше, виноситься величезна кількість дисперсного матеріалу і де, по-друге, він піддається тривалому впливу хвиль. Ми зупиняємо увагу на цьому питанні не тільки тому, що він може пояснити причинність підвищеної продуктивності нафтогазоносних відкладів давніх прибережних зон, але й для того, щоб викликати до нього зацікавленість дослідників, які захочуть продовжити його подальше вивчення. Безсумнівно, що отримані експериментальні дані потребують перевірки в природному середовищі. І якщо вони підтвердяться, то палеогеографічні основи виділення найбільш нафтогазоносних площ отримають додатковий аргумент.

Можна вважати, що в прибережній зоні взаємодія сил хвильових рухів і прибережних течій, особливо в штормові періоди, призводять до такого інтенсивного переміщення надтонкозернистих мінеральних часток, яке, можливо, не досягалося експериментальним шляхом. Крім того, у природних умовах фактор часу, очевидно, може компенсувати короткочасний ефект виділення водню під час проведення експерименту.

Шельф, річкові каньйони. Мілководні простори дна морів, що облямовують материки, відомі під назвою материкової мілини або шельфу. Зазвичай шельфи обмежуються різким перегином поперечного профілю дна, яким визначається перехід до материкового схилу, а також зовнішній край шельфу. До недавнього часу вважалося, що материкова мілина триває до глибини 200 м. Однак вивчення рельєфу шельфу показало, що він може поширюватися й на великих глибинах.

Уявлення про те, що осади на шельфі добре відсортовані й змінюються послідовно від грубих поблизу берега до тонких у зовнішнього краю шельфу, застаріло. Аналіз зразків шельфових відкладів показав, що розподіл зон осадів на шельфі не підпорядкований будь-якій певній закономірності й дуже мало пов'язаний як з відстанню тієї чи іншої ділянки шельфу від берега, так і з глибиною шельфу.

На північ від дельти Іраваді, уздовж узбережжя Бірми, шельф звужується до 37 км, причому серед осадів найбільше мулу. Шельф поблизу гирла Гангу має ширину 185 км і глибину до 110 м. Через висунуту дельту Гангу шельф звужується до 110 км. Перед гирлом цієї річки шельфова зона складена переважно мулом. Уздовж берега спостерігається дрібний пісок у вигляді бару зовнішньої частини основного гирла. Пісок виявлений і на подовжених мілинах у західній частині дельти Гангу.

У внутрішній частині Оманської затоки розташований широкий шельф, що триває в мілководній зоні Перської затоки. Дно його покрите мулом, що приноситься річками Тигр і Євфрат, а також річками Ірану. Ці річки утворюють загальну дельту Шат-ель-Араб, яка, за підрахунками К. Емері [Emery, 1956], тільки за останні 4000 років висунулася в затоку на відстань до 165 км. На наше тверде переконання Перську Затоку можливо вважати складовою-дельтою річкових систем рр. Тигру, Єфрату, Карун та ін.

З цих прикладів очевидно, що донні осади материкових шельфів навіть в області впадання великих річок у більшості випадків складаються з мулистого біотичного матеріалу, що в кінцевому підсумку, формує зародкові вуглеводневі сполуки.

Загальні закономірності будови шельфів безсумнівно мали винятки в минулому, як мають їх і в цей час, однак вони випливають зі спільного впливу різних факторів, які повинні враховуватися при відновленні палеогеографічних умов формування однієї з найцікавіших областей накопичення осадів і формування покладів нафти й газу.

Цілком очевидно, що суть справи не в назві палеогеографічних документів і навіть не в методиці їх складання. Головне – як вони будуть сприяти з'ясуванню закономірностей поширення покладів нафти й газу, як на їх основі будуть здійснюватися прогнозування і вибір напряму ПРР.

Проте навіть найзагальніші палеогеографічні схеми можуть допомогти пізнанню особливостей поширення зон нафтогазонакопичення, визначення напрямків пошуків покладів нафти й газу.

Палеокліматичні показники та їх палеовплив на формування вуглеводневих субстанцій в межах об'єднуючої концепції-парадигми. Відновлюючи фізико-географічні умови седиментації того чи іншого відрізка часу, не можна залишати без уваги й існування клімату як складової і важливої частини палеогеографії. Дані про співтовариство давньої фауни і флори, а також про склад осадів є основним джерелом судження про палеоклімат.

Разюча подібність всіх горючих копалин за хімічним складом і за часом максимального утворення свідчить про їх спільність і безпосередній зв'язок із періодами й зонами максимального розвитку життя, яке змінювалося разом зі зміною фізико-географічного середовища, що містить і клімат. На жаль, цей комплекс зв'язків все ще недостатньо враховується в геологічних дослідженнях, та як показала практика, відновлення виснажених родовищ Прикарпаття, Шебелинки прямо стосується процесів кругообігу речовин у природі.

Прийоми складання палеогеографічних реконструкцій. Виділення алювіальних відкладів. Оскільки розміщення великих родовищ, а також покладів літологічного й стратиграфічного типів найчастіше буває пов'язано з алювіально-дельтовими відкладами, зупинимося трохи докладніше на методах відновлення похованих річкових долин і їх гирл. Існує спеціальна галузь науки – палеопотамологія (від грецького «Потамос» – річка), що вивчає стародавні річкові відклади. Зразком такого вивчення можуть служити праці Г.І. Горецького (1964-1970 рр.) про потамологічні дослідження долин пра-Дніпра, пра-Дону та ін. В цих роботах розглядається алювіальний літопис річок рівнини, етапи формування їх долин на основі вивчення алювіальних світ в їх

співвідношеннях з моренами, флювіогляціальними й морськими відкладами, а також вивчення тектонічних і гляціотектонічних рухів.

Алювіальні світи Г.І Горецьким характеризуються за умовами залягання, потужністю, літолого-фаціальним складом, будовою, гранулометрією, за положенням річкових врізів на профілях тощо. Вік алювіальних відкладів встановлюється за полінологічними, палеокарпологічними, конхіліологічними, діатомовими та іншими аналізами. Методика проведення їх описується в спеціальній літературі.

Оскільки серед алювіальних відкладів, утворених діяльністю річок, поширені піщані товщі з гарними колекторськими властивостями, то вивчення їх має велике практичне значення для багатьох НГБ.

Основною ознакою алювію є приуроченість його до ерозійних долин та прадолин. Річки, особливо в початковий період регресивного циклу накопичення осадів, прокладають русла в знижених формах рельєфу (за В.К. Гавришем, І.І. Чебаненко), обумовлених успадкованим або створеним знову геоструктурним планом. Річкові та дельтові відклади досить мінливі в горизонтальному й вертикальному вимірах. Вони складені різними літологічними типами порід. Часта змінюваність фацій, що залежить від кліматичної і орографічної зональності, а також від інших факторів, ускладнює їх вивчення.

Однак існують загальні закономірності поширення біоти, які повинні враховуватися при їх вивченні. Ці закономірності простежені по сучасному й викопному алювію добре розроблених долин рівнинних річок і описані в працях багатьох дослідників (Е.В. Шанцер, Н.І. Миколаїв, Г.І. Горецький, Ю.А Жемчужников, Л.Н. Ботвінкіна, В.С. Яблоков, П.П. Тимофєєв та ін.). Цілком очевидно, що характер алювіальних відкладів, залежних від геотектонічного, орографічного, кліматичного та інших факторів, у різних річок буде різний. Разом з тим у будові алювіальних комплексів дуже багато спільних рис, викликаних неодноразовим повторенням подібних гідродинамічних, гідробіологічних та гідрохімічних режимів.

В основу вивчення біоскладу та газоносності алювію був покладений принцип актуалізму, який тісно пов'язаний з порівняльно-літологічним методом. Збір та узагальнення фактичних даних для пізнання особливостей давніх алювіальних товщ може здійснюватися за такими основними напрямками:

- встановлення алювіальних відкладів за їх фаціальною приналежністю та іншими ознаками;
- виділення окремих фацій (руслові, заплавні, старичні) і визначення їх взаємозв'язків;
- аналіз потужностей алювіальних утворень річкових долин, гирл і дельт;
- виявлення базальних горизонтів окремих алювіальних комплексів;
- визначення та простеження похованих руслових відкладів у розрізі й за площею.

Формування алювію як продукту перенесення й відкладання біогенного матеріалу річковим потоком відбувається одночасно з утворенням ерозійної

долини. Тому фаціальний характер алювіальних осадів і їх потужність нерозривно пов'язані з розвитком самої долини. До найголовніших фацій алювію належать руслові, заплавні й старичні, а також площі прадолин, що беруть безпосередню участь у формуванні первиннорозчинних зародкових ВВ.

Річкові долини можуть займати великі площі. Долини рр. Дунаю, Кубані, Міссісіпі в пригирловій своїй частини протягом близько 500 км має середню ширину близько 100 км. Пониззя річок Хуанхе і Янцзи разом з дельтами займають площу понад 500 тис. км^2. Дельтою Волги охоплена територія більше 20 тис. км^2. Найбільше збереження стародавнього алювію спостерігається саме в низов'ях палеорічкових долин, до яких ми відносимо площі затоплення долин річок Дунаю, Кубані, Дніпра, Дону.

Для виявлення похованих річкових долин ми звернулися насамперед до карт тектонічного, а ще краще палеотектонічного районування досліджуваної території. Давній структурний план, від якого залежав розподіл гідрографічної мережі, має першорядне значення. Ця залежність відбивається в розподілі потужностей континентальних осадів, найбільше накопичення яких відбувалося в знижених елементах геоструктурного плану.

Діагностичні ознаки похованих руслових відкладів прадолин. З алювіальних відкладів найбільшу акумулятивну здатність для нафти й газу мають руслові утворення. Але своїми особливостями руслова фація набагато легше виділяється, ніж заплавна й старична. Однак виявити поховані навіть руслові відклади за керновим матеріалом окремих св. складно, оскільки в одному розрізі рідко можна зустріти всю сукупність характерних рис. Тому потрібно використовувати різні прямі й непрямі діагностичні ознаки. До основних таких ознак руслових відкладів належать слоїстість та гранулометричний склад.

Розгляд областей поширення палеодельт. Максимальних розмірів річковий стік досягає в області дельти, де відбувається найбільше накопичення теригенного матеріалу, а також відбуваються значні інфільтраційні процеси водогазорозчинних субстратів.

Однією з характерних особливостей площі, зайнятої наземної дельтою, є її розчленованість численними рукавами й протоками, що виникають у результаті поділу русла річки на низку більш дрібних водотоків. Слід враховувати, що поширення дельтових областей у плані не завжди має конусоподібну або віялооподібну форму. Зустрічаються дельти й прямокутної конфігурації. На відміну від долин палеорічок, від яких часто не залишається слідів, дельти зберігаються у викопному стані значно краще.

До основних передумов можливості прогнозу пошуку палеодельт для подальшого їх вивчення за допомогою геофізичних методів розвідки й буріння ми віднесли геоморфологічні, структурні та літолого-фаціальні ознаки.

Геоморфологічна ознака. Найпростіший спосіб знайти поховані дельтові відклади – це заглибитися в зоні розташування сучасної дельти будь-якої великої річки. Але практичне значення для виявлення промислових покладів нафти й газу будуть мати осади як сьогодення, так і далекого геологічного минулого.

Структурна ознака. За загальною тектонічною картою або за картою поверхні фундаменту намічаються найбільш глибокі негативні структурні

елементи першого порядку, які найчастіше могли заповнюватися морськими басейнами. Часто порівняно обмежені неглибокі прогини відкриваються в бік занурених западин. У той час, як у западині розташовувалося море, прогин міг бути сушею. У цьому випадку природно вважати, що останній служив зручним місцем, по якому річкова мережа або одна велика річка прокладала свою долину. А в зоні переходу від прогину до западини найбільш імовірним є й перехід від наземної річки до моря, тобто наявність дельтової області. Таку залежність гідрографічної мережі від структурного плану та рельєфу добре видно на прикладі розташування гирлових ділянок палеорічок середньовізейського віку в східній частині Руської платформи.

Літолого-фаціальна ознака. До неї належить насамперед використання наявних даних буріння. У тих випадках, коли їх дуже мало, краще допоможуть геофізичні методи розвідки. Оскільки поховані алювіальні відклади збільшеної потужності найчастіше залягають серед карбонатних порід, їх виявлення і простежування можуть бути здійснені сейсмічним методом.

Потрібно відзначити, що до цього часу геофізичні методи розвідки при пошуках нафти й газу вирішують переважно структурні питання, у той час, коли за допомогою геофізичних досліджень, очевидно, можна було б вивчати й загальну літологічну будову значних площ: це, безсумнівно, прискорило б оцінку літолого-фаціальних особливостей того чи іншого регіону. Геологам-нафтовикам разом з геофізиками слід сміливіше братися за більш широке впровадження геофізичних методів розвідки для виявлення й вивчення великих алювіальних долин і похованих палеодельт.

Оскільки палеогеографічні дослідження дозволяють цілеспрямовані пошуки великих родовищ, пов'язаних з відкладами палеодельт треба, перш за все, прагнути до виявлення площ поширення останніх. Зрозуміло, що при пошуках похованих дельтових утворень як природних резервуарів, крім тектонічних, геоморфологічних, літолого-фаціальних та інших ознак, повинна бути використана будь-яка інформація, що прямо або побічно вказує на можливість виявлення гирлових зон давньої річкової системи, особливо атласи палеографічних карт України.

Сучасні річки – орієнтири давньої гідрографічної мережі. Досить поглянути на сучасну фізико-географічну карту обох півкуль Землі, як чітко видно порівняно негусту мережу найбільших річок світу. Вивчення історії розвитку їх показує, що досить часто вони носять успадкований характер головних водних артерій далеких геологічних часів. Навіть після неодноразової зміни трансгресивних і регресивних фаз накопичення осадів окремі річки прокладають свої русла в близьких або іноді повторюваних напрямках і контурах, що існували раніше.

Все це, безумовно, не випадкове, а цілком закономірне явище. Життя річок безпосередньо пов'язана з тектонічним розвитком земної кори, і вони завжди течуть у напрямку до великих депресійних зон. До останніх, найперше, відносяться перехідні зони між платформами й геосинкліналями, що містять області периферичних опускань платформ [Хаин, 1970].

Питання методики пошуків літологічних та стратиграфічних пасток нафти й газу бажано розглядати як складову високоефективної пошукової технології СТАГГД, створену на основі ГБМК походження ВВ.

4.1. ГЕНЕТИЧНІ АСПЕКТИ В НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДЕЛЬТОВИХ ТА ПРАДЕЛЬТОВИХ ПЛОЩ

У наш час, коли, керуючись ГБМК походження ВВ, нами доведено, що біо- і термокаталітичне перетворення похованої ОР лежить в основі мантійних процесів синтезу та генерації рідких і газоподібних ВВ, давні дельти стали об'єктом інтенсивних пошуків нафтових і газових родовищ.

У глобальному масштабі поховані дельти за кількістю приурочених до них родовищ нафти та газу (близько 1000) посідають одне із провідних світових місць нафтогазоносних площ серед осадових формацій різних типів, поступаючи лише карбонатним побудовам (рифам).

Посилена зацікавленість геологів-нафтовиків до вивчення шельфових окраїн континентів стимулював дослідження сучасних і похованих дельт. Гирлові області сучасних річок характеризуються складним поєднанням біологічних, хімічних і фізичних процесів, що відбуваються в їх межах. Седиментаційна зональність, геометрія літофацій надводної та підводної частин дельт визначаються комплексом вуглеводневогенеруючих процесів, гідродинамічним режимом, об'ємом твердого стоку, структурою й тектонічною стабільністю територій водозбору (долин, прадолин), палеоструктурними, палеокліматичними умовами, активністю припливів, вітрів, хвилюванням, прибережними течіями, щільністю води, газогеохімічними процесами в фільтраційно-інфільтраційних зонах, а також незліченними варіантами взаємодії наведених факторів. Ізостатична нестійкість сильно обводнених осадів та біохімічних процесів аванделът в умовах аномально високих швидкостей седиментації обумовлює інтенсивний гравітаційний тектогенез, а процеси диференційованого ущільнення та дегідратації стимулюють глиняний діапіризм, що змінюється в процесі занурення дельтових товщ грязьовим вулканізмом. Отже, *відклади давніх дельт являють собою найскладніший геологічний об'єкт, а головне, на думку авторів, гідробіохімічний генетичний феномен ВВ замикаючих створів артезіанських басейнів*. У геологічній літературі відомі публікації, присвячені окремим аспектам геології та нафтогазоносності похованих дельт. У запропонованій роботі узагальнений матеріал по нафтогазоносних дельтах різних регіонів, а також запропоновані методичні прийоми вивчення нафтогазоносних алювіально-дельтових відкладів.

Верхньою границею гирлової області річки заведено вважати межі нижньої її течії. У багаторукавних дельтах нижче згаданого розгалуження починається розподіл основного потоку річки на рукави.

Нижня, морська границя гирлової області, на думку гідрологів, оконтурює зону горизонтальних градієнтів солоності при найбільш сприятливих умовах (максимальних витратах води в річці). Нижня, дистальна границя гирлової області проводиться нами по зваленню глибин, що відокремлює так зване передгирлове узмор'я від іншої частини шельфу.

Осадові відклади субаеральної частини дельти належать до рівнинно-долинного (надводно-дельтового) фаціального поясу, субаквальної − до авандельтового фаціального поясу.

Руслові процеси в надводній частині дельт сугубо специфічні і відрізняються від руслових процесів річкової долини. До специфічних їх особливостей належить [Михайлов, 1971] перевага акумуляції наносів над русловою ерозією.

Зростання стоку наносів прискорює перебудову руслової мережі й підвищує відносну роль односпрямованих руслових процесів. При цьому знакозмінні руслові процеси краще виражені в стабільних рукавах дельти.

Як важливу генетичну складову розглянемо баровий тип гирлового подовження. Утворення великої рухливої обмілини на контакті річкового потоку з водами приймаючого басейну – процес, характерний тільки для дельт. Гирловий бар служить надійною формуючою ланкою, з якої розвивається дельта та вуглеводневі генеруючі процеси. До основних елементів його морфології належать ліва і права гирлові коси, власне бар із гребенем, передбарова балка (рис. 4.1).

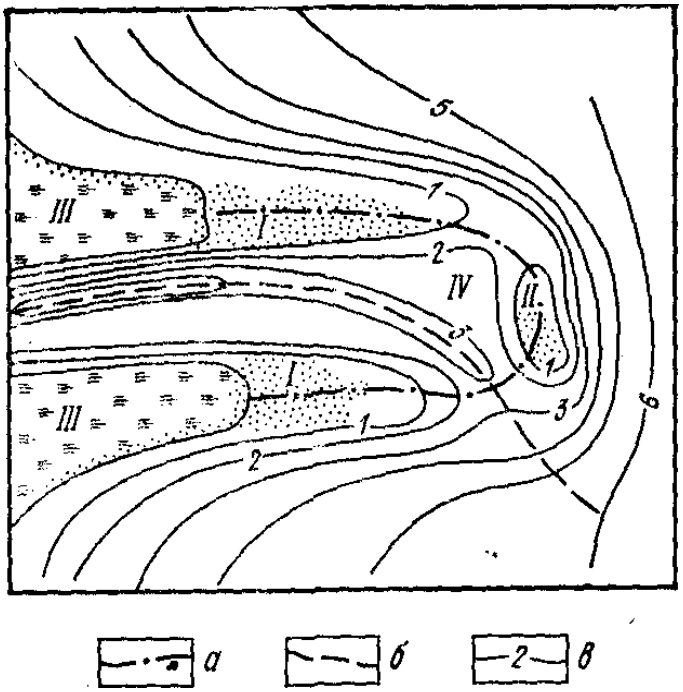


Рис. 4.1. Схема морфологічної будови гирлового бара, який формується при падінні швидкості річкового потоку (за В.Н. Михайловим).

а – гребінь бара; б – вісь струменю річкового потоку; в – ізобати, м; *I* – підводні гирлові коси; *II* – осередок; *III* – надводні гирлові коси, закріплені рослинністю; *IV* – передбарова улоговина

У зв'язку з тим, що у формуванні гирлового бара основну роль відіграють донні наноси річки, інтенсивність його росту за інших оптимальних умов визначається величиною твердого стоку й часткою в ньому донних наносів. Для цих параметрів характерні сезонні та багаторічні коливання (маловодні та багатоводні роки).

У випадках, коли розподільні рукави надводної частини дельти сильно висунуті в море, як, наприклад, у дельті р. Міссісіпі (США), відбувається прорив руслових вод у міжрукавні затоки. При цьому утворяться приплетені субдельти, що утворюють первинні місця скупчень ВВ (рис. 4.2).

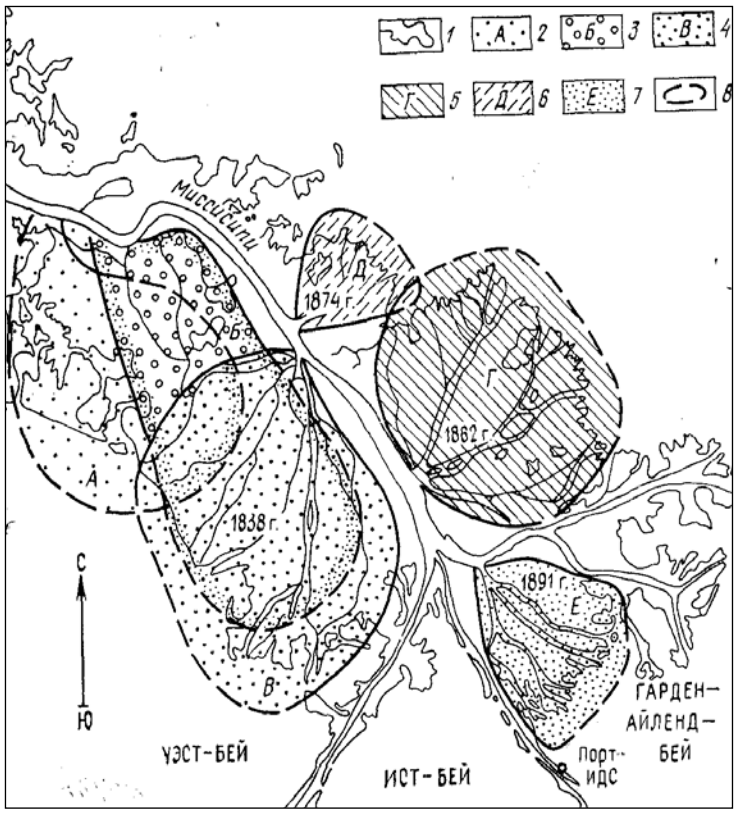


Рис. 4.2. Сучасні субдельти Міссісіпі, утворені проривними водотоками (за Дж.М. Коулманом, Д.Б. Прайором) [Coleman, 1980]

1 − контур сучасної надводної дельти; 2-7 − різновікові субдельти (для субдельт В, Г, Д, Е встановлений рік виникнення); 8 − границі субдельт

Отже, спостерігається закономірне збільшення в напрямку від берегів до осі русла середнього медіанного діаметру донних наносів. Міграція струменю потоку впоперек русла обумовлює короткочасну мінливість розміру донних відкладів, у результаті чого вони характеризуються сильною перешаровуваністю.

Дж.М. Коулман і Д.Б. Прайор описують руслові відклади розрізнених і сильно висунутих у море розподільних рукавів дельти Міссісіпі як фацію рукав-гирло. Така ситуація, наприклад, спостерігається в південній і західній частинах дельти. При цьому утворюються значно подовжені піщані тіла, довжина яких у багато разів перевищує ширину. Так, рукава Саут-Уест-Пасс і Саут-Пасс (США) сформували піщані двоопуклі лінзи довжиною 40 км, шириною 4,5 км і потужністю 25 м, названі в 1955 р. Х.Н. Фіском пальчиковими барами. Відклади таких барів представлені чистими, добре відсортованими пісками, розміри яких збільшуються нагору по розрізу.

Активна горизонтальна міграція і розгалуження русел надводної частини дельти сприяють утворенню численних перекатів, які називають іноді русловими островами. Будова таких перекатів вивчена Дж.М. Коулманом у надводній частині дельти Брахмапутри (Бангладеш).

Прируслові вали в надводній частині дельти Брахмапутри складені численними лінзами піщаного матеріалу, що виклинюються у вигляді язиків і взаємно перекриваються, і містять включення алевритових осадів. Піски

домінують у близькоруслових розрізах, більша частина їх відкладена в проривних розщілинах. При віддаленні від русла піски змінюються алевритами, а потім, при переході до заплави – глинистими алевритами та алевропелітами.

Фація заплави. У добре виражених річкових басейнах з більш-менш стабільним руслом заплава являє собою слабко розчленовану низинну поверхню, на якій під час паводків відбувається відкладення зависних тонкозернистих осадів. Швидкість седиментації тут низька, у гумідному кліматі погано дренуємі паводкові площі заплави заростають і заболочуються, створюючи первинні зародкові інгредієнти інфільтраційно-гравітаційних газоводорозчинних субстратів.

У надводних частинах дельт, де руслова система часто змінюється, мулові паводкові осади заплави тісно сполучені й перемежовуються з відкладами прируслових валів, утворюючи складні літофаціальні поєднання.

Звичайно тут спостерігається часте лінзовидно-пластове перешарування піщаних і глинисто-алевритових наносів. Кожна серія починається дрібно-тонкозернистим піщаником, що поступово знизу нагору переходить у горизонтально-шаруватий алевропеліт.

Осади дрібнозернисті, вони приносяться до водойм у періоди припливів, штормів, паводків. Залягання їх тонколінзоподібне – результат переробки хвильовими процесами. Іноді зустрічається паралельне нашарування, представлене перемежованими алевритами та алевропелітами, пов'язане, мабуть, з паводковими процесами в дельті.

Значний вміст води обумовлює різний ступінь ущільнення піщаних та глинисто-алевритових осадів і приводить до утворення «вузлуватої» шаруватості непроникних покришок. Часто на контакті піщаних і алевропелітових прошарків зустрічаються лінзи рослинного детриту. Гравітаційно-зсувні порушення шаруватості спостерігаються й у цій частині розрізу.

Болотні фації (марші, свампи) – як субстрат зародкових біогенних ВВ. Залежно від походження можна намітити три типи боліт: заболочена озерна водойма; заболочене відмерле русло водотоку; заболочене морське узбережжя надводної частини дельти. Болота можуть бути прісноводними, солоноватоводними та солоноводними.

Власне болотна фаза розвитку такої водойми представлена перемежованими торфом і алевропелітом.

Розріз відкладів маршу надводної частини дельти р. Колвілл на півночі Аляски (США), наведений А.С. Найдом і Т.К. Моватт, які описали його в 1979°р., виглядає наступним чином (зверху вниз): 1) поверхневий 10-15-см шар болотного ґрунту або тундровий покрив з невеликою кількістю алевритистих пісків еолового походження; 2) піщаниста глина – глинистий пісок з неупорядкованою структурою; 3) горизонт торф'янистої органічної маси, що залягає на гравійних пісках.

Наведений розріз може бути порушений льодом або полігональними клиноподібними пісками.

Обумовлено це тим, що основний елемент авандельти − гирловий бар, являє собою зону найбільш активних седиментаційних процесів і разом з тим зону найбільш нестабільну, схильну більше ніж інші зони до активного впливу деструктивних морських процесів.

Характерно, що еволюція дельт у різні фази регресивно-трансгресивних циклів відбувається при мінливих співвідношеннях конструктивних і деструктивних дельтоформуючих факторів. У підсумку кінцеві латеральні й вертикальні взаємозв'язки в похованих дельтах є результатом спільного або змінного впливу багатьох природних процесів, що надзвичайно ускладнює реконструкцію умов седиментації на основі вивчення сучасних моделей формування первинних водометанових сполучень у вигляді забалансової складової підземних вод, які формують як початкові водометанові розчини до мантійних джерел та процесів утворення складних вуглеводневих сполук.

У міру просування дельти убік моря осади гирлового бару перекривають багаті ОР глинисто-алевритові мули передової частини авандельти.

Крім того, добре відсортовані піски гирлових барів (їх сортування поліпшується завдяки переробці донних наносів річки хвильовими процесами) при похованні утворюють гарні колектори. Тому досить важливим є вивчення геометрії піщаних літофацій надводної та підводної частин дельт.

Покривні піщані тіла дельтового генезису вивчались В.О. Бабадагли в девонських та кам'яновугільних відкладах Нижнього Поволжя [Алювиально-дельтовые …, 1975], у нижньокам'яновугільних відкладах ДДЗ, у міоценових відкладах платформного борту Передкарпатського крайового прогину [Методы …, 1982].

Різні поєднання конструктивних і деструктивних природних факторів обумовлюють складні варіанти літофаціальних поєднань у надводно- та підводно-дельтових відкладах.

В авандельтах річок навіть помірних кліматичних зон варто відрізняти підводні «бороздні» русла, пов'язані з ерозійною діяльністю власно річкових струменів (вплив льодового припаю і значної швидкості руслових вод) від підводних русел грязьових потоків, що виникають при гравітаційній нестійкості нелітифікованих осадів авандельти.

Перераховані седиментаційні моделі викликають зацікавленість, оскільки дозволяють діагностувати фаціальні обстановки дельт при інтерпретації пластових карт ізопахіт піщано-алевритових порід, складених за матеріалами буріння.

Застійна фаціальна зона. Ця зона охоплює найбільш глибоководну частину субаквального схилу авандельти зі спокійною, дуже слабкою динамікою водного середовища та повільним осадженням тонкозернистого матеріалу. Г.Е. Рейнек і І.Б. Сінгх називають ці умови обстановкою придонних відкладів дельти та геохімічних процесів.

Застійна фація досить добре діагностується в похованих платформних дельтах, для яких характерні великі площі розвитку основних фаціальних зон при малих потужностях осадів, що в них генеруються.

Зсувна фаціальна зона. Дж.М. Коулман і Д.Б. Прайор [Coleman,1980], які уперше детально описали цю фацію, указують, що вторинні підводні рухи

відкладів типові для авандельт, у яких з великою швидкістю накопичуються величезні маси сильно обводнених глинистих відкладів. Широке поширення підводно-зсувних процесів встановлено на периферії сучасних дельт таких річок, як Міссісіпі (США), Оріноко (Венесуела), Амазонка (Бразилія), Нігер (Нігерія), Ніл (АРЄ), Хуанхе (КНР), Дунаю, Кубані.

Численні грязьові потоки утворюють на периферії авандельти великі розгалужені підводні віяла виносу, що перекривають частково або повністю застійну фаціальну зону й досягають країв шельфу.

На наш погляд доцільним є навести далі короткий опис найбільш вивченого глибоководного конуса виносу Міссісіпі, розташованого в підніжжі континентального схилу западини Сігсбі й вивченого в останні роки сейсмічними роботами та глибоководним бурінням. Площа конуса перевищує 300 000 км^2, сумарний об'єм його осадів оцінюється в 290 000 км^3. Поверхня конуса розташовується на глибині 2,5-3,5 км, вона слабко нахилена убік від континенту й прорізана сильно міандруючими каналами. Потужність осадів конуса досягає 5-7 км. Сучасна частина його сформувалася 25 000±2 000 років тому. Верхня частина давнього конуса характеризується поєднанням великих і дрібних слабко скривлених русел, виконаних осадами. У середній частині конуса ширина русел зростає до 3 км, вони сильно скривлені, облямовані прирусловими валами. У нижній частині конуса ширина русел і їхня криволінійність ще більше зростають. У зоні переходу конуса в абісальну рівнину русла звичайно розпадаються на мережу дрібних каналів. Аналогічну картину можливо навести й по дельтах Дунаю, Кубані.

Особливості літогенетичних процесів. Ущільнення й дегідратація глинистих порід − найважливіші елементи процесів генерації та акумуляції ВВ у відкладах давніх дельт.

Дослідженню в цій галузі присвячені праці численних вітчизняних і зарубіжних авторів, серед яких не можна не відзначити роботи А.М. Акрамходжаєва, М.Б. Вассоєвича, К.Г. Войновського-Кригера, П.В. Зарицького, В.Д. Ломтадзе, І.І. Нестерова, Л.В. Пустовалова, С.І. Романовського, А.Б. Ронова, Л.Б. Рухіна, М.М. Страхова, А.О. Трофімука, Е.Е. Фотіаді, Дж.Ф. Берета, К. Магари, У.Х. Твенхофела, У.Х. Фертля та ін.

Безпосередньо після осадження алеврито-глинисті та глинисті мули авандельт містять до 90% води і фактично являють собою рухливий флюїд з дуже слабкими зв'язками між дисперсними та флокулірованими частками. Швидко зростаюче внаслідок високої швидкості седиментації навантаження осадів, що вище залягають, викликає відділення (віджим) вільної води. При досягненні пористості, рівної 75%, осад починає втрачати властивості флюїду й переходить у пластичний стан. При цьому відбувається поступове зближення гідратних оболонок (плівок адсорбованої води) твердих часток аж до їх зіткнення та злиття.

Потрібно відзначити, що товщина цих оболонок варіює від 5 до 2 мономолекулярних шарів води й залежить, за даними В.Д. Ломтадзе, від ступеня дисперсності твердої фази, її мінеральної сполуки, ємності поглинання та інших факторів.

Із глинистого осада, зануреного на глибину 200-500 м, вільна вода практично вилучена, і на наступному етапі при зануренні на глибину близько 2000 м відбувається віджимання адсорбованої води. В таких зонах спостерігаються підвищення температури до 80-100°С, що за Е.Б. Чекалюком, свідчить про можливі формування продуктивних пасток.

Проявляється ефект розчинення під тиском.

Вода, що вилучається, збагачується розчиненими речовинами, які під час підйому флюїду, що віджимається, у напрямку максимальної проникності на рівні з більш низькими температурами випадають в осад, утворюючи хемогенний цемент та формуючи непроникні покришки.

На заключному, найбільш тривалому (занурення до глибини 5,5-6 км) етапі дегідратації вилучається вода, що безпосередньо входить до складу глинистих мінералів у вигляді іонів OH^-. Пористість глин зменшується до 5-10%, т. е. до мінімуму.

Такий загалом механізм гравітаційного ущільнення глинистих осадів, що дозволяє оцінити ті відхилення від нього, які спостерігаються в емпіричних моделях. Говорячи про відхилення, ми маємо на увазі насамперед прояв аномально високого пластового тиску (АВПТ) флюїдів.

Охарактеризуємо теоретичні концепції утворення АВПТ у процесі гравітаційного ущільнення теригенних відкладів дельтового генезису.

Опубліковані переклади монографій американських нафтовиків У.Х. Фертля [Фертль, 1980] та К. Магари [Магара, 1982] присвячено проблемам ущільнення порід, міграції флюїдів і утворення АВПТ. К. Магара перераховує наступні можливі причини виникнення в надрах АВПТ: ущільнення порід, акватермальний ефект, дегідратація монтморилоніта, артезіанські умови, скупчення ВВ, осмотичні явища, палеотиск, цементація, тектонічні напруги, генерація ВВ (газу), надходження флюїдів у шар ззовні.

Зазначені автори вважають, що ущільнення при утворенні АВПТ проявляється в спільному впливі трьох факторів: високої швидкості седиментації, нагромадження осадових товщ великої потужності й дефіциту в них колекторів.

У міру збільшення швидкості седиментації росте об'єм флюїдів, що віджимаються за одиницю часу, і, отже, зростає значення порога мінімальної проникності для рівноважного ущільнення. Отже, імовірність утворення АВПТ прямо залежить від величин швидкості седиментації та потужності осадів.

Дегідратація потужних глинистих товщ приводить до вивільнення колосальних об'ємів газоводорозчинених флюїдів. У. Файф, Н. Прайс і А. Томпсон [Файф, Прайс, Томпсон, 1981] підрахували, виходячи з реальних умов поховання третинних дельтових глин Галф-Коста (США, Мексика), що загальна кількість реліктових порових і інших типів вод, що виділяються з недоущільненої товщі осадів потужністю 15 км, відповідає вертикальному інт. не менше 4 км.

Це доводить, що термобаричні умови занурення не є визначальним чинником при утворенні АВПТ у потужних авандельтових глинистих товщах. Вирішальне значення мають висока швидкість седиментації (сотні метрів за мільйон років), велика потужність відкладів і дефіцит колекторів.

Вище підкреслювалося, що флюїди, які обумовлюють утворення АВПТ у глинах, приймаючи на себе частину літостатичного навантаження, яка приходиться на скелет породи, протидіють її ущільненню.

Очевидно, на якомусь етапі формування гідродинамічної системи з АВПТ, що передається із глин у піщаники, прагне до вирівнювання його значень у глинах і піщаниках. При цьому швидкість перетікання газових флюїдів не зменшується, а залишається стабільною. У результаті АВПТ перешкоджає зменшенню пористості піщаників не тільки протидією ущільнюючим літостатичним навантаженням, але й гальмуванням процесів катагенетичного мінералоутворення. Ці обставини надають право однозначно констатувати сприятливий вплив надзвичайно високого тиску не тільки на колекторські властивості порід, але й на їх газовіддачу.

Поховані в дельтових товщах потужні, позбавлені піщаних прошарків пачки недоущільнених глин, відіграють роль непроникних бар'єрів для міграції нагору флюїдів та віджимаються в нижчезалягаючі породи.

У результаті відбувається прорив флюїдів з АБПТ і поширення тріщин гідророзриву на вищезалягаючу частину осадової товщі. Охарактеризоване явище є причиною так званого «глибинного» глиняного діапіризму та грязьового вулканізму.

За даними В.О. Бабадагли, А.М. Акрамходжаєва, своєрідні інверсійні форми рельєфу утворюються при ущільненні торф'яних утворень боліт (маршів) надводної частини дельти. У поверхневих умовах торф містить до 90% води, через її втрати при ущільненні потужність торф'яних утворень скорочується в 3-4 рази. Охарактеризована в 1963 р. А. Гілчером послідовність інверсії рельєфу в прибережних торф'яних болотах у прикордонній області Франції й Нідерландів виглядає в такий спосіб.

Болотиста рівнина з великими торфовищами в одну зі стадій голоценової трансгресії була перекрита водами морської затоки, що залишила вище шару торфу піщано-глинисті наноси. При цьому поверхня торфу була сильно розмита й в ерозійних поглибленнях, які досягли покрівлі давніх морських глин, що підстилають торф, були відкладені лінзоподібні піщані тіла.

У наступний час ущільнення торфу призвело до просідання поверхні молодих глинистих нагромаджень, у результаті чого піщані лінзи, що залягали на давніх глинах, утворили позитивні форми рельєфу.

Швидке намивання локалізованих у вигляді вузьких рукавів піщаних відкладів русел субаеральної дельти і їхніх гирлових барів, що висуваються в море, обумовлює нестабільність залягаючих нижче неущільнених глинисто-алевритових мулів авандельти. Ця нестабільність дозволяється, коли розріджені глини проривають вищезалягаючі породи, утворюючи діапірові жили. Останні являють собою острівці, підводні височини або грязьові вулкани, що концентруються поблизу устя розподільних рукавів. Винос глинистих мас на поверхню стимулює одночасне просідання піщаних порід гирлових барів.

У дельті Міссісіпі, поблизу устя рукава Саут-Пасс, за період з 1876 до 1973 р. картографовані 105 діапірових жил. Характерно, що вертикальні зміщення амплітудою більше 100 м відбулися тут усього за 20 років.

Процес утворення глиняних діапірів описаний в 1968 р. Дж.П. Морганом. На стадії А (рис. 4.3) піски, що висуваються, з гирлового бара розподільного рукава навантажують нижчезалягаючі неущільнені глини авандельти й відкритого шельфу, які починають текти у бік зменшення навантаження. Стадія Б характеризується нарощуванням потужності пісків та посиленням горизонтальної течії глин, потужність яких зменшується в бік моря. На стадії В збільшення навантаження завдяки зростання маси пісків приводить до течії глин у більш глибоких горизонтах та утворенню первинного діапіру у фронтальній частині піщаного рукава. Для стадії Г характерне заповнення піщаними осадами бара, який утворюється через діапіризм.

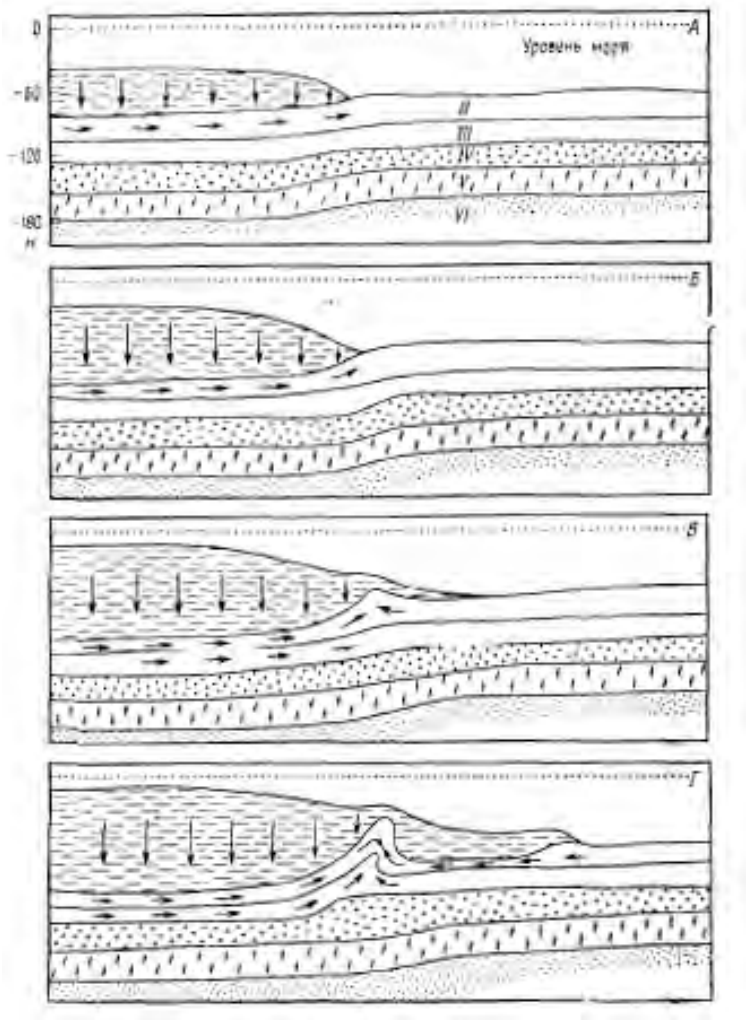


Рис 4.3. Стадії утворення приповерхневих глиняних діапірів в авандельті Міссісіпі (за Дж. П. Морганом).

I – висунутий гирловий бар; *II* – глини прадельти (джерело – р. Міссісіпі); *III* – червоні та зелені глини (східне джерело); *IV* – давні глини (джерело – р. Міссісіпі); *V* – зона водоростевих рифів; *VI* – покривні піски берегової рівнини; вертикальні стрілки – тиск навантаження; горизонтальні лінійки – напрямок течії глин

Значні глиняні діапіри, підкреслює цей автор, формуються на більш значних глибинах. Про це свідчить той факт, що типові діапірові глини Галф-Коста ущільнені настільки, наскільки нормальні глини досягають на глибинах 2135-2440 м.

Причиною «глибинного» діапіризму К. Магара вважає прояв акватермального ефекту, що приводить до наростання порового тиску в ущільнених глинах.

У випадку утворення тріщини у вищезалягаючих породах (наприклад, при сильному тангенціальному стиску і складкоутворенні) такі аргіліти стають сильно рухливими. Мобільність їх зберігається до втрати аргілітами флюїду, при цьому ефект спливання, будучи незначним на ранніх стадіях «глибинного» діапіризму, стає істотним на його пізніх стадіях. Н.С. Благоволін установив у Керченсько-Таманській нафтогазоносній зоні чіткий просторово-часовий зв'язок між міграцією складчастості й проявом грязьодіапірових процесів у відкладах майкопської серії.

Сучасний грязьовий вулканізм і поховані грязьові маси, що вилилися, які називаються сопковою брекчією, відомі в тих регіонах світу, де, починаючи з пізньої крейди і особливо в палеоген-неогенову епох, відбувалося формування потужних теригенних товщ авандельтового генезису. Такими западинами є Галф-Кост (США, Мексика), Апшеронський і Керченський півострови.

А. Гансер у 1960 р. узагальнив особливості, характерні для районів прояву грязьового вулканізму.

Вулкани пов'язані з палеоген-неогеновими й верхньокрейдовими відкладами морського генезису, у складі яких домінують пластичні глини. У відкладах незмінно присутні газ і похована пластова солона вода. Пластичні породи перекриті більш компетентними осадами. У структурному плані в цих районах широкі синкліналі розділені вузькими крутими антикліналями, в яких пластичні осади, що більш глибоко залягають, вижимаються нагору. Зростаюча гравітаційна нестабільність надає руху пластичній глині в ядрах антикліналей разом із солоною водою, газом, часто нафтою. Грязьові діапіри, що утворюється в результаті, під тиском вижимаються нагору подібно магмі і, якщо порушено стан рівноваги на поверхні, вони вивергаються й утворюють грязьовий вулкан. Більша частина складається з декількох вулканічних конусів. Невисокі пологі конуси й конуси з крутими схилами можуть бути присутніми разом. Діапірові зони із грязьовими вулканами звичайно збігаються з областями негативних гравітаційних аномалій.

Крім того, варто додати, що області прояву грязьо-вулканічних процесів звичайно приурочені до регіонів з підвищеною сейсмічною активністю.

Особливості термодинаміки та геохімії осадових товщ; генерація та акумуляція ВВ. Зупинимося насамперед на визначенні термінів, що стосуються стадіальних перетворень осадів. Дослідники А.М. Акрамходжаєв, В.А. Бабадагли, М.Б. Вассоєвич, О.О. Карцев, А.Е. Конторович, В.Б. Порфір'єв, Г.Н. Доленко, А.О. Трофімук та ін. розрізняють седиментогенез, діагенез, катагенез і метагенез осадів [Геология и методы …, 1986].

Похована в осадах надводних дельт $C_{орг}$ наземного походження. У відкладах авандельт $C_{орг}$ має подвійну природу. Значна, очевидно, основна частина його приноситься річковими водами з суші. Опубліковані в США в 1974 р. матеріали рейсу НДС «Атлантик II» у Чорне море свідчать про те, що навіть у донних мулах станцій, розташованих у південній частині цього

басейну, похована ОР представлена в основному рослинним детритом, принесеним трьома головними річками: Дунаєм, Дніпром і Дністром. Проведені нами дослідження морських акваторій України дають всі підстави долучити до цього переліку річки Кубань, Дон, а також річки Кубані, що впадають в Азовське море.

В.Х. Томас і Е.Г. Сіммонс, що вивчали в 1960 р. продукування фітопланктону в сучасній дельті Міссісіпі, дійшли висновку, що доданий їм внесок у загальний об'єм $C_{орг}$ глинистих мулів авандельти невеликий.

ОР, що генерується на суші в переважній масі пов'язана з вищими рослинами. Слід зазначити при цьому, що в ранньому фанерозої (кембрій, ордовик, силур) суша була позбавлена вищих рослин і генерація ОР тут була мінімальною. Лише в девоні вищі рослини з'явилися в районі приморської суші, звідки в кам'яновугільний час уздовж річкових долин вони проникли вглиб континентів. Оскільки значна частина похованої в осадах дельт ОР приноситься з суші, можна зробити висновок про те, що ранньофанерозойські (особливо кембрій-ордовикські) дельти, точніше надводно- і підводно-дельтові формації цього віку, могли генерувати значні об'єми ВВ. Такі утворення неможливо розглядати в часі багатофазового біохімічного накопичення.

У пануючих на суші субаеральних обстановках ОР украй нестійка. Хімічне та біохімічне окислювання її (гниття) приводить до розкладання органічних сполук і в кінцевому підсумку до утворення CO_2, що надходить в надра (водогазові аномалії) та атмосферу. При низьких концентраціях кисню швидкість деструкції ОР знижується. Отже ОР, що надходить із річковими водами, піддана, хоча б частково, деструктивним процесам часових водогазорозчинних кругообігів.

У складі ОР, що формується завдяки маси вищих рослин, домінують целюлоза, лігнін та ВВ; другорядну роль відіграють ліпіди та білкові сполуки. ОР у річкових водах мігрує в розчиненій і детритній формах. Крім того, серед розчиненої ОР можна вказати ВВ та білкові сполуки. Целюлоза та ліпідні компоненти ОР звичайно мігрують у вигляді розчинених газів, що формуються кліматом та тектонічними умовами.

Потрібно відзначити, що річковими водами в дельтах формуються і акумулюються водогазові об’єми.

У надводно-дельтовому фаціальному поясі основна частина ОР концентрується в заплавній і особливо в озерно-болотній фаціальних зонах, що в кінцевому підсумку формують початкові газоводорозчинені сполуки. Похована в озерно-болотних водоймах надводної частини дельти ОР представлена в різному ступені здрібненими залишками вищих рослин, що складають первинну передторф’яну масу – основу водорозчинених метанових комплексів. Застійний водний режим і швидке перекриття осадів вишезалягаючими нашаруваннями сприяють зміні приповерхневих окислювальних геохімічних умов.

Співвідношення потужностей окислювальних і відновних зон торфовищ, а також їх потужність у цілому визначаються багатьма факторами, у тому числі швидкістю седиментації, просторовою стабільністю депоцентрів дельт, кліматом, складом рослинності, міграційними процесами водогазових сполук,

рівнем ґрунтових вод. Викликають зацікавленість опубліковані в 1973 р. дані П.Х. Гівена та К.Х. Дікінсона, згідно з якими тільки 10% залишків наземних рослин, похованих у болотних осадах, акумулюється на діагенетичному етапі у вигляді торфу, що постійно відтворюється в процесі кругообігу речовини, інша частина або окислюється, або редукується при анаеробному бродінні. Незважаючи на це, генераційний потенціал гуміноутворення торфовищ, згідно з Б. Тіссо та Д. Вельте [Тиссо, Вельте, 1981], в 10 разів перевищує той же потенціал глинистих мулів аванделът у зоні діагенезу.

У цілому можемо констатувати, що накладення двох факторів – активного виносу великих об'ємів $C_{орг}$ річковими водами з суші й високої біологічної продуктивності вод морських шельфів – служить причиною того, що саме в дельтах генеруються великі скупчення $C_{орг}$, формуючих в кінцевому підсумку гідробіогенну основу кінцевого вуглеводневого скупчення – родовища.

Седиментацію ОР у муловій та застійній фаціальних зонах аванделът не можна розглядати у відриві від геохімічних процесів біолого- та воднево-вуглеводневих складових кругообігу речовини в природі.

На стадії діагенезу донні осади аванделът спочатку контактують із водами басейну, збагаченими вільним киснем, що сприяє окислюванню часток ОР. Однак висока швидкість седиментації приводить до швидкого виведення ОР придонного окислювання в геодинамічних інфільтраційних зонах. По мірі поховання осаду поровий простір його ізолюється й кисень вільної та адсорбованої води швидко витрачається, у результаті чого середовище стає анаеробним.

Найбільш характерний для діагенезу процес перетворення ОР – біохімічне його розкладання (анаеробне бродіння). Бактеріальна флора, що використовує замість молекулярного кисню окислені компоненти ОР (наприклад, ВВ), розкладає ОР (целюлозу та інші сполуки) до CO_2, NH_4 та H_2O.

На наш погляд, некоректно, як трактують багато авторів, прихільників біогенного походження ВВ, вважати, що виділенням та похованням при сприятливих умовах в осадах аванделът великих об'ємів метану, утвореного завдяки біогенному фракціонуванню системи CH_4-CO_2 метангенеруючими бактеріями, очевидно, обумовлене утворення деяких приповерхневих газових родовищ у четвертинних, третинних і навіть крейдових дельтових формаціях, оскільки газові родовища мають у своєму складі не тільки метан, а практично весь вуглеводневий газохімічний спектр. Це в кінцевому підсумку свідчить про участь мантійних процесів і наявних мантійних компонентів – гелію, водню, продуктів розпаду активних елементів урану, радію.

Так, наприклад, невеликі поклади метану виявлені в четвертинних відкладах дельти р. По (Італія). На нашу думку, вони стосуються вулканічного походження, як інколи трактується деякими авторами.

Охарактеризовані процеси типові для глинисто-алевритових осадів. При зануренні піщаних осадів тривале збереження ефективної пористості й проникності порід приводить до повної деструкції ОР, що в них міститься.

М.Б. Вассоєвич [Вассоевич, 1967] називав невеликі об'єми ВВ, присутні в придонному шарі осадів, «зародковою» нафтою, підкреслюючи при цьому, що

за багатьма параметрами (збіднення низькомолекулярними *н*-алканами та летючими ароматичними ВВ, високий коефіцієнт непарності *н*-алканів) вона відрізняється від зрілої макронафти.

Підводячи підсумки короткої характеристики ОР надводно- та підводно-дельтових відкладів на етапах седиментогенезу та діагенезу, відзначимо наступні його особливості:

1) домінування в складі ОР залишків наземної рослинності;

2) мінімальна концентрація гумусового ОР у застійних гідродинамічних обстановках озер і боліт надводних частин дельт, мулової і застійної зон авандельт;

3) вертикальна геохімічна зональність осадів, збагачених ОР на діагенетичному етапі (придонна окислювальна підзона, більш значна за потужністю відновлювальна підзона, що змінює її);

4) тісна взаємодія ОР, похованої в мулах авандельт, із глинистими мінералами в процесі седиментації;

5) інтенсивне біохімічне розкладання ОР у діагенезі з виділенням великих об'ємів $C0_2$ і CH_4 з наявними ознаками, хоча й незначної кількості важких ВВ; частина вуглеводневих продуктів концентрується в її мікропорах;

6) швидке виведення ОР авандельтових мулів з підзон як придонного окислювання, так і мікробіальної активності, внаслідок високої швидкості седиментації, практично скрізь приуроченої до тектонічно активних зон – активних ділянок міграційних інфільтраційно-фільтраційних процесів.

Термокаталітичне перетворення ОР у катагенезі. Виконані в 1977-1981 р. В.Л. Соколовим, В.Ф. Симоненко та Н.Д. Гуляєвою експериментальні дослідження особливостей термокаталітичного перетворення гумусової ОР на різних стадіях вуглефікації показують, що підетап протокатагенезу (ПК – буровугільна стадія вуглефікації) характеризується найбільш інтенсивною генерацією та еміграцією газів, насамперед C_2. Частка CH_4 хоч і невелика, але абсолютну його кількість потрібно розглядати в часовій системі кругообігу речовини – газового складу.

Доречно, як підтвердження думок В.І. Вернадського щодо природнього кругообігу речовини, який у кінцевому підсумку формує різнорангові родовища ВВ, навести тут дані Д.І. Ендрюса та А.А. Мейєрхоффа про тривалість формування газових родовищ у третинних дельтових товщах Галф-Коста, запозичені з опублікованого в 1970 р. у США збірника «Геологія гігантських нафтових родовищ».

Д.І. Ендрюс вважає, що наявність великих родовищ газу в плейстоценових дельтових формаціях цього регіону свідчить про невеликий (менше 1-1,5 млн років) інт. часу, потрібний для генерації, міграції та уловлювання тут ВВ. Заперечуючи Д.І. Ендрюсу, А.А. Мейєрхофф підкреслює, що у відкладах пліоценового віку розглянутого регіону газові родовища крупніші. Він вважає, що часовий інт. приблизно 10 млн років є оптимальним для формування в геологічних умовах Галф-Коста великих газових родовищ. Цей висновок підтверджується існуванням великих родовищ у пліоценових дельтових товщах Апшеронського півострова, Південнокаліфорнійського, Цайдамського басейнів.

Характеризуючи верхньовізейські теригенні алювіально-дельтові відклади ДДЗ, К.Ф. Родіонова та С.П. Максимов вважають, що тип ОР тут переважно гумусовий.

Говорячи про особливості термокаталітичного перетворення ОР у прото- і мезокатагенезі, треба вказати на те, що паралельно із цим процесом у цей період (особливо наприкінці прото- і початку мезокатагенезу) іде інтенсивна еміграція з ОР рідких і газоподібних ВВ, що сформувалися раніше, сорбованих у мікропорах самої ОР, і втримуються в них до певних термобаричних умов.

Результати обґрунтування генетичних процесів не тільки розширили існуючі уявлення про процеси генерації та еміграції ВВ, але й дозволили створити вдосконалений варіант об'ємно-генетичного методу оцінки потенційних ресурсів нафти й газу, який найбільш повно враховує продукти перетворення ОР у літогенезі.

Завершуючи характеристику термокаталітичного перетворення РОР надводно- і підводно-дельтових відкладів у катагенезі, підкреслимо, що уявлення про низький нафтогенеруючий і високий газогенеруючий потенціал гумусової РОР поділяються не всіма дослідниками.

Розподіл РОР на переважно газо- і нафтопродукуючі помилковий. В описуваному експерименті сапропелевий матеріал генерував більше газу (C_2-C_5), ніж гумусовий. Отже, підсумовують зазначені автори, тип РОР визначає не стільки характер продуктів, що генеруються, скільки часовий інт. генерації. Перераховуючи роль різних факторів у формуванні великих і гігантських скупчень нафти та газу, М.Т. Хелбуті, А.А. Мейєрхофф, Р.Е. Кінг указують, що дельти вміщають непропорційно великі об'єми газу, та, на наш погляд, найбільші скупчення потрібно прогнозувати на схилах морських акваторій – каньйонах, що формально замикають межі геохімічних процесів руслових утворень як газогеохімічних, так і кінцевих геолого-структурних умов формуючих нафтогазоносних комплексів у постійному часовому розрізі кругообігу метановодорозчинних складових.

Такі відклади надводних і підводних частин дельт нерідко вміщають великі родовища нафти, що утворилися завдяки підрусловим гідрогеохімічним процесам міжформаційної (найчастіше вертикальної) міграції ВВ, які сформувались у кінцевому міграційному шляху розвантаження підземної водогазової складової, у дельтових комплексах.

Проблема міграції та акумуляції ВВ у дельтових товщах. Як відомо, у нафтовій геології розрізняються первинна й вторинна міграція ВВ. Первинна міграція зводиться до переміщення ВВ у нафтоматеринській породі й переходу їх у шари-колектори; вторинна міграція пов'язана з переміщенням ВВ по проникних пористих породах до мантійних шарів. Основні аспекти первинної і вторинної міграції (форма, причина, час) − найбільш дискусійні в осадово-міграційній теорії формування нафтових і газових родовищ.

Хочемо зазначити, що інтенсивне вивчення нафтогазоносності дельтових формацій, особливо у великих третинних басейнах типу Галф-Кост, зробило великий внесок у пізнання механізмів первинної і вторинної міграції. Найважливішим підсумком цих досліджень стало визнання того, що всі компоненти порід-колекторів і порід-флюїдоупорів, які включають неорганічні

та органічні субстанції, у процесі занурення від поверхні седиментації до глибини 6-7 км зазнають у мінливих геотермальних, геохімічних та термобаричних умовах закономірні фізичні, хімічні та мінералогічні перетворення.

Х. Хінч, який проаналізував формування покладів ВВ у третинних товщах Галф-Коста, вказує, що еміграція ВВ із глинистих порід відбулася тут значно пізніше, ніж процес масового видалення з них води в процесі ущільнення. Він вважає, що рух і концентрація ВВ у глинистій товщі не залежать від руху в ній води, а обумовлені дифузією молекул ВВ через порову систему глин. На його думку, процеси дифузії залежать від фізичних властивостей глин і занурених у них порових флюїдів, а також від молекулярної взаємодії мінеральних компонентів порід і флюїдів, що втримуються в них.

Важливу роль у посиленні інтенсивності первинної міграції ВВ Х. Хінч відводить збільшенню тиску порових флюїдів, обумовленому генерацією ВВ, акватермальним ефектом і осмотичними явищами.

Розвиваючи цю ідею, ми, як і деякі дослідники (В.О. Бабадагли, М.Й. Марковський, Г.І. Горецький, Д. Лейтезер, Р.Г. Шефер, А. Юклер), схильні розглядати великі газові скупчення як геодинамічні, геохімічні явища та системи, які є результатом активізації дифузійних процесів газових ВВ через екрани й постійним різновекторним напрямком генетичних утворень та накопичень з генеруючих порід.

Підкреслюючи, що дифузія молекул газу здійснюється на коротких відстанях (кілька дециметрів-кілька метрів), перераховані автори вказують наступні можливі шляхи їхньої міграції для моделі, що складається з чергування шарів глин і колекторів:

– °підошва та покрівля шару глин (аргілітів) (за М.В. Гзовським, Л.С. Чертковою);

– °система дрібних тріщин у покрівлі або підошві шару аргілітів;

– °розривне порушення, що перетинає осадові породи й породи-колектори;

– °система дрібних тріщин в аргілітах, що примикає до розривного порушення і не виключає кристалічні породи.

Вертаючись до уявлень про зв'язок первинної міграції ВВ з нафтогазоматеринських глинистих товщ із зонами АВПТ, відзначимо, що існування таких зон у потужних дельтових осадових комплексах полегшує вирішення питання про енергетичне забезпечення руху флюїдів і шляхи їх переміщення.

Почнемо з останнього. Розрахунки, виконані У. Файфом, Н. Прайсом і А. Томпсоном [Файф, Прайс, Томпсон, 1981], показали, що при наближенні величини порового тиску флюїдів до величини геостатичного тиску, у масі глинистих порід розвиваються тріщини гідравлічного розриву.

Важливо зазначити, що пізня первинна міграція здійснюється при проходженні РОР головних фаз нафто- і метаноутворення і, крім того, може збігатися за часом з виділенням із глинистих мінералів міжшарової води. Підкреслюючи важливе значення генерації метану при утворенні АВПТ у глинистих породах на підетапах мезо- і апокатагенезу, Х. Хедберг разом з тим

указує, що наявність двох фаз − рідкої (відкрита структурована вода) і газоподібної (метан), може ефективно протидіяти внутрішньопоровій течії і видаленню флюїду з осаду. Утворення тріщин гідророзриву, а також екстремальні тиски нагнітають газові складові ВВ до продуктивних пасток, що дозволяє флюїду мігрувати в шари-колектори, причому у формі розчину вищих ВВ у важких метанових газах.

Слід зазначити, однак, що аналіз фазових станів і переходів вуглеводневих систем у пластових умовах, явищ ретроградної конденсації та ретроградного випару надзвичайно складний. Підкреслимо лише, що посилення геодинамічних та термобаричних умов на великих глибинах при змінах температурного режиму приводить до переходу значної частини газових ВВ у рідку фазу. Цим можна пояснити приуроченість до відкладів, що перебувають на апокатагенетичній стадії перетворення, так званих первинних газоконденсатних родовищ. Зниження тиску й температури в пластових умовах супроводжується ретроградними процесами конденсації рідких ВВ із газової фази.

Вважаємо, що при вирішенні проблеми міграції ВВ можна взагалі відмовитися від ідеї нафтоматеринських відкладів, якщо припустити, що первинні ВВ генеруються в мігруючій воді з ОР, яка перебуває у розчині у вигляді молекулярної дисперсії, і можуть досягати вмістів, що значно перевищують їх розчинність у воді, і в той же час утворювати стійкі дисперсії для міграційних процесів. Отже, у даній гіпотезі генерація і міграція ВВ об'єднані в єдиному процесі, що дозволяє «обійти» процеси концентрації по суті малорозчинних і нерозчинних ВВ.

Проблеми вторинної міграції і акумуляції ВВ у давніх дельтах. Першочерговість вивчення антиклінальних структур нафтогазоносних товщ, у тому числі пов'язаних із давніми дельтами, визначає найбільшу вивченість пасток, що утворюються в межах локальних підняттів.

Пастки, приурочені до антиклінальних структур. Алювіальні надводно-дельтові й авандельтові проникні піщано-алевритові породи, що беруть участь у будові антиклінальних структурних форм, утворюють як порівняно прості пластові склепінні пастки, так і складні за морфологією структурно-літологічні їх різновиди.

Мінливість морфології природних пластових резервуарів визначається не тільки седиментаційними та літогенетичними факторами, але й сумою факторів, що відповідає поняттю «тектонотип антиклінальної структури». Це поняття містить у собі генезис антиклінальної структури, її морфологію.

Досить часто в практиці ПРР на нафту та газ спостерігаються спроби фаціальних реконструкцій шляхом аналізу розподілу давніх літофацій у сучасній структурі того або іншого локального підняття. Однак літофаціальна зональність контролюється палеорельєфом і конседиментаційною палеоструктурою тільки часу нагромадження зазначених літофацій.

Карти палеорельєфу часу нагромадження наступних по розрізу один за одним продуктивних горизонтів ДДЗ показують, що більшість долинних утворень цього регіону формувалися успадковано [Методы …, 1982]. Тим

більше спостерігаються відповідності між сучасними й палеоструктурними планами їхнього розвитку.

Звернемося до генезису конседиментаційних локальних підняттів. У нафтогазоносних давніх дельтах найпоширеніші:

–°антиклінальні складки, пов'язані з відбиттям в осадовому чохлі блокових рухів фундаменту;

–°антиклінальні складки, утворені в процесі галокінезу;

–°гравітаційні антиклінальні структури (так звані складки зворотного волочіння або антикліналі, що перекочуються);

–°антиклінальні складки, пов'язані з процесами нерівномірного ущільнення піщано-алевритових та глинистих відкладів.

Усі перераховані типи локальних структур широко представлені в нижньокам'яновугільних нафтогазоносних паралічних товщах ДДЗ і в міоценових газоносних відкладах Передкарпатського прогину, де піщано-алевритові колектори продуктивних горизонтів мають алювіально-дельтовий генезис.

Характеризуючи штампові структури нижнього карбону північно-західної частини ДДЗ, Я.Г. Лазарук [Методы …, 1982] відзначає наступні їх особливості.

У бортових перетинаннях лінійних прогинів типу ранньокам'яновугільної ДДЗ в алювіально-дельтових відкладах виявляються малоамплітудні клиноформи з трансгресивною стратифікацією відбиваючих шарів. Обумовлено це конседиментаційним розширенням западини, у зв'язку з чим у кожну наступну регресивну фазу паралічних циклів седиментації збільшувалася ширина алювіальної палеодолини Прип'ятсько-Дніпровської палеорічки.

Аналізуючи розподіл піщано-алевритових порід-колекторів алювіально-дельтового генезису в межах конседиментаційних штампових та солянокупольних антикліналей, потрібно враховувати такі фактори, як ступінь виразності цих підняттів у палеорельєфі, конфігурацію системи палеодренажа (кон- або субсеквентність потоків), об'єм твердого стоку, що виноситься палеорічкою, конструктивний або деструктивний тип дельти.

Передкарпатський передовий прогин може служити типовим зразком геоструктур цього класу. Орогенний борт його перероблений у процесі насування Карпатського альпійського гірського спорудження на південно-західний край СЄП.

Очевидно, що еоценова Долинська дельта являє собою лише фрагмент палеогенових дельт річок, що стікали з південно-західної частини СЄП. У цьому зв'язку долучення палеогенових теригенних товщ, принаймні Бориславсько-Покутської зони, Берегової, Оровської і Сколевської скиб, до флішу явно неправомірне, оскільки вони (ці товщі) мають мілководно-морський (шліровий), частково континентальний (моласовий) генезис і в цілому повинні бути віднесені до нижньомоласового елементу формаційного ряду Передкарпатського прогину (рис. 4.4).

Вертаючись до формаційного низки Передкарпатського передового прогину, відзначимо, що долучення палеогенових товщ Бориславсько-Покутської його зони і Скибової зони Складчастих Карпат до мілководно-

морських дельтових утворень, які перешаровуються глинистими відкладами відкритого шельфу, вимагає перегляду деяких традиційних концепцій геологічної будови та історії цього регіону.

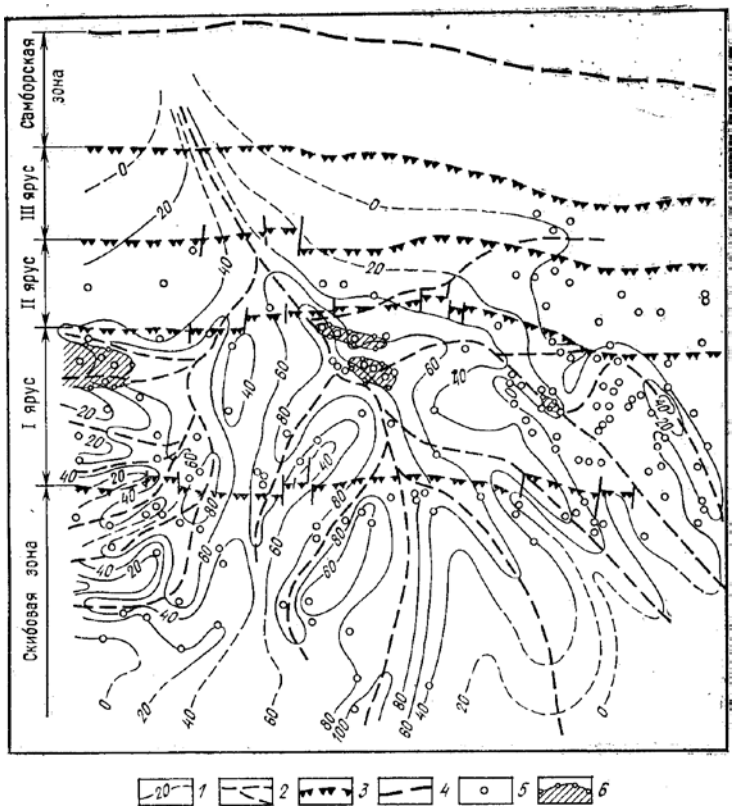


Рис. 4.4. Еоценова Долинська дельта Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину (за З.В. Ляшевичем, Л.М. Кузьміним, І.Т. Штурманом).

1 – ізопахіти піщаних літофацій вигодської світи, м; 2 – осі трендів підвищеної потужності пісковиків; 3 – границі між структурними ярусами (пластинами шар'яжу) на палінспастичній основі; 4 – Передкарпатський глибинний розлом; 5 – точки зустрічі стовбура св. з покрівлею еоценових відкладів; 6 – виявлені поклади нафти й газу в пісковиках вигодської світи

Всі палеодолини II порядку мають акумулятивно-тектонічне походження й закладені частково по розривних порушеннях, частково по конседиментаційних синклінальних зонах.

В.О. Бабадагли відзначав у своїх роботах, що розміщення газових покладів у міоценових відкладах визначається локалізацією піщано-алевритових літофацій у розрізі й по латералі. Так, у Косовсько-Угерській підзоні газові поклади від низів нижньодашавської підсвити в районі Грушева піднімаються в північно-західному напрямку до її верхів на Свидницькому родовищі. У Крукеничській підзоні газоносний інт. піднімається від низів нижньодашавської підсвити на Залужанах до низів верхньодашавської підсвити на родовищі Ходновичи.

Охарактеризовані дельтові системи Передкарпатського передового прогину приурочені до границі стабільної платформи з альпійським орогеном. Річки, що утворили їх, та їхні дельти впадали в мілководно-морські басейни, їх затоки або протоки. Розглядаючи основні риси геології та нафтогазоносності третинних дельт доходимо висновку, що вони формувалися уздовж узбереж глибоководних западин з океанічним типом розрізу земної кори.

4.2. РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ПАЛЕОГЕОТЕРМІЧНИХ ТА ПАЛЕОТЕКТОНІЧНИХ РЕКОНСТРУКЦІЙ ЗА ДАНИМИ ВІТРИНІТОВОЇ ТЕРМОМЕТРІЇ ВЕРХНЬОПАЛЕОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ТА ПРИЛЕГЛИХ ОКРАЇН ДОНБАСУ

Дослідження теплового й палеотеплового стану надр мають важливе значення для вирішення як прикладних, так і теоретичних завдань геології. Тісний зв'язок теплового потоку з геодинамічною обстановкою надр дає можливість вважати теплове поле і його окремі показники індикаторами геологічних подій, що дозволяє по змінах в часі теплового режиму відтворювати термальну історію розвитку досліджуваного регіону, його тектонічну еволюцію, зміни характеру тектонічних рухів і магматизму, режими вуглефікації органічної речовини, умови формування родовищ корисних копалин, зокрема вуглеводневих тощо.

Палеогеотермічні дослідження є надійним інструментом вивчення осадових басейнів. Завдяки встановленому взаємозв'язку між перетвореннями вітриніту і палеотемпературами [Аммосов, Тан, 1961 і ін.] вони знайшли особливо широке застосування в нафтогазовій геології [Иванова, 1975; Штах и др., 1978; Аммосов, 1987; Burnham, Sweeney, 1989; Corcoran, Clayton, 2001; Коробов и др., 2009; Emujakporue et al., 2019 і ін.].

Для реконструкції палеогеотермічних і палеотектонічних ситуацій [Иванова, Гаврильцев, 2021] була використана методика визначення палеогеотермічних градієнтів і потужностей денудованих порід за даними вітринітової термометрії [Иванова, 1992; Іванова, Гаврильцев, 2021], що базується на прийнятті провідної ролі температури на процес вуглефікації та лінійної залежності температури від глибини.

Оцінка палеотемператур може проводитися різними методами: спираючись на сучасні геотермічні умови; за показниками відбиття вітриніту (ПВВ), що відповідають сучасним температурам в областях сучасного переважного прогинання; за катагенетичними перетвореннями глинистих мінералів; за даними гомогенізації газово-рідких включень; за ізотопними дослідженнями кисню в карбонаті кальцію й воді тощо [Левенштейн, 1963; Богомолов и др., 1981; Канана, 1985; Barker, Pawlewicz, 1986; Velde et al., 1986; Аммосов, 1987; Степанов, 1987; Barker, 1988; Sakaguchi, 1996]. Зокрема, Ч. Баркер [Barker, 1988] застосував лінійну регресію для обробки масивів даних з областей сучасного переважного прогинання, що характеризуються максимальною точно встановленою температурою. Автори [Иванова, Гаврильцев, 2021] використовують шкалу, отриману шляхом зіставлення палеотемпратур із сучасними в областях сучасного переважаючого прогинання, відкориговану по надійно встановлених глибинах палеозанурень вугілля визначених стадій метаморфізму. На відміну від попередніх вітчизняних методик [Левенштейн, 1963; Канана, 1985; Степанов, 1987] запропонована методика обробки даних вітринітової термометрії [Иванова, 1992; Іванова, Гаврильцев, 2010] не обмежена умовою сталості палеогеотермічного режиму в межах території дослідження і пов'язаними з цим недоліками.

Для реконструкції палеогеотермічних і палеотектонічних ситуацій палеозойського прогину були задіяні дані ПВВ 2300 зразків з більш ніж 600 св., розташованих у ДДЗ і Північно-Західному Донбасі [Иванова, 2012]. Для характеристики палеогеотермічних параметрів Південно-Західного Донбасу використовувалися дані ПВВ, наведені в роботах [Левенштейн и др., 1991; Привалов, 2004]. Ці показники були проінтерпретовані за означеною методикою із залученням комп'ютерної обробки даних, що дозволило вперше з таким ступенем деталізації, площею охоплення території і кількістю вимірів побудувати карти палеогеотермічних градієнтів і амплітуд вертикальних переміщень породних масивів (рис. 4.5).

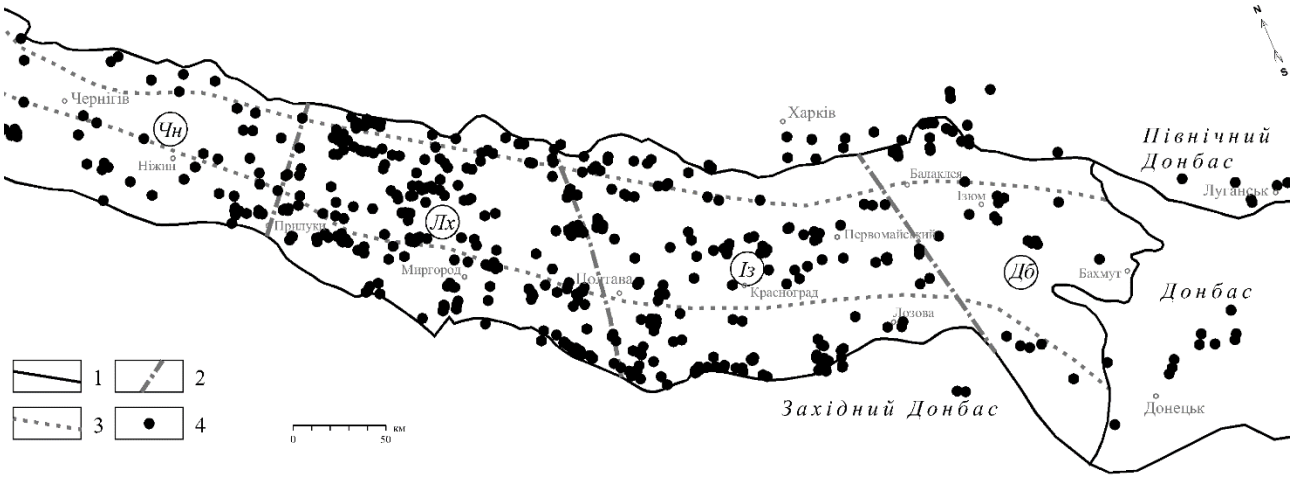


Рис. 4.5. Карта фактичного матеріалу і схема тектонічного районування Доно-Дніпровського прогину в межах України

1 – крайові порушення: 2 – границі поперечного ділення ДДЗ (букви в колах – основні сегменти в межах ДДЗ: Чн – Чернігівський, Лх – Лохвицький, Із – Ізюмський, Дб – Донбас [Старостенко та ін., 2017]); 3 – границі центрального рифту ДДЗ; 4 – св. з даними ПВВ.

При побудові карт дані розподілу значень ПВВ від глибини ряду близько розташованих св., які вписуються в загальну палеогеотермічну модель і доповнюють один одного, об'єднувалися. Використаний для побудови карт розрахунковий матеріал слід розглядати як цілісне стійке рішення, що відображає особливості регіонального розподілу зазначених параметрів.

Побудована карта значень палеогеотермічних градієнтів (рис. 4.6) свідчить про мінливість їх значень у межах території дослідження. Підвищені палеогеотермічні градієнти спостерігаються в Чернігівському сегменті (до 3,5-4,0°С/100 м), в прибортовій частина південного сходу ДДЗ, Західному Донбасі та Донбаському сегменті (до 4,0-4,9°С/100 м). Найбільш низькі градієнти (1,8-1,9°С/100 м) спостерігаються в центральній частині ДДЗ на північний схід від Полтави.

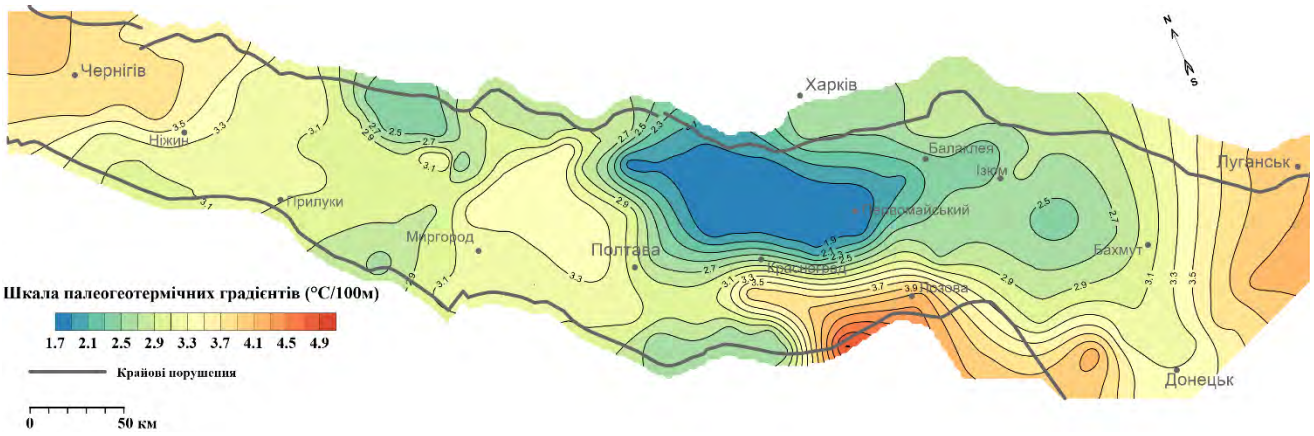


Рис. 4.6. Карта палеогеотермічних градієнтів ДДЗ та прилеглих частин Донбасу.

На рис. 4.7 наведена карта палеогеотермічних градієнтів з нанесеними на неї центрами палеовулканізму [Ляшкевич, Марушкин, 1982), глибинними розломами [Старостенко и др., 2017] й областями позитивних значень спостережного гравітаційного поля в редукції Буге [Куприенко и др., 2010].

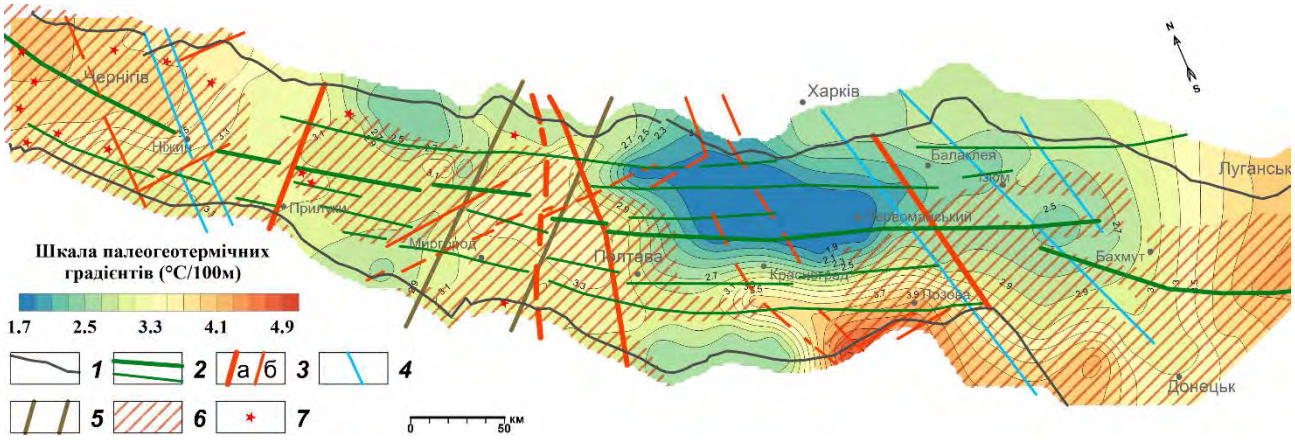


Рис. 4.7. Карта палеогеотермічних градієнтів з зонами розвитку спотворюючих теплові параметри факторів

1 – крайові порушення; 2 – поздовжні розломи; 3 – розломи ортогональної системи: першого рангу, в т. ч. що обмежують основні сегменти западини (а) і більш високих рангів (б); 4 – трансрегіональні тектонічні шви; 5 – літосферний лінеамент Г; 6 – області позитивних значень гравітаційного поля в редукції Буге; 7 – передбачувані палеовулкани.

Добре помітний прямий кореляційний зв'язок інтенсивності гравітаційного поля, викликаного щільнісними неоднорідностями земної кори й верхньої мантії, з розподілом значень палеогеотермічних градієнтів. Як видно з рис. 4.7, збільшення інтенсивності гравітаційного поля супроводжується підвищенням значень теплових параметрів. Напевно, це можна пов'язати з проникненням в консолідовану земну кору щільних мантійних мас, що виступають додатковим носієм і провідником глибинного тепла до відкладів осадової товщі. Підвищення палеотеплового потоку в Чернігівському сегменті може бути викликано проявами на цій території пізньодевонського вулканізму. Високі палеотеплові показники на південному сході ДДЗ можна

пов'язати з геодинамікою глибинних розломів, що створюють вузол перетину поздовжніх і поперечних розломів з регіональним розломом, який обмежує ДДЗ. Зони тектонічних порушень при їх активізації є шляхами висхідного руху розігрітих глибинних флюїдів, що викликає появу позитивних теплових аномалій.

На рис. 4.8 наведена карта амплітуд вертикальних переміщень тектонічних і солянокупольних структур, позитивні значення яких відповідають потужностям еродованих порід. Найбільші значення припадають на центральну частину південно сходу ДДЗ (північно-східна половина Ізюмського й західна частина Донбаського сегментів), де вони становлять 3,5-5,0 км, досягаючи максимуму (до 6,3 км) в Південно-Західному Донбасі. Мінімальні, близькі до нуля, значення амплітуд вертикального переміщення структур спостерігаються в привісьовій частині ДДЗ (Лохвицький сегмент) і в прибортовій південно-східній частині западини (Ізюмський сегмент). Ці території практично не відчували підйому, а місцями навіть піддавалися зануренню до -0,5 км (Лохвицький сегмент, на північний схід від Миргороду).

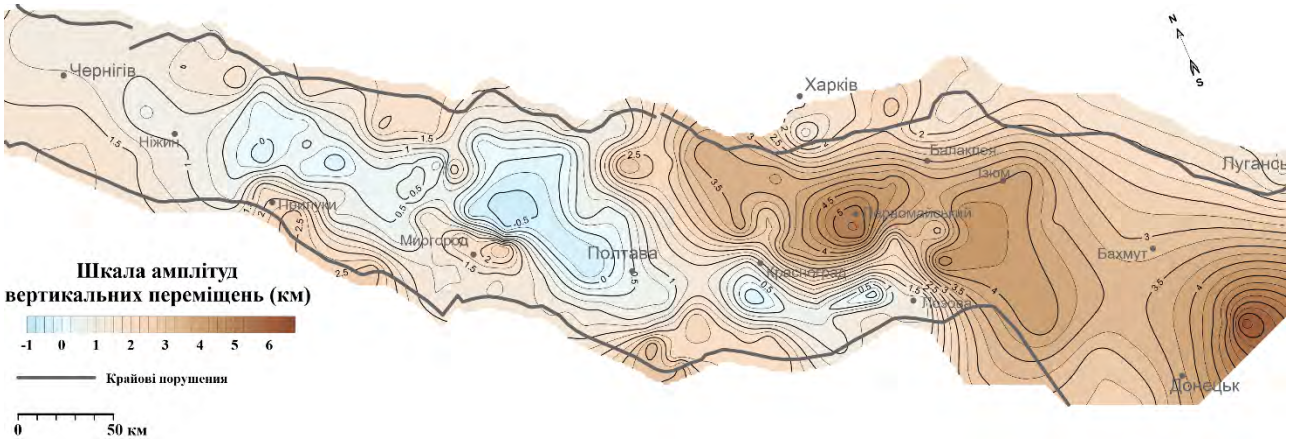


Рис. 4.8. Карта амплітуд вертикальних переміщень тектонічних і солянокупольних структур ДДЗ і прилеглих частин Донбасу.

Вітринітова термометрія дозволяє вирішувати завдання структурно-тектонічного, зокрема палеоструктурного аналізу. Відомі методи відновлення історії формування тектонічних структур по ізоресплендах ПВВ можуть бути успішно доповнені інструментарієм проведених досліджень.

При порівнянні гіпсометричного положення стратиграфічних рівнів сусідніх структур з характером їх палеотемпературного поля можна впевнено виявляти зміни активності тектонічних структур у часі, послідовність формування структур і амплітуди їх взаємного переміщення. Таке зіставлення довколишніх структур дозволяє відстежувати послідовність їх взаємних переміщень і прогнозувати ступінь перспективності цих структур на наявність вуглеводневих покладів. За Н.П. Гречишниковим [Гречишников, 1987], породний масив, що зазнав із сусідніми породними масивами термічних перетворень на однаковій максимальній глибині, а згодом піднятий

тектонічними процесами на більш високий гіпсометричний рівень, є менш перспективним з точки зору нафтогазоносності.

Підсумовуючи вище викладене, можна зробити такі висновки.

Реконструкція за запропонованою авторами методикою палеогеотермічних і палеотектонічних умов розвитку досліджуваного регіону дозволила вперше з таким ступенем деталізації, площею охоплення території і кількістю вимірів побудувати карти розподілу палеогеотермічних градієнтів і амплітуд вертикальних переміщень породних масивів верхньопалеозойських відкладів території ДДЗ і прилеглих частин Донбасу.

Аналіз карти розподілу палеогеотермічних градієнтів свідчить про більш високі палеогеотермічні градієнти в Чернігівському сегменті, в прибортовій частині південного сходу ДДЗ, Західному Донбасі й Донбаському сегменті. Найбільш низькі градієнти спостерігаються в центральній частині ДДЗ на північний схід від Полтави.

Встановлено прямий кореляційний зв'язок інтенсивності спостережного гравітаційного поля, викликаного щільнісними неоднорідностями земної кори й верхньої мантії, з розподілом значень палеогеотермічних градієнтів.

Показано, що палеогеотермічні показники змінювалися під впливом геотектонічних, магматичних і літофаціальних умов формування верхньопалеозойських відкладів.

Найбільші значення потужностей еродованих порід зафіксовані в центральній частині й на південному сході ДДЗ, досягаючи максимуму в Південно-Західному Донбасі. Мінімальні значення амплітуд вертикального переміщення структур спостерігаються в привісьовій і прибортовій південно-східній частинах ДДЗ.

Отримані карти можуть бути важливим інструментом у дослідженні тектонічної і термальної історії, виявленні тенденцій змін і закономірностей розподілу палеогеотермічних характеристик, пов'язаних із різною геодинамічною обстановкою підкорового субстрату і його еволюцією.

За допомогою палеоструктурного аналізу довколишніх тектонічних структур і їх кореляції за стратиграфічними і палеогеотермічними рівнями можна робити висновки про зміни активності тектонічних структур в часі, послідовності формування та амплітуд їх взаємного переміщення й диференціювати структури за перспективністю на нафтогазоносність. При пошуково-розвідувальних роботах на нафту й газ результати проведених досліджень сприятимуть підвищенню результативності робіт і отриманню вагомого економічного ефекту.

РОЗДІЛ 5

ФОРМУЮЧІ ГЕНЕТИЧНІ ПРОЦЕСИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ЇХ КАРТОГРАФІЧНІ КРИТЕРІАЛЬНО-ПОШУКОВІ ОЗНАКИ

5.1. Геолого-структурні умови та гідролого-гідрогеологічні чинники районування нафтогазоносності та їх роль у генерації і розміщенні промислових скупчень вуглеводнів на суходолі

5.2. Особливості обґрунтування та прогноз нафтогазоперспективних площ за геолого-структурними та гідропалео-структурними критеріальними ознаками в морських акваторіях

5.3. Формування та прогноз нафтогазоперспективних площ на імпактних структурах

5.4. Формування та прогноз вуглеводневих накопичень у вуглепородних масивах

Одна з найгостріших проблем походження ВВ, а з нею й картографічні прогнозні ознаки, викликає постійні дискусії та протиріччя, обумовлені, головним чином, логічною ув'язкою їх скупчень з уявленнями про умови їх утворення.

Спираючись на результати винятково геологічного матеріалу нафтогазоносних регіонів світу та різні погляди на утворення ВВ представник органічної школи В.Б. Порфір'єв доходить висновку про неорганічне походження нафти (ВВ): «*… земная кора удивительно бедна нефтью (углеводородами)*» [Порфирьев, 1952]. Загальна площа всіх родовищ світу зникаюче мала в порівнянні з так званими седиментацій-ними басейнами – потенційними збірними площами ВВ у поданні прихильників теорії нафтоматеринських порід. Приклад цього – матеріали І.О. Брода (завзятого прихильника біогенного походження ВВ, теорії материнських порід) про неможливість трактувати як перспективно значні нафтоутворюючі органічні седиментаційні басейни іноді цілих континентів або держав.

На останній карті НГБ, за І.О. Бродом, охоплює площу від Уралу до меридіану м. Горький, від Льодовитого океану до південного берега Каспійського моря, а також інший трикутник – НГБ має складний обрис Москва – Перм – Канін Ніс.

Таке розташування НГБ, за думкою В.Б. Порфір'єва, створює уявлення про надзвичайні умови поширення нафтопроявів або процесів нафтогазоутворення, витриманих на величезних площах. А саме цей принцип і лежить в основі прихильників нафтоматеринських порід, що в кінцевому підсумку, на погляд останнього, не відповідає мізерно малій сумарній площі реальних нафтових покладів у вигляді різкої розбіжності між колосальними площами осадових утворень і загальною площею вуглеводневих покладів, у порівнянні із загальною картиною всієї поверхні земної кулі [Проблема ..., 1971].

Крім того, можливість іншого механізму формування покладів нафти (ВВ), ніж шляхом вертикальної міграції за даними розломів, повинна бути виключена. Далі цей же автор наводить як, на його погляд, неспростовні докази родовищ Каліфорнії, Віденського басейну, Венесуели, Мексики, Техасу, Єгипту, Марокко, ДДЗ і як переконливу картину нафтопроявів абіогенного походження в зонах великих розломів розглядає Африканський континент.

Як колишній прихильник біологічного походження ВВ, В.Б. Порфір'єв наштовхується на неспростовні факти. Не всі гігантські родовища приурочені до розломних зон. Заперечуючи участь ОР, як першооснови зародкового початку ВВ і пов'язуючи накопичення й міграцію з великою кількістю глибинних розломів, В.Б. Порфір'єв все ж зазначає, що в багатьох районах це виглядає не так наочно й переконливо. Брак розломів він пояснює можливостю існування їх у давніші епохи, посилаючись на неможливість обґрунтування гіпотези, пов'язаної з особливостями розвитку Землі як планети й з тим, що, мабуть, четвертинний час став початком якогось принципово нового етапу. До такої ж ідеї схиляється в наш час А.А. Баренбаум, посилаючись на ефемерні комети, до складу яких могли входити ВВ [Баренбаум, 2007; 2013].

Наступним каменем спотикання, ведучим, на нашу думку, В.Б. Порфір'єва хибним шляхом, є історія питання про природу ювенільних вод, супутніх ВВ, і так званих нафтових вод.

Про колосальне переважання мас вод над масою нафт, що несуть в своїх обсягах розчинений первинний метан, продукт кругообігу ОР, висловлювалися В.І. Вернадський і Д.І. Менделєєв, маючи на увазі воду, що надходить з поверхні, але не згадували про її газовий склад.

Доводи про можливі колосальні обсяги ювенільних вод виглядають наразі проблематично й непереконливо, як і сама гіпотеза про ювенільну воду та нафту. У роботах А.Є. Бабинця такий процес має наукове обґрунтування – води формуються поровими розчинами, а також інфільтраційними водами в зонах уповільненого водообміну [Бабинец, 1961; Бабинец, Белявский, 1973].

Прихильниками абіогенного походження ВВ частково була відкинута об'єднуюча ідея В.І. Вернадського про кругообіг речовини в природі, де початком для накопичення ВВ вважалися водно-біологічні компоненти в геологічних процесах, які давали початок переважно біогенним, а в кінцевому підсумку, абіогенним процесам у рамках єдиної біогенно-мантійної концепції.

Сміливий і неоднозначний висновок В.Б. Порфір'єва про можливий кругообіг між гідросферою й глибинними зонами Землі й поповнення гідросфери ювенільними водами не може не викликати подиву, оскільки в

періоди тектонічних процесів у ложах океанів разом з ювенільними водами, транспортерами нафт у процесах підводних змін ювенільних вод, повинні були б виливатися й величезні об'єми нафти. Однак протягом років таких спостережень зроблено не було.

Проведений нами аналіз розміщення родовищ ВВ дозволяє дати інше трактування їх походження, особливо гігантських родовищ, розташованих у шельфових зонах, які залежать не тільки від молодих розломів, як вважав В.Б. Порфір'єв, а й від розмірів річкових систем, які формують кількісні характеристики останніх.

Обґрунтування умов формування родовищ ВВ, їх пошуків та раціонального використання можливе лише при глибокому та всебічному вивченні їх генетичних основ, кількісних характеристик у межах окремих родовищ, річкових та артезіанських басейнів, завдяки яким вперше вдалося пояснити феномен знижених характеристик підземного стоку в зонах розвитку нафтогазоносних площ, що формують, в кінцевому підсумку, газорозчинні субстрати. Виконані дослідження дозволяють стверджувати відновлюваність майже всіх родовищ ВВ, у тому числі тих, що знаходяться в експлуатації (Шебелинка), західні нафтогазоносні регіони України.

В результаті вивчення порових розчинів глин у зонах авлакогенів, що слугують водоупорами між горизонтами підземних вод в артезіанських басейнах, було встановлено, що останні формують важливе джерело поповнення газоводорозчинних ресурсів і впливають на газогідрохімічні особливості зародкових водогазових субстратів – складових вуглеводневих родовищ.

Отже, комплексне вирішення проблемних гідролого-гідрогеологічних досліджень із гідробіологічними, геологічними та геохімічними умовами має досить обґрунтовану наукову складову формування ВВ. Вони завжди були в руслі передових ідей розвитку широкого спектру фундаментальних наук, якими їх збагатив академік В.І Вернадський, що були використані як критеріальні пошукові ознаки в рамках технології СТАГГД.

Однією із головних складових формування скупчень ВВ, як було наведено раніше, виступають водобіологічні компоненти. Практично всі підземні та поверхневі води в єдності з біологічним циклом кругообігу речовини в природі, в цьому випадку в зонах розташування вуглеводневих родовищ, є надзвичайно складною динамічною системою речовини, що знаходиться в тісному зв'язку з навколишнім середовищем, і являють собою газовий розчин, що містить у собі певну складову вуглеводневих газів. Водогазові розчини виражені насамперед у рівновазі вода ↔ газ, причому ці гази знаходяться, у той чи інший спосіб, між собою у взаємозв'язку – будь-яка вода, що проходить крізь усю біосферу і йде ще глибше, пов'язана з усіма водорозчинними газами [Вибрані …, 2012].

Вивчення газового складу природних вод і біологічних скупчень відображається в характері зібраного наукового фактичного матеріалу. При вивченні нафтогазоносних-нафтогенеруючих геологічних проблем ми звертали увагу, насамперед, на водогазові субстрати на прируслових ділянках (долинах, площах річкових водозборів).

Відносна сталість кількості газу, що знаходиться в природних водах, робить якісний склад газу (в основному, метанового) винятково зручним показником характеру водонасичених газових розчинів. Відносна сталість вагового відсотка газів за їх різкою якісною відмінністю виступає зручним параметром для порівняння різних природних вод, що формують вуглеводневі родовища.

Властивості і кількісні характеристики природних газів, їх розподіл у річкових басейнах роблять таке порівняння вкрай потрібним, бо вивчення газів дозволяє точно визначити у численних випадках зародково-генетичні накопичення ВВ.

Для того, щоб ясно уявити собі це явище, требо зупинитися, у загальних рисах, на розподілі й характері газових складових. Гази біосфери (річкових басейнів) вивчені нами за дуже характерними ознаками, які потрібні для наукового розуміння газової складової довкілля.

Ґрунтові та інфільтраційні річкові води отримують і накопичують значну масу газів з біосфери. Кількість такого роду газів зростає в міру поглиблення, а це означає, що збільшується від площ, що дренуються.

Генетичні явища, характерні для водорозчинних вуглеводневих газів, що формуються в річкових басейнах, такі: а) вуглеводневі гази – ті ж самі гази, що утворюються в біохімічних процесах, тобто у своєму генезисі пов'язані з живою біологічною речовиною (метан); б) гази, що генерують родовища ВВ, складають метан, водень, гелій, етан та інші ВВ.

Існує думка, що глибина проникності води в земній корі може бути значною і досягати границі Мохо, тобто вся земна кора є областю водогазових розчинів. Спираючись на ідеї В.І. Вернадського щодо впливу води на хід геологічних та геохімічних процесів, таку думку висловили С.М. Григор'єв (1971), А.Є. Бабинець [Бабинец, 1979]. Наявність у земних надрах особливої дренажної оболонки, яка, по суті, і визначає роль води в еволюції газової складової земної кори. Дренажна оболонка розташовується біля основи континентальної кори в області зміни температур від 374 до 430°С і закономірно пов’язана з базальтовим шаром, в кінцевому підсумку, і в осадових товщах складає формуючу основу вуглеводневих компонентів.

Вивчення взаємозв'язку поверхневої та підземної гідросфер у кругообігу – ключ до розуміння багатьох геологічних процесів, у тому числі, формування повних компонентів вуглеводневих скупчень.

Води нафтових і газових родовищ у зонах розвитку артезіанських басейнів досить різноманітні за хімічним складом. Проте вони мають і деякі подібності. Насамперед, зазвичай, це слабосолоні води седиментаційної генезису, які відрізняються дещо підвищеною загальною мінералізацією, газонасиченістю й вмістом водорозчинних органічних сполук, а також *I, Br, B, NH_4, V, Ni, S, U, Ra* та інших елементів. Водночас ці води завжди знесульфачені й містять відносно мало *Ca*. Тільки в окремих випадках серед вод нафтових і газових родовищ зустрічаються опріснені й навіть прісні води *HCO_3-Na*-типу із загальною мінералізацією до 2-3 г/л, які сформували зони прісних, але багатих органічними сполуками підземних вод.

Гідрогеологічні проблеми формування нафтогазоносності залежно від річкового стоку містять наступне: характеристики стоку, ділянки поглинання – інфільтрації, ділянки прирощення – фільтрації, газогеохімічний склад підземних вод, руслові процеси, зважені наноси, донні відкладення, переробки берегів, седиментаційні товщі, умови накопичення біогенних матеріалів у прируслових ділянках і на площах водозборів, геотермічні умови ділянок русел, геоморфологічні конфігурації долин і прадолин, а також низку взаємопов'язаних процесів у вигляді кількісної характеристики метановмісних порід, наявність ВВ як у донних покладах річкових систем, так і в осадових товщах горючих сланців.

За О.О. Карцевим, однією з найважливіших характеристик формування родовищ ВВ є, як було наведено раніше, водорозчинність вуглеводневих газів [Карцев, 1992].

Вперше на основі єдиної гідро-біогенно-мантійної гіпотези проведені комплексні гідрологічні дослідження в межах удосконалення пошукової технології СТАГГД на річках України: на ДДЗ – Сула, Ворскла, Псел, Сіверський Донець, Оріль, а також на річках Передкарпатського прогину, у дельтах річкових систем і їх каньйонів, з урахуванням розвитку грабеноутворюючих процесів, були закартографовані більше 200 діючих і прогнозних родовищ.

Крім того, проведений комплексний аналіз за СТАГГД розміщення нафтогазових родовищ у морських акваторіях, закартографованих річкових каньйонах повністю підтверджує географію розміщення вуглеводневих родовищ і руслових процесів у дельтах річок і їх каньйонів (Дунай, Дніпро, Кубань та ін.) [Шнюков, Мельник, 1982]. Усього було проаналізовано більше 300 діючих і прогнозних родовищ на річках зон прогинів і в морських акваторіях.

Отже, аналіз матеріалів аерокосмічних зйомок, топооснов масштабу 1:100 000, структурно-тектонічних карт у зонах розміщення родовищ, а також даних стокових характеристик річок поверхневого й, особливо, підземного стоку дає підставу вважати, що практично всі нафтогазоносні структури (Україна – Передкарпатський прогин і ДДЗ) перебувають під руслами річок або в долинах (прадолинах), що примикають до них. У зонах інфільтраційного поглинання річкового підземного стоку формуються водогазові метано-біогенні субстрати завдяки надходження по зонах інфільтрації.

Практично всі русла, як було показано вище, закладаються по грабеноподібних прогинах і РЗПП річкових систем контрольованими прогинами, розташованими в зонах підвищеного зволоження.

Як показав комплексний аналіз гідрологічних, гідрогеологічних, структурно-тектонічних досліджень, включно з матеріали розломно-блокової тектоніки і грабеноподібних утворень (див. рис. 3.2 та 3.3 у розділі 3), є підстави вважати, що практично всі нафтогазоносні об'єкти басейну річок ДДЗ (Сула, Ворскла, Псел, Оріль, Сів. Донець), а також зон Передкарпатського й Причорноморських прогинів з дельтовими каньйонами у вигляді триваючих річкових систем перебувають у зонах поглинання та розвантаження інфільтраційних поверхневих річкових вод і в плані розміщення приурочені до їхніх річкових долин та прадолин.

Крім того, така конфігурація розміщення родовищ у руслах річок і в межах їхніх долин логічно з'ясовується з погляду палеогеографічних особливостей у зонах прогинів – грабенів, що формуються в результаті трансформації структурними процесами.

Інколи незначна частина родовищ ВВ розташована в зонах вододілів – можливих прадолин, геодинамічних зон розтягання – найбільш проникних зон розтягання і сприятливих як для закладення начал річкових басейнів нижчих порядків, так і для РЗПП.

Уперше проведений комплексний аналіз розміщення родовищ ВВ у річкових басейнах ДДЗ на структурно-тектонічній основі (рис. 5.1) також дає всі підстави стверджувати взаємозв'язок формування вуглеводневих родовищ із гідролого-геоморфологічними, седиментаційно-біохімічними процесами, які відбуваються в зонах розвитку геодинамічних структурно-тектонічних процесів, що служить одним з головних гідрологічних пошукових критеріїв на ВВ [Баренбаум, 2013].

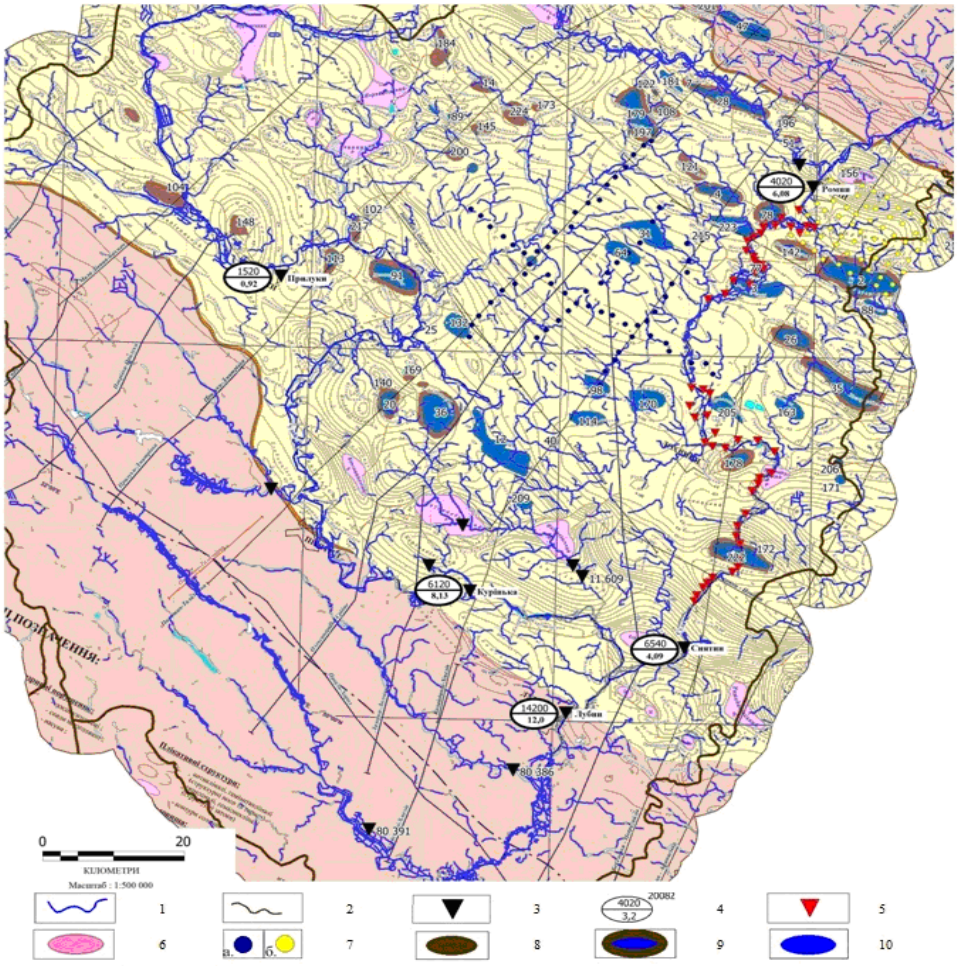


Рис. 5.1. Фрагмент карти розміщення родовищ ВВ на структурно-тектонічній основі з елементами річкової мережі

1 – русла річок Сула, Удай; 2 – межа басейну р. Сула; 3 – гідрометричні пости; 4 – площа водозбору гідрометричного поста; 5 – пункти відбору проб придонних вод і донних відкладів на газогеохімічні дослідження; 6 – контури соляних штоків; 7 – точки розміщення пунктів спостереження СТАГГД; родовища: 8 – нафтові; 9 – нафтові та газоконденсатні; 10 – газові та газоконденсатні

Гідролого-біологічні пошуково-критеріальні ознаки

Родовища ВВ морських акваторій розташовані в дельтах річок – зонах розвантаження підземних вод річкових басейнів, приурочених до тріщинних зон каньйонів, що трасуються, прадолин річкових систем, сформованих у відкладах зон седиментації їх кайнозойських відкладів (рис. 5.2).

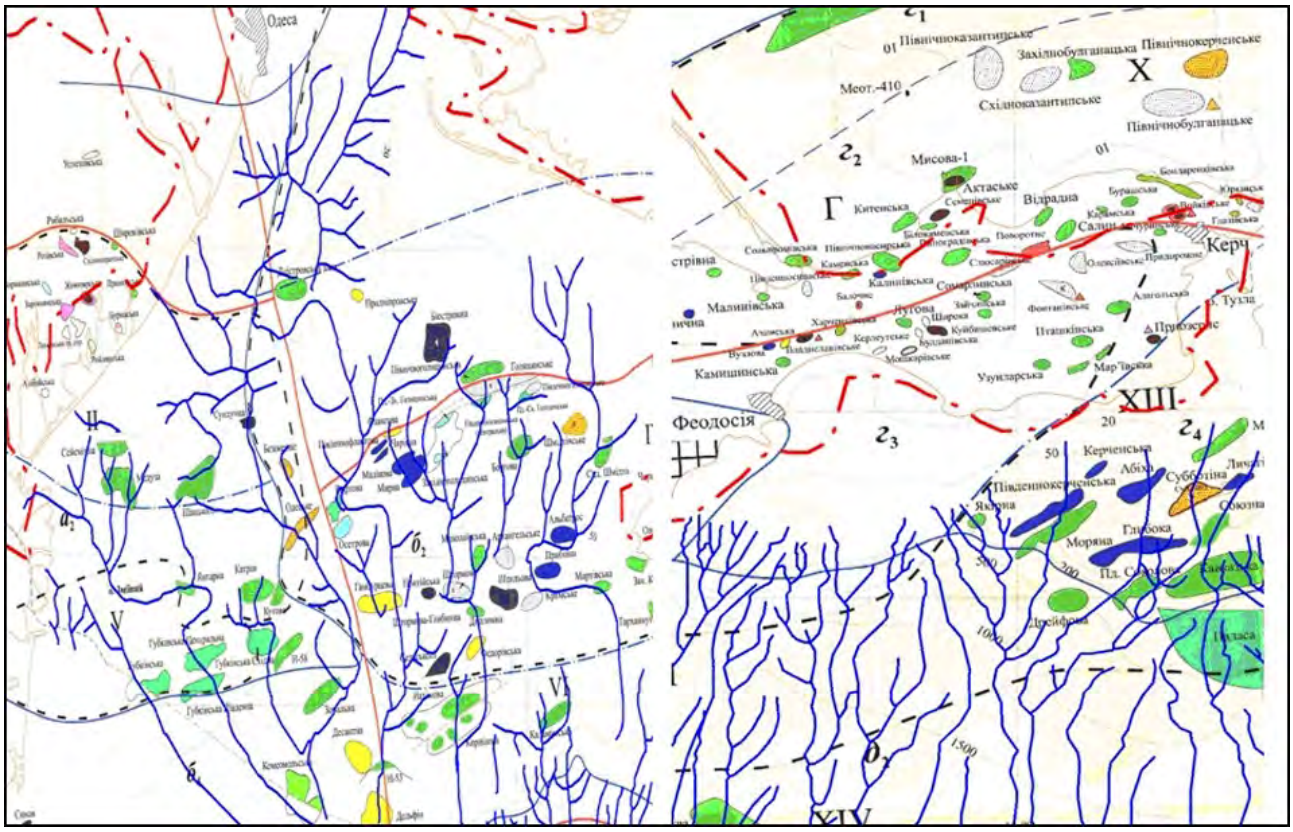


Рис. 5.2. Розміщення родовищ ВВ морських акваторій у зонах прадолин і їх річкових каньйонів. Зліва – дельта р. Дніпро, праворуч – дельта р. Дністер

Проведені дослідження (включно з методичними питаннями) у басейні р. Сула по обґрунтуванню гідрологічного пошукового критерію в СТАГГТ у межах гідро-біогенно-мантійної концепції включали:

– обробку масиву даних гідрологічних досліджень за 80 років натурних вимірів витрат води в річкових басейнах ДДЗ;

– розрахункові характеристики поверхневого і підземного стоків;

– на відповідній русловій ділянці проведення гідрометричних вимірів з деталізацією в зонах розміщення підруслових та прируслових родовищ ВВ з метою встановлення місць інфільтрації та розмірів поглинання річкового підземного стоку, вивчення хімічного складу річкових вод на ВВ, а також метаноносності донних відкладів по всьому руслу, з урахуванням розміщення родовищ ВВ (рис. 5.3).



Рис. 5.3. Гідрометричні виміри на р. Сула

Проведений аналіз картографічного матеріалу, що відбиває величину модулів поверхневого та підземного стоків у зонах нафтогазоносних територій [Національний ..., 2007], а також карти модулів підземного стоку на основі районування територій України за умовами формування підземних вод дає уявлення про кількісні характеристики інфільтраційних річкових вод і можливих об'ємів розчиненого метану, що беруть участь у формуванні ВВ у зонах розвитку нафтогазоносних областей Передкарпатського прогину, ДДЗ, а також у районі Причорноморської западини (рис. 5.4).

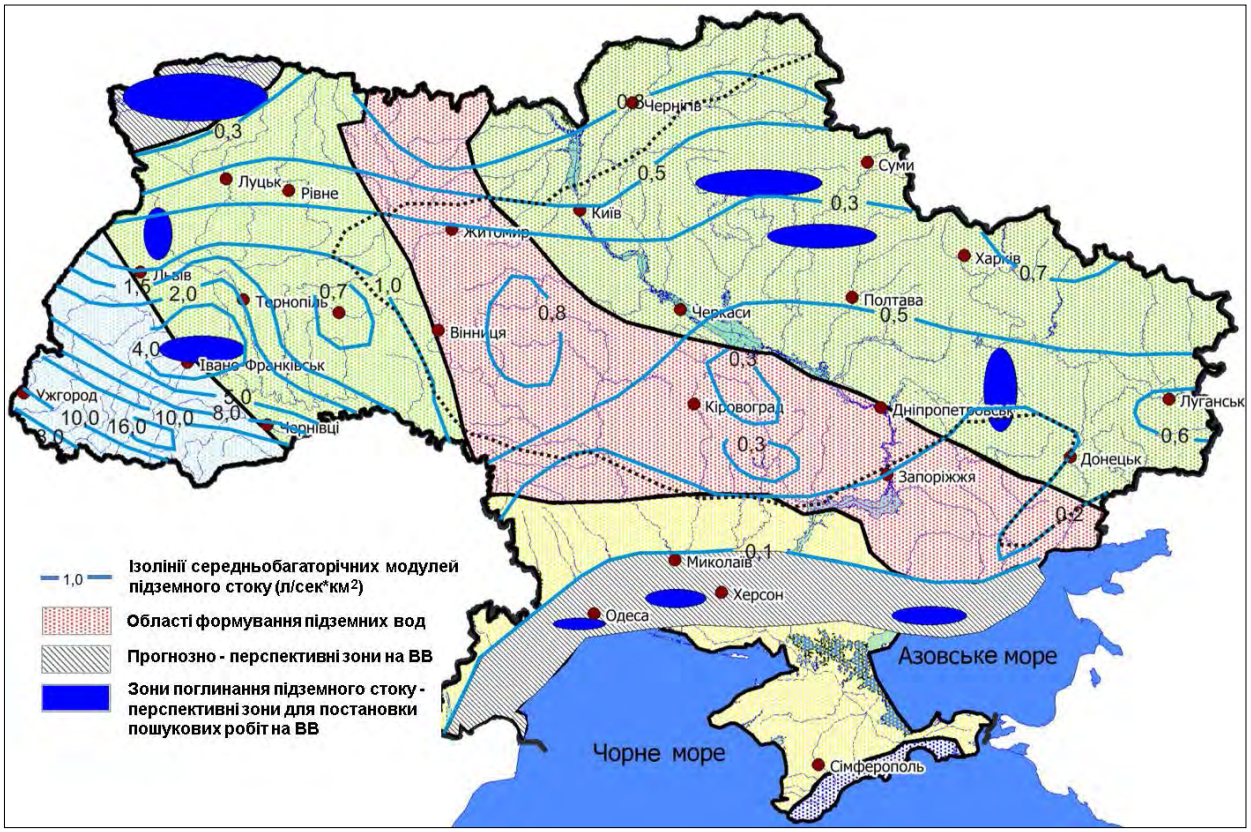


Рис. 5.4. Карта модулів підземного стоку (зон поглинання) річок України (на основі районування території України за умовами формування підземних вод)

Аналіз місця розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку ВВ, а також зон розвитку астроблем і геоструктурних особливостей на розглянутих територіях річкових басейнів згідно з гідрологічним блоком пошукової технології, дає надійну основу для пошукового обґрунтування інфільтраційних зон накопичення продуктів гідрогазових субстратів. Як показав комплексний аналіз гідрологічних, гідрогеологічних, структурно-тектонічних досліджень, разом з матеріалами розломно-блокової тектоніки й грабеноподібних утворень, як буде зазначено нижче, дає підстави вважати, що більшість нафтогазоносних об'єктів басейну річок ДДЗ (Сула, Ворскла, Псел, Оріль, Сіверський Донець), а також зон Передкарпатського й Причорноморських прогинів з дельтовими каньйонами у вигляді річкових систем, що продовжуються, знаходяться в зонах поглинання інфільтраційних поверхневих річкових вод і приурочені до їхніх річкових долин і є найбільш вірогідними пошуково-перспективними зонами.

Один із прикладів класичного розміщення родовищ ВВ і св. у межах гідро-біогенно-мантійної концепції в зонах геоструктурних проявів річкових долин рр. Ворскла, Мерла, Коломак (рис. 5.5).

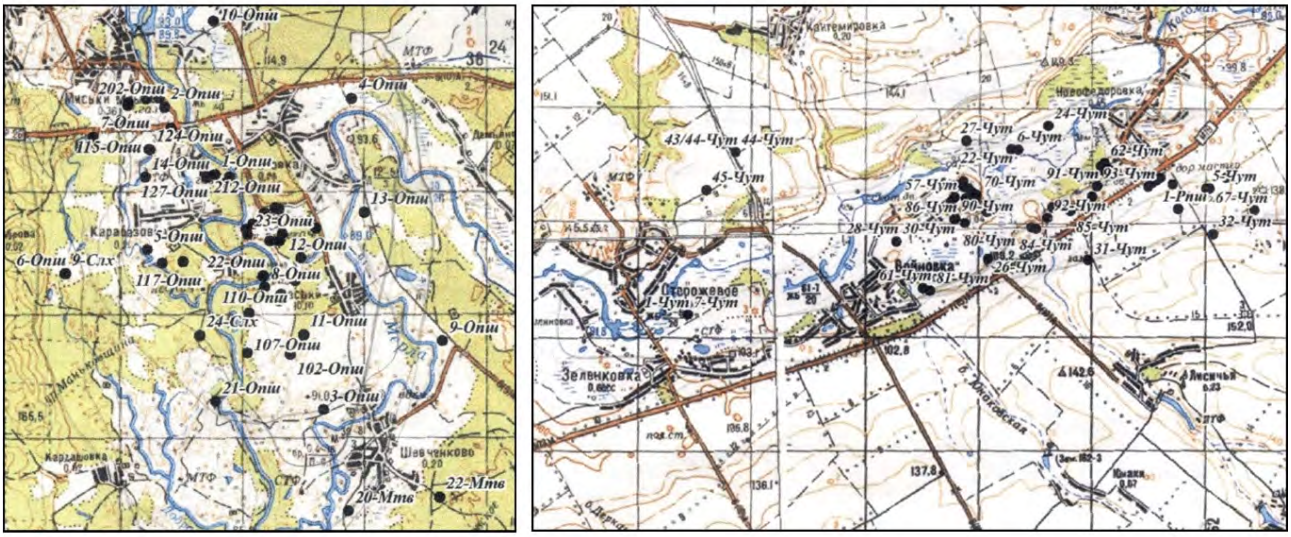


Рис. 5.5. Розміщення родовищ ВВ і св. у зонах геоструктурних проявів річкових долин

Отже, як показав досвід застосування СТАГГД, формування родовищ ВВ і їх прогнозовані характеристики потрібно досліджувати системно в гідролого-геологічному басейно-площовому розрізі з урахуванням впливу геоструктурних і гідролого-гідрогеологічних особливостей зон прогинів, високотемпературних умов у тісному взаємозв'язку з гідролого-біогенно-метановими процесами й глибинно-мантійними перетвореннями водорозчинних біогенно-метанових субстратів у парагенезисі з глибинними продуктами флюїдодегазаційних мантійних процесів і каталізаторів H_2, He_2, He_3, а також продуктами розпаду *Ra (Rn), U*.

Запропонований уніфікований підхід дозволяє вже на попередньому етапі обґрунтувати та уточнити пошукові критерії нафтогазоносності в районах річкових дельт та їх каньйонів, зон прогинів ударного метаморфізму й на ділянках осадового чохла, де створені сприятливі умови для накопичення

ВВ у зонах розвитку річкових систем, болотно-зандрових зонах, у кристалічних породах формуючих біогенно-метаногенетичні відклади й структурно-геодинамічні, геотермічні умови.

У процесі відпрацьовування натурних методичних досліджень відповідно до запропонованої пошукової технології нами була обрана дослідницька ділянка на р. Сула, обмежена двома водомірними постами у верхньому створі р. Сула – м. Ромни, площа водозбору 4020 км^2, замикаючий пост розташований на р. Сула – с. Снітин, із площею водозбору 6540 км^2. У зоні руслового процесу розміщені Яблунівське, Скоробогатьківське, Краснозаводське, Селюховське, Ярмолинецьке родовища ВВ (рис. 5.6).

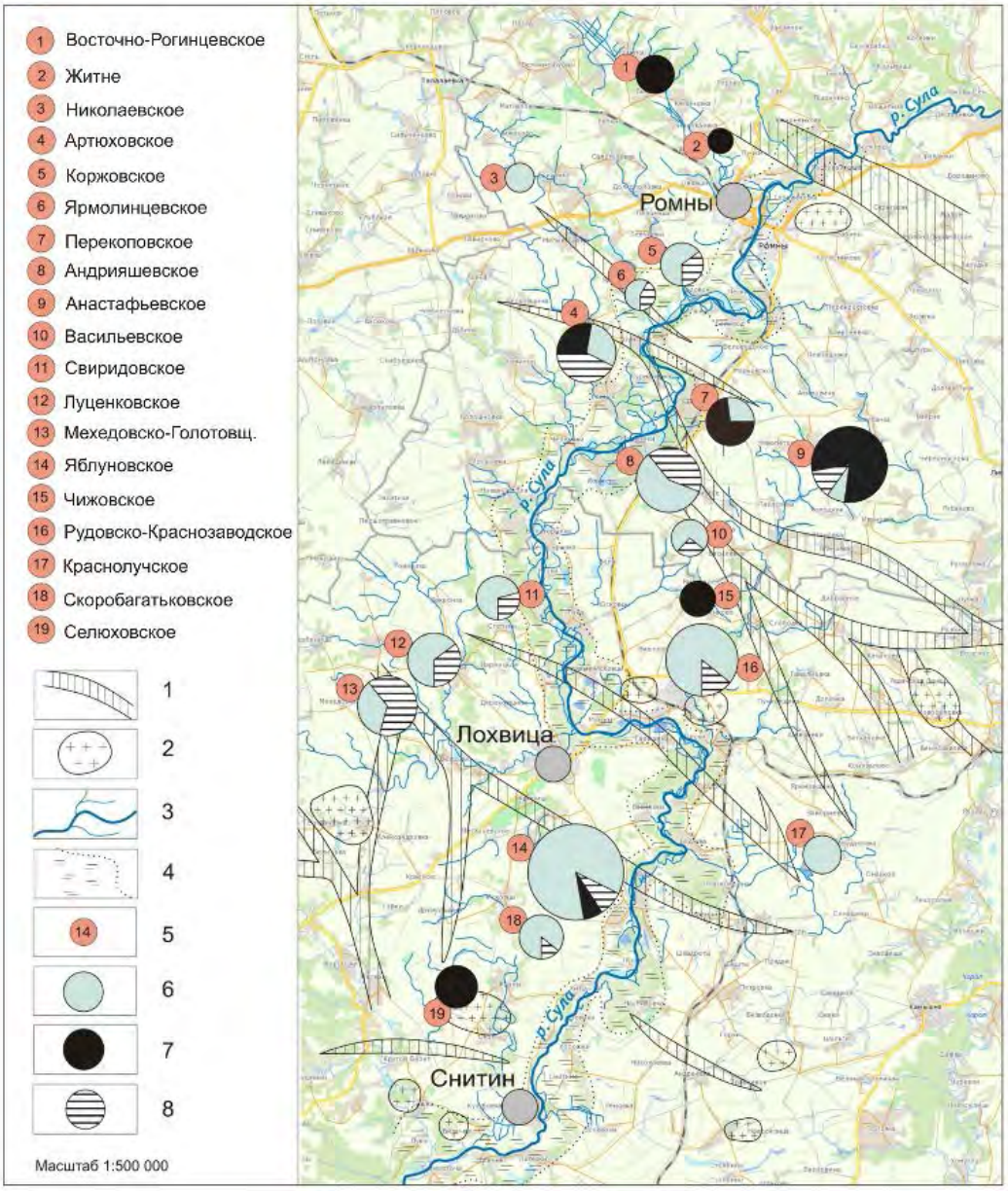


Рис. 5.6. Схема розташування родовищ ВВ у придонній ділянці р. Сула

1 – порушення у фундаменті за КМПВ (дані М. Манюти, 1993 р.); 2 – соляні штоки; 3 – р. Сула з притоками; 4 – болота і межі їх поширення; 5 – номери родовищ; 6 – частка газу в початкових запасах родовищ; 7 – частка нафти в початкових запасах родовищ; 8 – частка конденсату в початкових запасах родовищ

Результати комплексного аналізу річкового стоку на наведеній ділянці, площа якої становила більше 2000 км^2, за даними гідрометричних водомірних постів за весь період спостережень (більше 70 років, гідрологічні щорічники), свідчать про значні втрати річкового стоку. Величини втрат річкових вод, а з ними газорозчинного метану змінюються залежно від водності року від 0,7 м^3/с у посушливі роки, до 5-8 м^3/с у роки середнього нормованого стоку 50% забезпеченості, що в добовому розрізі становить приблизно 100 000-500 000 м^3/добу, а в річному розрізі такі втрати відповідно становлять приблизно до 15 000 000 м^3, що і формують нафтогазоносність родовищ (рис. 5.7).

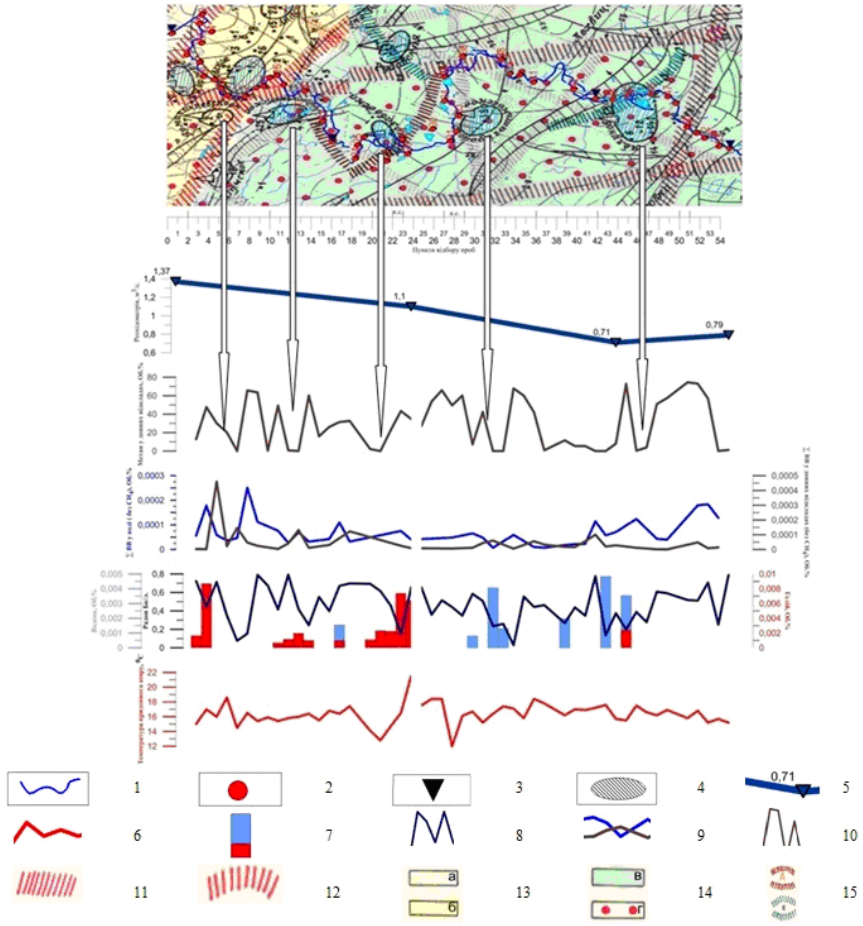


Рис. 5.7. Суміщений графік СТАГГД річкових вод і донних відкладів басейну р. Сула

1 – русло р. Сула; 2 – пункти відбору проб придонних вод і донних відкладів на газогеохімічні дослідження; 3 – гідрометричні пости; 4 – родовища ВВ; 5 – витратометрія (м^3/с); 6 – температура (°С); 7 – водень, гелій (об.%); 8 – радон (об.%); 9 – сума важких ВВ у воді і донних відкладах (без CH_4), об.%; 10 – метан у донних відкладах (об.%); 11 – розривні порушення I порядку; 12 – кільцеві структури; регіональні структурні зони: 13а – крайових депресій, 13б – поздовжніх виступів, 14в – внутрішньо-центрального грабена, 14г – поперечно-мобільна; 15 – структури II порядку

Заболочені зандрові рівнини, що формують біогенні товщі в процесах сезонного, річного, вікового (у геологічному розрізі часу) кругообігу водних паводкових, а також геоморфологічних процесів річкових басейнів, формують значні запаси біоти торфовищ на великих площах водозборів етрофних боліт,

що прилягають до русел, з високим вмістом гумусу, продукуючих у процесах окисних реакцій значні біогенно-водометанові субстрати, що постійно відновлюються.

Уперше проведені комплексні гідрологічні, біохімічні дослідження в межах гідро-біогенно-мантійної концепції містили гідрологічні виміри річкових вод з урахуванням розміщення діючих родовищ, розташованих як під руслом р. Сула, так і в прилягаючих до них територіях. Проведено дослідження на вміст біоти та метаноносності, а також потужностей руслових відкладів, що підстилають, і прируслових ділянок. Потужність придолинних та донних біогенно-зволожених відкладів на багатьох ділянках досягала 3 м і більше (рис. 5.8).



Рис. 5.8. Відбір проб на вміст біоти, гумусу на площі водозбора р. Сула з метою визначення концентрації метану

Визначені кількісні характеристики біогенного метану водозбірних площ і підруслових відкладів, вміст якого змінювався від 10 до 80%, що в кількісних показниках становить у середньому близько 4 000 000 м^3 метану в рік, а в роки з підвищеними стоковими характеристиками цей показник може досягати більше 20 000 000 м^3. У процесі дослідження нами застосовані спеціально створені дегазатори глибокої вакуумації проб.

Результати проведених досліджень у межах пошукової технології газоеманаційних (*Rn, Tn*), газогелієвих зйомок річкових вод, донних відкладів дозволили виділити РЗПП, що формують інфільтраційні надходження водорозчинних субстратів, а також їх мантійну природу походження ВВ та їх проекцій, розташованих у трубах дегазації родовищ у долині р. Сула.

У межах запропонованої об'єднуючої гіпотези походження ВВ використані думки П.Н. Кропоткіна на стадії циклу «подиху Землі» (за

В.І. Вернадським і Д.І. Менделєєвим), перетворення біогенного водометанового субстрату в мантійно-плюмових умовах складних ВВ і їх інверсійної міграції по зонах тектонічних деформацій (труби дегазації), як було наведено вище, тобто складної вуглеводневої гілкою дегазації («видиху») Землі, показниками якої виступають мантійні елементи − гелій, азот, водень, а також продукти розпаду *Ra-Rn, Tn*. Вище наведені газоеманаційні компоненти є маркуючи ми елементами глибинно-мантійних процесів.

Аналогічні процеси міграції вуглеводневих компонентів ми фіксували при прогнозно-пошукових дослідженнях на численних структурах на західному і східному чорноморському шельфах, розташованих на глибинах від 40-100 м. Також уперше проведені дослідження на континентальному схилі в районі структур Британські, Палласа, де глибини відповідно становили від 400 до 800 м. Застосовувані розроблені нами апаратурні комплекси забезпечували чистоту експерименту у вигляді повної герметизації та дегазації відібраних зразків у річках і на глибинах морських акваторій і їх вакуумування на поверхні.

Отже, як показав досвід застосування СТАГГД, формування родовищ ВВ і їх прогнозні характеристики потрібно досліджувати системно в гідролого-гідрогеологічному часовому розрізі з урахуванням впливу високотемпературних умов у тісному взаємозв'язку гідролого-біогенних метанвиробляючих процесів з геодинамічними та глибинно-мантійними перетвореннями водорозчинних біогенно-метанових субстратів у парагенезисі з глибинними продуктами флюїдодегазаційних мантійних процесів і каталізаторів H_2, He^2, He^3, а також продуктами розпаду *Ra (Rn), U*.

При розробці й впровадженні комплексної пошукової технології СТАГГД, створеної на основі гідро-біогенно-мантійної концепції, ми керувалися таким правилом В.І. Вернадського: якщо формуючі умови в гідрогеологічному (стратиграфічному) розрізі є на поверхні, то вони обов'язково будуть і на глибині – у кристалічному фундаменті.

З метою нарощування ВВ потенціалу України виконаний комплекс досліджень у межах гідро-біогенно-мантійної гіпотези утворення ВВ з обґрунтування нових нафтогазоносних територій і об'єктів у зонах розвитку закартографованих структур, розміщених у межах міандруючих ділянок річкових систем нафтогазоносних областей на основі уніфікованої пошукової технології СТАГГД.

Запропонований уніфікований підхід дозволяє в подальшому обґрунтувати пошукові критерії нафтогазоносності в тих районах, де відсутні зони прогинів і досить потужний осадовий чохол, але створені сприятливі умови для накопичення ВВ (у зонах розвитку річкових систем, болотно-зандрових зонах) у кристалічних породах внаслідок достатньої генерації біогенних метанвиробляючих відкладів і структурно-геодинамічних, геотермічних процесів.

Такі дослідження потрібно провести в північно-західній частині Передкарпатського прогину, що охоплює територію верхніх приток р. Прип'ять, Ковельського виступу, а також на півдні України в Причорноморській западині та шельфовій зоні, річкових дельтах-каньйонах, областях накопичення осадово-стратиграфічного комплексу морських акваторій.

5.1. ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНІ УМОВИ ТА ГІДРОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ РАЙОНУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ЇХ РОЛЬ У ГЕНЕРАЦІЇ І РОЗМІЩЕННІ ПРОМИСЛОВИХ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ НА СУХОДОЛІ

Вивчення особливостей геологічної будови досліджуваної території та знання закономірностей розміщення промислових скупчень ВВ тісно пов'язані з ефективністю ПРР на нафту й газ на основі районування територій, яке враховує причинно-наслідковий зв'язок нафтових і газових родовищ із різними структурними елементами й літолого-стратиграфічними комплексами, і стає науковою базою для порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності окремих районів і зон. У такому випадку основною метою районування стає виділення різнорангових нафтогазоперспективних об'єктів для подальших пошуків ВВ, потенційно нафтогазоносних територій для обґрунтування напрямків геологорозвідувальних робіт та безперспективних чи малоперспективних земель – як об'єктів, що підлягають відбракуванню (рейтингова оцінка).

При нафтогазогеологічному районуванні використовуються два принципи: геолого-структурний та гідролого-гідрогеологічний.

За першим, в основу виділення нафтогазоносних та нафтогазоперспективних територій покладено їх сучасне геотектонічне положення й структурні особливості, що визначають схожі риси геологічної будови і єдність умов нафтогазонакопичення. Районування проводиться на геоструктурній та гідролого-гідрогеологічній основі; елементи районування містять об'єкти з подібними умовами нафтогазоносності. Їх виділення пов'язане з розчленуванням земель на структурні різнорангові підрозділи.

Вивчення особливостей геологічної будови регіональних і локальних структур (об'єктів) ґрунтувалося на основі комплексу порівняльно-геотектонічних, геодинамічних, гідролого-біохімічних, палеоструктурних та інших принципів (критеріїв).

З огляду на концепцію положень теорії гідро-біогенно-мантійного походження нафти й газу, визначено та уточнено положення мегаблоків, блоків, регіональних, зональних і локальних розломів, структурно-тектонічних зон, зон концентрації нафтогазоносних і нафтогазоперспективних об'єктів, обґрунтовано просторове розміщення усіх полігонів, площ і ділянок СТАГГД стосовно структурно-тектонічного районування гідрогеологічних артезіанських басейнів та їх взаємозв'язку з тектогенезом, причинами та формами його прояву, геологічні процеси, зокрема, походження нафти й газу та формування НГБ (провінцій), областей, родовищ і покладів ВВ.

Після того, як була з'ясована порушеність земної кори розривними деформаціями, підтверджена її загальна розломно-блокова структура та показані структурно-геологічні й, можливо, структурно-генетичні зв'язки із зонами планетарних розломів нафтових і газових родовищ, перед авторами постало питання об'єднання можливих зв'язків нафтових і газових покладів із гідропалеоумовами зон розломів не лише осадового чохла, а й кристалічного фундаменту осадових басейнів. Із вчення про розломно-блокову тектоніку земної кори нині вже добре відомо, що кора порушена системами розломів не

тільки у своїх верхніх частинах, а й набагато глибше. Деякі розломи, так звані глибинні лістричні розущільнення, розсікають земну кору, виконують функцію шляхів міграції вуглеводневих сполучень на всю її товщину, досягаючи глибин мантії та у зворотному шляху до пасток.

Новітні тектонічні рухи та спричинені ними деформації і дроблення порід, які в деяких умовах перетворюються на колектори, що здатні вміщувати промислові скупчення нафти й газу та утворювати природривні та розущільнені зони нафтогазоносності осадових та кристалічних порід, заслуговують на детальне вивчення як новий нетрадиційний тип формування зон нафтогазонагромадження.

Такий структурний підхід щодо узагальнення фактичного матеріалу та геологорозвідувальні роботи, виконані в межах нафтогазоносних структур України та багатьох країн світу, дали змогу виявити принципово нові нафтогазоносні об'єкти, що сформувались в осадовому чохлі та у верхній частині кристалічного фундаменту.

Виділення гідрогеологічних районів з урахуванням гідрологічних особливостей річкового стоку й розташування гідрографічної мережі, проводилося при вивченні параметрів поглинання підземного стоку в періоди стійкої межені. Особливо важливу гідролого-гідрогеологічну роль у формуванні зародкових газорозчинних скупчень ВВ відіграють регіональні розломні зони, які характеризуються, на наш погляд, великою обводненістю і розвитком у нижніх частинах розрізу прісних і опріснених, мінералізованих різновидів газонасичених вод.

Нижче ми розглядаємо гідролого-гідрогеологічні особливості платформних прогинів і артезіанських басейнів України, де в кінцевому підсумку формуються структури, ємності накопичення біоти, перспективні на підземні метаноносності субстанції .

Дніпровсько-Донецька платформна западина (в далекому геолого-історичному минулому – ДДА) розташована на схід від УЩ. Загальна протяжність її не менше 1201 км. Складовим елементом цієї великої структури є Пріп'ятсько-Дніпровсько-Донецький складний грабен, що знаходиться на центральній частині. Бортові частини, розташовані уздовж північно-східного і південно-західного простягання грабена, є відповідно схилами Воронезької антеклізи та УЩ. ДДА, як єдина структура, перестав існувати вже на початку мезозою. У результаті складного геологічного розвитку структури утворилися окремі зони, до яких належать Прип'ятський грабен, Чернігівсько-Брагинський виступ, Дніпровський грабен, Донецька складчаста споруда.

У межах ДДЗ, особливо в Дніпровській та Переддонецькій зонах, широко розвинена солянокупольна тектоніка [Бондарчук, 1954; Нафтогазоносність ..., 2004; Тектоническая ..., 1987], що є нафтогазоносною критеріальною пошуковою ознакою.

Вивчаючи основні риси геологічної розвитку і особливості геологічної будови ДДЗ, ми дійшли висновку, що її не можливо розглядати як єдину геолого-гідрогеологічну вуглеводневу структуру. З погляду гідролого-гідрогеологічних та інверсійних критеріїв нафтогазоносності її слід розглядати у вигляді річкових басейнів у межах, як буде наведено нижче, тільки

прирічкових поїм та реконструйованих палеобасейнів, в межах яких розташовані родовища ВВ.

В гідрогеологічному плані всю цю структурну область можна розглядати як три гідрогеологічних райони. Дніпровсько-Донецький артезіанський басейн розташований [Бабинец, 1979] у межах Прип'ятського та Дніпровського грабенів, обмежуючи його з півночі Білорусько-Литовським підняттям, з північного сходу і північного заходу – відповідно Воронезьким підняттям і УЩ, на півдні – областю Донецького складчастого спорудження. Цей басейн першого порядку розділений на два басейни другого порядку: ***Прип'ятський*** та ***Дніпровський***. Розмежовує їх Чернігівсько-Брагинський виступ, через який спостерігається зв'язок водоносних горизонтів зони інтенсивного водообміну.

У наш час, як було зазначено вище, в ДДЗ, складної в структурному і гідрогеологічному плані, можна виділити систему річкових басейнів, що включає Прип'ятський і Дніпровський артезіанські і Донецький субартезіанський басейни.

Прип'ятський артезіанський басейн відділяється від Дніпровського Чернігівсько-Брагинським виступом. Ця зона западини характеризується особливостями геологічної будови. Тут зменшується потужність порід карбону, змінюються простягання крайових розломів, фундамент опущений до глибини 5-6 км, майже повністю відсутні соляні штоки, осадові породи, що прориваються. В гідрогеологічному плані для цього району характерна потужна зона (до 600 м) інтенсивного водообміну і зв'язок з Дніпровським басейном. Під зоною прісних вод поширені солоні і розсоленні води.

Дніпровський артезіанський басейн знаходиться між Чернігівсько-Брагинським виступом і Криворізько-Павловським скидом. Бортові частини басейну обмежені з північного сходу Воронезьким підняттям, з північного заходу – УЩ. Протяжність його близько 350 км, глибина залягання фундаменту в зоні зчленування з Донецькою складчастою спорудою досягає 12 км. У Дніпровському басейні виключно широко розвинені солянокупольні структури різної глибини закладання.

Ретельний аналіз геолого-гідрогеологічних особливостей з урахуванням складної солянокупольної тектоніки й розломно-блокових побудов в центральних частинах басейну й фаціальних заміщень уздовж кордону з Воронезьким щитом у комплексі з газогеохімічними особливостями слугують надійною прогнозною основою родовищ ВВ у зонах розвитку річкових долин.

Донецький субартезіанський басейн підземних вод є найбільш південним у загальній системі артезіанських басейнів ДДЗ. Ця частина древнього ДДА протягом мезокайнозою зазнала значних перетворень.

Волино-Подільський артезіанський басейн виділений у північно-західній частині території України. Ця гідрогеологічна структура розташована в межах західного схилу УЩ, Львівської кам'яновугільної мульди і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що лежить на платформній основі.

Північні райони Волино-Подільського артезіанського басейну з неглибоким заляганням кристалічних порід відокремлюються від центральних різким опусканням фундаменту уздовж Володимир-Волинського розлому. У південно-західному напрямку від розлому вздовж Передкарпатського

передового прогину знаходиться найбільш глибока частина артезіанського басейну. Тут фундамент опущений до глибини не менше 6-8 км.

Сильно дислокована Внутрішня зона Передкарпатського прогину органічно пов'язана з Карпатськими складчастими структурами. На неї частково насунені Передові Карпати.

Область прогинів у нижній частині характеризується значним розвитком солоних вод і розсолів. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, що входить у басейн, широко поширені сірководневі мінеральні води. Води глибоких частин розрізу є елізійними, нагромаджуються у свердловинних колекторах під потужною товщею соленосних глинистих порід, що заповнюють прогин.

Причорноморський артезіанський басейн поширений на території однойменної платформної западини. Південна частина басейну на заході йде в Переддобрудзький прогин, в центральній частині басейну знаходиться система мезозойських шовних грабенів. Тут, мабуть, відбувається часткове розвантаження підземних вод басейну; особливо це стосується акваторіальної частини Каркінітського й Сиваського грабенів. Східна частина басейну розташована в межах акваторії Азовського моря. На Кримському півострові басейн охоплює ділянки Скіфської плити до зони підземного вододілу, що встановлюється в середній частині Новоселівського й Новоцарічанського піднятій. Отже, Причорноморський артезіанський басейн охоплює субаквальні та субаеральні території.

Причорноморський артезіанський басейн розділений на два басейни другого порядку: Молдавський і Присиваський. Присиваський артезіанський басейн краще називати Присивашсько-Азовським. Молдавський артезіанський басейн виділяється в межах Переддобрудзького прогину та прилеглої до нього на півночі області межиріччя Дністер-Прут. Присивашсько-Азовський артезіанський басейн другого порядку займає решту території басейну першого порядку і розташований на схід від Молдавського.

Великий Індоло-Кубанський крайовий прогин, що знаходиться на схід від Альмінської западини, тільки своєю західною частиною розташований на території України. Велика частина прогину розміщена в межах Скіфської плити, і тільки частина його південного борту займає північні ділянки Керченського й Таманського півостровів. Вісь прогину проходить у південній частині Азовського моря, де потужність осадів досягає 15 км.

В Індоло-Кубанському крайовому прогині виділяється Індоло-Кубанський артезіанський басейн.

Індоло-Кубанський артезіанський басейн охоплює велику субаквальну територію Азовського моря. На півночі від Причорноморського (точніше Присивашсько-Азовського) артезіанського басейну його відокремлює Азовський виступ. На сході кордон басейну проходить уздовж відрогів Донецького складчастого спорудження. Східне закінчення басейну замикається Ставропольським склепінним підняттям.

Карпати складаються з двох великих тектонічних елементів – Зовнішніх і Внутрішніх Карпат.

До складчастої системі Карпат належать Передкарпатський крайовий прогин і Закарпатська міжгірська западина, яка поділяється на дві зони: Чоп-Мукачівську й Солотвинську.

Для вивчення нафтогазоносності ми розглядаємо тільки зони прогинів і приурочені до них річкові басейни, що формують осадовий чохол, водоносні інфільтраційні комплекси, які містять порові прісні води з елементами розчинного метану.

Важливою складовою частиною вивчення умов формування експлуатаційних ресурсів підземних вод артезіанських басейнів, а також скупчення ВВ є з'ясування умов вертикального водообміну й зв'язку в природних умовах між водоносними горизонтами. Отримані висновки після уточнення й коригування, за даними аналізу результатів гідрологічних і газогеохімічних зйомок водозаборів, можливо використовувати для складання регіональних прогнозних схем на пошуки ВВ та підземних вод.

В умовах вертикального взаємозв'язку підземних вод розташування зон значною мірою залежить від характеру співвідношення тектоніки, геоструктурних, геодинамічних умов кожного конкретно розглянутого басейну й орогідрографії регіону.

Відповідно до класичних уявлень, велике значення в живленні напірних водоносних горизонтів артезіанських басейнів мають основні області живлення артезіанських водоносних горизонтів, що занурюються в бік центральних частин западин.

Отже, інфільтраційне живлення підземних вод артезіанських басейнів в основному, відбувається в межах території цих же річкових басейнів.

У зв'язку з цим слід дещо по-іншому оцінювати вплив на динаміку суміжних артезіанських басейнів; він визначається приуроченістю основних областей живлення, створенням сприятливих умов для значного збільшення інтенсивності вертикального водообміну в осадових відкладах прибортових частин западин.

Якщо розглядати проблему в регіональному плані, то відповідно до класичної схеми, в артезіанському басейні виділяються: основна область живлення, область транзиту й основна область розвантаження напірних підземних вод і поглинання. Одним з найважливіших моментів, який не врахували при розгляді проблеми нафтогазоносності, є встановлення областей поглинання водогазової складової і її кількісні характеристики – головної ланки формування родовищ ВВ.

Отже, значне поглинання потоку підземних вод відбувається в межах розломних зон та грабеноформуючих прогинів річкових басейнів [Чебаненко, 1977; Гавриш, 1974]. На ділянках поглинання річкових вод у зонах седиментації накопичується величезна кількість теригенно-біогенних відкладів, які слугують невід'ємною складовою метанових скупчень. Інакше кажучи, у цій області відбувається, в основному, поглинання річкового стоку – підземних вод, яке здійснюються в результаті вертикального водообміну між поверхнево залягаючими водоносними горизонтами в зонах розущільнення – РЗПП.

Рух підземних вод, що надійшли в «область транзиту», не зводиться лише до їхнього руху від основної області живлення до основної області

розвантаження. Вони беруть участь у складному процесі міграції і захоплення біогенних газових складових підстилаючих порід горизонтів, що нижче залягають, формуючи водорозчинні газові субстрати (див. рис. 5.4).

На прикладі вивчення гідрологічних процесів безпосередньо в басейнах річкової мережі – руслах річок і їх долин Дніпровського артезіанського басейну видно, що в так званих областях живлення, транзиту й розвантаження окремих водоносних горизонтів і комплексів відбувається формування первинної газової складової природних ресурсів, загалом, у результаті вертикального водообміну; значення внутрішньопластових латеральних перетоків з однієї області в іншу, хоча і має підлегле значення, але їх вплив на процеси міграції газових флюїдів безперечний.

Отже, у зонах поглинання річкового стоку вертикальна міграція підземних вод і газорозчинних субстратів донних відкладів є одним із найбільш важливих факторів, що визначають формування ресурсів і газовий склад підземних вод зон інтенсивного й утрудненого водообміну, особливо в період повеней низьких забезпеченостей, коли заливаються колосальні долинні масиви.

Крім того, є підстави вважати, як буде наведено нижче, що роль вертикальної міграції інфільтраційних флюїдів у зонах високогірних западин-авлакогенів вельми утрудненого водообміну річкових систем значна, і має суттєвий вплив на формування родовищ ВВ, що підтверджує основи комплексної гідро-біогенно-мантійної концепції.

Інтенсивність вертикального водообміну в артезіанських (річкових) басейнах обумовлена не тільки проникністю, потужністю, витриманістю й кількістю шарів слабопроникних порід, а й тектонічно-геодинамічним режимом регіону. Детальними дослідженнями, проведеними в різних районах південно-західної частини Східноєвропейської платформи, встановлено надзвичайно широкий розвиток тектонічних порушень різного простягання й амплітуд, що визначають дрібноблокову будову осадового чохла. Багато порушень характеризуються неотектонічною активністю, що обумовлює збільшення проникності тектонічних тріщин і виборчу вертикальну фільтрацію підземних вод крізь слабопроникні відклади. Гідравлічне розкриття тектонічних порушень суттєво впливає на ступінь вертикального взаємозв'язку водоносних горизонтів.

Встановлені відповідно до сучасних уявлень особливості гідродинамічної структури артезіанських басейнів платформного типу, а також у зонах високогір'я дозволяють зробити аналіз низки сформованих уявлень про формування водогазового складу підземних вод і їх міграції як у водоносних горизонтах, так і по тріщинних зонах, трасуючих від поверхні до фундаменту; проникні та приурочені до них гідролого-гідрологічні процеси екзогенно-ендогенного походження у вигляді фільтраційно-інфільтраційних та інверсійних глибинних синергетичних явищ. У зв'язку з цим виникає потреба у розробці спеціальних гідролого-гідрогеологічно-гідро-термогеохімічних прийомів комплексного вивчення водогазового складу підземного стоку, що містять вертикальний взаємозв'язок поверхнево залягаючих водоносних горизонтів через слабопроникні шари, а також РЗПП.

5.1.1. ГІДРОГРАФІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ. ГІДРОГРАФІЧНІ ТА КАРТОГРАФІЧНІ ОЗНАКИ НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ

Річки є найбільш рухомою частиною гідросфери. До основних особливостей річок, від яких залежить хімічний склад води в руслі, належать:

– швидка зміна води в руслі, в наслідок чого вона взаємодіє з породами обмежений час і випаровується незначно;

– формування хімічного складу води в добре промитих шарах земної кори;

– залежність водного режиму від фізико-географічних умов;

– добра взаємодія води з атмосферою;

– інтенсивний вплив на воду рослинних і тваринних організмів.

Усе це створює головні риси хімічного складу річкових вод: незначну, порівняно з іншими водними об'єктами, мінералізацію; динамічність складу, залежно від гідрометеорологічних умов; наявність у воді атмосферних газів; інтенсивний вплив біогенних процесів на іонний та газовий режими.

Переважна більшість річок України належить до басейнів Чорного та Азовського морів (98,0% території країни). На річки, що несуть свої води до Балтійського моря (через Вислу), припадає 2,0% площі країни. Серед 63119 річок в Україні переважну більшість (63029) становлять малі річки (площа водозбору менше 2,0 тис. км^2), 81 – середні (2,0-5,0 тис. км^2), 8 – великі (понад 50 тис. км^2). Великими річками є Дунай, Дніпро, Тиса, Прип'ять, Сіверський Донець, Десна, Дністер, Південний Буг. Усі великі річки, крім Південного Бугу, є транскордонними (протікають територіями кількох держав). Густота річкової мережі для території України в середньому становить 0,25 км/км^2. Найбільшою вона є в українських Карпатах, зокрема (км/км^2): у басейнах річок Черемош і Тиса – до 2,0-2,5; у Кримських горах – 0,7, на Донецькій височині – 0,5; мінімальне значення (0,09-0,2) цей показник має в межиріччі Дністра та Південного Бугу, на лівобережжі басейну Сіверського Дінця, на Приазовській височині. Між Дніпром і Сивашем поверхневий стік взагалі відсутній.

Для впровадження інтегрованого підходу в управлінні водними ресурсами за басейновим принципом, що характерний для Європейського Союзу, Верховна Рада України на законодавчому рівні 2016 р. затвердила сучасне гідрографічне районування території держави за районами річкових басейнів.

Район річкового басейну – головна одиниця управління у сфері використання й охорони вод і відтворення водних ресурсів, що складається з річкового басейну (або сусідніх річкових басейнів) та прибережних і підземних вод, пов'язаних з ними.

В Україні виділено дев'ять районів річкових басейнів (рис. 5.9) – Дніпра, Дністра, Дунаю, Південного Бугу, Дону, Вісли, а також річок Криму, Причорномор'я та Приазов'я. Райони річкових басейнів Дніпра, Дунаю, Дону та Вісли поділяють ще й на суббасейни (усього 13 суббасейнів).

Всі перераховані басейни, крім басейну Південного Бугу, можливо віднести до нафтогазоносних.



Рис. 5.9. Гідрографічне районування території України

Район басейну Дніпра має найбільшу площу на території України (292,7 тис. км^2, або 48,0% території країни) із півночі на південь та охоплює річки практично всіх природних зон. До структури району басейну Дніпра входять 15423 річки загальною довжиною 78,5 тис. км, а середня густота річкової мережі становить 0,27 км/км^2. Район басейну Дніпра, відповідно до гідрографічного районування 2016 року, поділяють на п'ять суббасейнів: Верхній Дніпро (від державного кордону з Білоруссю до Києва); Середній Дніпро (від Києва до Запоріжжя); Нижній Дніпро (від Запоріжжя до гирла); річка Прип'ять; річка Десна.

За географо-гідроморфологічними ознаками українську частину басейну Дніпра поділяють на правобережжя Прип'яті, де найбільші її притоки беруть початок на Волино-Подільській і Придніпровській височинах; лівобережжя Дніпра, де річки стікають із Середньоруської височини та її відрогів і течуть Придніпровською низовиною – в межах Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Найбільшими за водністю площами водозборів та нафтогазоносністю є притоки басейну Середнього Дніпра – Сула, Удай, Псел, Хорол, Ворскла, Оріль, Самара, Вовча. Найбільшою річкою суббасейну Нижнього Дніпра є права притока річки Інгулець. Найбільшими річками суббасейну річки Прип'ять на території України є її праві притоки – Стир, Горинь зі Случчю, Уборть, Уж. Найбільшими річками суббасейну Десни є ліва притока Сейм і права – Снов.

На рис. 5.10-5.13 показано розташування родовищ ВВ у басейнах річок Ворскла, Десна, Сула, Псел.

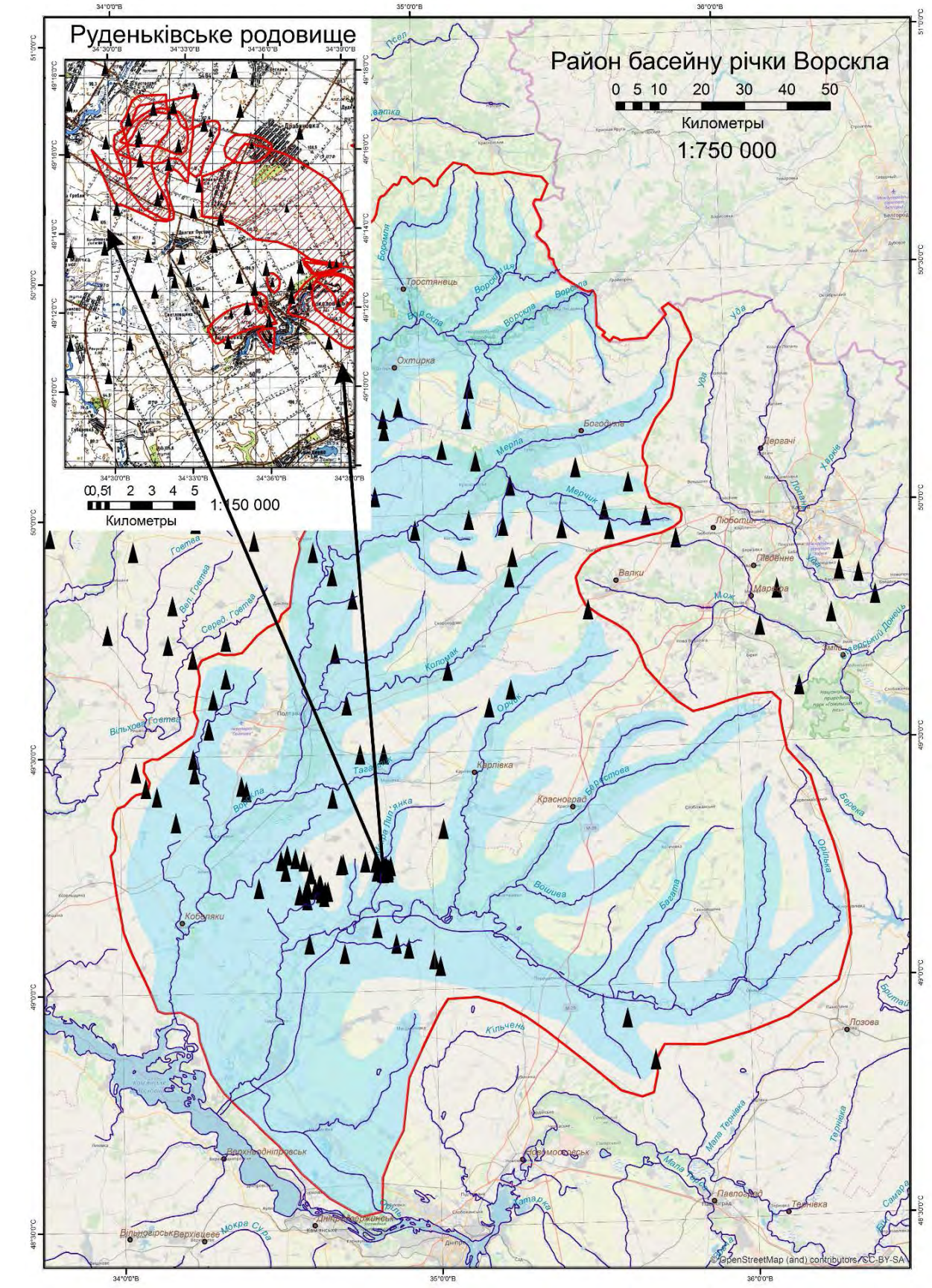


Рис. 5.10. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Ворскла

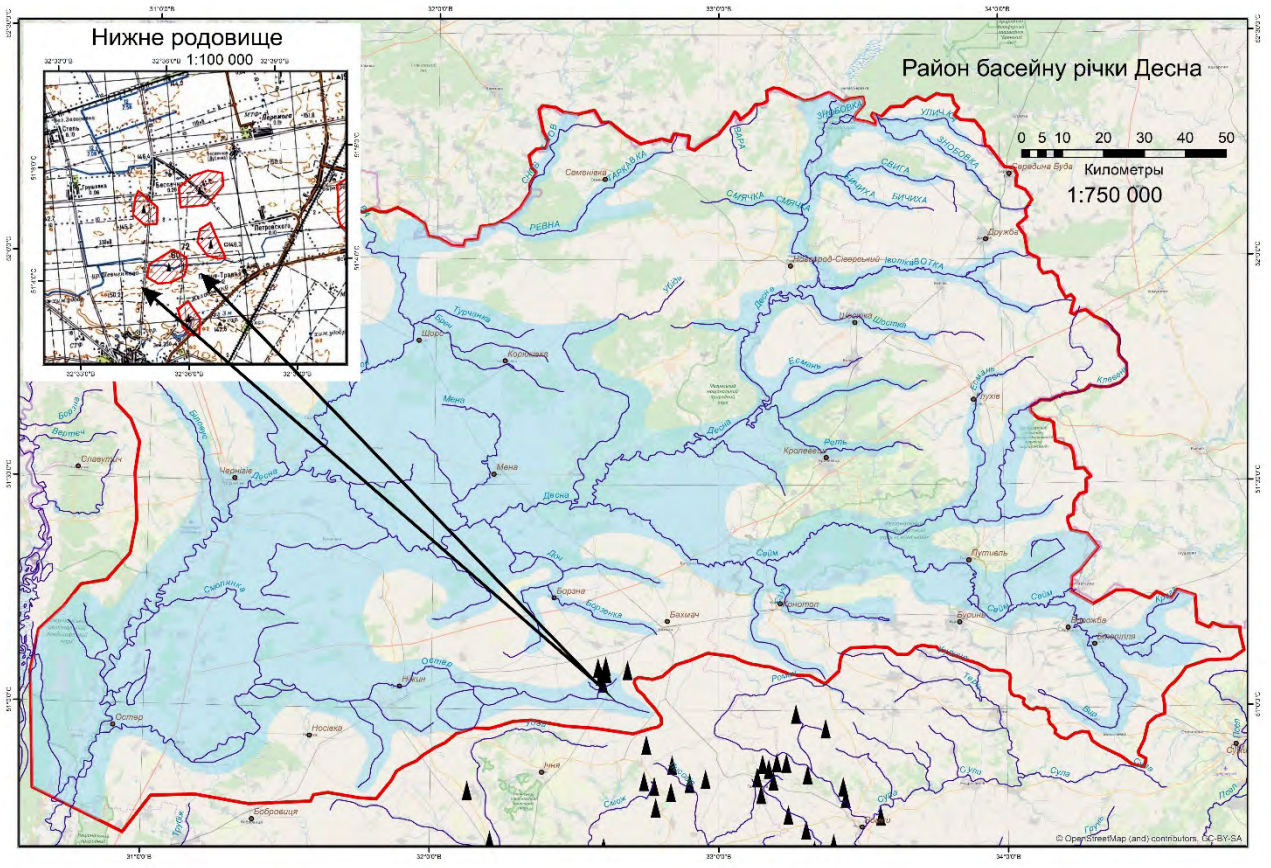


Рис. 5.11. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Десна

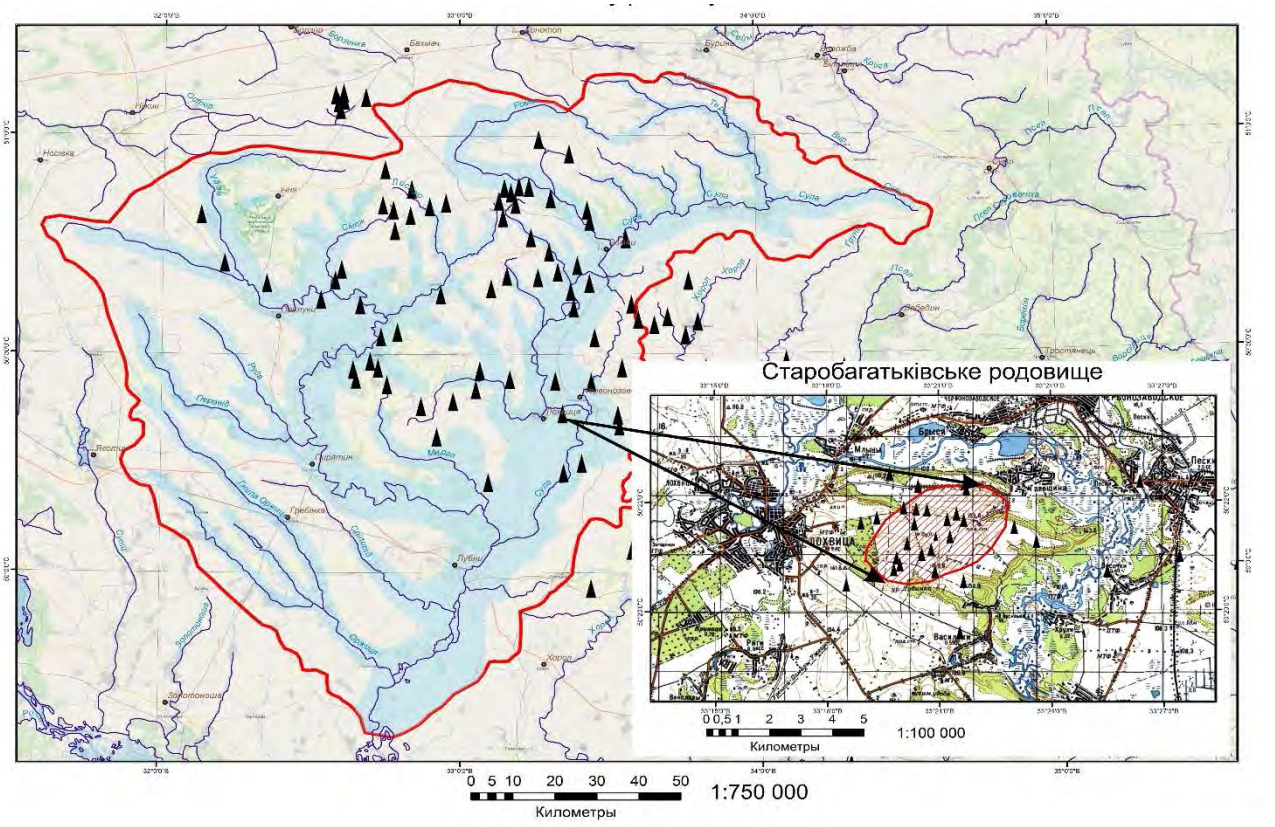


Рис. 5.12. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Сула

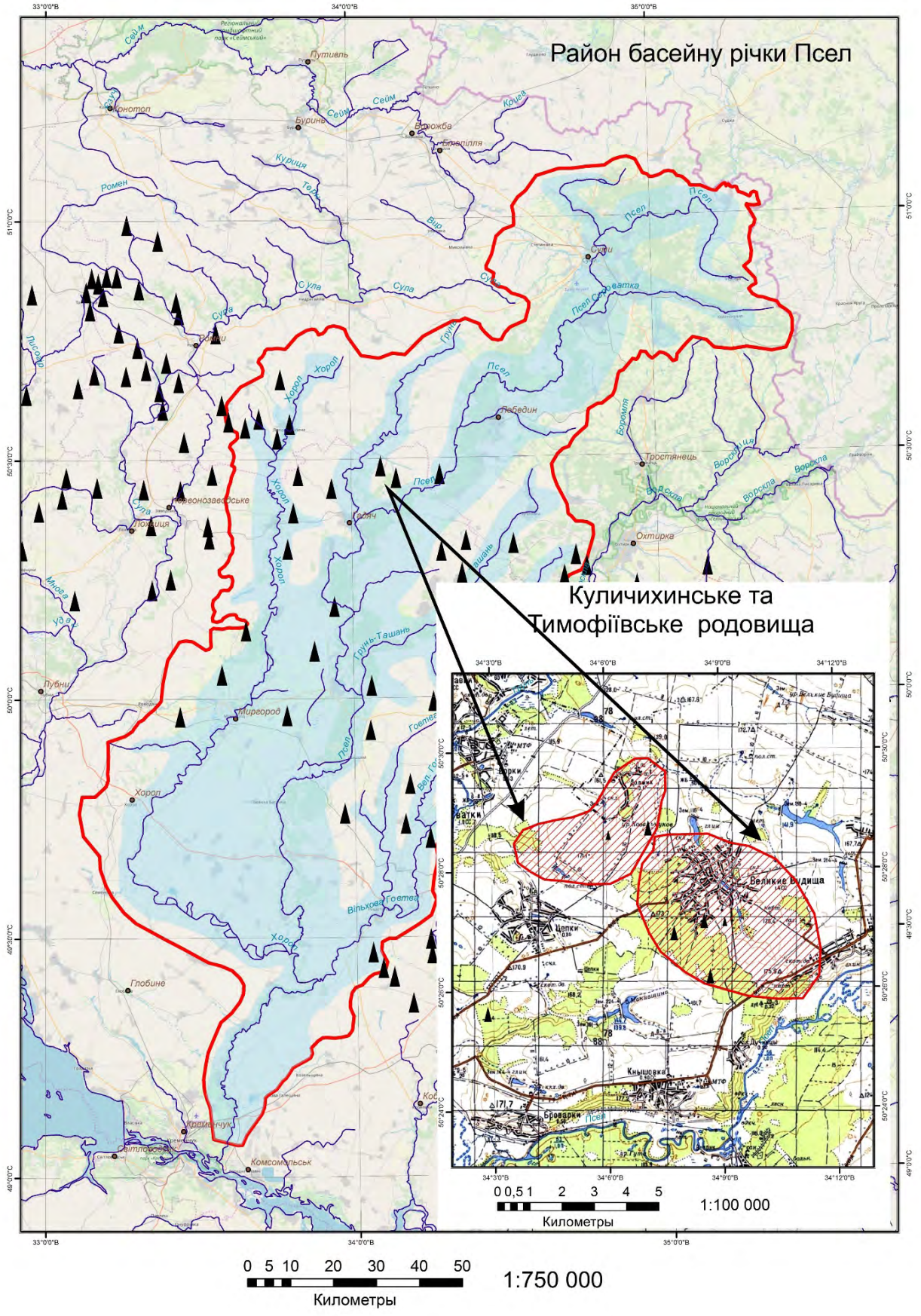


Рис. 5.13. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Псел

До району басейну Дністра в межах України входять річки східних схилів Карпат, а також річки Подільської височини та Причорноморської низовини. За географо-гідроморфологічними ознаками басейн Дністра поділяють на Верхній Дністер (карпатський гірський) – від витоку до м. Самбір; Середній Дністер (від м. Самбір до м. Тирасполь у Молдові); Нижній Дністер (від м. Тирасполь до гирла). До складу району басейну Дністра в Україні належать 14893 річки загальною довжиною близько 35,0 тис. км. Середня густота річкової мережі становить 0,65 км/км^2. У районі басейну Дністра практично відсутні значні притоки в межах України – лише шість середніх річок, серед яких виділяють праву притоку Стрий.

На рис. 5.14 показано розташування родовищ ВВ у басейні Дністра.

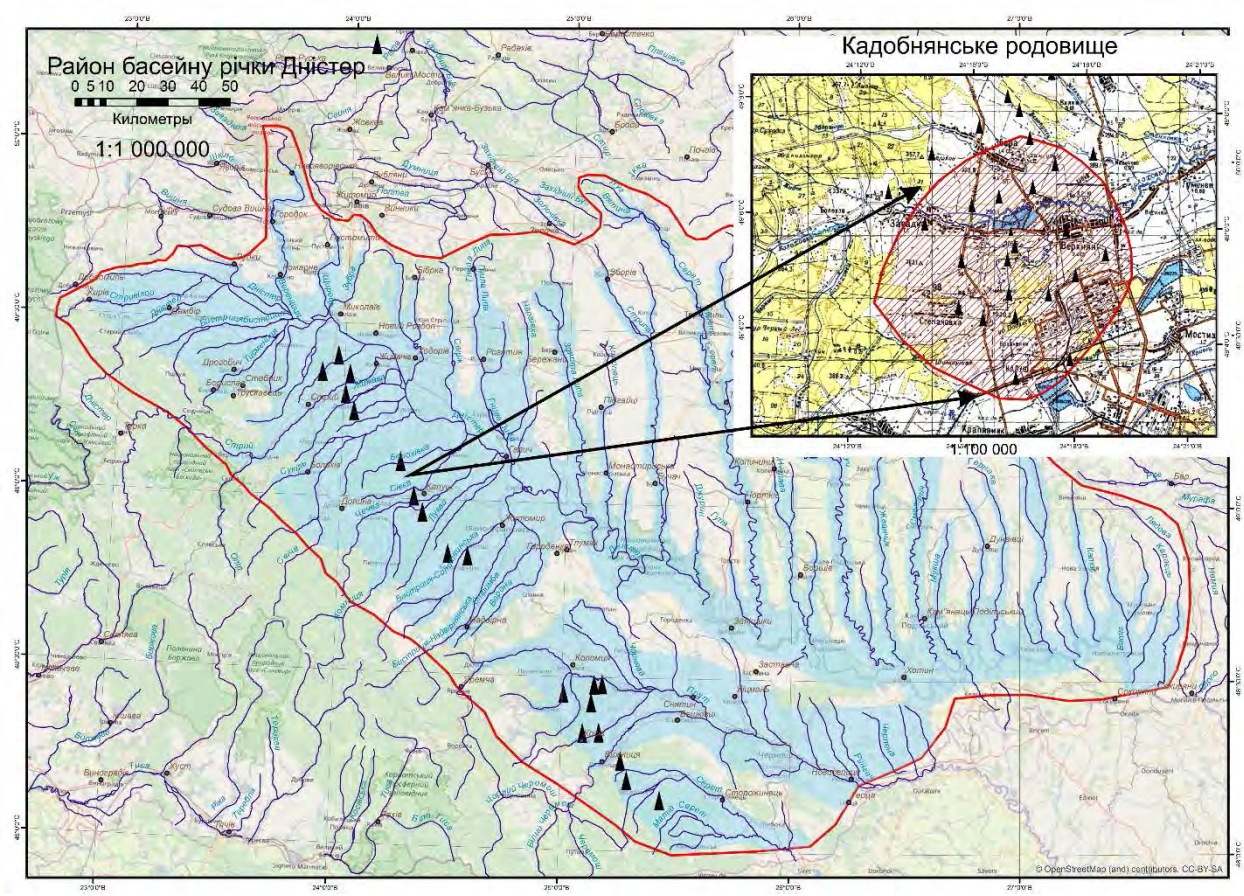


Рис. 5.14. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Дністер

Район басейну Дунаю на території України має площу водозбору, яка становить лише 4,0 % від площі басейну цієї, другої в Європі, транскордонної річки. Специфікою району басейну Дунаю є те, що на території України він розташований двома відокремленими частинами – карпатською та нижньодунайською (причорноморською). Згідно із гідрографічним районуванням 2016 року район басейну Дунаю поділяють на чотири суббасейни: річки Тиса; Прут; Серет; Нижній Дунай.

У межах району басейну Дунаю на території України нараховують 17612 річок загальною довжиною 5,9 тис. км, найбільшими серед яких є Тиса, Серет, Прут. Середня густота річкової мережі становить 1,1 км/км^2 (у Карпатах – 1,7 км/км^2).

Район басейну Дону виокремлюється на сході України й розташований на південно-західних відрогах Середньоруської височини та північні ділянки Донецького кряжу. Відповідно до гідрографічного районування 2016 року район басейну Дону поділяють на два суббасейни: річка Сіверський Донець; Нижній Дон. Гідрографічна мережа району басейну Дону нараховує 1498 річок загальною довжиною 9,6 тис. км, головною й найбільшою серед яких є Сіверський Донець. Найбільшими притоками Сіверського Дінця є річки Бабка, Уда, Можа, Берека, Оскіл, Казенний Торець, Вовча, Хотімля, Великий Бурлук. Середня густота річкової мережі становить 0,2 км/км^2. Найхарактернішою ознакою суббасейну Сіверського Дінця є значна кількість водозабірних споруд, посилене водовідведення та скидання зворотних вод, суттєвий вплив шахтних вод з підвищеним умістом мінеральних солей, що зумовлює одне з найбільших техногенних навантажень на водні об'єкти в межах України.

На рис. 5.15 показано розташування родовищ ВВ у басейні Сіверського Дінця.

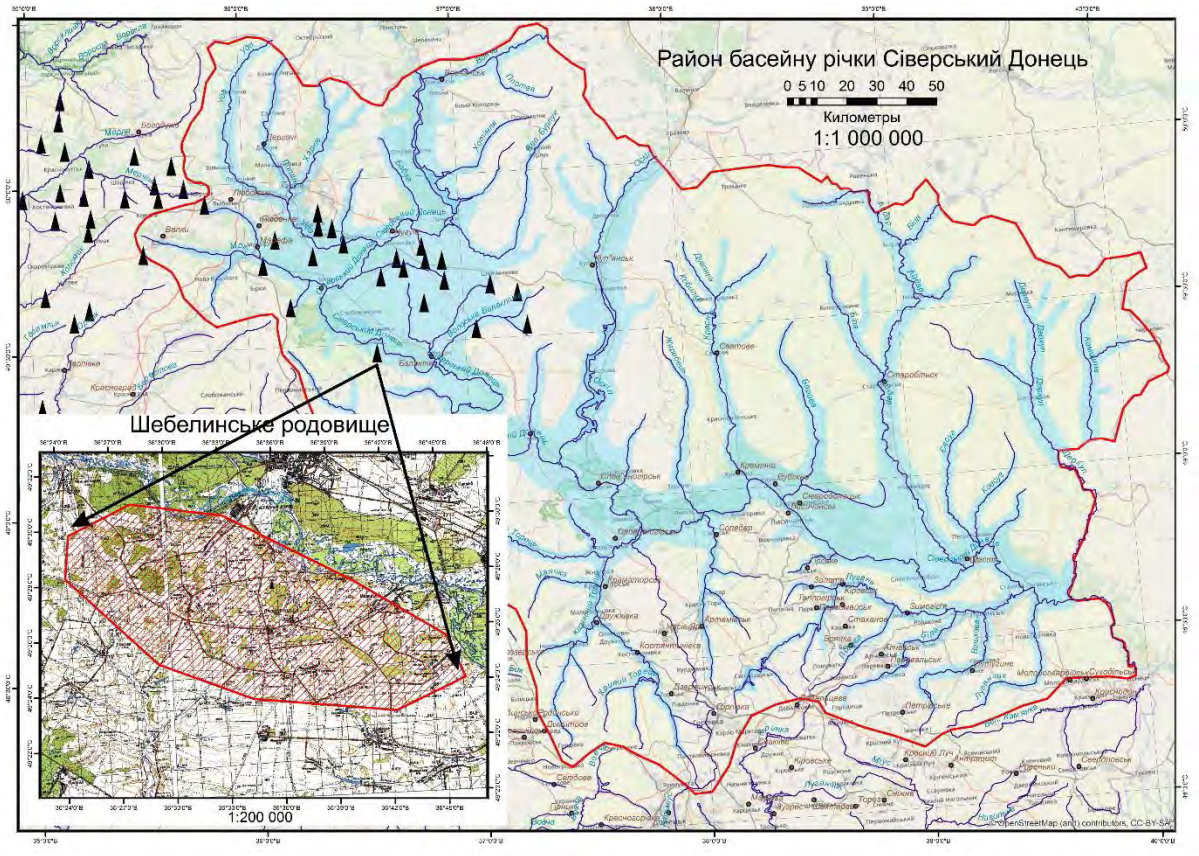


Рис. 5.15. Розташування родовищ ВВ у районі басейну р. Сіверський Донець

Район басейну Вісли виокремлюється на північному заході України. Його характерна ознака – єдиний в Україні район річкового басейну, стік якого спрямовано до Балтійського моря. Відповідно до гідрографічного районування 2016 року район басейну р. Вісла поділяють на два суббасейни: річок Західний Буг та Сан. У його межах налічується 3112 річок, найбільшими серед яких є Західний Буг і Сан. Загальна довжина всіх річок становить 7365,0 км, середня густота річкової мережі – 0,58 км/км^2.

На рис. 5.16 показано розташування родовищ ВВ у басейні річки Західний Буг.

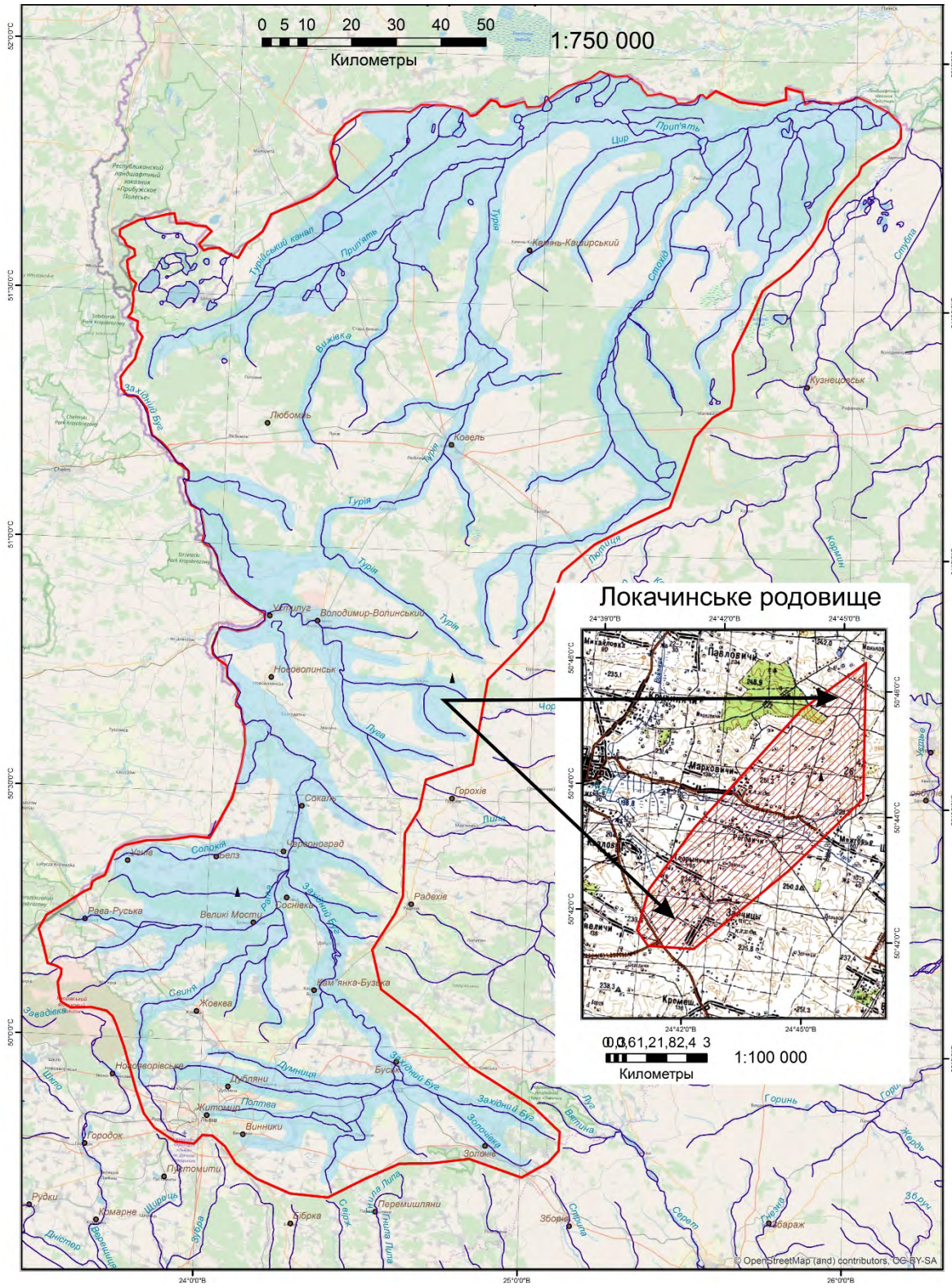


Рис. 5.16. Розташування родовищ ВВ у басейні річки Західний Буг

До **району басейну річок Криму** належать водотоки півострова, що беруть початок у Кримських горах і впадають у Чорне та Азовське моря. У Криму є лише одна річка, що належить до середніх – Салгир. Усі інші – малі, такі, що пересихають. До басейну Чорного моря належать 986 кримських річок (загальною довжиною 3,1 тис. км). До басейну Азовського моря входять 602 кримські річки (загальною довжиною 2,4 тис. км), серед яких найбільшою

є Салгир (площа басейну 4,01 тис. км^2, довжина – 232,0 км). У водогосподарському балансі Криму внесок річкових вод з урахуванням водосховищ природного стоку незначний – 9,5%.

До **району басейнів річок Причорномор'я** належать водотоки, розташовані між Дунаєм і Дністром, а також між Дністром і Південним Бугом, що впадають у Чорне море. Гідрографічна мережа району нараховує 716 річок загальною довжиною 3,5 тис. км. Це, в основному, малі річки, які майже не відіграють жодної ролі у водогосподарському балансі цієї території. Середня густота річкової мережі становить 0,15 км/км^2. Найбільшими річками цього району є Когильник, Тилігул.

На рис. 5.17 показано розташування родовищ ВВ у басейні річок Причорномор'я.

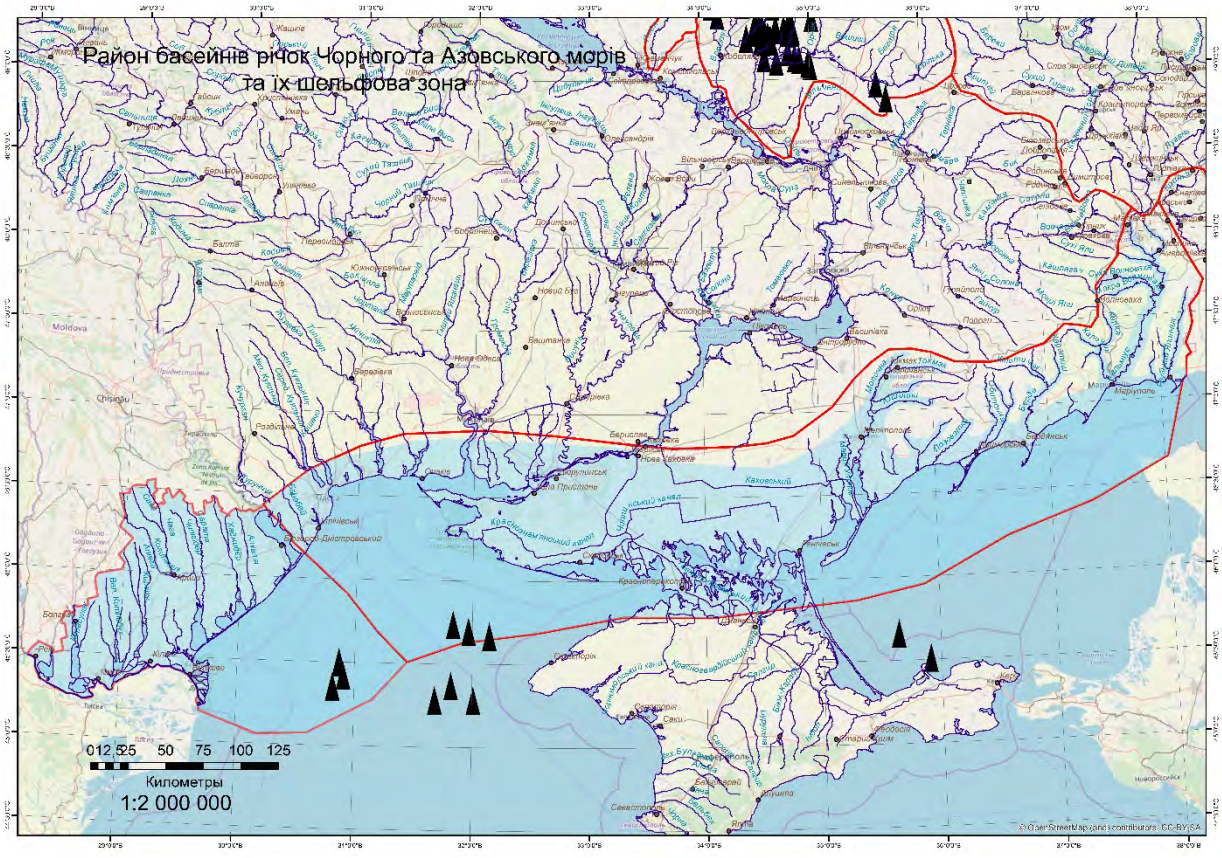


Рис. 5.17. Розташування родовищ ВВ у конусах виносу річок Чорного та Азовського морів

До **району басейну річок Приазов'я** належать водотоки, які стікають із Приазовських височини та низовини і впадають в Азовське море, його лимани й затоки. Гідрографічна мережа цього району налічує 1611 річок загальною довжиною 6,3 тис. км, переважно малих, які майже не беруть участі у водогосподарському балансі цієї території. Середня густота річкової мережі становить 0,2 км/км^2. На плато межиріччя Дніпро – Молочна річкова мережа майже відсутня. Серед найбільших річок цього району – Молочна, Обіточна, Берда, Кальміус, Кальчик, Грузький Яланчик, Мокрий Яланчик, Кринка.

В басейні річок Приазов'я розташована низка родовищ ВВ (рис. 5.18).

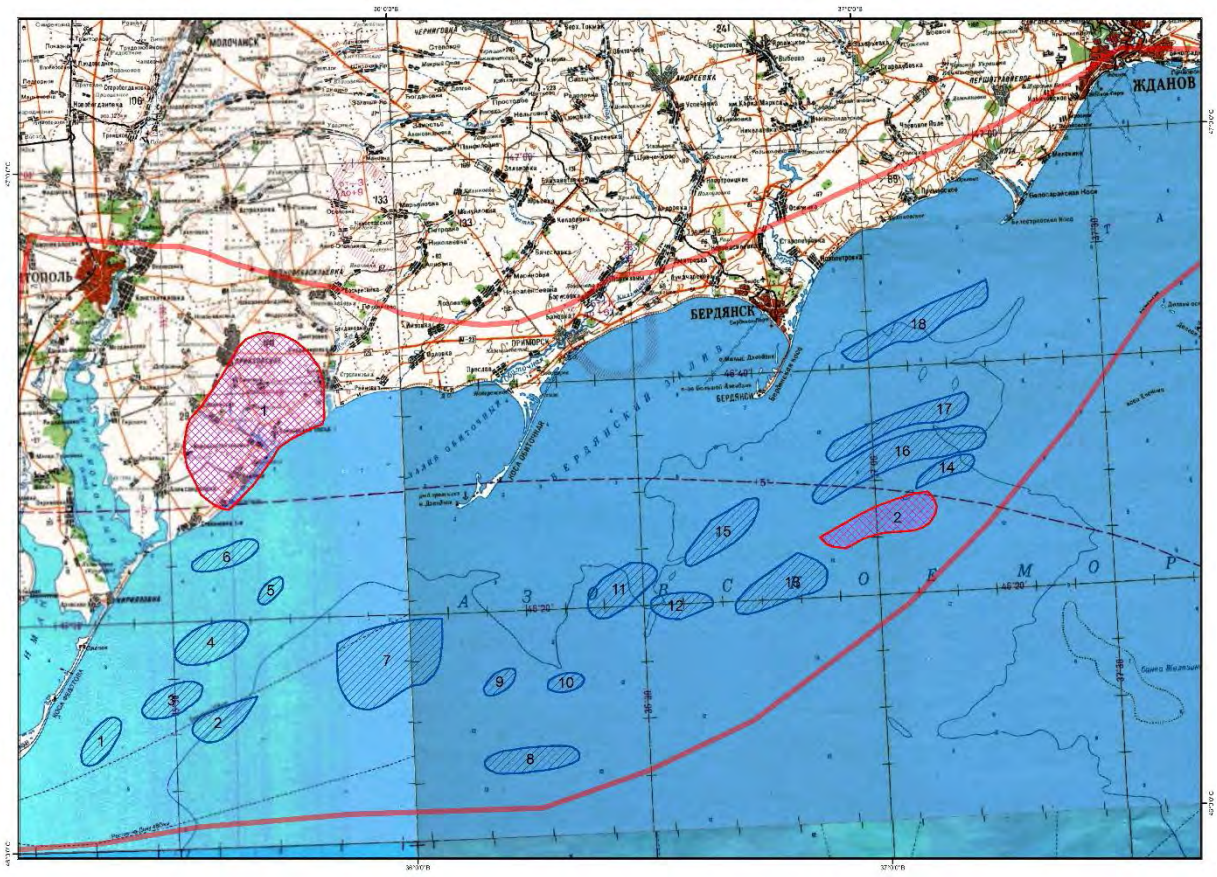


Рис. 5.18. Розташування родовищ ВВ у районі басейну річок Приазов'я

5.2. ОСОБЛИВОСТІ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ПЛОЩ ЗА ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНИМИ ТА ГІДРОПАЛЕОСТРУКТУРНИМИ КРИТЕРІАЛЬНИМИ ОЗНАКАМИ В МОРСЬКИХ АКВАТОРІЯХ

В українському секторі Азовсько-Чорноморського басейну для прогнозування та пошуків ВВ у пошукову технологію СТАГГД вперше були впроваджені гідролого-гідроморфологічні дослідження на північно-західному шельфі, континентальному схилі Західно-Чорноморської западини та прикерченському шельфі, континентальному схилі Східно-Чорноморської западини, що розташовані в різних структурно-тектонічних і нафтогазопромислових зонах. Мета робіт – відпрацювання на виявлених родовищах і перспективних площах оконтурення перспективних ділянок на ВВ для пошуково-розвідувальних робіт.

У процесі досліджень використані напрацювання по вивченню палеоформуючих умов щодо картографувальних ознак нафтогазоносності західного сектора Чорного моря. Визначено надзвичайно складну геоморфологічну будову материкового схилу, виявлено 13 реально існуючих підводних долинно-каньйонних систем (ПДКС) та окремих відокремлених долин (ОВД) – значних лінійних, від'ємних форм підводного рельєфу. По планових обрисах широко розгалужена дентритовидна мережа долин і каньйонів нагадує ділянки суходолу з добре розвиненою річковою мережею, що, безсумнівно, підтверджує значний вплив "ерозійного" фактору при утворенні цих систем [Геологічна …, 1998].

Більшість виділених систем і долин відображає гетерогенну будову материкової окраїни цього сектора Чорного моря та спрямованість тектонічних рухів неоген-четвертинного періоду.

У північно-західному геоморфологічному районі проведеними детальними дослідженнями установлено, що за особливостями рельєфу південно-західний материковий схил треба виділять від підводного Дунайського каньйону до західного краю Криму, де проходить Західно-Кримський каньйон. На рис. 5.19 показано сім ПДКС, але фактично в ділянку цього сектора входить п'ять ПДКС: Ойбурзька, Палеодніпровська, Дністровська, Кітукська та Палеосаратська, оскільки Дунайська та Західно-Кримська ПДКС, розташовані на заході й сході району, за своїми морфологічними особливостями належать, насамперед, до західного та північного геоморфологічних районів.

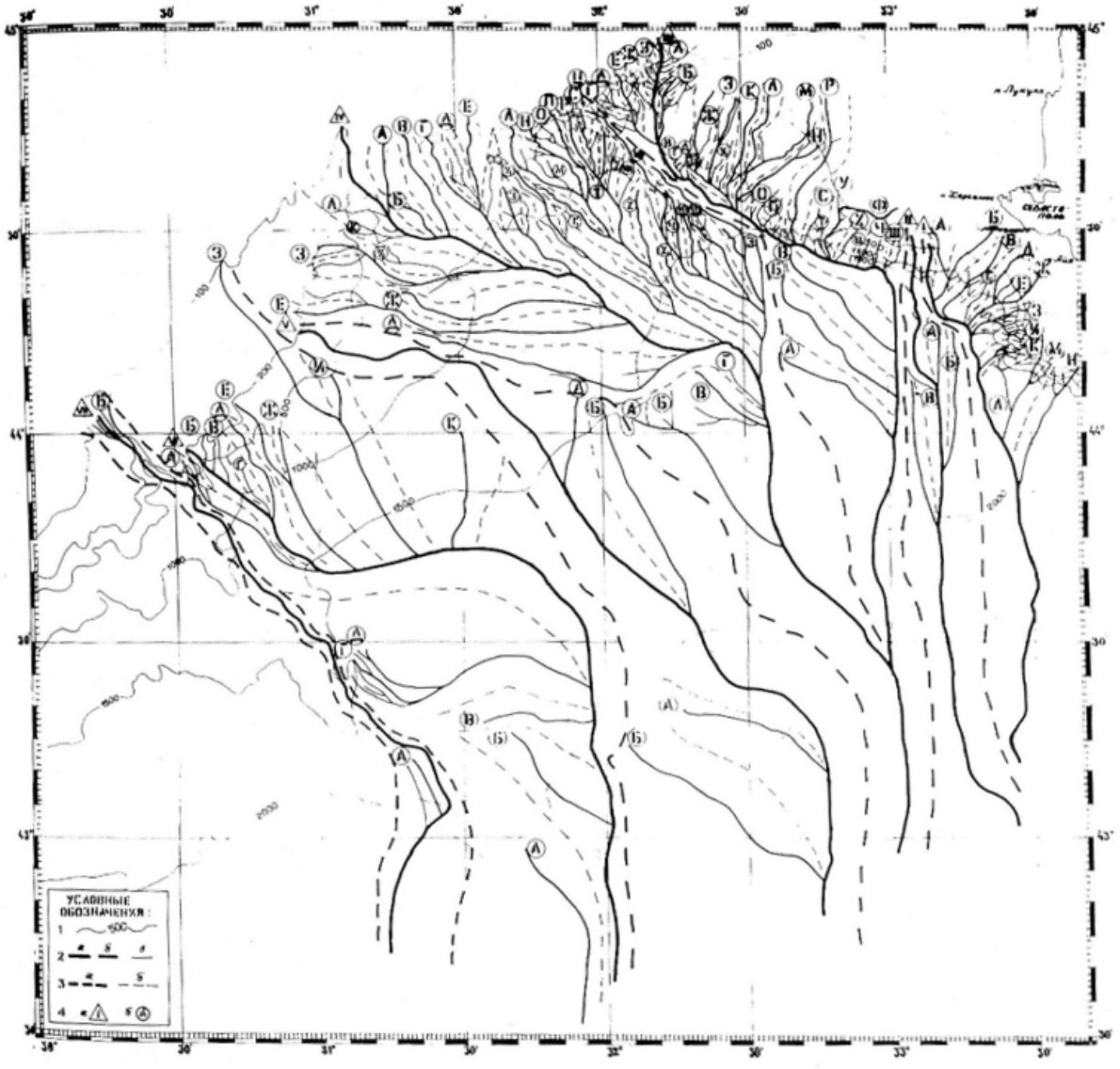


Рис. 5.19. Карта ПДКС та ОВД північно-західної частини Чорного моря. Масштаб до фотографування I : 500 000 [Геологічна …, 1998]

1 – ізобати; 2 – руслова частина долинно-каньйонної мережи: а – головні долини, б - основні долини, в – другорядні притоки; 3 – вододільні лінії: а – міжсистемні, б – міждолинні; 4 – підсистем (а), позначення основних приток (б)

За характером просторового розміщення головних долин та їх приток ерозійна підводна мережа північно-західного материкового схилу складається із рисунків різного плану.

Загальний план річкової мережі тісно пов'язаний з геологічною структурою, тектонікою чутливих до проявів неотектонічних рухів, через це подальший аналіз виявлених підводних ерозійних понижень у цьому плані дозволив уточнити структурну геологію в цьому районі при пошуково-прогнозних дослідженнях на ВВ за СТАГГД.

Характерною рисою більшості виявлених долин і каньйонів, що беруть початок у зоні шельфу, є значна звивистість русла при витриманості загального генерального напрямку. Крім того, у Палеодніпровській і Дністровській ПДКС у русловій частині зустрічаються перезаглиблені замкнуті ділянки. Порівняння отриманих результатів з відомою класифікацією підводних долин Ф.Р. Шепарда вказує на присутність у районі досліджень долин 1-6 типів, багато з яких є проміжними між двома або більше типами цієї класифікації. Мережа долинно-каньйонних систем північно-західного материкового схилу утворює налягаючі один на один крупні підводні конуси виносів, по яких проходять звивисті русла, що часто поділяються на низку дрібних рукавів. З цього району опишемо дві найбільші ПДКС – Дністровську та Палеодніпровську.

Найбільш потужною ПДКС у цьому районі є Дністровська. Довжина головної долини 248 км, вона зливається в конусі виносу з Плалеодніпровською, утворюючи єдиний могутній підводний долинно-каньйонний «басейн», найпотужніший у Чорному морі. Однак, враховуючи морфологічні різниці і те, що обидві ПДКС зливаються лише в конусі виносу, де проходить взаємне відкладення відкладів, ми розглядаєм ці ПДКС окремо.

Дністровська ПДКС нагадує добре розвинуту потужну річкову систему, розташовану на пологій рівнинно-пагорбкуватій місцевості. Вона є типовою долинною системою, характерною для північно-західної частини материкового схилу Чорного моря.

На схід від Дністровської ПДКС розташована Палеодніпровська долина, яка значно відрізняється за своїми морфологічними й морфометричними параметрами. За нею загальний характер материкового схилу й підводні долини змінюються, долини стають вужчими, більш врізані та мають більш круті кути ухилів.

Палеодніпровська ПДКС займає площу 4000 км^2, на якій розміщується головна Палеодніпровська долина з 8 основними правими притоками і 24 лівими, 80 другорядними. Загальна довжина всіх долинних понижень складає 1169,3 км. Це без Дністровської ПДКС, яку виділено окремо, а морфологічно вона входить у Палеодніпровську ПДКС (рис. 5.20).

Палеодніпровська ПДКС має могутню розгалужену мережу основних і другорядних притоків (44), які протягом всієї долини розташовані нерівномірно. Протягом нижньої частини долини з правого боку впадає Дністровська ПДКС приблизно на 43°30' північ. ш., яка розглядається окремо за своїми морфологічними особливостями. Північніше на 44° північ. ш. впадає Кипчакська долина довжиною в 40 км. Ліві основні притоки Палеодніпровської

долини більш чисельні і зосереджені винятково у верхній і середній частинах головної долини.

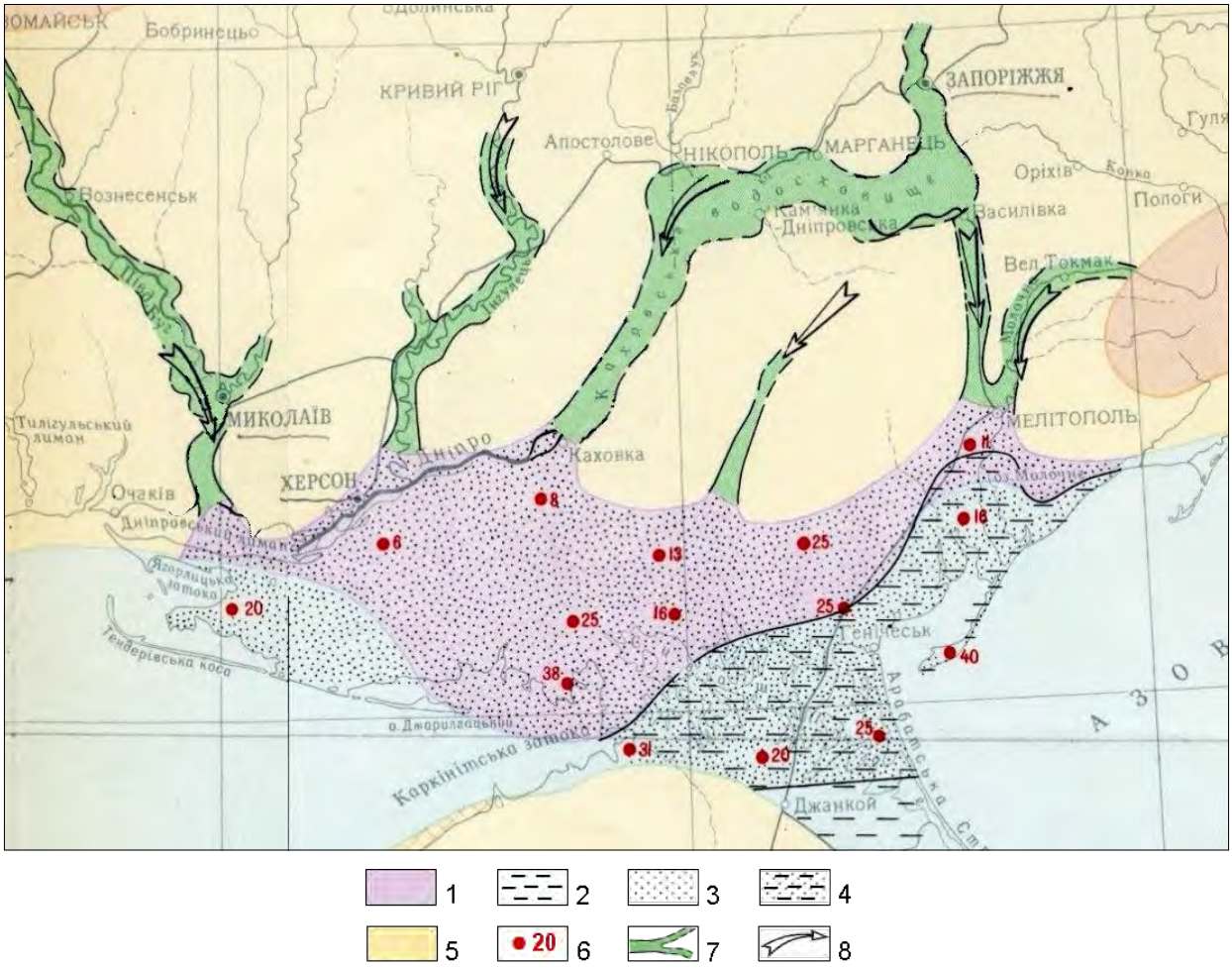


Рис. 5.20. Палеогеографічна карта України. Неогеновий період, пліоценова епоха, куяльницький вік

1 – дельти, дельтові рівнини; 2 – глини; 3 – піски; 4 – глини та піски; 5 – понижений суходіл; 6 – повна потужність відкладів; 7 – річкові долини; 8 – напрямки перенесення уламкового матеріалу

Із заходу, на думку авторів, полігон обмежений каньйоном одного з рукавів Палео-Дніпра – Палео-Каланчаком. З цією назвою категорично не можна погодитись, бо це найбільший чітко морфологічно виражений каньйон північно-західної частини Чорного моря пов'язаний безпосередньо з самою палеодолиною р. Дніпро, яка була закладена після раннього понту і проходила через Каркинітську затоку. Під час кіммерійської і нижньочаудинської регресії вона проходила через весь шельф і сформувала найбільш морфологічно оформлений Палеодніпровський каньйон.

На шельфі північно-західного сектора Чорного моря внаслідок проведення геолого-знімальних робіт виявлено широке розповсюдження долин і їх приток, частково зафіксованих в сучасному рельєфі (рис. 5.21). У багатьох місцях виявлені поховані палеодолини, що проходять через шельф у напрямку каньйонів. В той же час питання генетичного взаємозв'язку низки виявлених каньйонів з конкретною мережею палеодолин до кінця не з'ясоване, особливо

для північно-західного району. Різні карти, побудовані за матеріалами геологічних зйомок, дають можливість по-різному інтерпретувати ці питання, оскільки конкретних матеріалів (даних бурових робіт, сейсмоакустичної зйомки) по центральній і південній частині північно-західного шельфу немає, а планове розташування долин проводиться частково гіпотетично.

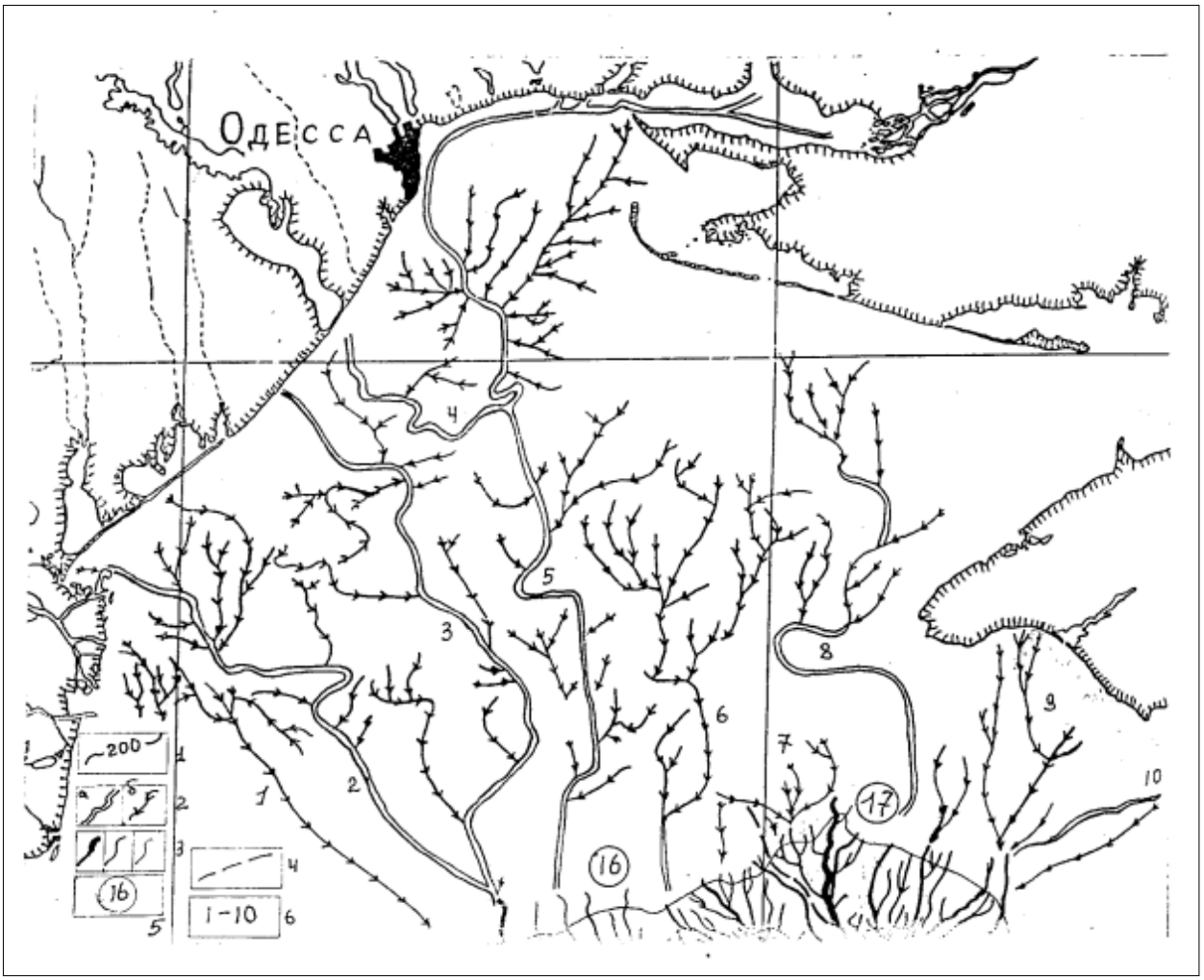


Рис. 5.21. Карта похованих долин і верхів'їв каньйонів північно-західного шельфу Чорного моря. Масштаб 1:500 000 [Геологічна …, 1998]

1 – ізобати; 2 – поховані долини: а – основні, б – притоки; 3 - долини і каньйони: а – головні, б – основні, в – другорядні; 4 – вододіли; 5 – номера: 16 – Дністровської ПДКС, 17 – Палеодніпровської ПДКС; 6 – номера похованих долин

Відмічають, що річки, які проходять через шельф, не зливались перед впадінням у море, а мали самостійні гирла, оскільки русла оточені ланками низьких терас. Гирла багатьох річок у регресивні епохи Чорного моря (особливо у постчаудинський, посткарангатський та новоевксинський час) відкривались прямо у верхів'ях каньйонів, що стимулювало активну діяльність потоків відкладів

З огляду на думку, що глибина врізу каньйону й особливо його морфологічна враженість, є вихідними від потужності еродуючих потоків і часу їх впливу й аналізу виявлених каньйонів, можна відбудувати зв'язок каньйонів з палеодолинами.

Найбільш морфологічно виражений каньйон північно-західного району пов'язується нами з палеодолиною Дніпра, яка була закладена після раннього понта й впадала безпосередньо у Каркинітську затоку. Під час киммерійської і нижньочаудинської регресії вона проходила через увесь шельф і сформувала Палеодніпровський каньйон. Згодом палео-Дніпро змінив свій напрямок і у ранньоновоевксинський час впадав серією рукавів у море, формуючи початки низки каньйонів, орієнтовно від Оленівської долини до Уретської (див. рис. 5.21).

Палеодністровська долина простягалась у ранньоновоевксинський час від Будакського лиману на південному сході до краю шельфу й дала початок Дністровському каньйону. У крайній, західній частині північно-західного шельфу проходила долина водотоку, що утворився злиттям палео-Сарати й палео-Когильника й впадав на місці палео-Саратського каньйону.

Глибина врізу й наявність декількох відбиваючих меж свідчать, що у свій час це був могутній русловий потік з многостадійним розвитком, існуючий як притока Дунаю, або один з його рукавів.

Проведені дослідження дуже цінні для з'ясування точного розташування похованої річкової сітки прадолин.

Основні перспективи подальшого нарощування розвіданих запасів і видобутку газу та конденсату в Південному нафтогазоносному регіоні України, як було наведено вище, пов’язуються з подальшим освоєнням насамперед північно-західного шельфу Чорного моря, де вже відкрито вісім газових і газоконденсатних родовищ, виявлено та підготовлено до глибокого буріння багато локальних підняттів і неантиклінальних пасток (структури Західно-Голіцинська, Гордієвича, Кутова, Південно-Флангова, Біостромна, Сундучна, Осетрова та ін.), які пов’язані з різними, переважно неогеновими, палеогеновими і крейдовими перспективними комплексами.

В північно-західній акваторії Чорного моря відомо понад 100 локальних підняттів, виявлених сейсморозвідкою у межах прогинів – Причорноморського (Каркинітсько-Північнокримського), Переддобрудзького, Бабадагського, Дворянина, підняттів у Кілійсько-Зміїній зоні, валу Губкіна, Крайового уступу, Каламітсько-Іллічівського та Притарханкутсько-Новоселівського виступів Кримського склепіння. Пошукові бурові роботи, що проектувалися за сейсмогеологічними побудовами, завершилися відкриттям середніх за величиною запасів Голіцинського, Штормового та Одеського родовищ і більш дрібних скупчень ВВ на підняттях Безіменному, Південно-Голіцинському, Шмідта, Архангельського та Кримському.

Першочерговими для проведення подальших сейсморозвідувальних робіт з метою підготовки до глибоководного буріння є структури Міжводненська, Західно-Крейдяна, Кутова, Рифтова, Янтарна (Ювілейна), Дипломна, Зональна, Корнілова, Нахімова.

На північно-західному шельфі сконцентровано 28,2% початкових сумарних видобувних ресурсів нафти, газу та конденсату. У цьому регіоні основними нафтогазоносними й перспективними товщами є нижньокрейдова, верхньокрейдова, палеоценова, еоценова, майкопська, середньоміоценова та пліоценова. У Переддобрудзькій нафтогазоносній області перспективи

нафтогазоносності пов'язуються з палеозойським, тріасовим та юрським комплексами.

До пріоритетних нафтогазопошукових геолого-геофізичних робіт на локальних структурах мезокайнозойських відкладів належать Центральношельфовий, Західно-Каркінітський райони північно-західної частини Чорного моря. Першочерговими об'єктами досліджень у цих районах є структури Штормова-глибинна, Міжводненська, Мирна, Західно- та Південно-західно-Голіцинська, Чарівна, Штильова, Східно-Шмідтівська, Осетрова, Сундучна, Альбатрос, Понтійська.

За даними ДП «Науканафтогаз» та ДГП «Укргеофізика», серед підготовлених до буріння структур ієрархічно першочерговими на північно-західному шельфі Чорного моря є структури: Осетрова, Штормова-глибинна, Чарівна, Понтійська, Альбатрос, Західно- та Південно-західно-Голіцинська, Сундучна.

За висновками наших досліджень, до перспективних (пріоритетних) об'єктів на пошуки ВВ в осадовому чохлі й гетерогенному та гетерохронному фундаменті з позицій розломно-блокової тектоніки, літолого-фаціальних, формаційних, седиментологічних, термо-атмогеохімічних критеріальних ознак належать такі: Крайова, Голіцинська, Одеська, Безіменна, Біостромна, Штормова-глибинна та Корнілова. Тому, зважаючи на певні розбіжності у визначенні першочерговості буріння структур з урахуванням нових даних на північно-західному шельфі Чорного моря, рейтингові дослідження локальних об'єктів є особливо нагальною проблемою.

Виходячи з наведеного вище матеріалу про перспективність північно-західного шельфу Чорного моря, з метою обґрунтування перспектив окремих об'єктів за комплексною методикою СТАГГД на північно-західному шельфі Чорного моря були проведені експедиційні роботи в північній прибортовій частині Каркинітського прогину (структура Західно-Голіцинська) та в зоні зчленування Каркинітського прогину з Переддобрудзьким вздовж субмеридіональної зони Одеського розлому (структури Одеська, Безіменна, Рифтова, Осетрова, Сундучна, Ювілейна).

Наступним напрямом застосування СТАГГД з метою отримання рекомендацій підвищення ефективності пошукових робіт щодо виявлення флюїдонепроникних зон на континентальному схилі та глибоководних улоговинах є картографування гідродинамічних типів родовищ ВВ, які можуть бути пов'язані з руслами прарічок та каньйонів, що практично перетинають увесь континентальний схил Східно- та Західно-Чорноморської западин.

Нижче наведені приклади власних досліджень на основі гідро-біогенно-мантійної гіпотези утворення ВВ.

Заповнення метанорозчинними субстратами тріщинних об'ємів мантійного походження неминуче призводить до міграції в морських акваторіях надлишків газової складової, принесених водогазовим потоком, і неможливості прийняття їх лімітуючими об'ємами тріщинних зон кристалічних порід. Вони виклинюються газовими, чисто метановими фонтанами, грязьовими вулканами, насичуючи верхні шари осадового чохла донних відкладів, являючи собою перевернений ефект донних відкладів річкових

систем, тому помилково трактуються багатьма дослідниками як газогідрати. Згідно з результатами наших досліджень, за своїми сорбуючими характеристиками, при дегазації морських донних осадів і відкладів річкових систем вони практично збігаються, досягаючи й у першому, і в другому випадках до 60-80%.

У зонах виклинювання водогазових субмаринних джерел по лістричних розломах такі явища іноді викликають ріст глиняних діапірів, грязьові вулкани тощо (рис. 5.22).

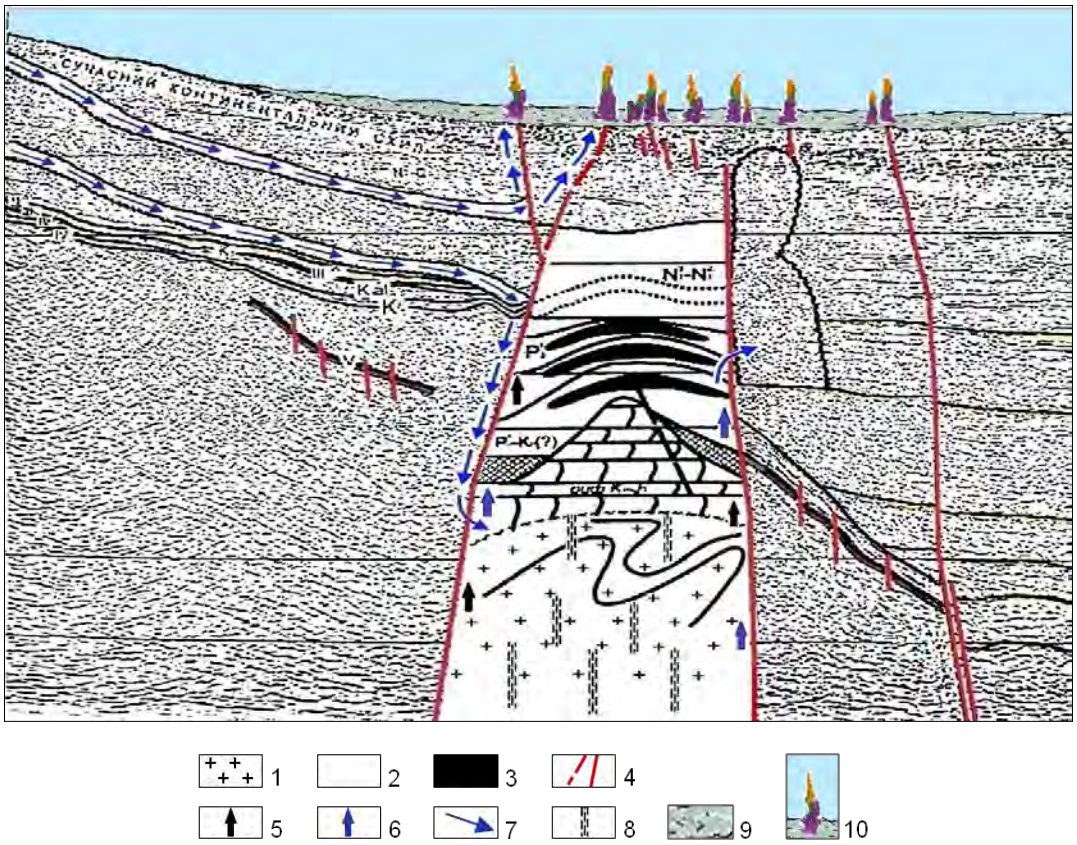


Рис. 5.22. Схема міграції підземних вод та утворення ВВ у морських акваторіях

1 – кристалічні породи докембрійського фундаменту; 2 – карбонатно-теригенні відклади; 3 – нафтові відклади; 4 – розривні порушення; 5 – нафта; 6 – «сухий» газ; 7 – водорозчинний метан; 8 – тріщинуватість; 9 – русло річки; 10 – виділення метану з дна моря (сипи)

Пошуки родовищ у гідрогеологічних басейнах по тектонічних порушеннях, в блоках між ними, в долинах річок (в тому числі й прарічок), каньйонів чи в безпосередній близькості від них на перетині цих морфоструктур тектонічними порушеннями, мають великі перспективи, зважаючи на те, що значний відсоток родовищ світу належить саме до гідродинамічного типу. У цьому аспекті континентальний схил Західно-Чорноморської западини, враховуючи її складну будову, може бути показовим полігоном для відпрацювання різних методик прогнозування вуглеводневих покладів з метою встановлення критеріїв прогнозування ВВ для значних глибин.

Враховуючи складну й недостатньо вивчену геологічну будову полігонів досліджень, структурно-фаціальну мінливість продуктивних товщ, зумовлену

блоковою тектонікою, наявністю значної кількості похованих тектонічних порушень, геодинамічно-формаційними особливостями, головну увагу приділено вирішенню таких задач:

– аналізу наявної геолого-геофізичної інформації з тектоніки, стратиграфії, літології, геофізики;

– уточненню геоструктурної позиції полігонів досліджень на основі аналізу розломно-блокової тектоніки та дешифрування космознімків;

– побудові, уточненню стратиграфічної, літолого-фаціальної, сейсмостратиграфічної моделей.

Вперше було поставлено задачу визначення можливості застосування розробленої малозатратної комплексної методики СТАГГД для прогнозування перспективних ділянок і структур на поклади ВВ у глибоководній акваторії Західно-Чорноморської западини.

Об'єктом досліджень була Британська площа на ділянці виявлених сейсморозвідкою структур Британська-1 та -2. Окремим завданням було проведення аналогічних досліджень (11 станцій) на ділянках активного прояву «газових факелів» (площа Схилова) на континентальному схилі.

Вперше за технологією СТАГГД було виконано картографувальні роботи, які підтвердили потребу постановки детальних геологічних досліджень на пошуки ВВ у цьому регіоні.

За отриманими еталонними ознаками виконаних досліджень було оцінено перспективи покладів ВВ.

Крім того, з переходом на значні глибини виникла потреба удосконалення методики і технології відбору проб. Дія цього була розроблена і виготовлена серія пробовідбірників-дегазаторів, які дозволяють поєднувати у часі вимірювання температури, визначення у воді концентрації радону в придонному шарі води та аналізу газових компонентів, літологічних проб, температурних характеристик придонного шару води та донних відкладів.

У цьому аспекті континентальний схил Західно-Чорноморської западини, враховуючи її складну геологічну будову, був практичним полігоном для відпрацювання різних методик прогнозування вуглеводневих покладів з метою встановлення критеріїв прогнозування ВВ.

Сучасний континентальний схил, де проводились дослідження СТАГГД, сформувався в результаті глобальних горизонтальних та вертикальних диференційованих тектонічних рухів. Для нього характерні значні ухили поверхні, що збільшуються в східному напрямку. Зростання кутів ухилу схилів відбувається паралельно зі скороченням потужності й повноти розрізів мезокайнозойських відкладів на прилеглому до схилу північно-західному шельфі Чорного моря.

Континентальний схил Чорного моря з перехідною зоною між материковою мілиною (шельф) та глибоководною западиною, являє собою поверхню між бровкою уступу та підошвою схилу на межі його зчленування з вирівняною поверхнею ложа улоговини.

Будова континентального схилу характерна великими ерозійні врізами – каньйонами. Вони розчленовують усю поверхню схилу від верхньої бровки до його підніжжя. Каньйони мають V-подібну форму, ширина їх від 150 до

2500 м, глибина – 400-500 м, інколи – 1000 м. Борти мають симетричну форму, що пов'язано з боковою ерозією. Інтенсивність бокової ерозії змінюється залежно від ухилів та геологічної будови. На поздовжніх профілях каньйонів чітко простежується ступінчастість, яка є відображенням геологічних подій у регіоні, зокрема перебудови структурно-тектонічних планів у відповідні геологічні епохи.

Морфоструктурний план континентального схилу значною мірою контролюється регіональними зонами розломів, спричинених тектонічними процесами. До цих розломів приурочені каньйони палео-Дунаю, палео-Дністра, палео-Дніпра, палео-Каланчака. Активна ерозійно-денудаційна діяльність каньйонів призвела до появи значних за розмірами підводно-ерозійних амфітеатрів біля бровки континентального схилу. Еродовані породні комплекси утворюють у підніжжя відповідних уступів значні за потужністю та обсягом ділянки. Це маргінальні глибоководні конуси виносів, що складають перехідну зону континентальний схил – глибоководна улоговина. Вони утворюють своєрідні вали, горбки, підводні хребти, накладені конуси виносів, що сформовані мутьовими потоками. Потужність конусів виносу становить декілька кілометрів. Найбільш чітко вираженою морфоструктурою північно-західної частини Чорного моря є Дунайський конус виносу, що являє собою велике акумулятивне тіло. Чільними морфологічними елементами є тераси сповзання в нижній частині схилу та підводний каньйон, що вироблений суспензійними потоками. Поверхню схилів та бортів каньйонів моделюють підводні (стоку й площинні) та суспензійні течії. Формування конуса в мезокайнозойський і навіть четвертинний часи відбувалось в декілька етапів у процесі безпосереднього висунення авандельти Дунаю і підводної ерозії уступу материкового схилу. Значний вплив мали великі зсуви, що впливали на динаміку суспензійних потоків. Встановлені значні за розмірами ділянки низько бугорчатого рельєфу, конусоподібні сопки. У підніжжі континентального схилу виявлені карбонатні утворення трубчастої форми, які, вірогідно, пов'язані з метановими курильщиками. Характерні форми рельєфу притаманні зонам активного газовиділення та проявам грязьового вулканізму.

Порівняльний аналіз сучасної складної морфологічної структури з дочетвертинною засвідчує успадкованість неотектонічних рухів та визначальну роль розломно-блокової структури шельфу, континентального схилу та глибоководної западини в розподілі потужностей та фацій як четвертинних відкладів, так і всього осадового чохла западини.

За даними сейсморозвідки МЗГТ, на сучасному континентальному схилі картографується «палеоконтинентальний схил». На сейсмічних розрізах він відбивається широкою (12-13 км) зоною субпаралельних тектонічних порушень, по яких докрейдова поверхня неузгодженості зазнає східчастого занурення на південь від 2000-4000 до 6500-7500 м з середнім ухилом 20-35°. Південним обмеженням цієї зони є крупноамплітудний Північно-Евксинський північний бортовий скид крейда-кайнозойського віку, який має «лістричну

кінематику» з виположенням поверхні скидача у бік Західно-Чорноморського рифта.

У смузі палеоконтинентального схилу сейсморозвідкою МЗГТ картографований ланцюжок структур (Омар, Барова, Латунна, Плутон, Піщана та ін.), а також досліджені нами структури Британська-1 та -2. Ця широка (8-20 км) зона локальних структур виділяється під назвою хребет або підводний масив Ломоносова. На годографах відображається складним рисунком сейсмічного запису, який інтерпретується неоднозначно. Підняті тут драгами зразки донних відкладів представлені різноманітними за віком та літологією породами, включно з магматитами від кислого до ультраосновного складу, які є типовими для присутурного меланжу. За цими ознаками хребет Ломоносова трактується як шовна тектонічна зона (можливо, східне подовження сутури Печеняга-Камена) – фрагмент активної окраїни палеоконтиненту Мезія в алохтоні. Для верхньої частини розрізу прибортової зони характерні гравітаційно-тектонічні дислокації з формуванням олістостром, тектонічних пластин та лусок. З огляду на шовну природу континентального схилу Західно-Чорноморської глибоководної западини, можна зробити висновок про те, що перспективи цього району високі [Шнюков, 2007].

Палеонтологічна, палеоекологічна, літогенетична інтерпретація корінних порід показує, що вже на початку палеогену північна частина Чорноморської западини характеризувалася збільшенням глибини осадонакопичення, що відбувалося в геосинклінальному режимі. З певним ступенем вірогідності можна говорити про існування континентального схилу, починаючи з палеоцену, а також в олігоценовий та неоген-четвертинний час.

Головна роль у формуванні локальних структур, міграції і розподілу ВВ у мезокайнозойських відкладах належить тектонічному фактору. Але, як показав аналіз мезокайнозойського розрізу, літолого-стратиграфічний фактор для з'ясування умов формування стратиформних та палеогеоморфологічних пасток має важливе значення. На північно-західному шельфі всі родовища ВВ характеризуються чіткою стратиграфічною приуроченістю до відповідних горизонтів.

Породи-колектори й нафтогазонакопичення у відкладах мезокайнозою приурочено до сидерито-алеврито-піщанистих теригенних та вапнякових комплексів, які часто утворені турбідитовими потоками й складають глибоководні конуси виносу. Всі ці формаційні комплекси поширені на континентальному схилі й в глибоководній западині, що підтверджено ідентифікацією їх у корінних породах.

Отже, на континентальному схилі створено літолого-стратиграфічні умови нафтогазонакопичення, які пов’язані з тектонічними, морфоструктурними факторами і є ознакою високих перспектив континентального схилу на пошуки ВВ.

5.2.1. ДОСВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ПОШУКОВОЇ СТАГГТ НА ГЛИБОКОВОДНИХ НАФТОГАЗОНОСНИХ СТРУКТУРАХ

Досліджена нами Британська площа за структурною позицією суттєво відрізняється від площ попередніх робіт. За схемою структурно-тектонічного районування, вона розташована на північному борті Західно-Чорноморської глибоководної западини. У сучасному структурному плані ця частина дна Чорного моря відповідає зоні континентального схилу в межах глибин 860-1210 м, ускладненій системою субпаралельних каньйонів V-подібної форми шириною 150-2500 м, глибиною 400-500 м, інколи – 1000 м.

Виконаний нами на Британській площі комплекс робіт за технологією СТАГГД містив геоструктурний аналіз, атмогеохімічну зйомку придонного шару води (за радоном, гелієм, вуглекислим газом, воднем та вільними ВВ), термометричні та літогеохімічні дослідження донних відкладів. Структури Британська-1 та -2 було перетнуто трьома субмеридіональними профілями через їх апікальні частини. Відстань між профілями становила 7-8, між станціями – 1-1,5 км (рис. 5.23). Точність прив'язки профілів і станцій спостереження забезпечувалася застосуванням персонального навігатора GPS-системи. В окремих точках було проведено літологічне опробування донних відкладів.

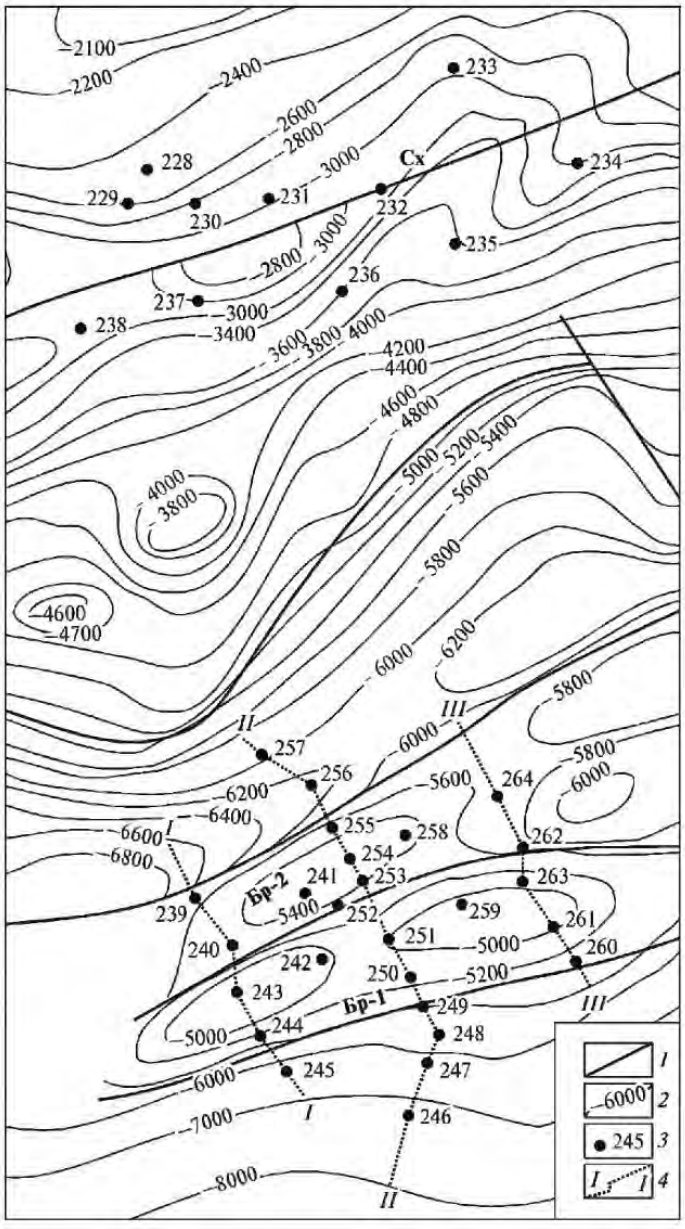


Рис. 5.23. Схема полігону СТАГГД на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини

1 – розривні порушення за даними сейсморозвідки, 2 – ізогіпси горизонту відбиття IV – підошва нижньої крейди, 3 – станції СТАГГД, 4 – профілі СТАГГД. Сх – ділянка Схилова. Локальні структури: Бр-1 – Британська-1, Бр-2 – Британська-2

Встановлена нами закономірність розподілу газової складової (ВВ, водень, гелій) та температурних полів, присутність цих ВВ у розчинених газах придонного шару води та донних відкладів вказує на наявність перспективних площ на континентальному схилі. Згідно з емпіричним досвідом, за визначеними нами співвідношеннями концентрацій ізобутану

та n-бутану, зокрема переважанням першого над другим, можна зробити припущення щодо переважно газового генезису потенційних покладів ВВ.

Результати СТАГГД на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини дозволили картографувати ділянки, перспективні на видобуток ВВ (рис. 5.24).

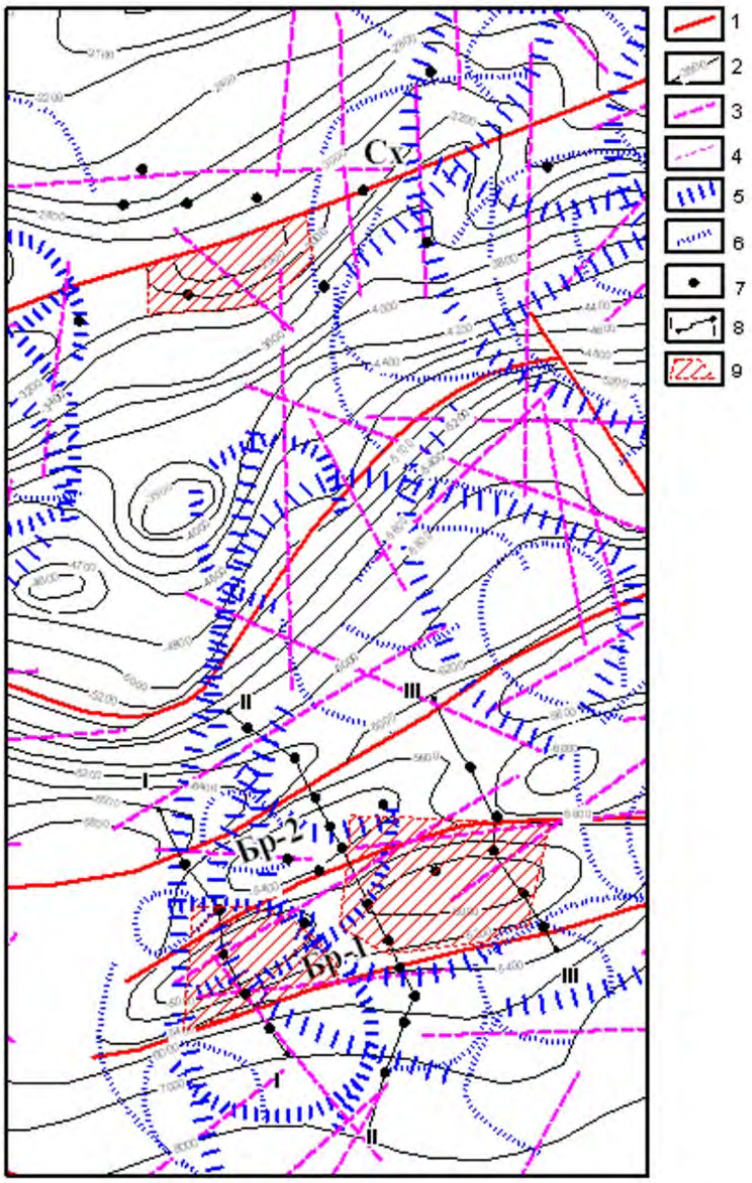


Рис. 5.24. Ділянки, перспективні на пошуки ВВ на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини (за результатами комплексної інтерпретації даних СТАГГД)

Структурні елементи за даними сейсморозвідки: 1 – розривні порушення, 2 – ізогіпси горизонту відбиття IV (підошва нижньої крейди); структурні елементи за даними дешифрування космознімків: лінеаменти: 3 – регіональні, 4 – локальні; кільцеві структури: 5 – регіональні, 6 – локальні; 7 – точки СТАГГД, 8 – профілі СТАГГД та їх номери; 9 – перспективні ділянки за даними СТАГГД для подальших пошуково–оцінювальних робіт. Сх – ділянка Схилова. Локальні структури: Бр–1 – Британська–1, Бр–2 – Британська–2

Проведення СТАГГД по більш щільній мережі станцій дозволить впевнено оконтурити перспективні ділянки утворення та акумуляції ВВ для впровадження їх на пошуки.

5.3. ФОРМУВАННЯ ТА ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ПЛОЩ НА ІМПАКТНИХ СТРУКТУРАХ

В Україні відомо сім імпактних структур, шість з яких розташовані в центральних районах УЩ. Ще у 1989 р. В.А. Краюшкін і Є.П. Гуров [1989], з огляду на світовий досвід відкриття родовищ нафти й газу, пов'язаних з астроблемами, висловили тверде переконання: «… *все астроблемы Украины, конечно также представляют принципиально новый и перспективный объект на нефть и газ*». На думку авторів, доцільно якомога швидше почати наукове буріння на нафту і газ на астроблемах, заклавши хоча б одну параметрично–пошукову св.

Ці думки та прогнози в подальшому знайшли обґрунтування в комплексній роботі вчених ІГН НАН України й виробництв [Нефтегазовый …, 1994]. Як першочергові пошукові об'єкти пропонувались Бовтиська та Оболонська св.

Бовтиська імпактна структура

Бовтиська імпактна структура розташована на границі Кіровоградської і Черкаської областей в межах верхньої течії р. Тясмин, правої притоки р. Дніпро, та її приток.

До центру структури в радіальних напрямках стікаються притоки р. Тясмин. Всі ці річки зливаються з утворенням р. Тясмин в 3 км на південний схід центру западини. Далі р. Тясмин тече в північно–західному напрямку й прорізає передбачуваний цокольний вал кратеру імпактної структури в районі м. Кам'янка, в 16–18 км від центра структури. У руслі річки тут виходять кристалічні породи. По обох берегах, в глибокому каньйоні (8–10 м) спостерігаються катаклазовані граніти.

Проведений комплекс досліджень дозволив визначити певні уточнення щодо будови структурно–тектонічних елементів Бовтиської імпактної структури й однойменної кільцевої структури, виділеної за даними інтерпретації МКЗ, та ділянки досліджень в цілому. З'ясовано, що в межах кратеру проходить розвантаження легких ВВ, але їх концентрація значно менша, ніж важких. Більшість показників мають аномальні й підвищені значення між визначеним кільцевим валом і кратером імпактної структури.

На підставі проведених СТАГГД в межах площі визначено перспективні ділянки на пошуки нафти чи газу (рис. 5.25).

Масштаб (детальність робіт) мережі п.с. внаслідок великого розміру кратеру й ще більш великого кільцевого валу дозволяє говорити лише про загальні риси розподілу газів у межах ділянки досліджень. Рекомендується проведення високоточних гравіметричних і магнітометричних досліджень, сейсморозвідки за технологією 3D з метою вивчення будови кратеру, проведення детальних робіт з більш щільною мережею і концентрацією п.с. у межах перспективних ділянок за технологією СТАГГД.

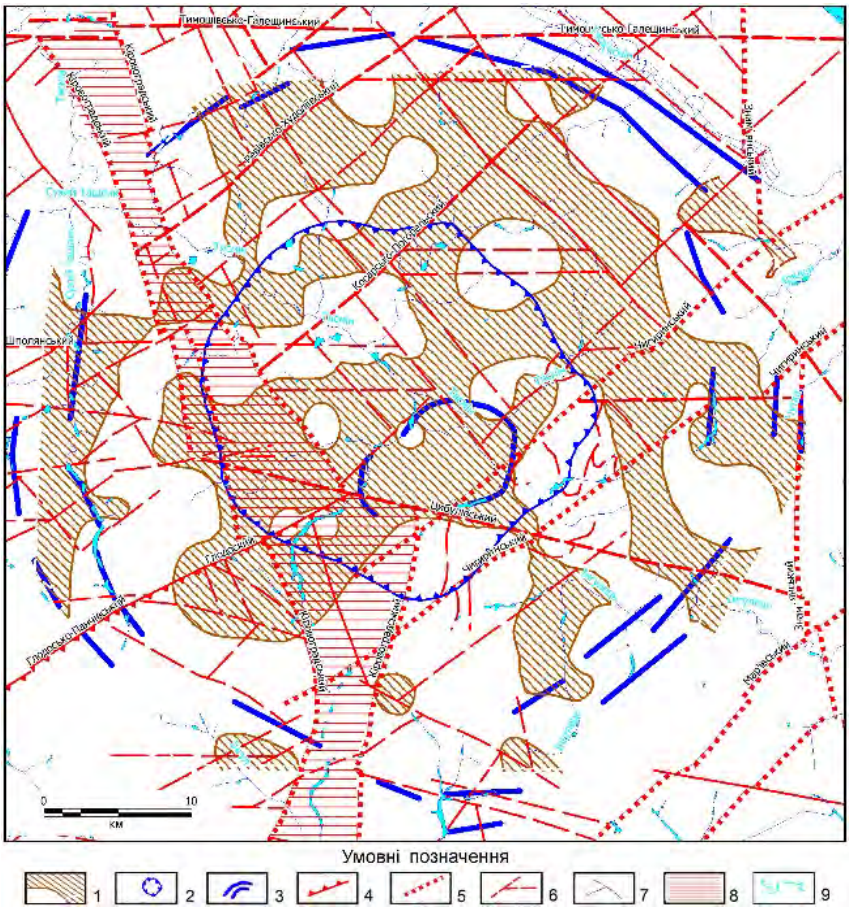


Рис. 5.25. Карта просторового розташування флюїдонепроникних ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурно–тектонічній основі)

1 – ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ; 2 – контури кратера: 3 – фрагменти кільцевих структур за результатами дешифрування МКЗ; розломи: 4 – підкиди, 5 – скиди, 6 – головні, 7 – другорядні, 8 – зона Кіровоградського глибинного розлому; 9 – гідрографічна мережа

Масштаб (детальність робіт) мережі п.с. внаслідок великого розміру кратеру й ще більш великого кільцевого валу дозволяє говорити лише про загальні риси розподілу газів у межах ділянки досліджень. Рекомендується проведення високоточних гравіметричних і магнітометричних досліджень, сейсморозвідки за технологією 3D з метою вивчення будови кратеру, проведення детальних робіт з більш щільною мережею і концентрацією п.с. у межах перспективних ділянок за технологією СТАГГД.

Оболонська імпактна структура

Географічно Оболонська структура розташована на лівобережжі р. Дніпро, на водорозділі річок Сула й Хорол. На захід від структури знаходиться Кременчуцьке водосховище. Район характеризується рівнинним, слабо розчленованим рельєфом і належить до Придніпровської низини. Більша його частина знаходиться на терасах річок Сули й Дніпра, характеризується наявністю невеликих озер, заболоченістю; тут протікає невелика р Крива Руда.

Проведений комплекс досліджень дозволив визначити певні уточнення щодо будови структурно–тектонічних елементів Оболонської імпактної структури й однойменної кільцевої структури, виділеної за даними

інтерпретації МКЗ, та ділянки досліджень в цілому. З'ясовано, що в межах кратеру проходить розвантаження легких ВВ, а важких – по периферії кратеру Оболонської імпактної структури. Аномальні значення в межах кратеру збігаються з порушеннями, визначеними за результатами 3D сейсморозвідки. Цокольний вал, визначений за результатами 3D сейсморозвідки, загалом відмічається фоновими значеннями вуглеводневих показників, а аномалії вуглеводневих газів за межами кратеру мають вигляд концентричних кол, у центрі якого розташований кратер, з чергуванням фонових і аномальних значень вуглеводневих показників.

На підставі проведених робіт СТАГГД у межах площі досліджень визначено перспективні ділянки на пошуки нафти чи газу (рис. 5.26).

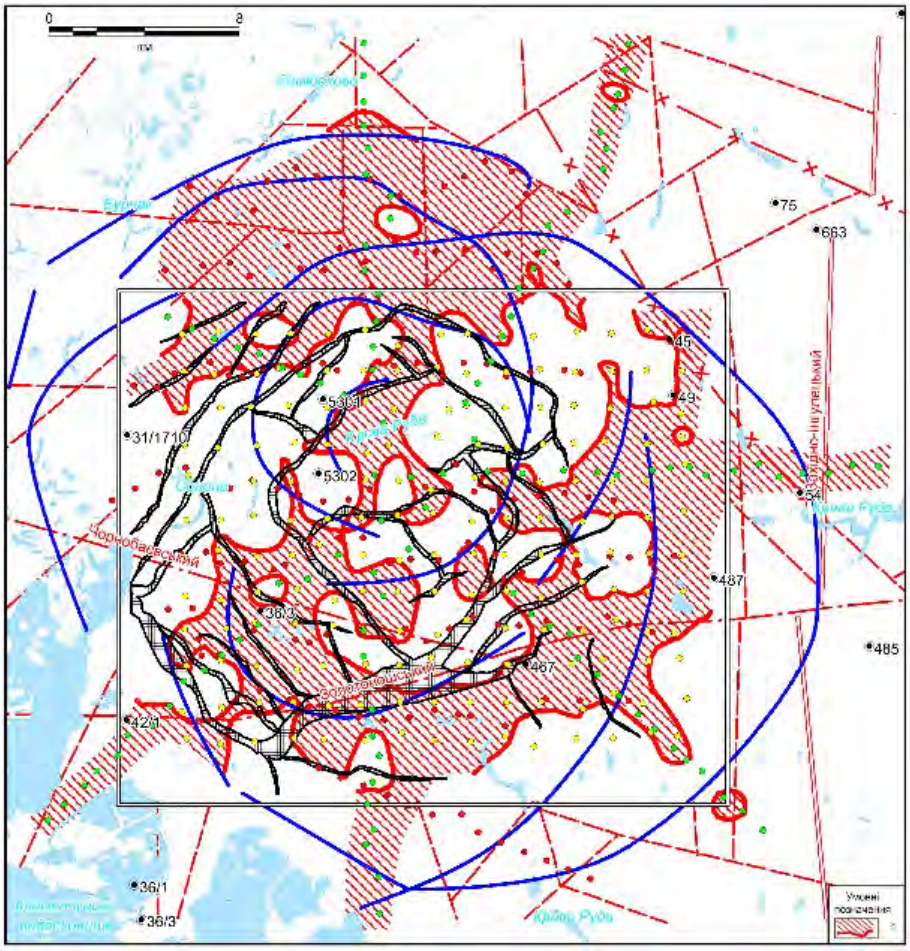


Рис. 5.26. Схема просторового розташування флюїдонепроникних ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурно–тектонічній основі)

1 – контури флюїдонепроникних ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ. Решту умовних познак див. на рис. 5.25.

Масштаб (детальність робіт) мережі п.с. внаслідок великого розміру кратеру й ще більш великого кільцевого валу дозволяє говорити лише про загальні риси розподілу газів у межах ділянки досліджень. Рекомендується проведення бурових робіт з метою детального вивчення геологічної будови Оболонської структури й детальних робіт за технологією СТАГГД з більш щільною мережею і концентрацією п.с. у межах перспективних ділянок.

5.4. ФОРМУВАННЯ ТА ПРОГНОЗ ВУГЛЕВОДНЕВИХ НАКОПИЧЕНЬ У ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВАХ

Україна має величезні, практично не розроблені ресурси метано–вуглеводневих газів. В основних вугільних басейнах – Донецькому й Львівсько–Волинському, за оцінками фахівців, вугільні пласти й вміщуючі породи містять орієнтовно 12–22 трлн м^3 вуглеводневих газів. Геологічні ресурси метану на окремих шахтах коливаються від 0,2 до 4,7 млрд м^3. У процесі видобутку вугілля щорічно виділяється понад 2 млрд м^3 газу (метану), але утилізується лише близько 200 млн м^3 (менше 30% від загального обсягу кооптируємого метану), а залишок спалюється у факелах. У той же час світовий досвід видобутку газів вугільних регіонів і родовищ свідчить про те, що його промисловий видобуток можливий.

Вирішення питань формування та прогнозу вуглеводневих скупчень вуглепородних масивів, як у зонах розвитку вугленосних товщ, так і родовищ ВВ досить складне без ретельного вивчення процесів взаємозв'язку річкового стоку, а також вивчення кількісних водобалансових характеристик його підземної складової. Як показав аналіз матеріалу, виявлення та вивчення газофлюїдоутворюючих процесів річкових систем у зонах вуглепородних масивів спостерігається практично повсюдно в басейнах України, а також у світових вуглепородних басейнах у долинах, заплавах і прирічкових зонах. Первинні вуглепородні процеси формуються у вигляді заболочених зандрових рівнин, торфовищ, бурого вугілля тощо [Газоносность ..., 2004].

Вивчення умов залягання, накопичення й формування зазначених процесів у зонах розвитку вуглепородних масивів, як у зонах прогинів, так і в зонах їх геоструктурних перетворень залежить від цілого спектра природних факторів, що формуються річковими системами, починаючи від зміни орографічних, водобіологічних, геолого–структурних, кліматичних, а також лагунно–морських і прирічкових процесів. Вивчення гідролого–гідрогеологічних та морфо–біологічних процесів кругообігу водно–біологічного компонента річкового стоку дозволяє врешті–решт використовувати гідрогеобіогенну складову у вигляді синергетичної гіпотези в теорії походження вуглепородних масивів на основі біостратиграфічних комплексів.

Аналіз комплексних гідролого–біологічних, гідрогеологічних та структурно–геодинамічних закономірностей геофільтраційних процесів міграції підземних вод, газоводорозчинних субстратів, а також ВВ вуглепородних масивів вугільних шахт, підстилаючих порід для районів традиційних і нетрадиційних родовищ ВВ України й більшості аналогічних об'єктів світу свідчить про єдність процесів вугленафтогазоутворення [Багрій, Дубосарський, 2011].

При прогнозі та розробці вугільних родовищ, нами велика увага приділялася процесам, які опосередковано пов'язані з діяльністю води й газу, складним взаємодіям в гетерогенних вуглепородних масивах, приурочених до зон прогинів і глибоким геологічним структурам. Пріоритетом був достовірний і надійний комплексний підхід до утворення вуглепородних масивів. Для цього були оброблені значні обсяги інформації

фундаментальних, фондових і натурних досліджень при виконанні спектра польових робіт і прогнозі родовищ ВВ при певних гірничо–геологічних умовах з погляду безпеки видобутку останніх.

Такий комплексний підхід до вивчення генетичних основ формування ВВ на основі кругообігу речовини в природі пропонується вперше: вода, біота, геохімічні процеси й геологічні фактори формування водогазонасиченості гірських порід і закономірності розподілу вологи в породному масиві передбачені в запропонованій концепції гідро–біогенно–мантійної гіпотези утворення ВВ. У науковій літературі містяться лише уривчасті відомості про умови формування природної вологості гірських порід у природних умовах. Тим часом, встановивши основні регіональні та локальні закономірності участі водогазових (метанових) субстратів у вугленосних районах шахтних полів, водобалансові характеристики інфільтраційних процесів, можна вирішити безліч прикладних задач, спрямованих на створення надійних методів прогнозу гірничо–геологічних умов, а також пошукових критеріїв на ВВ.

Про нерозривний зв'язок природних вод із твердою речовиною земної кори, з її газовим режимом академік В.І. Вернадський писав так: «*Лишь мысленно можно разделить при нашем изучении природную воду и природные газы. Они всегда проникают друг в друга и взаимно определяют все свойственные им явления. В окружающей природе мы нигде не имеем газа, не связанного с водой, водного раствора, не заключающего газа*» [Вернадський, 2001].

В рамках синергетичної теорії загальною основоположною геологічною системою для земної кори, що найбільш повно відповідає критеріям самоорганізації, є система «вода – порода (біота) – газ», з позицій єдності цієї системи та її прагнення до рівноважного стану.

Вперше наведено результати системних і комплексних досліджень закономірностей розподілу водних ресурсів по річкових басейнах, накопичення органіки, розподілу вологи в гірських породах і геологічних факторів, що визначають водогазонасиченість вугленосних районів.

Достовірний і надійний прогноз гірничо–геологічних умов розробки вугільних родовищ повинен базуватися на загальних регіональних і локальних закономірностях розподілу водних ресурсів у вуглепородному масиві й проводитися з урахуванням гідрогеологічних і геологічних факторів формування водогазонасиченості гірських порід.

На підставі узагальнення результатів системних і комплексних досліджень природної вологості гірських порід і вивчення закономірностей розподілу вугленосних масивів і обводнення вугленосних товщ нами встановлені основні гідрогеологічні та геологічні чинники формування водогазонасиченості вуглепородного масиву. Основними факторами, що визначають природну вологість і водогазонасиченість пісковиків, є умови розміщення в річкових долинах, постдіагенетичні зміни вугленосних відкладів, особливо закладення руслових процесів, тектонічні умови й речовий склад гірських порід. Практично у всіх розглянутих вуглепородних

масивах ми спостерігаємо втрати річкового стоку, що формує в кінцевому підсумку головний вуглепородний матеріал.

Розломна тектоніка, а також геодинамічні процеси мають великий вплив на розподіл водогазових складів у гірському масиві. Простежується чіткий зв'язок між газоносністю вугільних пластів і характером геологічної будови – зонами взаємозв'язку з гідролого–гідрогеологічними й седиментаційними процесами.

У процесі проведених досліджень за технологією СТАГГД нами були виявлені численні відносно незначні за розмірами куполи й флексурні складки (потенційні пастки для вуглеводневих газів) по всій зоні дрібної (малої) складчастості Північного Донбасу (ділянки Томашівська, Лисичанська, Тошківська та ін.) та Львівсько–Волинського вугільного басейну. У зоні регіонального Північно–Донецького насуву виділені великі перспективні газоносні структури. Концентрації запасів метану в різних регіонах Донбасу складають від 118 до 494 млн $м^3$ на 1 $км^2$. Найбільш детально були відпрацьовані СТАГГД зони розвитку складчастості Північного Донбасу шахтних полів шахти ім. Засядька, а також шахтних полів території шахти Краснолиманська.

Геологічні й гідролого–гідрогеологічні критерії є одними з найбільш показових на скупчення вуглеводневих газів у зонах вуглепородних масивів.

Гідролого–геологічний аспект проблеми первинного походження метану має і чисто прикладний інтерес, і в зонах вуглеводневих масивів дозволяє вирішувати цілий спектр екологічних проблем, безпеки видобутку горючих копалин (шахтний метан), включно з охороною навколишнього середовища.

З позиції седиментодіагенетичного накопичення біоти і її похідних водогазових субстратів можна ефективно вирішувати цілу низку різних геологічних завдань, пов'язаних зі стадією седиментодіагенезу в зонах русл річок і річкових систем з міграційними, геохімічними, геотермічними та геодинамічними процесами як однієї з найважливіших ключових складових у ГБМК походження ВВ.

Вперше в межах проведених досліджень у зонах розвитку вуглепородних масивів на основі пошукової технології і матеріалів даних ґрунтових складових, а також їх процесів утворення, кліматичних, гідролого–гідрологічних, геологічних, геоморфологічних і цілого спектра геохімічних процесів, проаналізовані матеріали географічного розміщення вуглепородних масивів і родовищ ВВ. Цей аналіз показав, що вуглепородні масиви закладаються аналогічно нафтогазовим родовищам по грабеноподібних прогинах і по річкових системах і басейнах. Кількісні характеристики водорозчиненого метану в інфільтраційних зонах досягають значного вмісту, які набагато перевищують обсяги води (при нульовій температурі до 50,3 $м^3$ метану в одному $м^3$ води).

Нижче розглянуті гідролого–гідрогеологічні закономірності розміщення вуглепородних масивів і шахтних полів з погляду гідрологічних характеристик, пов'язаних з підземним і поверхневим стоком, особливостей їх походження і прогнозного картографування скупчень шахтного метану й родовищ ВВ.

Результати вивчення газоносності Томашівської площі, що входить до складу Лисичанського геолого–промислового району

Томашівська площа знаходиться в Попаснянському районі Луганської області й розташована в межах Лисичанського геолого–промислового району Донецького вугільного басейну. На південний схід від площі досліджень знаходиться м. Лисичанськ, у межах площі населені пункти Новодружеськ та Привілля. Площа розташована на правобережжі р. Сіверський Донець, в її закруті, в північній частині ГПР протікає р. Червона, в південній частині – р. Луганка (рис. 5.27).

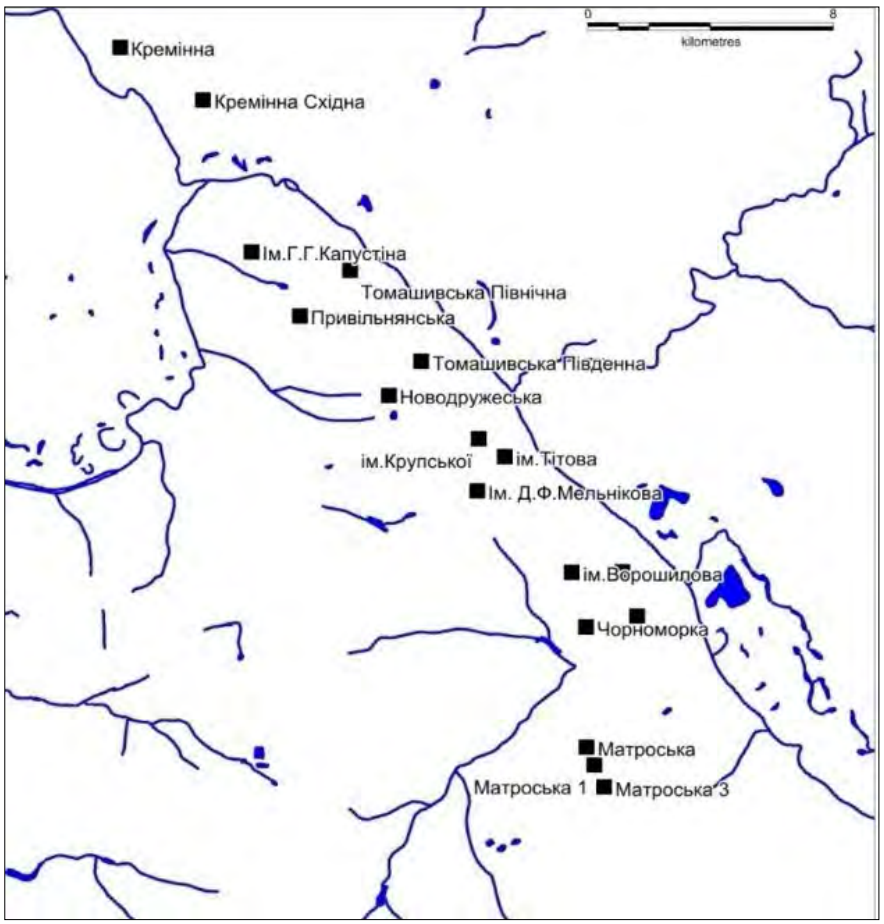


Рис. 5.27. Схема розташування вугільних шахт Томашівської площі (Донецький вугільний басейн) на карті річкової мережі масштабу 1:100 000

У межах Томашівської площі знаходяться поля шахт Томашівська Північна, Томашівська Південна, ім. Капустіна, Привільнянська, Новодружеська. Поля перших двох шахт збігаються з розташуванням купольних структур.

Більшість шахт відпрацьовано або законсервовано. На полях шахт Томашівська Північна й Томашівська Південна пробурені близько 18 св. Частина св була пробурена з метою дегазації шахтних полів (св. 3–К, 1083, 1097, 1420 на полі шахти Томашівська Північна; св. 1–Г, 1–Д, 1–К, 11–К, 3335 на полі шахти Томашівська Південна). Інші св. закладалися з метою отримання продуктивних притоків газів. На полі шахти Томашівська Північна у св. 7–К і 8–К отримані притоки газу з водою; на полі шахти Томашівська Південна прояви газу з водою встановлені у св. 3345; св. 3335–Л експлуатується як об'єкт видобутку газу (рис. 5.28).

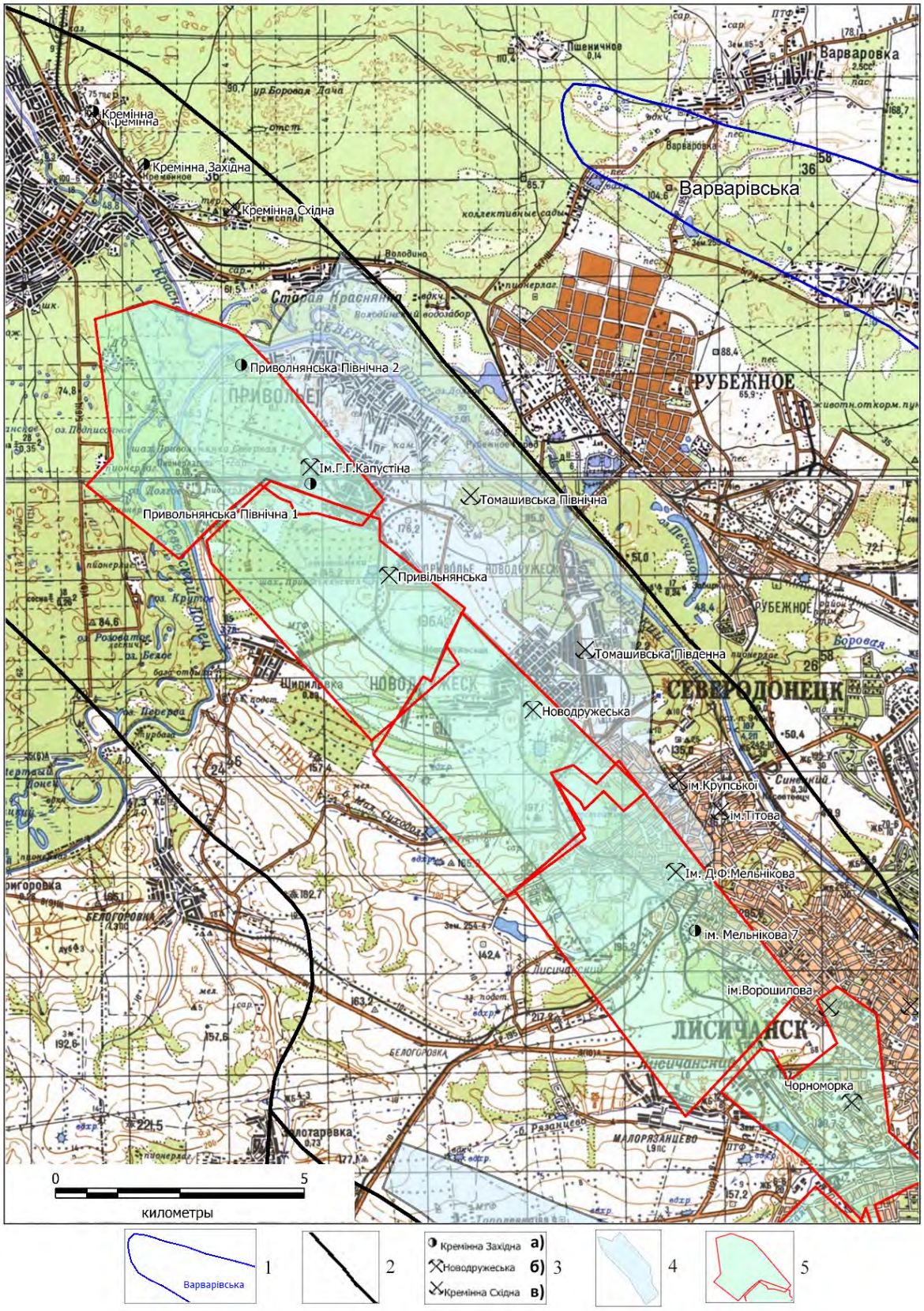


Рис. 5.28. Розташування гірничих відводів вугільних шахт Лисичанського геолого–промислового району на топографічній основі 1:100 000 масштабу

1 – газоносні куполи та їх назви, 2 – границя геолого–промислового району, 3 – стовбури шахт: а) похилі, б) вертикальні діючі, в) стовбури закритих шахт; 4 – попередньо розвідані й розвідувальні поля шахт; 5 – поля діючих шахт

Результати вивчення газоносності площ ім. Засядька Північна, ім. Засядька Південна

У регіональному плані шахта ім. О.Ф. Засядька розташована в межах Південної дрібної складчастості Донбасу, у центральній частині Донецько–Макіївського геолого–промислового району Донецького вугільного басейну, на крилі Кальміус–Торецької западини, в зоні її зчленування з Торезько–Сніжнянської синкліналлю. Шахта знаходиться в межах великого тектонічного блоку, обмеженого зі сходу Чайкінською, а з заходу Ветковською флексурами, на півдні – системою диз'юнктивних порушень, що включає Коксовий, Мушкетівський, Французький насув.

Поверхня шахтного поля перетинає р. Кальміус з прилеглими до неї балками. По балках з водотоками спостерігаються заболочені ділянки та ставки. У цілому, рельєф місцевості яружно–балковий з невеликим зниженням на південь з абсолютними відмітками від 220 до 260 м.

Велика частина шахтного поля розташована на вододілі річок Кальміус і Вовча. Остання протікає на захід від меж шахтного поля, а р. Кальміус з її численними притоками є основною гідрографічної одиницею розглянутої площі. Починається вона на північному сході від ж. д. ст. Ясинувата; по шахтному полю тече в меридіональному напрямку з півночі на південь.

Ділянка досліджень розташована на північній околиці м. Донецьк, в центральній частині поля шахти ім. О.Ф. Засядька на вододілі. Максимальна висотна відмітка 245 м в її північно–західній частині. Поверхня поступово знижується в південно–східному напрямку, в бік долини р. Кальміус (абсолютна відмітка 170 м) (рис. 5.29).

Результати вивчення газоносності поля шахти Краснолиманська

Шахта Краснолиманська розташована в центральній частині Красноармійського геолого–промислового району. За адміністративним поділом гірничий відвід шахти знаходиться в Червоноармійському та Добропільському районах Донецької області. Площа шахтного поля складає 356,2 км^2.

Поблизу поля шахти Краснолиманська знаходяться діючі шахти цього ж геолого–промислового району – Центральна, Батьківщина, ім. А.Г. Стаханова.

Поле шахти Краснолиманська розташоване в центральній частині Красноармійського геолого–промислового району, що знаходиться в межах південно–західного крила Кальміус–Торецької западини Червоноармійської моноклінаді. Ця монокліналь обмежена на півночі смугою різкого перегину субширотного простягання відкладів карбону в субмеридіональне, на заході – Криворізько–Павловським скидом, на півдні – Вовчанською мульдою.

Ділянка досліджень розташована в долинах річок Вовча, Сухий Корець, Кринка. Лінеаментні зони контролюють Кальміус–Торецьку та Дружківську западини.

Як в пробах шахтної атмосфери, так і в пробах вугілля присутні метан і його гомологи. Для всіх проб вугілля характерний водень (рис. 5.30).

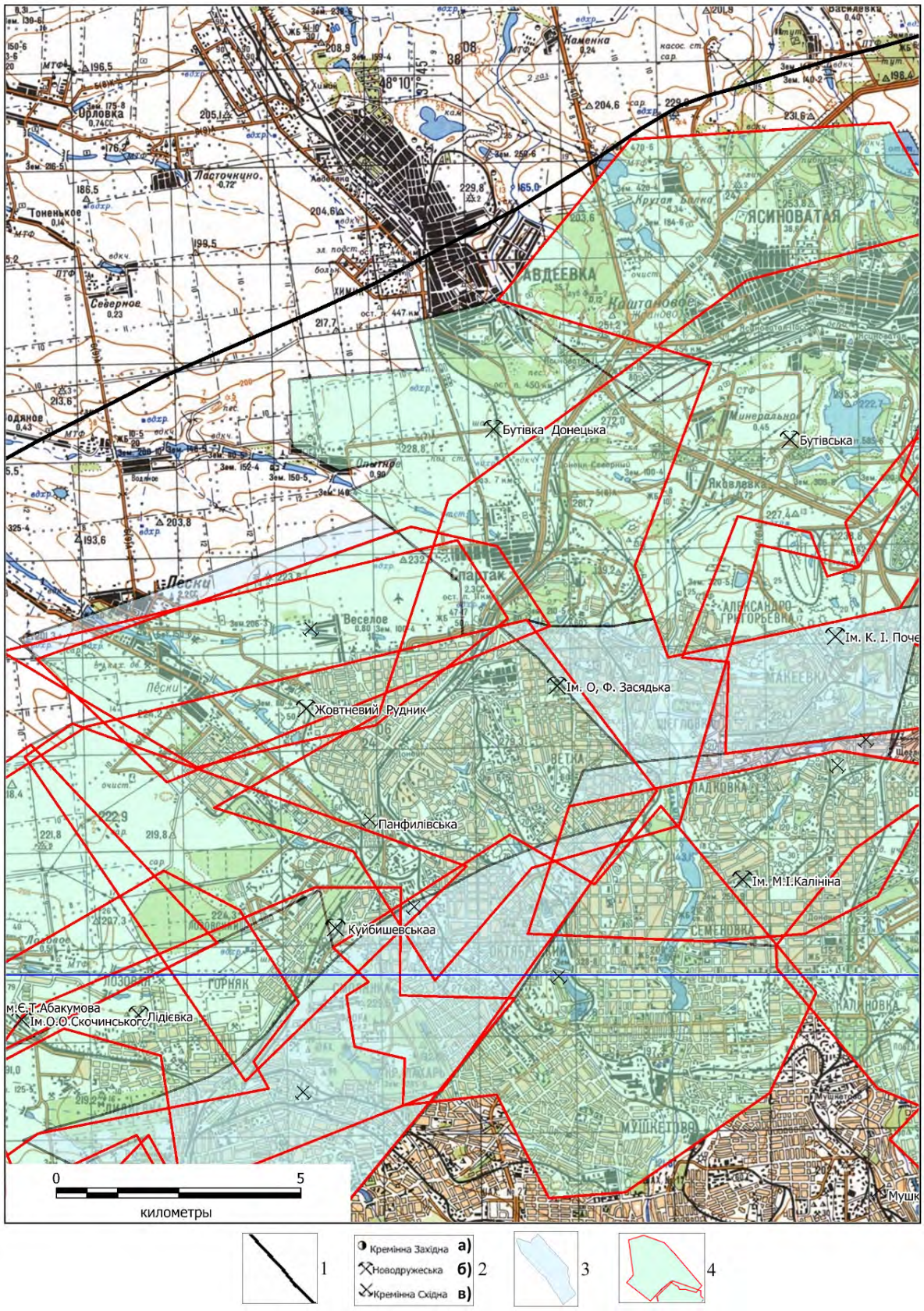


Рис. 5.29. Розташування гірничих відводів вугільних шахт Донецько–Макіївського геолого–промислового району на топографічній основі 1:100 000 масштабу

1 – границя геолого–промислового району, 2 – стовбури шахт: а) похилі, б) вертикальні діючі, в) стовбури закритих шахт; 3 – попередньо розвідані й розвідувальні поля шахт; 4 – поля діючих шахт

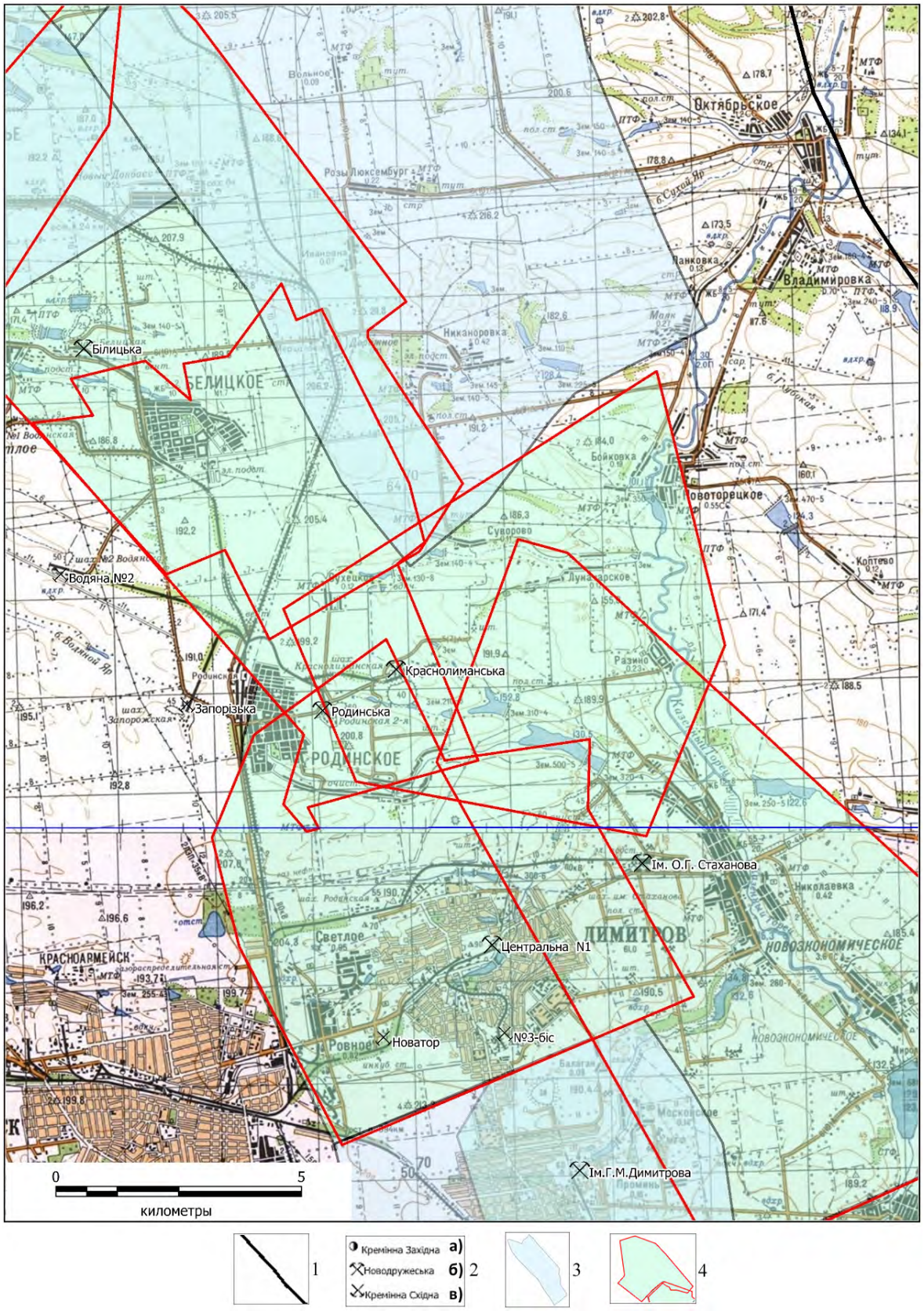


Рис. 5.30. Розташування гірничих відводів вугільних шахт Покровського геолого–промислового району на топографічній основі 1:100 000 масштабу

1 – границя геолого–промислового району, 2 – стовбури шахт: а) похилі, б) вертикальні діючі, в) стовбури закритих шахт; 3 – попередньо розвідані й розвідувальні поля шахт; 4 – поля діючих шахт

Львівсько–Волинський басейн адміністративно розташований у північній частині Львівської та південно–західній частині Волинської областей. За тектонічним поділом басейн знаходиться в південній частині Львівсько–Брестського прогину, формування якого пов'язане з герцинським орогенезом.

У структурному відношенні Львівсько–Волинський басейн є південно–східним замиканням Люблінського вугільного басейну (розташованого на території Польщі) в Лодзинсько–Львівському прогині. Басейн належить до перехідного типу. Його утворення проходило в паралічних (приморських) умовах.

Район досліджень розташований у західній частині України у верхній течії р. Буг. Адміністративно частково охоплює територію Волинської та Львівської областей, із західного боку обмежений кордоном із Польщею.

Площа досліджень становить близько 560 км^2 (рис. 5.31).

За нафтогазогеологічною перспективністю район охоплює Волинський і Бузький газові райони Балтійсько–Переддобрудзької нафтогазоносної провінції.

У південній частині ділянки досліджень розташований Львівсько–Волинський вугільний басейн.

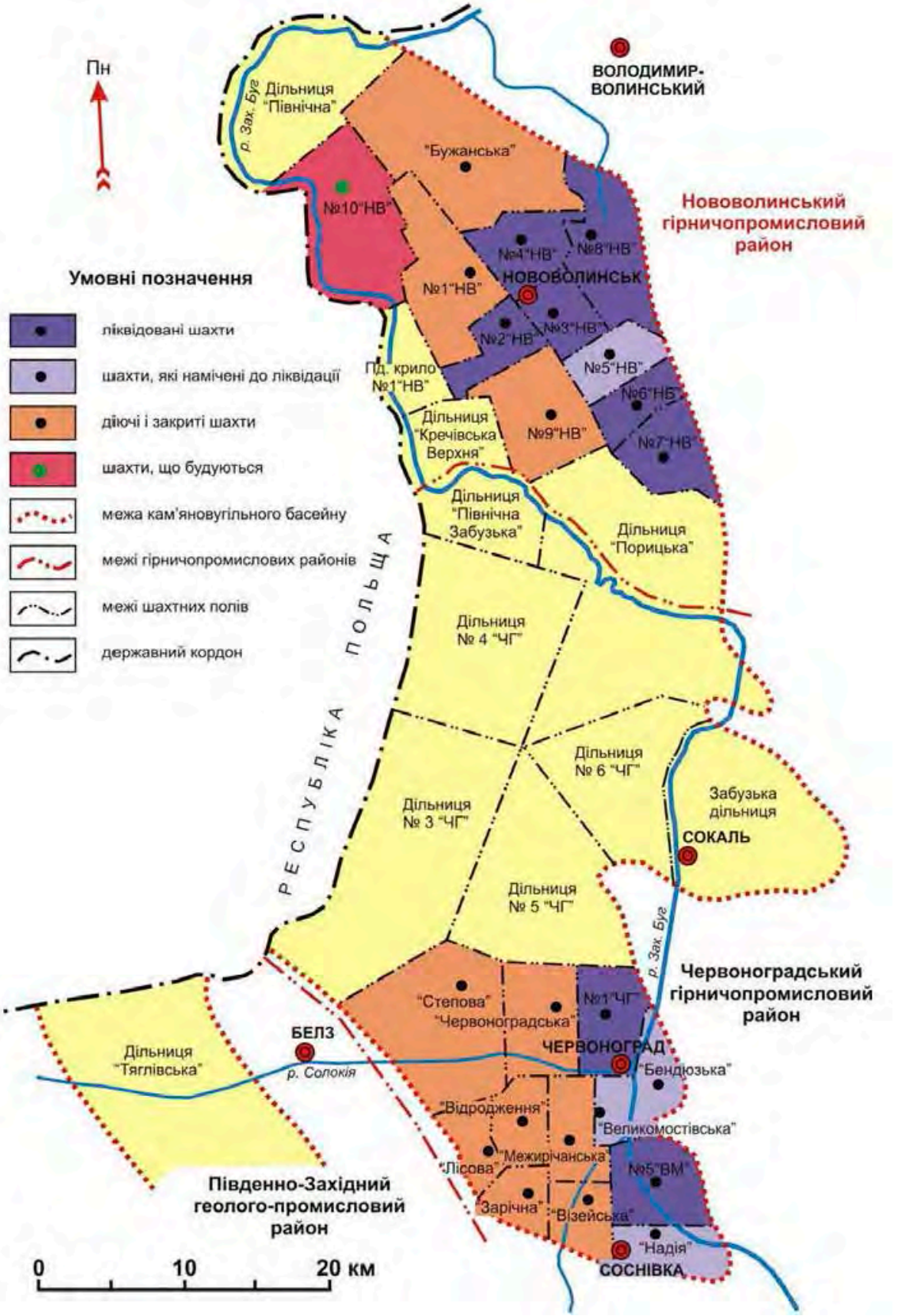


Рис. 5.31. Географічне розташування геолого–промислових районів у межах Львівсько–Волинського кам'яновугільного басейну

РОЗДІЛ 6

АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ГЕОГРАФІЇ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ У СВІТЛІ ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНОЇ КОНЦЕПЦІЇ

Проведений аналіз місць розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку ВВ, замикаючих створів дельт морських акваторій Амазонки, Гангу, Мексиканської затоки, Дунаю та ін., а також річок гідрологічних басейнів Канади, Болівії, Перської затоки, В'єтнаму, Західного Сибіру, Пермського Передуралля, Волзько-Камського, Печорського, басейнів річок Кура, Терек, Кубань, Лена, Амудар'я, річок ДДЗ, Передкарпатського прогину та ін. дозволив обґрунтувати й внести в нову пошукову технологію вуглеводневих скупчень один з найважливіших пошукових критеріїв – гідролого-структурні та біогеохімічні елементи, що відбивають природу закладання річкових систем (русел річок) і розташованих у їхніх басейнах генераторів гідробіогенних метаноутворюючих процесів під дією мантійних каталізаторів, надвисоких температур і тисків, продукуючих складні ВВ, мігруючих по трубах дегазації в процесі кругообігу речовини в природі.

Саме такий шлях, вибраний нами, дозволяє відповісти на питання походження, формування та розміщення вуглеводневих родовищ у світлі кругообігу водометанових субстратів, і на цій основі розробити нову високоефективну методику СТАГГД.

6.1. Нафтогазоносність та ресурсний потенціал зон прогинів і приурочених до них річкових басейнів Світового океану

6.2. Нафтогазоносність та ресурсний потенціал імпактних структур світу

Вивчення гідрологічних і геоструктурних особливостей на розглянутих територіях авлакогенів, незалежно від географії їх розташування та абсолютних відміток річкових басейнів відповідно до гідрологічного блоку пошукової технології дає надійну основу для розрахункових об'ємів накопичення біоти та продуктів гідрогазових субстратів (вода-метан), що дозволяє виділити первинні контури прогнозно-перспективних площ на ВВ. І вже в 70-х роках минулого сторіччя в ІГН НАН України була зроблена успішна спроба об'єднати весь комплекс геолого-структурних, геодинамічних, атмогеохімічних, геотермічних і гідрологічних досліджень в одну пошукову технологію на підземні води в осадовому чохлі й кристалічних породах. Починаючи з 2000 р,. отриманий позитивний досвід, і на підставі ГБМК розроблена та впроваджена нова високоефективна технологія пошуків ВВ [Багрий, 1988; 2003; 2012; 2013].

6.1. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ЗОН ПРОГИНІВ І ПРИУРОЧЕНИХ ДО НИХ РІЧКОВИХ БАСЕЙНІВ СВІТОВОГО ОКЕАНУ

Більше 90% світових запасів ВВ розташовано в дельтах великих річок, морських акваторій, приурочених до зон шельфу і схилів морських акваторій.

Практично всі родовища розташовані в межах зон прогинів, річкових басейнів, що продовжуються у вигляді дельт морських каньйонів, субаквальними зонами, стратиграфічними комплексами седиментаційних відкладів.

Проведений аналіз розміщення в зонах континентальних прогинів родовищ ВВ показав, що інші 10% аналогічно розташовані в авлакогенах, передгірних прогинах, континентальних схилах, прилеглих до морських акваторій і в долинах гідрологічних річкових басейнів.

Так, практично на всіх гігантських родовищах Ближнього сходу, Канади, Болівії, Західного Сибіру, Пермського Приуралля, а також ДДЗ, Передкарпатського прогину та ін. проведені попередні дослідження виявили головні гідродинамічні типи родовищ безпосередньо в підруслових, придолинних зонах, в зонах інфільтраційного поглинання підземного річкового стоку.

При вирішенні масштабної пошукової проблеми прогнозування родовищ ВВ вже на попередньому етапі може бути використаний найбільш надійний гідролого-структурний критерій, що відображає географію розміщення скупчень ВВ, від родовищ гігантів до невеликих, розташованих як на морських континентальних околицях, так і у внутрішніх морях, у дельтах великих річок і їх продовжень у каньйонах і прадолинах, де, як було наведено вище, сконцентровано понад 90% світового видобутку газових і рідких ВВ.

Аналіз геологічної будови і потенціалу вуглеводневої сировини основних НГБ Світового океану дозволяє відзначити, що за географічною ознакою вони групуються у вісім регіонів: Арктичний Північного Льодовитого океану, Північної Атлантики, Середземного моря, Південної Атлантики, заходу Індійського океану, сходу Індійського океану, заходу і південно заходу Тихого океану, сходу Тихого океану. У табл. 6.1 відображені початкові ресурси ВВ основних басейнів Світового океану.

Таблиця 6.1.

Початкові ресурси ВВ основних осадових басейнів шельфу Світового океану [Истратов, 2013]

Нефтегазоносный бассейн	Начальные ресурсы	
	нефть, млрд т	газ, трлн м^3
Арктический регион Северного Ледовитого океана		
Арктический шельф России		
Западно-Баренцевский	9,0	8,0
Восточно-Баренцевский	20,0	41,0
Тимано-Печорский	4,0	1,8
Южно-Карский	7,0	33,0
Северо-Карский	2,3	3,3
Лаптевский	2,3	4,2
Восточно-Арктический	6,0	4,7
Новосибирско-Чукотский	0,7	2,0
Итого	**51,3**	**98,0**
Арктический шельф Северной Америки		
Северо-Аляскинский	4,0	3,5
Дельты р. Маккензи – моря Бофорта	4,5	1,7
Свердрупский	1,0	1,1
Итого	**9,5**	**6,3**
Северная Атлантика		
Норвежский	1,0	6,0
Североморский	4,0	3,5
Юго-Западной Европы	0,5	0,3
Лабрадорский	2,5	2,0
Мексиканского залива	5,9	6,4
Карибский	21,0	8,1
Итого	**33,5**	**22,9**
Средиземное море		
Западно-Средиземноморский	0,1	0,3
Адриатический	0,1	0,1
Восточно-Средиземноморский	0,5	4,5
Восточно-Черноморский	-	7,0
Южно-Каспийский	4,0	15,0
Прикаспийский	3,0	21,0
Итого	**7,7**	**47,9**
Южная Атлантика		
Гвинейский	21,0	6,9
Амазонский	0,5	0,5
Реконкаво-Кампус	6,9	5,7
Итого	**28,4**	**13,1**

Западная часть Индийского океана		
Красного моря	1,8	-
Персидского залива	83,4	102,0
Бомбейский	1,5	-
Итого	**86,7**	**102,0**
Восточная часть Индийского океана		
Бенгальского залива	0,2	4,0
Западно-Австралийский	0,5	3,3
Итого	**0,7**	**7,3**
Западная и юго-западная части Тихого океана		
Берингова моря	0,5	0,7
Охотоморский	7,6	6,5
Южно-Китайский	3,0	3,5
Юго-Восточной Азии	2,7	4,2
Таранаки	0,1	1,0
Гипсленд	0,5	3,0
Итого	**14,4**	**18,9**
Восточная часть Тихого океана		
Южно-Аляскинский	1,0	0,5
Южно-Калифорнийский	1,8	1,0
Гуякиль-Прогрессо	1,0	1,0
Итого	**3,8**	**2,5**
ВСЕГО	**236,0**	**322,3**

У плані контури кожного басейну можна розглядати як прируслові дельти і каньйони річкових систем, що формують первинні водогазові субстрати родовищ зон артезіанських басейнів, авлакогенів та прогинів незалежно від висотних відміток їх розташування.

Арктичний НГБ Північного Льодовитого океану

Найменш вивчений у нафтогазоносному відношенні, у першу чергу, через складні природно-кліматичні умови. Найбільш досліджена його західна частина, де виділені Північно-Аляскинський (або Північного схилу Аляски), дельти р. Маккензі − моря Бофорта та Свердрупський НГБ.

До нафтогазоносних та потенційно нафтогазоносних належать осадові басейни на шельфі Гренландії і Євразії, пов'язані з морями Лаптєвих (Лаптєвський НГБ), Східно-Сибірським (Східно-Арктичний НГБ), Чукотським (Новосибірсько-Чукотський НГБ), Баренцевим, Карським, Печорським (Тімано-Печорський НГБ). У Північному Льодовитому океані на шельфі та у прибережній зоні виявлено близько 80 родовищ (у тому числі 50 нафтових і нафтогазових, 25 газових і газоконденсатних).

У російських морях Західної Арктики (включно з прибережною дельтовою зоною) уже відкрито більше 40 родовищ із сумарними запасами, що перевищують 15 трлн м^3 газу та 1,5 млрд т нафти. Істотні ресурси також виявлені, крім Аляски, де ресурси оцінені в 3,5 трлн м^3, у Канаді та Гренландії.

Північно-Аляскинський НГБ. Площа його становить 462 тис. км^2. Тут виявлено більше 50 родовищ ВВ у стратиграфічному інтервалі розрізу від карбону до неогену.

НГБ дельти р. Маккензі – моря Бофорта. Площа цього НГБ становить 120 тис. км^2. У його межах виявлено 25 нафтових і газових родовищ. Поклади ВВ залягають на глибинах близько 3500 м. Перше родовище нафти (Аткінсон) було відкрито в 1970 р. Найбільш великі газові родовища на узбережжі – Таглу і Парсонс із запасами 100 млрд м^3 кожне. В 1978 р. в 75 км від берега на глибині 55 м було відкрите найбільше нафтове родовище Копаноар із запасами 250 млн т.

Басейни Маккензі та Ігл-Плейн. Маккензі та Ігл-Плейн є невеликими внутрішкладчастими басейнами.

Скелястих гір Внутрішкладчастий басейн Ігл-Плейн пов'язаний із міжгірською западиною Скелястих гір на території Юкону. Тут у районі Чейнз в 1960 р. пошукова свердловина, закладена на склепінні великої складки меридіонального простягання, дала промисловий приплив газу й легкої нафти при добовому дебіті 6-7 т із глибини 1275 м з піщаників пенсільванського (?) віку (рис. 6.1) [Атлас ..., 1967].

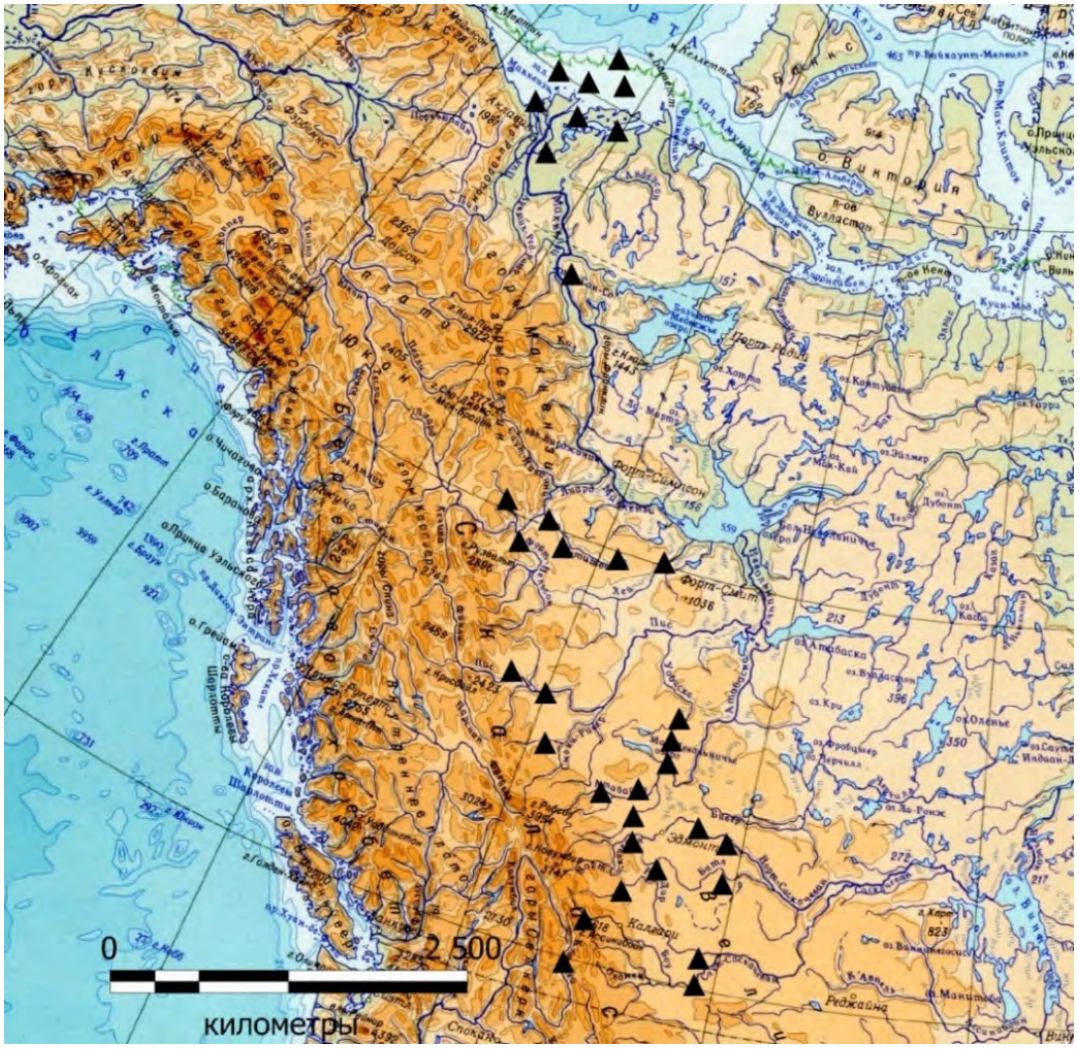


Рис. 6.1. Родовища ВВ басейнів Маккензі і Ігл-Плейн

Північна Атлантика

Регіон розташовується між Північно-Американським і Європейським континентами від паралелі 20° с. ш. до меридіана східних островів архіпелагу Шпіцберген при ширині 3500-6400 км. Сюди ж умовно належать шельфи Середземного, Чорного, Азовського й Каспійського морів. Нафтогазоносність регіону пов'язана з підводною окраїною материків (шельф, континентальний схил) і шельфом внутрішніх морів.

Норвезький НГБ (включно з Норвезьким морем) площею 1383 тис. км^2 розташований уздовж північно-західного узбережжя Скандинавії. Пошукове буріння тут розпочато в кінці 1970-х рр. Родовища природного газу й нафти (Тромсе, Хейдрун та ін.) виявлено в пісковиках юри й тріасу, що залягають на глибинах близько 2,5 км. Найбільш велике газонафтове родовище Тролл (Норвезький жолоб на кордоні з Північним морем). У норвезькому секторі Баренцева моря в останні роки виявлені великі родовища: нафтогазові – Голіат, Скругард та ін.; газоконденсатонафтове – Сноувіт (більш 160 млрд м^3 газу і близько 20 млн т рідких ВВ). Потенційні ресурси ВВ цього НГБ оцінені в 1,0 млрд т нафти і 6,0 трлн м^3 газу.

Північноморський НГБ розташований, в основному, у межах акваторії Північного моря (площа — 660 тис. км^2). Тут виявлено понад 100 нафтових і більше 80 газових родовищ. Основна їх частина пов'язана з Центрально-Північноморською рифтовою системою, що складається з декількох грабенів. Сумарні видобувні ресурси вуглеводневої сировини Північноморського НГБ оцінюються в 7,5 млрд т, з яких 4 млрд т припадає на нафту.

НГБ Південно-Західної Європи. У складі підводної окраїни цього НГБ площею 400 тис. км^2 виділяються шельфи Ірландського моря, Біскайської затоки Франції (Арморіканський), Піренейського півострова (Іспанський і Португальський). Потенційні ресурси НГБ незначні і оцінюються в 0,5 млрд т нафти й 0,3 трлн м^3 газу.

Лабрадорський НГБ займає північно-східну частину атлантичної окраїни Північної Америки. У його складі виділяються суббасейни: Балтимор-Каньйон, Новошотландський, Великої Ньюфаундлендської банки і власне Лабрадорський.

НГБ Мексиканської затоки. Площа цього НГБ становить майже 2 млн км2. Товщина осадового чохла північного шельфу Мексиканської затоки досягає 17 км, з них 12 км – дельтові піщано-глинисті кайнозойські утворення древньої річкової системи Палео-Міссісіпі. Тут знаходиться одне з найбільших нафтових родовищ США – Іст-Тексас з промисловими запасами в пісковиках верхньої крейди 722 млн т, що розробляється з 1927 р. Початкові запаси північного шельфу НГБ визначені в 1,5 млрд т нафти і 2,5 трлн м^3 газу.

Значне число родовищ виявлено в прибережній частині затоки: Бей-Кайю, Бей-Марчанд, Кейллу-Айленд, Соут-Пасс, Тімбаліер-Бей та ін. Весь НГБ, включно із сушею, характеризується широким розвитком рифів, що утворюють гігантське кільце – Галф-Кост (Золотий пояс). Його західна частина знаходиться на суші, східна – в акваторії. Всього в межах Галф-Коста відкрито понад 1500 родовищ з сумарними запасами нафти – 7,7 млрд т, газу – 4,3 трлн м^3.

Мексика

Нафтові та газові родовища знаходяться на сході й півдні країни в смузі, пов'язаною з Мексиканською затокою. Ця територія входить до складу досить великого нафтогазоносного басейну Мексиканської затоки, основна частина якого розташована північніше, у межах США.

Бурхливий розвиток нафтовидобувної промисловості розпочався в 1908 р., коли зафонтанувала доведена до крейдових вапняків свердловина-першовідкривач в нафтоносному районі, що одержав назву Фахо-де-Оро (у перекладі з іспанського – Золотий Пояс; цей район відомий також під американською назвою Голден Лэйн). У країні налічується близько 200 нафтових та нафтогазових і близько 40 газових родовищ (рис. 6.2) [Атлас …, 1967].



Рис. 6.2. Родовища ВВ різних областей і районів Мексики

Голф-Кост

Нафтогазоносна западина Голф-Кост (Голф) розташовується на півдні-південному сході Північної Америки, дугоподібно облямовуючи з півночі Мексиканську затоку [Геология нефти …, 1968].

В описаних межах Голф-Кост цілком розташовується на території США, займаючи східну частину Техасу, південь і схід Арканзасу, західну окраїну Теннессі, Луїзіану, Міссісіпі, південно-західну частину Алабами і захід Флориди, Голф-Кост приурочений до південної периферії Північно-Американської платформи , представляючи північну, наземну, частина великої западини Мексиканської затоки. Остання в цілому є однією з найбільших на земній кулі областей стійкого занурення і осадонакопичення протягом великого відрізку часу мезозою, кайнозою і четвертинного, аж до сучасного. Північна, наземна, частина області — западина Голф-Кост — виконана потужними, головним чином пластичними осадовими товщами мезо- і

кайнозою, що характеризуються загальним нахилом і зануренням в бік Мексиканської затоки, до Центру басейну. Затока дугоподібно облямований зонами розвитку відкладів неогену, олігоцену, нижнього палеогену і крейди, що послідовно з'являються в напрямку з півдня на північ. Найбільш важливими регіональними елементами, які ускладнюють цю моноклінальну будову, служать наступні: 1) великі поховані підняття Себін і Монро; 2) структурна депресія так званої Міссісіпської затоки – частина западини Голф-Кост, що вдається до Північно-Американської платформи; 3) зони розломів і флексур, що дугоподібно облямовують за регіональним простиранням шарів більш глибоко опущені середню і південну частини западини.

Перші відомості про нафтогазоносність Голф-Коста належать до 1855 р., коли на півночі штату Луїзіана при бурінні на воду були виявлені ознаки горючих газів. Однак перше промислове скупчення нафти відкрито лише в 1896 р., при бурінні на воду в районі Корсикана, в межах скидової зони Мексіа-Талко. Бурхливий розвиток нафтової промисловості почався після відкриття в 1901 р. в Зовнішній, прибережній зоні першого нафтового родовища, пов'язаного з соляно-купольним підняттям Спіндлтоп. До першої половини 20-х років тут була відкрита низка родовищ при пошуках глибоко похованих підняттів. Основне значення поступово набула розвідка глибоко залягають скупчень у склепінняподібно вигнутих пластах над імовірними глибинними соляними ядрами.

Відмінною рисою розвідувального та експлуатаційного буріння в Голф-Кості служить значний розвиток в південній, Зовнішньої, зоні надглибокого буріння. До 1957 р. тут налічувалися десятки св. глибиною понад 4500 м і була пробурена експлуатаційна св. глибиною 6880 м. У 1938 р відкрито перше родовище Креол на морський площі (рис. 6.3)[(Атлас …, 1967].

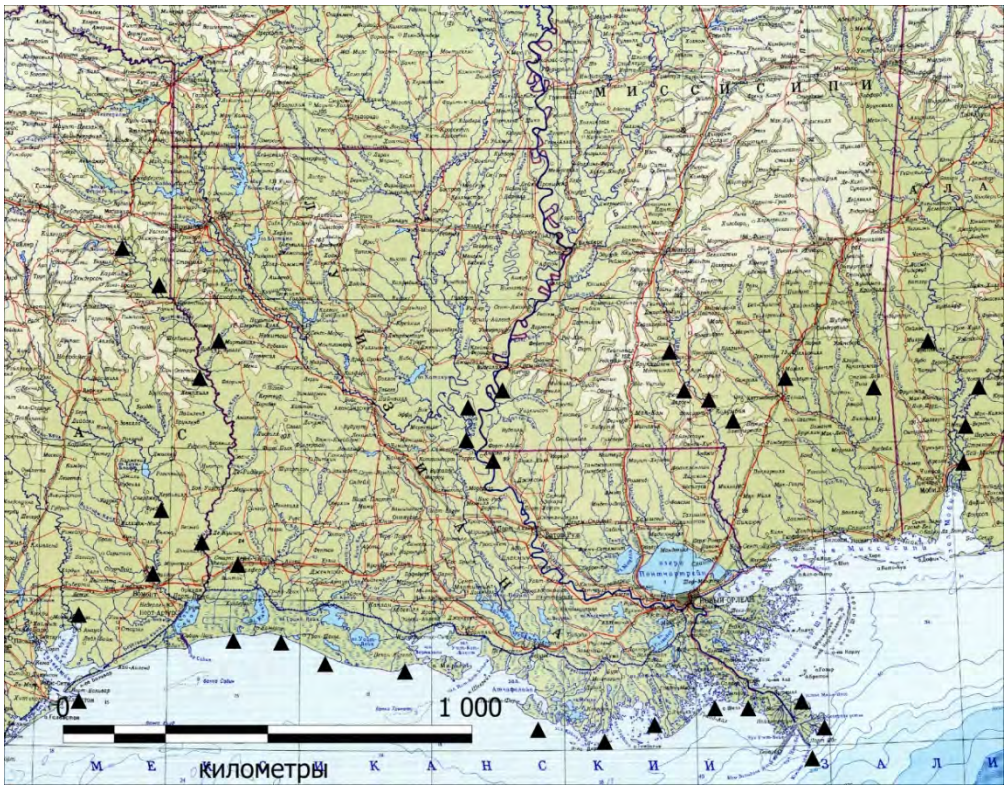


Рис. 6.3. Родовища ВВ нафтогазоносної області Голф-Кост

На західному шельфі Мексиканської затоки знаходиться *суббасейн Тампіко-Тукспан.* Його початкові розвідані запаси оцінюються в 300 млн т нафти і 70 млрд м^3 газу, невідкриті ресурси – в 100 млн т нафти і 30 млрд м^3 газу.

У південно-західній частині Мексиканської затоки виділено шельф затоки Кампече. В межах горстового підняття Кантарель (нафтогазоносні крейдяні і верхньоюрські відклади) виявлені найбільші родовища – Абкатун, Акав, Бакай, Малуб, Нооч, Чак і ін. Початкові видобувні запаси нафти і газу затоки Кампече, включно з глибоководною частиною, оцінюються в 5-10 млрд т н. е.

Карибський НГБ. Вуглеводневі скупчення Карибського НГБ сконцентровані, головним чином, в його південно-західній частині *Маракайбьского суббасейну.* Основна частина (11,2 тис. км^2) розташована в межах лагуни Маракайбо (11,2 тис. км^2), пов'язаної з однойменною міжгірською западиною площею 30 тис. км^2. У східній частині лагуни виявлено гігантське нафтове родовище Болівар Прибережний (Болівар-Кост) площею 3,5 тис. Км2, до складу якого входять родовища Бачакуер, Лагуніль'єс, Мене Гранде, Тіа-Хуана з єдиним контуром нафтоносності.

Басейн Маракайбо

Басейн розташований в північно-західній частині Венесуели; південна його окраїна (райони Кукута і Барко) поширюється в межах Колумбії. Обрамляється басейн складчастими спорудами, вираженими на поверхні гірськими хребтами і грядами.

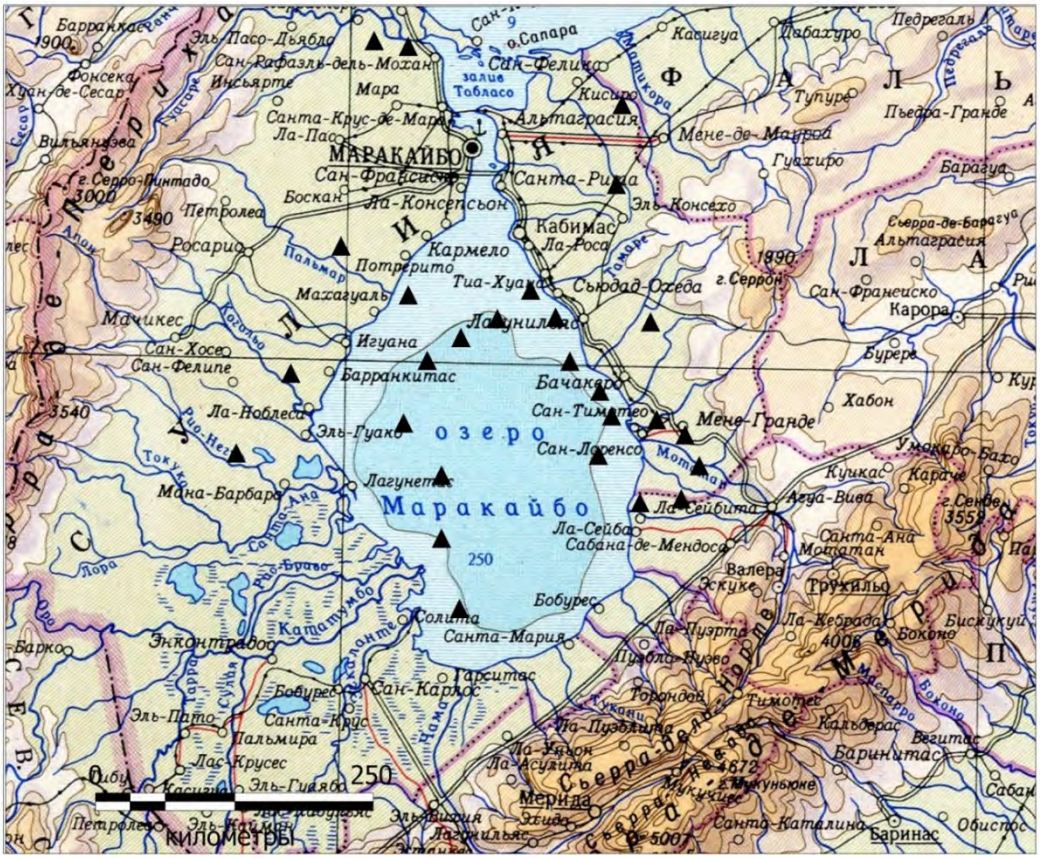
Найбільші нафтові родовища простягаються широким поясом уздовж узбережжя оз. Маракайбо – з південного сходу на північний захід від родовища Мототан на південному сході до родовища Амана на північному заході. Нафтові родовища відомі також на північний захід від оз. Маракайбо і в басейні Фалькон (кілька дрібних родовищ).

Численні виходи нафти і асфальту з давніх часів відомі уздовж бортів басейну. У західній частині його виходи нафти пов'язані з пісковиками палеоцену і еоцену, в східній – з пісковиками еоцену і олігоцену-міоцену.

Поклади нафти й газу відомі в кайнозойських і мезозойських відкладах. Потужність товщі сягає 1000 м і більше. Колекторами служать піски і слабо зцементовані пісковики пористістю 25-26% (рис. 6.4) [Геология нефти ..., 1968].

На південному шельфі Карибського моря певні перспективи нафтогазоносності пов'язують з надрами Венесуельської затоки.

Тринідадський суббасейн знаходиться на атлантичній окраїні Карибського НГБ і включає затоку Паріа, о. Тринідад та його шельф. Тут вже виявлено понад 30 родовищ газу і нафти з запасами в 700 млрд м^3 і 180 млн т.


Маракайбо
озеро
Маракайбо
Сьерра-де-Перихо
Сьерра-де-Мерида
Сьерра-де-Трухильо
Сьерра-де-Баригуа
Маракайбо
Мерида
Баринас
Трухильо
Сан-Франсиско
Сан-Фелипе
Сан-Карлос
Сан-Тимотео
Сан-Лоренсо
Ла-Сейба
Ла-Пуэрта
Ла-Кебрада
Ла-Асулита
Ла-Унион
Ла-Пузолана
Ла-Пас
Ла-Консепсьон
Ла-Роса
Ла-Ноблеса
Ла-Сейбита
Лагунетас
Лагунильяс
Лагунилья
Эль-Гуако
Эль-Консехо
Эль-Тигре
Эль-Пато
Эль-Гигяло
Санта-Крус-де-Мара
Санта-Крус
Санта-Рита
Санта-Мария
Санта-Каталина
Альтаграсия
Альтаграсия
Мене-де-Мандоса
Мене-Гранде
Сабана-де-Мендоса
Сьюдад-Охеда
Сьюдад-Бельо
Сан-Рафаэль-дель-Мохан
Сан-Фелипе
Сан-Хосе
Сан-Франсиско
Энкантрадо
Энкантрадо
Пальмар
Пальмира
Пальмар
Петролеа
Петролеа
Петрофлеа
Кармело
Потрерито
Тиа-Хуана
Игуана
Барранкитас
Бачакеро
Росарио
Мачикес
Махагуаль
Мана-Барбара
Бобурес
Бобурес
Гарситас
Солита
Кабимас
Кисиро
Мара
Инсьярте
Фонсека
Хуан-де-Сесар
Вильянуэва
Барранкас
Эль-Пасо-Дьябло
Педрегаль
Педрегаль
Пьедра-Гранде
Тупуре
Гуахиро
Барагуа
Карора
Бурере
Хабон
Кумаребо-Бахо
Кумаребо-Альто
Кукас
Карачи
Агуа-Вива
Санта-Ана
Моратан
Валера
Эскуке
Бискукуй
Боконо
Тимотес
Кальдерас
Вегитас
Баринитас
Торондой
Кукани
Мукуйес
Мукуньюне
Обиспос
Сабана
Обиспо
Сан-Карлос
Сан-Хосе
Сан-Тимотео
Сан-Лоренсо
Сан-Франсиско
Сан-Фелипе
Сан-Рафаэль-дель-Мохан
Сан-Фелипе
Сан-Карлос
Сан-Хосе
Сан-Франсиско
Сан-Фелипе
Сан-Рафаэль-дель-Мохан

Єгипет

Родовища нафти розташовані на узбережжі Суецької затоки та в її акваторії (рис. 6.5) [Атлас …, 1967]. Геологічно нафтоносна територія являє Суецький грабен, центральна частина якого зайнята водами Суецької затоки. Довжина грабена близько 350 км, ширина 50 км. Фундамент має докембрійський вік і опущений у центральних частинах западини на глибину понад 3000 м. Він відрізняється сильно розчленованим рельєфом і за системою скидів поступово піднімається до країв грабена. Фундамент трансгресивно перекритий товщею осадових порід верхнього палеозою, мезозою і кайнозою, серед яких виділяється кілька регіонально нафтоносних комплексів.



Рис. 6.5. Родовища ВВ р. Ніл

З кінця 50-х років сейсмічними дослідженнями охоплені берегова смуга Суецької затоки і райони акваторії. У 1961 р. в результаті морської сейсморозвідки та розвідувального буріння в акваторії затоки відкрито перше морське нафтове родовище в ОАР – Белаїм-море, яке виявилося досить багатим на нафту; з першої ж св. отримано потужний фонтан нафти (дебіт більше 500 т/добу).

В геологічній будові Суецького грабена бере участь потужна (більше 2000 м) товща осадових порід плейстоцену, міоцену, еоцену, верхньої та нижньої крейди. Незважаючи на літофаціальну строкатість відкладів, у нижній частині розрізу переважають континентальні утворення, у верхній (починаючи з верхньої крейди) – морські і лагунні. Причому для вузької прибережної смуги, в межах якої розташовані родовища нафти, характерні менш повні розрізи в порівнянні з більш похованими ділянками грабена [Геология нефти …, 1968].

Всього на східному шельфі Середземного моря виявлено понад 100 родовищ нафти й газу (газові родовища превалюють) з розвіданими запасами нафти – 600 млн т, газу – 2,2 млрд м^3. З урахуванням останніх досягнень геологорозвідувальних робіт на ділянках шельфу *Левантійського суббасейну* (включно з о. Кіпр) оцінка вуглеводневого потенціалу щодо газу зросла до 4,5 трлн м^3.

Передкавказько-Кримський (Скіфський) мегабасейн, крім нафтогазоносних суббасейнів суші, містить також *Причорноморсько-Кримський* та *Східно-Чорноморський*. У першому основним газоносним і газоконденсатним комплексом є палеогеновий, перспективи нафтогазоносності пов'язані з нижньокрейдяним комплексом, газоносність якого встановлена в *Східно-Чорноморському суббасейні*. Найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні в російському секторі Чорного моря є передбачувані верхньоюрські біогермні утворення валу Шатського (глибини 5,0-7,0 км). Їх сумарні ресурси оцінені в 7 млрд т н. е.

Прикаспійський НГБ включає південно-східну окраїну древньої Східно-Європейської платформи й північну частину акваторії Каспійського моря. Загальна площа НГБ – 500 тис. км^2. Однойменна западина виконана потужною (понад 20 км) товщею відкладів палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку. До теперішнього часу в Прикаспійському НГБ виявлено понад 120 в основному нафтових і нафтогазових і близько 50 газових родовищ. Гігантські родовища нафти приурочені до рифових масивів (Кашаган, Тенгіз та ін.). Відкрито унікальні Астраханське, Карачаганакське й Оренбурзьке газоконденсатні родовища. Згідно із сучасними оцінками вуглеводневого потенціалу, початкові ресурси всієї Прикаспійської западини оцінюються більш ніж в 21 трлн м^3 газу і 3 млрд т нафти.

Середньо-Каспійський НГБ. У цей НГБ входить морська частина Терсько-Каспійського передового прогину, де промислова нафтогазоносність встановлена у відкладах від верхньої юри до неогену включно.

Південно-Каспійський НГБ охоплює південну частину Каспійського моря (загальна площа басейну – 250 тис. км^2, під водами Південного Каспію - 145 тис. км^2). Родовища нафти й газу відкриті на Азербайджанському, Туркменському й Іранському (порівняно недавно, з виявленими запасами газу – 1,4 трлн м^3) шельфах Каспійського моря.

У цілому ресурсний потенціал надр туркменського шельфу оцінюється зарубіжними й російськими експертами по-різному – від 6,0 до 12 млрд т н. е.

Південна Атлантика

На південь від Північної Атлантики поширюється западина Південної Атлантики. У ній виділяються наступні найбільш значущі НГБ: Гвінейський, або Конго-Нігерійський (Африканський шельф), Амазонський (включно з НГБ дельти р. Амазонка) і Реконкаво-Кампус, а також (з півночі на південь) Сержипе-Алагоас, Еспіріту-Санту, Сантус , Пелотас, Неукен, Магелланов та о. Фолкленд (Південно-Американський шельф).

У *Нижньо-Нігерійському суббасейні* ***Гвінейського (Конго-Нігерійського) НГБ*** відкрито близько 250 родовищ нафти й газу, в тому числі близько 100 – на

шельфі. Більшість морських родовищ (70% запасів) приурочено до морського продовження рифту Бенуе, уздовж якого на суші тече р. Нігер. Серед великих за запасами родовищ нафти – Дельта, Дельта Південь, Мерен, Окан, Форкадос-Естуар. Початкові запаси ВВ цього суббасейну становлять 3,4 млрд т нафти і 1,4 трлн м^3 газу, в тому числі на шельфі – 650 млн т нафти і 150 млрд м^3 газу.

Загальні початкові потенційні ресурси ВВ сировини Гвінейського НГБ оцінені в 21,0 млрд т за нафти й 6,9 трлн м^3 по газу; запаси ВВ Атлантичного шельфу Африки оцінюються в 12,8 млрд т н. е.

Нігерія

Родовища нафти Нігерії розташовані на узбережжі Атлантичного океану і в основному групуються в районі Порт-Харкорта й в дельті р. Нігер. В останні роки відкрито низку нафтових родовищ у водах Гвінейської затоки (рис. 6.6).

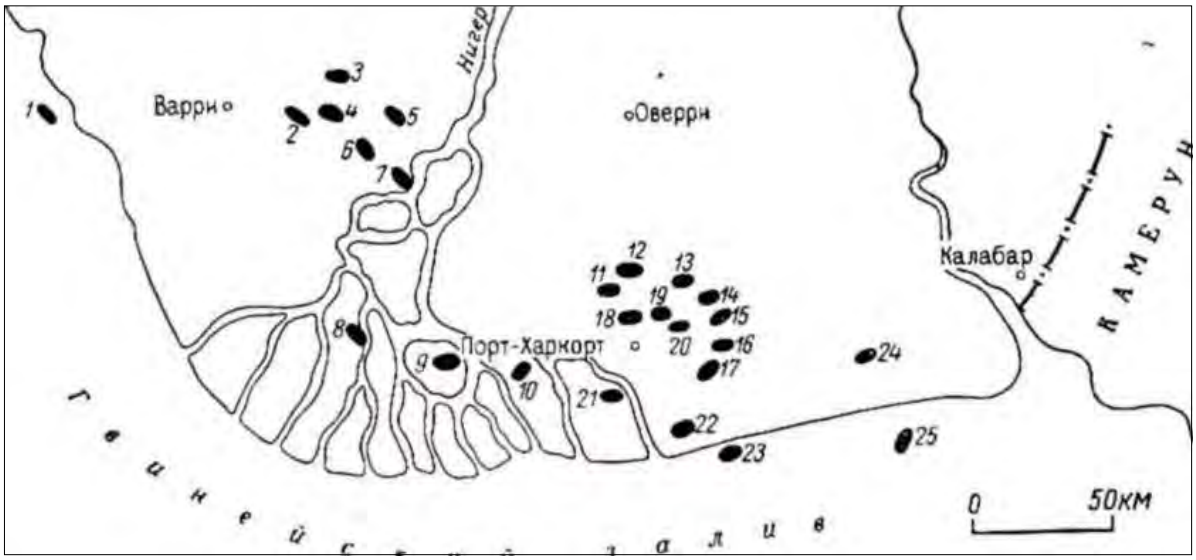


Рис. 6.6. Схема розташування нафтових родовищ Нігерії

1 – Окан; 2 – Угхелі; 3 – Кокорі; 4 – Єрієму; 5 – Огіні; 6 – Оломоре; 7 – Узере; 8 – Нун-Рівер; 9 – Олоібірі; 10 – Соку; 11 – Агбада; 12 – Умуечем; 13 – Імо-Рівер; 14 – Оза; 15 – Афам, 16 – Коро-Коро, 17 – Бому; 18 – Апара; 19 – Елелевна; 20 – Ебубу; 21 – Кракама; 22 – Бонні; 23 – Тубу; 24 – Аката; 25 – Робертскірі

Родовища приурочені до напівзамкненої западині крайової частини Північно-Африканської платформи. Западина входить до складу великого Гвінейського НГБ і може розглядатися в якості його нафтогазоносної області. Вона відкривається в бік Гвінейської затоки і є однією з найбільших на узбережжі затоки. Максимальну ширину западина має на ділянці впадіння р. Нігер в океан. Дельтові виноси річки утворюють мис (авандельту), яка далеко врізається в океан. Мабуть, долина нижньої течії Нігеру розташовується в депресійних ділянках фундаменту, де потужність осадового чохла максимальна. Фундамент має докембрійський вік. Системи скидів, що розсікають фундамент, обумовлюють його поетапне занурення в бік Атлантичного океану.

Відклади осадового чохла утворюють, в загальному, пологу гомокліналь, яка занурюється в бік океану; будова гомокліналі ускладнена лінійними зонами

підняттів, утворення яких, мабуть, пов'язано з блоковою будовою фундаменту. У дельті Нігера відзначаються антиклінальні структури, що містять в ядрі соляні масиви.

У Нігерії відкрито понад 70 нафтових родовищ, з яких експлуатується тільки 31. До кінця 1964р. середньодобовий видобуток нафти по восьми основних родовищах на суші – Бому, Ебубу, Імо-Рівер, Умуечем, Олоібірі, Афам, Апара, Коро-Коро становив 16,1 тис. т (рис. 6.7) [Атлас …, 1967].

Осадове виконання басейну утворено породами верхньоюрського, крейдяного, палеогенового, неогенового й четвертинного віку сумарною потужністю до 6000 м [Геология нефти …, 1968].

Нафтоносні різнозернисті, іноді глауконітові пісковики міоцену потужністю від декількох метрів до 30 м. Деякі родовища містять 2-3 і більше нафтоносних пластів. Глибина залягання продуктивних горизонтів змінюється від 1700 (на суші) до 3700 м (у морі).

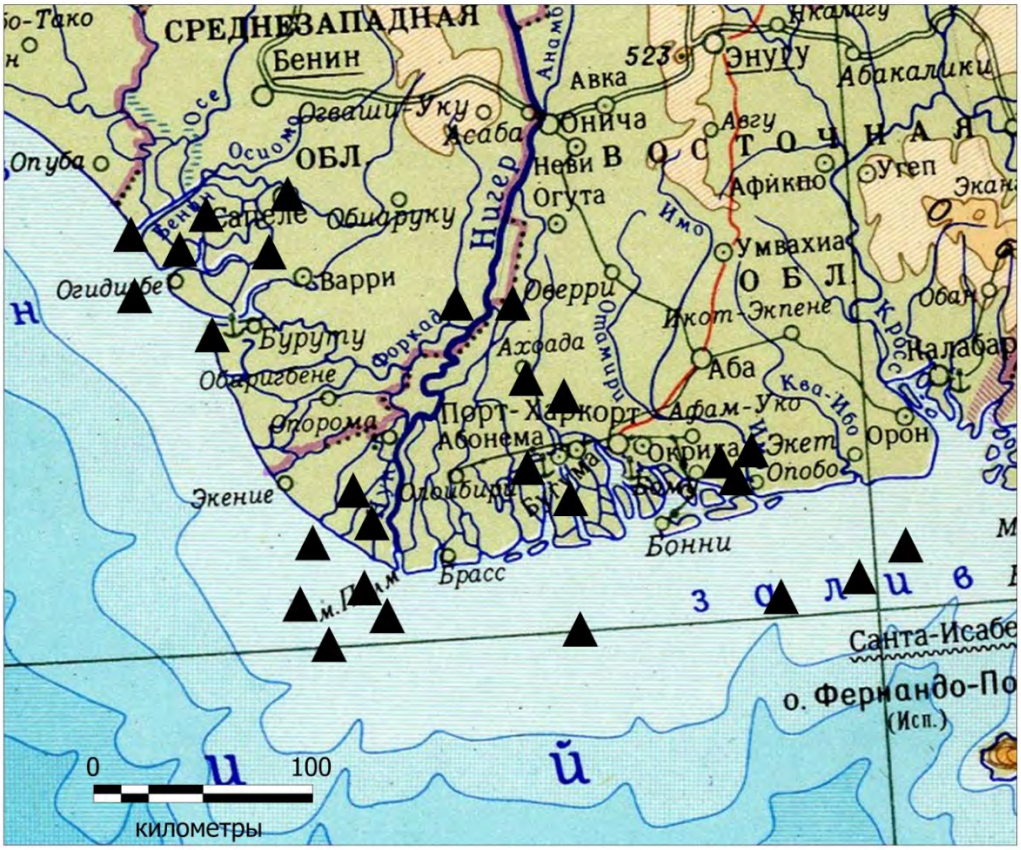


Рис. 6.7. Родовища ВВ нафтогазоносної області Нігерії

Амазонський НГБ охоплює шельфи Гвіани, Сурінаму й північного узбережжя Бразилії. На північному шельфі Бразилії виділяються наступні нафтогазоносні суббасейни, які мають характерну горст-грабенову будову: дельти р. Амазонка, Маражо-Баррейріньяс і Сеара-Потігур.

Суббасейн дельти р. Амазонка (Фоссду-Амазонас) розташований на периклінальному опусканні Гвіанського щита. Перше газове родовище Пірапема виявлено в 1976 р. в 250 км від берега при глибині моря 130 м. В *суббасейні Маражо-Баррейріньяс* геофізичними дослідженнями виявлено низку перспективних структур. У *суббасейні Сеара-Потігур* виявлено кілька

дрібних нафтових і газових родовищ у відкладах крейдяного віку, що залягають на глибинах 1700-2500 м, найбільш значними з яких є Агулья, Ксареу, Курима, Убарана. Загальний ресурсний потенціал оцінюється в 1 млрд т н.е.

НГБ Реконкаво-Кампус розташований на південно-східному шельфі Бразилії. Тут же виділяються наступні суббасейни: Реконкаво (Байа), Сержипі-Алагоас, Еспіріту-Санту, Кампус.

Всього на Атлантичному шельфі Південної Америки відкрито понад 100 родовищ нафти й газу з початковими запасами нафти 2,3 млрд т, газу супутнього (нафтового) – 900 млрд м^3. Потенційні ресурси вільного природного газу оцінені в 5,7 трлн м^3, нафти – в 28,4 млрд т.

Басейн Оріноко

Басейн приурочений до Передандійської передгірної улоговини, що має тут близьке до широтного простягання. На півдні обмежений (майже за широтною течією р. Оріноко) Гвіанським щитом, на заході – підземним виступом Ель-Баул, на півночі – складчастим хребтом Серранія-дель-Інтеріор, на схід спостерігається занурення в бік Атлантичного океану.

Геологічний розріз відкладів, які беруть участь у будові басейну, різний для окремих структурних елементів і має різні місцеві підрозділи.

До центральної частини басейну приурочені легші нафти, у напрямку до бортів щільність нафт зростає, по периферії басейну розміщуються важкі асфальтові нафти й асфальти (рис. 6.8) [Геология нефти ..., 1968; Атлас ..., 1967].

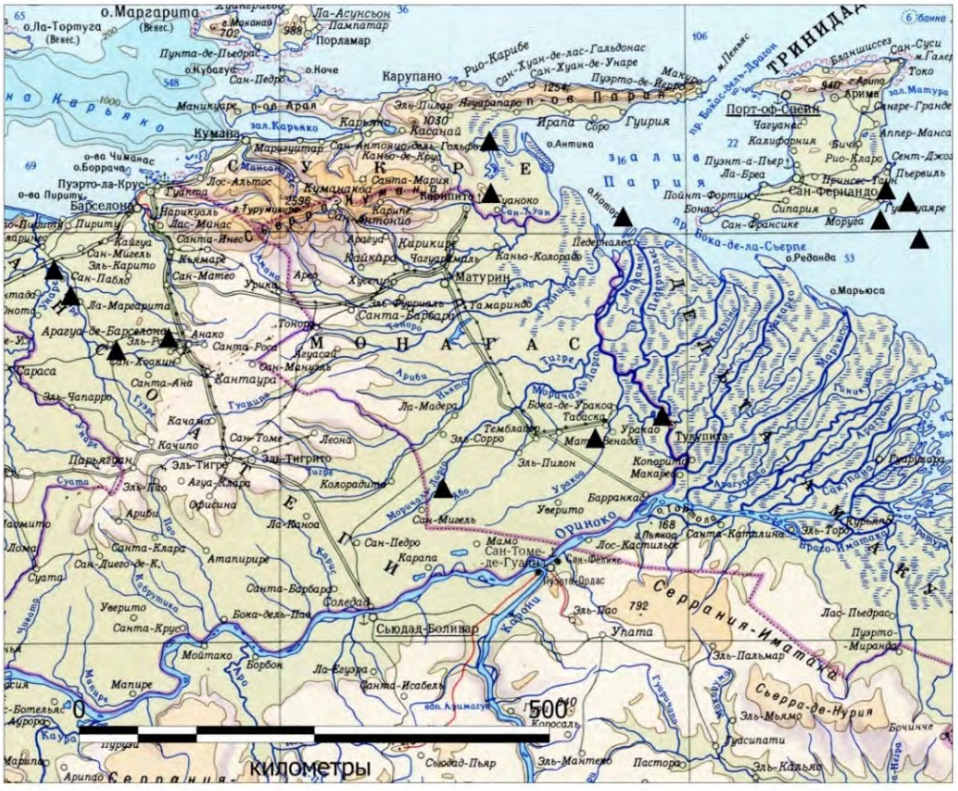


Рис. 6.8. Родовища ВВ басейну Оріноко

Західна частина Індійського океану

Регіон включає Червоне море, шельфові зони Аравійського п-ову (у тому числі Перську затоку) і західний шельф Індійського субконтиненту. Найбільш великі НГБ: Червоного моря, Перської затоки й Бомбейський (західний шельф Індії).

НГБ Червоного моря приурочений до вузької рифтогенної западини довжиною 2 тис. км при ширині в 200-300 км. Рифт розділяє Африканську й Аравійську плити; у осьовій зоні моря його глибина досягає 2635 м. На півночі рифт розгалужується, утворюючи дві затоки – Акабську й Суецьку. Основні ресурси вуглеводневої сировини (нафта – 1,8 млрд т, попутний газ) басейну Червоного моря приурочені до Суецького нафтогазоносного суббасейну й на сьогодні практично виснажені. Вони забезпечували до 95% всього видобутку.

НГБ Перської затоки охоплює затоку й прилягаючу територію Саудівської Аравії, Кувейту, Іраку, Ірану, Об'єднаних Арабських Еміратів. Площа НГБ становить 720 тис. км^2 (з них 239 тис. км^2 – площа затоки). Виявлено більше 350 нафтових і газонафтових, близько 100 газових і газоконденсатних родовищ, у тому числі великі й унікальні газові скупчення із загальними доведеними запасами в 107 млрд т і 72 трлн м^3. Перська затока відрізняється високою концентрацією запасів нафти в порівняно невеликій кількості гігантських родовищ. Більше половини нафтових ресурсів регіону (включно із сушею) зосереджено всього в 13 родовищах (Абу-Сафа, Беррі, Гавар, Зукум, Зулуф, Лулу-Есфандіяр, Маніфа, Сафанія-Хафджи, Умм-Шейф, Ферейдун-Марджан, Ель-Букуш та ін.). Унікальне за запасами газоконденсатне родовище Північне (Катар) і Південне Парс (Іран) розташовуються більшою своєю частиною в Перській затоці. Загальні запаси родо-вища становлять 28,3 трлн м^3 газу. З них на частку Ірану доводиться 13,1 трлн м^3 газу й 2,6 млн т конденсату. Початкові потенційні ресурси ВВ НГБ Перської затоки оцінюються в 183 млрд т і 102 трлн м^3 (рис. 6.9) [Геология нефти ..., 1968; Атлас ..., 1967).

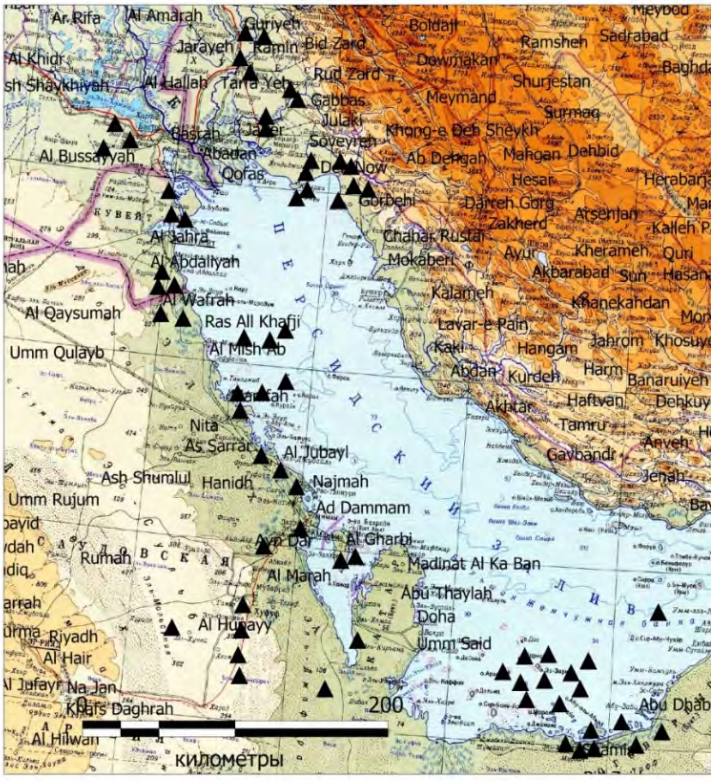


Рис. 6.9. Родовища ВВ Перського басейну

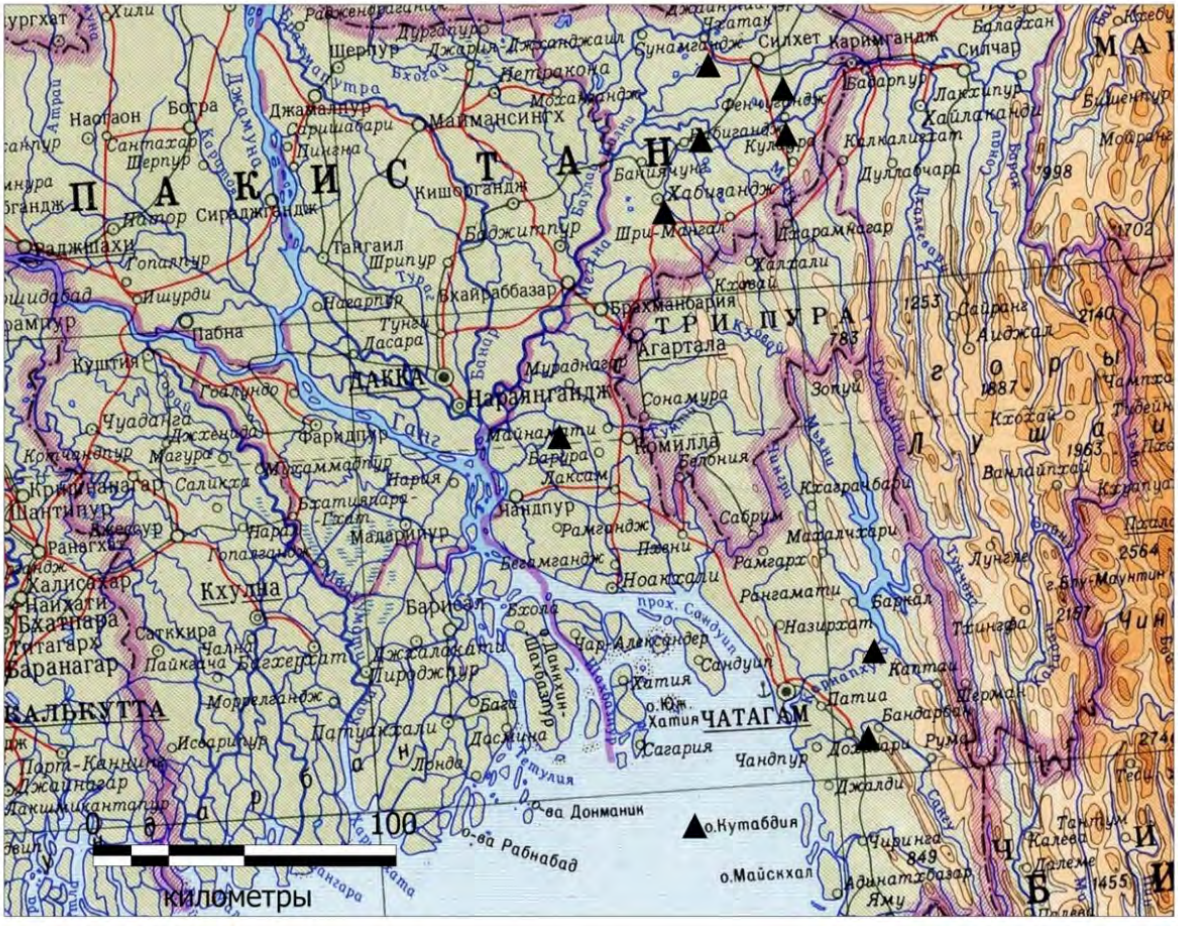
Бомбейський (Західно-Індійський) НГБ сформувався на західному шельфі Індійського субконтиненту на продовженні Камбейського рифту. Найбільш велике нафтове родовище цього басейну Бомбей-Хай виявлено в 1974 р.

Східна частина Індійського океану

Регіон включає Бенгальську затоку разом з шельфами східної Індії, Шрі-Ланки та М'янми (Андаманське море), підводну окраїну Північно-Західної Австралії (Тиморське море). Найбільш значимі Бенгальський та Західно-Австралійський НГБ.

Бенгальський НГБ охоплює Бенгальську затоку, північну й західну частини Центрально-Індійської улоговини. Розміри НГБ – майже 3×1 тис. км, площа – 2,75 млн км^2. Виявлені, в основному, газові родовища (із загальними запасами в 0,5 трлн м^3) і низку перспективних об'єктів. У цілому ресурси басейну вивчені слабко й оцінюються в 0,2 млрд т нафти та 4,0 трлн м^3 природного газу.

Бенгальський басейн пов'язаний з великою западиною, що займає східний схил Індостанської платформи й крайовий прогин перед альпійською складчастою спорудою Аракан-Йома, що простягаються меридіонально й обрамляють басейн зі сходу. Середня його частина знаходиться на території Східного Пакистану. У межах східного борта басейну розвинена потужна товща кайнозойських відкладів, які підстилаються породами крейдяного віку [Геология нефти …, 1968]. Кайнозойський комплекс зім'ятий у систему складок, що тягнуться з північного сходу на південний захід. В області його розвитку виділяються вузькі високі антикліналі, як правило, ускладнені розривами й розділені широкими симетричними синкліналями (рис. 6.10) [Атлас …, 1967]


ПАКИСТАН
ТРИПУРА
ДАККА
Нараянгандж
Комилла
Агартала
Брахманбария
Шри-Мангал
Хабигандж
Силхет
Каримгандж
Силчар
Маймансингх
Кишоргандж
Джамалпур
Шерпур
Наогаон
Богра
Сантахар
Раджшахи
Сираджгандж
Пабна
Куштия
Фаридпур
Магура
Джхенайда
Чуаданга
Котчандпур
Кришнанагар
Шантипур
Ранагхат
Халисахар
Кхулна
Наихати
Бхатпара
Сатккира
Баранагар
КАЛЬКУТТА
Барисал
Бхола
Патуакхали
Лонда
Чандпур
Рамгандж
Ноакхали
Бегумгандж
Лакшам
Чар-Александер
Сандуип
Хатия
ЧАТАГАМ
Патиа
Кутабдия
Майскхал
Чириига
Адинатхбазар
Ямму
Назирхат
Рангамати
Рамгарх
Лунгле
Бандарбан
Румa
Каптаи
Дохазари
Чакария
Джалди
Теди
Тинтунг
Калеви
Далеме
Ванлайпуй
Чхатчхуа
Тубейк
Чхохак
Айджал
Сайранг
Зопуй
Сабрум
Пхенчугандж
Дуллабчара
Калкалигхат
Баниячунг
Кулаура
Кхвай
Тунги
Ласара
Шрипур
Гопалпур
Ишурди
Нагарпур
Вхайраббазар
Тангаил
Баджитпур
Шарамнагар
Кхалхали
Мираднагар
Сонамура
Майнамати
Бадарпур
Белония
Лакшам
Нария
Шандпур
Малапичхари
Пхени
Сатхия
Дакшин-Шахбазпур
Бага
Дасмина
Исварипур
Парт-Каннина
Джайнагар
Лакшмикантапур
Морделгандж
Пайкгача
Джхалакати
Пироджпур
Бхухеттат
Чална
Моханджанг
Нетракона
Джариа-Джханджаил
Дурганур
Шерпур
Бхогаи
Равженидганж
Хили
Ургхат
Сунамгандж
Нгатак
Фенчугандж
Кулаура
Баниячунг
Шри-Мангал
Хабигандж
Кхвай
Кхалхали
Брахманбария
Агартала
Зопуй
Сонамура
Белония
Лакшам
Рамгандж
Ноакхали
Бегумгандж
Пхени
Сабрум
Назирхат
Рангамати
Рамгарх
Лунгле
Бандарбан
Румa
Каптаи
Дохазари
Чакария
Джалди
Теди
Тинтунг
Калеви
Далеме
Ванлайпуй
Чхатчхуа
Тубейк
Чхохак
Айджал
Сайранг
Зопуй
Дуллабчара
Калкалигхат
Лакшипур
Хайлаканди
Байарпур
Бишенпур
Моирангх

Західно-Австралійські НГБ. Уздовж західного й північно-західного узбережжя Австралії виявлена серія рифтогенних прогинів, у яких виділяються однойменні НГБ: Перт, Карнарвон, Дамп'єр, Броуз, Бонапарт-Галф. Тут відкрито близько 10 нафтових і газових (майже в рівному співвідношенні) родовищ. Продуктивні пермські, тріасові, юрські та крейдові відклади в інт. глибин 2400-4400 м. На західному узбережжі Австралії відкриті унікальні по запасах газові родовища Горгон і Джанс (ресурси – 1,1 трлн м^3, запаси – 360 млрд м^3). При загальних доведених запасах природного газу в 2 трлн м^3 ресурси регіону оцінені в 3,3 трлн м^3.

Австралія (басейн Карнарвон)

Басейн розташовується на західній окраїні Австралійської платформи і відповідає западині, пов'язаній із системою східчастих скидів, що поринає в Індійський океан. Осадове виповнення представлене відкладами палеозою-кайнозою, сумарна потужність яких зростає на захід приблизно до 6000 м і більше [Геология нефти ..., 1968].

У серпні 1964 р. у межах басейну на о. Барроу за допомогою пошукової св., закладеної на склепінні великої брахіантикліналі, у розрізі крейдових відкладів виявлені горизонти нафтогазоносний (інт. 1600-1700 м) і нафтоносний (інт. 600-700 м). З останнього при випробуванні св. отриманий приплив з дебітом 135 т/добу (питома вага нафти 0,839). Установлена газоносність юрських порід. Пластові склепінні поклади занурені в пісковиках. Запаси нафти оцінені в 85 млн т (рис. 6.11) [Атлас ..., 1967].

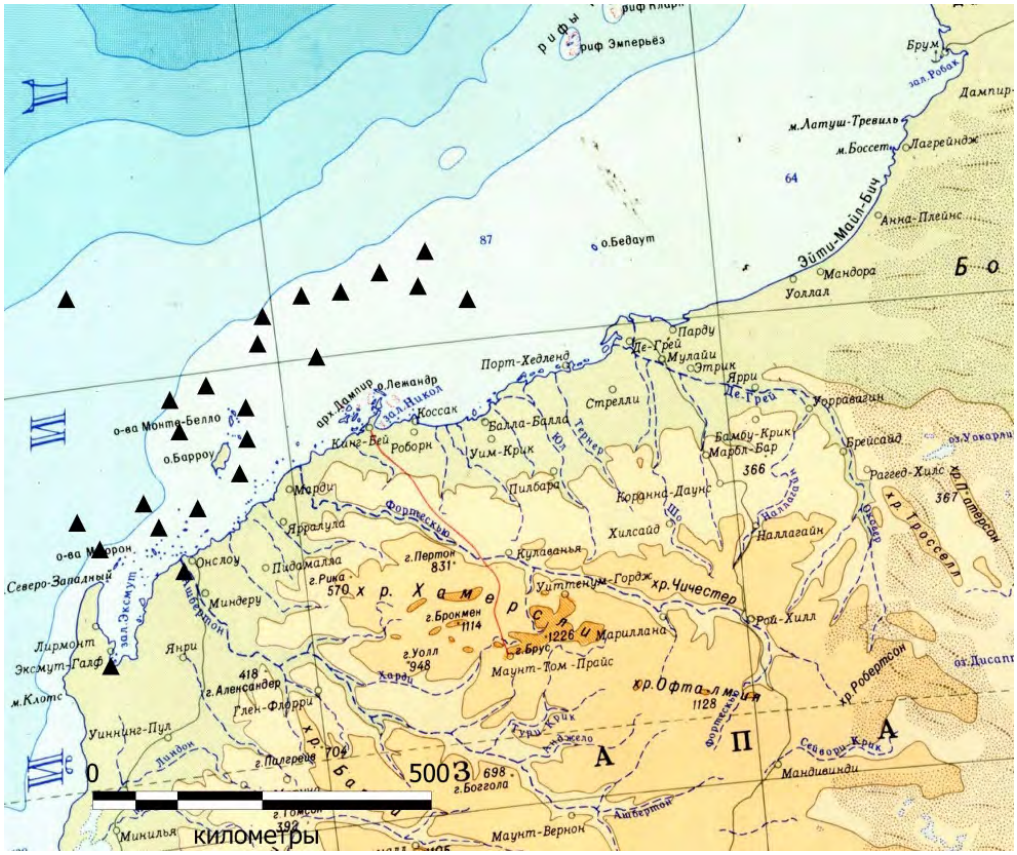


Рис. 6.11. Родовища ВВ басейну Карнарвон (район Раф-Рендж і Кейп-Рендж)

Західна та південно-західна частини Тихого океану

Тихий океан займає площу в 180 млн км^2 і з усіх боків оточений альпійськими складчастими спорудами Тихоокеанського рухомого поясу. Підводні окраїни Тихого океану можна розділити на західні й східні. Західна частина представлена Австралазійською перехідною зоною, яка простягається від Камчатки до Нової Зеландії. Численні НГБ тут пов'язані з великими западинами окраїнних морів (Берингова, Охотського, Східно-Китайського, або Жовтого) та шельфів (Зондського, Південно-Китайського, Явано-Суматринського, Східно-Калімантанського та ін.) Азіатсько-Тихоокеанського регіону. Південніше розвинені шельфи Австралії і басейну Папуа.

Притихоокеанський НГБ Росії поєднує сушу (Камчатка, Чукотка, Коряцьке нагір'я) і розкривається в акваторію Берингового моря та Тихого океану. Перспективна площа НГБ – 266 тис. км^2, з них в акваторіях – 172 тис. км^2. Відкрито п'ять дрібних родовищ нафти та газу. Перспективи нафтогазоносності пов'язані з кайнозойськими відкладами – еоцен-олігоценовими (товщина – до 3000 м) і міоценовими (товщина – до 5000 м). До западин Анадирської, Наваринської і Хатирської, що здебільшого розташовуються на шельфі *суббасейну Берингова моря*, приурочена основна частина прогнозованих ресурсів нафти та газу (1,2 млрд т н. е.).

Охотоморський НГБ. Осадовий басейн містить акваторії Охотського, частково Японського морів і примикаючі землі Сахалінської, Магаданської та Західно-Камчатської областей. Основні продуктивні горизонту приурочені до міоцен-пліоценового комплексу. На шельфі Сахаліну відкриті великі по запасах газові скупчення – Кірінське і Південно-Кірінське. Початкові ресурси природного газу Охотоморського НГБ оцінені в 6,5 трлн м^3, нафти – в 7,6 млрд т.

Південно-Китайський НГБ розташований в Південно-Китайському морі, включно з Сіамською затокою. У ньому виділяються чотири нафтогазоносних суббасейни: Сіамський, Сарабакський, Тайванський та Меконгський. Площа найбільшого *Сіамського суббасейну* перевищує 400 тис. км^2.

Нафтові й газові родовища Південного Китаю

Родовища встановлені в Сичуаньському басейні (рис. 6.12), що представляє собою великий синклінорій у тілі Південно-Китайської активізованої параплатформи. У басейні поєднуються зони різко вираженої складчастої будови з розвиненими в них великими лінійними складками, що нерідко тяжіють до крайових частин западини. Основними структурними елементами є Центрально-Сичуаньська плита, західний Передлуньминьшаньський прогин, Південно-Східна Сичуаньська складчаста область, Південно-Сичуаньський і Цзилюцзинський прогини. Фундамент в області басейну представлений давніми докембрійськими утвореннями.

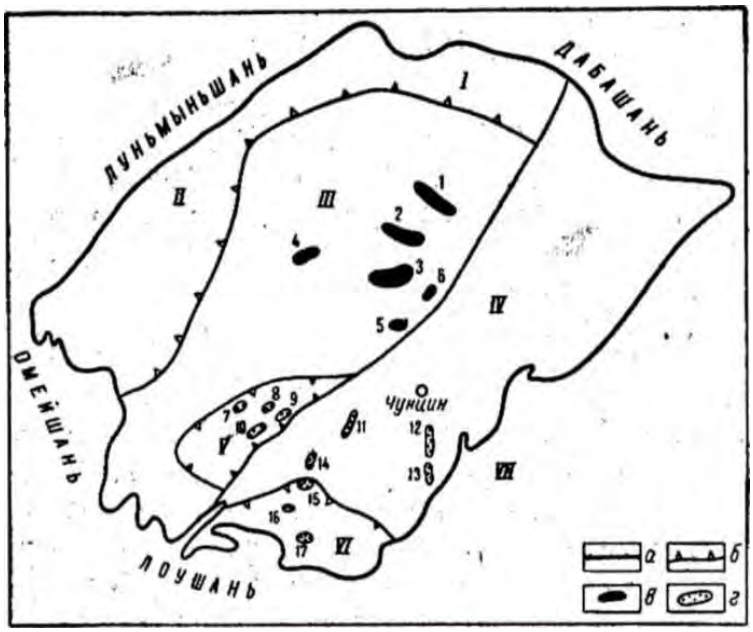


Рис. 6.12. Схема розміщення нафтових і газових родовищ Сичуаньського басейну

а – межа басейну; **б** – контури великих структурних елементів; родовища: **в** – нафтові, **г** – газові, 1 – Іншань; 2 – Наньчун; 3 – Луннюйси; 4 – Пинлайчжен; 5 – Хачуань; 6 – Лоудусі; 7 – Цзіллюцзін; 8 – Хуаньцзячань; 9 – Шиндиншань; 10 – Денцзінгуань; 11 – Хуангуаньшань; 12 – Шиюгоу; 13 – Дунси; 14 – Янтаоси; 15 – Насі; 16 – Чаньюаньба; 17 – Гаомудінь; I-VII – структури: I – Переддабашаньський прогин, II – Передлуньминьшаньський прогин, III – Центрально-Сичуаньська плита, IV – Південно-східна Сичуаньська складчаста зона, V – Цзілюцзіньський прогин, VI – Південно-Сичуаньський прогин, VII – Цзяннаньський масив

У результаті відкриті нафтові родовища Іншань, Наньчун, Луннюйси, Пинлайчжен, Хечуань, Лоудусі в Центральній Сичуані й газові родовища Хуаньцзячань, Денцзингуань, Дунсі, Янгаоси, Насі, Чаниоаньба та Гаомудінь у південних районах басейну.

У складі осадового виповнення Сичуаньського басейну, потужність якого досягає 6000-12000 м, основна роль належить мезозойським відкладам [Геология нефти ..., 1968].

У пермському та тріасовому розрізах виділяються потужні (до декількох сотень метрів) товщі вапняків, що є масивними природними резервуарами тріщинного типу. З вапняками пермі та тріасу пов'язані високодебітні газові поклади в південній і південно-східній Сичуані. Промислово газоносні горизонти зосереджені в середньотріасових вапняках цзялинцзянської свити та вапняках свит маокоу нижньої пермі. Газові поклади в останніх виявлені на родовищах Шиндиншань і Янгаоси (рис. 6.13) [Атлас ..., 1967].

У південно-західній частині Тихого океану виділяються два НГБ – Таранакі (Новозеландський) і Гіпсленд.

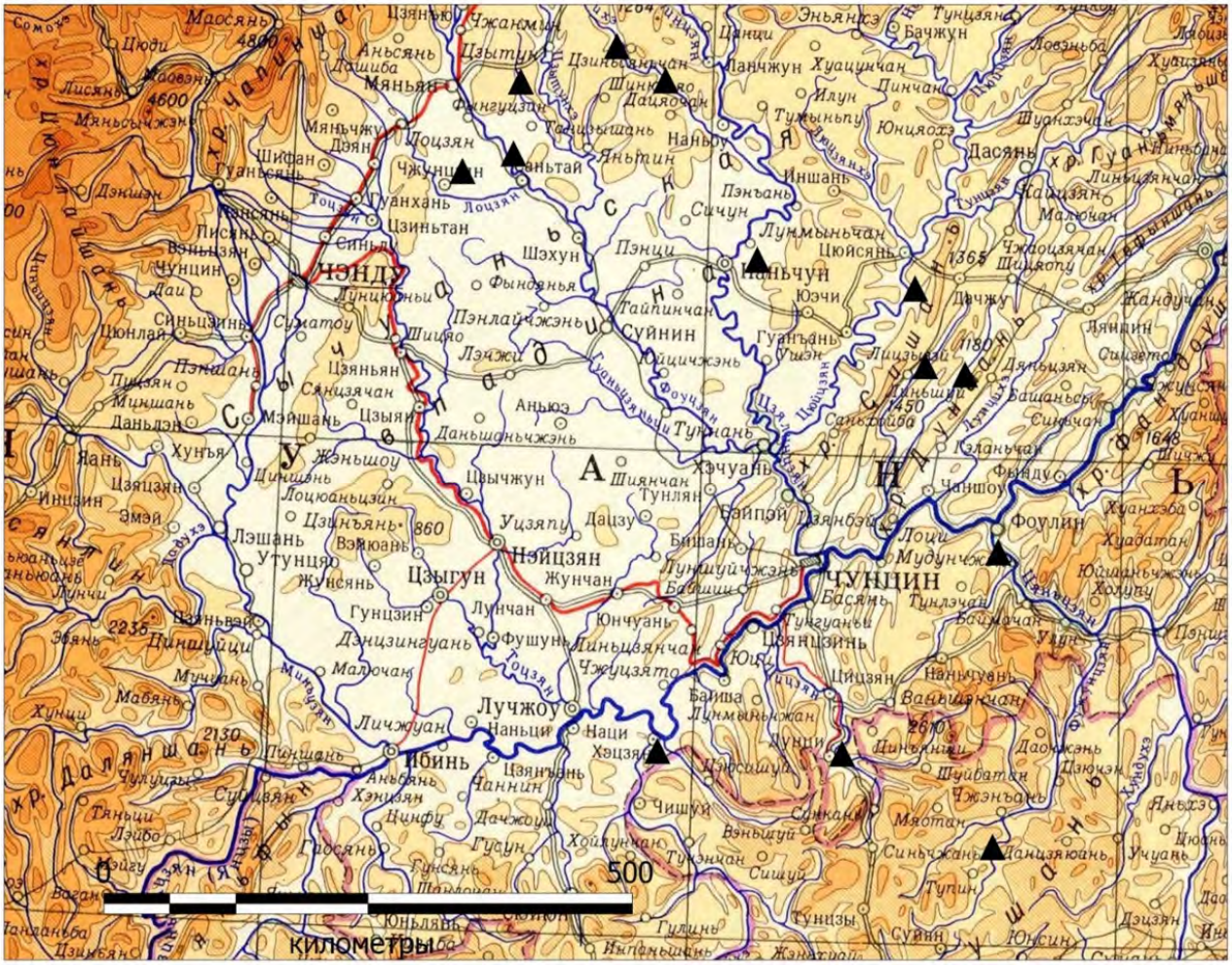


Рис. 6.13. Родовища ВВ Сичуаньського басейну

НГБ Таранакі. Містить акваторії Нової Зеландії, що прилягають до західної частини о. Північний. Площа басейну – 230 тис. км^2 (суша – 33 тис. км^2, шельф – 57 тис. км^2, глибоководна зона – 140 тис. км^2). На шельфі відкрито кілька нафтових і газових родовищ, у тому числі велике газоконденсатне – Мауі (запаси газу – 150 млрд м^3, конденсату – 24 млн т). Інші родовища − Капуні, Котуку, Мотуроа, Уайманаку та ін. − дрібні по запасах. Газоносні еоцен-олігоценові піщаники.

НГБ Гіпсленд розташований на півдні Австралії і тектонічно приурочений до грабен-синеклізи, виповненої крейда-неогеновими породами. Поєднує акваторії Бассової протоки та Тасманова моря.

Східна частина Тихого океану

Регіон охоплює східну активну підводну окраїну Північної та Південної Америки. Тут виділяються наступні основні НГБ: Південно-Аляскинський, Південно-Каліфорнійський, Гуаякіль-Прогрессо.

Південно-Аляскинський НГБ тягнеться уздовж узбережжя Південної Америки до широти м. Сан-Франциско. Найбільш великі родовища: нафтові

Артур-Рівер, Свісон-Рівер, Макартур-Рівер (видобувні запаси – 72 млн т), газове – Кенай (153 млрд м^3).

Південно-Каліфорнійський НГБ розташовується у вісьовій зоні рифтової долини Східно-Тихоокеанського серединно-океанічного хребта. Тут виділяється низка нафтогазоносних суббасейнів, пов'язаних із грабеноподібними западинами (Грейт-Валлі, Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара, Санта-Марія), які містять промислові скупчення ВВ. Більшість родовищ прибережні, близько 20 з них перебувають у протоці Санта-Барбара.

НГБ Гуаякіль-Прогрессо розташований в однойменній затоці Тихого океану та прилягаючої прибережної низовини. Поєднує шельфи Еквадору та Перу. Регіонально нафтогазоносними є крейдові, палеогенові (палеоцен, еоцен) і неогенові (міоцен) відклади.

Отже, початкові потенційні ресурси розглянутих основних осадових басейнів шельфу Світового океану становлять у цілому по нафті – 236,0 млрд т (48,6% від загальносвітових 486 млрд т) і 322,3 трлн м^3 по газу (51,2% від загальносвітових 630 трлн м^3). Найбільш значні ресурси приурочені до західної частини Індійського океану (188,7 млрд т н. е.) і пов'язані з НГБ Перської затоки (185,4 млрд т н. е.). Як показує аналіз опублікованих матеріалів, порівняні за об'ємами ресурси прогнозуються й в Арктичному НГБ Північного Льодовитого океану (154,2 млрд т н. е., з них 138,4 млрд т н. е. доводиться на Арктичний шельф Росії). Регіон Північної Атлантики також відрізняється значними початковими ресурсами ВВ (116,8 млрд т н. е.), причому ресурси шельфів океану та внутрішніх морів (завдяки НГБ Каспійського моря) майже ідентичні (61,2 і 55,6 млрд т н. е.).

Західний Сибір та Пермське Приуралля

Аналіз місця розташування нафтогазових родовищ в гідрогеологічних басейнах Західного Сибіру й Пермського Приуралля за даними російських дослідників і аерокосмічної інформації в роботах за 1986-2003 рр.

Найбільша кількість нафтогазових родовищ розташовується під руслами річок або в безпосередній близькості від них.

Напрями латерального руху підземних флюїдів уточнювались за топографічною картою: регіональні відзначали від Сибірських увалів, гряд і пагорбів до долин Обі та Іртиша, а також Ками, Вішери, Чусової, Силви, місцеві – до долин дрібних річок.

У Західному Сибіру проаналізовано розміщення 180 родовищ ВВ, у Пермському Приураллі – 173 (рис. 6.14).

У Пермському Приураллі найбільшу кількість родовищ ВВ утворено вертикальною фільтрацією підземних вод, латеральної фільтрацією і змішаними напрямками руху.

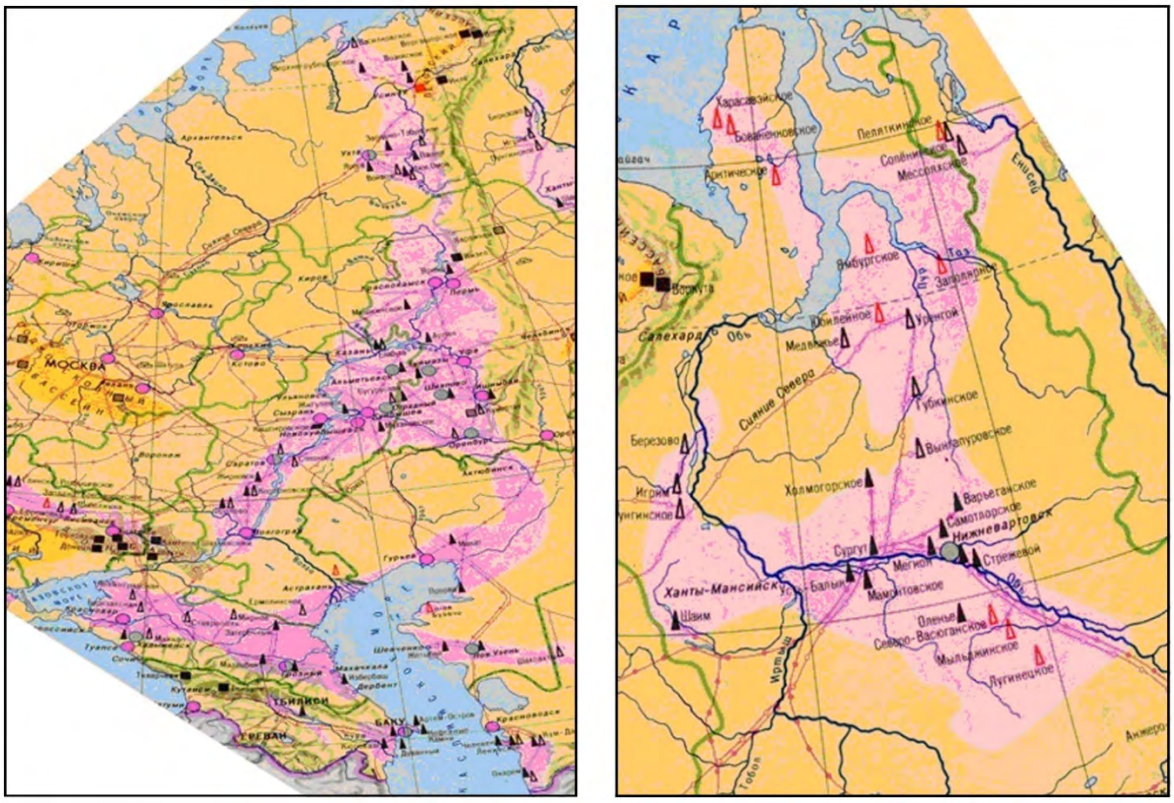


Рис. 6.14. Розміщення родовищ ВВ у річкових долинах Сибіру, Поволжжя, Кавказу та ДДЗ

6.2. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР СВІТУ

Світовий досвід видобутку ВВ з нафтогазоносних імпактних структур дає всі підстави для вивчення й впровадження нових концепцій і технологій у зв'язку з ростом інтересів до таких об'єктів, як до джерел, перспективних на відкриття й видобуток промислових покладів ВВ. Саме в таких структурах Канади й США виявлені й експлуатуються промислові поклади нафти й газу, які зв'язуються з імпактидами в цоколі метеоритних кратерів (підкратерних зонах) і, головне, у роздробленій зоні фундаменту й кільцевого валу, що оконтурює кратер.

Як показали наші дослідження при прогнозному картографуванні перспективних площ практично всіх нафтогазоносних структур світу, вивчення походження й закладки прогнозних основ тісно пов'язане з нафтогазоносними провінціями, з відповідними гідролого-гідрогеологічними умовами формування нафтогазоносних провінцій артезіанських басейнів, річкових систем, передгірних прогинів і западин. До таких формуючих нафтогазоносних умов належать астроблеми України: Оболонська, Бовтиська, Зеленогайська, Західна, Олешківські піски.

Нижче ми вперше розглянемо проблеми формування вуглеводневих родовищ, розташованих на площах астроблем, з геотектоничних і гідролого-гідрогеологічних позицій.

Проведений аналіз досліджень у нафтогазоносних провінціях, включно з нафтогазоносними астроблемами світу й України (Оболонська, Бовтиська, Зеленогайська), дозволив корелювати гідродинамічні і гідрогеохімічні умови з розломною тектонікою. На цій основі встановлено генетичний зв'язок аномальних процесів: гідродинамічних, геотермічних, гідрогеохімічних, газогідрогеохімічних. Такі процеси виникають насамперед внаслідок вертикальної «скрізьзональної» міграції підземних вод і їх розвантаження у водоносні горизонти, що залягають вище, або на поверхню. Регіональна вертикальна зональність забезпечує формування локальних аномалій в залягаючих вище пластах, які формують відклади. Гідродинамічні аномалії супроводжуються, як правило, гідрогеохімічними.

Гідродинамічні й гідрогеохімічні особливості палеозойских водоносних комплексів тісно пов'язані з розломною тектонікою, в цьому випадку з ударним метаморфізмом, який визначає азональні явища – різні гідродинамічні аномалії, що супроводжуються геотермічними, газогідрогеохімічними, гідрогеохімічними процесами, і виступають критеріальними ознаками. Аномалії проявляються в районах, що характеризуються розвитком різноамплітудних розломів у фундаменті й осадовому чохлі. Їх наявність обумовлює вертикальні перетоки флюїдів по зонах дроблення, що грають роль каналів, які забезпечують гідравлічний зв'язок між водоносними комплексами в кругообізі від поверхні до мантії.

Одним з найбільш переконливих доказів вертикальної міграції вуглеводневих газів, що концентруються у вигляді покладів під покришками у відповідних геолого-структурних умовах, є інфільтраційні прісні газонасичені води, що утворюють своєрідні облямівки під газоконденсатними й газовими покладами. Сприятливими умовами для формування конденсаційних вод є насичення газу водою при високій температурі, вертикальна міграція газу по зонах розломів, формування покладу під покришкою, де в міру зниження температури парогазової суміші до фонової надмірна волога конденсується і накопичується під покладом.

Нижче ми вперше розглянемо складний процес формування вуглеводневих родовищ астроблем і утворення ВВ, де за таксономічну одиницю береться річковий басейн.

Гідрогеологічні проблеми формування нафтогазоносності в залежності від річкового стоку містять: характеристики стоку, ділянки поглинання – інфільтрації, ділянки розвантаження – фільтрації, газогеохімічний склад підземних вод.

Однією з найважливіших характеристик формування родовищ ВВ є, як було наведено раніше, водорозчинність вуглеводневих газів [Карцев, 1992].

Відстеження еманаційною газової зйомкою шляхів інфільтрації через донні відклади і у зворотному напрямку за даними комплексних досліджень геотектонічних і гідрогеологічних умов району в багатьох випадках служить пошуковими критеріями й допомагає встановити причини хімічних і геотермічних особливостей формування ВВ, а також з'ясувати зони геохімічного й геотермічного проникнення руслових ділянок (зон поглинання й розвантаження), що служать критеріями формування ВВ.

Все це дозволяє дуже високо оцінити роль утворення та водної міграції рідких і газоподібних ВВ у широкому інт. існуючих відкладів, їх обсягів, значення газових розчинів у якості головного механізму міграції ВВ і формування родовищ в єдиному гідро-біогенно-мантійному циклі на площах розвитку зон прогинів імпактних структур згідно з геоструктурними особливостями закладення річкової мережі, а також пов'язаних з ними гідробіологічних та гідрогеологічних процесів формування критеріїв ВВ.

У самих прогинах астроблем зони нафтогазонакопичення, за даними аналізу нафтогазоносності світових астроблем, розташовані в центральній частині, насамперед на їх бортах у зонах розвитку річкових систем і максимальної тріщинуватості і слугують основним фактором накопичення первинних водогазових субстратів і тріщинними зонами для накопичення вуглеводневих компонентів. Як видно з представлених схем розміщення вуглеводневих родовищ основних астроблем світу, більшість продуктивних св. (площ) приурочено до русел або прирічкових зон, що дозволяє врешті-решт використовувати цю закономірність як додатковий пошуковий критерій, значно звужуючи пошукову зону.

Проведений аналіз розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку ВВ, а також зон розвитку астроблем і геоструктурних особливостей на розглянутих територіях річкових басейнів згідно з гідрологічним блоком пошукової технології, дає надійну основу для розрахункових обсягів у інфільтраційних зонах накопичення продуктів гідрогазових субстратів (вода - метан), дозволяє вже на попередньому етапі технології СТАГГД виділити первинні контури прогнозно-перспективних площ на ВВ.

Вивчення матеріалів розміщення продуктивних св. показує, що найбільша кількість нафтогазоносних ділянок астроблем розташовується в зонах руслових процесів або в безпосередній близькості від них в річкових долинах, що формуються седиментаційно-біогенними осадами річкових систем [Генезис ..., 2006].

На рис. 6.15-6.20 показано розташування продуктивних св. на імпактних структурах світу.

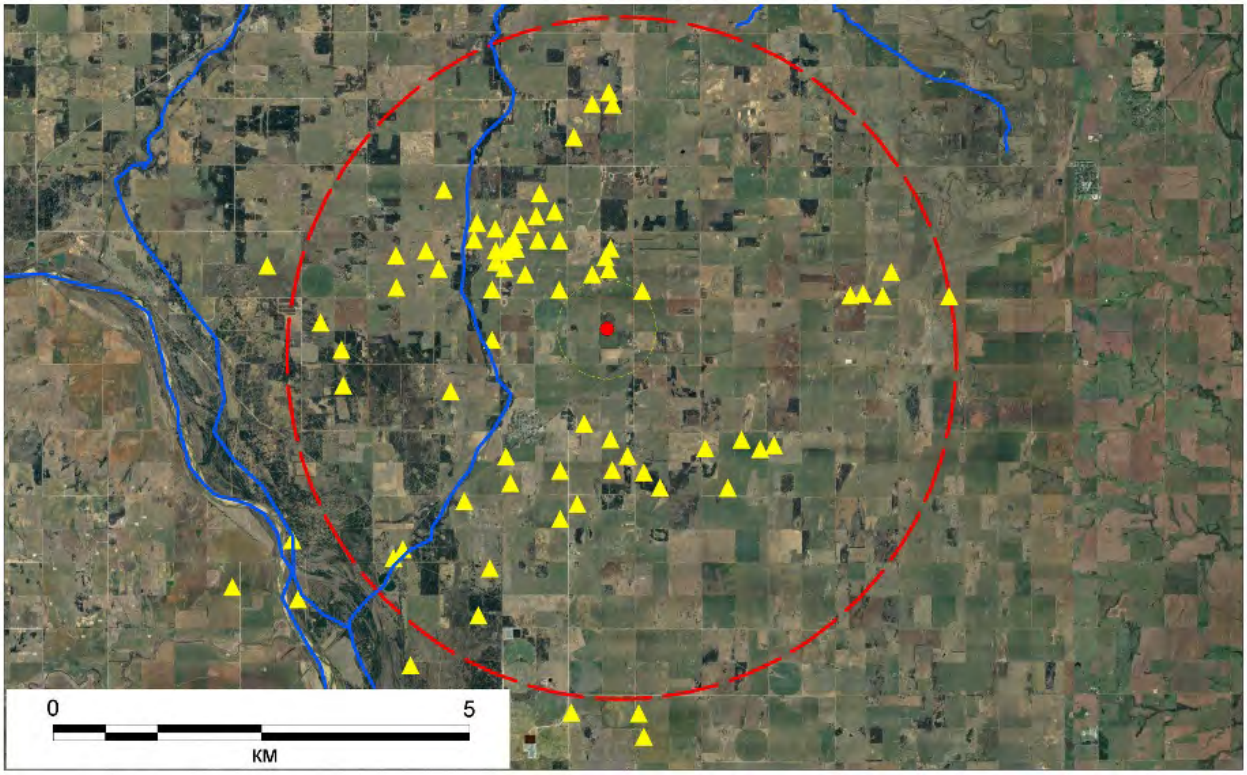


Рис. 6.15. Розташування продуктивних св. стосовно річкової мережі. Структура Ігл-Батт [Багрій, 2017]

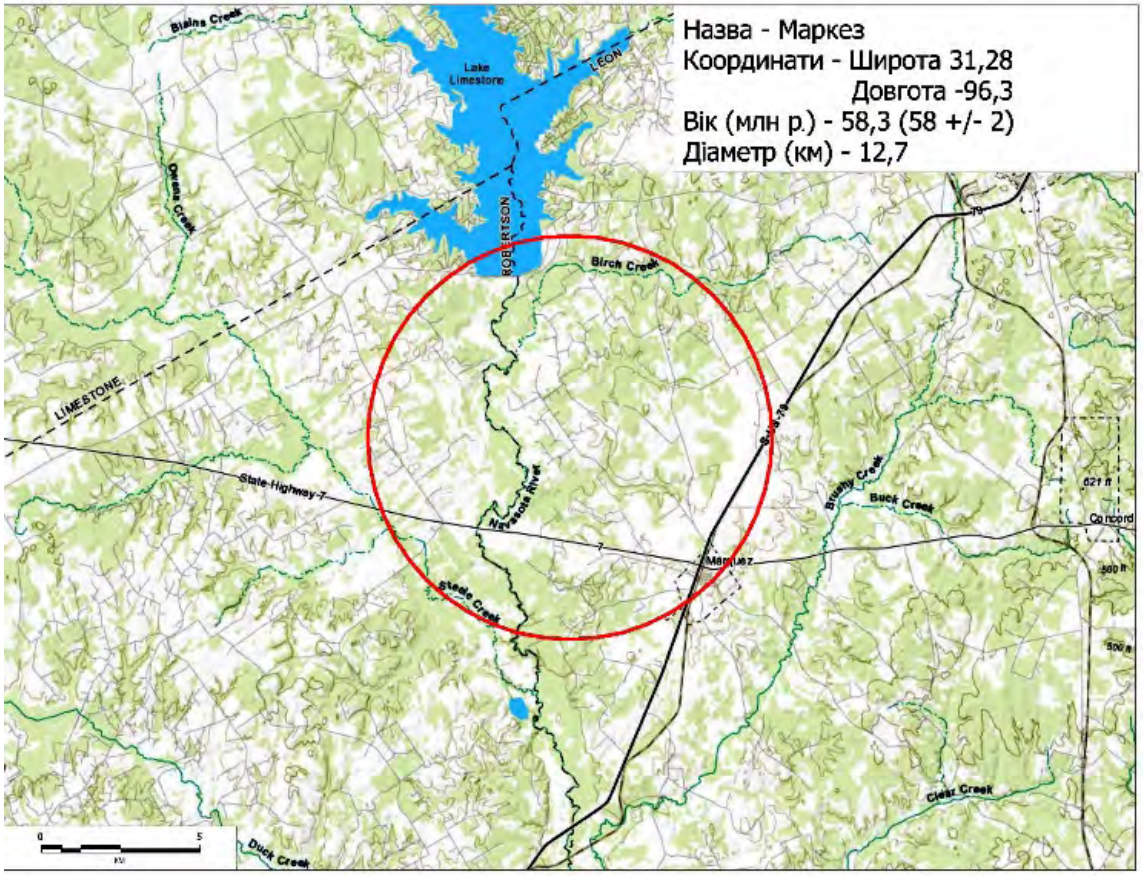


Рис. 6.16. Розташування структури Келвін стосовно гідрографічної мережі [Багрій, 2017]

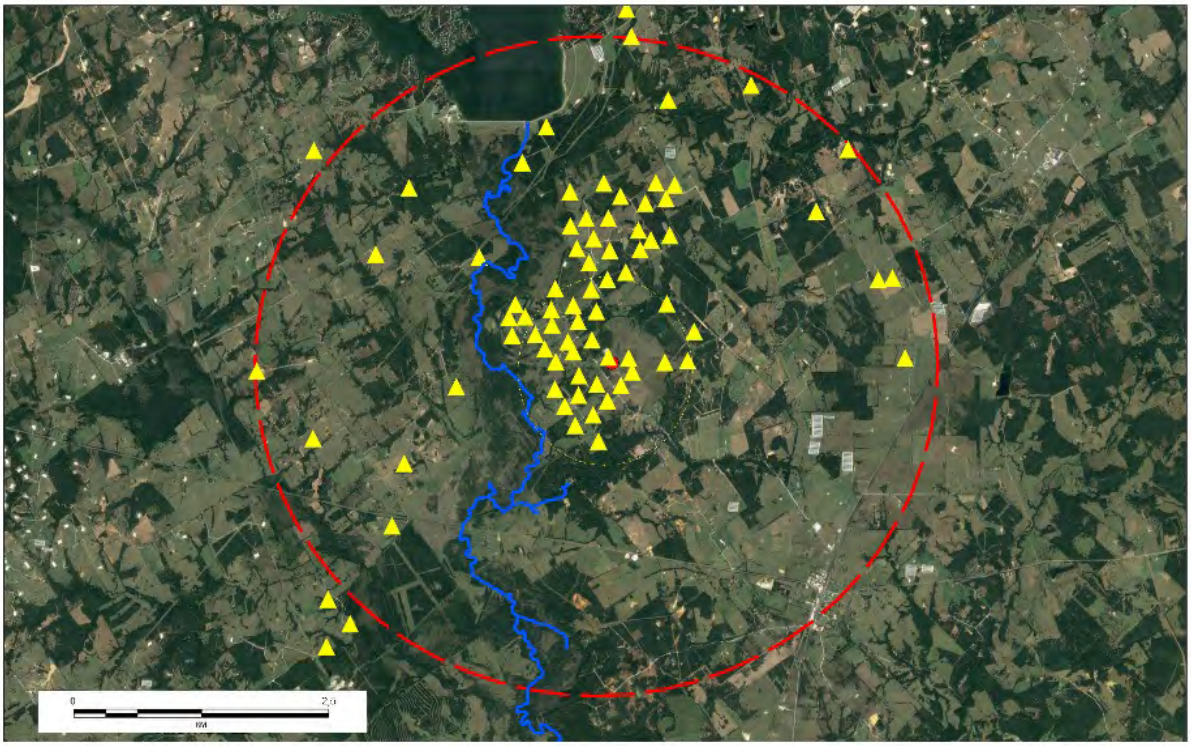


Рис. 6.17. Розташування структури Маркез та продуктивних св. на космознімку з сайту https://earth.google.com

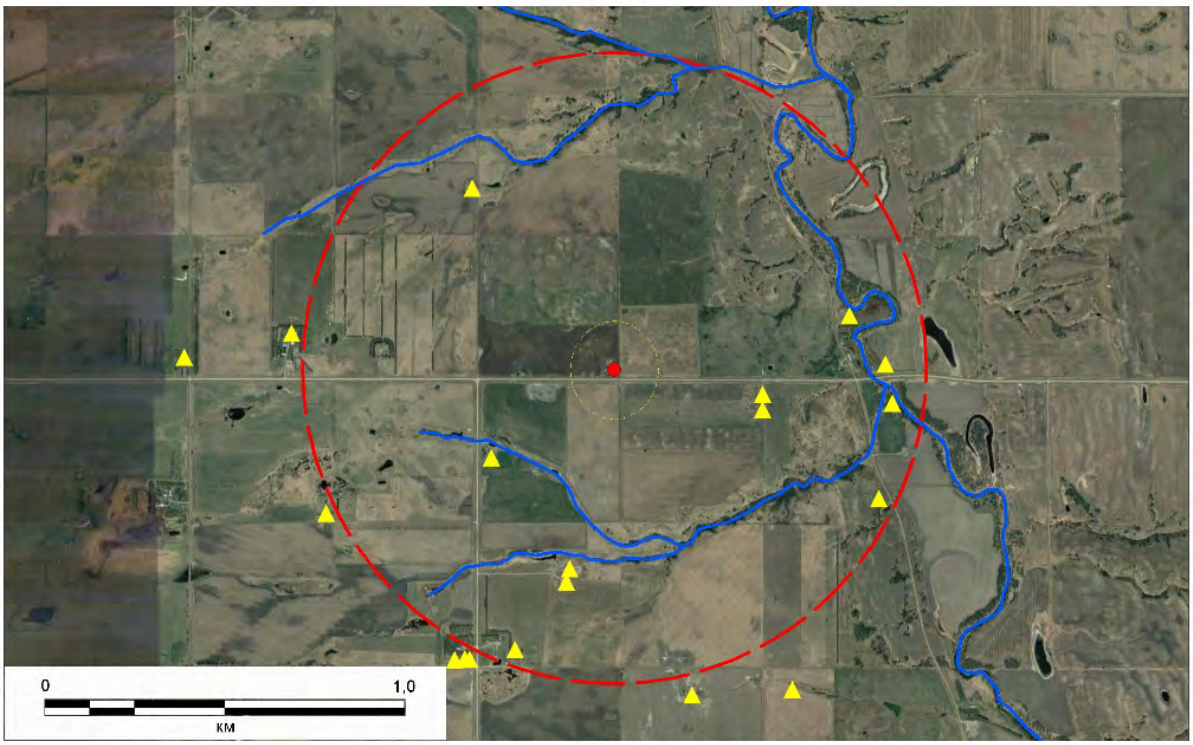


Рис. 6.18. Розташування структури Ньюпорт та продуктивних св. на космознімку з сайту https://earth.google.com

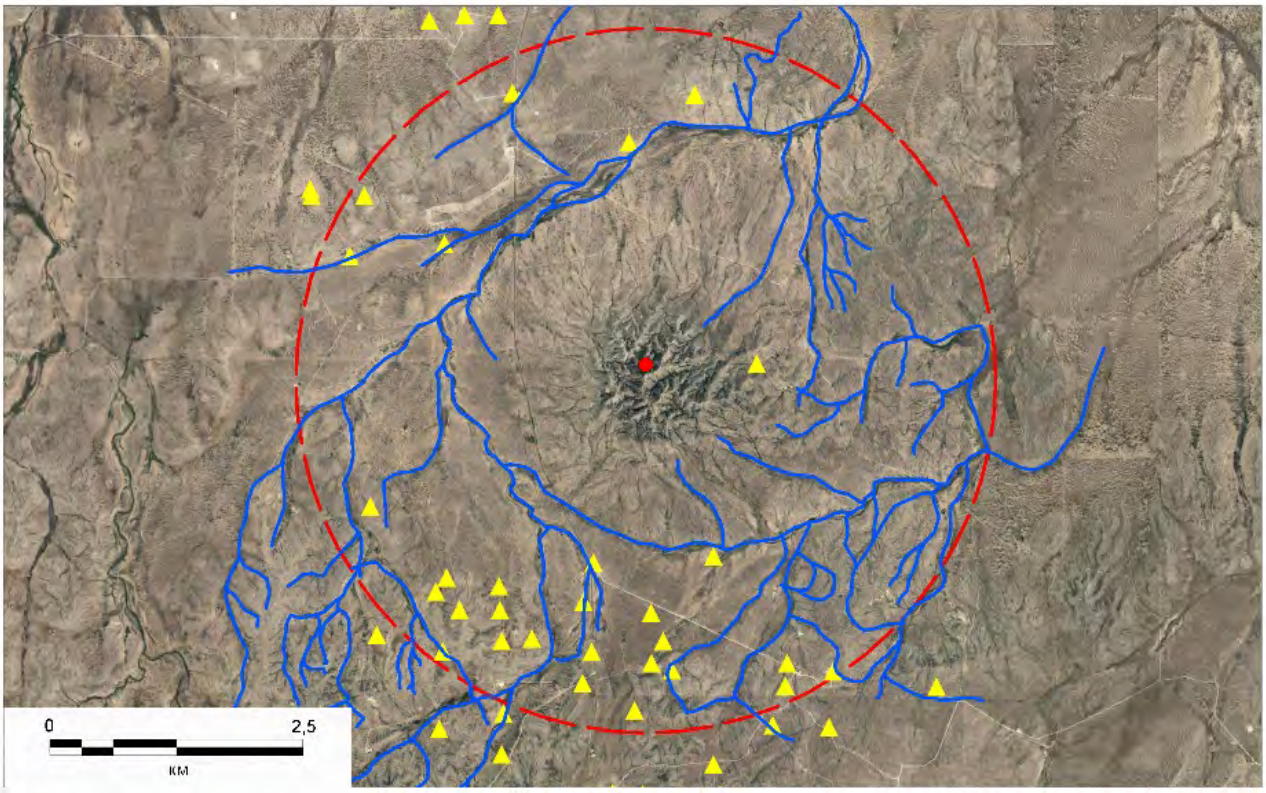


Рис. 6.19. Розташування продуктивних св. структури С'єрра Мадера стосовно гідрографічної мережі [Багрій, 2017]

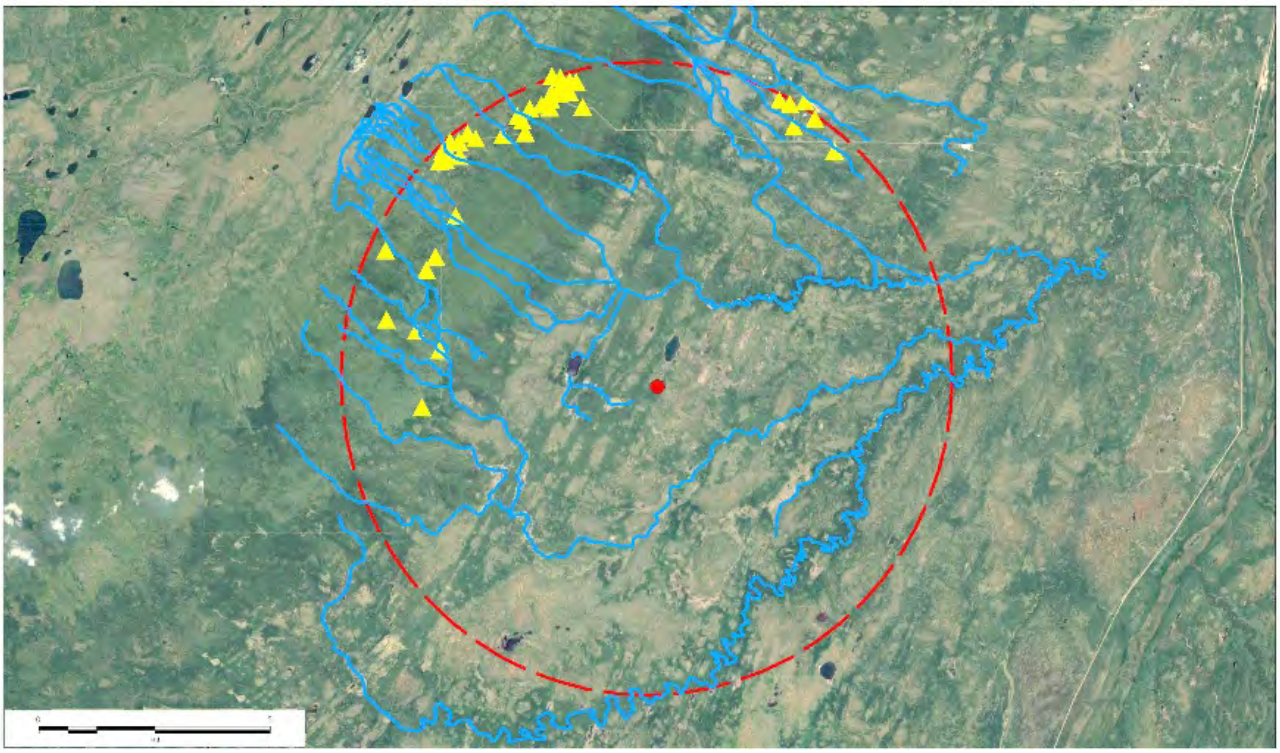


Рис. 6.20. Розташування продуктивних св. структури Стін Рівер стосовно гідрографічної мережі [Багрій, 2017]

РОЗДІЛ 7

РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ІННОВАЦІЙНОЇ ПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ТА АПАРАТУРНИХ КОМПЛЕКСІВ

Теоретичним підґрунтям використання різних газових зйомок у нафтогазовій галузі є уявлення про наявність над покладами специфічних ореолів розсіювання, що формуються в результаті дифузійно-фільтраційного масопереносу газоподібних ВВ у перекриваючі відклади й утворюють приповерхневий газогеохімічний фон вуглеводневих родовищ.

Незважаючи на те, що спостерігається підвищення ефективності геолого-пошукових досліджень, у тому числі геохімічних, цілком природним є намагання, особливо зі збільшенням глибин опробування, використання в практиці геологічних робіт відносно дешевих і експресних приповерхневих методів. Ефективність такого варіанту геохімічних зйомок залежить насамперед від можливостей комплексного підходу при картуванні як пошукових показників нафтогазових сигналів, так і геотермічних градієнтів над продуктивними зонами нафтогазових родовищ.

У цьому аспекті технологія СТАГГД, яка є експресною, маловитратною, високоефективною технологією, що базується на системному аналізі критеріїв прогнозування нафтогазоносності, з можливістю пошуків вуглеводневих покладів усіх типів, має пріоритетне використання порівняно з іншими типами газо-геохімічних зйомок. Її відмінність від інших прямих методів пошуків нафти й газу як на суходолі, так і в акваторіях – у застосуванні системи методів і критеріїв при

обґрунтуванні нафтогазоносності на локальному й регіональному рівнях, в можливості її швидкої адаптації при вирішенні відповідної нової конкретної задачі комплексного вивчення нафтогазових комплексів.

Система СТАГГД складається з низки структурних і функціональних блоків. Вона містить термоатмогеохімічні полігонні дослідження, що передбачають геотермічні, радіометричні (радон, торон) та газогеохімічні (гелій, водень, вуглекислий газ та за вільними ВВ – метан, етан, пропан, бутан, ізобутан, етилен, пропілен) дослідження. Метою комплексної термо-атмогеохімічної зйомки є виявлення аномалій ВВ, мігруючих з покладів нафти, , газу, газоконденсату, а також із джерел забруднення навколишнього середовища.

Відмінністю СТАГГД, крім їх системності та комплексності, є спеціально розроблені технічні засоби для якісного експресного прогнозування, які відповідають усім технічним стандартам. Ці прилади та обладнання забезпечують проведення на високому рівні експедиційних робіт на суходолі та в морських умовах, лабораторно-аналітичну обробку отриманих даних. Новизна, оригінальність розробок захищена численними патентами, підтверджена актами впровадження.

Блок геологічних досліджень у системі СТАГГД містить побудову структурно-тектонічних, стратиграфічних (сейсмо-літофаціальних), седиментаційних моделей. Зважаючи на специфіку СТАГГД, превалюючим чинником у загальній геологічній моделі є визначення особливостей структурно-тектонічної, геодинамічної будови та нафтогазоносності полігонів. Вони виконуються за низкою методів – тектонічних, гідролого-гідрогеохімічних, аерокосмічних, сейсмо-літо-біостратиграфічних, фаціальних. Аналіз розподілу термо-атмогеохімічних аномалій проводився з урахуванням уточненої геологічної моделі за комплексом тектонічних, сейсмо-літолого-біостратиграфічних, літолого-фаціальних, седиментологічних даних. Створюються карти розломно-блокової тектоніки, стратиграфічні схеми, структурні карти, сейсмопрофілі. Тобто враховується увесь спектр геологічних даних, як суто геологічних, так і аерокосмічних, газових, геотермічних, радіоеманаційних, який є підґрунтям побудов (поширення й розподілу) термо-газогеохімічних аномалій. Авторами також вперше впроваджені гідролого-палеоструктурні дослідження та побудови. Такий системний підхід робить доказовими висновки щодо приуроченості підвищених концентрацій ВВ до відповідних тектонічних, морфологічних структур, стратиграфічних рівнів, зокрема й на часових сейсмічних розрізах, до зон дегазації газонасичених флюїдів та непроникних зон формування пасток ВВ тощо.

За розробленою технологією СТАГГД доведено, що запропонована методологія має технологічні й технічні переваги перед іншими пошуковими газогеохімічними методами передусім завдяки її експресності, комплексності, системності, оригінальним технічним рішенням, що можуть бути застосовані на всіх стадіях прогнозування, пошуків, розвідки, розробки вуглеводневих родовищ (нафти, газу, газоконденсату, сланцевих газів).

В сучасних умовах збільшується потреба розвитку економічно вигідних та конкурентоспроможних технологій. Головним принципом успішного прогнозування покладів корисних копалин є системність та комплексність, що

вирішує проблеми оперативного прогнозування пошуків, розвідки та розробки вуглеводневих родовищ на суходолі та в акваторіях морів.

Методологічно це розробка узагальнюючої концепції прогнозу із застосуванням низки методів – тектонічного, стратиграфічного, літологічного, термодинамічного, атмогеохімічного (*Rn, Tn, H, H_2*), геохімічного за ВВ, геофізичного, аерокосмогеологічного. Просторовий розподіл атмо-термо-геохімічних аномалій визначався на основі ґрунтовного аналізу комплексу застосованих методик та матеріалів різного спрямування: геологічної, геофізичної, гідрологічної, геохімічної інформації щодо полігонів СТАГГД. Аналізувались особливості розломно-блокової, морфоструктурної, стратиграфічної, літолого-фаціальної, формаційної, геодинамічної будови полігонів. У процесі інтерпретації матеріалів пасток використано наявну фактологічну базу детальних розробок з тектоніки, стратиграфії, літології, геофізики, аерокосмогеологічних методів. Зокрема, вперше застосовані дані про деталізаційні сейсморозвідувальні 3D роботи. Аналіз інформації зазначених вище методів дозволив створити доказову базу для ґрунтовної характеристики особливостей геологічної будови об'єктів, з якими пов'язані поклади ВВ, визначити розподіл газогеохімічних та геотермічних аномалій.

У вирішенні проблем збереження природного довкілля та пошуків корисних копалин важливе значення має вивчення сучасних геологічних процесів.

Серед багатьох задач цього напряму в останні десятиріччя все більше уваги привертають геолого-структурні особливості території та приурочених до них РЗПП, з якими пов'язані зони розущільнення (тріщинуватості) гірських порід та підвищена флюїдопровідність.

Розробка запропонованої авторами методики вивчення РЗПП базується на багаторічних фундаментально-прикладних проектах, вдосконаленні існуючих методик та застосуванні новітніх методів обробки та інтерпретації даних міграційних шляхів генетичних процесів вуглеводневих компонентів.

При проведенні пошукових робіт атмогеохімічними методами був зафіксований просторовий зв'язок газових аномалій з розривними порушеннями. Крім того, в кінці 60-х років було доведено зв'язок аномально високих концентрацій гелію з довгоживучими глибинними розломами. Ця закономірність була зареєстрована в 1969 р. як наукове відкриття, а з 2019 р. – з водневими проявами. З цього часу гелієва та воднева зйомки набули широкого застосування при структурно-тектонічних дослідженнях, а також формуючих процесах ВВ родовищ. З'ясувалося також, що радонові аномалії фіксуються не тільки над радіоактивними рудами, але й над розривними порушеннями. Це пояснювалося підвищеним виділенням еманацій внаслідок роздроблення та підвищеної проникності порід у зонах тектонічно активних розломів. Відстань, на яку віддаляється еманація від емануючого об'єкта, залежить від швидкості її поширення в проникних перекриваючих геологічних відкладах і від середньої тривалості життя еманацій

У дослідженнях широко застосовується визначення радону як індикатора тріщинних зон – зон міграційних та інфільтраційно-фільтраційних процесів, а також газова зйомка за ВВ. Уже перші результати показали високу ефективність та надійність проведених досліджень у комплексі з методами

термометричних і гідрологічних зйомок для виявлення зон сучасної підвищеної проникності, зокрема при вивченні взаємозв'язку підземних і поверхневих вод. Комплексування спектру еманаційної газовою зйомки та геотермічних зйомок дало змогу відбраковувати необґрунтовані аномалії, підвищити достовірність виявлення вуглеводневих покладів.

Дослідження з розробки та обґрунтування методики прогнозування РЗПП були спрямовані на забезпечення таких головних вимог: достатньої інформативності, швидкості отримання даних польових досліджень та їх обробки, низької вартості робіт. Враховуючи це, головна увага приділялася геоструктурному обґрунтуванню тектонічних порушень і пов'язаних з ними потенційних зон тріщинуватості гірських порід.

Критеріальні засади картувальних ознак міграційних дифузійних формуючих процесів

Досвід багаторічних досліджень в України та за її межами свідчить про складний характер зв'язку РЗПП гірських порід з різнотипними структурами земної кори. Тому для виявлення цих зон визначальне значення має аналіз структурно-тектонічних особливостей району досліджень та їх впливу на розвиток сучасних геологічних процесів.

Такі зони являють собою зони розущільнення (тріщинуватості) гірських порід із підвищеною інфільтраційно-фільтраційною флюїдопровідністю, що приурочені до тектонічних порушень земної кори або динамічно обумовлені ними та картуються геолого-геофізичними методами в породах фундаменту й ущільнених та газогеохімічних вулканогенно-осадових товщах. Структурний зв'язок РЗПП з тектонічними порушеннями найбільш впевнено виявляється при вивченні гідрогеологічних процесів за даними свердлування, натурних гідрометричних та режимних спостережень. Численні матеріали свідчать про активний вплив зон тріщинуватості на динаміку підземних вод внаслідок формування проникності зон розущільнення, зміни фільтраційних характеристик водних колекторів, вертикальної міграції. Зони тектонічної тріщинуватості визначають місця активного водообміну підземних і поверхневих вод. При цьому фіксується прямий зв'язок між показниками тектонічної роздробленості, газопровідністю та ступенем водогазозбагачення гірських порід, а також закономірна приуроченість високої газопровідності та водопровідності до розкритих тектонічних тріщин. У річкових долинах із зонами тектонічних порушень пов'язані місця різких змін взаємодії водообмінних геосистем, поява аномальних зон розвантаження та поглинання вод тощо. Особливого значення такі дослідження набувають у зонах видобутку сланцевих газів – зонах високих тисків і проривів газу та хімічних флюїдів, використаних при технологічних процесах.

Теоретичні аспекти розломно-блокової будови земної кори України висвітлено в роботах В.Г. Бондарчука, І.І. Чебаненка, В.К. Гавриша, В.А. Рябенка, В.П. Клочка, О.І. Слензака, Т.О. Знаменської, І.Д . Багрія та ін. Серед закономірностей, що безпосередньо стосуються проблеми виявлення РЗПП, найголовнішими є:

– системне розміщення та динамічна підпорядкованість різномасштабних тектонічних порушень, що структурно пов'язані з розломно-блоковою тектонікою кристалічного фундаменту й більш глибинних шарів літосфери;
– підпорядкування розривних деформацій земної кори переважно двом головним азимутальним системам – діагональній та ортогональній, що обумовлено ротаційною геодинамікою Землі;
– багаторазова активізація розломно-блокової тектоніки, що призводить до ускладнення внутрішньої будови зон розривних порушень;
– залежність внутрішньої будови розломних зон від їх морфокінематичного типу (здвиги, скиди, підкиди, надвиги);
– приуроченість ділянок підвищеної тріщинуватості до вузлів перетину розломів різних типів і напрямків;
– складне відображення розломно-блокової тектоніки фундаменту в структурі осадового покриву та сучасному рельєфі, що фіксується на аеро- та космофотознімках (лінеаменти, кільцеві структури та ін.) як наслідок активізації рухів земної кори.

У багатьох сучасних тектонічних моделях важлива роль відводиться також розривним дислокаціям по горизонтальних (лістричних) розломах – поверхнях зриву всередині літосфери на межі шарів з різними фізико-механічними властивостями. Ці висновки підтверджуються, зокрема, даними сейсморозвідки та глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ).

При розв'язанні пошукових задач дуже актуальним є з'ясування взаємозв'язку вертикальних, горизонтальних та лістричних РЗПП – метричних розломів.

Отже, вивчення існуючої геолого-геофізичної, аерокосмічної інформації та результатів натурних досліджень про розломно-блокову тектоніку відповідних регіонів, осадового комплексу, свідчить про те, що закартовані розломні дислокації повинні розглядатися як елементи складної системи порушень, що знаходяться у динамічному зв'язку в зонах розвитку нафтогазоносних площ. Необхідною умовою об'єктивної оцінки ролі кожного конкретного розлому у формуванні РЗПП має бути аналіз його позиції у регіональній геодинамічній системі порушень.

Крім того, врахування структурної позиції та особливостей морфотектоніки розломних зон сприяє вирішенню багатьох питань теоретичного та методичного плану, пов'язаних безпосередньо з розробкою критеріїв прогнозування накопичень вуглеводневих скупчень.

Для прогнозування покладів корисних копалин важливе значення має виявлення неотектонічно активних порушень на підставі їх закономірного зв'язку з певними палеоструктурними формами рельєфу в зонах осадових товщ, річкових дельт та їх каньйонів. Роботи цього напряму в останні роки набувають дедалі чіткішого прикладного спрямування в плані природоохоронних заходів і раціонального природокористування. Основою їх є морфоструктурний аналіз – дослідження генезису форм рельєфу через визначення співвідношення екзогенної та ендогенної складових процесів

рельєфоутворення та зіставлення рельєфу поверхні Землі з геологічною будовою та палеокліматичних умов формування біостратиграфічних особливостей.

Результати наших робіт показують, що найінформативнішими для визначення неотектонічно активних розривних порушень є карти новітньої розломної тектоніки, що ґрунтуються на структурному аналізі ландшафтно-геоморфологічних особливостей сучасної земної поверхні та даних дешифрування аеро- та космофотознімків.

При порівняльному аналізі особлива увага приділялася результатам аерокосмічних відображень, місцям перетину лінеаментів (розломів) – своєрідним геодинамічним вузлам, яким багатьма дослідниками надається роль активних каналів вертикальної міграції пластових і глибинних флюїдів, а також місць підтоку та їх накопичення.

При визначенні приповерхневих засад, як було вказано вище, до технології залучені атмогеохімічні методи вертикальної дифузійної фільтрації газів у гірських породах. Сукупність процесів міграції газів обумовлює їх надходження у розташовані вище товщі порід. Інтенсивність міграції неоднакова в різних геологічних умовах, тому прояви міграції, що відбуваються в поверхневих відкладах, можуть мати різний прогнозний характер. На ділянках, де є тектонічні порушення (зони підвищеної проникності), в поверхневих відкладах можуть спостерігатися чітко виражені газові вуглеводневі, гелієві, водневі та еманаційні аномалії.

У товщі гірських порід в природному заляганні відбуваються складні міграційні процеси. При відсутності геодинамічних зон фільтрації та інших активних видів міграції спостерігається дифузія.

Загальний характер процесів міграції та співвідношення дифузійних і фільтраційних потоків газів змінюється в часі залежно від прояву ендо- та екзогенних процесів і їх взаємодії. Найінтенсивніше активні види міграції проявляються при зміні геодинамічних обставин (напружено-деформованому стані масиву порід, тектонічних порушеннях), що супроводжують геологічні процеси на ділянках різної проникності.

Згідно з сучасними уявленнями, масив тріщинувато-пористих порід складається з численних проникних і слабопроникних блоків і розломних зон, що їх розділяють. Співвідношення тріщинного простору блоків і порожнин може бути різним, як і співвідношення проникності цих двох систем.

Отже, зони підвищеної тріщинуватості порід і зони розривних порушень є основними шляхами як міграції, так і первинних формуючих флюїдів. Оскільки збільшення інтенсивності газового потоку приурочені до локальних ділянок земної кори, насамперед до зон розломів і супроводжуючих їх порушень різних порядків, форма і розміри міграційних ореолів визначаються положенням порушених і тріщинуватих зон. За межами цих ореолів міграційний газовий потік обумовлений дифузією розсіяних у товщі порід газів.

Розв'язання означених проблем стало можливим, як наведено вище, завдяки розробці спеціального апаратурного комплексу, що відповідає всім сучасним вимогам щодо одержання необхідного спектру даних, включаючи

температурні, еманаційні, газогеохімічні та за системою підпорядкованих критеріальних ознак перейти до створення СТАГГТ – ***технології структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних досліджень.***

Накопичений за останні десятиліття в Україні досвід приповерхневих термометричних та атмогеохімічних досліджень у комплексі робіт з оцінки перспективності територій та геологічних структур на виявлення покладів ВВ базується на новітніх підходах комплексування широкого спектру критеріальних пошукових ознак та розробках апаратурних комплексів, інструментальних дослідженнях необхідної чутливості, сучасних методичних підходах в обробці та інтерпретації даних. Головною вимогою до таких досліджень є достатня інформативність, експресність отримання та обробки відповідних даних, порівняно невисока вартість робіт.

На відміну від більшості раніше проведених на території України досліджень із застосуванням нетрадиційних приповерхневих методів з метою оцінки перспектив нафтогазоносності певних об'єктів, які виконувались переважно в профільному варіанті або з визначенням тільки окремих показників різного значення, генезису та інформативності, дослідження СТАГГД здійснювались у площинному варіанті за чітко визначеною мережею пунктів спостережень, що мали точну географічну прив'язку. Важливою методичною особливістю СТАГГД є те, що комплекс термометричних, еманаційних, газогеохімічних та геофізичних досліджень здійснювався в одному й тому ж пункті спостережень. Такі особливості технології проведення забезпечували потрібну комплексну, максимально повну інформативність даних й результатів досліджень та можливість запропонувати найбільш обґрунтований варіант прогнозного районування території робіт й відповідно виділення локальних ділянок різної перспективності на пошуки ВВ або ж уточнення контурів продуктивних площ.

В якості основного теоретичного й практичного підтвердженого положення приймалось наступне – в межах розташування кожного родовища нафти й газу у вигляді халоефекту, що формується потоком дифузійно-розсіяних ВВ, який фіксується на земній поверхні у вигляді геохімічних аномалій у ґрунтах, підґрунтовому та атмосферному повітрі, верхній частині геологічного розрізу гірських порід, ґрунтових водах та інших середовищах. Використання методів термометрії обґрунтовується відповідним положенням, що над покладами ВВ формуються позитивні теплові аномалії.

У цілому, запропонована технологія розглядається як комплекс пошукових прямих та непрямих методів оцінки нафтогазової перспективності об'єктів (структур, полігонів, ділянок, площ).

Модифікації, склад комплексу методів; масштаб, детальність досліджень; методи та прийоми математико-статистичної обробки й інтерпретації отриманих даних, відповідні графічні побудови; висновки, прогнози та рекомендації знаходились у прямій залежності від конкретних задач, сформованих у технічному завданні на кожний об'єкт досліджень (полігон, площу, ділянку), які у свою чергу визначались рівнем вивченості району робіт, його структурно-тектонічним положенням, ландшафтно-хімічними умовами, особливостями функціонального використання територій (різна ступінь

урбанізації, сільськогосподарське виробництво тощо), наявністю нафтогазових родовищ та перспективних структур, забезпеченістю на підготовчому етапі робіт необхідними структурно-тектонічними, сейсмогеологічними, геофізичними, геохімічними матеріалами. Дослідження виконувались переважно в масштабі 1:200 000–1:50 000, прив'язки точок спостереження забезпечувались навігаторами GPS-системи.

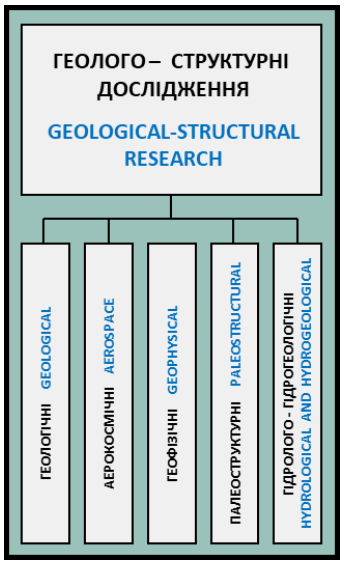
Технологія розроблена для різних умов – для об'єктів суходолу та морських акваторій.

Відмінності в техніці виконання досліджень полягають у наборі газо-геохімічних індикаторів і методиці відбору та обробки проб.

На суходолі газо-геохімічні дослідження передбачають проведення еманаційної та підґрунтово-повітряної атмогеохімічної зйомки на глибині до 1–1,5 м (опробування на радон, торон, вуглекислий газ, гелій, водень та вільні ВВ) у комплексі з термометричною зйомкою підґрунтового шару порід на вказаній глибині.

Від інших приповерхневих пошукових досліджень запропонована технологія відрізняється комплексною інтерпретацією гідролого-палеоструктурних, геологічних, геофізичних, аерокосмогеологічних, геотермічних, атмогеохімічних даних з урахуванням сучасних поглядів на умови формування родовищ нафти й газу та результатів геологорозвідувальних робіт на відомих родовищах, що є вихідною інформацією для створення прогностичних картографічних моделей.

Розроблена структурна та функціональна типізація СТАГГД дозволяє більш аргументовано визначати позицію та функціональну значимість блоків, сприятливих для формування пасток ВВ і приурочених до них нафтогазових покладів (рис. 7.1).



Перший етап – збір, систематизація та інтерпретація матеріалів геологічної моделі об'єкта досліджень – полігону, що містить: детальну стратифікацію, особливості структурно-тектонічної будови та нафтогазоносності полігону чи окремих ділянок досліджень, створення фактографічних й картографічних баз даних, дешифрування матеріалів космічних зйомок, уточнення геодинаміки, місцевих та регіональних стратиграфічних схем, побудову відповідних карт – структурних, розломно-блокової тектоніки, різномасштабних сейсмопрофілів тощо (рис. 7.2-7.4).

Геолого-структурні дослідження спрямовані на з'ясування та створення геологічної моделі та картографічної основи для визначення структурної позиції полігонів, площ та ділянок, на здійснення кореляційного аналізу особливостей геологічної будови, структурних та тектонічних показників, з аналогічними чи подібними на відомих родовищах ВВ.

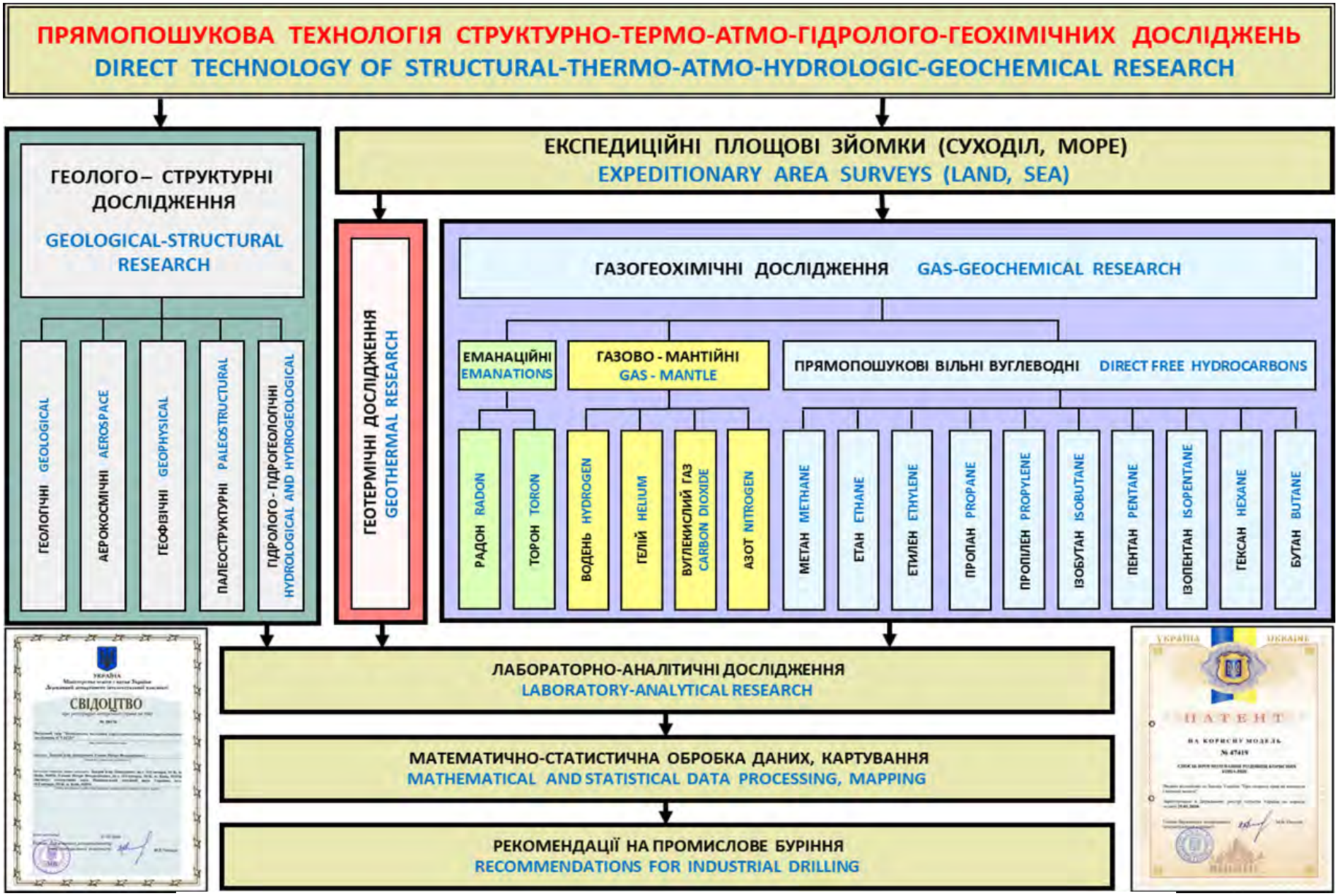
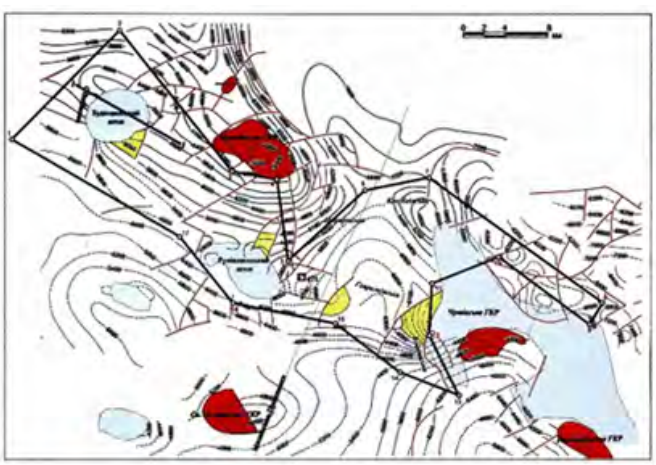
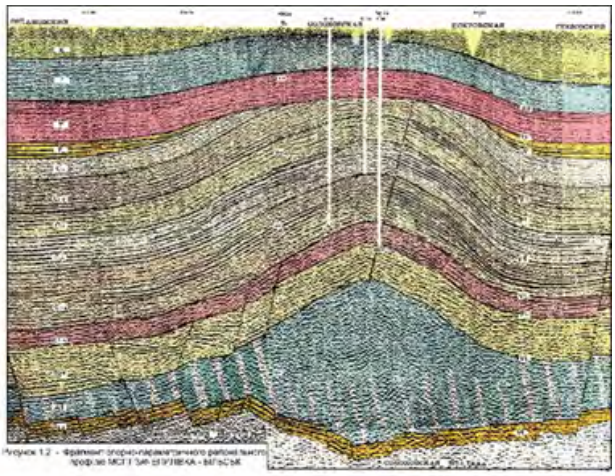
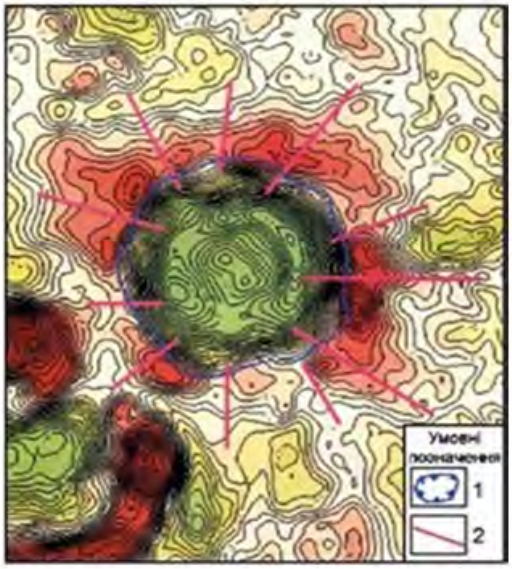


Рис. 7.1. Принципова схема СТАГГД





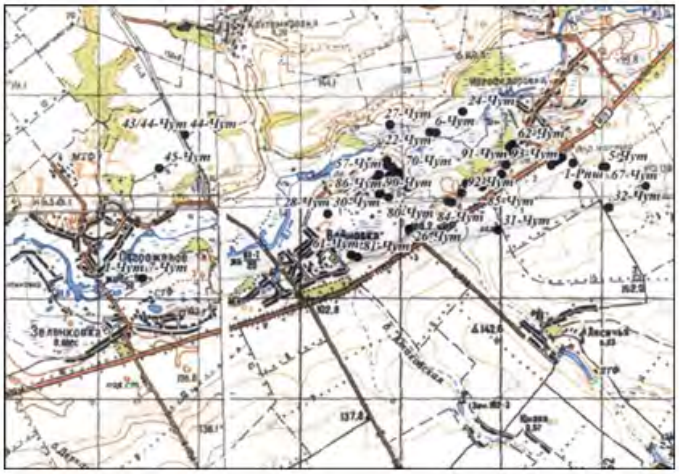
Геолого-структурні

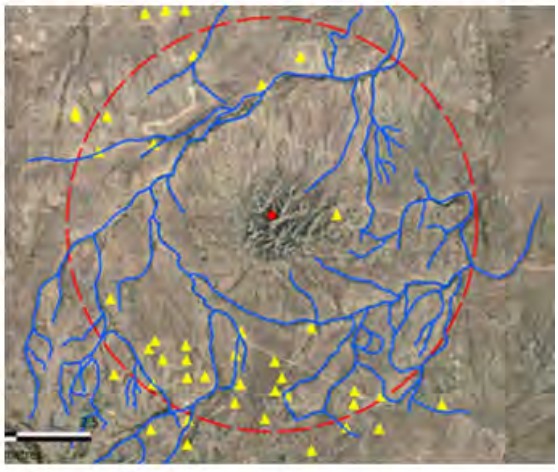


Геофізичні



Тектонічні





Гідролого-геоструктурні

Рис. 7.2. Геолого-структурні, гідролого-гідрогеологічні та сейсмостратиграфічні матеріали

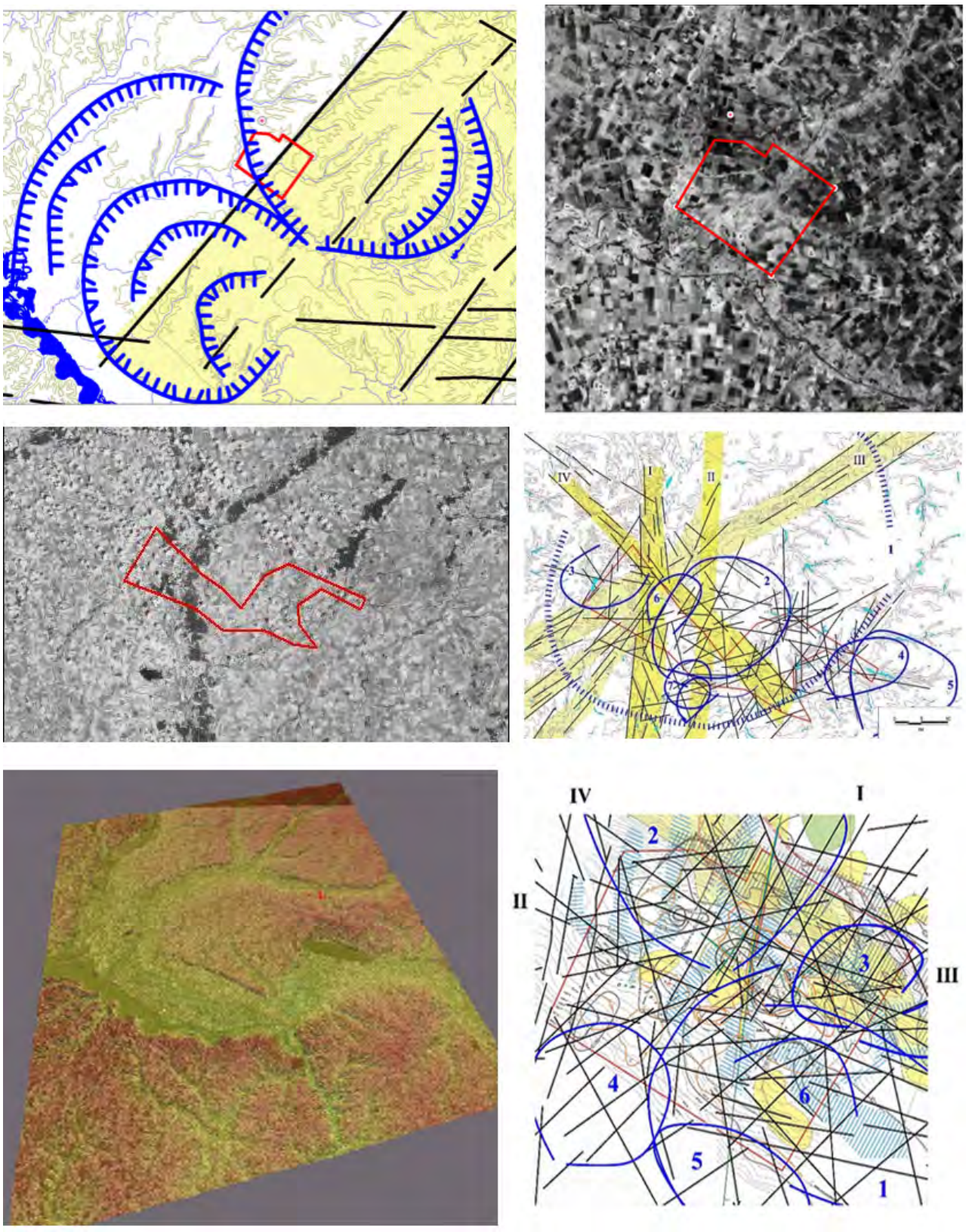


Рис. 7.3. Дешифрування та інтерпретації матеріалів космічних зйомок

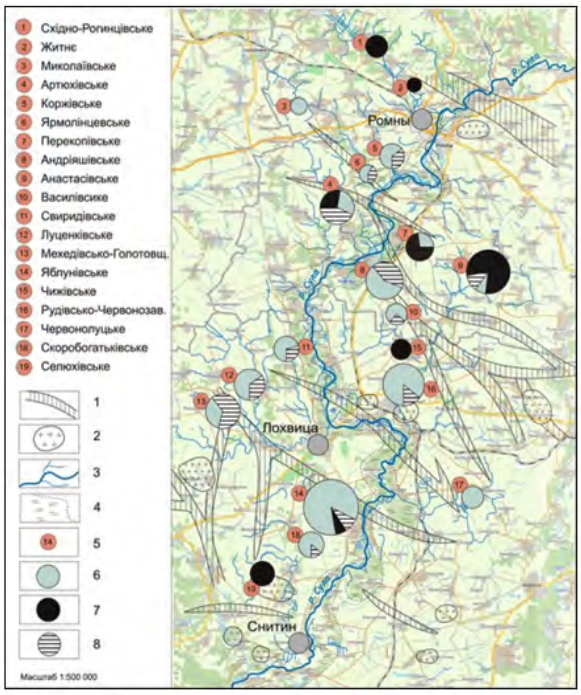


Нафтогаоносний район дельти Нігера

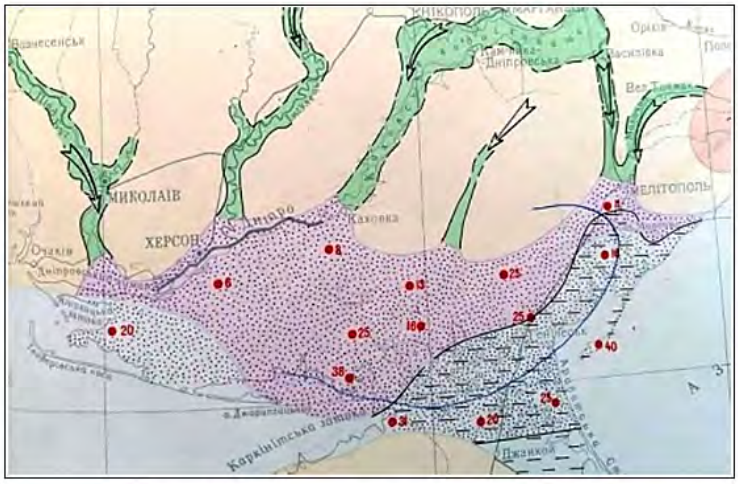


Карта підземного стоку України





Придолинні нафтогазоносні площі річок Обі та Сули



Гідропалеоструктурні дослідження

Рис. 7.4. Підпорядкованість родовищ ВВ до долин річок та їх дельт

При створенні такої основи аналізуються структурно-тектонічні побудови та генетичні матеріали у формуванні родовищ ВВ.

Це обумовлено насамперед, різним ступенем геологічної, геофізичної, геохімічної, гідролого-палеоструктурної вивченості територій за комплексним підходом інтерпретації наявних матеріалів.

В сучасній практиці ГРР з метою виявлення та оцінки родовищ нафти й газу для розробки структурно-тектонічних та прогностичних моделей перспективних площ, структур та родовищ головними є сейсмогеологічні побудови. У більшості випадків дані, отримані іншими методами, оцінюються за ступенем збігу з даними сейсморозвідки. Враховуючи теоретичну залежність структурно-просторового положення та умов формування родовищ нафти й газу від геодинамічної позиції та активності окремих тектонічних порушень, зон розущільнення та підвищеної проникності гірських порід різного рангу й генезису, при визначенні структурної позиції об'єктів досліджень значна увага приділялась аналізу загальних закономірностей розломно-блокової тектоніки та розробці уявлень щодо геологічних, структурно-стратиграфічних, геодинамічних та формуючих палео-гідрогеологічних умов ВВ.

Зокрема, зверталась увага на такі картувальні ознаки структурно-тектонічного плану району робіт:

1. Розміщення за певною системою та динамічна супідрядність різномасштабних тектонічних порушень, що структурно й генетично пов'язані з розломно-блоковою тектонікою фундаменту.

2. Складне відображення розломно-блокової тектоніки у структурі чохла та сучасному рельєфі, яке встановлюється за результатами дешифрування матеріалів космічних зйомок як відображення неотектонічної та новітньої активізації блоків земної кори.

Головною умовою ефективного проведення геолого-структурних досліджень є системний аналіз та переінтерпретація усіх матеріалів геолого-геофізичних, структурно-тектонічних, геохімічних та інших літературних публікацій і фондових наукових, тематичних, виробничих досліджень та спеціальних робіт, що висвітлюють особливості геологічної будови та нафтогазоносності регіонів.

Визначення мережі пунктів термо-атмогеохімічного опробування та обсягів досліджень (рис. 7.5).

Структурно-тектонічні дослідження за задачами й результатами проводяться в два підетапи:

1. З'ясування структурно-тектонічної будови та нафтогазогеологічного районування території, просторового, структурного положення полігонів, площ та ділянок, де проектується проведення СТАГГД.

2. Характеристика особливостей структурно-тектонічної будови та нафтогазоносності (виявлені чи очікувані в перспективі) конкретних об'єктів досліджень СТАГГД.

Результати першого етапу спрямовані на підготовку комплексу середньо-крупномасштабних структурно-тектонічних карт, структурно-тектонічної позиції площі досліджень із залученням результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок.

На першому – регіональному етапі систематизуються побудовані на основі дешифрування та інтерпретації матеріалів космічних та аерозйомок дрібномасштабні картографічні матеріали.

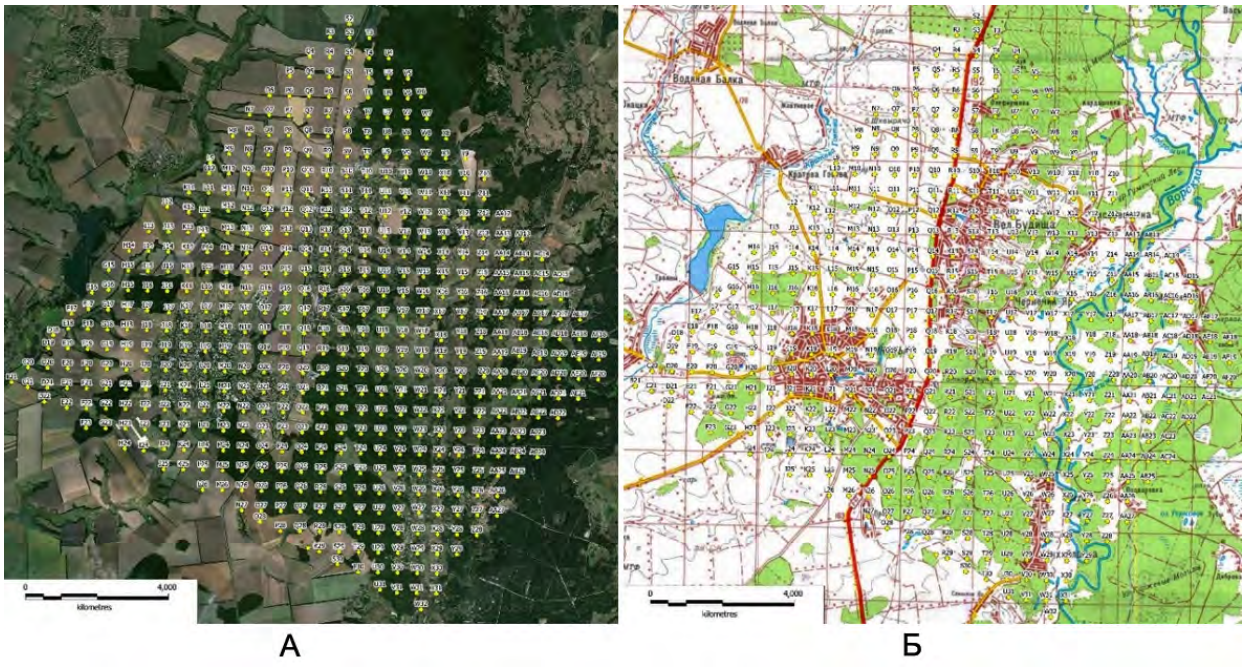


Рис. 7.5. Проектна схема розташування пунктів спостереження СТАГГД
А – на фотоплані з сайту «Google»; Б – на топографічній карті

У цілому, головним спрямуванням структурно-тектонічних досліджень й дешифрування та інтерпретації МКЗ було створення робочої картографічної основи для обґрунтованого визначення поставлених задач, крім того, на підготовчому етапі аналізується палеоструктурні, картографічні, гідролого-гідрогеологічні побудови та розрахунки площ досліджень.



Другий етап – експедиційні полігонні з уточнюючими профільними дослідженнями (рис. 7.6-7.12).

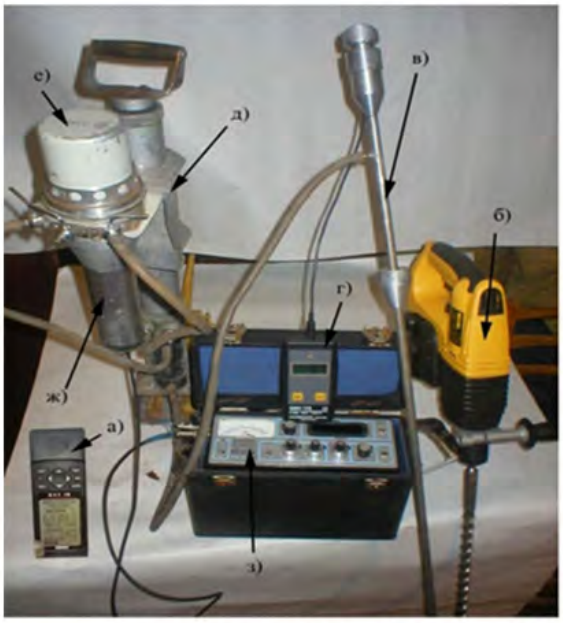


Рис. 7.6. Експедиційні дослідження на суходолі





Віброакустичний дегазатор донних відкладів





Комплект приладів для еманаційної та термометричної зйомок



Польовий магнітометр

Рис. 7.7. Апаратурні комплекси для проведення польових геофізичних, атмогехімічних, термічних та дегазаційних досліджень



Науково-дослідне судно «Диорит»



Науково-дослідне судно «Искатель»

Рис. 7.8. Кораблі, на яких виконувались дослідження у акваторіях Чорного та Азовського морів



Науково-дослідне судно «Владимир Паршин»



Науково-дослідне судно «Профессор Водяницкий»

Продовження рис. 7.8



Науково-дослідне судно «Топаз»



Лінійний морський буксир «Сирена»



Приймально-транспортний рефрижератор «Пионеры Астрахани»

Закінчення рис. 7.8



Рис. 7.9. Газово-еманаційні та геотермічні дослідження в морських акваторіях







Рис. 7.10. Багатофункціональні термодегазаційні комплекси (глибина опробування до 2000 м)




УКРАЇНА UKRAINE

ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 64223

ПРИСТРІЙ ДЛЯ ЗАМІРУ ТЕМПЕРАТУРИ ВОДИ ТА ДОННИХ ВІДКЛАДІВ

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.10.2011.

Голова Державної служби інтелектуальної власності України М.В. Паладій

Багатоканальный термозонд для придонних відкладів
(глибина зондування до 500 м)




УКРАЇНА UKRAINE

ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 43086

АКУСТИЧНИЙ ДЕГАЗАТОР

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 27.07.2009.

Голова Державного департаменту інтелектуальної власності М.В. Паладій

Віброакустичний дегазатор донних відкладів

Рис. 7.11. Апаратурні комплекси для морських досліджень







Рис. 7.12. Батометр-дегазатор (глибина опробування до 2000 м)

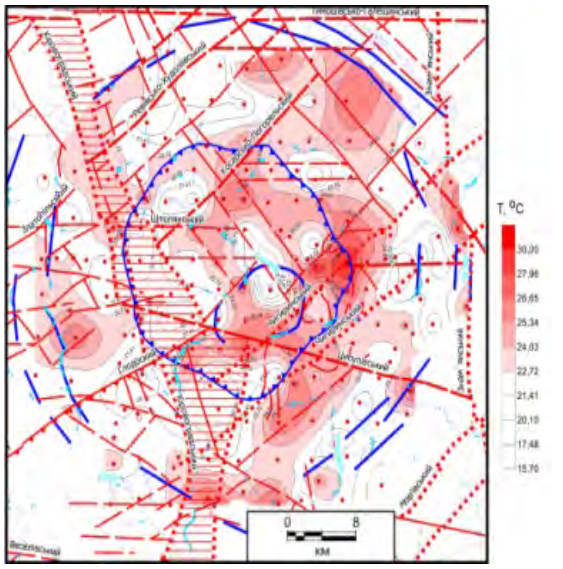
Виконується наступний комплекс досліджень:

– термометричні дослідження підґрунтового шару порід (рис. 7.13);
– еманаційна зйомка (визначення активності радону й торону);
– магнітометричні дослідження;
– відбір проб для визначення вмісту в підґрунтовому шарі гелію, водню, вуглекислого газу, вільних ВВ.



Багатканальний термозонд для морських придонних відкладів (глибина зондування до 500 м)







Термозонд для визначення температури підгрунтового шару на глибині до 1 м



Стаціонарний термозонд

Рис. 7.13. Обладнання для виконання геотермічних досліджень

Геотермічні дослідження. Локальні геотермічні аномалії, пов'язані з наявністю покладів ВВ в осадовому комплексі гірських порід, виявляються розподілом температур по однойменних зрізах на різних глибинах, визначенням геотермічних градієнтів в стратиграфічних комплексах, а також по щільності теплового потоку над покладами ВВ. У результаті проведених досліджень було доведено, що локальні температурні аномалії, пов'язані з нафтовими й газовими родовищами, можна виявити на невеликій глибині.

Газова зйомка за радоном, тороном Метою радонометричних досліджень є виявлення геодинамічно стабільних блоків, найменш порушених розломними зонами підвищеної проникності, де забезпечуються необхідні геодинамічні умови для формування пасток ВВ та збереження приурочених до них покладів (рис 7.14).

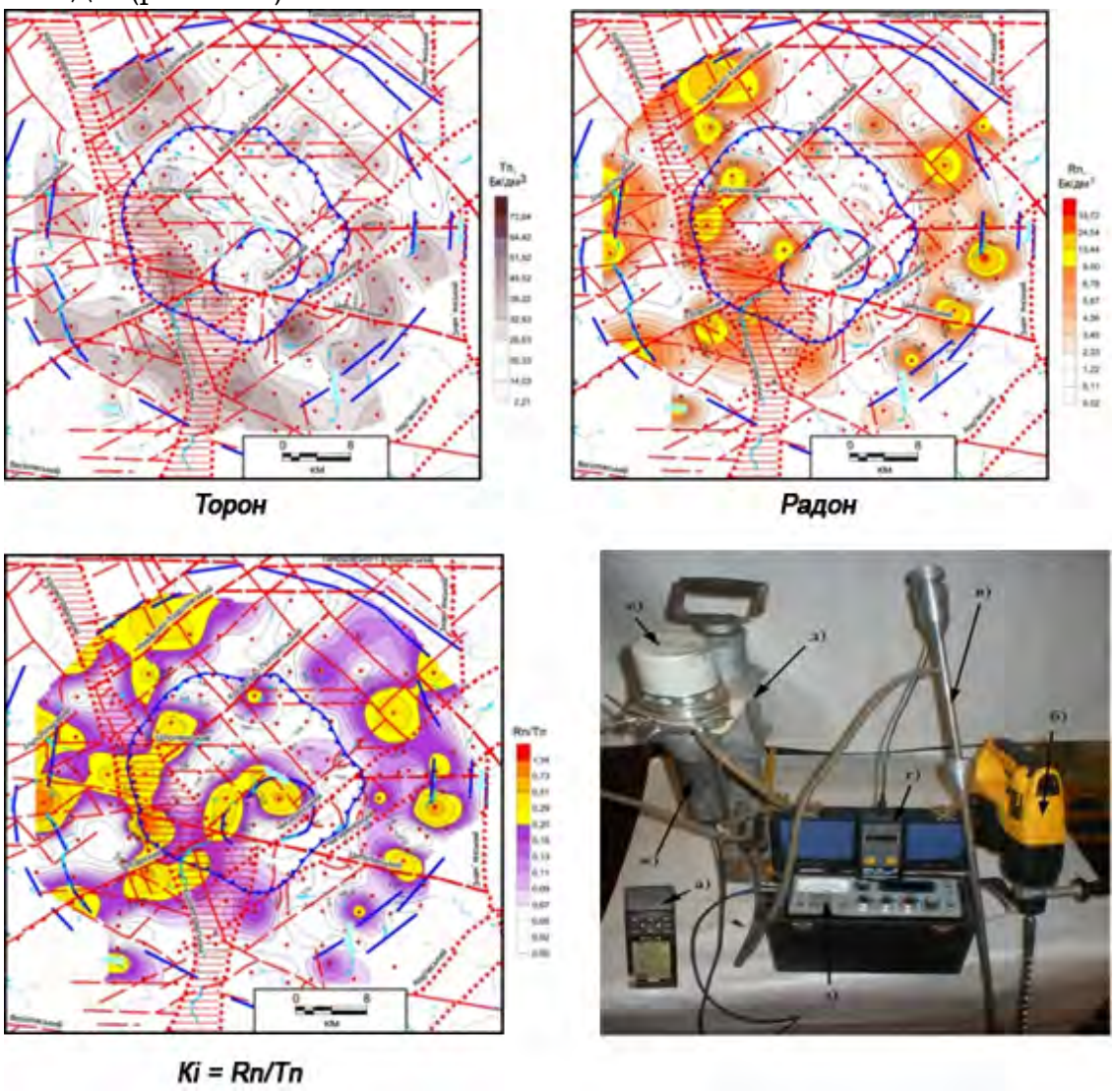


Рис. 7.14. Картування зон неотектонічно активних порушень. Комплект приладів для еманаційно-газової і термометричної зйомок

При радонометричних дослідженнях у морських акваторіях випробовується придонний шар морської води. Найбільш інформативним серед радіоактивних ізотопів придонної води є ^{222}Rn, основними джерелами підвищених концентрацій якого є підземні води в зонах субмаринного розвантаження.

Газова зйомка за гелієм теоретично базується на визнанні винятково глибинної природи радіогенного гелію і формуванні гелієвих аномалій у приповерхневих умовах завдяки висхідним (по розломах) флюїдомасопотокам.

Геолого-структурні дослідження спрямовані на з'ясування та створення геологічної моделі та картографічної основи для визначення структурної позиції полігонів, площ та ділянок, на здійснення кореляційного аналізу особливостей геологічної будови, структурних та тектонічних показників, з аналогічними чи подібними на відомих родовищах ВВ. При створенні такої основи аналізуються структурно-тектонічні побудови та генетичні матеріали у формуванні родовищ ВВ. Попередніми дослідженнями встановлено, що нафтогазові поклади, межі яких достатньо впевнено визначені свердлуванням, фіксуються законтурними аномаліями гелію.

Газова зйомка за вуглекислим газом виконується разом з радонометричними дослідженнями.

Газова зйомка за воднем також виконується разом з радонометричними дослідженнями.

Газова зйомка за ВВ. Теоретичною основою пошуків родовищ нафти і газу за газовою зйомкою є уявлення про дифузійно-фільтраційний масоперенос вуглеводневих газів із нафтогазових покладів, що обумовлює формування над ними ореолів розсіювання газоподібних ВВ. За просторовим розміщенням та інтенсивністю аномальних потоків ВВ оцінюється загальна перспективність пошукових об'єктів, позиція і контури прогнозованого нафтогазового покладу.

Інтерпретація даних газової зйомки з метою визначення пошукових ознак на поклади ВВ нами виконувалася з урахуванням усього комплексу визначених структурних, атмогеохімічних і термометричних показників. Це дозволило більш упевнено фіксувати пошукові ознаки газів ВВ, їх зв'язок із потенційними покладами й залежність від структурно-геодинамічних факторів.

Отже, локальні температурні аномалії над покладами нафти й газу виникають у результаті складної дії численних причин. На їхню абсолютну величину впливають літологічний, тектонічний і гідрогеологічний фактори, фізико-хімічні процеси, що протікають у покладах ВВ (окислювання, деструкція, дроселювання), додатковий винос тепла нафтою або газом з більших глибин при формуванні покладів, нагрівання нафти в процесі міграції, і, звичайно, більшу роль відіграє конвективний перенос тепла в закритих покладах вуглеводневих скупчень.

ЛАБОРАТОРНО-АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ
LABORATORY-ANALYTICAL RESEARCH

Третій етап – лабораторно-аналітичні дослідження з визначення концентрацій вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів у газових пробах, відібраних у процесі дегазації проб придонного шару виконувались у стаціонарній лабораторії (рис. 7.15). Аналітичні дослідження проводились за системою комп'ютерного комплексу обробки хроматограм.



Рис. 7.15. Апаратурні комплекси СТАГГД

МАТЕМАТИЧНО-СТАТИСТИЧНА ОБРОБКА ДАНИХ, КАРТУВАННЯ
MATHEMATICAL AND STATISTICAL DATA PROCESSING, MAPPING

Четвертий етап – математико-статистична обробка та аналіз одержаних даних (з урахуванням інформації, зібраної та систематизованої на першому етапі), побудова комп'ютерних картографічних моделей (як спеціалізованих, за окремими показниками, так й узагальнених, прогностичних) із застосуванням ГІС-технологій.

Обробка та інтерпретація даних СТАГГД є дуже важливим і відповідальним етапом досліджень тому, що саме він повинен забезпечити кінцевий результат – оцінку НГПО – полігонів, площ, ділянок, вивчених з застосуванням нетрадиційних приповерхневих методів.

Цей етап зводиться до наступних головних операцій:

– математико-статистична обробка даних польових та лабораторно-аналітичних досліджень, визначення статистичних характеристик аномальних та фонових значень в рядах даних, що є вихідними параметрами для обґрунтованої інтерпретації результатів СТАГГД;

– районування території досліджень за результатами математико-статистичної обробки, картографічне відображення та оцінка особливостей просторового розподілу аномальних та фонових значень термометричних та газогеохімічних показників;

– інтерпретація результатів польових та лабораторно-аналітичних досліджень (з обов'язковим використанням матеріалів підготовчого етапу СТАГГД);

– комплексна оцінка результатів СТАГГД з позицій їх інформативності щодо перспективності вивчених об'єктів на поклади ВВ за визначеними критеріями.

Отже, підвищені концентрації газів можуть розглядатись як певний індикатор або непряма пошукова ознака покладу ВВ. Найбільші за площею газові ореоли утворюють легкі ВВ – метан та етан. Їх площинний характер може свідчити про переважно вертикально-дифузійний характер міграції газів від покладів ВВ (у випадках присутності тільки аномалій метану повинна враховуватись різна природа його утворення). Аномалії газів важких ВВ фіксуються спорадично, у вигляді окремих точок або незначних за площею і вмістом ВВ об'єктів, що мають переважно кільцеве розповсюдження поза контуром покладу нафти чи газу.

Головна і в той же час складна задача полягала у визначенні границі фон – аномалія. У формалізованому вигляді процедура полягала у «розбитті» сукупностей значень на блоки: типові значення (фон); значення менші і більші за типові або визначені у вибраній сукупності значень; мінімальні й максимальні значення; нижнього та верхнього фонових інтервалів. Важливо при цьому враховувати не тільки фонові точки та аномальні значення, але й аномально низькі значення, що дозволяє в процесі їх інтерпретації побудувати достатньо інформативні картографічні моделі просторового розподілу даних газогеохімічних досліджень.

Кореляційний аналіз. З метою визначення просторових, а для окремих показників, генетичних зв'язків був використаний кореляційний аналіз даних термометричних та газогеохімічних досліджень. При цьому за коефіцієнт парної кореляції (r) брали міру сили та напрямку лінійного зв'язку між значеннями показників, які вимірюються й систематизуються у певні ряди (табл. 7.1).

Таблиця 7.1
Результати кореляційного аналізу

	Rn	Tn	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	C_3H_6	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_2H_4
Rn	1,000												
Tn	0,530	1,000											
CO_2	0,627	0,306	1,000										
CH_4	-0,301	-0,331	-0,209	1,000									
C_2H_6	0,016	-0,052	0,025	0,459	1,000								
C_3H_8	0,049	-0,186	0,087	0,107	0,278	1,000							
iC_4H_{10}	-0,208	-0,171	-0,187	0,589	0,206	-0,003	1,000						
nC_4H_{10}	-0,207	-0,162	-0,150	0,600	0,380	0,037	0,925	1,000					
C_3H_6	-0,113	-0,118	-0,063	0,489	0,446	0,057	0,716	0,820	1,000				
iC_5H_{12}	-0,196	-0,163	-0,137	0,574	0,324	0,024	0,934	0,919	0,726	1,000			
nC_5H_{12}	-0,143	-0,101	-0,112	0,354	0,256	0,158	0,596	0,627	0,514	0,640	1,000		
C_6H_{14}	-0,056	-0,060	0,021	0,329	-0,018	0,010	0,606	0,479	0,294	0,644	0,290	1,000	
C_2H_4	-0,191	-0,119	-0,112	0,529	0,664	0,068	0,675	0,814	0,778	0,792	0,571	0,247	1,000

Кореляційний аналіз для визначення зв'язків між числовими характеристиками, одержаних при проведенні СТАГГД, був виконаний для асоціації радон-торон-вуглекислий газ, етан-пропан-бутан-ізобутан, значень насичених та ненасичених вуглеводневих газів. За результатами кореляційного аналізу були побудовані графіки, таблиці коефіцієнтів парної кореляції між визначеними показниками при різному обсягу вибірок та для різних рядів показників (сукупності ознак). Це дозволило зробити припущення щодо просторової спорідненості чи неспорідненості значень певних показників у конкретних структурно-тектонічних, ландшафтно-геохімічних умовах, та стосовно об'єктів, структур, родовищ з різними перспективами газонафтоносності. Зокрема такий кореляційний аналіз був виконаний на Юліївсько-Скворцівському та інших полігонах та площах, включаючи і морські.

Отже, розрахунки інтегральних коефіцієнтів полягають у поєднанні рядів значень незалежних між собою показників в єдиний комплексний показник. Фактичні дані при цьому інтегруються, зводяться засобами нормування до безрозмірного виду та до єдиної шкали значень, яка може бути використана для оцінки газонафтоперспективності територій. Формування таких комплексних показників дає можливість переходу до узагальнень більш високого рівня в порівнянні з результатами окремих, навіть достатньо інформованих методів.

Після математико-статистичної обробки даних СТАГГД реалізується етап картографічного відображення та інтерпретації одержаних результатів (рис. 7.16).

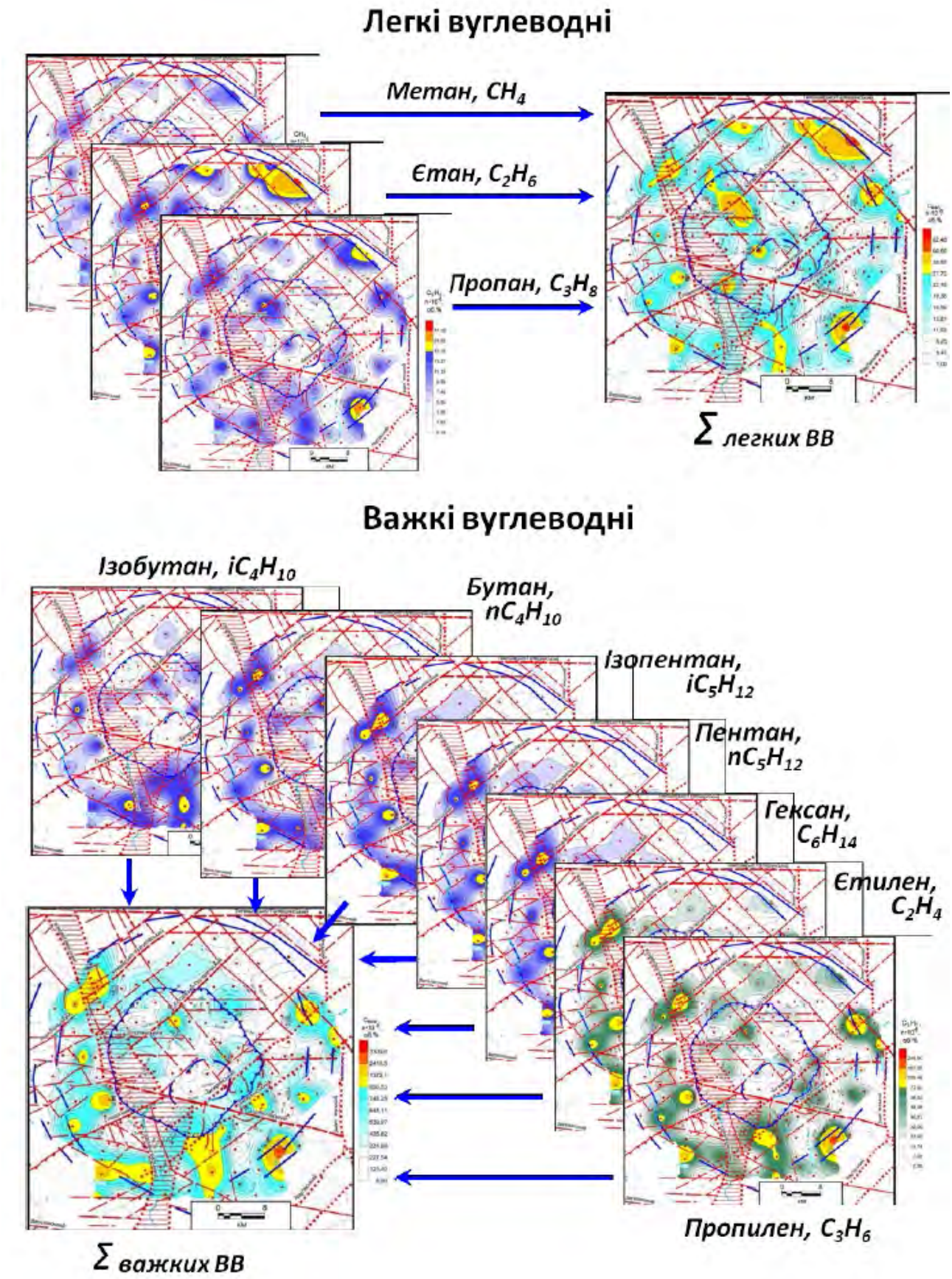


Рис. 7.16. Пошукові газогеохімічні дослідження та побудова узагальнюючих карт просторового розташування ділянок, перспективних на пошуки ВВ

П'ятий етап – за комплексною інтерпретацією отриманих матеріалів за СТАГГД будується прогнозно-картографічна модель перспективних площ нафтогазоносних структур на пошуки ВВ.

Оскільки методика проведення СТАГГД передбачає такі блоки досліджень як геолого-структурні, термометричні, газогеохімічні, лабораторно-аналітичні, а також блок обробки та картографування одержаних результатів, то якісне представлення даних цих робіт, їх візуалізація, картометричні побудови та просторове моделювання неможливе без застосування сучасних геоінформаційних систем – ГІС-технологій. З метою підвищення інформативності картографічних матеріалів та обґрунтованості відповідних висновків доцільно складати узагальнюючі карти методом суперпозиції, тобто суміщення карт з різними показниками (наприклад, карт аномальних та фонових полів показників температури, карт інтегральних показників еманаційного поля, газогеохімічних карт, структурних карт та карт результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок). Складання таких узагальнюючих карт повинно передувало підготовці вихідної прогностичної карти.

Підготовка блоку картографічних матеріалів завершується складанням на основі інтерпретації наявних даних та матеріалів за певними критеріальними оцінками узагальнюючих прогностичних карт просторового розташування ділянок, перспективних на пошуки ВВ.

В якості картографічної основи використовуються топографічні карти в масштабі робіт СТАГГД, структурні карти, карти розломно-блокової тектоніки, карти результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок, карти газонафтоперспективних земель та об'єктів, розрізи св. (продуктивних та порожніх), сейсмогеологічні розрізи тощо.

З метою підвищення інформативності картографічних матеріалів та обґрунтованості відповідних висновків доцільно складати узагальнюючі карти методом суперпозиції, тобто суміщення карт з різними показниками (наприклад, карт аномальних та фонових полів показників температури, карт інтегральних показників еманаційного поля, газогеохімічних карт, структурних карт та карт результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок). Складання таких узагальнюючих карт повинно передувати підготовці вихідних прогностичних карт (рис. 7.17).

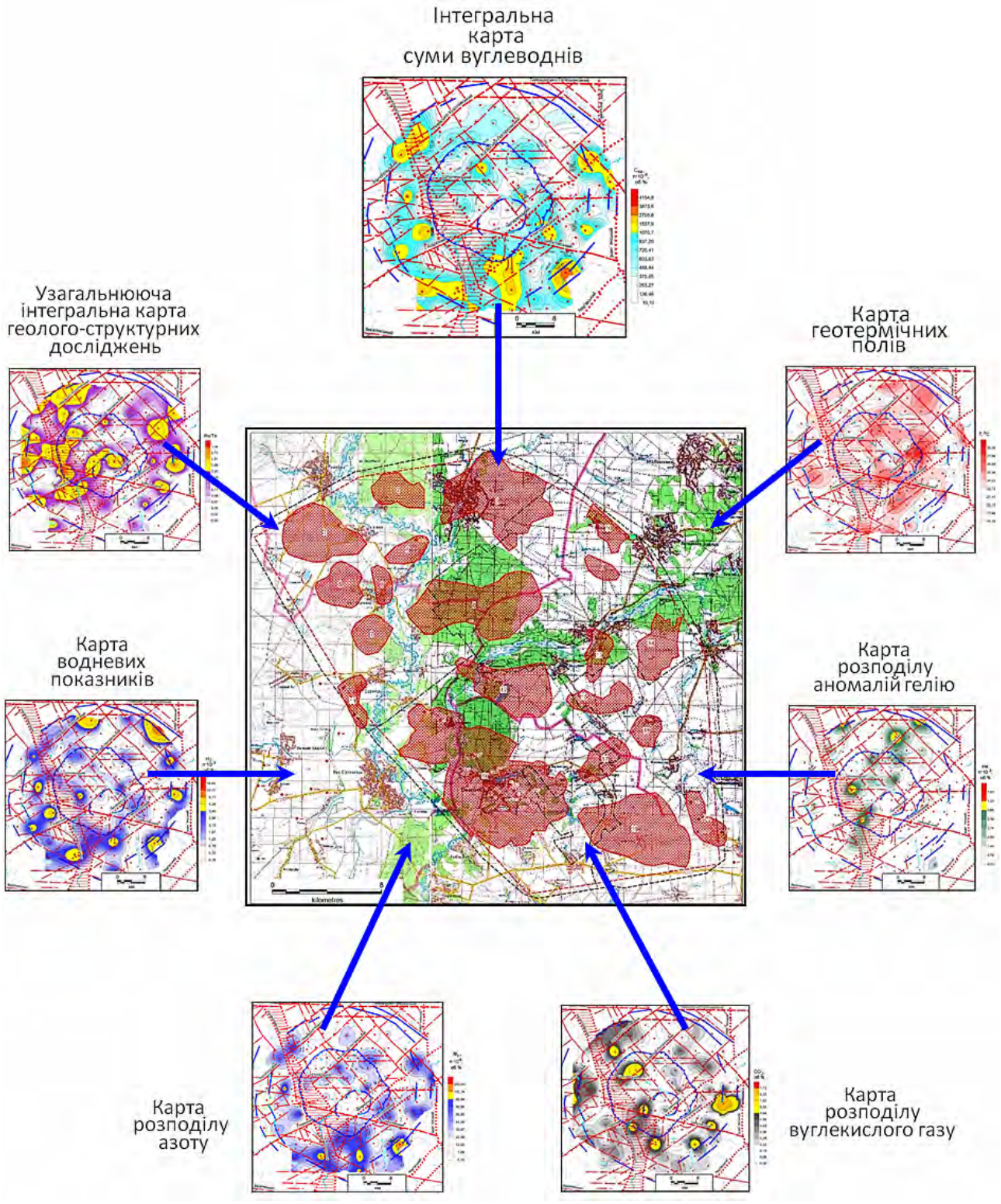


Рис. 7.17. Прогнозно-пошукова модель комплексної інтерпретації результатів СТАГГД

РОЗДІЛ 8

ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ СТАГГТ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ. КОЕФІЦІЄНТ УСПІШНОСТІ 90%

(суходіл, море, астроблеми, вуглепородні масиви)

8.1. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів Східного нафтогазоносного регіону України

8.2. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів Західного нафтогазоносного регіону України

8.3. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів Південного нафтогазоносного регіону України

8.4. Картування прогнозно-пошукових нафтогазоперспективних об'єктів імпактних структур України

8.5. Картування прогнозно-пошукових перспективних на метан об'єктів вугільних родовищ України

8.6. Висновки до розділу 8

8.1. КАРТУВАННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Відпрацювання, удосконалення та впровадження технології СТАГГД проводились Інститутом геологічних наук НАН України (ІГН НАН України) протягом 1999-2020 рр. На території Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) дослідження виконані на 1 полігоні, 53 площах та 4 ділянках, просторове розташування яких визначалось структурно-тектонічними умовами, особливостями нафтогазогеологічного районування, вивченістю пошуковими та геологорозвідувальними роботами на нафту й газ (табл. 8.1, рис. 8.1).

Загальна територія досліджень СТАГГД ~5600 км^2, на якій відпрацьовано ~18600 пунктів спостережень.

Дослідження проводилися за технологією, викладеною в розділі 6. На кожному пункті спостережень були визначні такі показники: температура підґрунтового шару гірських порід, вміст у підґрунтовому повітрі радону, торону, вуглекислого газу, гелію, водню, метану, етану, етилену, пропану, пропілену, ізобутану, бутану.

Однією зі суттєвих особливостей проведених досліджень є виконання на їх перших етапах дослідно-методичних робіт з апробації конкретних методів та модифікацій видів досліджень на Юліївсько-Скворцівському та Скоробагатьківському

полігонах. Висока ефективність проведених досліджень з майже 100% коефіцієнтом успішності (КУ) дає всі підстави максимально ефективно провести дослідження на дослідних площах із визначенням нафтогазоперспективних ділянок.

Таблиця 8.1

Зведені дані щодо обсягів досліджень СТАГД в Східному нафтогазоносному регіоні України

N п/п	*Об'єкти досліджень: полігони, площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
Північний борт ДДЗ				
1	Скворцівсько-Юліївський полігон	571,6	1057	Площинні дослідження за мережею 1000х250м і 500х250м
2	Юліївська площа	57,2	233	Площинні дослідження за мережею 1000х250м і 500х250м
3	Скворцівська площа	15,5	95	Площинні дослідження за мережею 1000х250м, згущення 500х250м
4	Недільна площа	34,4	180	Площинні дослідження за мережею 400х400м у межах структури Недільна, 800х400м за її межами
5	Кадницька площа	103,9	328	Площинні дослідження за мережею 1000х250м
6	Люботинська площа	24,2	405	Площинні дослідження за мережею 250х250 м
7	Безлюдівська площа	11,4	114	Площинні дослідження за мережею 250х250м.
8	Коробочкинська площа	13,1	136	Площинні дослідження за мережею 500х250м
			30	Профільні контрольні дослідження по 2004р.
9	Чкалівсько-Гашинівська площа	41,4	454	Площинні дослідження в межах структур Гашинівська, Чкалівська, Східно-Чкалівська, за мережею 250х250м, за їх межами 500х250м
10	Васищівська площа	50,4	202	Площинні дослідження за мережею 700х350м

N п/п	*Об'єкти досліджень: полігони, площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
11	Ракитнянсько-Одринсько-Бистра площа	50,7	210	Площинні дослідження в межах структури за мережею 300х300; поза її межами – 600х600м
			56	Профільні дослідження (7 профілів), крок між п.с. на профілі 500м
12	Північно-Прокопенківська ділянка	3,0	92	Площинні дослідження за мережею 200х200м
13	Аксютівська площа	11,6	184	Площинні дослідження за мережею 250х250м
14	Східноборівська площа	24,8	376	Площинні дослідження за мережею 250х250м
15	Платівська площа	13,4	97	Площинні дослідження за мережею 350х350м
16	Малороганська-Булгаківська ділянка	23,3	276	Площинні дослідження структур за мережею 250х250м, поза їх межами – 500х250м
17	Грушівсько-Мостова ділянка	32,8	438	Площинні дослідження в межах структур за мережею 250х250м, поза їх межами 500х250м
18	Марченківська площа	93,0	387	Площинні дослідження за мережею 500х500 м
19	Новотроїцька та Західно-Новотроїцька площі	62,0	151	Площинні дослідження за мережею 500х1000 м
20	Тарханівська площа	165,0	695	Площинні дослідження за мережею 500х500 м
21	Базиліївська площа	120,0	152	Площинні дослідження за мережею 500х1500 м
22	Островерхівська площа	91,8	1417	Площинні дослідження за мережею 250х250 м
23	Хорошівська площа	31,6	152	Площинні дослідження за мережею 500х500 м
24	Західно-Ольгівська площа	25,4	420	Площинні дослідження за мережею 250х250 м
25	Морозівсько-Савинська площа	195,5	797	Площинні дослідження за мережею 500х500 м

N п/п	*Об'єкти досліджень: полігони, площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
Центральний грабен ДДЗ				
26	Скоробогатьківська площа	97,0	244	Площинні дослідження в межах родовища за мережею 500х500м, за межами – 1000х1000м
27	Східно-Олексіївська площа	25,7	285	Площинні дослідження 300х300м
28	Хижняківська площа	67,5	657	Площинні дослідження в межах НГПО за мережею 250х250м, за її межами 500х500м
29	Будівська площа	7,5	87	Площинні дослідження за мережею 300х300м
30	Ділянка «Броварки»	78,4	90	Площинні дослідження за мережею 1000х1000м
31	Ливенська площа	68,8	145	Площинні дослідження за мережею 1000х500м
32	Ватажівська площа	142,0	280	Площинні дослідження за мережею 1000х500м
33	Будищанська площа	145,1	500	Площинні дослідження за мережею 500х500м
34	Семенцівсько-Абазівська площа	161, 0	261	Площинні дослідження за мережею 1000х500м
35	Східно-Семиренківська площа	760,0	2200	Площинні дослідження в межах структури 500х500м, за межами 1000х1000м
36	Північно-Орільська площа	16,8	180	Площинні дослідження за мережею 300х300м
37	Південно-Орільська площа	24,0	175	Площинні дослідження за мережею 350х350м
38	Керносівська площа	37,8	150	Площинні дослідження в межах НГПО за мережею 300х600м, за їх межами – 600х600м
39	Західно-Левенцівська площа	25,8	158	Площинні дослідження за мережею 400х400м
40	Східно-Решетняківська площа	3,7	91	Площинні дослідження за мережею 200х200м

N п/п	*Об'єкти досліджень: полігони, площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
41	Західно-Вільшанська площа	3,1	81	Площинні дослідження за мережею 200х200м
42	Корульська площа	95,2	394	Площинні дослідження в межах НГПО за мережею 500х250м, за її межами – 500х500м
43	Лосищинська площа	1,5	34	Площинні дослідження за мережею 250х250м
44	Скиданівська площа	213,0	248	Площинні дослідження за мережею 1000х1000м
45	Покровська площа	93,4	99	Площинні дослідження за мережею 1000х1000м
46	Західно-Новоукраїнська площа	35,0	192	Площинні дослідження за мережею 500х500м
47	Октябрська площа	270,2	282	Площинні дослідження за мережею 1000х1000м
48	Тимченківсько-Біляївська площа	274,4	1088	Площинні дослідження за мережею 500х500м
49	Західно-Чутівська і Кочубіївська площі	193,4	500	Площинні дослідження в приштоковій частині за мережею 400х400м, решта – 800х800 м
50	Степова площа	14,1	240	Площинні дослідження за мережею 250х250м
51	Мехедівсько-Голотовщинська площа	252,0	992	Площинні дослідження за мережею 500х500м
Південний борт ДДЗ				
52	Ливенська площа	68,8	145	Площинні дослідження за мережею 500х1000 м
53	Новошандрівська площа	52,0	162	Площинні дослідження за мережею 1000х1000 м, згущення 500х500
54	Дубівська площа	35,0	162	Площинні дослідження за мережею 500х500 м
55	Попаснянсько-Самаринська площа	74,5	158	Площинні дослідження за мережею 700х700 м
56	Північно-Степна площа	43,8	160	Площинні дослідження за мережею 500х1000 м

N п/п	*Об'єкти досліджень: полігони, площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
57	Мачухська площа	304,5	748	Площинні дослідження за мережею 1000х1000 м, згущення 500х500
58	Товкачівська площа	24,6	80	Площинні дослідження за мережею 500х500 м

Викладені нижче результати проведених досліджень базуються, з одного боку, на повному використанні широкого спектру матеріалів із вивчення газонафтоносності ДДА прямими й нетрадиційними методами, з іншого – на комплексній обробці та інтерпретації одержаних даних у польових умовах та при лабораторно-аналітичних дослідженнях із застосуванням сучасних геоінформаційних технологій, а також використанні фактографічних даних. Це дозволило обґрунтувати структурну й нафтогазогеологічну позицію полігонів, площ і ділянок досліджень методом СТАГГД у ДДА, а також забезпечити потрібну інтерпретацію результатів польових робіт і прогнозуванні нафтогазоперспективних об'єктів для освоєння нафтогазового потенціалу Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області (ДДГНО) та значно підвищити ефективності ПРР на нафту й газ і розробки родовищ ВВ.

Площі й ділянки досліджень СТАГГД розміщені в основних тектонічних елементах ДДА: Північному і Південному бортах і Дніпровському грабені (див. табл. 8.1).

Площі і ділянки СТАГГД, які пропонувались нафтогазовими інвесторами, мали за мету, по можливості, прогнозування нафтогазоперспективних областей (НГПО) на всіх основних, другорядних і нетрадиційних напрямах ГРР і ПРР, а також при розробці родовищ ВВ. Завдання, можливості й практична реалізація малозатратного комплексного нетрадиційного методу СТАГГД ІГН НАН України в короткі терміни в усіх тектонічних елементах ДДА й в основних нафтогазоперспективних та перспективних районах ДДГНО потребувало проведення значних обсягів досліджень з вияснення й уточнення особливостей геологічної будови, нафтогазоносності, напрямів ГРР на нафту й газ ДДА (ДДГНО) з тим, щоб підвищити ефективність ПРР у Східному нафтогазоносному регіоні шляхом прогнозування НГПО на основі технології комплексу СТАГГД, проведенню польових робіт СТАГГД і узагальненню усього матеріалу.

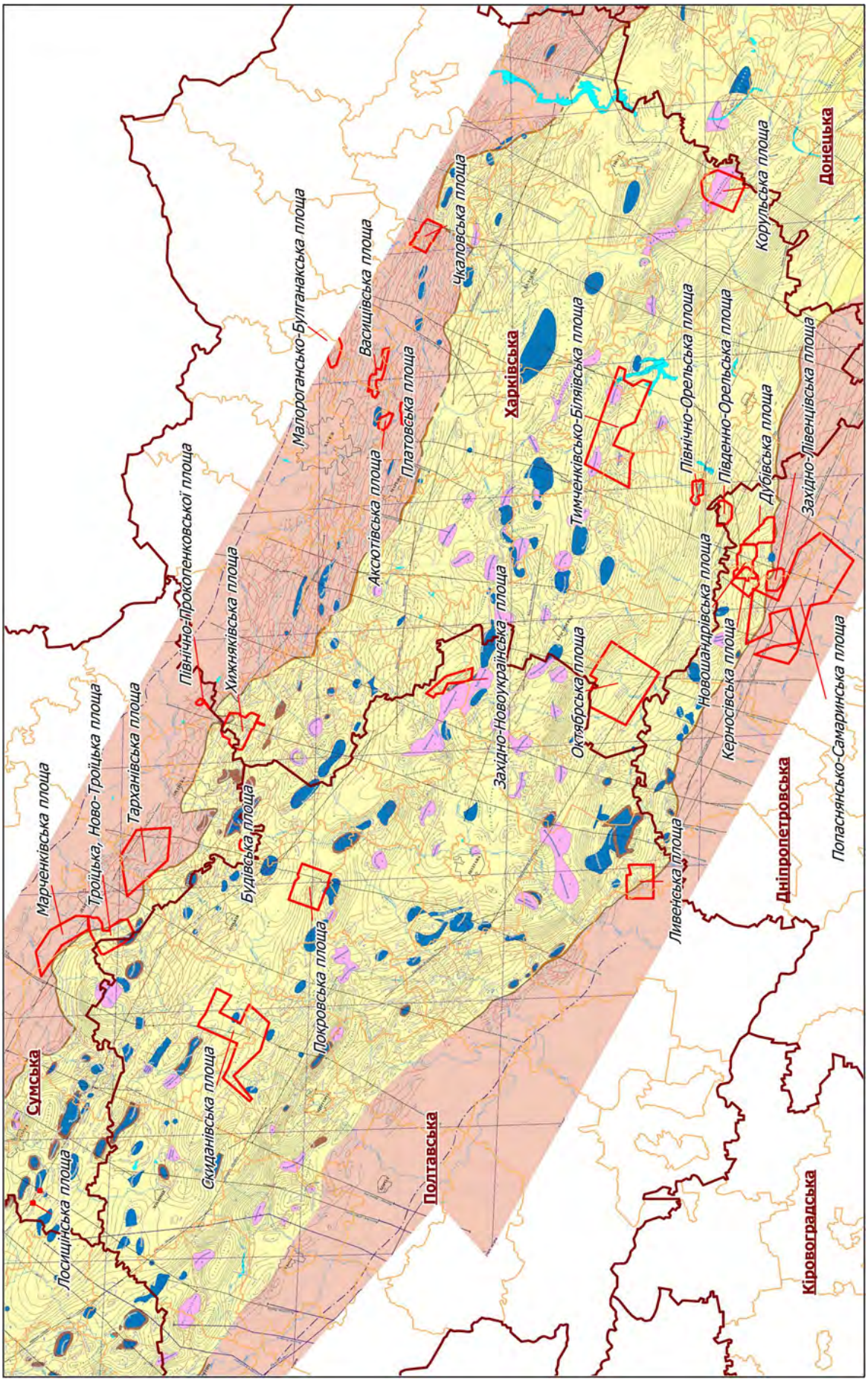


Рис. 8.1. Схема розташування ділянок робіт, відпрацьованих за технологією СТАГД на фрагменті [Структурно-тектонічна ..., 1996]

8.1.1. ПІВНІЧНИЙ БОРТ ДДА (ПІВНІЧНОБОРТОВА НАФТОГАЗОНОСНА СУБОБЛАСТЬ ДДГНО)

Північний борт ДДА є новим об'єктом для ПРР на нафту й газ. Він відповідає усім вимогам, які встановлені щодо таких структур. Це умови малих глибин (2-4,5 км), сприятливі геолого-структурні умови, наявність значної кількості НГПО, промислова нафтогазоносність осадового чохла і верхньої частини докембрійського кристалічного фундаменту, розміщення поблизу шляхів сполучення й продуктопроводів, близькість до промислових центрів країни (Харків, Луганськ, Донецьк, Полтава, Суми та ін.), добра облаштованість виробничих підприємств і висококласний склад фахівців з пошуків, розвідки й експлуатації нафтових і газових родовищ.

Важливого значення набуває комплексування прямих та непрямих методів пошуків ВВ на Північному борту ДДА. Це пов'язано з пошуками неантиклінальних пасток у зв'язку зі зменшенням фонду антиклінальних структур.

1. Скворцівсько-Юліївський полігон досліджень СТАГГД

Головною метою досліджень було відпрацювання та впровадження новітньої технології та виділення перспективних законтурних продуктивних площ на нафтогазоперспективних структурах.

На території Скворцівсько-Юліївського полігону на площі 570 км^2 виконаний комплекс лабораторних і польових інструментальних термометричних, еманаційних та газогеохімічних досліджень за методикою СТАГГД (рис. 8.2).

Узагальнення результатів СТАГГД свідчить про значний вплив на розподіл температурних і атмогеохімічних аномалій неотектонічно активних порушень, які не знаходять відображення на сейсмоструктурних схемах, проте дешифруються на космознімках. На території проведених робіт виявлена система різномасштабних лінеаментів та кільцевих структур (КС), які за плановим розміщенням та щільністю суттєво відрізняється від порушень, закартованих геофізичними методами.

За результатами дешифрування Скворцівсько-Юліївський полігон має складну дрібноблокову будову, обумовлену мережею перетинаючих різних за напрямком лінеаментів і дугових фрагментів КС. Це визначає потребу проведення цілеспрямованого геодинамічного аналізу та оцінки умов ПРР по окремих блоках.

За даними вивчення родовищ Юліївського, Скворцівського, Недільного встановлені найбільш характерні приповерхневі картувальні ознаки продуктивних блоків, а саме:

- приуроченість покладів ВВ до геодинамічно пасивних і слабофлюїдопроникних блоків, сприятливих для формування пасток і збереження в них покладів ВВ;
- наявність над продуктивними блоками слабоінтенсивних дифузійних ореолів розсіння метану та його гомологів, обрамлених по периферії їх локальними максимумами, включаючи важкі ВВ;
- збільшення над покладами ВВ температурних показників підґрунтового шару.

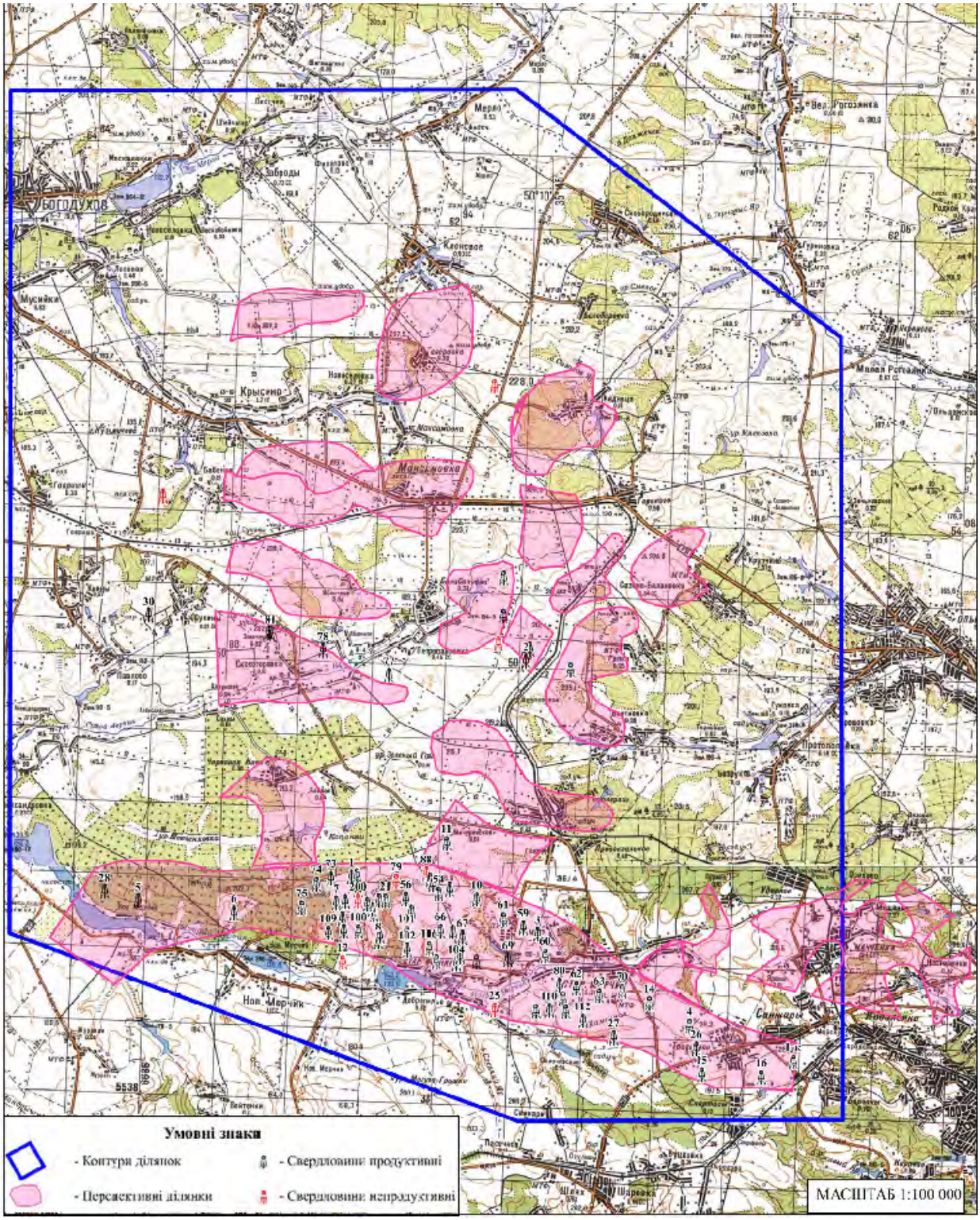


Рис. 8.2. Скворцівсько-Юліївський полігон. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних і термометричних досліджень

Структурні, температурні й атмогеохімічні індикатори, що були встановлені на родовищах, були використані нами як еталонні на об'єктах із нез'ясованою продуктивністю. За цими ознаками визначено межі продуктивних блоків досліджених родовищ – Юліївського, Скворцівського, Недільного та контури перспективних ділянок на пошуки ВВ у межах

виявлених сейсморозвідкою структур – Люботинська, Кузмичівська, Кадницька, Буланівська. На потенційну продуктивність цих структур вказують як структурно-геодинамічні параметри, так і виявлені нами аномалії вільних ВВ метанового ряду та асоціюючих з ними ненасичених ВВ (етилену, пропілену), що мають до цих ділянок оточуюче розташування. У багатьох пробах концентрації ВВ сягають «ураганних значень», що є додатковим підтвердженням наявності покладів ВВ.

Пооб'єктна інтерпретація даних СТАГГД дозволяє відмітити низку особливостей вивчених площ, які мають бути враховані при плануванні подальших ПРР у їх межах.

З 70 св., пробурених у межах виділених перспективних площ, продуктивними виявились 66.

Результати, отримані при виконанні запланованих робіт на Скворцівсько-Юліївському полігоні, свідчать про перспективність застосування методики СТАГГД для отримання важливої інформації при вирішенні широкого кола пошукових задач, а саме: уточнення структурної моделі й прогнозної оцінки пошукових об'єктів, прогнозування та уточнення контурів потенційних пасток ВВ та приурочених до них покладів, ранжування підготовлених до буріння структур за ступенем їх перспективності, а також обґрунтування черговості введення їх у пошукове буріння. Оптимальні результати можуть бути досягнуті в комплексі з пошуковою сейсморозвідкою при перевірці конкретних структурних ускладнень із метою зниження вірогідності закладання позаконтурних св.

2. Юліївська площа

За визначеними показниками територія Юліївського родовища виділяється як єдина зона перспективних ділянок, що містить продуктивні Мерчиківський, Юліївський, Добропільський та Золочівський блоки. Певну зацікавленість у плані нарощування площі родовища викликають перспективні ділянки, що закартовані нами поза межами родовища вздовж північного незгідного скиду. Цілком імовірно, що вони відображають пастки "нового типу", які передбачаються на скинутих крилах незгідних скидів. Вони характеризуються локальними температурними максимумами та еманаційними мінімуми, які облямовуються їх локальними максимумами, включаючи важкі ВВ.

Проведені полігонні роботи засвідчили, що визначений у процесі проведення СТАГГД комплекс температурно-атмогеохімічних показників узгоджується з геопромисловими характеристиками родовища. Юліївське родовище, найкрупніше на Північному борті ДДЗ, відрізняється найбільш виразним комплексом температурних і атмогеохімічних показників. Найвиразнішими його ознаками є слабофлюїдопроникний (за радоном, тороном, вуглекислим газом) характер площі родовища в цілому, сприятливий для формування пасток ВВ (рис. 8.3). Значні розміри продуктивної площі родовища підтверджуються великим площовим ореолом підвищених значень

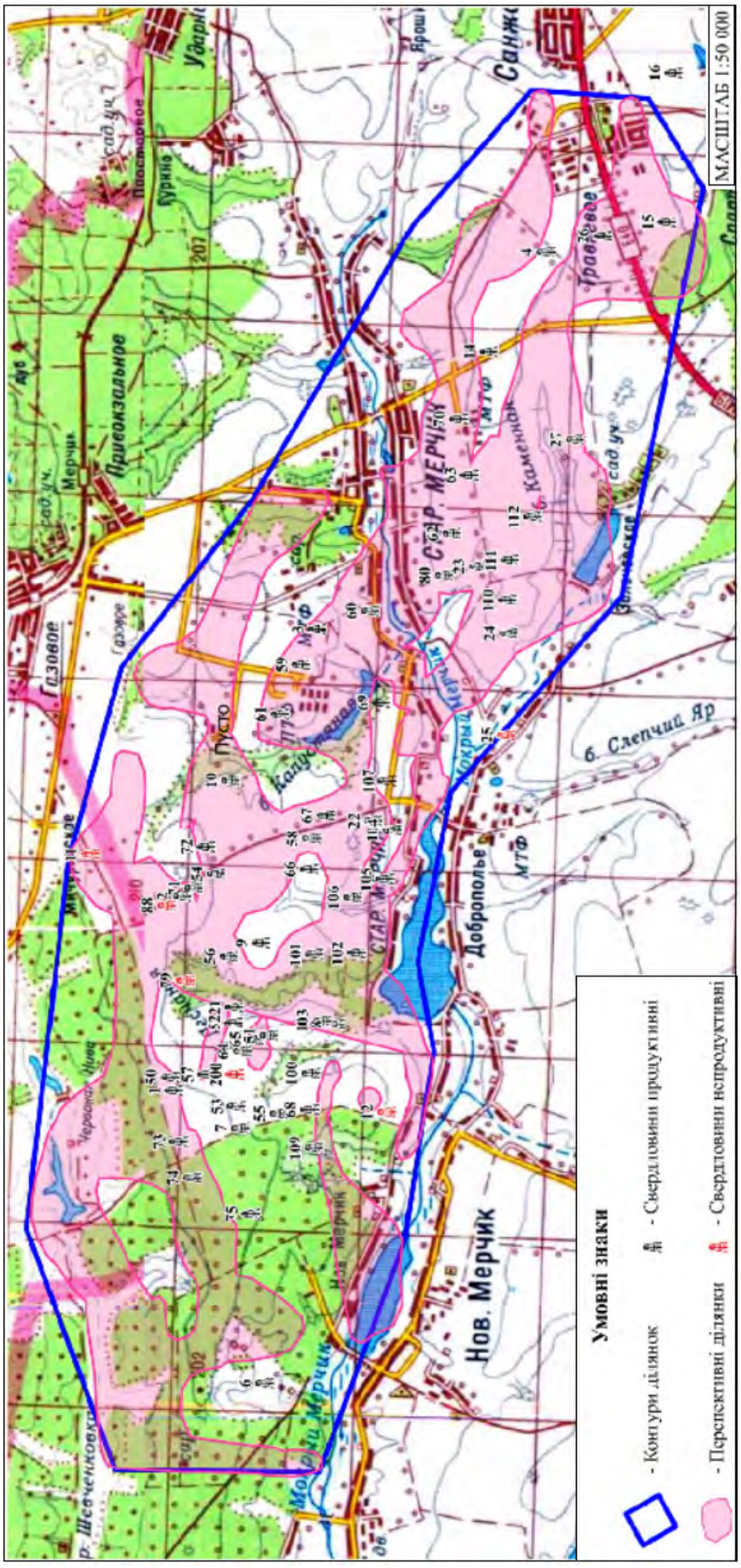


Рис. 8.3. Юліївська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних і термометричних досліджень

етану, а також кількісно підпорядкованих йому точок з аномальними значеннями важких його похідних (пропану, ізобутану і бутану), більшість яких просторово тяжіє до контурів родовища та ускладнюючих його блоків.

За цими показниками площа Юліївського родовища картується як площа зближених перспективних ділянок. Проте на фоні площової суцільності Юліївського родовища простежуються його помітна неоднорідність вздовж простягання за температурними й атмогеохімічними полями, які не визначені за даними сейсморозвідки. Певну зацікавленість викликають також перспективні ділянки, що закартовані нами поза межами родовища вздовж північного незгідного скиду і, можливо, свідчать про пастки "нового типу" на скинутих крилах незгідних скидів.

З 41 св., пробурених у межах виділених перспективних площ, продуктивні 38.

3. Скворцівська площа

Площа відрізняється складним мінливим характером розподілу атмогеохімічних і температурних аномалій, який є типовим для площ з дрібноблоковою структурою. У порівнянні з Юліївським родовищем Скворцівське родовище (у межах досліджених нами Північно-Скворцівського, Західно-Сворцівського та Південно-Скворцівського блоків) має більш складну розломно-блокову будову, що відображається в різній продуктивності складаючи його блоків.

За даними польових досліджень та результатами їх комплексної обробки побудована карта просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки ВВ на Скворцівській площі (рис. 8.4-8.6).

Встановлено контур запасів ВВ за категорією C_1 по гор. С-4 (затверджений ДКЗ України), в який увійшли св. Скворцівські-14 і 64 (Скворцівський блок), нанесено можливий прогнозний контур газоносності візейських відкладів, кори вивітрювання фундаменту і «базального» пісковику карбону блоку св. Скворцівська-65 (за даними ГДС і невеликого притоку газу). Нанесено контур перспективної ділянки за даними термометричних та атмогеохімічних досліджень, а також контур умовно перспективних ділянок. Перший контур свідчить про перехідну зону до Гуківської структури, де встановлені газонасичені гор. у розрізі св. Гуківська-1.

Усі 3 пробурені св. виявились продуктивними.

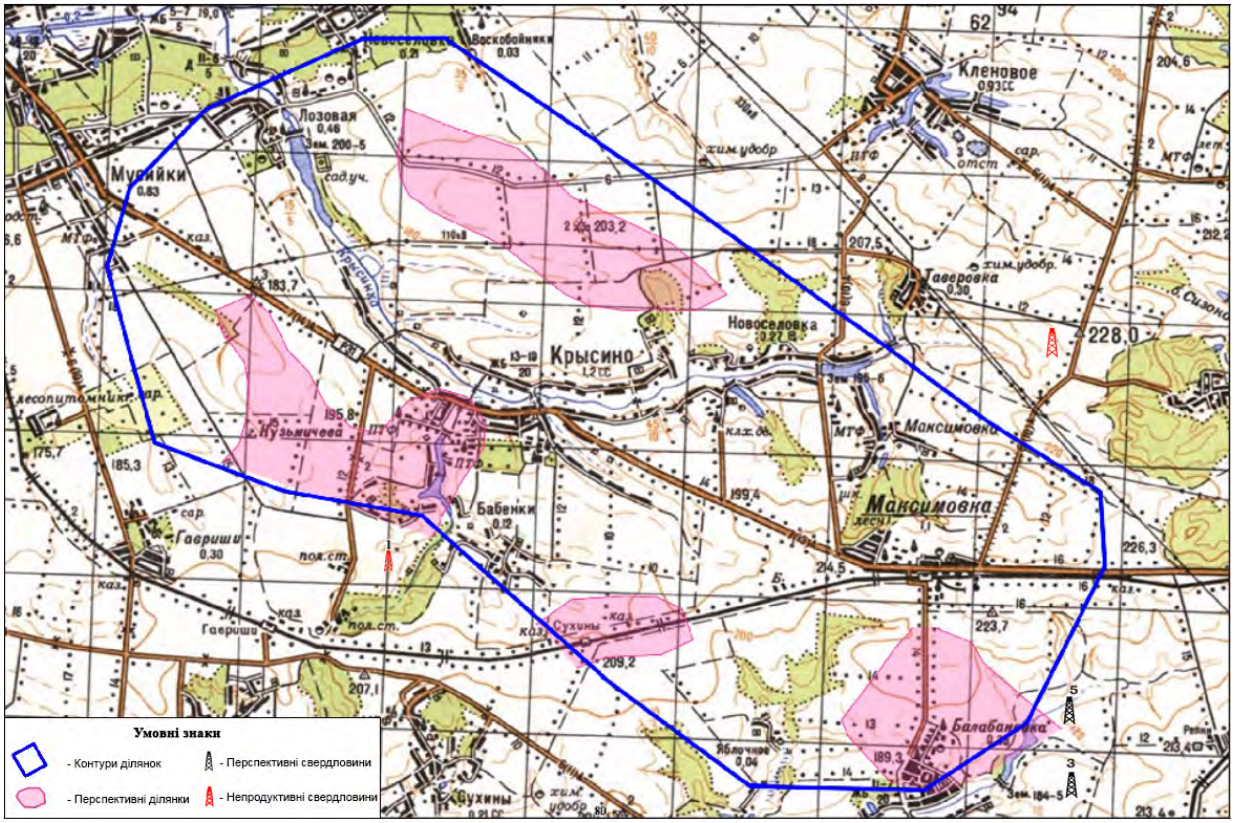


Рис. 8.4. Північно-Скворцівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

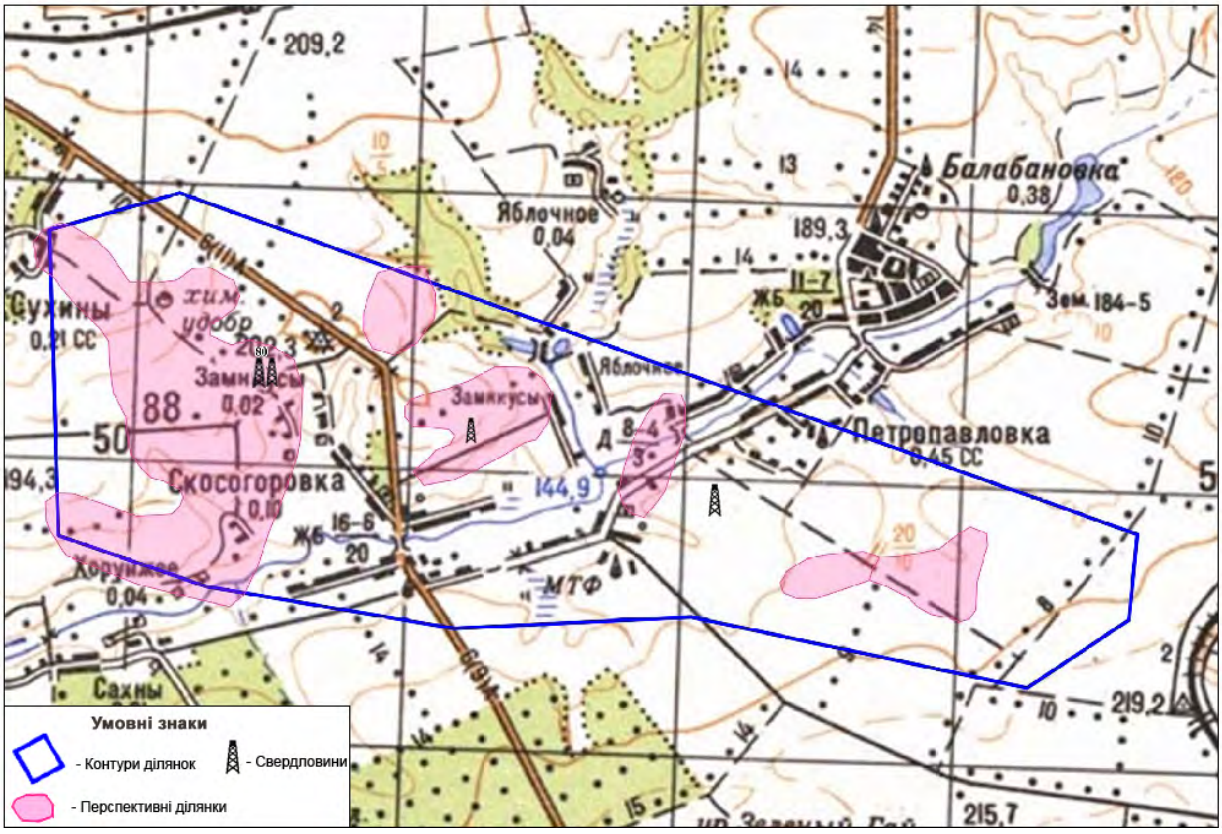


Рис. 8.5. Західно-Скворцівський блок. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

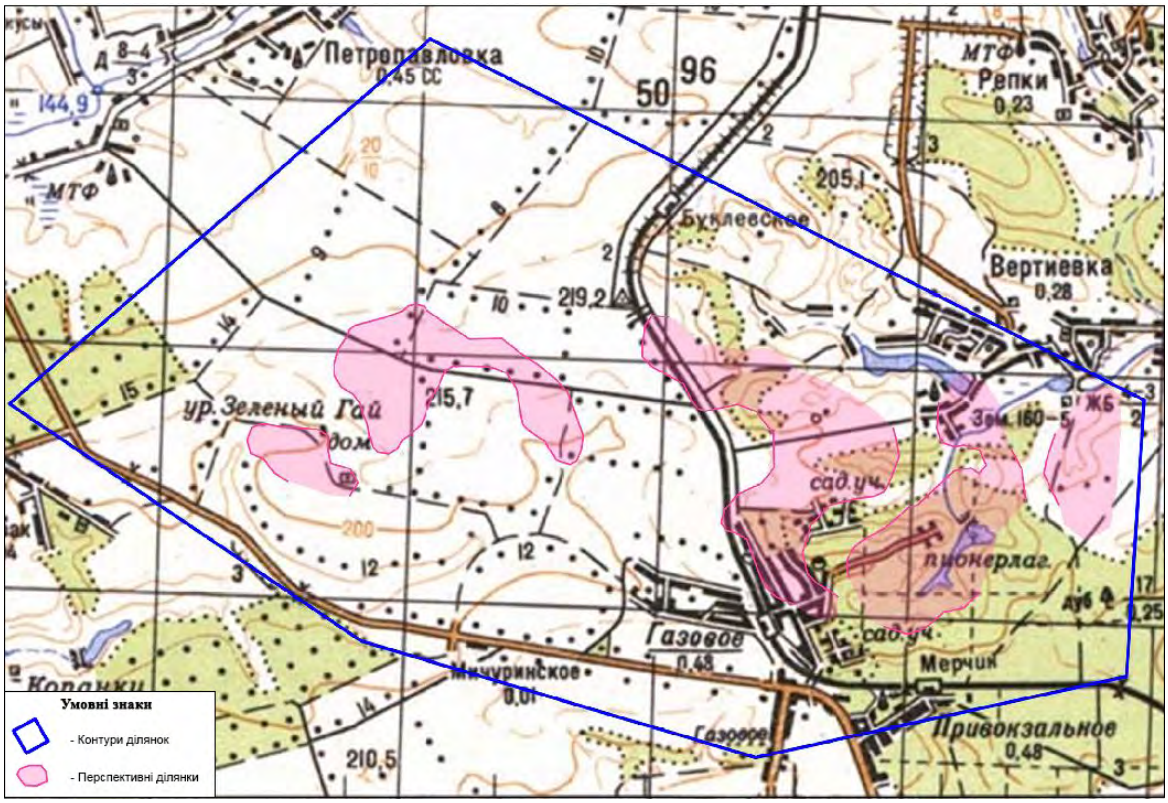


Рис. 8.6. Південно-Скворцівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

4. Люботинська площа

Результати СТАГГД підтверджують висновки про потенційну продуктивність Люботинської площі (рис. 8.7). Про це свідчить присутність інтенсивних аномалій вільних ВВ, які мають характерне для родовищ контурне кільцеподібне розташування. Характерну атмогеохімічну особливість Люботинської площі, що є також властивим для суміжних Юліївського та Скворцівського родовищ, становить значний вміст у підґрунтовому повітрі гелію та водню. Для розподілу температурних і атмогеохімічних показників характерна різка просторова мінливість, яка свідчить про складну дрібноблокову будову площі, що потрібно враховувати при плануванні пошукового буріння. Підтверджується потенційно екрануючий характер незгідного скиду, виділеного сейсморозвідкою.

5. Недільна площа

За визначеними показниками структура Недільна характеризується як перспективна ділянка на пошуки ВВ. В її межах та південно-східному подовженні виділяється ланцюг з трьох просторово зближених перспективних ділянок. За результатами газової зйомки на площі виявлені усі похідні метанового ряду (від метану до пентану), а також етилен і пропілен. Усі визначені гази ВВ добре корелюють між собою. Їх локальні аномалії по відношенню до Недільної структури мають переважно позаконтурне розташування.

За даними польових досліджень та результатами їх комплексної обробки побудована карта просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки ВВ на Недільній площі (рис. 8.8).

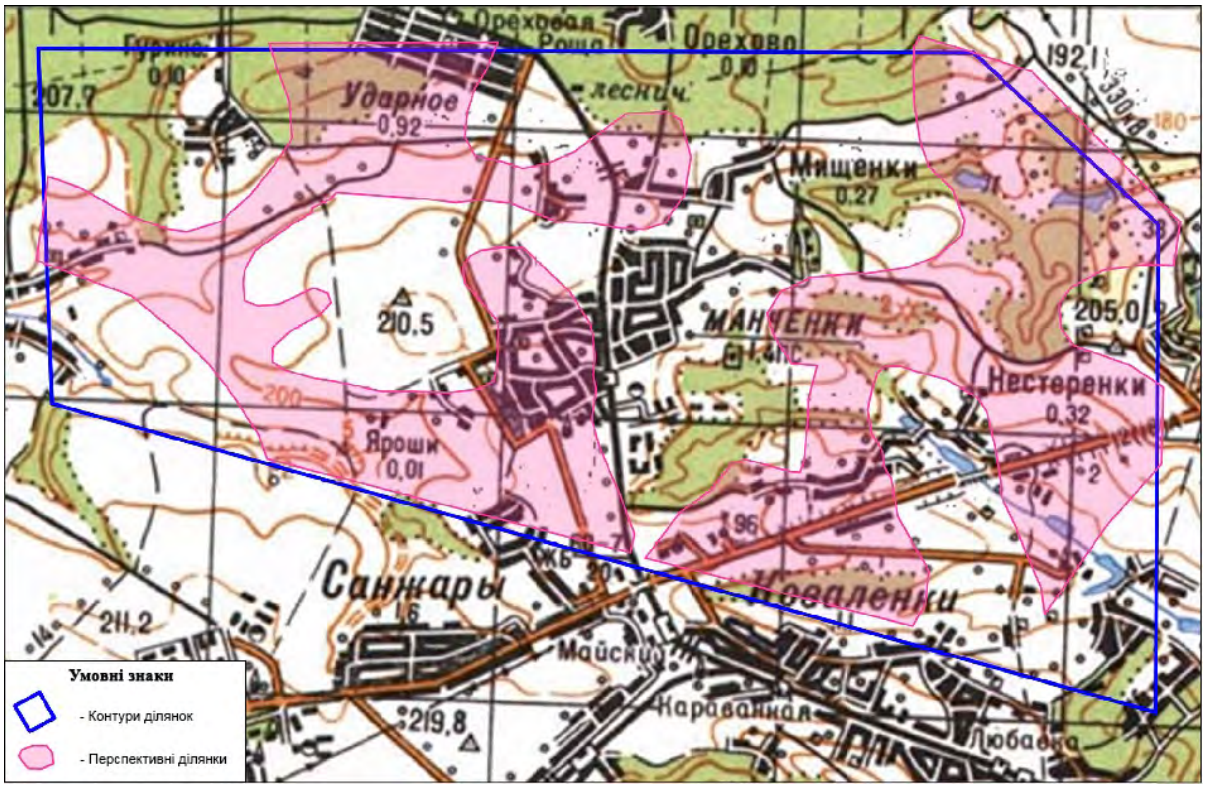


Рис. 8.7. Люботинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

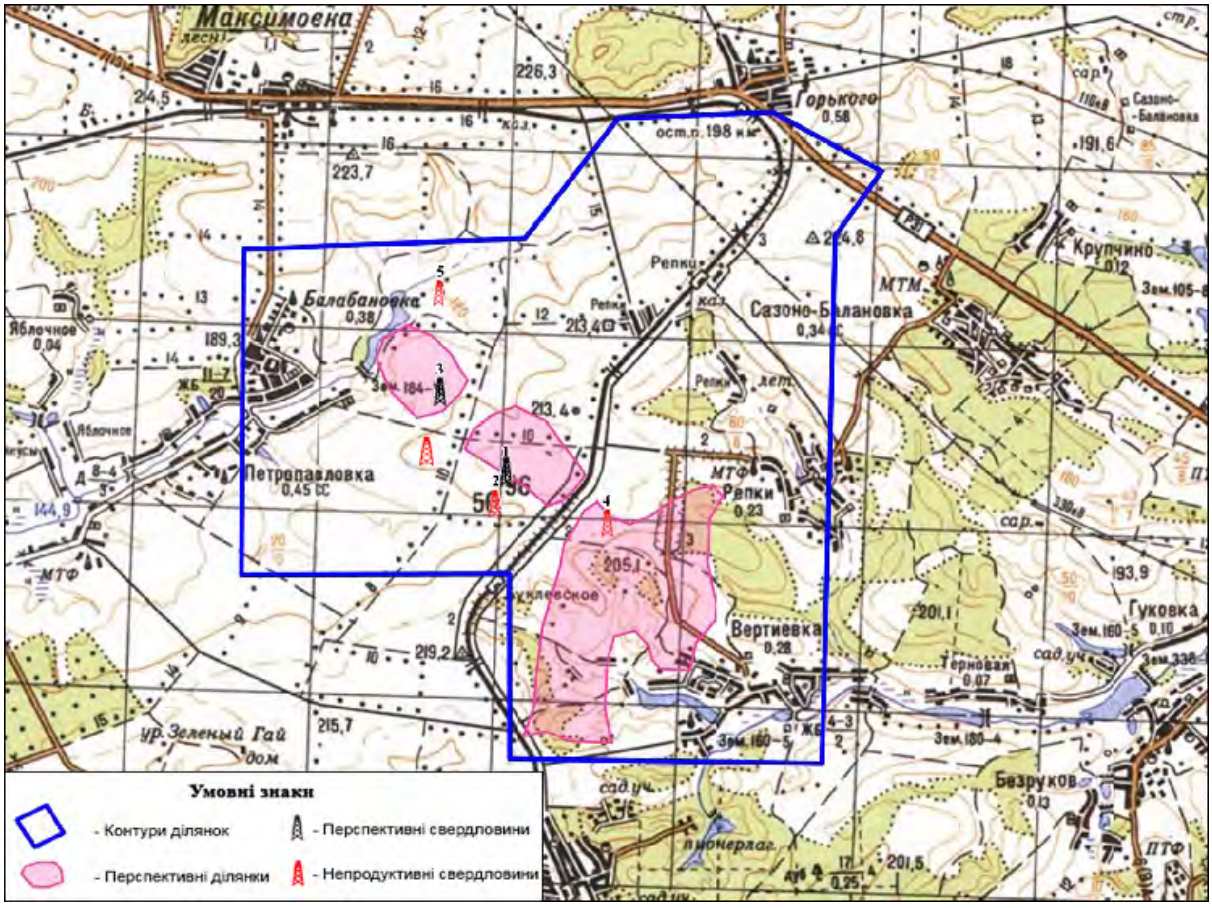


Рис. 8.8. Недільна площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Отримані результати дозволяють зробити такі висновки:

1. Площа Недільна має складну дрібноблокову будову, обумовлену мережею перетинаючих порушень різних за напрямком та геодинамічними характеристиками, що потребує проведення цілеспрямованого аналізу умов ПРР по окремих блоках.

2. Зважаючи на структурно-геодинамічні характеристики, найбільш перспективними для подальших пошукових робіт рекомендовано 3 відносно геодинамічно стабільні локальні блоки, у межах яких можуть існувати потрібні умови для утворення та збереження покладів ВВ.

На потенційну перспективність цих ділянок вказують, зокрема, численні аномалії важких ВВ, що їх оточують. Найбільша за площею прогнозно-перспективна ділянка виділена в східній частині площі Недільної, дві інші ділянки в приапікальній частині структури Недільної, в західній частині площі.

За результатами досліджень пробурені 6 св. Три св., закладені на перспективній за СТАГГД площі, продуктивні. Три св., закладені за межами перспективних ділянок – непродуктивні. КУ = 100 %.

6. Кадницька площа

Аналіз отриманих даних СТАГГД дозволяє виділити на Кадницькій площі чотири ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ. У південно-східній частині площі, що тяжіє до пологої Ріпкинської локальної структури, виділяються дві умовно перспективні ділянки. Важливим критерієм позитивної оцінки Кадницької площі на пошуки ВВ є подібність встановлених тут температурних та атмогеохімічних параметрів до тих, що є характерними для більш південних структурних зон з виявленими в їх межах промисловими покладами ВВ.

Газовою зйомкою на Кадницькій площі виявлено гази ВВ метанового ряду – від метану до пентану. Серед ненасичених ВВ у підґрунтовому повітрі встановлено етилен та пропілен. У розподілі більшості виявлених газових аномалій ВВ простежується добра кореляція. Аномальні концентрації пропану, ізобутану, бутану, ізобутану, бутану, етилену і пропілену у багатьох пунктах сягають «ураганних» значень.

Характерно, що пробурена на цій площі св.1 з неоднозначною оцінкою її результатів знаходиться поза межами виділених за даними СТАГГД перспективних ділянок. У цілому за розподілом визначених показників для Кадницької площі досліджень СТАГГД характерна більш складна, ніж уявлялася за даними сейсморозвідки, дрібноблокова структура, що потрібно врахувати при подальших ПРР.

Дослідження, проведені в межах Кадницької площі, не дозволили виявити достатньо чітко проявлені газогеохімічні поля. Інформативним виявився лише розподіл показників вмісту в підґрунтовому повітрі етану. Це внесло певні труднощі в оцінку нафтогазової перспективності Кадницької площі на основі даних газогеохімічних досліджень.

Використання структурно-тектонічних критеріїв нафтогазоносності та даних атмогеохімічних досліджень за радоном, тороном, вуглекислим газом та

воднем дозволило виділити на Кадницькій площі чотири ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ (рис. 8.9). Св., закладена за межами перспективної площі, виявилась непродуктивною.

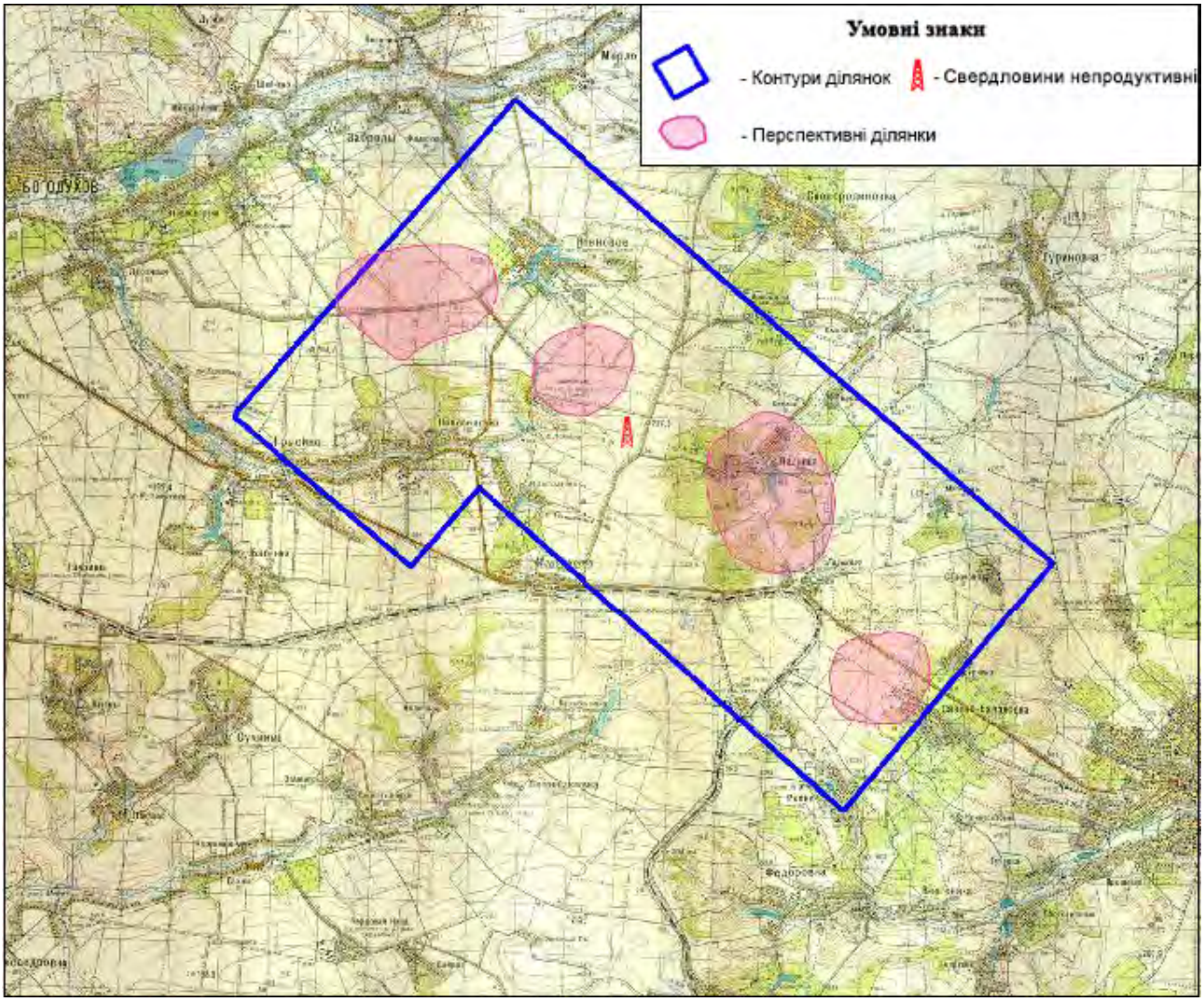


Рис. 8.9. Кадницька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

ОПОШУКОВАНІ ПЛОЩІ ЗА СТАГГД НА ПІВНІЧНОМУ БОРТУ ДДЗ

7. Безлюдівська площа

Над покладами ВВ Безлюдівського нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) відносно підвищені значення температури підґрунтового шару порід зафіксовані лише поодинокими пунктами спостережень.

Максимальні значення концентрації радону, торону й вуглекислого газу збігаються з позаконтурними тектонічними порушеннями, що обмежують Безлюдівський локальний блок і фіксуються сейсморозвідкою. Більш виразним за цими показниками є південно-східне порушення. Звертає на себе помітне підвищення концентрацій торону і незначне вуглекислого газу над межею літологічного заміщення покладів, що не відкидає їх зв'язок з локальним

розривним порушенням. Над покладами Безлюдівського НГКР поля цих показників характеризуються практично фоновими значеннями.

Над Безлюдівським НГКР зафіксовані підвищені концентрації метану та його гомологів. Найбільш контрастні аномалії метану, етану та пропану характерні для контурів покладів ВВ.

Профіль 4 перетинає Безлюдівське НГКР в субмеридіональному напрямі. В цілому, для розподілу на ньому даних СТАГГД притаманні ті ж особливості, які охарактеризовані профілем 1 (рис. 8.10).

Проте отримані за цим профілем дані СТАГГД менш інформативні через порівняно незначну кількість пунктів спостережень і практичну відсутність їх поза межами Безлюдівського НГКР, що ускладнює порівняльний аналіз термо-атмогеохімічних даних над продуктивним блоком та позаблоковій території і, зокрема, визначення динамічних характеристик граничних тектонічних порушень.

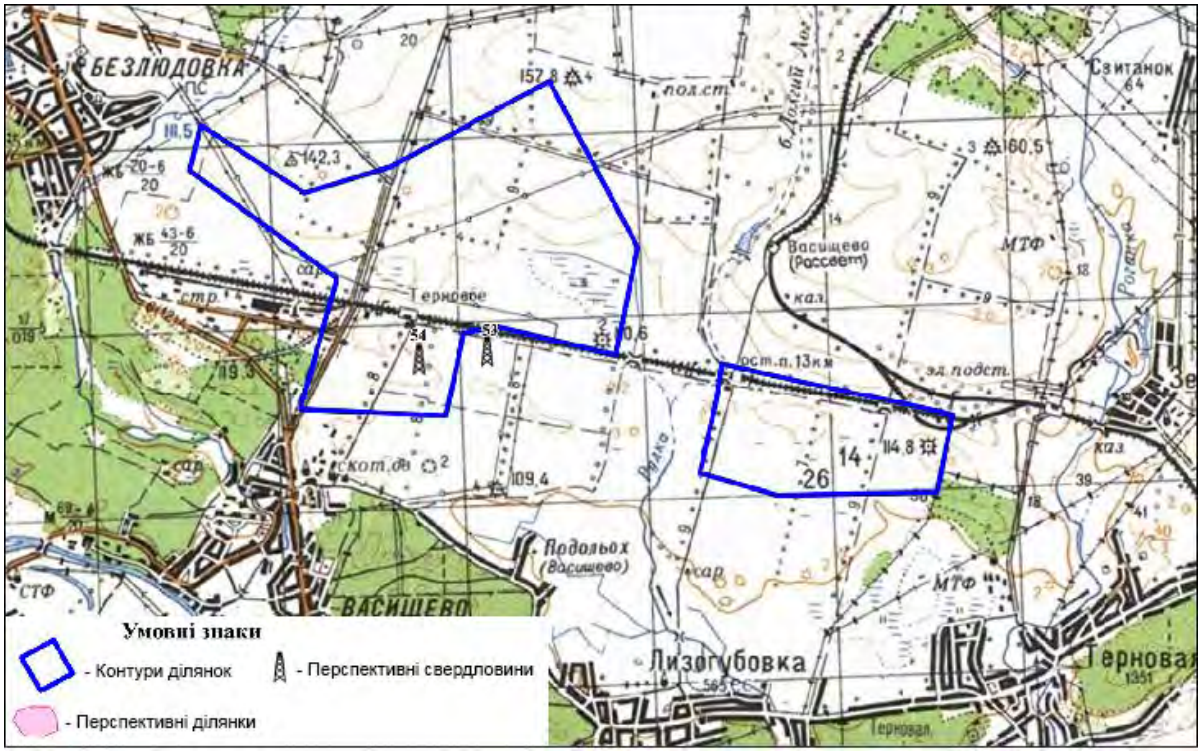


Рис. 8.10. Безлюдівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

8. Коробочкинська площа

Нові уявлення про структурну модель Коробочкинського НГКР дозволяють зробити певні уточнення щодо визначення сучасних геодинамічних умов і оцінки його перспектив. Із західною частиною Коробочкинського блоку, що структурно відповідає власне Коробочкинському локальному підняттю, збігається площа з достовірною продуктивністю. Виявлені тут сейсморозвідкою тектонічні порушення мають крайове (контурне) розташування. Загальний поверх продуктивності охоплює гор. М-7, В-14-24. На цій площі розташовані усі діючі експлуатаційні св. Підвищення концентрації радону й торону фіксуються тут поодинокими точками, що

свідчить про його сучасну геодинамічну стабільність, сприятливу для збереження покладів газу. Характерну ознаку цієї продуктивної частини Коробочкинського блоку становить площинний ореол найбільш легких ВВ – метану і етану. Відсутність в її межах достовірних розривних дислокацій дає підставу для висновків про переважно дифузійний характер міграції легких ВВ від покладів до земної поверхні. Східна половина Коробочкинського блоку за сейсмогеологічними реконструкціями відповідає місцю зчленування Коробочкинського та Лебяжинського піднять по сідловидному пережиму, ускладненому двома дугоподібними незгідними скидами. Порівняно зі східною половиною Коробочкинського блоку продуктивність цієї його частини більш проблематична. З нею збігається поле аномальних значень важких ВВ (пропану, ізобутану, бутану). Більш легкі ВВ тут не утворюють помітних площинних аномалій. Виявлені структурні й газогеохімічні показники дають підставу для висновків про переважно фільтраційну міграцію важких ВВ по тектонічним порушенням, що свідчить про більш низькі перспективи східної частини Коробочкинського родовища щодо промислових скупчень газу (рис. 8.11).

З 3 пробурених св. 3 – продуктивні.

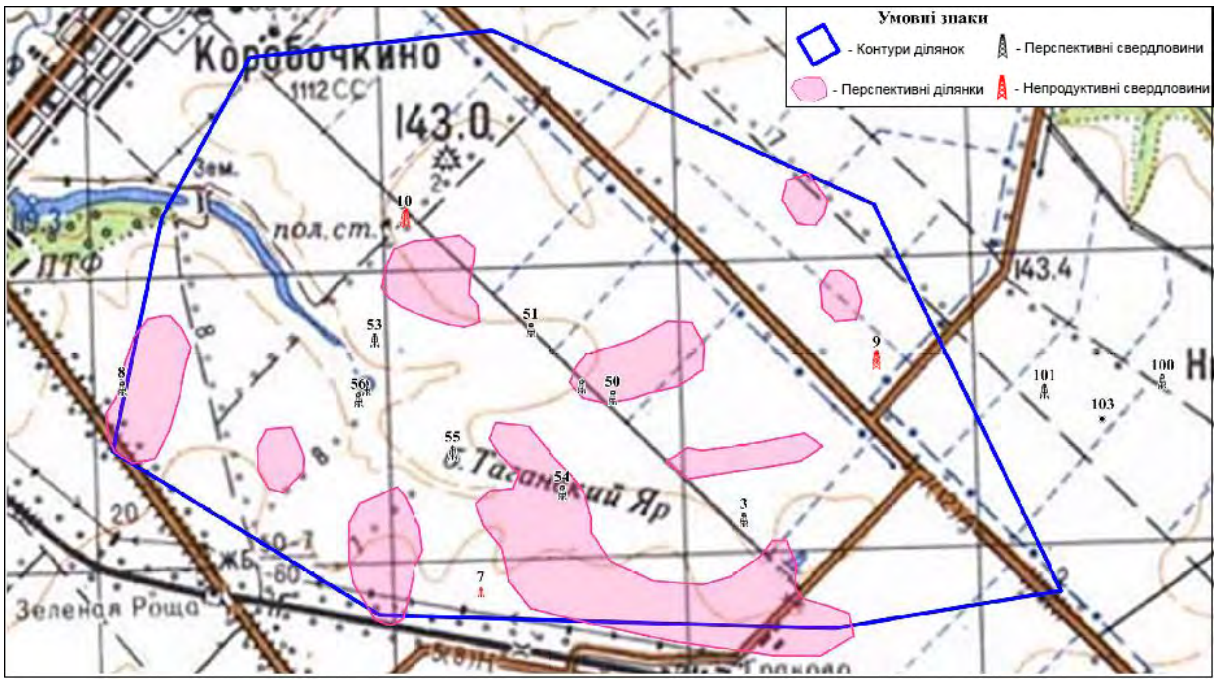


Рис. 8.11. Коробочкинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

9. Чкалівсько-Гашинівський полігон

Аналіз та інтерпретація даних СТАГГД на Чкалівсько-Гашинівській площі та карт площинного розподілу термометричних та атмогеохімічних показників дозволили уточнити розташування геодинамічно стабільних тектонічних блоків та зон підвищеного флюїдопотоку, співвідношення аномальних і фонових полів визначених показників та виконання районування території досліджень за перспективністю на пошуки ВВ (рис. 8.12, 8.13).

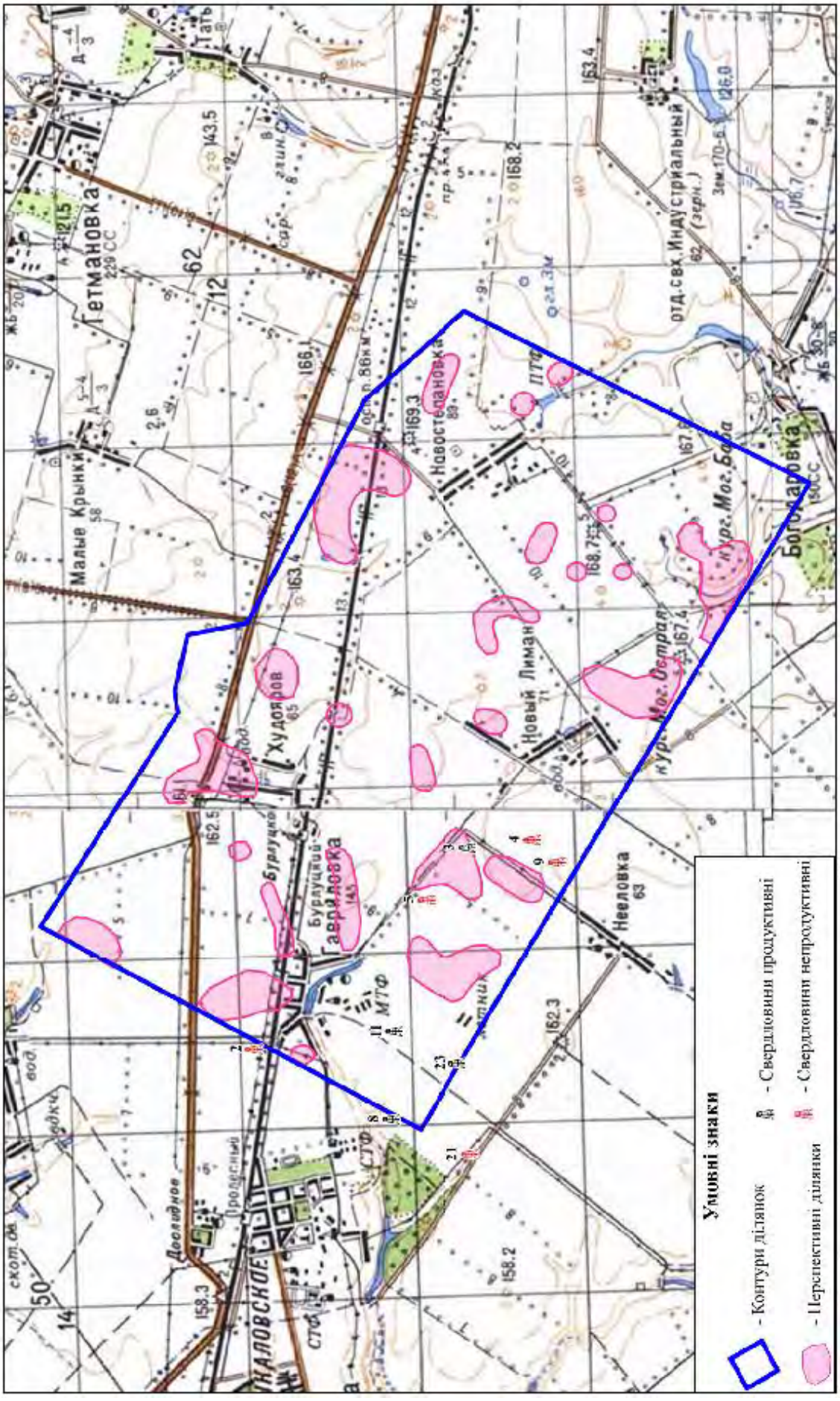


Рис. 8.12. Чкалівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

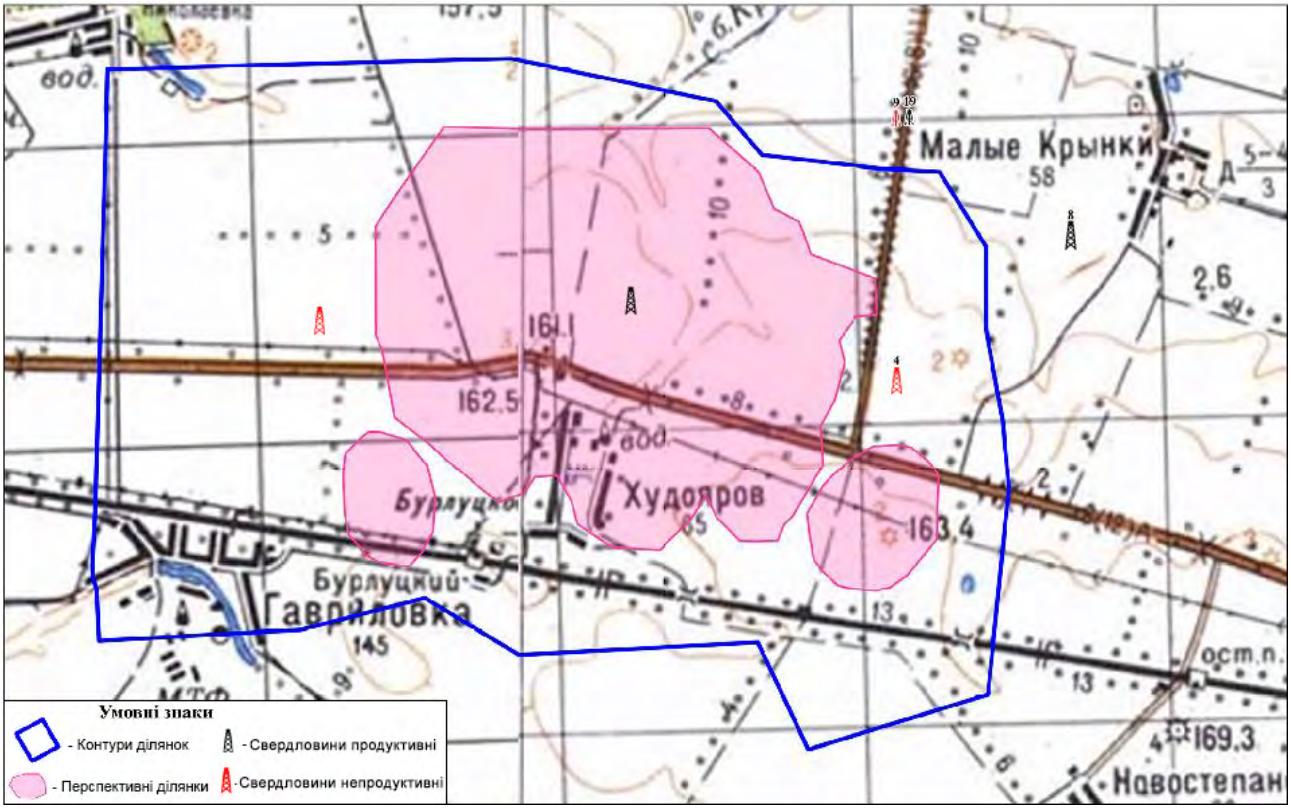


Рис. 8.13. Гашинівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Згідно з встановленим розподілом атмогеохімічних аномалій і температурних показників на першому етапі досліджень доцільно виділяти два контури можливого розташування покладу ВВ – найбільш вірогідний, що визначається місцем збігу всіх зафіксованих індикаторів і відповідає центральній частині Гашинівського підняття (за геолого-геофізичними даними), і контур максимально можливого розповсюдження ВВ, який простежується значно північніше від підняття. Цілком імовірно, що Гашинівська структура містить два (або більше) продуктивних блоки, розмежовані субширотними екрануючими порушеннями. Про це свідчить той факт, що ці розломи, зокрема той, що обмежує Гашинівське підняття з півночі, мають чітке відображення на космофотознімках, але характеризуються слабкою проникністю (за малою активністю або відсутністю атмогеохімічних аномалій). Водночас ці порушення можуть визначати зони розущільнення в породах фундаменту, сприятливі для утворення пасток ВВ. На можливе існування таких пасток вказують також атмогеохімічні та температурні аномалії на південний захід та південний схід від Гашинівського підняття, які відмічені як місця можливого знаходження покладів ВВ.

У межах Гашинівського родовища, на захід від св. 1, виділена ділянка, перспективна на пошуки ВВ. Поза межами родовища, в північно-західній частині Гашинівської структури виділена ділянка, перспективна на пошуки пасток ВВ. На південний схід від родовища закартований ланцюжок

комплексних площинних атмогеохімічних аномалій нез'ясованої природи, які потребують додаткового більш детального вивчення методами СТАГГД.

На основі виконаних структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень **у межах Чкалівської площі** виділено 5 перспективних ділянок на пошуки пасток ВВ. Ділянка 1 просторово збігається з площею, що прилягає до продуктивної св. 1-Гаш. Ділянки 2 та 3 приурочені до південного схилу Гашинівської структури, що збігається з субширотним дуговим фрагментом КС I рангу, віддешифрованої на космознімках. Структурно вони тяжіють до місць перетину цього фрагменту з оберненими скидами. Ділянка 4 приурочена до структурного носу на південно-східному продовженні Ганнівської куполоподібної структури, обмеженнями якого є субпаралельні поздовжні порушення, що картуються сейсморозвідкою. Південним обмеженням її є субширотне порушення, що фіксується чітко на космознімках. Ділянка 5 структурно приурочена до кута перетину протяжних поздовжнього й поперечного лінеаментів з боку північно-західної перикліналі Новостепанівського локального підняття, що тяжіє до дугоподібного фрагменту кільцевої космофотоаномалії (КС II рангу).

Крім того, за результатами структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень виділені умовно перспективні ділянки, які визначаються або поодинокими ПС, або тяжіють до меж площі проведених робіт. Їх прогнозна оцінка потребує додаткових і більш детальних досліджень.

На перспективних ділянках Гашинівської та Чкалівської площ пробурені по одній св., які виявились продуктивними.

10. Васищівська площа

Після комплексного аналізу та інтерпретації виконаних побудов та результатів досліджень СТАГГД проведено районування Васищівської площі щодо її перспектив на пошуки ВВ. На підсумкову карту (рис. 8.14) були послідовно нанесені та накладені поля усіх закартованих показників, що дозволило локалізувати перспективні пошукові ділянки.

Результати буріння на Васищівській площі підтвердили також однозначно практичну значимість робіт СТАГГД. Результати останніх можуть також бути використані як додаткова інформація при вирішенні питань диференціації і ранжування підготовлених до буріння структур за ступенем їх перспективності та очікуваної рентабельності, а також питань черговості введення в пошукове буріння перспективних малих за розміром підняттів.

Обидві пробурені на площі за результатами СТАГГД св. виявились продуктивними. КУ = 100%.

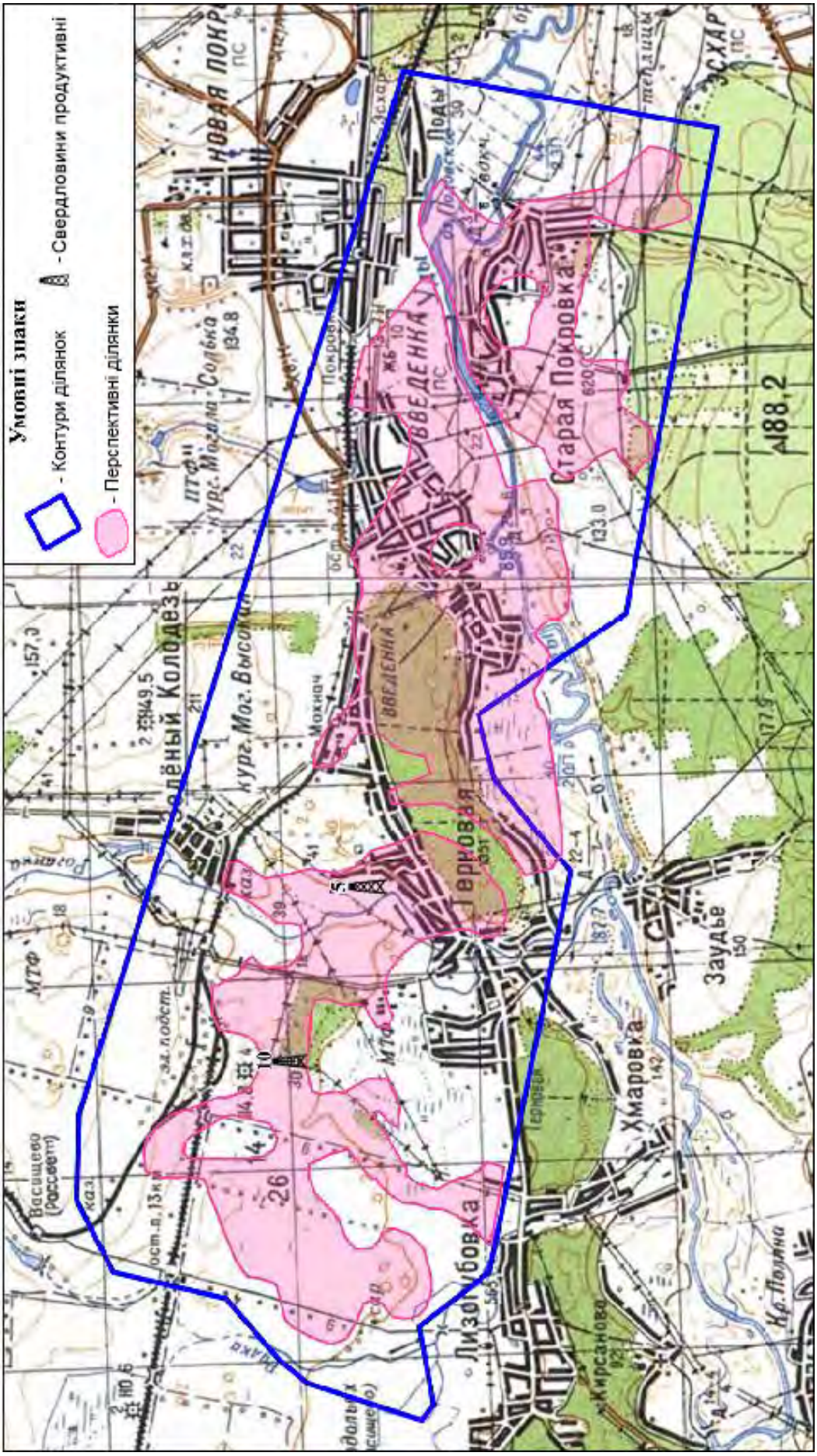


Рис. 8.14. Васищівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

11. Ракитнянсько-Одринсько-Бистра площа

За результатами польових досліджень та обробки даних СТАГГД на Ракитнянській та Одринській структурах побудовані графіки розподілу температурних та атмогеохімічних показників на профілі 1-1 (Ракитне – Одринка), який перетинає обидві структури з півдня на північ. Графіки дозволяють зробити певні висновки щодо інформативності даних СТАГГД стосовно визначення зон динамічної активності, розташування основних тектонічних порушень та покладу газу Ракитнянської структури.

Водночас, комплекс даних СТАГГД, одержаних у межах Одринської структури не дозволяє на цьому етапі досліджень упевнено визначити її нафтогазову перспективність. Для обґрунтованої інтерпретації даних СТАГГД, одержаних в її межах, не вистачає сучасної структурно-тектонічної основи. Тому на Одринській структурі виділена лише одна, незначна за розмірами ділянка, можливо перспективна на пошуки пасток ВВ. В центральній частині структури, у межах Північного крайового порушення та на південний схід від нього виділена достатньо значна за площею площинна комплексна атмогеохімічна аномалія нез'ясованої природи (рис. 8.15), яка потребує подальшого детального вивчення методами СТАГГД та сейсморозвідкою.

Структура Бистра. У межах структури Бистра, через її центральну частину пройдено 2 профілі СТАГГД: західний і східний.

12. Північно-Прокопенківська площа

На звітній карті виділені лише площинні та точкові комплексні атмогеохімічні аномалії нез'ясованої природи. Перші можуть бути об'єктами наступного вивчення, перш за все методами СТАГГД.

Крім того, побудовані графіки розподілу даних СТАГГД в південно-західній та північній частинах профілю 1-1 (рис. 8.16). Графік по південно-західній частині профілю є достатньо інформативним щодо розподілу даних атмогеохімічних досліджень стосовно до нафтового покладу (св. 1).

Можливо, площинні атмогеохімічні аномалії, які розташовані на північ і південний схід від проектної св. 8, можуть свідчити про значно більшу площу Північно-Прокопенківського підняття.

Пробурена на площі св. виявилась продуктивною. КУ = 100%.

13. Аксютівська площа

Після аналізу карт розподілу даних атмогеохімічних, термометричних досліджень, а також інтегрального коефіцієнту та суми ВВ було проведено районування Аксютівської площі й намічено контури 4 перспективних ділянок на пошуки ВВ (рис. 8.17).

Ділянка, перспективна на пошуки покладів ВВ, охоплює більшу частину Аксютівської структури й площу, що прилягає до неї з півдня. У визначених контурах перспективна ділянка значною мірою збігається з передбачуваними контурами продуктивності Аксютівської площі (за геолого-геофізичними

даними й результатами буріння). Три прогнозно-перспективні ділянки значно менші за площею, розташовані в південно-східній частині Аксютівської площі. Найвірогідніше, вона приурочена до автономного блоку.

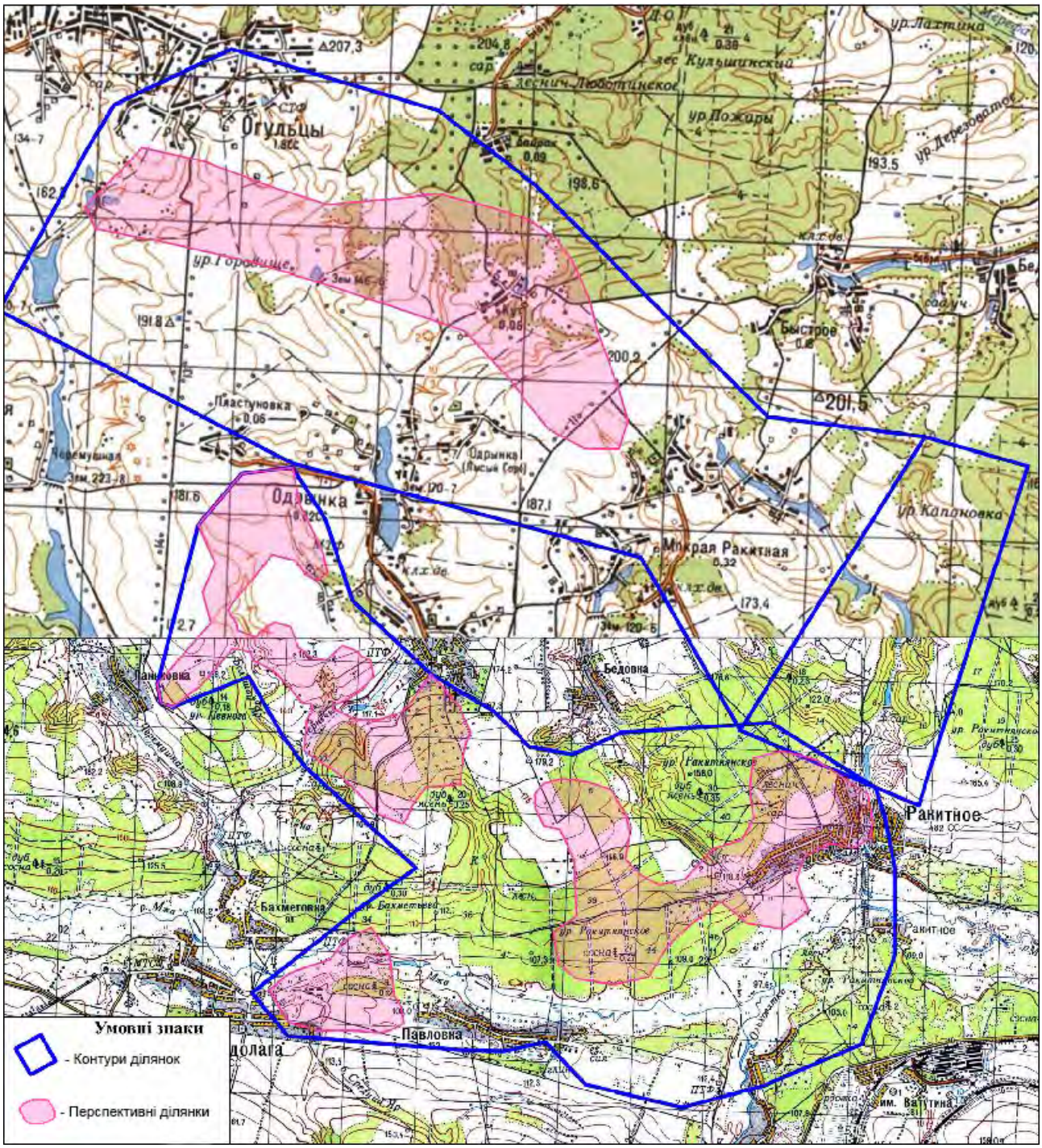


Рис. 8.15. Ракитнянсько-Одринсько-Бистра площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

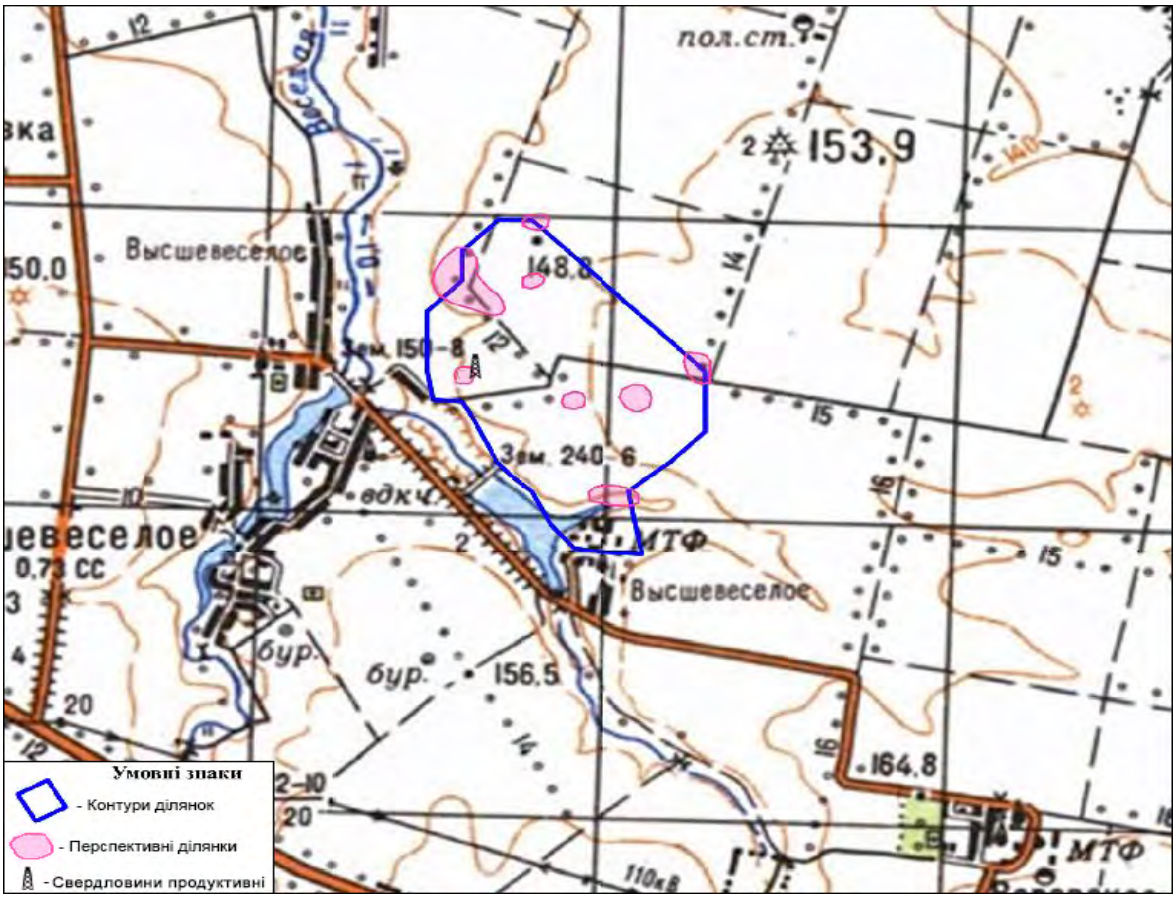


Рис. 8.16. Північно-Прокопенківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

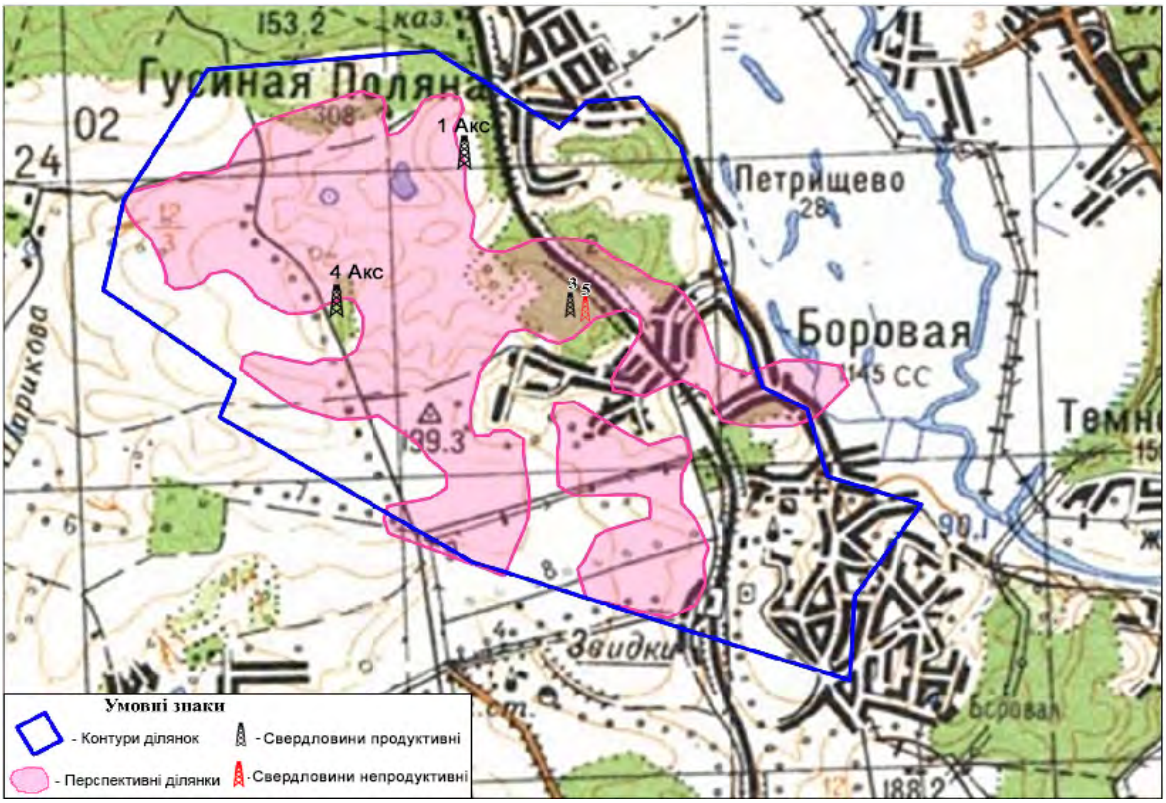


Рис. 8.17. Аксютівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

14. Східно-Борівська площа

За результатами польових досліджень та обробки даних СТАГГД побудована карта просторового розміщення прогнозно-перспективних ділянок на пошуки ВВ на Східно-Борівській площі (рис. 8.18). Всього виділено 3 таких ділянки. Найбільш значна за площею ділянка розташована в апікальній частині Східноборівської структури. У межах цієї ділянки за результатами СТАГГД виконавцями досліджень була запропонована проектна св. Інвестор, що мав розвідувати Східно-Борівську структуру, запропонував св. на північ від прогнозно-перспективної ділянки за результатами СТАГГД, поза її межами й поза межами склепіння Східно-Борівського підняття, по замкненій ізогіпсі мінус 1950 м.

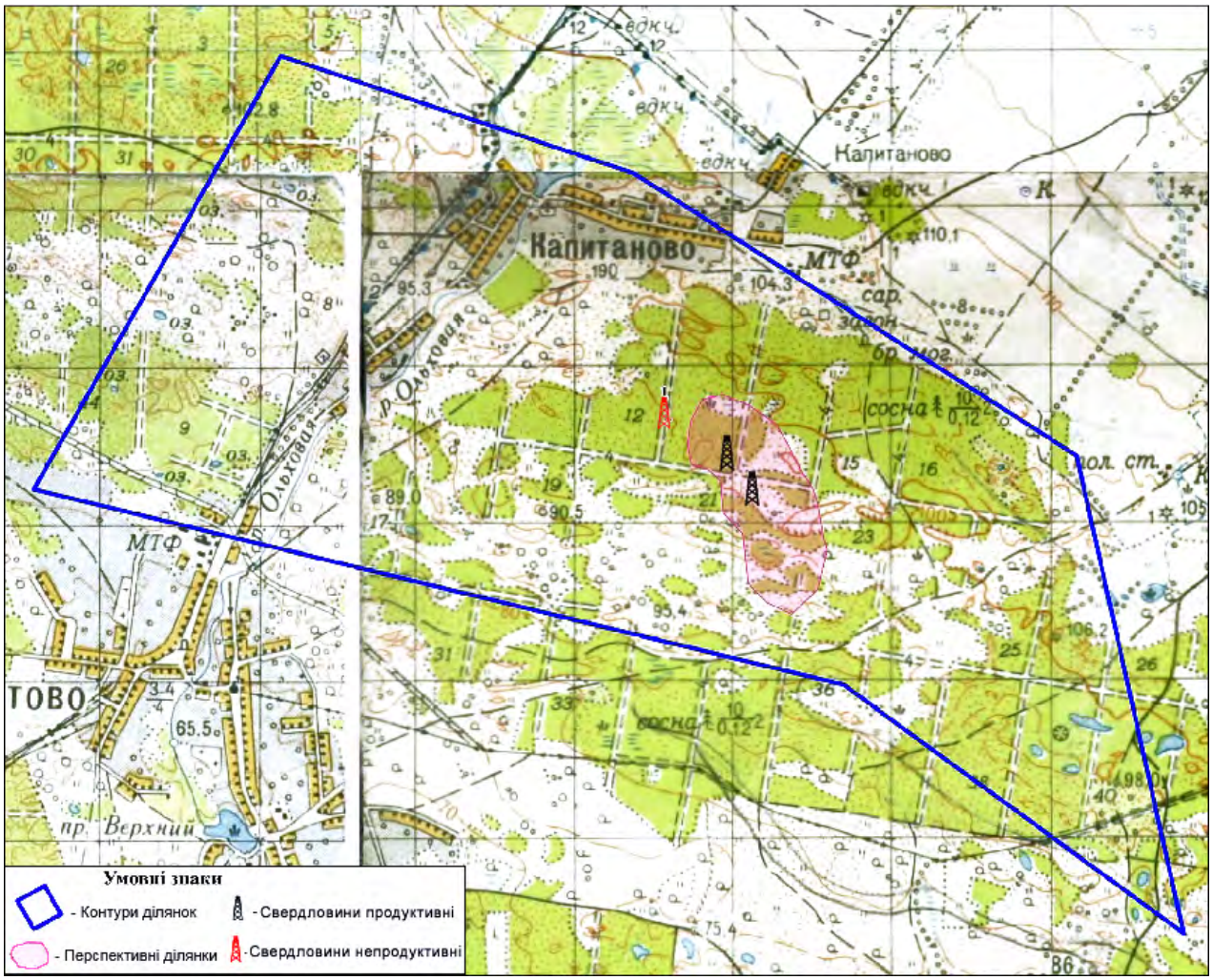


Рис. 8.18. Східно-Борівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Проектна глибина св., запропонованої інвестором, була в 2400 м з розкриттям лише башкірського ярусу. Інвестор вважав, що запропоноване ним місце проектної св. біля Красноріцького скиду, більш оптимальне.

Запропонована за результатами СТАГГД св. збігалася з місцем закладення проектної св., запропонованої Придніпровською геофізичною експедицією.

На думку інвестора св. 1 можна було б «скривити» в процесі буріння у бік прогнозно-перспективної ділянки СТАГГД. При глибині 1800 м стовбур св. відійшов від вертикального на південний захід на 140 м і не наблизився ні до прогнозно-перспективної ділянки СТАГГД, ні до св., запропонованої за результатами СТАГГД. Це може бути пояснено тим, що ізогіпси тут мають північно-західне – південно-східне простягання.

Отже, св. інвестора позитивно не вирішила свого завдання й не реалізувала пропозиції СТАГГД, тому що вона опинилася в приконтурній зоні, про що свідчать притоки газу і води. Східноборівське підняття залишилося неопошукованим від башкірських відкладів карбону до порід фундаменту включно.

Починаючи з 2017 р. у межах прогнозного картування пробурені дві св., які дали значний приплив газу 100-120 тис м^3/добу.

15. Платівська площа

За результатами польових досліджень, обробки та комплексної інтерпретації даних СТАГГД на Платівській площі виділені 3 перспективні ділянки (рис. 8.19): одна – перспективна на поклади ВВ в апікальній частині

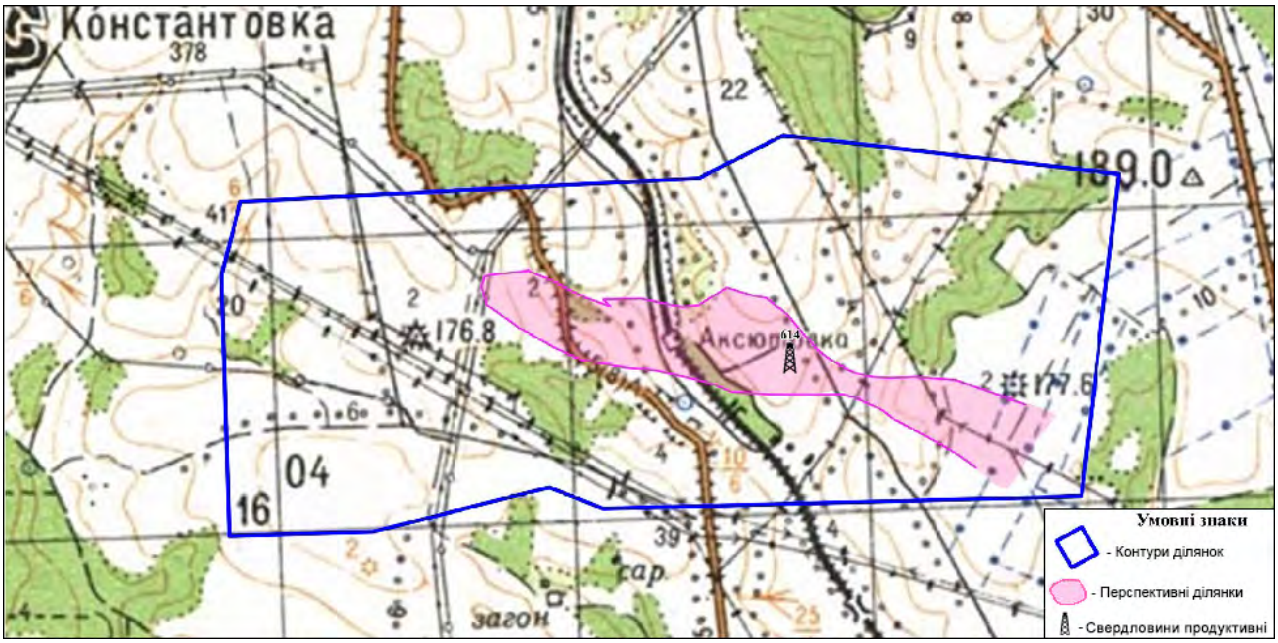


Рис. 8.19. Платівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Платівського підняття; дві – прогнозно-перспективні на пошуки ВВ в північно-західній частині Платівського підняття і на схід від підняття, у межах тектонічного блоку, що знаходиться між двома зворотними скидами. Ділянка, перспективна на пошуки покладів ВВ, просторово збігається з достовірно продуктивним мікроблоком, підтвердженим результатами буріння св. 614. Східна межа ділянки визначається тектонічним порушенням (за даними сейсморозвідки), а також знаходить відображення на космічних знімках у вигляді дугового елементу регіональної КС. Перспективність східної частини Платівської площі за результатами СТАГГД залишається проблематичною. Для

неї характерні дрібноблокова структура, наявність системи субмеридіональних лінеаментів (новітніх тектонічних порушень), відсутність аномальних концентрацій вуглеводневих газів.

Тому виділена в цій частині Платівської площі прогнозно-перспективна ділянка на пошуки ВВ потребує деталізації комплексом методів СТАГГД до початку буріння пошукових св. з метою уточнення її меж та обґрунтування рівня перспективності.

16. Малороганьсько-Булгаківська площа

На основі виконаних досліджень проведено районування Малороганської площі на ділянки аномальних значень атмогеохімічних індикаторів, що характеризують зони підвищеної проникності, та поля їх фонових значень, які визначають умови відносної геодинамічної стабільності та потенційної герметичності локальних блоків, сприятливі для формування пасток ВВ (рис. 8.20).

За цими індикаторами намічено контури ділянок найбільш вірогідного розміщення пасток ВВ. Структурно вони тяжіють до мікроблоків вздовж скидів, виділених сейсморозвідкою, які обмежують досліджені структури з півночі. Дві ділянки (1 та 2) за структурно-атмогеохімічними й температурними характеристиками можуть бути залучені до перспективних. Перша з них структурно приурочена до західної периклінали Малороганьського локального підняття, яка, за даними космодешифрування, відокремлена чітко вираженим поперечним лінеаментом північно-східного простягання. У сучасному рельєфі з ним збігається річкова долина. В зоні північного обмеження підняття вздовж незгідного скиду ця перспективна ділянка з заходу і сходу розширюється за рахунок 3 і 4 ділянок, які за характером атмогеохімічних індикаторів ми оцінюємо як умовно перспективні. Четверта ділянка структурно збігається з прирозломною апікальною частиною Малороганьського підняття. Ділянки, що просторово тяжіють до західного краю цього підняття, оцінюються як умовно перспективні через відсутність точок спостережень з їх зовнішніх боків.

Друга перспективна ділянка фіксується на східному замиканні Булгаківської структури. Її західна межа контролюється зоною зближених поперечних (північно-східних) локальних лінеаментів, подібних до тих, що дешифруються на межі перспективної ділянки 1 на Малороганьському піднятті. Слід зазначити також і ще одну спільну структурну ознаку обох перспективних ділянок – їх приуроченість до краю регіональної КС, що дешифрується на космознімках за дуговими елементами. Така позиція є характерною для багатьох родовищ ДДЗ.

Дані щодо промислового буріння відсутні.

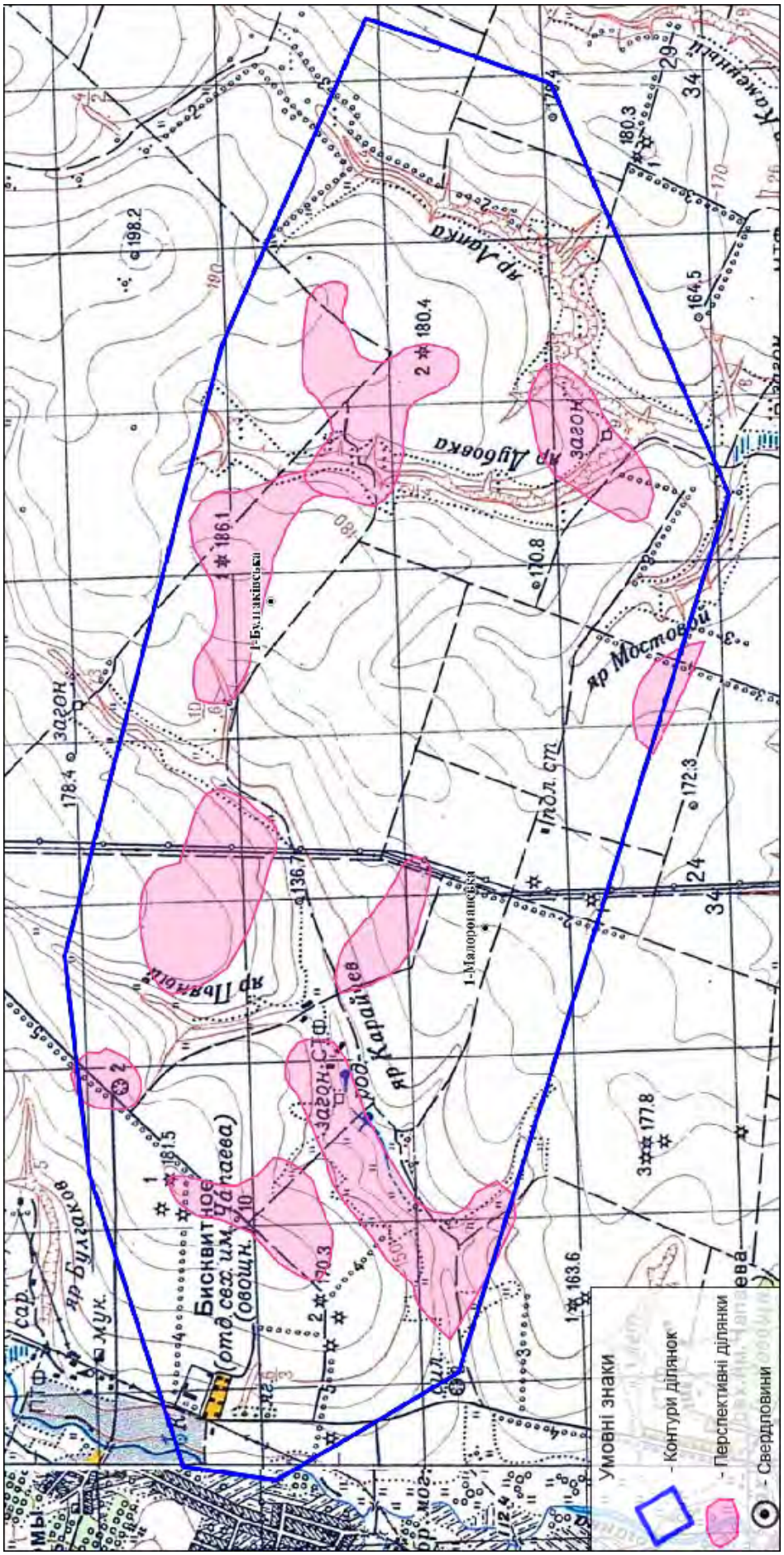


Рис. 8.20. Малороганьсько-Булгаківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

17. Грушівсько-Мостова площа

За результатами польових досліджень виділено ділянки аномальних значень атмогеохімічних індикаторів, що характеризують РЗПП і неотектонічної активності, та поля їх фонових значень, які визначають розташування щодо геодинамічно стабільних та потенційно герметичних блоків, сприятливих для формування пасток ВВ. Виявлений розподіл атмогеохімічних і температурних показників є типовим для ділянок з дрібноблоковою структурою.

На основі результатів виконаних досліджень у межах площі робіт намічено контури ділянок, перспективних щодо формування пасток ВВ (рис. 8.21).

Дані щодо промислового буріння відсутні.

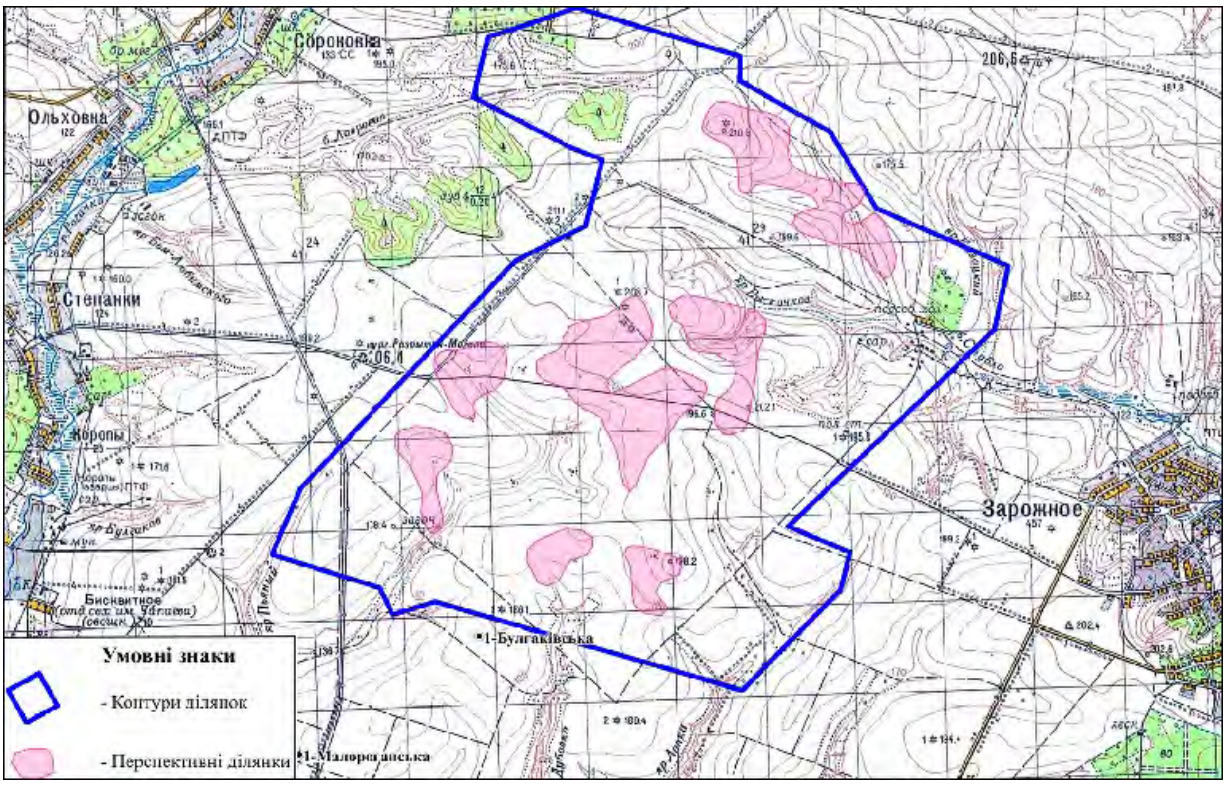


Рис. 8.21. Грушівсько-Мостова. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

18. Марченківська площа

У межах території досліджень визначено 8 перспективних ділянок складної форми для пошуків ВВ (рис. 8.22), більшість яких знаходиться в межах Дніпровського грабена, окремі заходять на Північний борт ДДЗ (Каштанівська та Східно-Каштанівська структури).

Враховуючи розташування нафтогазоперспективних ділянок за даними СТАГГД та структурно-тектонічну позицію, вважаємо за доцільне рекомендувати наростити на південний захід полігон досліджень СТАГГД з метою деталізації Каштанівської (обмежується полігоном досліджень) та Грушівської ділянок.

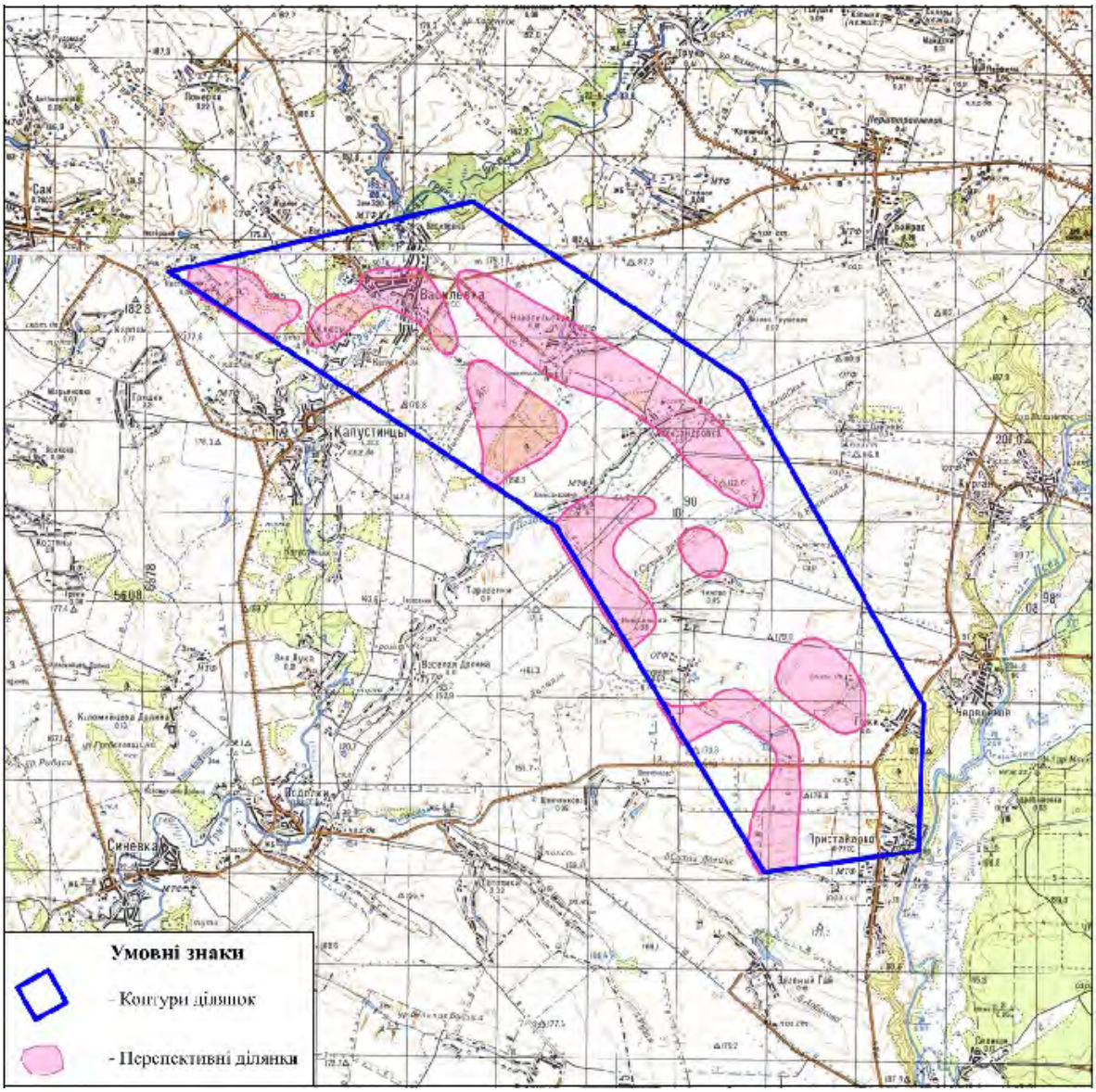


Рис. 8.22. Марченківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

19. Новотроїцька та Західно-Новотроїцька площі

У межах площі досліджень визначено низку перспективних ділянок для видобутку ВВ (рис. 8.23):

Одна ділянка – перспективна на видобуток ВВ і пов'язана з Новотроїцьким газоконденсатним родовищем. Північна границя родовища фіксується лінійно витягнутою аномалією за усіма вуглеводневими показниками, а з півдня аномалії примикають нерівномірно, що дає змогу прогнозувати утворення тектонічно екранованих покладів на південь від родовища.

Інша ділянка, перспективна на видобуток ВВ, розташована в межах Пристайлівської структури. Південна границя цієї ділянки фіксується метаном і легкими вуглеводневими газами при відсутності важких ВВ і перспективна за легкими вуглеводневими показниками, які фіксуються в цьому районі за відсутності важких ВВ.

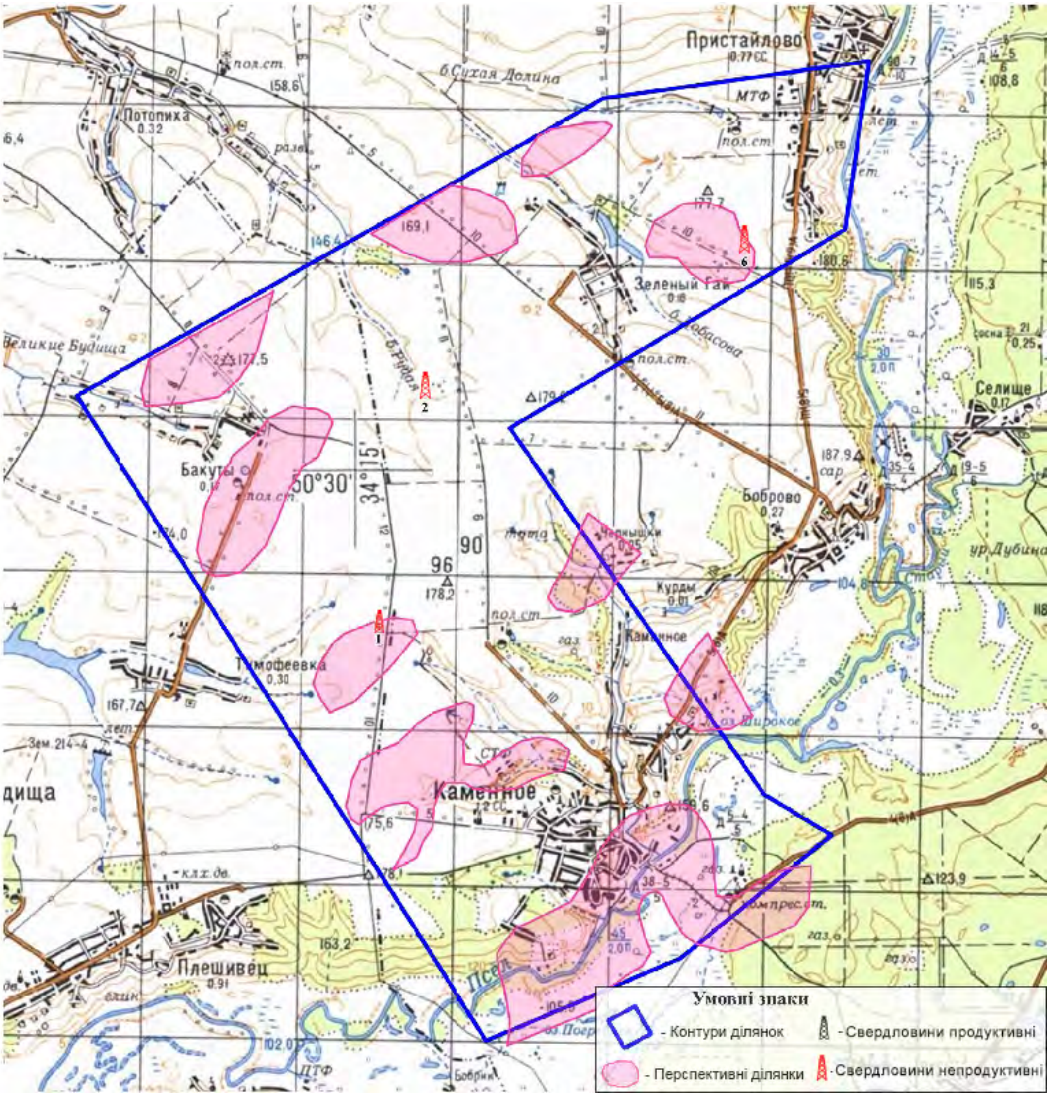


Рис. 8.23. Новотроїцька та Західно-Новотроїцька площі. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Ще одна перспективна для видобутку ВВ ділянка знаходиться на продовжені Новотроїцького родовища і є умовно перспективною за вуглеводневими показниками.

Для більш надійних висновків бажано уточнення структури сейсмічними роботами з урахуванням розподілу геохімічних показників.

20. Тарханівська площа

У межах території досліджень визначено 8 перспективних ділянок складної форми для пошуків ВВ (рис. 8.24).

З виділених восьми перспективних ділянок три площові, розташовані в північній прибортовій зоні й обмежуються зоною крайового та супутніми йому розломами, які дуговидно впроваджуються в тіло північного крайового розлому.

Всі три нафтогазоперспективні ділянки близькі за розмірами, простежуються з північного заходу на південний схід.

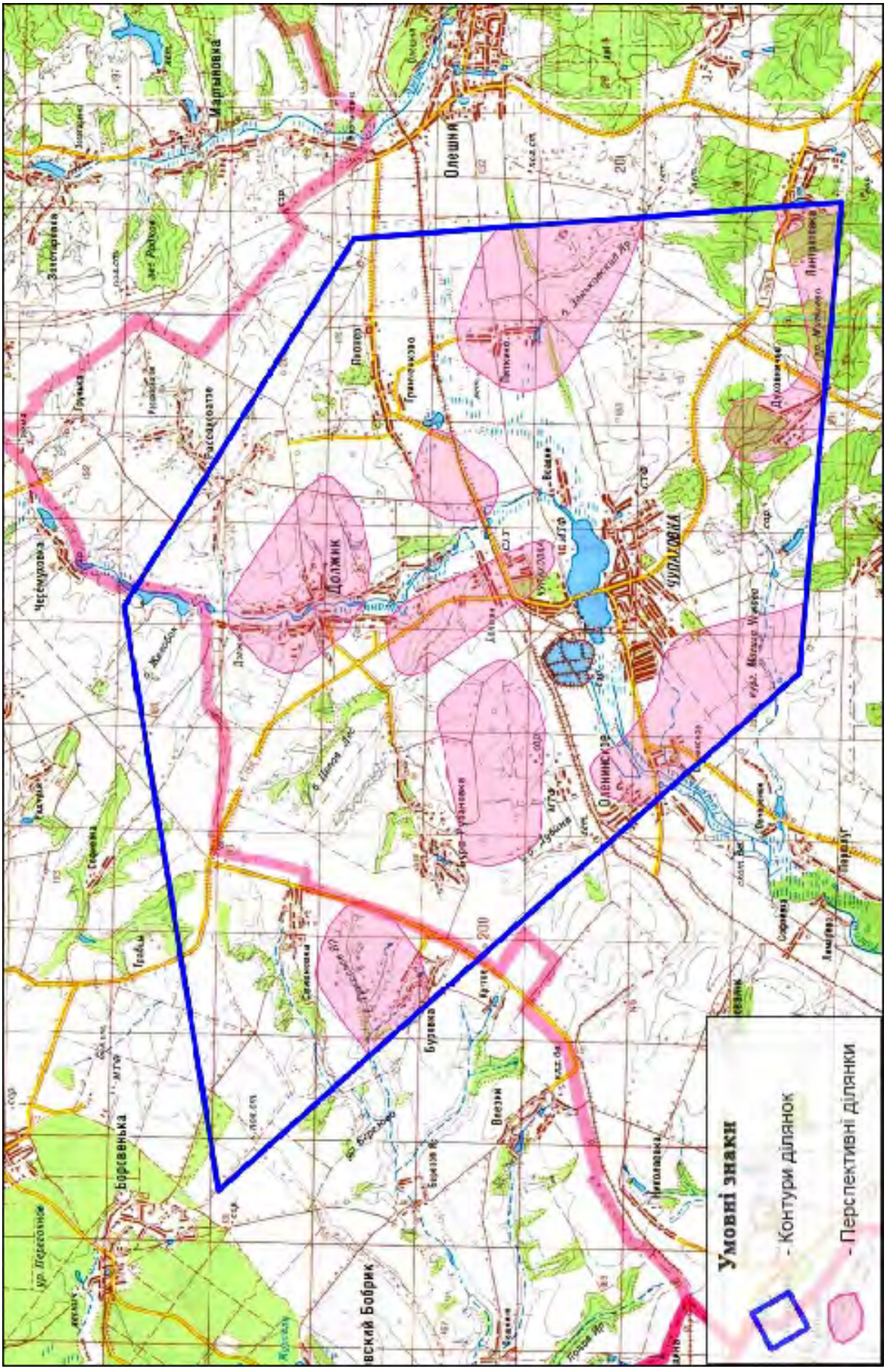


Рис. 8.24. Тарханівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

У межах північної бортової ділянки площі досліджень СТАГГД виділяються п'ять перспективних ділянок. Три із них – Жолобківська, Довжиківська та Пятківська мають дещо більші розміри за площею.

Слід відмітити, що св. Довжиківська-1, яка не виявила продуктивних на нафту та газ гор. знаходиться гіпсометрично нижче відміченої одноіменної перспективної ділянки. Дві невеликі за розмірами перспективні ділянки знаходяться північніше Довжиківської (розташовані на різних берегах річки Ташань). Пятківська перспективна ділянка ймовірно має продовження у південно-східному напрямку й потребує уточнення свого південно-східного обмеження.

Чупахівська перспективна ділянка має продовження в південно-східному напрямку, де розташована св. Чупахівська-2, в якій у керні піднятому з інт. 3201-3216 м присутні залишки нафти.

У крайній північно-східній частині полігону досліджень СТАГГД, у межах північного борту, виділяється перспективна ділянка (південніше св. Чупахівська-1).

21. Базиліївська площа

Зважаючи на структурно-геодинамічні характеристики і термо-атмогеохімічні індикатори, для подальших пошукових робіт рекомендовано 5 перспективних ділянок. На потенційну продуктивність цих ділянок вказують, зокрема, локальні аномалії важких ВВ, що їх оточують (рис. 8.25).

Наявність вуглеводневого насичення в гор. В-20 за даними випробування та в гор. С-5 за даними ГДС в св. Базиліївська-3 та водонасиченість їх в св. Базиліївська-4 чітко фіксується на даних СТАГГД, оскільки контур виділеної перспективної ділянки 1 походить між св. 3 і 4. Можливо вони розділяються тектонічним порушенням. Імовірним є також варіант існування покладу тільки в апікальній частині західного склепіння Базиліївської структури.

Перспективна ділянка 2 виділена в межах північно-східного блоку позитивно оцінює його нафтогазоперспективність. очевидно два тектонічних порушення, які не вдалось протрасувати належним чином із-за відсутності профілів, з'єднуються і утворюють надійних тектонічний екран.

Позитивну оцінку нафтогазоносності має тектонічно-екранований блок західніше св. Базиліївська-1, в якій відмічались нафтогазопрояви в процесі буріння (гор. В-19, В-20), у межах якого за даними СТАГГД виділяється перспективна ділянка 3. Різке обмеження перспективної ділянки в південно-східному напрямку може свідчити про можливу наявність поперечного тектонічного порушення.

Заслуговує на увагу перспективна ділянка 4, яка в плані відповідає Західно-Базиліївській структурі і може свідчити про позитивну прогнозну оцінку нафтогазоносності цього об'єкту.

Наявність обширної перспективної ділянки 5, за даними СТАГГД, у межах західної частини полігону та можливість існування позитивного терасовидного елементу з можливим тектонічним екрануванням за даними сейсморозвідки по дуже рідкій мережі профілів із-за наявності складних поверхневих умов місцевості вказує на можливість існування тут прогнозного нафтогазоперспективного об'єкту.

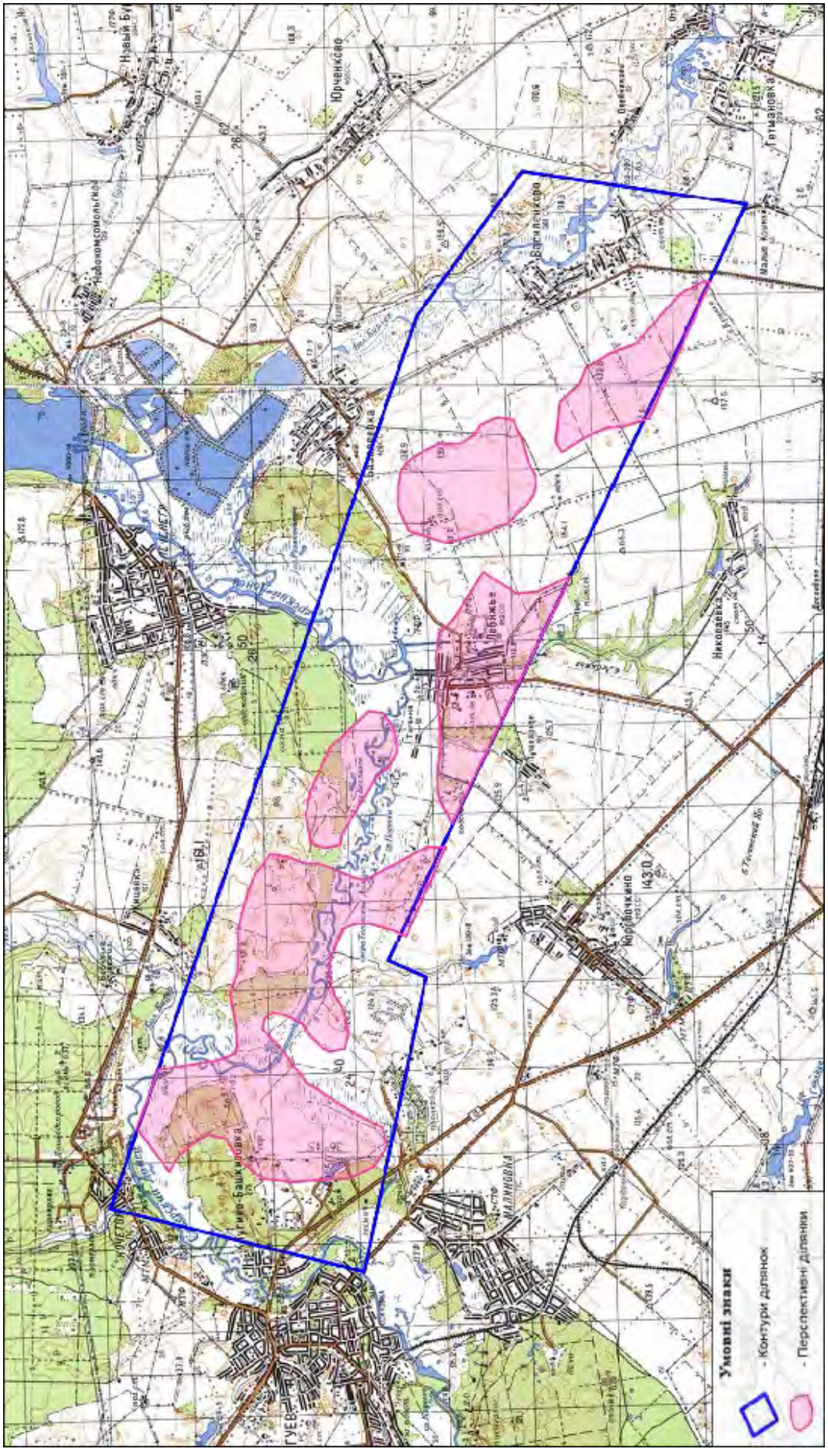


Рис. 8.25. Базилівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень.

22. Островерхівська площа

Ділянку робіт за розподілом показників СТАГГД умовно можна розділити на п'ять частин, у межах яких виділяється 8 ділянок, перспективних на пошуки ВВ (рис. 8.26).

Частина I знаходиться у західній частині ділянки досліджень. Північно-східною границею цієї ділянки є вісь аномалії 6-6, визначеної за результатами еманаційної зйомки. У межах цієї частини виділяється перспективна ділянка 1 складної форми.

Частина II знаходиться на схід від частини I, а границями цієї ділянки із заходу є вісь аномалії 6-6, зі сходу 4-4, визначених за результатами еманаційних досліджень. В межах цієї частини виділяються дві перспективні ділянки складної форми 2 і 3. Перспективна ділянка 2 розташована на північ від незгідного скиду, виділеного за даними сейсморозвідки, а 3 на південь від нього. Вони відокремлюються одна від одної аномалією еманаційних показників та важких ВВ (бутани, гексани).

До північно-західної частини перспективної ділянки 3 приурочена ділянка Бистра Островерхівського родовища; в її межах пробурені св.: 1Б, 20Б-23Б, 62Б, в яких отримано промислові припливи газу і конденсату. Також з цією частиною перспективної ділянки збігається розташування КС 3, визначеної за результатами дистанційних досліджень. Через цю ділянку проходять вісі аномалій, які визначені за важкими ВВ (вісь 14-14) та сумою ВВ (вісь 18-18).

23. Хорошівська площа

На основі аналізу карт розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, використовуючи оригінальні обчислювальні програми нами було проведено деталізація районування території щодо перспектив на пошуки пасток ВВ і складено схему розташування перспективних ділянок (рис. 8.27).

Основними умовами виділення перспективних зон вважались наявність інформативних показників і їх просторовий розподіл, наявність аномальних полів гелію як показників глибинності процесів генерації ВВ і наявність аномальних показників термометричних даних. У межах ділянки досліджень уточнена форма ділянки як перспективна для видобутку ВВ.

24. Західно-Ольгівська площа

На основі комплексного вивчення матеріалів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, використовуючи оригінальні обчислювальні програми проведено районування території досліджень щодо оцінки геодинамічної активності і флюїдопроникності, що дозволило районувати територію досліджень за перспективністю накопичення ВВ, скласти схему розташування перспективних ділянок (рис. 8.28).

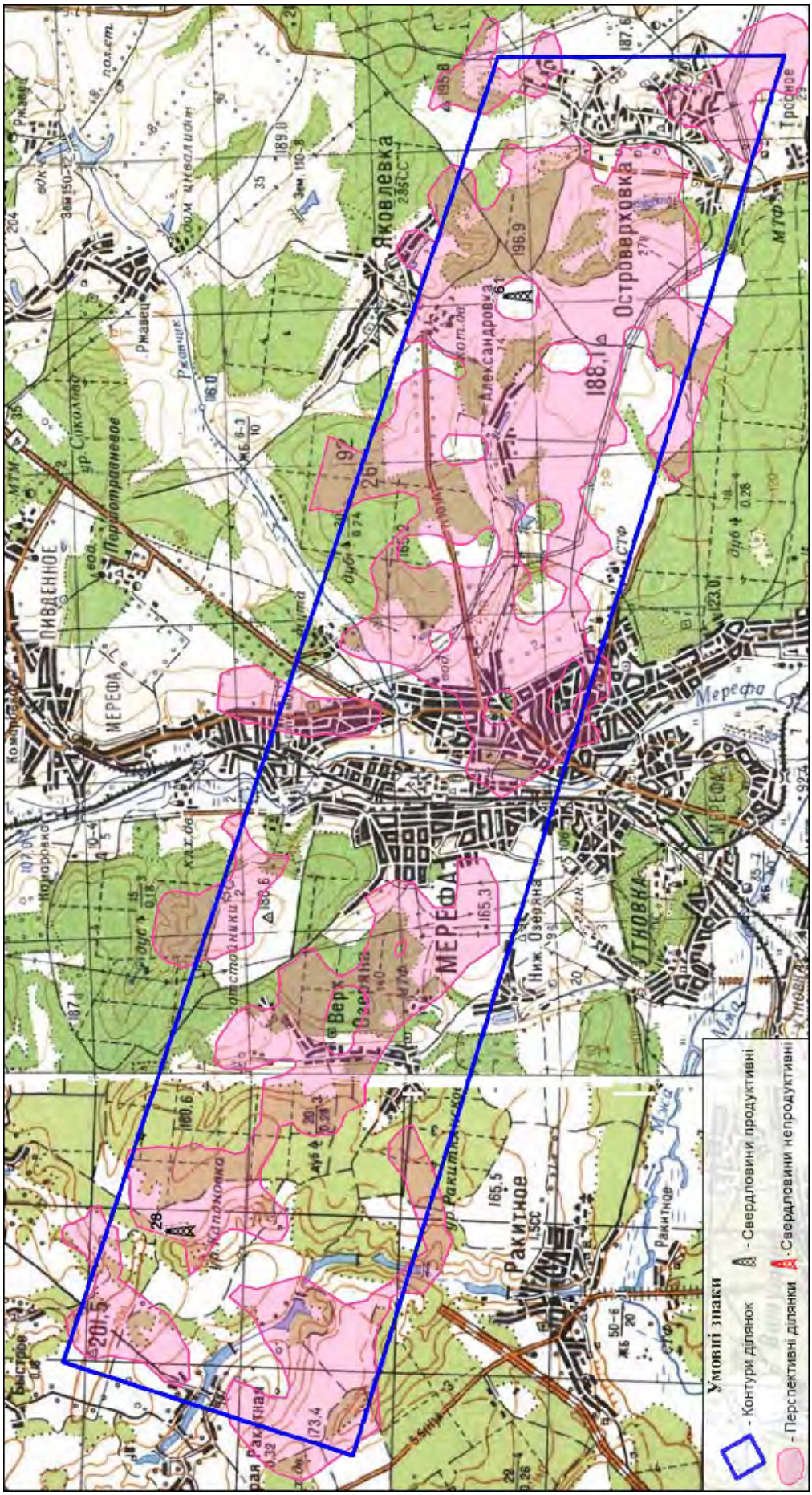


Рис. 8.26. Островерхівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

У межах території досліджень визначено декілька геодинамічно активних і флюїдопроникних ділянок, які віднесено до безперспективних, у межах яких буріння св. не рекомендовано. Такі ділянки простежуються навколо Північно-Яцківської структури, утворюючи кільце з аномальних і підвищених значень вуглеводневих газів і еманаційних показників. У межах самої структури спостерігаються загалом точкові аномалії, або витягнуті вздовж тектонічних порушень, що встановлені за результатами сейсморозвідки.

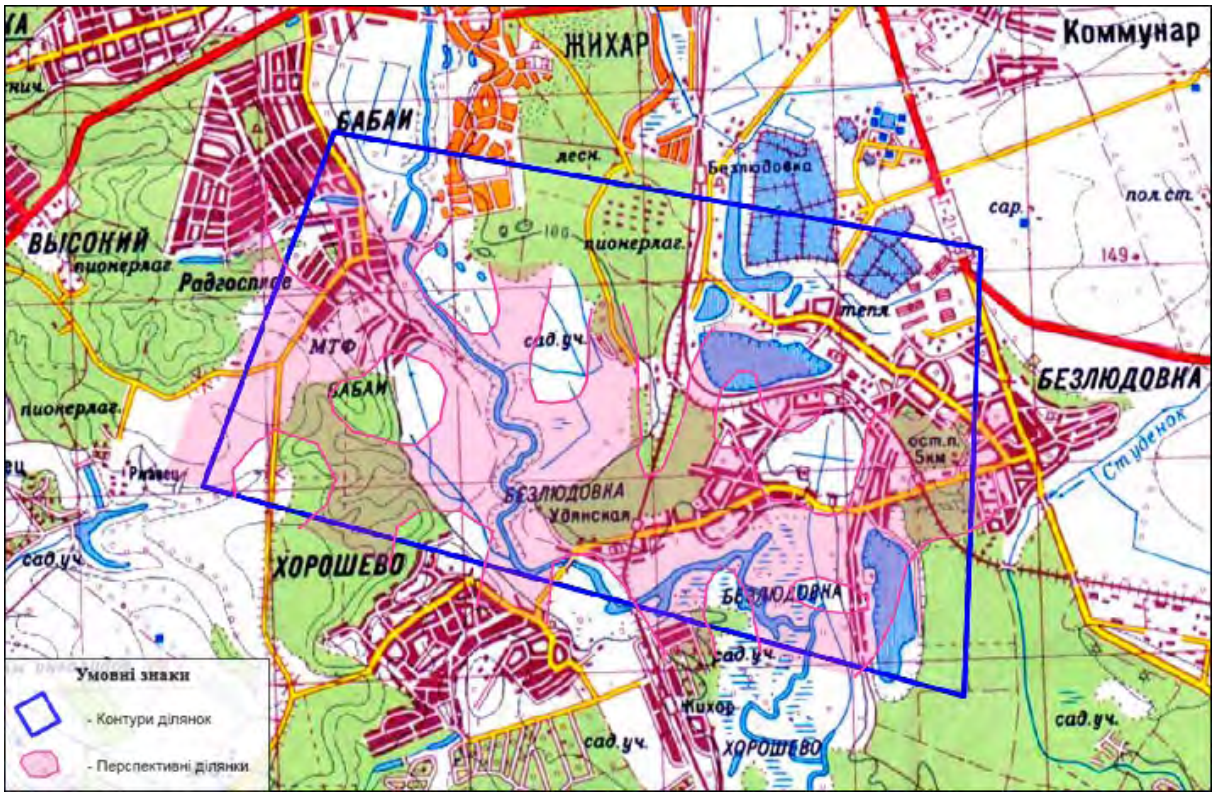


Рис. 8.27. Хорошівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Між Північно-Яцківською і Південно-Зайцівською структурами фіксується зона аномальних значень вуглеводневих і еманаційних показників. У межах самих структур фіксуються фонові значення показників. Східна частина Яцківської структури, визначеної за відбиваючим гор. $Vв_2^2$ в низах верхньовізейських відкладів ($C_1в_2$), збігається з верхньою частиною Північно-Яцківської структури за відбиваючим гор. $Vб_1^1$ в світі C_2^7 відкладів московського ярусу і є перспективною, західна частина структури знаходиться в полі аномальних значень показників СТАГГД.

Розівська структура за даними СТАГГД поділяється на дві частини: східна, де фіксуються загалом фонові значення показника, і західна – з аномальними значеннями показників СТАГГД.

Пошуково-розвідувальна св., пробурена в перспективному контурі, виявилась непродуктивною.

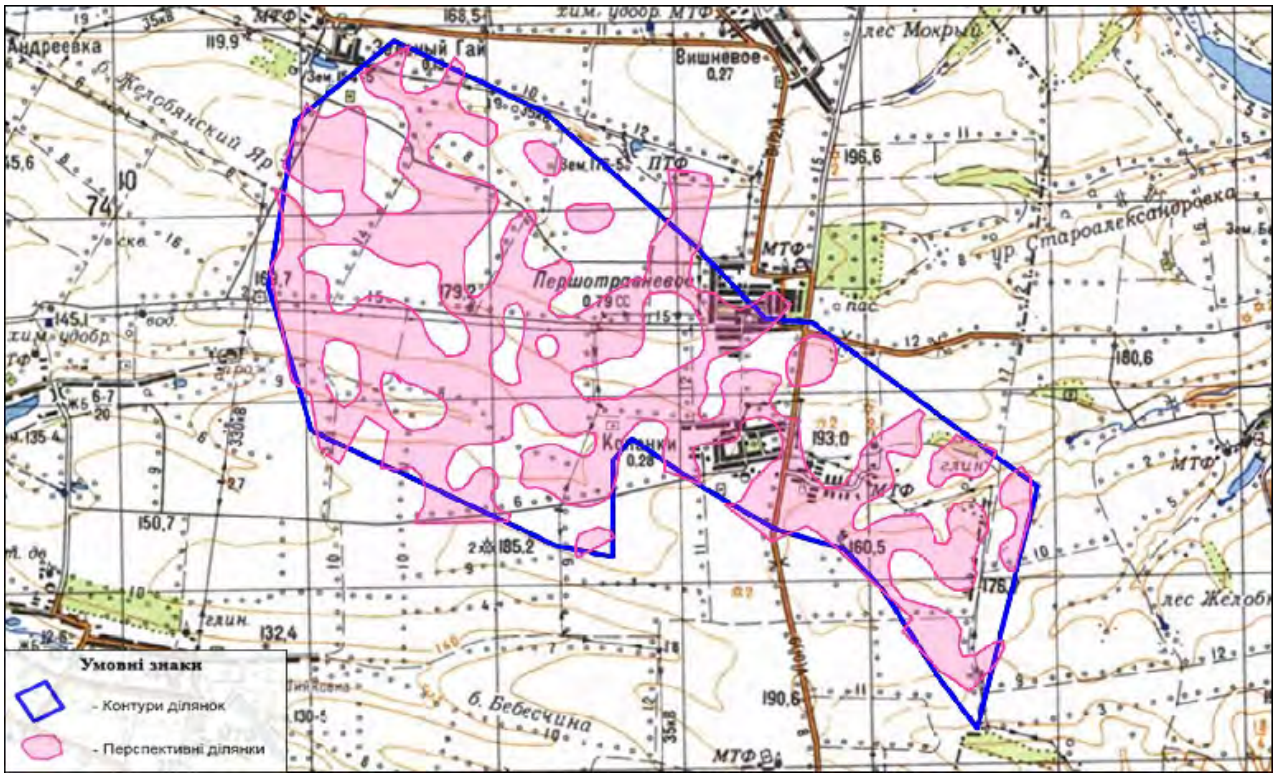


Рис. 8.28. Західно-Ольгівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

25. Морозівсько-Савинська площа

З північного-заходу на південний схід, у межах Морозівсько-Савинської ліцензійної ділянки, виділяється 5 нафтогазоперспективних ділянок, які, в основному, мають північно-західне простягання, як і майже усі структурно-тектонічні елементи цієї тектонічної зони (рис. 8.29).

Одна перспективна ділянка виділена в південно-західній кутовій частині ліцензійної площі.

З північного-заходу та південного-заходу ділянка замикається на контур ліцензійної площі з можливою тенденцією розвитку в південно-західному напрямку. З півночі вона обмежена зворотно-ступінчатим скидом, а з південного-сходу – лінією, яка не корелюється ні з яким структурно-тектонічними елементами і, скоріше за все, приурочена до лінії заміщення колекторів в цьому напрямку.

Друга перспективна ділянка має незначні розміри і локалізується на південному схилі Морозівсько-Савинського структурного валу, на північ від пробуреної св. Морозівська-1, яка вважається непродуктивною, хоча є дані, що при випробуванні ПГ М-6 отриманий приплив газу склав 8,2 тис. м^3/добу. З півночі перспективна ділянка 2 обмежена малоамплітудним тектонічним порушенням.

У межах північно-східної частини ліцензійної площі вздовж виділеного сейсморозвідкою тектонічного порушення незначної амплітуди виділяються перспективні ділянки, приурочені до складок у межах північної частини Морозівсько-Савинського валу.

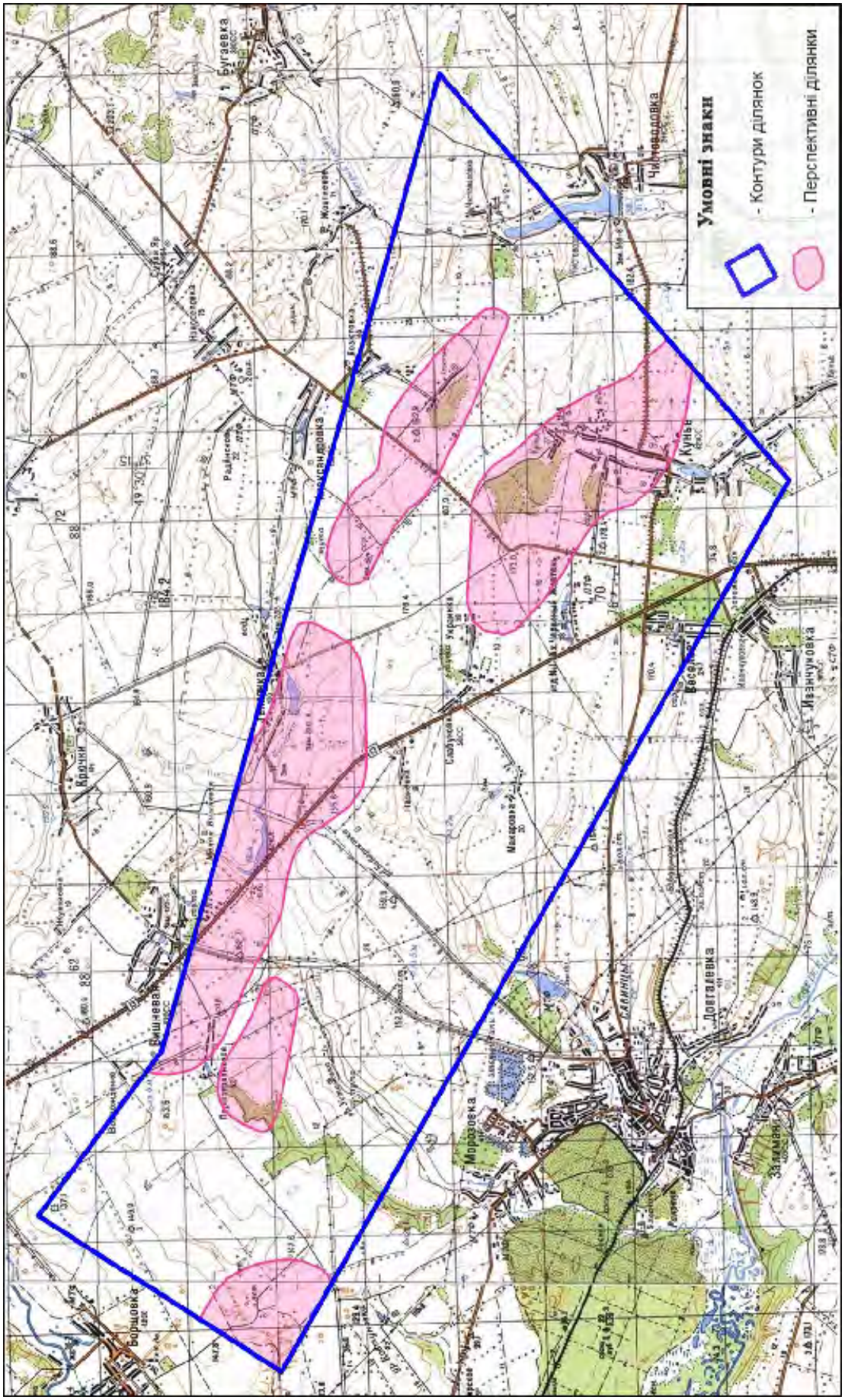


Рис. 8.29. Морозівсько-Савинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Враховуючи структурно-тектонічну позицію ділянки досліджень та характер розподілу геохімічних параметрів можна вважати, що перспективні ділянки 2 і 3 розділяються в районі тектонічного порушення, яке насамперед може бути екраном для ВВ.

Ще одна перспективна ділянка не має різного обмеження зі сходу й характеризується поступовим зменшенням позитивних геохімічних показників.

Перспективна ділянка 5 розташована в межах південно-східної частини ліцензійної ділянки, має північно-західне простягання. Враховуючи структурно-тектонічну позицію ділянки досліджень, вона приурочена до можливої тектонічно екранованої зони, яка з північного-сходу обмежується тектонічним порушенням (згідний скид) і, очевидно, розповсюджується в південно-східному напрямку за межі ліцензійної площі.

8.1.2. ДНІПРОВСЬКИЙ ГРАБЕН ДДА

У межах Дніпровського грабена знаходиться один полігон досліджень СТАГГД (Скоробагатьківський), дванадцять площ досліджень СТАГГД (Скоробагатьківська, Східно-Олексіївська, Хижняківська, Будівська, Ливенська, Північно-Орільська, Південно-Орільська, Керносівська, Західно-Левенцівська, Східно-Решетняківська, Західно-Вільшанська й Корульська, а також ділянка досліджень СТАГГД – Броварки).

Структурно-тектонічний поділ Дніпровського грабена ДДА наступний. Дніпровський (Центральний) грабен ДДА, тектонічний елемент ДДА, структура II порядку складається з півночі на південь з тектонічних елементів Дніпровського грабена: Північної прибортової зони, Привісьової зони Дніпровського грабена та Південної прибортової зони.

Враховуючи величезні глибини залягання порід докембрійського кристалічного фундаменту (22 км), в Дніпровському грабені ДДА освоєні глибини лише до 5,0-5,5 км.

Буріння на глибину 6000 м та глибше завершилося в ДДЗ (Центральний (Дніпровський) грабен) відкриттям 17 газових і газоконденсатних родовищ з їх промисловими покладами в пісковиках карбону на глибинах 5507-6287 м.

26. Скоробагатьківський полігон СТАГГД

Полігон містить Скоробагатьківське нафтогазоконденсатне родовище та територію Пісочанського штоку. Останній потребує більш детальних досліджень СТАГГД, оскільки на його периферії виділено чотири нові перспективні ділянки.

Підсумкова оцінка нафтогазоперспективності Скоробагатьківської площі відображена на карті просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки ВВ на Скоробагатьківській площі (рис. 8.30). Виділені в межах Скоробагатьківської структури та однойменного родовища – одна, значна за площею ділянка, перспективна на пошуки покладів ВВ, і чотири ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ в обрамленні Пісочанського соляного штоку.

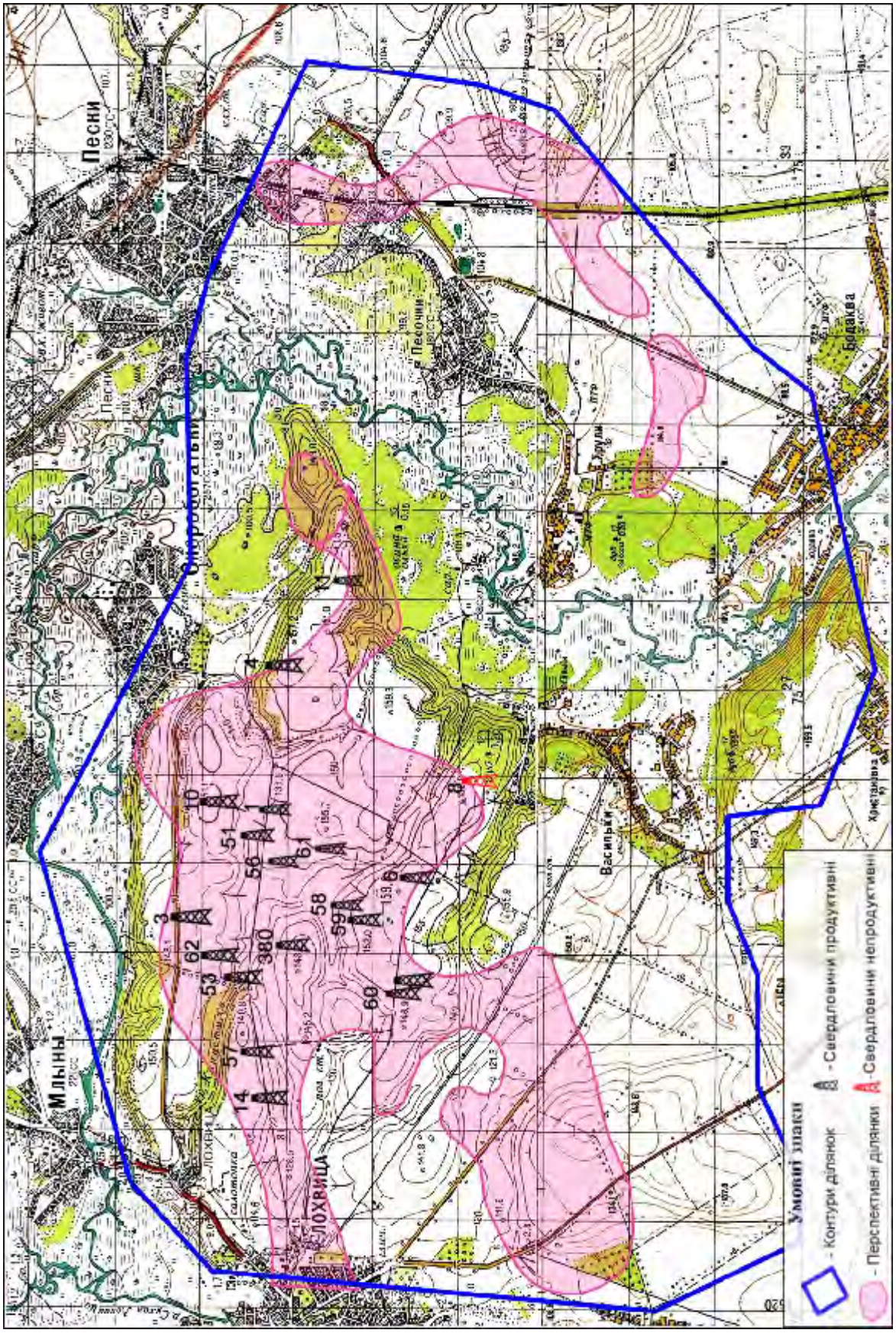


Рис. 8.30. Скоробагатьківське родовище (Пісочанська площа). Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

За результатами досліджень доведено, що всі 20 продуктивних св. закартовані в перспективних площах за СТАГГД, одна непродуктивна св. розташована за межами прогнозно-перспективних площ. Коефіцієнт успішності за СТАГГД склав 100%.

Потрібно звернути увагу на приштокові зони, де за СТАГГД виділено 3 ділянки, перспективні на пошуки ВВ.

27. Східно-Олексіївська площа

В результаті проведених на Східно-Олексіївській площі досліджень СТАГГД було виділено три ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ (рис. 8.31). На найбільшій із них за площею запропоновано було здійснити пошукове буріння.

Пропозиція була врахована виконавцями бурових робіт. Проте у подальшому місцеположення проектної св. Східно-Олексіївська-1 було змінено у зв'язку з одержанням додаткових сейсмічних матеріалів на північний захід від проектної св., місцеположення якої обґрунтовувалося даними СТАГГД. Вважалося, що нове місце закладання проектної св. буде більш сприятливим у зв'язку з наближенням до штоку і існуванням «козирка». Але св. не підтвердила цих побудов і був одержаний негативний результат, тому що св. пробурена за межами перспективних площ за СТАГГД.

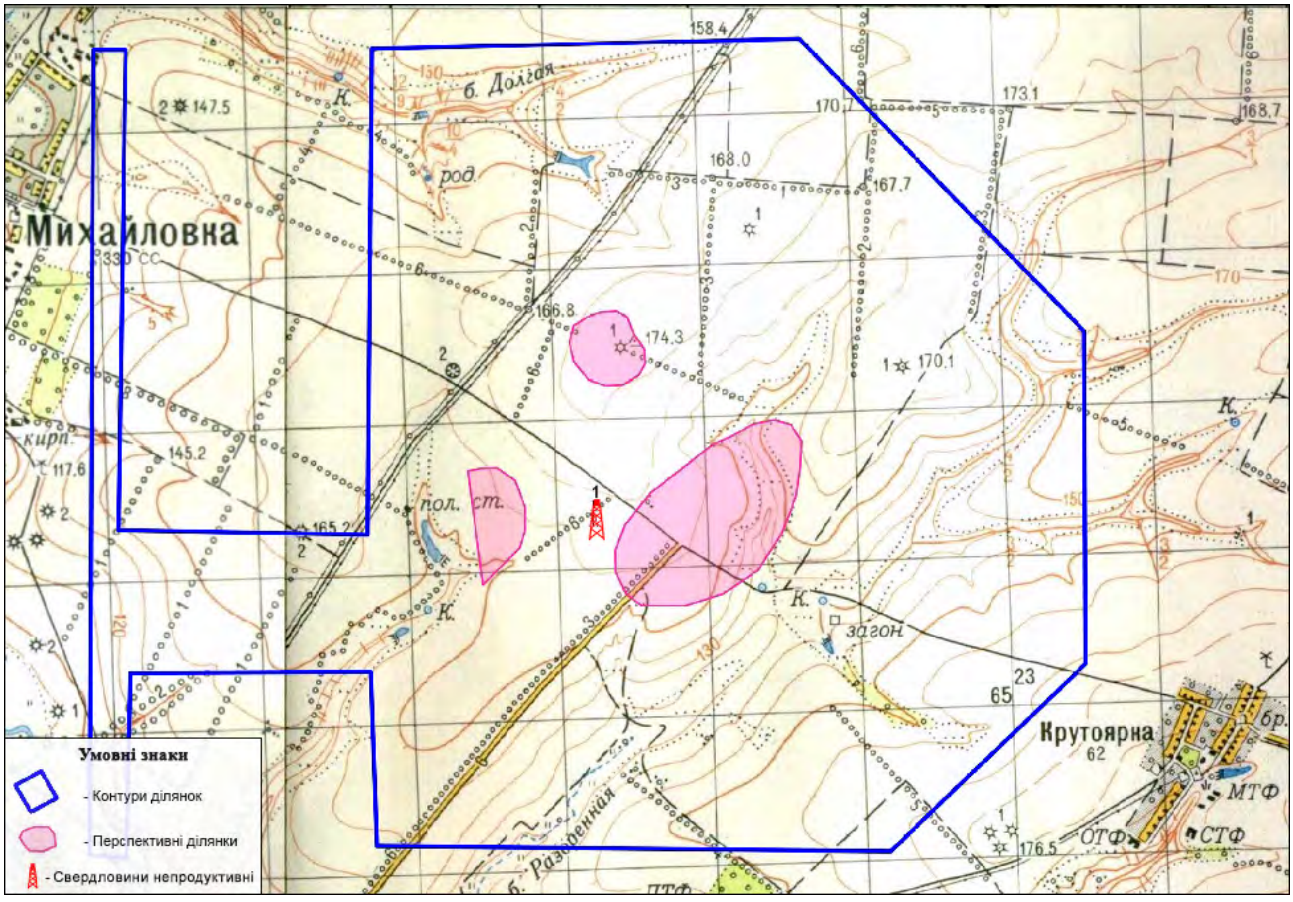


Рис. 8.31. Східно-Олексіївська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

28. Хижняківська площа

За результатами комплексних досліджень СТАГГД побудований графік розподілу температурних та атмогеохімічних даних на профілі Пр.1, що проходить з півдня, через Західно-Козіївське родовище ВВ, і далі на північ, з перетином Хижняківської структури, а також карта просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ на Хижняківській площі (рис. 8.32).

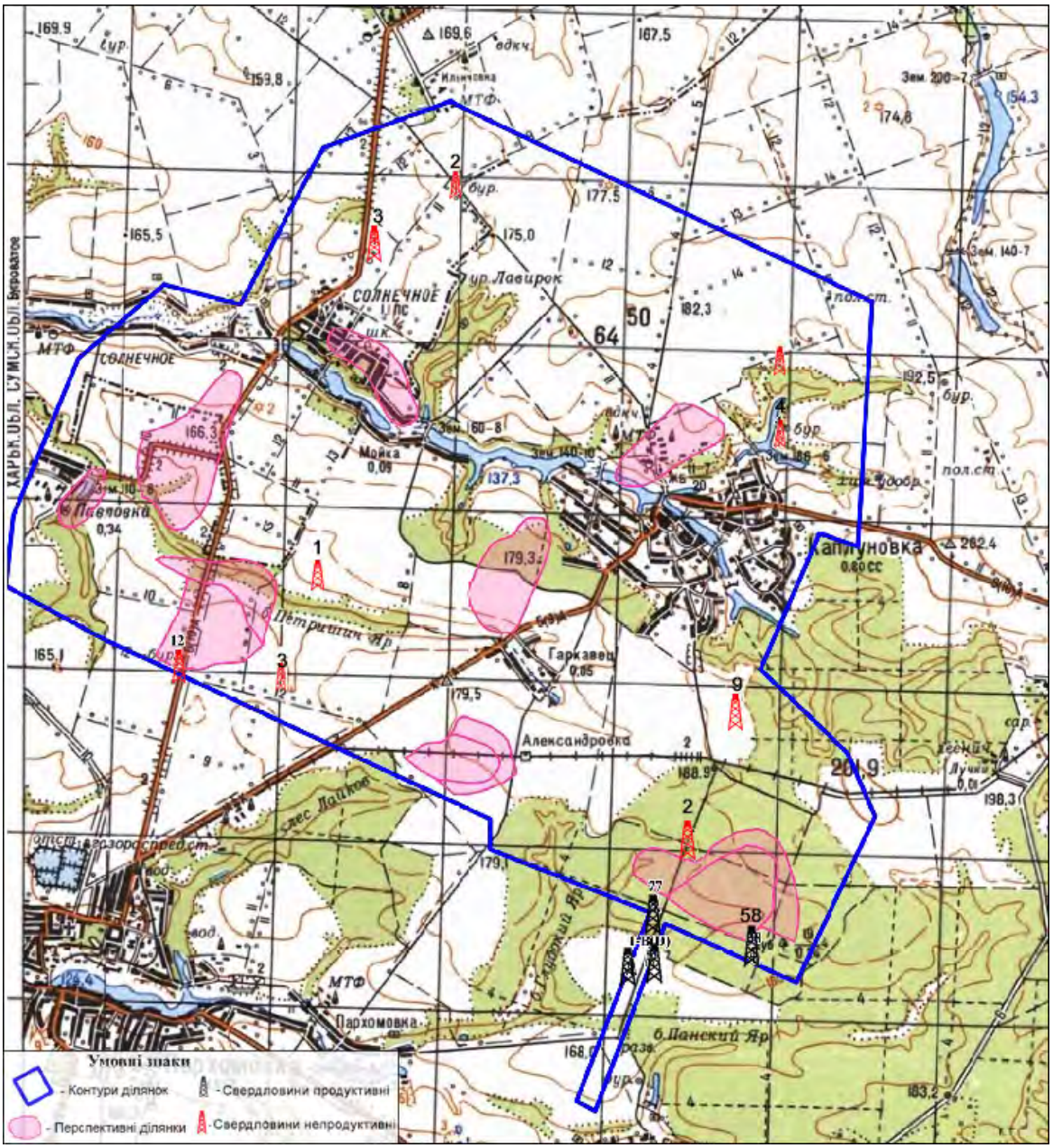


Рис. 8.32. Хижняківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Недостатня інформативність структурно-тектонічних та атмогеохімічних даних дозволяє виділити на Хижняківській площі 4 ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ (у межах Каплунівської та Іванівської структур, а також на північ від Західнокозіївського родовища). Крім того, виділено 6 площинних комплексних атмогеохімічних аномалій. Як перспективні на пошуки пасток

ділянки, так і атмогеохімічні аномалії потребують крупномасштабних площинних досліджень СТАГГД, а ділянки – профільних сейсморозвідувальних робіт для з'ясування їх природи та можливості більш надійної оцінки нафтогазоперспективності.

29. Будівська площа

За даними польових досліджень, обробки та інтерпретації матеріалів та даних СТАГГД складена карта просторового розміщення ділянки, перспективної на пошуки пастки ВВ на Будівській площі (рис. 8.33). Ділянка виділена в західній крайовій частині Будівської структури. Св.-1 знаходиться на східній межі ділянки. У західній частині площі досліджень виділена значна за площею площинна комплексна атмогеохімічна аномалія нез'ясованої природи. Крім того, на карту винесено 5 точкових атмогеохімічних аномалій також нез'ясованої природи.

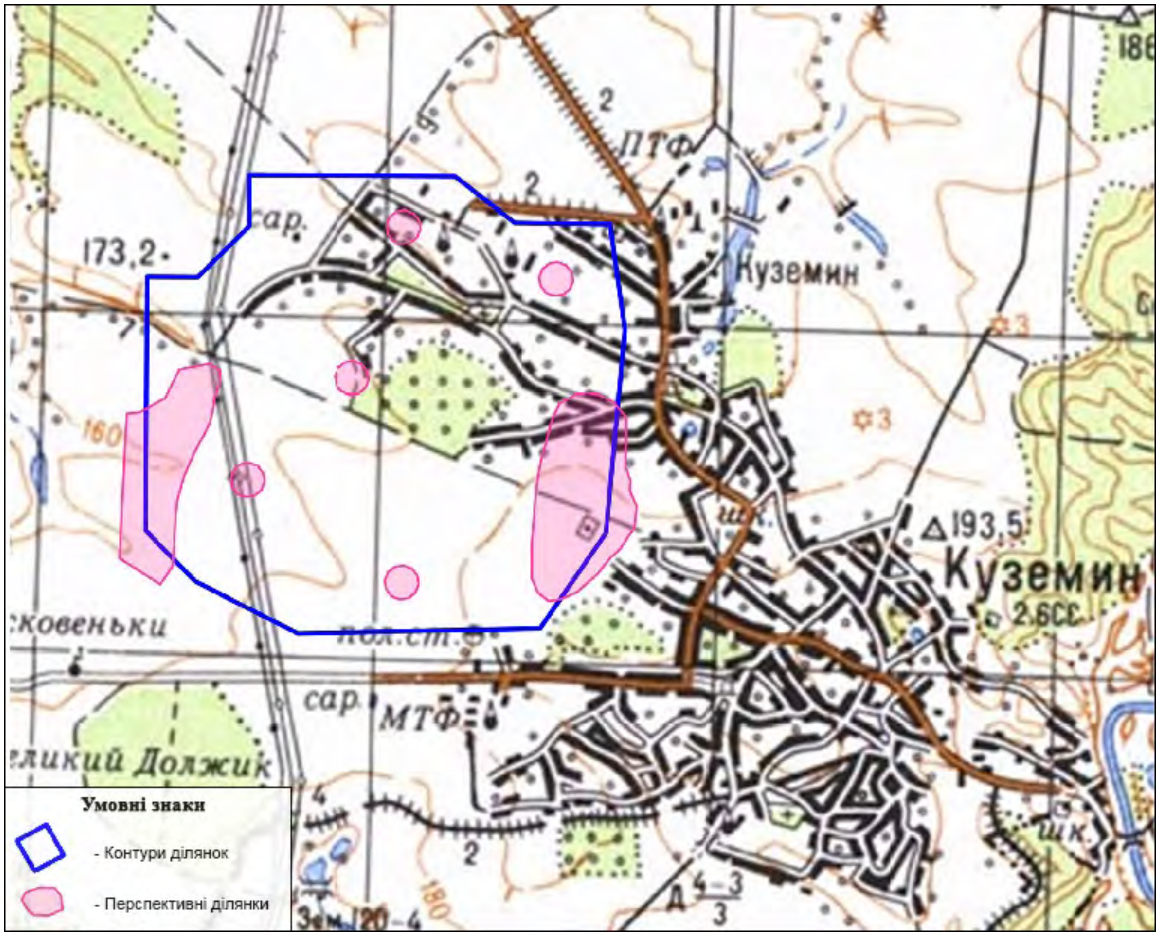


Рис. 8.33. Будівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Як ділянка, перспективна на пошуки пастки ВВ, так і атмогеохімічні аномалії потребують проведення додаткових, більш детальних досліджень СТАГГД з метою більш впевненого та обґрунтованого визначення їх перспективності на пошуки ВВ.

30. Ділянка Броварки

За результатами польових досліджень та обробки даних СТАГГД складена карта просторового розміщення ділянки, перспективної на пошуки пастки ВВ на ділянці «Броварки» (рис. 8.34).

Завірка бурінням не проводилась.

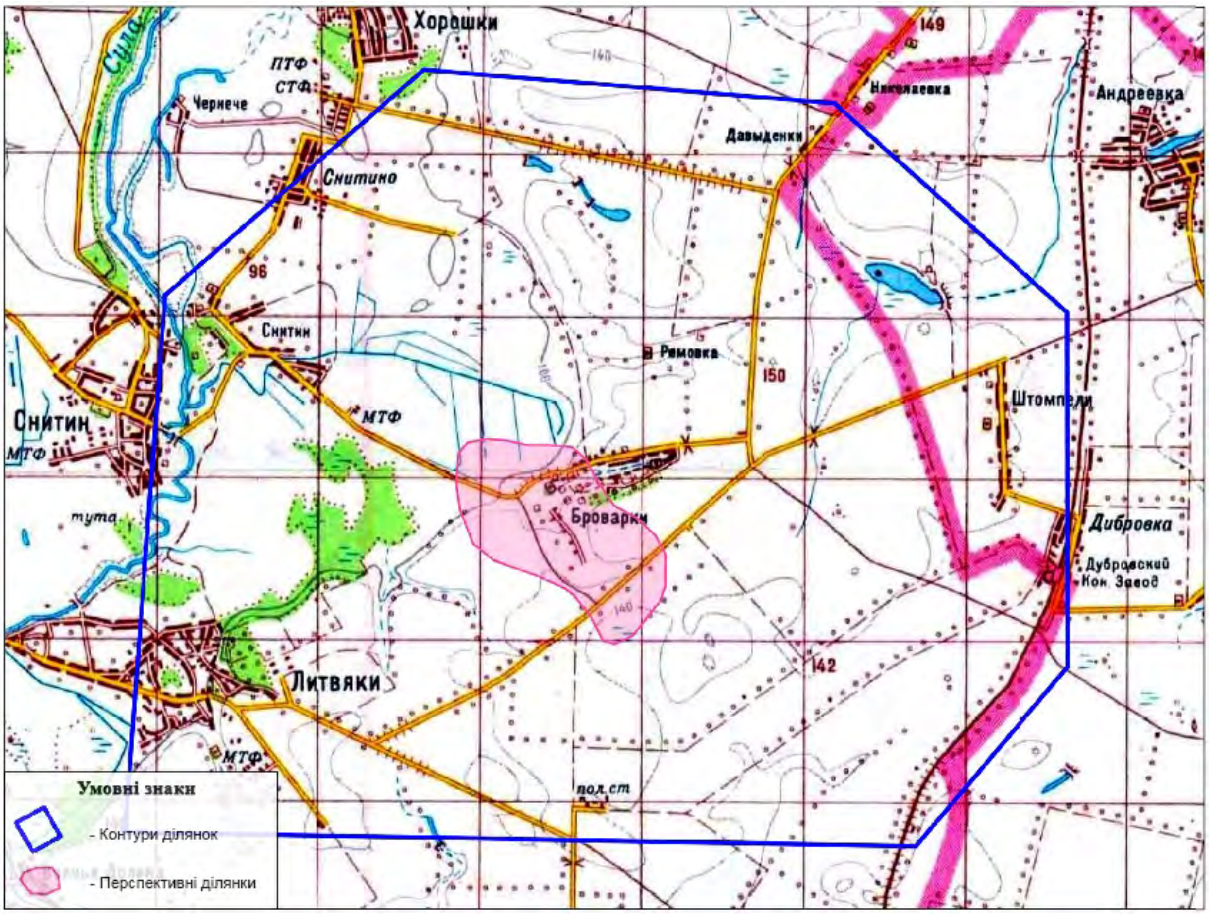


Рис. 8.34. Ділянка Броварки. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

31. Ливенська площа

За даними польових досліджень СТАГГД та результатами їх комплексної обробки, з урахуванням структурно-тектонічної позиції Ливенської площі складена карта просторового розміщення ділянок різних рівнів нафтогазової перспективності: ділянка, перспективна на пошуки покладів ВВ, прогнозно-перспективна ділянка на пошуки ВВ, ділянка, перспективна на пошуки пасток ВВ, які просторово приурочені до поперечного пологого флексуроподібного перегину уздовж лінеаментної (здвигової) зони північно-східного простягання (рис. 8.35).

Завірка бурінням не проводилась.

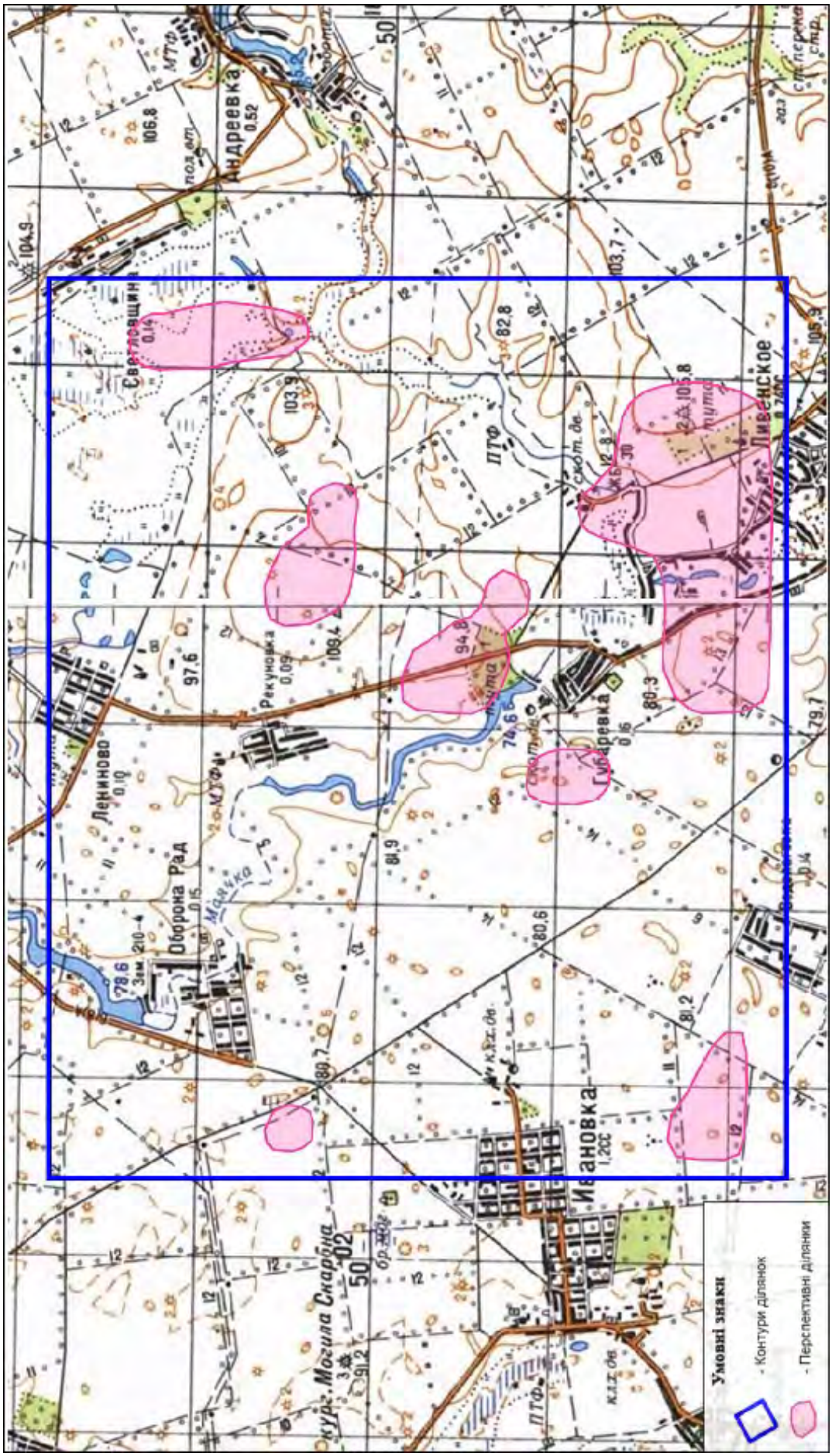


Рис. 8.35. Ливенська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

32. Ватажківська площа

Зважаючи на структурно-геодинамічні характеристики і термо-атмогеохімічні індикатори, для подальших пошукових робіт рекомендовано 5 перспективних ділянок. На потенційну продуктивність цих ділянок вказують характеристики розподілу температури ґрунтів, прилегле розташування еманаційних аномалій, а також, зокрема, локальні аномалії важких ВВ, що їх оточують (рис. 8.36).

Завірка бурінням не проводилась.

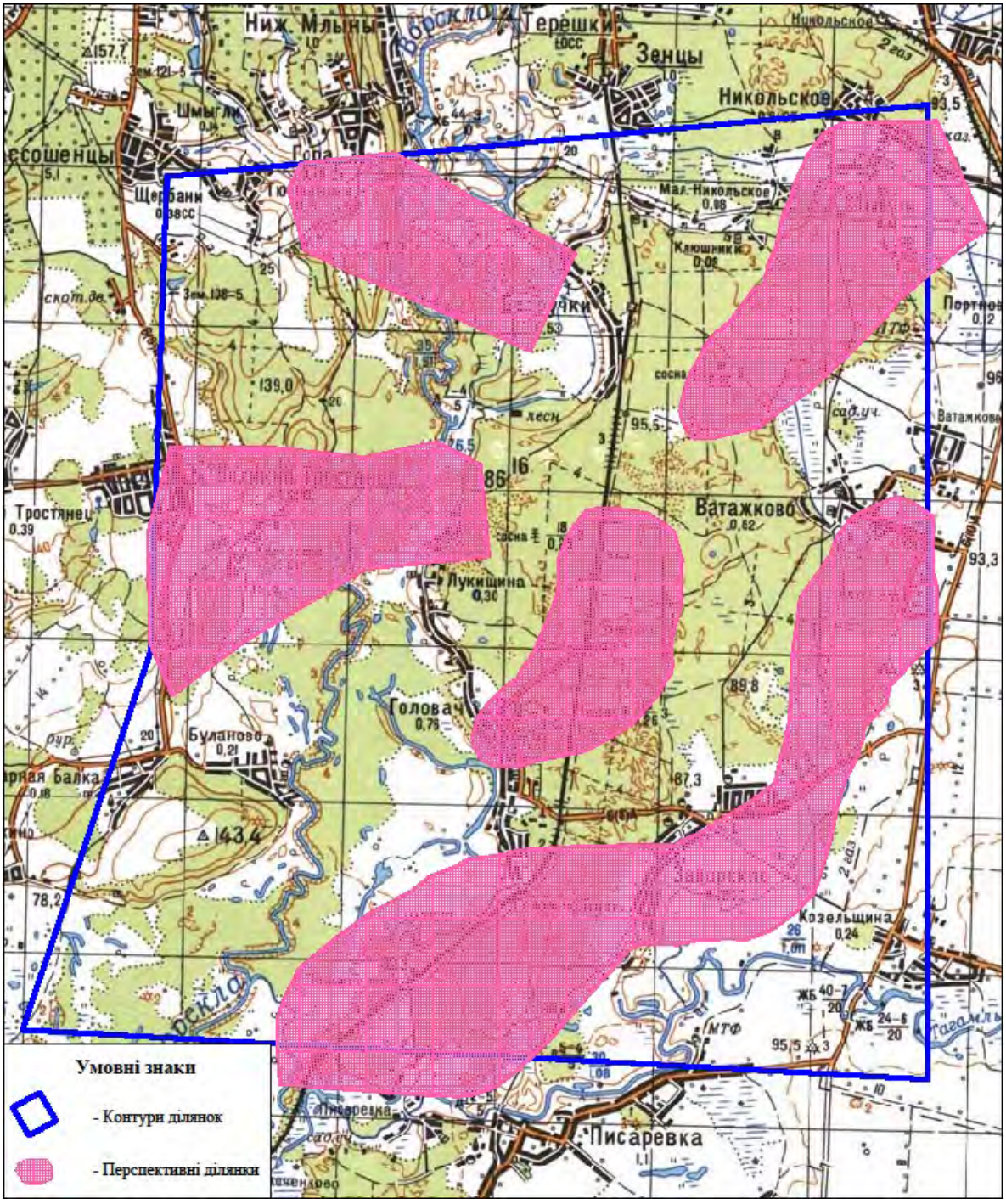


Рис. 8.36. Ватажківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

33. Будищанська площа

Зважаючи на структурно-геодинамічні характеристики і термо-атмогеохімічні індикатори, для подальших пошукових робіт рекомендовано 6 перспективних ділянок (рис. 8.37). На потенційну продуктивність цих ділянок вказують характеристики розподілу температури ґрунтів, прилегле розташування еманаційних аномалій, а також, зокрема, локальні аномалії важких ВВ, що їх оточують.

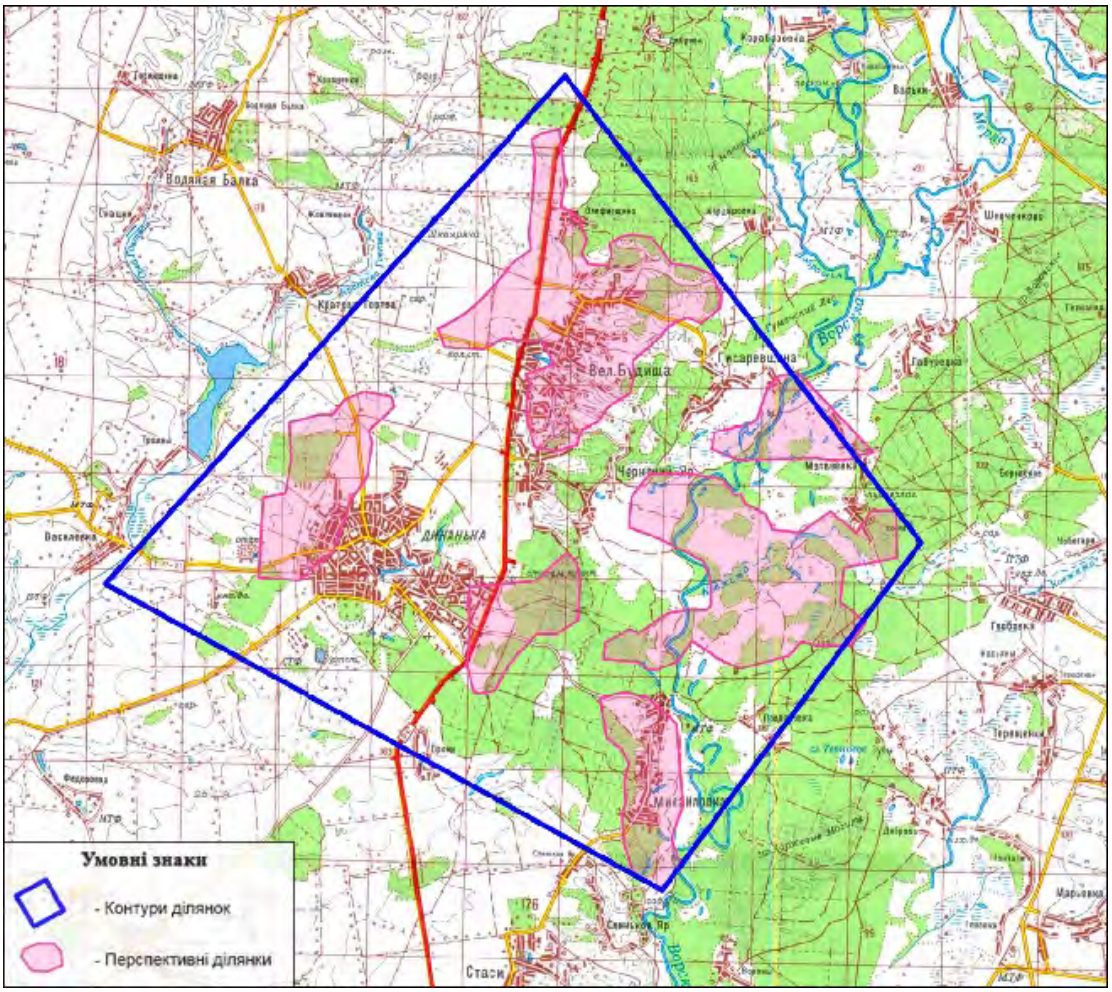


Рис. 8.37. Будищанська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

1 ділянка – ізометричної форми, знаходиться на північ від Будищанського штоку і за структурним планом збігається з западиною, яка відокремлює Опішнянське родовище від Будищанського штоку.

2 ділянка – невелика за розмірами, розташована на північний схід від Будищанського соляного штоку. Розміри ділянки обмежені газовими аномаліями, які простежуються вздовж розломів, визначених за даними сейсморозвідки. Відсутність спостережень за межами площі досліджень не дозволяє оконтурити ділянку повністю.

3 ділянка – найбільша, ізометричної форми, знаходиться на схід від Будишанського соляного штоку. Північною границею є порушення, яке за даними еманаційних і газових досліджень є проникним, а з півдня вона обмежується зоною, вздовж якої простежуються газові аномалії (метану, етану,

пропану). Порушення, визначене за даними сейсморозвідки й проходить через перспективну ділянку, ні в еманаційному, ні в газовому полі не фіксується, що дозволяє зробити висновок про його слабку флюїдопроникність і геодинамічну пасивність на сучасному етапі.

4 ділянка – розташована на південний схід від Будищанського соляного штоку й має витягнуту в меридіональному напрямку форму.

5 ділянка – знаходиться в межах Будищанського штоку. Ця ділянка з усіх боків облямована аномаліями ВВ газів з відсутністю їх в межах визначеної ділянки. Це вказує на існування покришки.

6 ділянка – знаходиться на захід від Будищанського штоку. У цілому, це геодинамічно активна зона, але в її межах було визначено геодинамічно пасивний блок, навколо якого фіксуються аномальні концентрації вуглеводневих газів.

Завірка бурінням не проводилась.

34. Семенцівсько-Абазівська площа

Виконана прогнозна оцінка газоносності та геодинамічної активності ділянки досліджень, що дозволило районувати територію за перспективністю на виявлення ділянок скупчень ВВ і визначити 7 ділянок за даними СТАГГД (рис. 8.38).

Перша ділянка знаходиться в межах Родниківського родовища. Це родовище виділяється підвищеною газоносністю в межах родовища й за його межами. За еманаційними показниками в його межах фіксується декілька еманаційних аномалій. (у тому числі в межах продуктивних св.). Перспективна ділянка охоплює як саме родовище, так і виходить за його межі.

Границі визначеної перспективної ділянки обмежуються підвищеними значеннями еманаційних газів і підвищеною концентрацією вуглеводневих газів.

Друга й третя ділянки виділяються в межах Семенцівського родовища. Ці дві ділянки відокремлені одна від одної геохімічними й еманаційними аномаліями. Границі розповсюдження перспективних ділянок обмежують еманаційні й газові аномалії.

Четверта невелика за розмірами ділянка містить 4-Абз св. Як й інші її обмежують еманаційні й геохімічні аномалії, в межах самої визначеної ділянки показники фонові.

П'ята ділянка складної форми визначена в межах Абазівського родовища. На відміну від інших родовищ, на периферійній частині цього родовища добре фіксуються вуглеводневі аномалії. За розподілом еманаційної зйомки й геохімічних аномалій добре фіксується порушення, яке відокремлює Абазівське родовище від Семенцівського.

Шоста й сьома невеликі за розмірами перспективні ділянки фіксуються в межах Макарцівського родовища.

Завірка бурінням не проводилась.

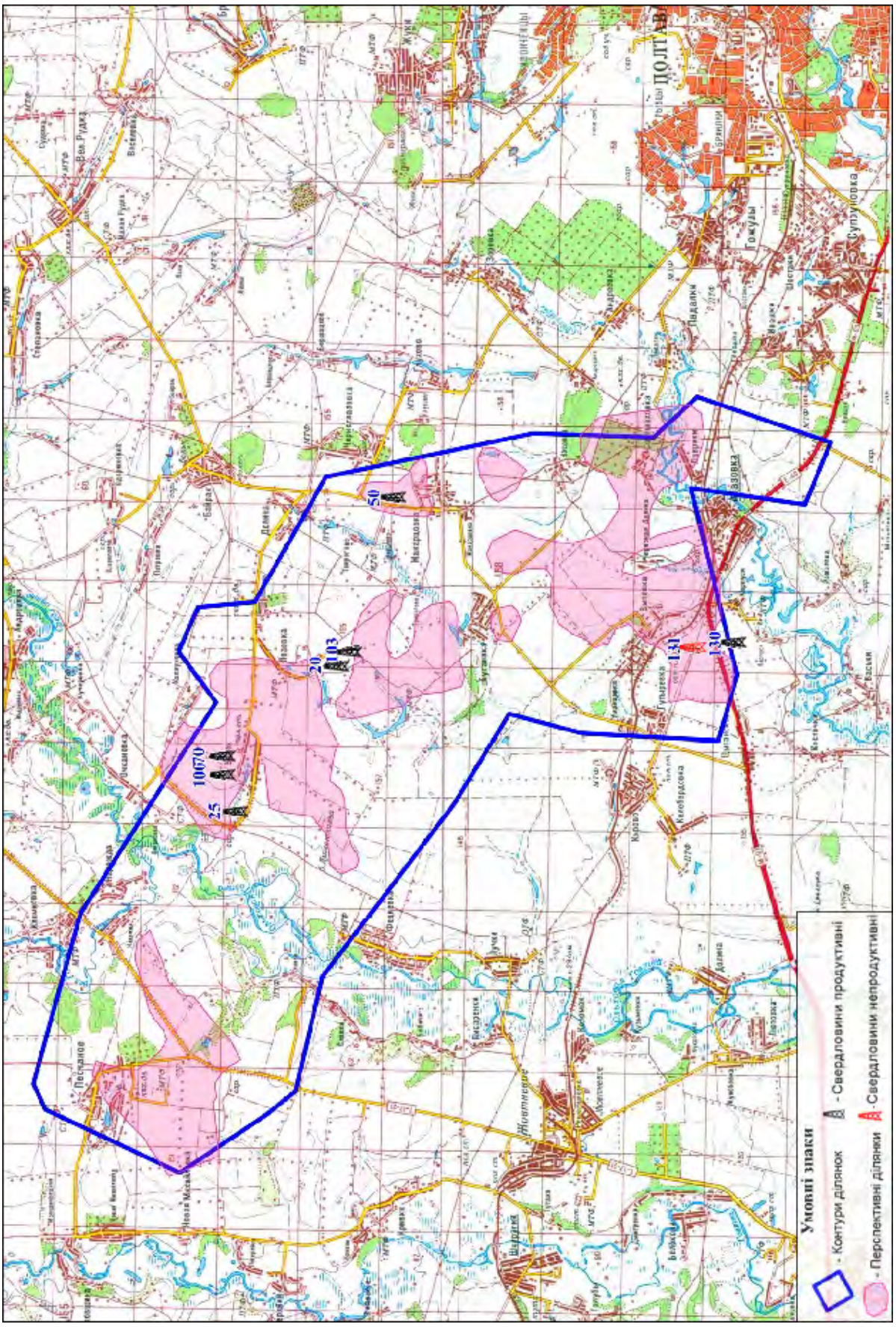


Рис. 8.38. Семенцівсько-Абазівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

35. Східно-Семиренківська площа

Контури перспективних ділянок СТАГГД винесено також на структурні побудови різних років і звітів (рис. 8.39).

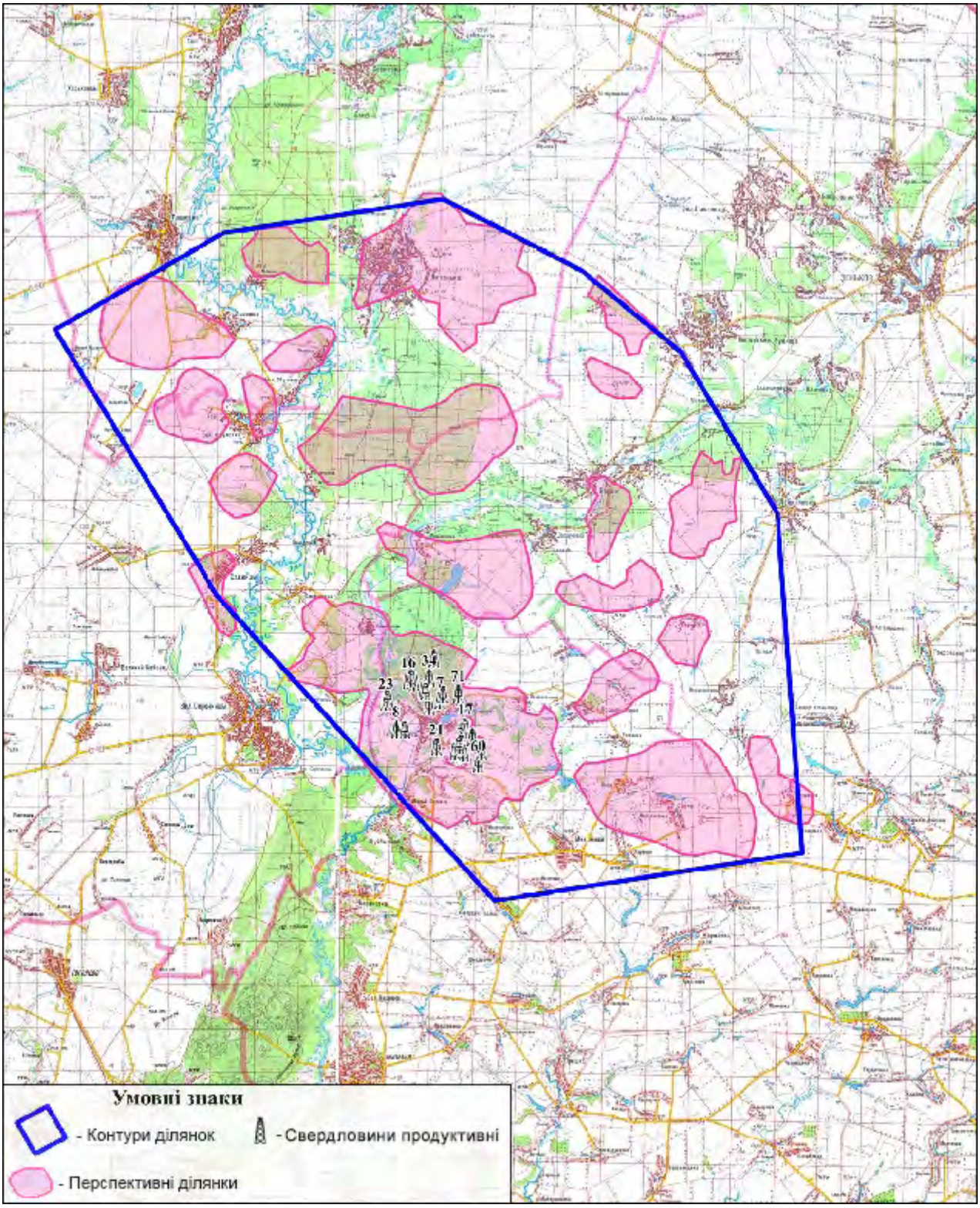


Рис. 8.39. Східно-Семиренківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

У межах території досліджень визначено 20 перспективних ділянок складної форми для пошуків ВВ. Умовами їх виділення вважалась наявність фонових полів, виділених за результатами аналізу матеріалів еманаційних та геохімічних досліджень і підвищених значень за результатами термометричних досліджень.

Ділянки 1-2, 4-7 розташовані в межах ділянки, де знаходяться лінійно витягнуті аномалії радону, торону й вуглеводневих показників загального північно-західного і субмеридіонального напрямку. Розташування перспективних ділянок припадає на структури: Перевозівська (ділянка 4), Лисівська (ділянка 1), Обухівська (ділянка 6), продовження структури Жемчужна (ділянка 2), північний схил Березоволуцького прогину (ділянка 1, 5), замикання Березоволуцького прогину (ділянка 7).

Ділянки 3, 8, 9, 10, 13, 14 розташовані по периферії і в межах ділянки, де зафіксовано високі значення еманаційних показників.

Розташування ділянки 3 збігається з Лютенською структурою, ділянка 8 з Бірківською структурою, 10 з Ривнінською, 9 з підняттям розташовуваним на схід від Малообухівського прогину, 13 збігається з південно-східним склепінням Юхнівської структури, 14 з східною частиною Юхнівської структури і біогермною спорудою. Ділянки 3, 8, 9, 10 розташовані по периферії Малообухівського прогину.

Розташування ділянки 11 збігається з східною частиною Кошевойської структури.

Ділянка 16 охоплює Семиренківське родовище, в східній частині якого фіксуються площові аномалії легких гомологів метану. Для виділення цієї ділянки було використано аномальні значення важких ВВ, які для цього родовища утворюють «хало» ефект, а над західною і східною частиною родовища існує вуглеводнева «шапка». Св. 3 цього родовища знаходиться в межах впливу радонової аномалії.

Розташування ділянки 17 припадає на западину, розташовану між Сулимівською та Вертільською структурами. Виділена по кільцевому розподілу навколо неї вуглеводневих показників.

Розташування ділянки 18 частково збігається з біогермними спорудами.

Ділянка 19 частково охоплює Вертільську структуру й продовжується на південь від неї.

Розташування ділянки 20 збігається з північно-західною частиною Західно-Солохівської структури.

З 29 пробурених продуктивних св. 29 потрапляють у перспективні ділянки.

Орільківсько-Самарський район досліджень СТАГГД (межиріччя рр. Орельки й Самари) містить наступні площі досліджень СТАГГД: Північно-Орільську, Південно-Орільську, Керносівську, Західно-Левенцівську. В районі відкриті Левенцівське й Катеринівське газоконденсатні родовища. Перспективи нафтогазоносності дослідженої частини південної прибортової зони пов'язуються в основному з відкладами нижнього і середнього карбону. Нижньокам'яновугільний комплекс є регіонально нафтогазоносним.

Непромислові притоки газу отримано також з верхнього девону. Колектори найчастіше представлені пісковиками та алевролітами, розмежованими непроникними глинисто-аргілітовими верствами, а також кавернозними й тріщинуватими карбонатами.

36. Північно-Орільська площа

За результатами польових досліджень, обробки та інтерпретації даних СТАГГД побудована підсумкова карта просторового розміщення прогнозно-перспективних ділянок на пошуки ВВ на Північно-Орільській площі. Дві ділянки виділені у східній частині площі. У південній частині однієї прогнозної ділянки розташована св.-1, яка знаходиться в бурінні. У західній частині Північно-Орільської площі виділена одна прогнозно-перспективна ділянка, у межах якої проектуються дві св. (рис. 8.40).

Завірювальне буріння не проводилось.

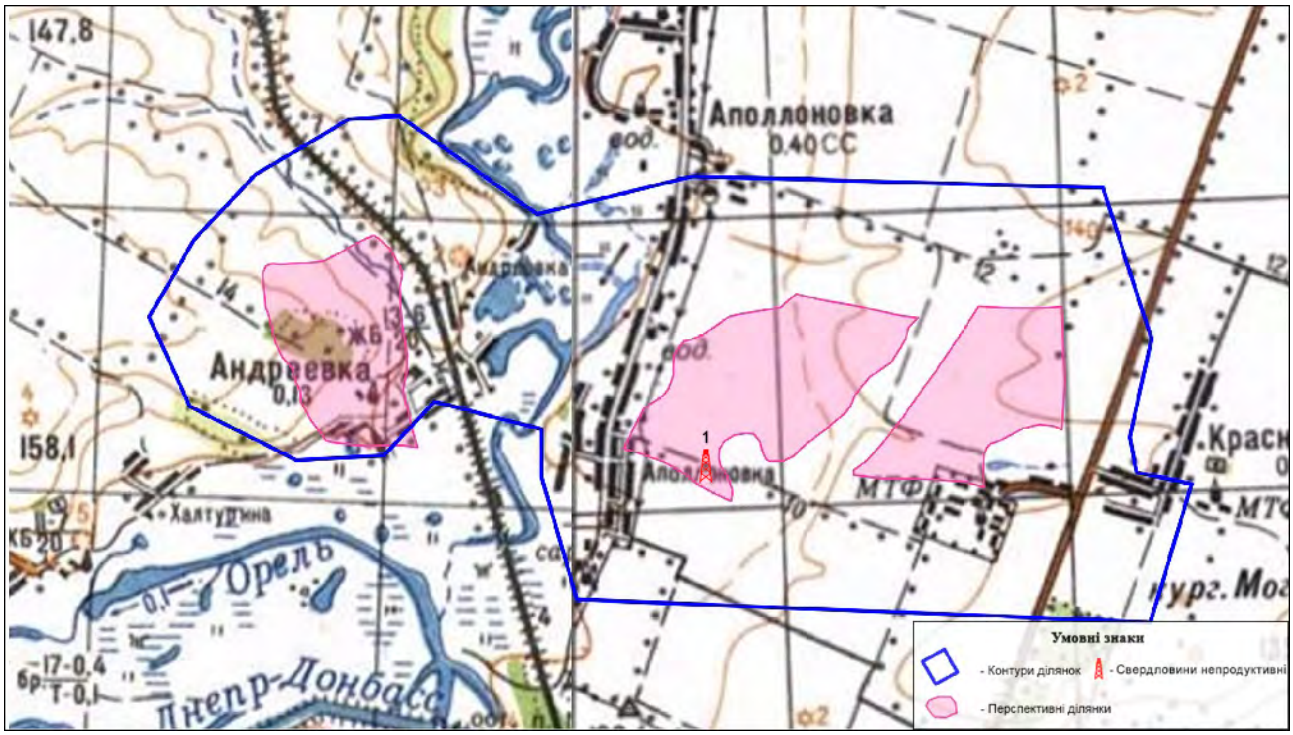


Рис. 8.40. Північно-Орільська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

37. Південно-Орільська площа

За результатами польових досліджень, обробки та інтерпретації наявних даних побудована підсумкова карта просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ на Південно-Орільській площі (рис. 8.41). Всього виділено 4 ділянки: дві у північно-західній частині (північно-західному блоці) площі досліджень, дві – у південно-східній частині площі (південно-східному блоці).

Завірювальне буріння не проводилось.

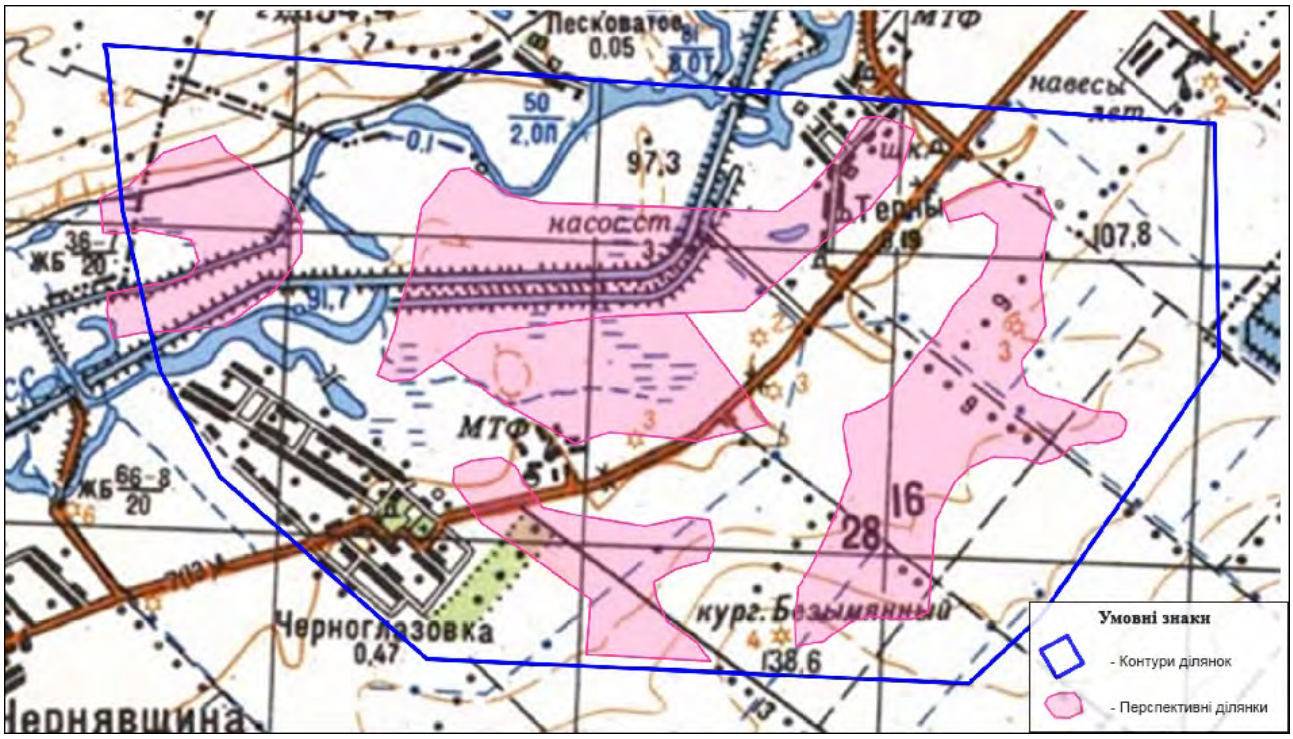


Рис. 8.41. Південно-Орільська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

38. Керносівська площа

Виділені шляхом зіставлення атмогеохімічних і температурних аномалій ділянки, перспективні на пошуки ВВ, просторово приурочені до Левенцівського менш геодинамічно активного блоку. Всього виділено три ділянки: одна як прогнозно-перспектина на пошуки ВВ (у її межах – дві проектні св.), дві ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ (рис. 8.42).

Завірювальне буріння не проводилось.

39. Західно-Левенцівська площа

За результатами польових досліджень, обробки та інтерпретації наявних даних СТАГГД, а також критеріями нафтогазоперспективності об'єктів за цими даними побудована підсумкова карта просторового розміщення ділянок, перспективних на пошуки ВВ на Західно-Левенцівській площі (рис. 8.43). У західному обрамленні Левенцівського родовища ВВ виділені дві прогнозно-перспективні ділянки на пошуки ВВ. У центральній та західній частинах Західно-Левенцівської площі виділені три ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ.

Завірювальне буріння не проводилось.

40. Східно-Решетняківська площа

Наявна інформація дозволила виділити на карті узагальнених результатів досліджень СТАГГД на Східно-Решетняківській площі лише три площинні комплексні атмогеохімічні аномалії нез'ясованої природи в центральній частині площі та 9 точкових атмогеохімічних аномалій у північній та південній частинах площі (рис. 8.44).

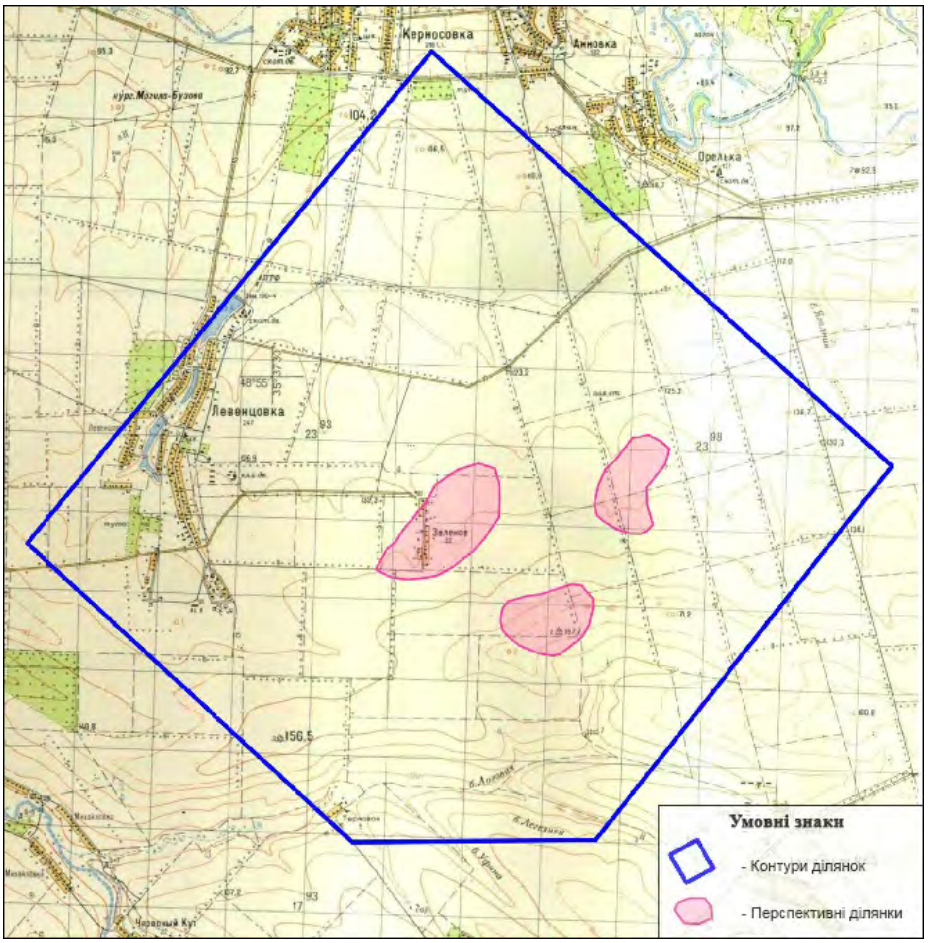


Рис. 8.42. Керносівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

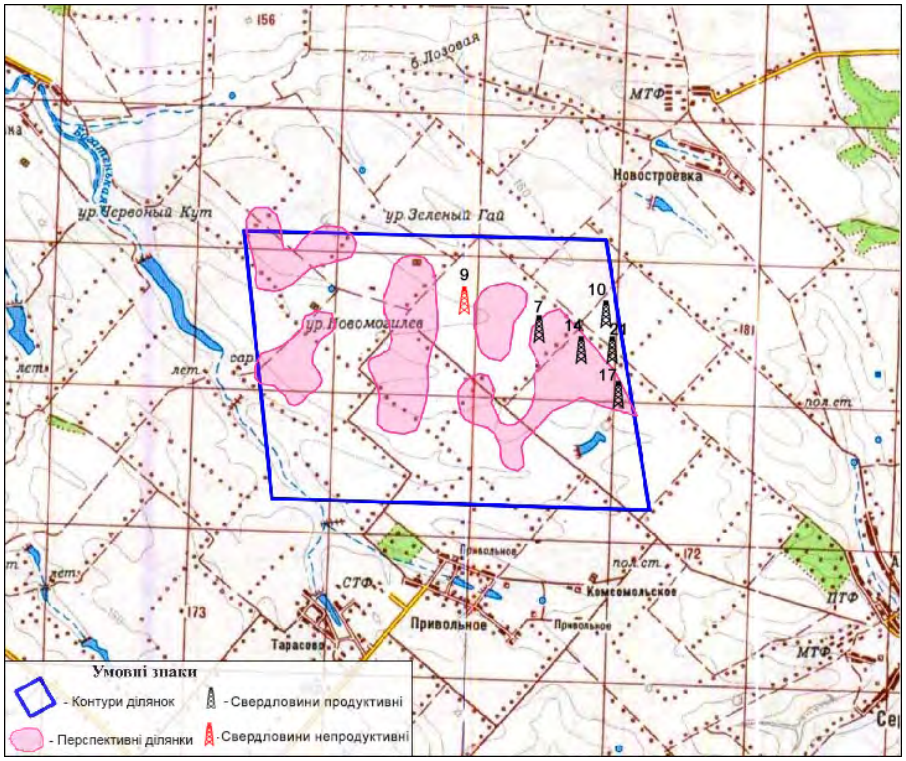


Рис. 8.43. Західно-Левенцівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

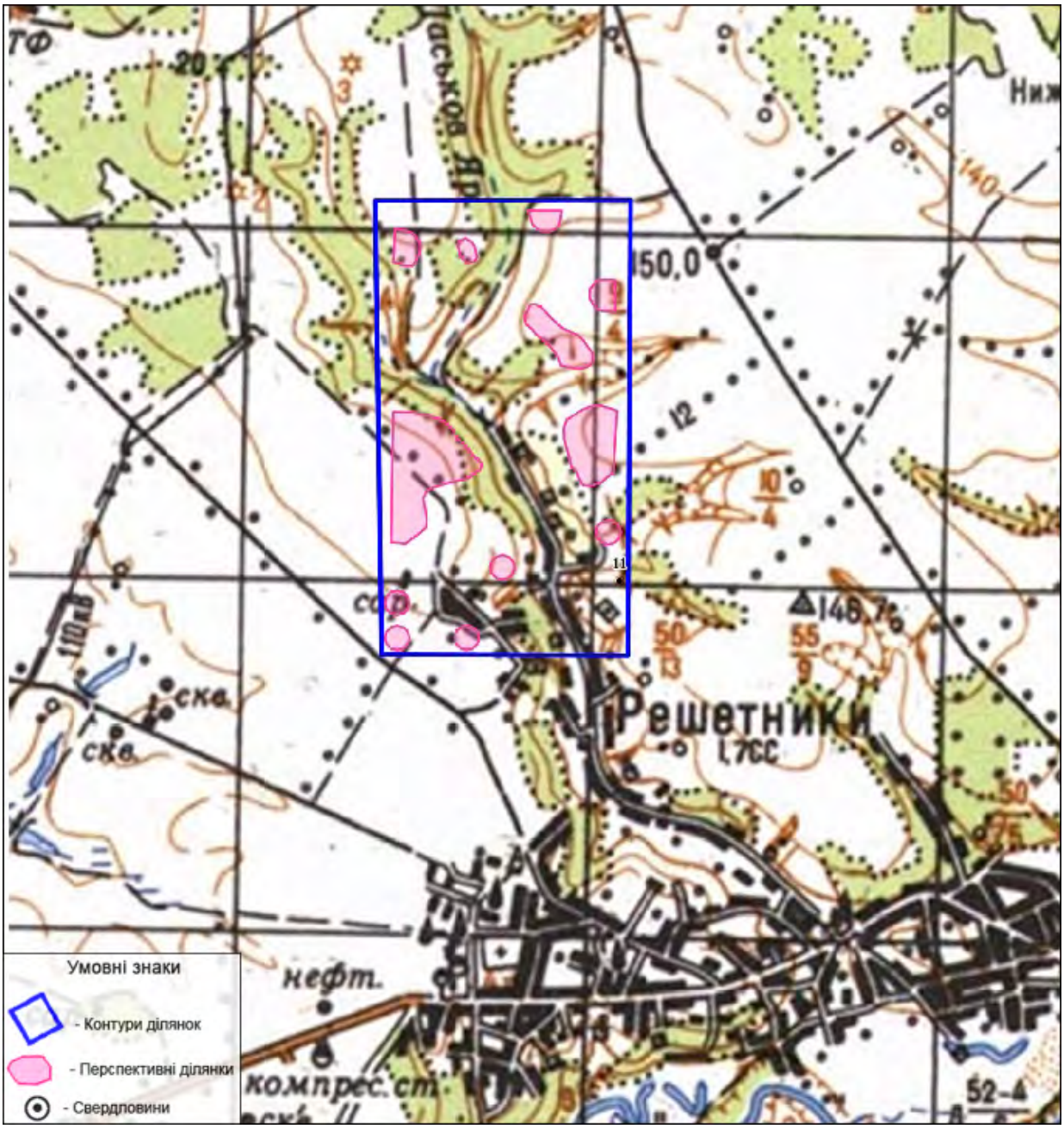


Рис. 8.44. Східно-Решетняківська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

41. Західно-Вільшанська площа

За результатами польових досліджень, обробки та інтерпретації наявних даних СТАГГД на Західно-Вільшанській площі, у її північно-західній частині виділена ділянка, перспективна на пошуки пасток ВВ. У північно-східній та східній частинах площі, у межах Старосанжарського штоку є змога виділити дві комплексні атмогеохімічні аномалії нез'ясованої природи, що потребують подальшого вивчення (рис. 8.45). У межах цієї ділянки дослідження св. не проводились.

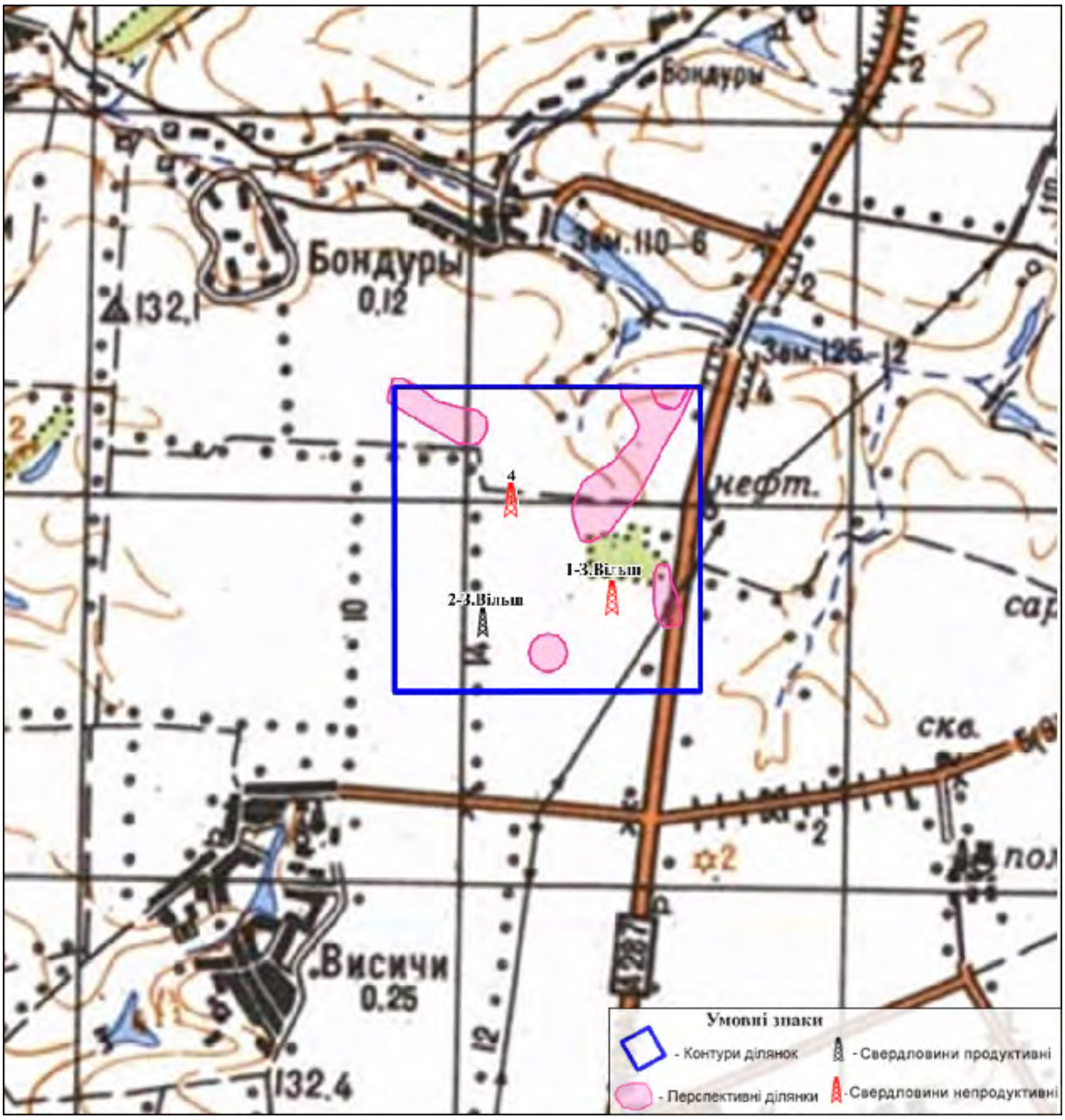


Рис. 8.45. Західно-Вільшанська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

42. Корульська площа

За результатами польових досліджень, обробки та інтерпретації наявних даних СТАГГД виконано районування Корульської площі за перспективністю на пошуки ВВ (рис. 8.46). Виділено 4 перспективних ділянки: дві з них, розташовані на південь від центральної частини Корульської структури і Новодмитрівського соляного штоку, оцінюються як прогнозно-перспективні на пошуки ВВ; дві інші – у центральній частині південно-західного крила Корульської структури (район св. 2) та на південний схід від Новодмитрівського штоку розглядаються як прогнозні на пошуки пасток ВВ. Крім того, на півночі, сході та півдні площі досліджень виділені 3 комплексні площинні атмогеохімічні аномалії нез'ясованої природи.

У межах ділянки проведення досліджень 1 св. продуктивна. За межами перспективної ділянки розташована непродуктивна св.

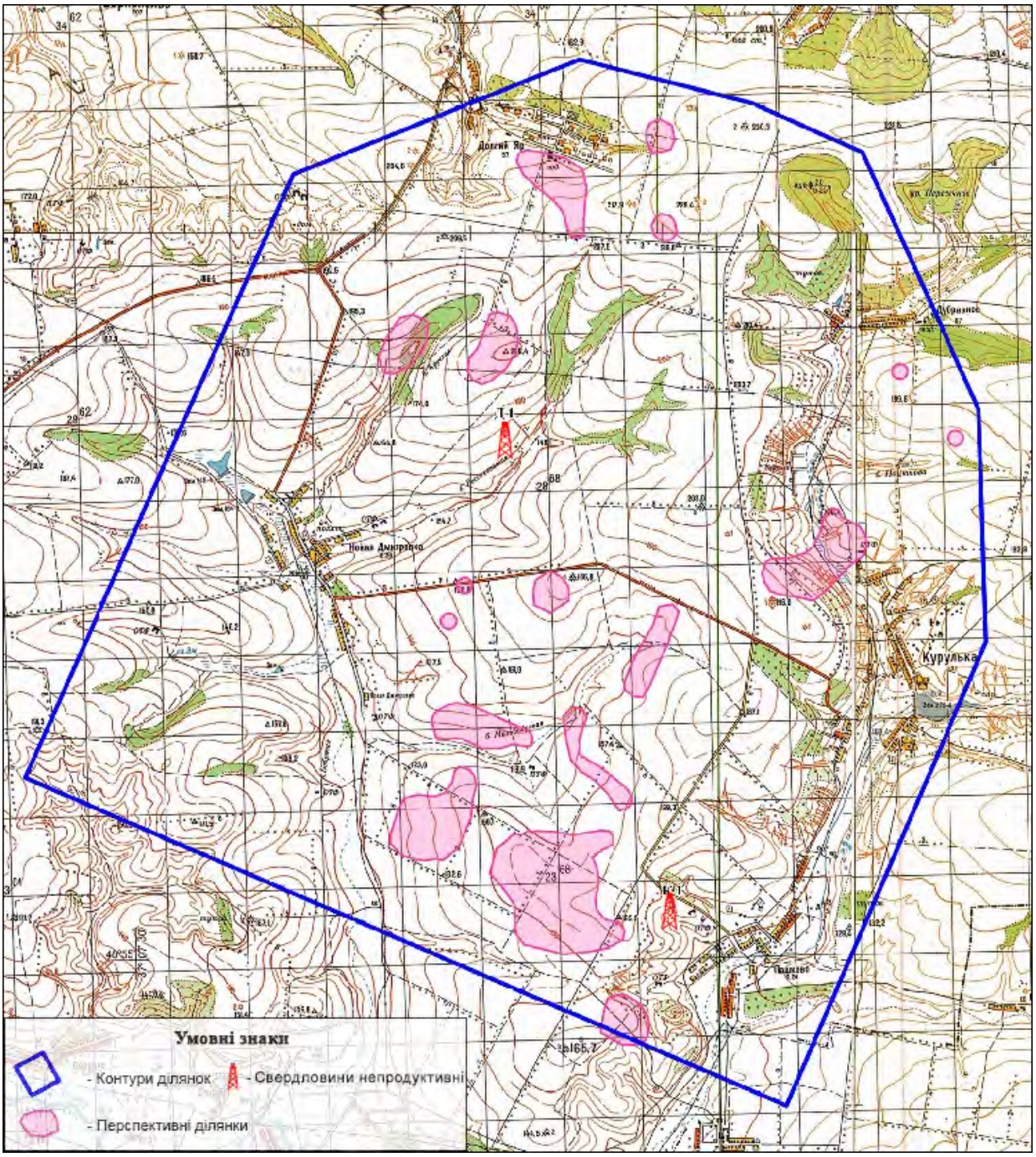


Рис. 8.46. Корульська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

43. Лосищинська площа

За результатами СТАГГД у межах кожної з ділянок визначено перспективні площі на видобуток ВВ (рис. 8.47).

За розподілом показників СТАГГД св. 16-Д і проектна 1-Лос знаходяться в близьких умовах.

Однак поблизу 16-Д зафіксовано потужні аномалії вуглеводневих показників, які облямовують ділянку з північного сходу, сходу й заходу. На ділянці з св. 1-Лос аномалія фіксується тільки у північно-східній частині.

Отже св. 1-Лос розташована на ділянці з меншою флюїдопроникністю. Для наближення умов вважаємо за потрібне виконати зміщення св. 1-Лос у північно-східному напрямку на 350 м.

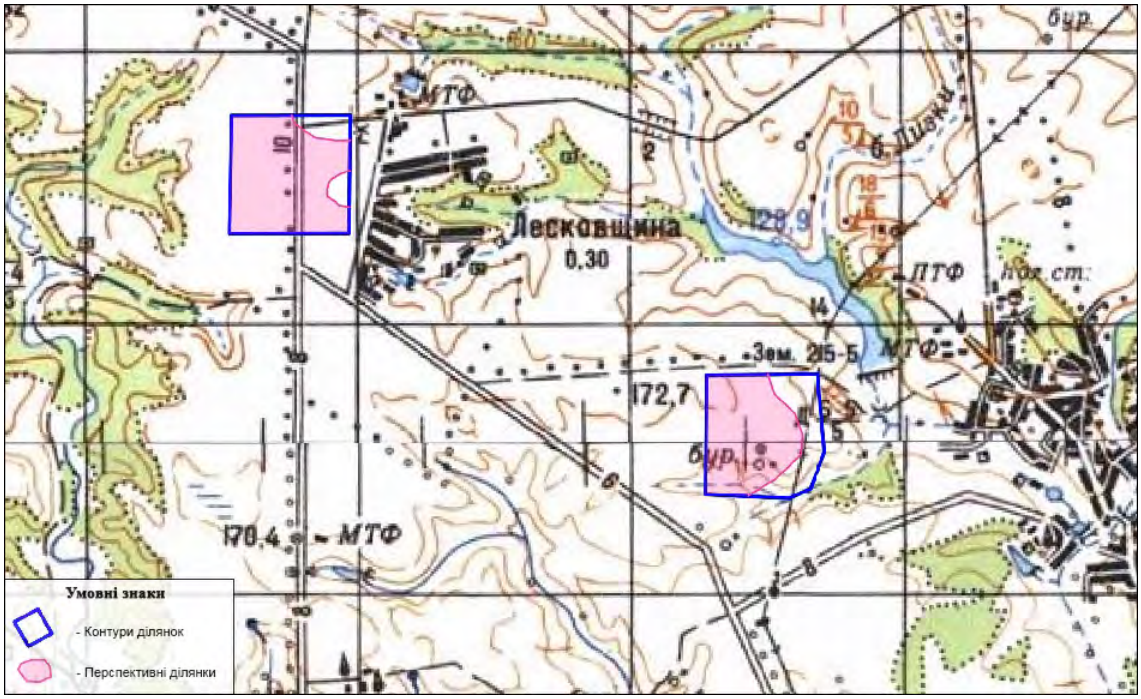


Рис. 8.47. Лосищинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

44. Скиданівська площа

Розташування перспективних ділянок за даними СТАГГД представлено на рис. 8.48.

У межах площі досліджень визначено 7 ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ.

Ділянка 1 – площова, складної форми охоплює південну західну частину площі робіт, просторово збігається з північним схилом Комишнянського і Кошевойського ГКР.

Ділянка 2 – площова, складної лінійно витягнутої форми, розташована на північ від Кошевойського ГКР. Ділянки 1 і 2 відокремлені одна від одної зоною підвищених значень показників СТАГГД і збігаються із западиною між Бакумівською структурою і Кошевойським ГКР.

Ділянка 3 – площова, складної лінійно витягнутої форми. Просторово збігається з Лисівським підняттям і її південним схилом.

Ділянка 4 – площова, складної форми, розташування якої перепадає на східну частину Березоволуцького прогину й південну Обухівського підняття.

Ділянки 3 і 4 мають загальне північно-східне простягання.

Ділянка 5 – площова, розташована на схід від Обухівського підняття.

Ділянка 6 – площова, лінійно витягнута вздовж східного краю ділянки досліджень вздовж західного схилу Перевозівського ГКР.

Ділянка 7 – площова, лінійно-витягнута у північно-східному напрямку, Просторово збігається з віссю структури Жемчужна.

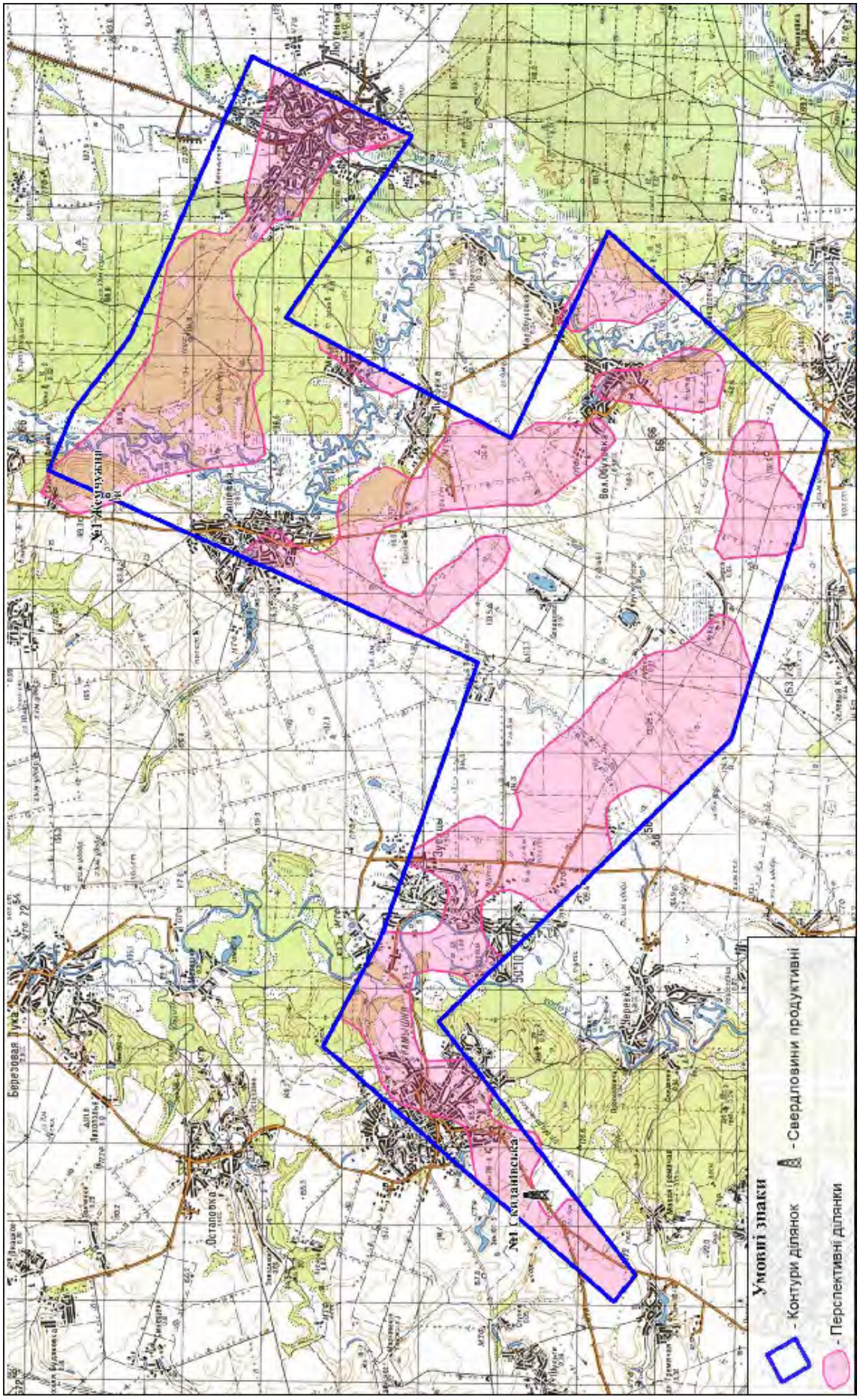


Рис. 8.48. Скиданівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

45. Покровська площа

За результатами СТАГГД у межах площі робіт визначено 4 ділянки, перспективні на пошуки ВВ (рис. 8.49).

Перспективна ділянка 1 – північно-західного простягання, неоднорідна за показниками СТАГГД (її південна частина має погіршенні геохімічні показники).

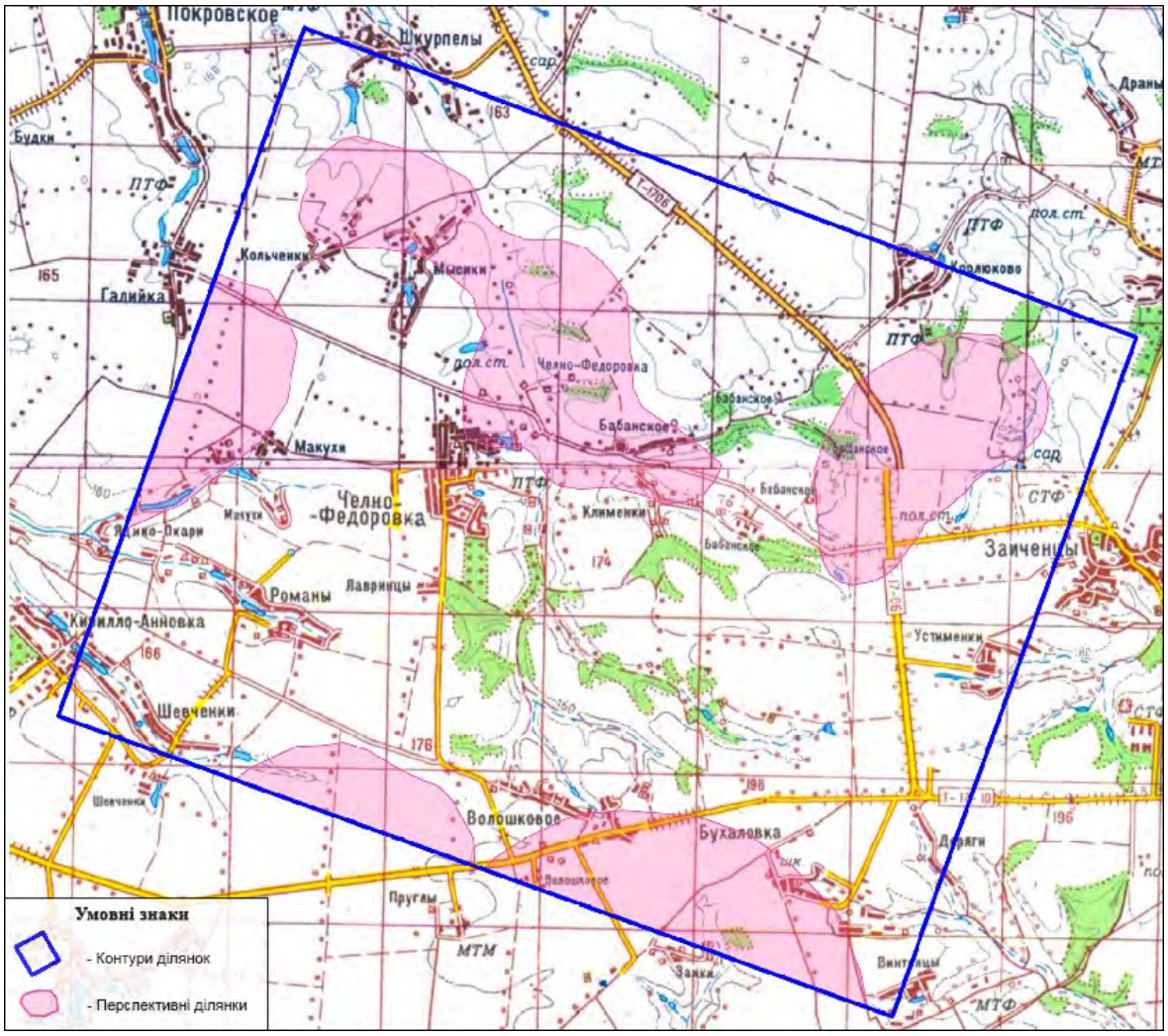


Рис. 8.49. Покровська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

У межах ділянки знаходяться св. Покровська-2, в якій, за даними ГДС, у верхньовізейських відкладах виділяються нафтогазоперспективні інт., що характеризуються підвищеними значеннями за газовим каротажем і рекомендуються для випробування в експлуатаційні колоні.

Перспективна ділянка 2 – площова, розташована в північно-східній частині полігону досліджень СТАГГД на моноклінальному схилі Шилівського прогину. З нею можуть бути пов'язані літологічно та тектонічно екрановані пастки ВВ.

Перспективна ділянка 3 – виділена в північно-західній частині площі досліджень, на захід від св. Покровська-1. Вона за даними 3-D сейсморозвідки

має продовження в північно-західному напрямку, але обмежена рамками полігону. В межах цієї ділянки рекомендовано буріння двох св., залежних від результатів випробування св. 1- та 2- Покровських. У межах даної ділянки можуть бути розвинуті переважно вуглеводневі поклади літологічного типу, оскільки виділені за даними 3-D сейсморозвідки тектонічні порушення картуються впоперек простягання шарів і можуть слугувати тільки боковими екранами.

Перспективна ділянка 4 – площова, знаходиться за межами ліцензійної ділянки, простягається вздовж північно-східного крила Солохівської структури, з півдня обмежена границею полігону досліджень. ЇЇ конфігурація чітко контролюється даними продуктивності св. глибокого буріння. Продовження ділянки досліджень на південь від ліцензійної ділянки дозволило використати геохімічні характеристики, отримані на периферії Солохівського ГКР, як еталонні, враховуючи і той факт, що більшість покладів тут – літологічно-екрановані гор. (В-21 – В-22), аналогічні за будовою тим, які прогнозуються на Покровській площі.

46. Західно-Новоукраїнська площа

За результатами досліджень СТАГГД проведено районування ділянки досліджень і визначено вплив розривних порушень і соляного штоку на розподіл еманаційних та вуглеводневих показників.

За результатами робіт СТАГГД визначено дві перспективні ділянки складної форми (рис. 8.50).

47. Октябрська площа

За результатами досліджень за технологією СТАГГД була побудована схема просторового розташування ділянок різної проникності вуглеводневих газів та запропоновано 4 нафтогазоперспективних ділянки для подальших ПРР (рис. 8.51).

Ділянка 1 видовженої форми, знаходиться у південно-східній частині площі робіт. Цю ділянку із західної частини облямовують значні концентрації вуглеводневих газів, що вказує на їх досить активний потік і високу проникність по периферії ділянки. У межах самої ділянки показники ВВ газів фонові, що вказує на її слабку проникність. Отже результатами СТАГГД Південно-Октябрська структура поділяється на дві частині: західна – газопроникна, східна – газонепроникна. Проектна св. 1 знаходиться майже на границі між проникною і непроникною частиною структури. Незважаючи на те, що навколо місцеположення проектної св. зроблено згущення мережі спостережень, визначено ПС як з високою концентрацією вуглеводневих газів, так і з її фоновими показниками. Також цю структуру з півдня й півночі облямовують радонові й торонові аномалії, що вказує на геодинамічну напруженість по периферії цієї структури.

Св. 1, рекомендована за результатами сейсмічних досліджень, задовольняє оптимальним умовам виділених прогнозних пасток, але,

враховуючи результати СТАГГД, її можна рекомендувати на 350-500 м східніше.

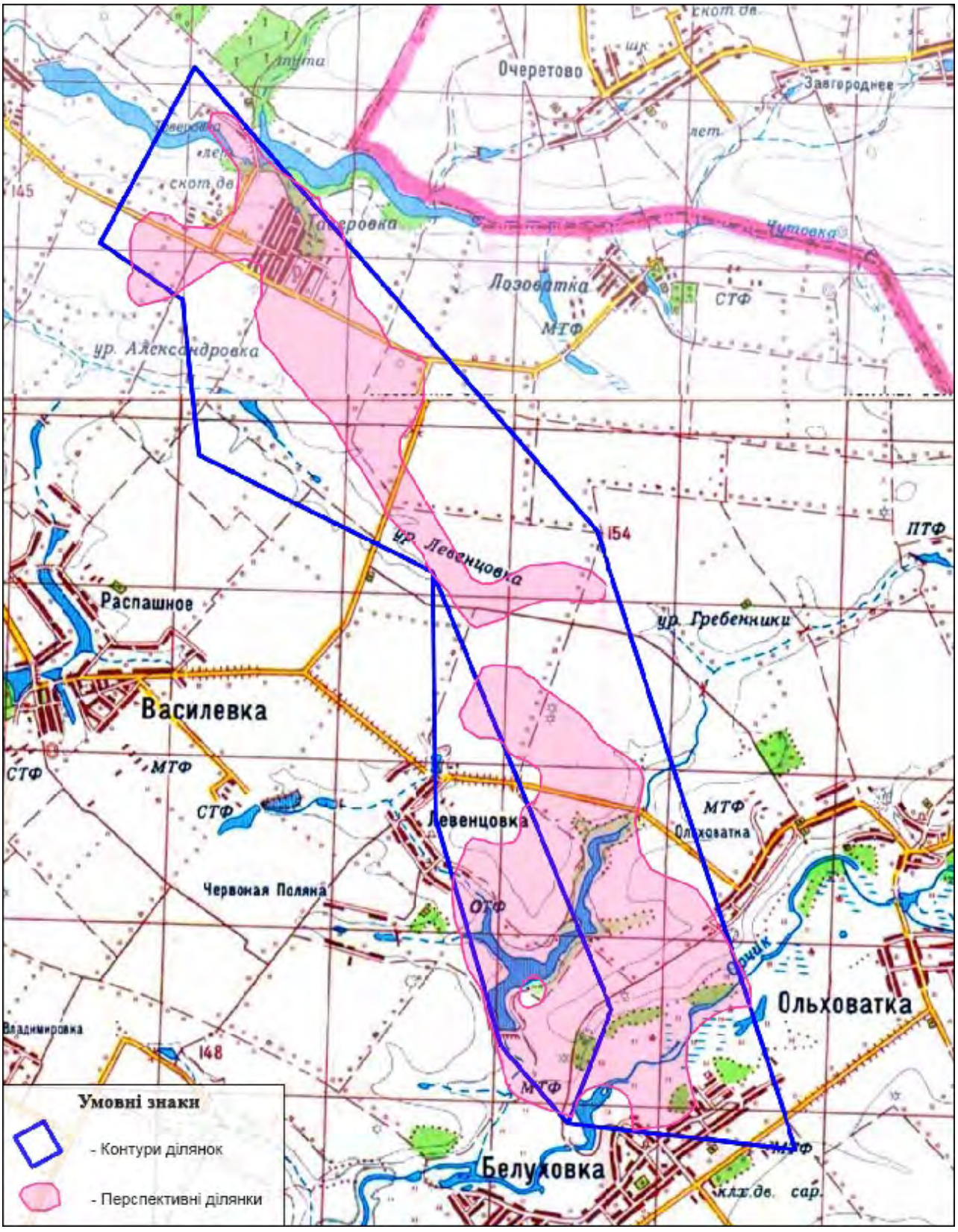


Рис. 8.50. Західно-Новоукраїнська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

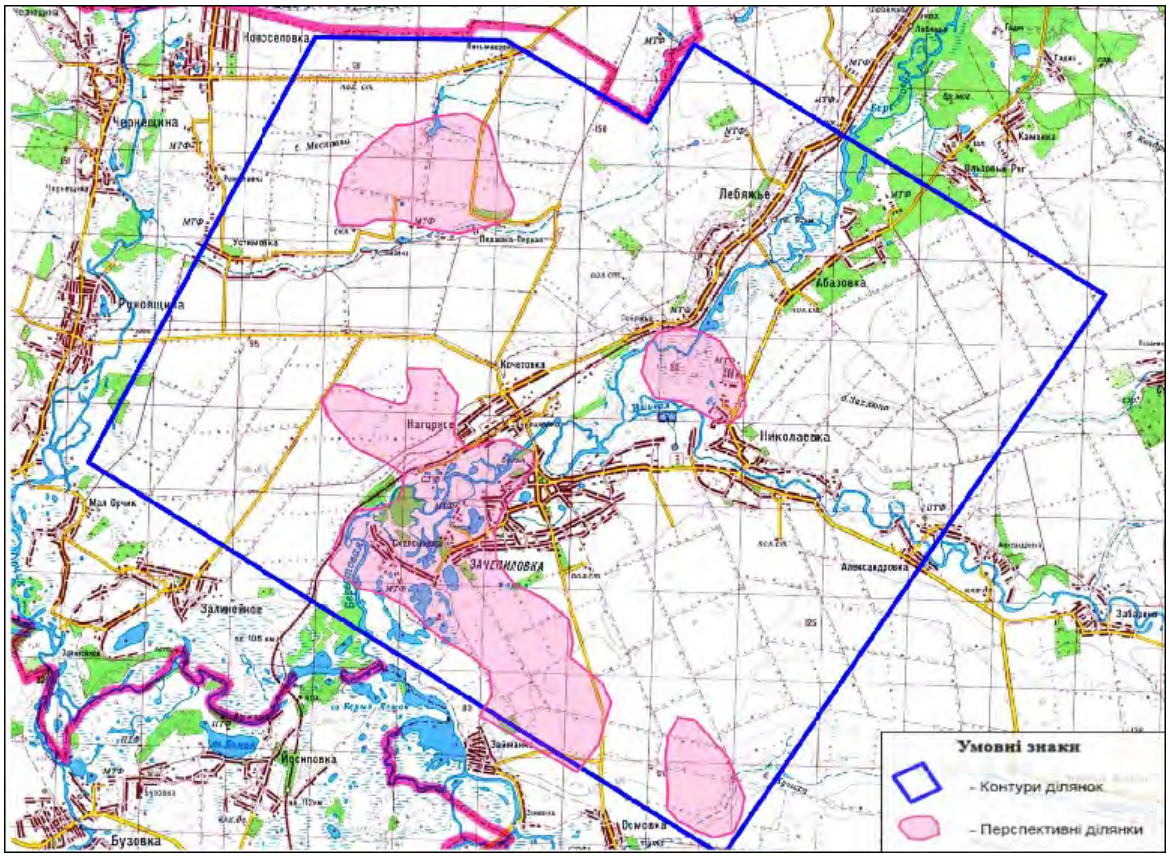


Рис. 8.51. Октябрська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Ділянка 2 ізометричної форми, структурно тяжіє до Октябрського підняття. За результатами геодинамічного районування території вона знаходиться в окремому геодинамічно-стабільному блоці, який слабо проникний для газів. У межах цього блоку виявлено лише надфонові концентрації водню. З заходу до цієї ділянки примикає площа, у межах якої спостерігається значний потік ВВ, що за наявності пастки може свідчити про можливість формування покладу ВВ у межах визначеної ділянки. Крім цього, дана ділянка характеризується підвищеними значеннями температури. У межах ділянки знаходиться проектна св. 2.

По периферії Октябрської структури спостерігаються геодинамічно-активні зони, але відсутність вздовж них аномалій ВВ свідчить про їх слабку проникність.

Ділянці 2 надана друга рейтингова оцінка, враховуючи малі розміри аномальної нафтогазоперспективної ділянки за даними СТАГГД, та відповідні обмеження по латералі, враховуючи негативні результати буріння св. 3, 6, 9.

Враховуючи те, що св. 2, рекомендована за даними сейсморозвідки, знаходиться оптимальних умовах майже по всіх гор. відбиття (крім серпухова), тут може прогнозуватись ширший діапазон продуктивності.

Ділянка 3 ізометричної форми розташована в північній частині площі досліджень. На перспективність цієї ділянки вказує те, що з заходу вона примикає до геодинамічно-активного блоку, а зі сходу – до ділянки підвищеної концентрації ВВ.

Ділянка 4 – розташована у південній частині площі досліджень в межах геодинамічно-пасивного блоку з підвищеними значеннями температурного показника. Ділянка розташована в межах моноклінального схилу, де спостерігається виклинювання шарів у відкладах серпухова та нижньої пермі (P1kt), які, на жаль, не створюють пасткових умов у цій рисовці гіпсометрії відкладів.

48. Тимченківсько-Біляївська площа

За результатами досліджень СТАГГД, у межах Тимченківсько-Біляївської площі, за комплексом критеріїв, які характеризують можливу вуглеводневу продуктивність, виділяються ряд перспективних на нафту та газ ділянок (рис. 8.52), які різні за розмірами та знаходяться в різноманітних структурно-тектонічних умовах. Це може свідчити про можливу їх приуроченість до різноманітних типів пасток ВВ, які мають обширний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності та, насамперед, залягають на різних глибинах.

У західній частині ділянки досліджень СТАГГД між Миронівським та Тимченківським соляними штоками за комплексом показників у відібраних пробах підґрунтового повітря виділяється перспективна ділянка 1, яка має північно-західне простягання. На півночі вона межує із соляним тілом Миронівського штоку, з південного-штоку вона замикається і, можливо, проходить у північно-західному напрямку по північному схилу Григорівського прогину за межі ліцензійної ділянки.

На південний-схід від ділянки 1 виділяється перспективна ділянка 2 в межах привісьової центрикліналі Григорівського прогину й має поширення в південному та південно-східному напрямку.

На подальшій території Миронівського сольового штока виділяється перспективна ділянка 3, яка розташована в межах схилу Веселівської структури. На півночі вона охоплює перспективний тектонічно-екранований блок, який із заходу екранується соляним тілом, а з півдня, ймовірно, має літологічне обмеження.

На південному-заході перспективна ділянка охоплює вузький протяжний блок південно-західної перикліналі Веселівської структури, в якому пробурені св. Веселівська-300 та 300-біс.

У другому стовбурі св. 300 за даними ГДС (ПГ М-1 – М-7) виділяються ущільнені слабо газонасичені та газонасичені пісковики. У відкладах башкирського ярусу (ПГ Б-1, Б-2) також виділяються слабо газонасичені пісковики з пористістю 6-11,5%.

У св. Веселівська 300-біс у відкладах московського ярусу (ПГ М-2 та М-5) також отримані ознаки газоносності.

У південно-східному напрямку від перекліналі Веселівської структури виділяється обширна перспективна ділянка 4, яку можна було б об'єднати з перспективною ділянкою 3, за всіма законами інтерпретації даних, але, треба зазначити, що вона має дещо інші ознаки – вона не корелюється ні з якими позитивним структурним елементом чи блоком і, ймовірно, має літологічне

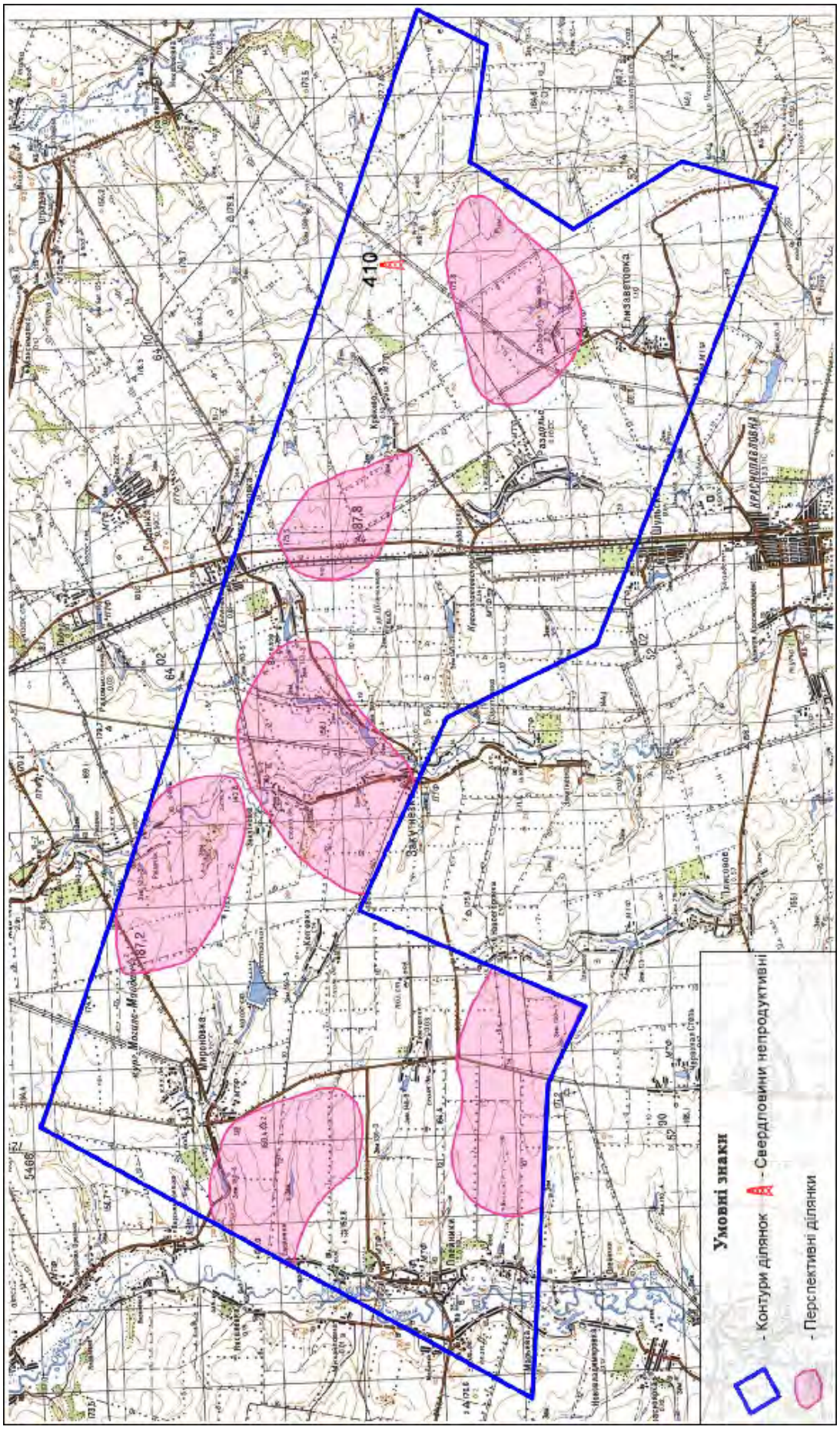


Рис. 8.52. Тимченківсько-Біляївська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

обмеження з північного-заходу, північного-заходу та південного-сходу. Згідно із характеристиками проб точок AF 28 та АК 28 має продовження на південний-захід за межі ліцензійної ділянки в напрямку до привісьової частини східної перикліналі Григорівського прогину.

Цілком можливо, поклади ВВ центрально-басейнового типу.

Перспективна ділянка 5 виділяється в межах північно-східної частини ліцензійної ділянки й відповідає північно-західній перекліналі Західно-Біляївської структури, ускладненої з південного-сходу Біляївським соляним штоком. У межах західної частини перспективної ділянки 5 пробурена пошукова св. Біляївська-400. За допомогою гідророзриву пластів випробувано 7 виділених за ГДС об'єктами у відкладах московського ярусу. У результаті випробування отриманий прилив газу (Qг=14 тис. м3/добу) та води 600 м3/добу, що говорить про можливе її розташування в зоні ГВК.

У північно-східній частині ліцензійної ділянки, за даними СТАГГД, виділено перспективну ділянку 6 субширотного простягання, яка генетично може бути приурочена до тектонічного або літологічно обмежених блоків у межах крайньої південно-східної центриклінальної частини Григорівського прогину.

49. Західно-Чутівська, Чутівська й Кочубіївська площі

На основі комплексного вивчення матеріалів сейсмічних досліджень, результатів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, використовуючи оригінальні обчислювальні програми, проведено районування території Західно-Чутівської і Кочубіївської площ Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки щодо перспектив на пошуки покладів ВВ і складено карту розташування перспективних ділянок на топографічній основі (рис. 8.53, 8.54).

Перспективна ділянка 1 – складної форми, розташована в північно-західній частині ділянки досліджень вздовж річки Свинківка. Її положення збігається з північно-західним схилом Володимірської западини. У межах перспективної ділянки знаходяться структури Східно-Майорівська, Західно-Кочубіївська, Свинківська й частково Східно-Кочубіївська, визначені за результатами тематичних робіт. Цю ділянку можна поділити на дві частини – 1а, 1б.

Перспективна ділянка 2 – складної форми, облямовує по дузі Чутівський шток із заходу, півночі й сходу. Ця перспективна ділянка простежується на заході вздовж річки Коломак, і далі на північ вздовж її правої притоки. У межах цієї перспективної ділянки знаходяться структури Західно-Чутівська, структура без назви на схід від Західно-Чутівської, Нижньо-Войновська, Войновська, Кантемирівська, Кочубіївська, Медівська визначені за результатами тематичних робіт. Цю ділянку можна поділити на чотири частини – 2а, 2б, 2в, 2г.

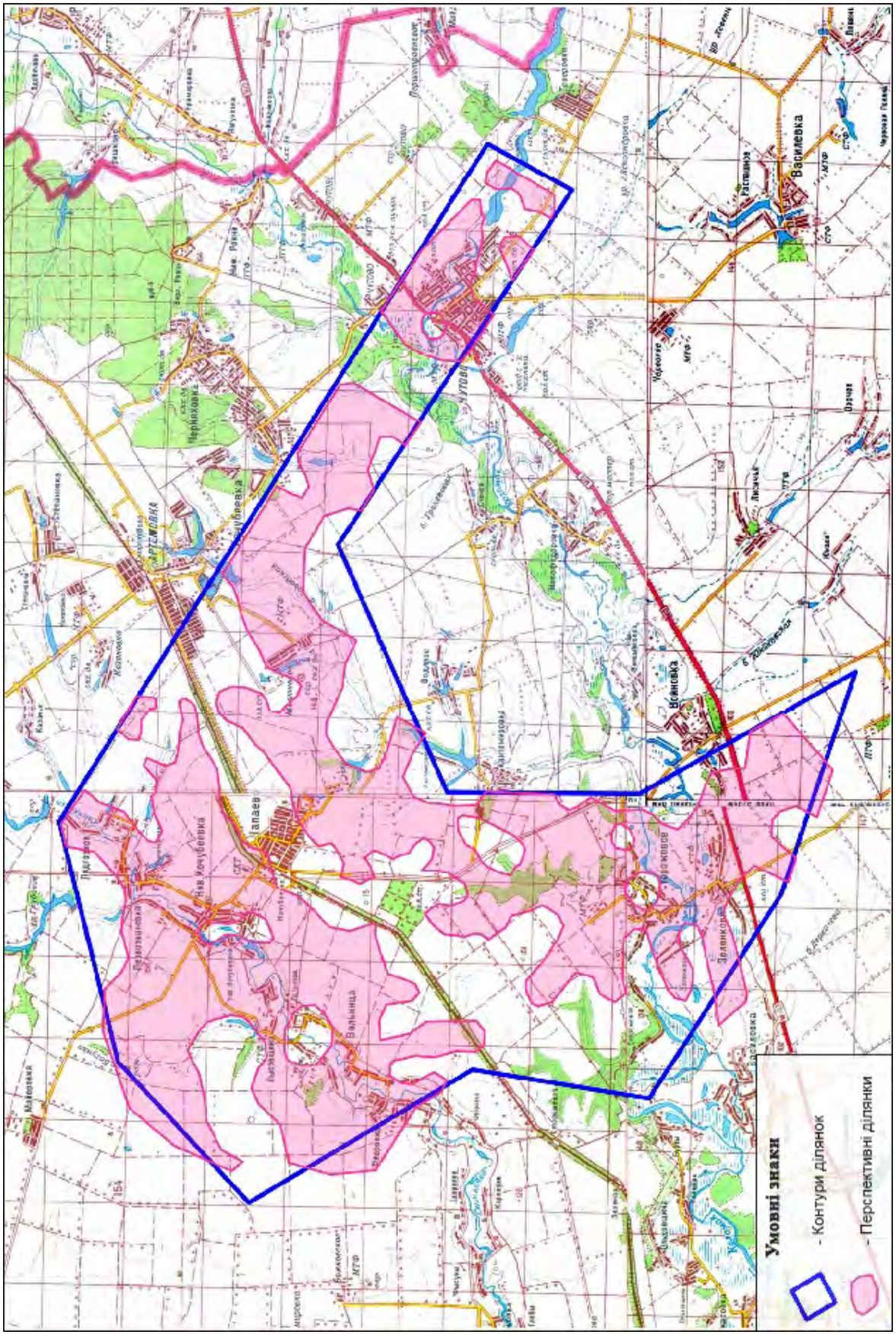


Рис. 8.53. Західно-Чутівська і Кочубіївська площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

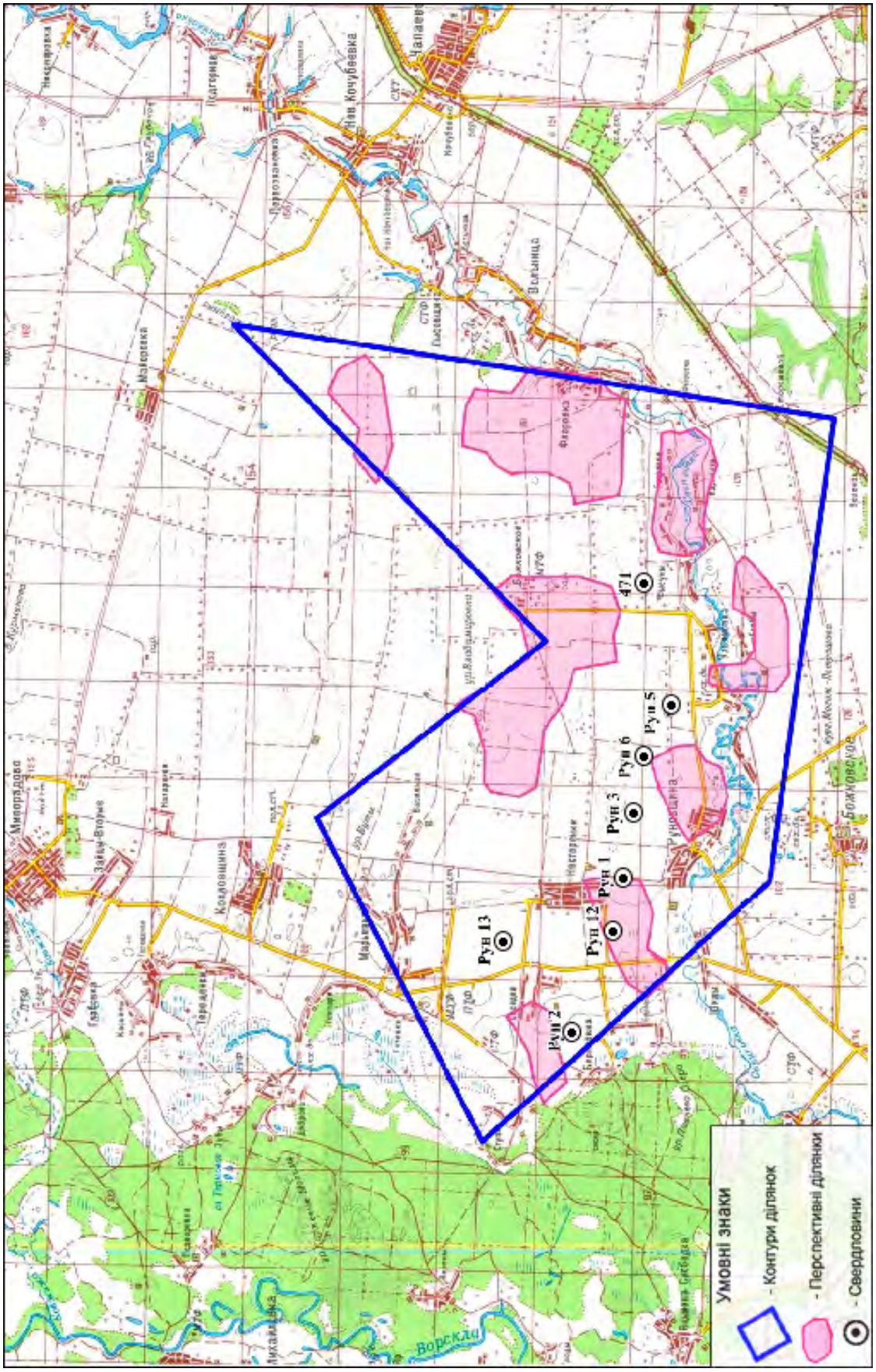


Рис. 8.54. Чутівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Перспективна ділянка 3 – комплексна (складена з декількох малорозмірних перспективних ділянок), складної форми відокремлена від перспективної ділянки 2 зоною аномальних значень показників СТАГГД. Розташування перспективної ділянки збігається із східним схилом Стенківського прогину. Перспектива ділянки пов'язана з пришоковими відкладами кам'яновугільного віку.

За результатами виконаних досліджень встановлено, що проектні св. 5П та НК2П знаходяться за межами перспективних ділянок, визначених за даними СТАГГД.

Розташування проектної св. 5П припадає на поле аномальних значень показників від бутанів і вище яке простежується від краю соляного штоку. Це не дозволяє віднести частину цієї ділянки до перспективної.

Розташування проектної св. НК2П попадає в поле аномальних значень визначене за усіма показниками гомологів метану, яке простежується від Володимирівського прогину до північної частини Чутівського штоку. Буріння св. в цьому місці не рекомендується.

50. Степова площа

На основі комплексного вивчення матеріалів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, використовуючи оригінальні обчислювальні програми проведено районування території Степової площі щодо оцінки геодинамічної активності й флюїдопроникності, що дозволило районувати територію досліджень за перспективністю накопичення ВВ, скласти схему розташування перспективних ділянок (рис. 8.55). У межах території досліджень визначено декілька геодинамічно-активних і флюїдопроникних ділянок які віднесено до безперспективних у межах яких буріння св. не рекомендовано. З них 10 – точкові і 3 – площові, до яких входить загалом 15 ПС), що складає 10,4% від їх загальної кількості. До такої точкової ділянки (комплексні підвищенні значення за радоном, тороном, вуглекислим газом) входить проектна св. 131. Устя св. 53 знаходиться в межах безперспективної ділянки (точкова аномалія за радоном, підвищенні за вуглекислим газом). Устя св. 52 також знаходиться в межах безперспективної ділянки, але аномалія спостерігається за гомологами метану, що може бути пов'язане з негерметичністю позаколонного простору.

Навколо склепінної частини Степової структури фіксуються точкові й площові безперспективні ділянки, визначені за комплексом показників (радон, торон, вуглекислий газ).

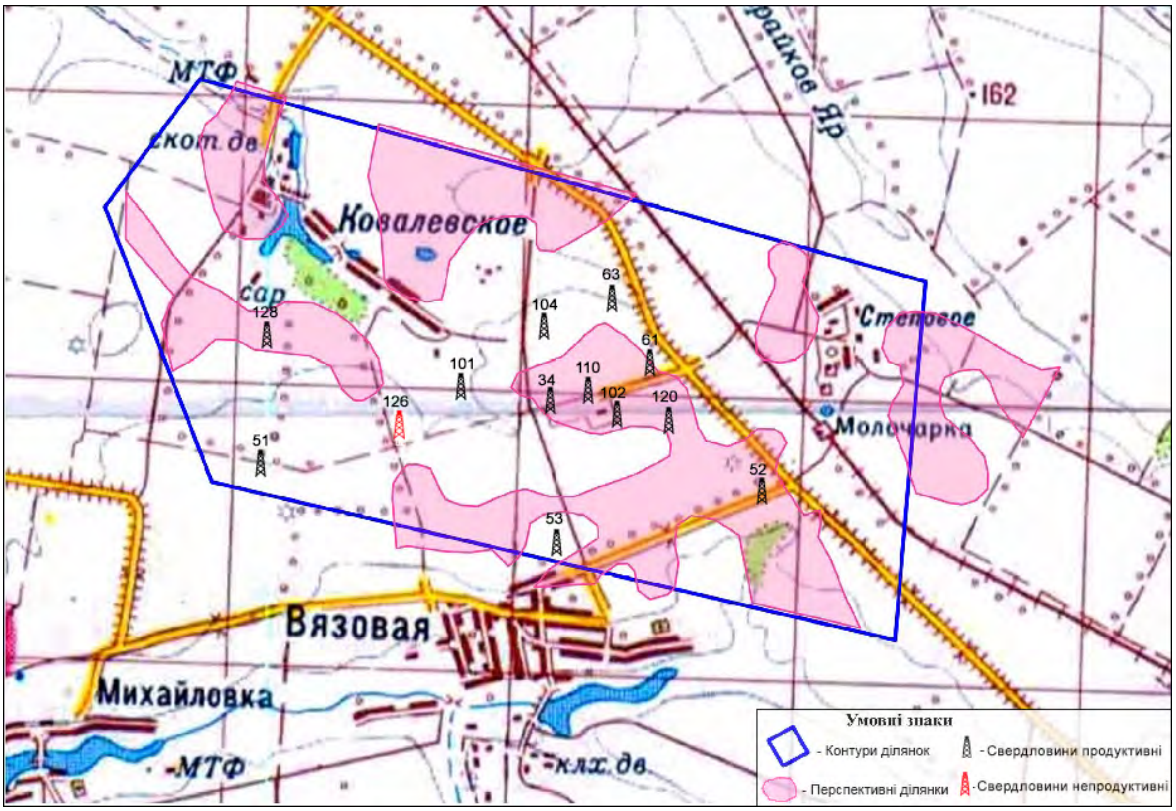


Рис. 8.55. Степова площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

51. Мехедівсько-Голотовщинська площа

За результатами досліджень СТАГГД у межах Мехедівсько-Голотовщинського нафтогазоконденсатного та Свиридівського газоконденсатного родовища, виділяється дев'ять ділянок перспективних на пошуки (рис. 8.56).

Перспективна ділянка I. Розташована в західній частині ділянки досліджень, площа 3,3 км^2, містить населений пункт Білоусівка. Продовження ділянки на захід в сторону Білоусівського газоконденсатного родовища не встановлено (відсутні ПС).

Перспективна ділянка II. Дугоподібно витягнута вузькою зоною в західній частині ділянки досліджень на схід від населеного пункту Білоусівка і перспективної ділянки 1. Площа – 4.1 км^2. Північна частина цієї ділянки можливо продовжується в напрямку св. 1-Біличівська.

Перспективна ділянка III. Невелика за площею – 1 км^2, і обґрунтована на двох ПС, розташована вздовж південного краю Мехедівсько-Голотовщинської площі на південний-захід від населеного пункту Нові Петрівці.

Перспективна ділянка IV. Складної форми, площа 38,9 км^2, містить Мехедівсько-Голотовщинське нафтогазоконденсатне родовище. У межах перспективної площі виділяється ряд безперспективних ділянок загального північно-східного напрямку, що пояснюється складною будовою родовища. Відмічається відокремлення Мехедівської структури від Голотовщинської аномалією легких і важких ВВ північно-східного напрямку.

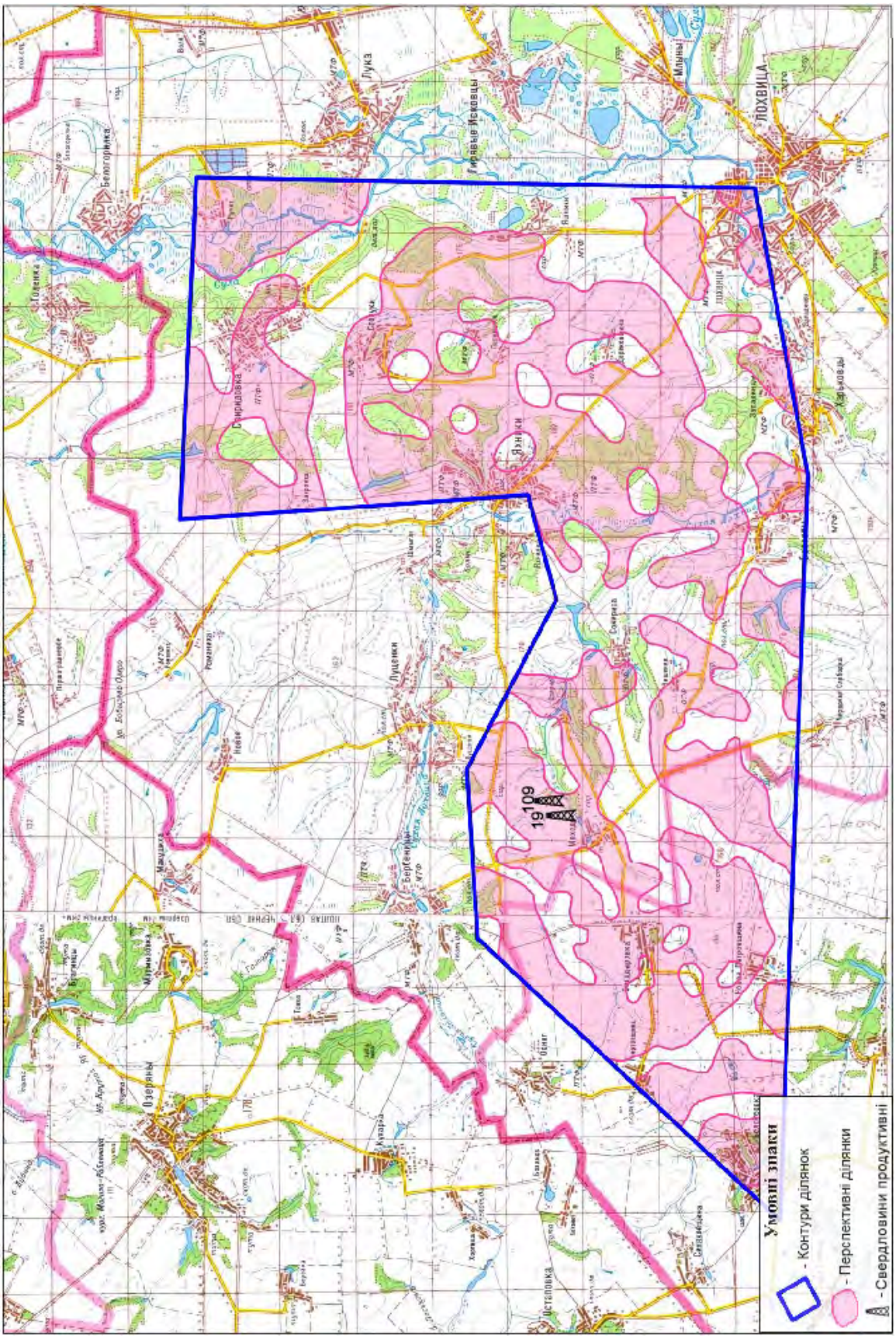


Рис. 8.56. Межедівсько-Голотовщинське та Свиридівське родовища. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Перспективна ділянка V. Складної форми, площею 10,3 км^2, загального північно-східного напрямку, розташована на схід від ділянки IV.

Перспективна ділянка VI як і III невелика за площею – 0,4 км^2, і обґрунтована на двох ПС, розташована вздовж південного краю Мехедівсько-Голотовщинської площі.

Перспективна ділянка VII – складної форми, площею 54 км^2 містить в собі Свиридівське родовище. У межах перспективної площі виділяється ряд безперспективних ділянок які утворюють у межах ділянки півкільце, можливо це пояснюється складною будовою родовища.

Перспективна ділянка VIII і IX, складної форми, площею 13,5 і 8,5 км^2, розташовані на північ від Свиридівського родовища. На північ від Свиридівського родовища виділяється ланцюг перспективних, невеликих за розміром ділянок X (2,7 км^2), XI (1,9 км^2), XII (1,6 км^2), XIII (0,5 км^2), XIV (3,1 км^2), XV (1,6 км^2).

8.1.3. ПІВДЕННИЙ БОРТ ДДА (ПІВДЕННООБОРТОВИЙ ПЕРСПЕКТИВНИЙ РАЙОН ДДГНО)

Перспективи нафтогазоносності Південного борту пов'язуються з піщано-алевритовими верхньовізейськими, серпуховськими, середньокам'яновугільними відкладами та карбонатною товщею турнейсько-ранньовізейського віку, де флюїдоупорами є пачки аргілітів у серпуховській і середньокам'яновугільній товщах. До перспективних належать кори вивітрювання і розущільнені породи серед товщі непроникних кристалічних утворень фундаменту. Пріоритетні райони: Самарсько-Вовчанський виступ фундаменту, Магдалинівський прогин і занурені частини Золотаревської і Яготинської моноклінали.

Одержання промислового припливу газу на Самарсько-Вовчанському виступі УЩ на Кохівській структурі в св. 6159 з глибини 604 м із пісковиків серпуховського ярусу – 34 тис. м^3/добу свідчить про нагальну потребу більш детального вивчення Південного борту, особливо в цьому районі. Нова св., пробурена на Кохівській площі не дала позитивного результату.

53. Новошандрівська площа

Виявлені космодешифрувальні ознаки дрібноблокової структури та просторовий розподіл закартованих температурних та атмогеохімічних аномалій дає підставу для висновків про неоднозначну продуктивність блоків різних частин локальних структур, виділених за даними сейсморозвідки. Більш впевнено оцінюється продуктивність Новашандрівської ділянки (рис. 8.57). Перспективна площа просторово тяжіє до куполоподібних ускладнень Орільської структури та прилягаючих до них схилів. На Новошандрівській структурі ознаки перспективних площ мають її західний та північний сегменти з прилягаючими до них схилами.

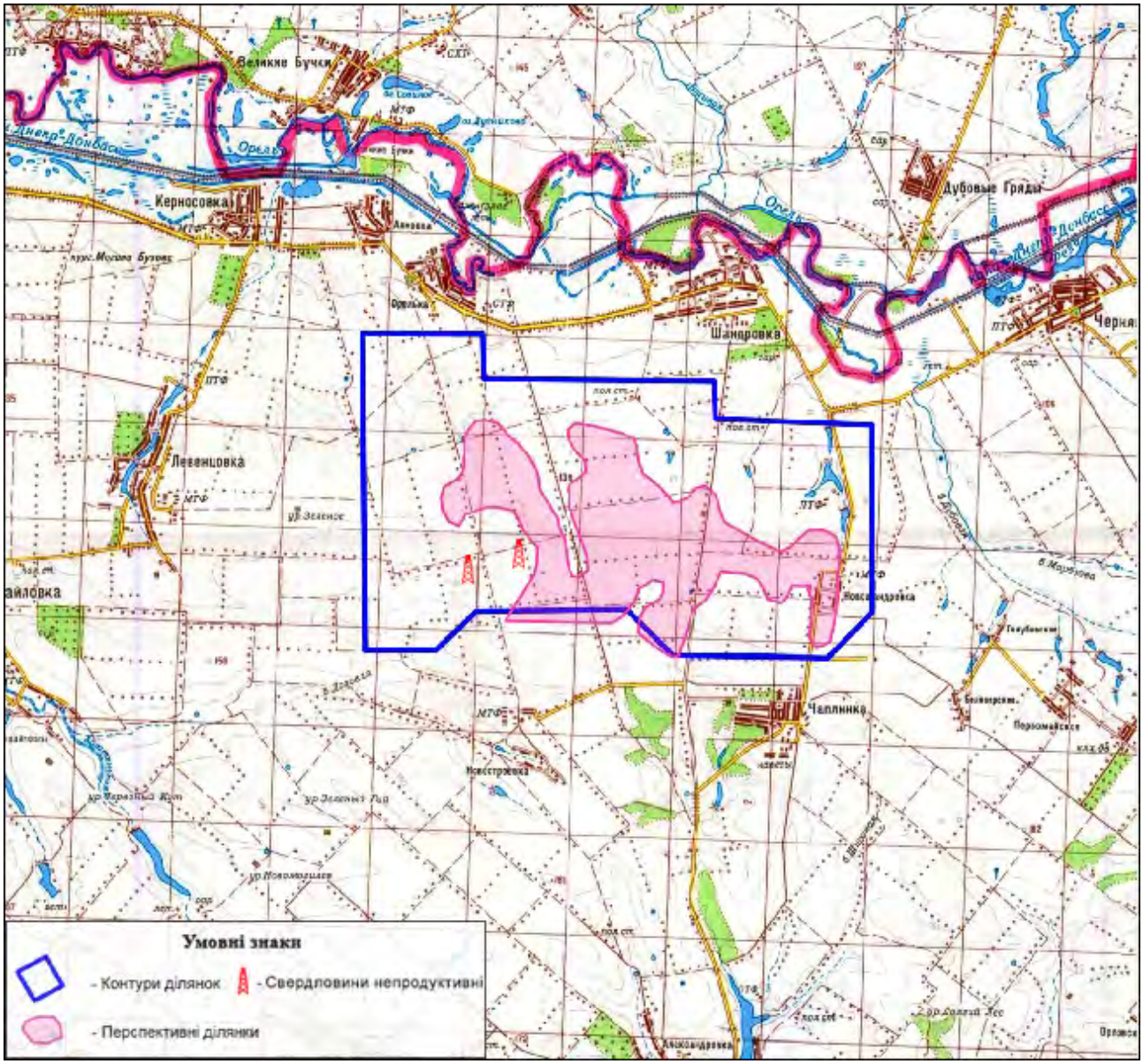


Рис. 8.57. Новошандрівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

54. Дубівська площа

У межах Дубівської ділянки робіт за отриманими температурними та атмогеохімічними показниками виділяються менші за розмірами чотири просторово відокремлені перспективні площі (рис. 8.58).

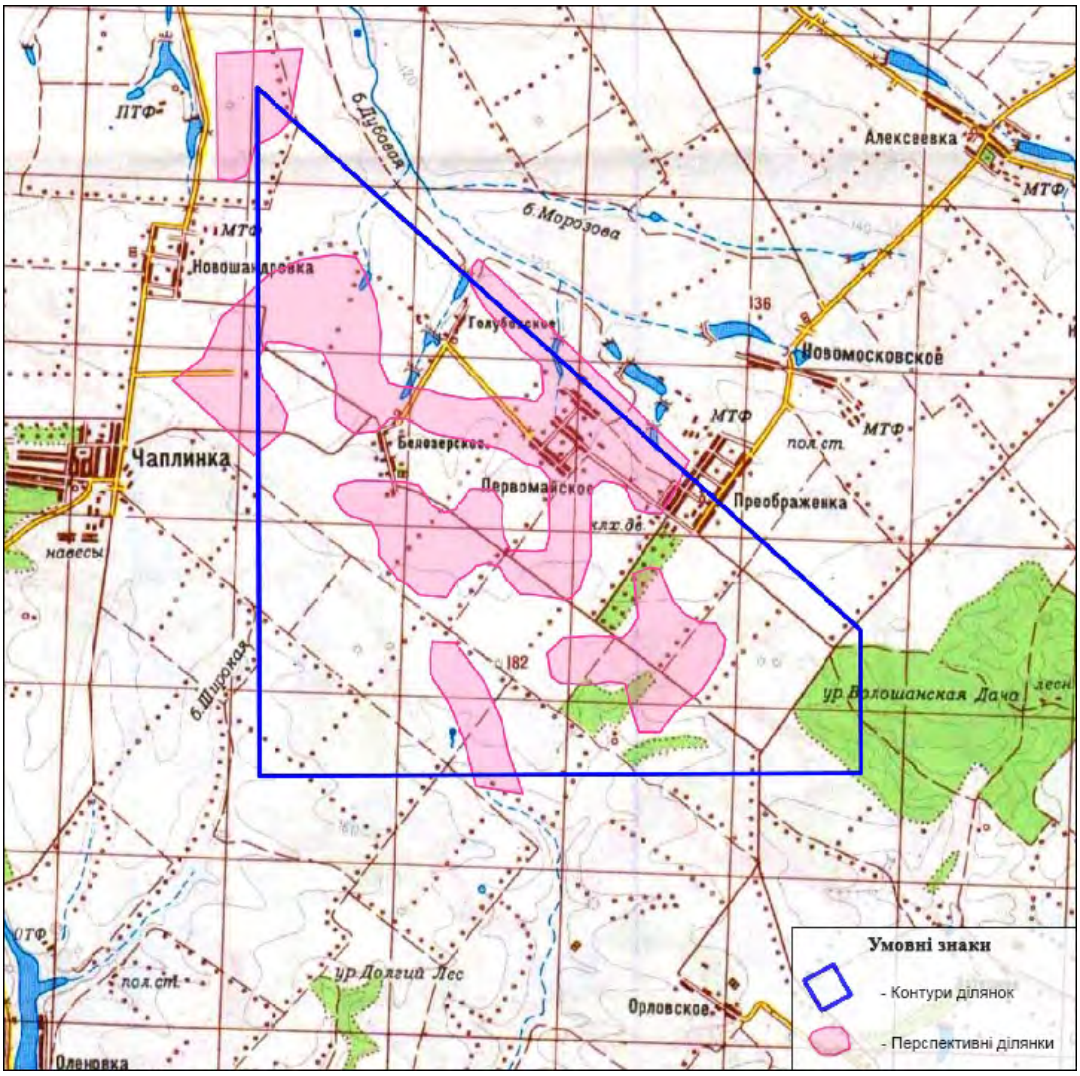


Рис. 8.58. Дубівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

55. Попаснянсько-Самаринська площа

У межах площі досліджень визначено 8 перспективних ділянок (рис. 8.59).

Перспективна ділянка 1 – площова, виділяється в південній прибортовій зоні ДДЗ у межах склепінної частини Іллічівського підняття та тектонічних блоків, у межах його периферійних ділянок. Рекомендовані за даними сейсморозвідки св. 15 і 16 з метою оцінки нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів знаходяться в центральній частині перспективної ділянки 1. Рекомендована св. 17 також знаходиться в межах прогнозного контуру продуктивності в північно-східній його периферійній частині.

Дещо південніше Левенцівського родовища, у межах виділеної за результатами сейсморозвідувальних робіт структурної мережі виділяється перспективна ділянка 2, яка з південного заходу та північного заходу обмежена тектонічними порушеннями. Південно-західне порушення є фрагментом південного крайового розлому. Відсутність пасткових умов за результатами аналізу структурних побудов може свідчити про можливу наявність літологічних покладів у межах цієї перспективної ділянки.

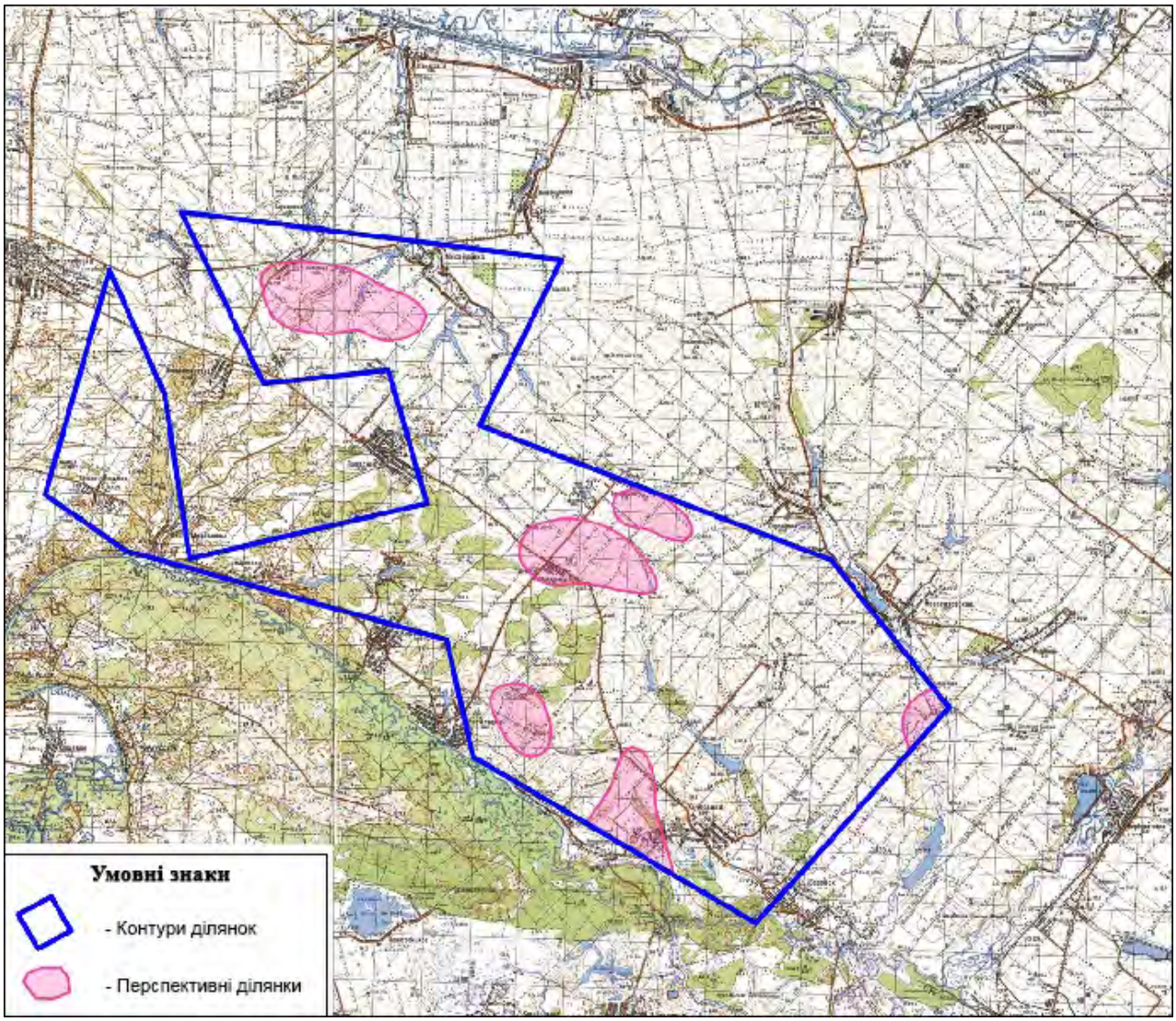


Рис. 8.59. Попаснянсько-Самаринська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Перспективні ділянки 3, 4, 5, 6, 7, 8 розташовані в межах Південного борту ДДЗ, який має складну геологічну будову і ускладнений структурними носами, терасами та тектонічними порушеннями.

У межах Південного борту в західній частині ділянки досліджень виділяється обширна умовно перспективна ділянка 3, яка охоплює каскад із трьох тектонічних блоків, розташованих один за одним з півночі на південь.

В апікальній частині одного з них виділяється невелика за розмірами мало амплітудна Бражинська структура.

Дещо східніше ділянки 3 виділяється перспективна ділянка 4, якій в осадовій товщі по нижньокам'яновугільних відкладах відповідає слабо виражений прогин.

На схід, за даними СТАГГД, виділена перспективна ділянка 5 (5 на 2,5 км), якій у відкладах нижнього карбону відповідає терасовидна структура, яка із заходу та півдня обмежена тектонічними порушеннями, амплітудою до 60 м. Прогнозний поклад ВВ може бути приурочений до тектонічно-екранованої пастки.

Перспективна ділянка 6 має незначні розміри (3 на 2 км), розташована на південь від створу ділянок 4 і 5 у межах Северинівської поперечної зони терасовидних структур. Приурочена до однойменного структурного носу. Із заходу вона обмежується тектонічним порушенням у відкладах карбону.

У південній частині Попаснянсько-Самаринської площі в межах південного закінчення Надіївської зони терасовидних структур, за даними СТАГГД, виділяється перспективна ділянка 7. Із сходу вона обмежується тектонічним порушенням амплітудою 60-80 м. Південний її контур виходить за межі ліцензійної площі і потребує довивчення. Насамперед перспективна ділянка 7 має поширення у південно-західному напрямку.

У крайній східній частині полігону досліджень СТАГГД виділяється невелика за розмірами перспективна ділянка 8, яка, вочевидь, має поширення в північно-східному та південно-східному напрямку і примикає з півдня до південного крайового розлому

56. Північно-Степова площа

У межах Північно-Степової площі за розподілом інформативних показників виділено чотири зони, перспективні для пошуку та видобутку ВВ (рис. 8.60) та одна зона, умовно-перспективна для видобутку ВВ.

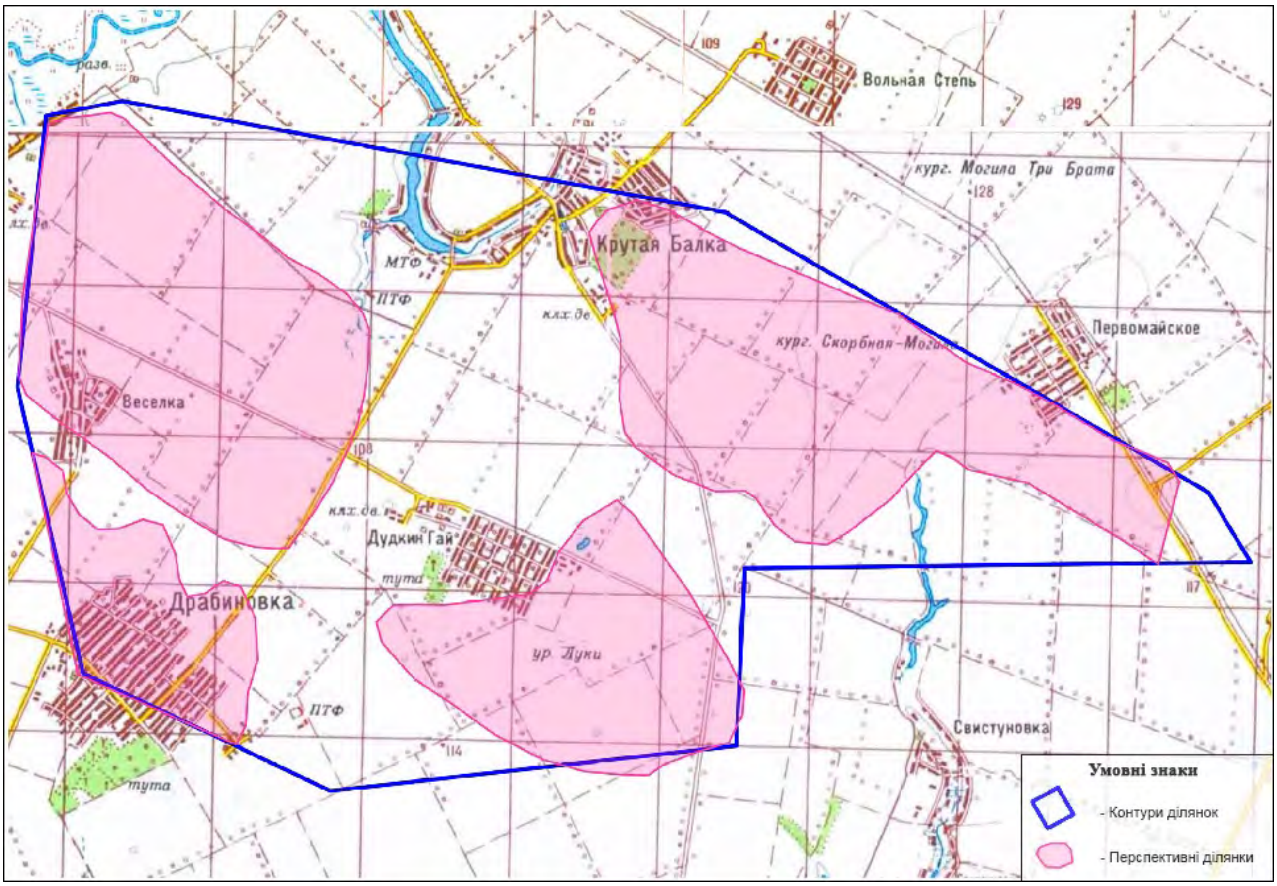


Рис. 8.60. Північно-Степова площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Перша перспективна на видобуток ВВ зона – найбільша за площею в межах території досліджень. Вона максимально контрастно представлена в полях інтегрального показника суми вуглеводневих газів і виділена за допомогою факторного аналізу. Північна та західна границя зони були чітко окреслені границею кільцевої аномалії суми вуглеводневих газів.

Південна границя обмежена радоновими і тороновими аномаліями північно-західного простягання.

Характерною особливістю північно-західної частини ділянки є максимально інтенсивні прояви аномалій гелію. Протяжна аномалія водню примикає до північного контуру прогнозної зони. Структурно вона збігається з Гайсинською структурою.

Друга перспективна на видобуток ВВ зона – розташована на північ і захід від родовища Степове і відділена від першої радоновими і тороновими аномаліями і розташована на південь від першої. У межах зони фіксується інтенсивна аномалія температурного показника і відображена в аномальних полях вуглеводневих газів середньої інтенсивності.

Третя перспективна на видобуток ВВ зона – розташована в межах контуру літологічного виклинювання, визначеного по гор. відбиття $Vв_2^3$. Східна межа зони набуває максимально чіткого відображення в аномаліях інтегрального показника суми вуглеводневих газів. Південна межа зони максимально виділяється в аномальних полях легких ВВ, в тому числі метану. На півдні та заході перспективна зона оконтурена за розподілом температурних аномалій.

Четверта перспективна на видобуток ВВ зона – виділяється в аномальних полях інтегрального показника суми вуглеводневих газів, оконтурена аномалією торону та характеризується наявністю аномальних полів водню та гелію.

П’ята умовно-перспективна на видобуток ВВ зона виділена зважаючи на високі температурні показники і охоплює частину Скарбної структури. Аномалії інтегрального сумарного показника вуглеводневих газів тут проявлені не контрастно. Для цієї зони є характерними високоінтенсивні аномалії метану, які маркують її з південного краю.

57. Мачухська площа

На основі всього комплексу розподілу карт структурних, тектонічних, результатів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників, використовуючи оригінальні обчислювальні програми нами було проведено районування території щодо перспектив на пошуки пасток ВВ і складено схему розташування перспективних ділянок (рис. 8.61).

У межах площі досліджень визначено 16 ділянок складної форми як перспективні для пошуку покладів ВВ

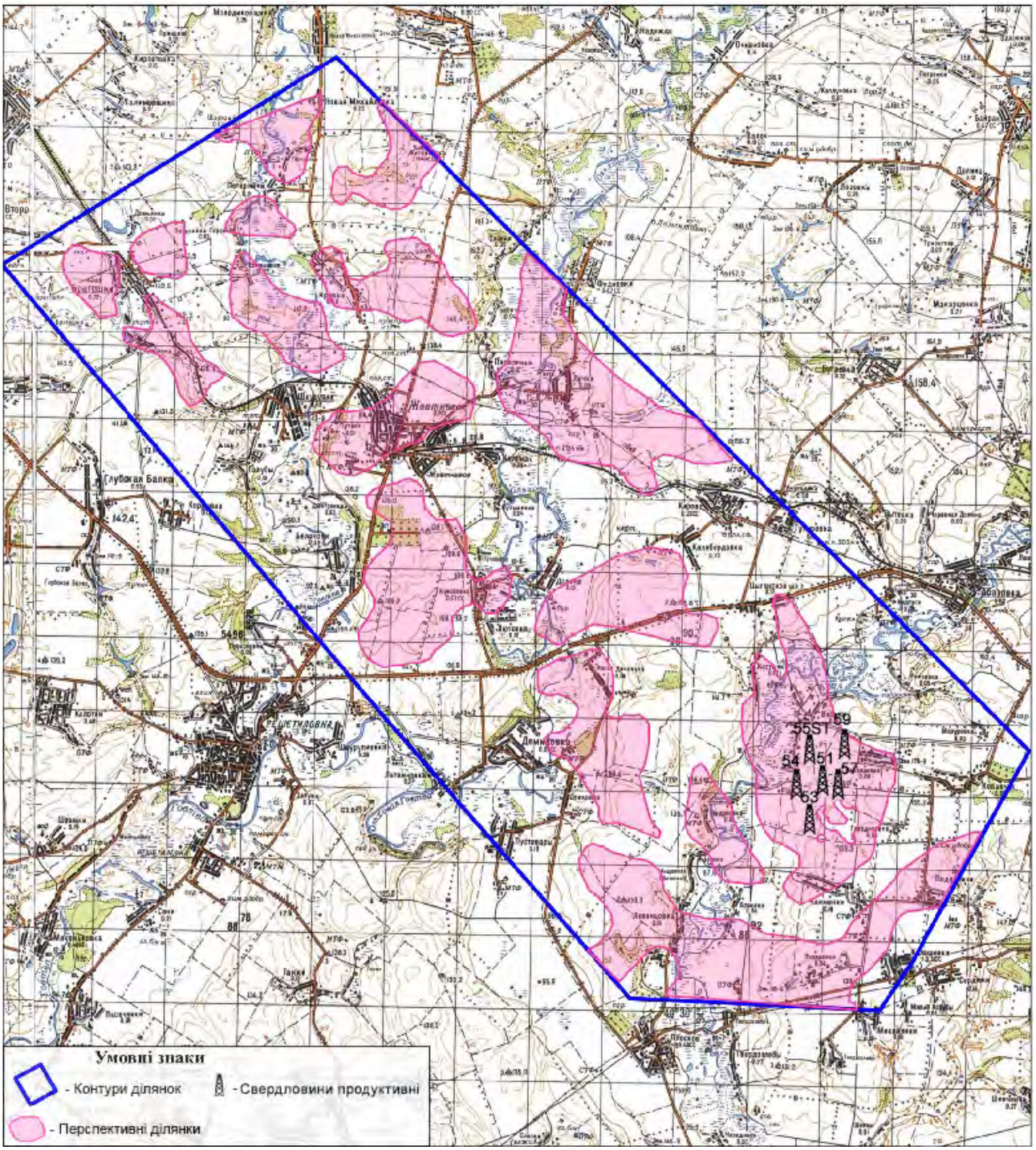


Рис. 8.61. Мачухська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

58. Товкачівська площа

На основі комплексного вивчення матеріалів сейсмічних досліджень, результатів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, використовуючи оригінальні обчислювальні програми, проведено районування території Товкачівської площі щодо перспектив на пошуки покладів ВВ і складено схему розташування перспективних ділянок (рис. 8.62).

У межах ділянки досліджень визначено чотири перспективних ділянки з якими можуть бути пов'язані поклади ВВ.

Перспективна ділянка 1 – розташована в північній частині ділянки досліджень вздовж річки Жеребець, складної форми. Її розташування збігається з похилим порушенням північно-західного напрямку визначеним за даними сейсморозвідки.

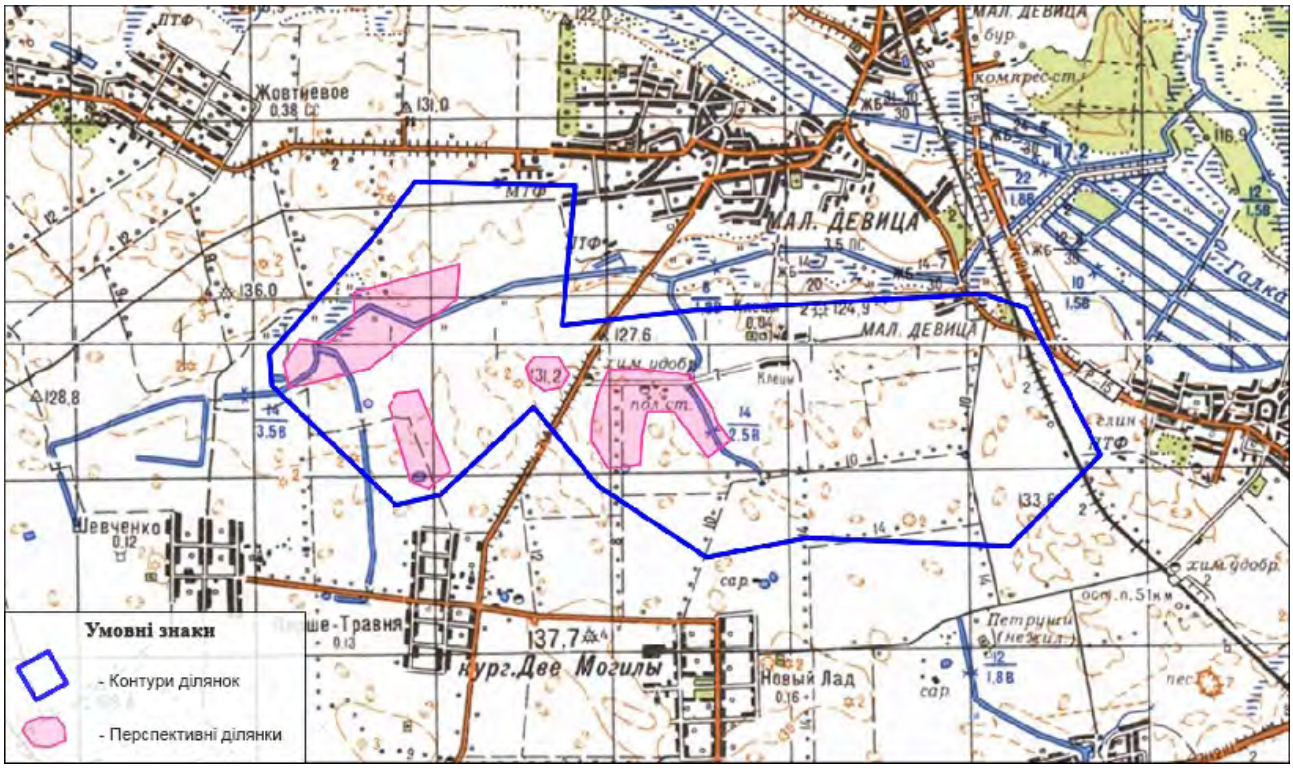


Рис. 8.62. Товкачівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Перспективна ділянка 2 – розташована в центрі західної частини ділянки досліджень, складної форми. Її розташування збігається з вузлом перетину різноспрямованих розривних порушень північно-східного і північно-західного напрямків, визначених за даними сейсморозвідки.

Перспективна ділянка 3 – розташована в східній частині ділянки досліджень, складної форми. Її розташування збігається з розривним порушенням північно-східного напрямку. Східна частина перспективної ділянки збігається з місцем перетину північно-східного порушення з субмеридіональним.

Перспективна ділянка 4 – розташована в південній частині ділянки досліджень, складної форми. Її розташування збігається з розривним порушенням північно-західного напрямку.

8.2. КАРТУВАННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Починаючи з 2002 року, ІГН НАН України технологію СТАГГД запроваджено в Західному нафтогазоносному регіоні. Дослідження виконувались як за кошти Державного бюджету (виконання науково-технічних проектів), так і на замовлення ГПУ «Львівгазвидобування» і низки приватних нафтогазопошукових підприємств (табл. 8.2).

Таблиця 8.2

Зведені дані щодо обсягів досліджень СТАГГД у Західному нафтогазоносному регіоні України

N п/п	*Об'єкти досліджень: площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
1	Бучацька площа	225,1	443	Площинні дослідження за мережею 500х1000 м
2	Північно-Гвіздецька ділянка	10,0	91	Площинні дослідження за мережею 200х200 м
3	Чертізька площа	184,6	254	Площинні дослідження за мережею 600х1200 м
4	Кадобнянсько-Чертізький полігон	21,5	120	Площинні дослідження за мережею 200х200 м
5	Жденіївська площа	96,0	324	Площинні дослідження за мережею 1000х1000 м, згущення 250х250
6	Ілемківсько-Лолинська площа	173,6	798	Площинні дослідження за мережею 1000х1000 м, згущення 250х250
7	Південно-Буцівська площа	237,7	1078	Площинні дослідження в межах східної частини Чижевецької структури 250х250м, за межами – 1000х1000 м
8	Максимець-Бистрицька площа	30,3	133	Площинні дослідження за мережею 1000х1000 м, згущення 250х250

Загальна територія досліджень СТАГГД ~1000 км², на якій відпрацьовано ~3200 п.с.

За результатами багаторічної роботи технологією СТАГГД відпрацьовано низку родовищ та площ на території Західного нафтогазоносного регіону України: Бучацька площа, Чертізька площа, Північно-Гвіздецька площа, Кадобнянське газове родовище, Жденіївська площа, Ілемківсько-Лолинська площа, Південно-Буцівська площа, Максимець-Бистрицька площа.

1. Бучацька площа

Дослідження Бучацької площі, розташованої у Бучацькому районі Тернопільської області, за технологією СТАГГД було виконане у 2002 р.

З урахуванням специфіки структурно-тектонічних умов Бучацької площі були проведені комплексні площадні термометричні та газово-еманаційні дослідження. Для цього вся досліджувана територія була пересічена 29 паралельними профілями з п'ятисотметровими інт. між пікетами. Відстань між профілями складала 1000 м. Профілі були орієнтовані з півдня на північ. Всі профілі і пікети були прив'язані до координатної мережі за системою GPS.

У межах дослідженої площі було обстежено 443 пункти спостереження, в яких були проаналізовані вміст в підґрунтовому повітрі ^{222}Rn, ^{220}Rn, CO_2, He, H_2, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10-n}, C_4H_{10-i}. Крім того, були проведені заміри температури підґрунтового шару.

На основі виконаних термометричних і газово-еманаційних досліджень вперше для Бучацької площі виділено ділянки аномальних значень атмогеохімічних індикаторів, що характеризують РЗПП і неотектонічної активності, та поля їх фонових значень, які безпосередньо визначають умови відносної геодинамічної стабільності та потенційної герметичності гірських порід, сприятливі для формування пасток ВВ. В цілому для цієї площі виявлений складний (азональний) характер розподілу атмогеохімічних і температурних аномалій є типовим для тектонічних вузлів з дрібноблоковою структурою, що потрібно враховувати при постановці пощуково-розвідувальних робіт.

За результатами термометричних і газово-еманаційних зйомок у межах Бучацької площі відкартована умовно перспективні ділянки для пошукових робіт і намічено контури 7 можливих ділянок розміщення пасток ВВ (рис. 8.63).

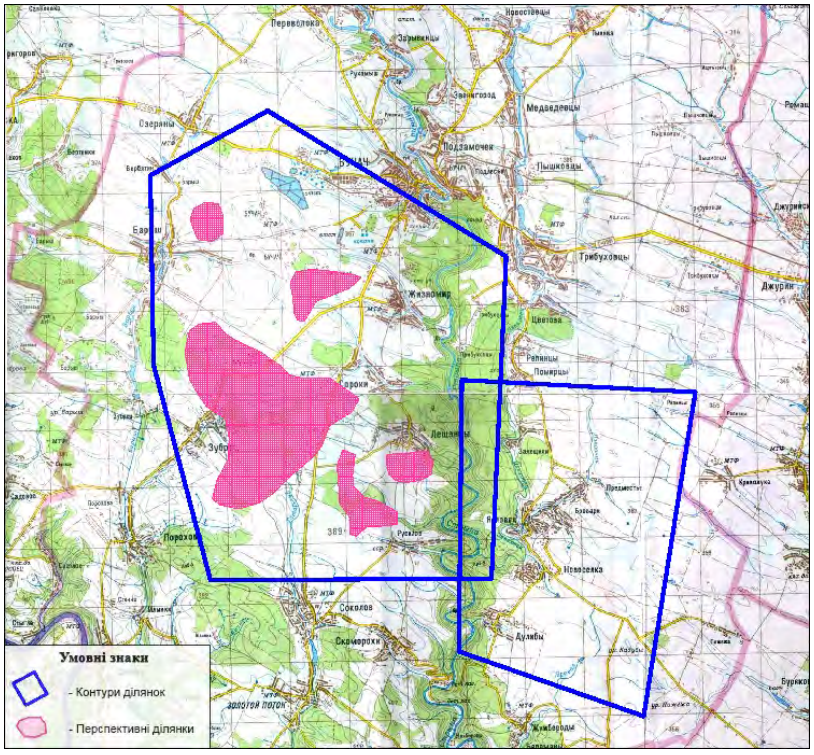


Рис. 8.63. Бучацька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

2. Північно-Гвіздецька площа

Дослідження Північно-Гвіздецької ділянки, розташованої у Богородчанському районі Івано-Франківської області, за технологією СТАГГД було виконане у 2002 р.

За виявленим розподілом температурних і газово-еманаційних індикаторів відділено дві перспективні та три умовно перспективні ділянки (рис. 8.64). Найбільша з них картується в межах південно-східного блоку. Структурно вона приурочена до блоку вищого порядку, межі якого співпадають з локальними лінеаментами північно-східного простягання (із заходу й сходу) та субширотним лінеаментом (з півдня). Інші ділянки є незначними за площею.

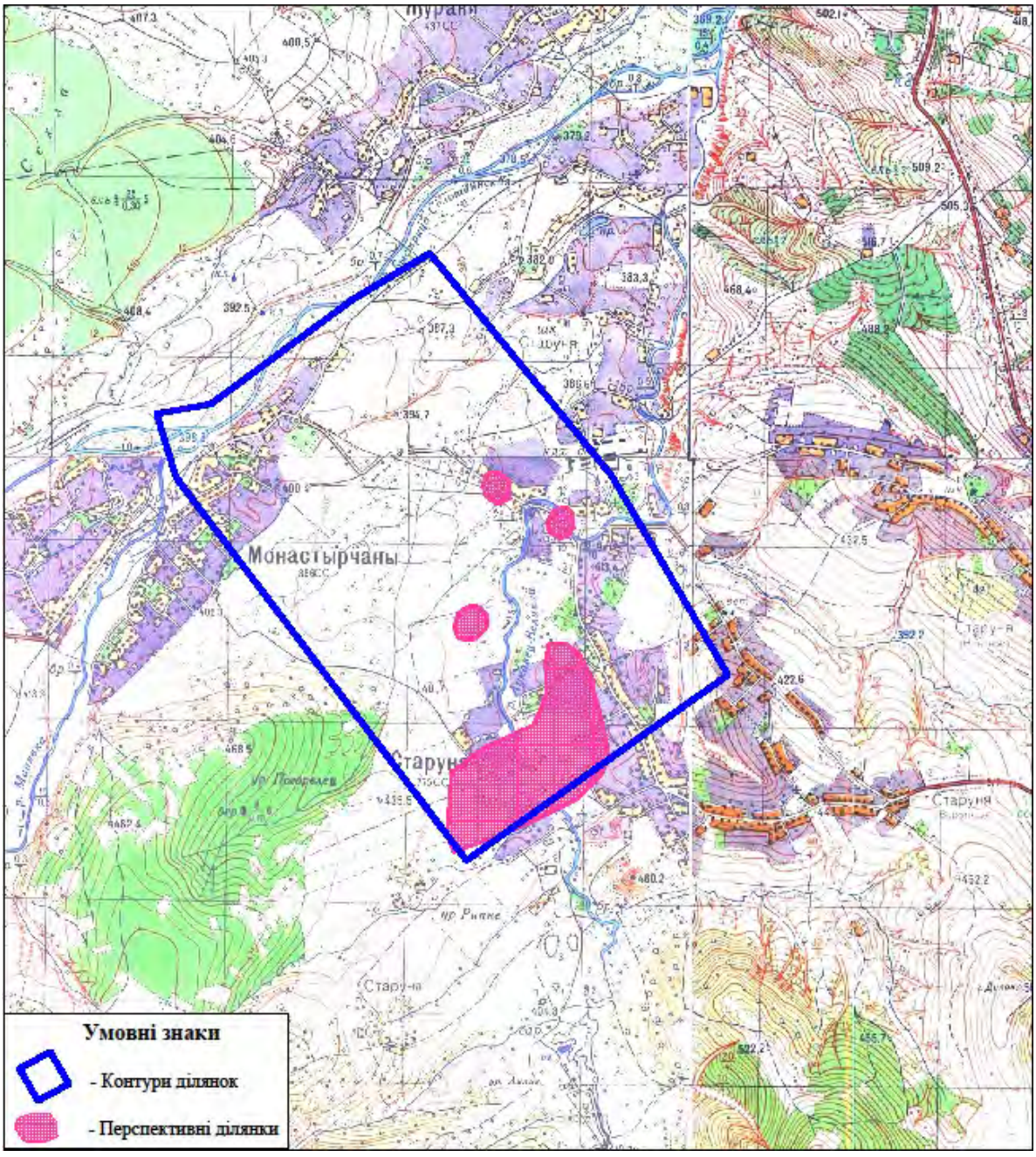


Рис. 8.64. Північно-Гвіздецька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

3. Чертізька площа

Об'єктом досліджень була Чертізька площа, що розташована в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. Роботи було виконано у 2002 р.

За результатами виконаної термометричної та газоеманаційної зйомок проведено районування площі робіт та виділено геодинамічно стабільні ділянки, сприятливі для формування пасток ВВ.

З урахуванням дрібноблокової будови площі досліджень та результатів термометричних та газово-еманаційних досліджень виділено низку малорозмірних ділянок вірогідного розміщення пасток ВВ (рис. 8.65). Для перевірки та уточнення структурних контурів цих ділянок рекомендується проведення додаткових досліджень.

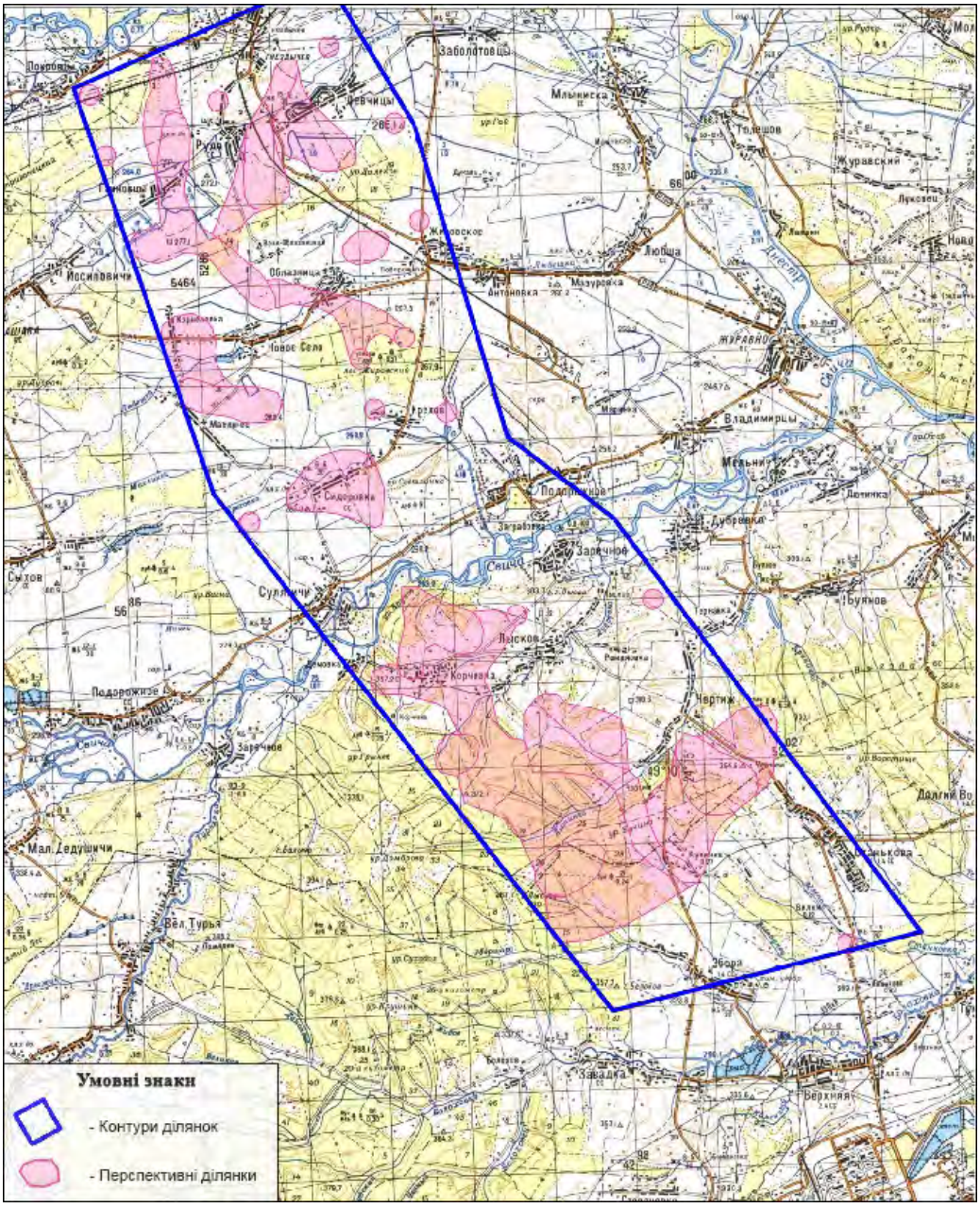


Рис. 8.65. Чертізька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

4. Кадобнянське газове родовище

За результатами досліджень СТАГГД у межах Кадобнянського газового родовища виділено 2 перспективних та 1 умовно-перспективну ділянку на пошуки нафти та газу (рис. 8.66).

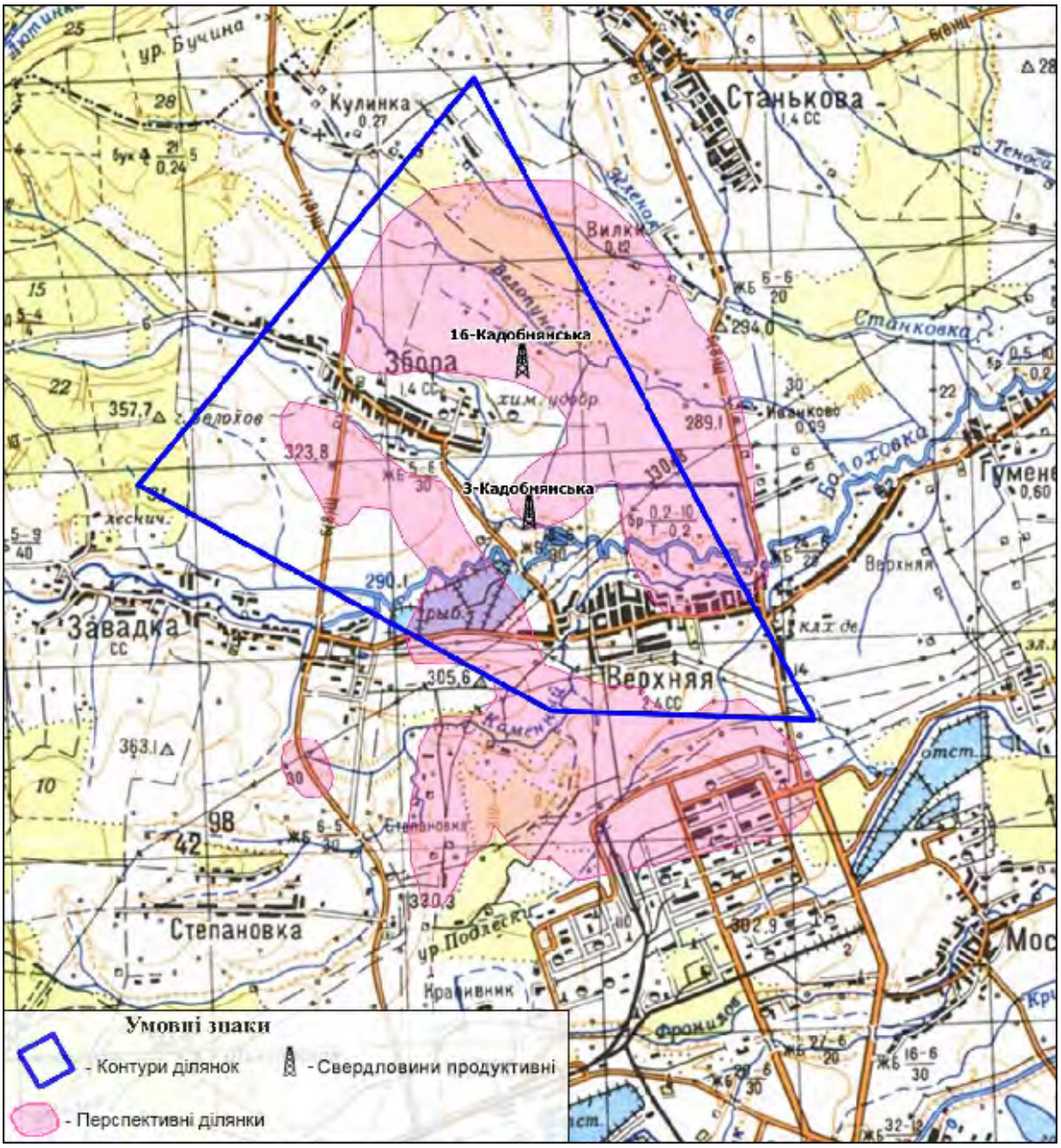


Рис. 8.66. Кадобнянсько-Чертізький полігон. Кадобнянське газове родовище. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

5. Жденіївська площа

Жденіївська площа на північному заході межує з Лютнянським газовим родовищем.

За результатами досліджень СТАГГД у межах Жденіївської площі виділяється низка перспективних на нафту та газ ділянок (рис. 8.67). Виділені нафтогазоперспективні об'єкти мають розміри від 1,1 км^2 до 3,6 км^2.

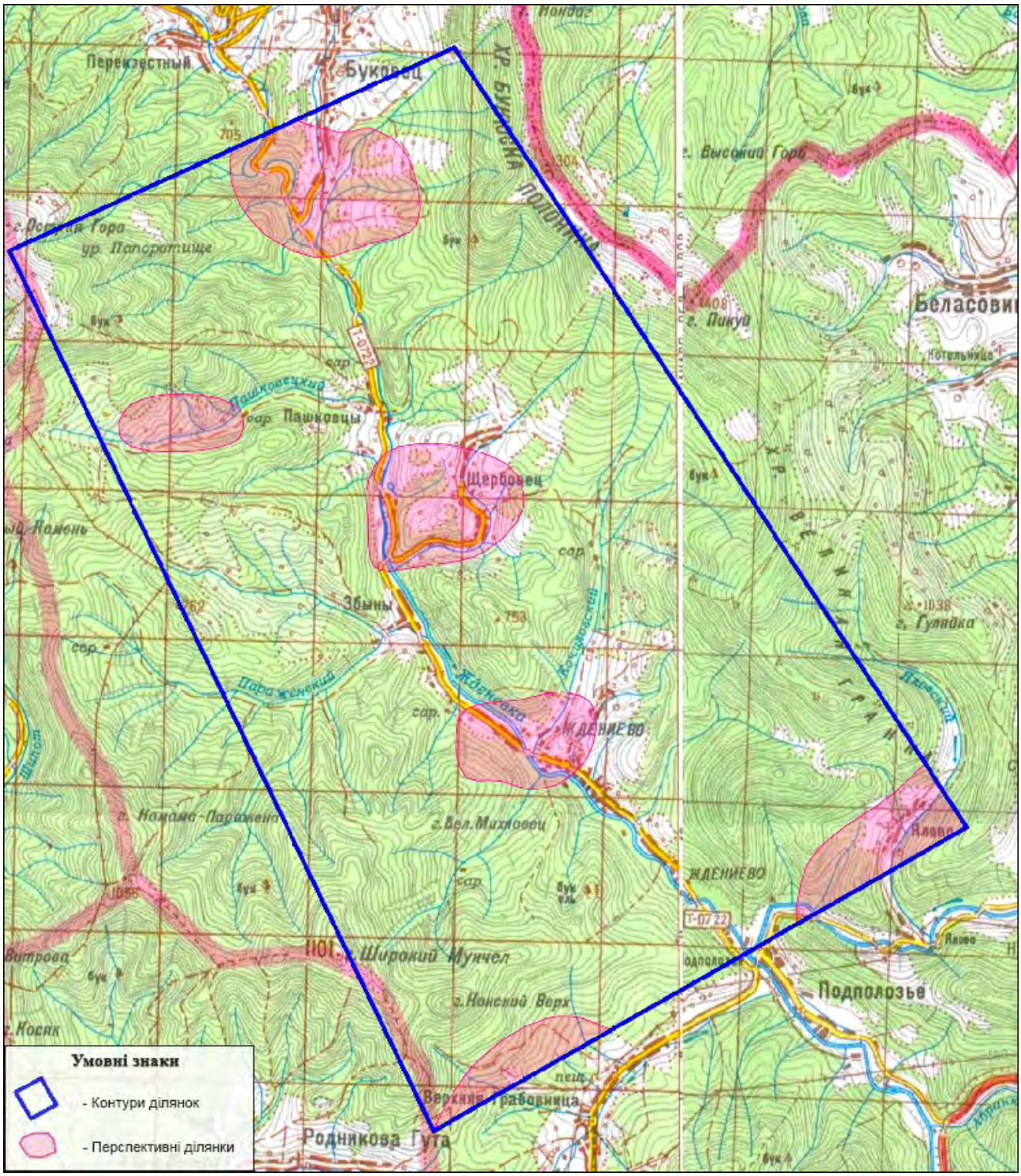


Рис. 8.67. Жденіївська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

За проведеним детальним дослідженням геохімічного розподілу на площі досліджень (враховуючи площу виділених перспективних ділянок та кількість точок на основі яких вони виділені) найбільш перспективними для подальших досліджень та постановки глибокого буріння є перспективні ділянки, розташовані у північній та центральній частині площі досліджень.

6. Ілемківсько-Лолинська площа

За результатами досліджень СТАГГД виділено 4 перспективних на нафту та газ ділянки (рис. 8.68). Нафтогазоносні об'єкти мають розміри від 4,1 км^2 до 10,6 км^2.

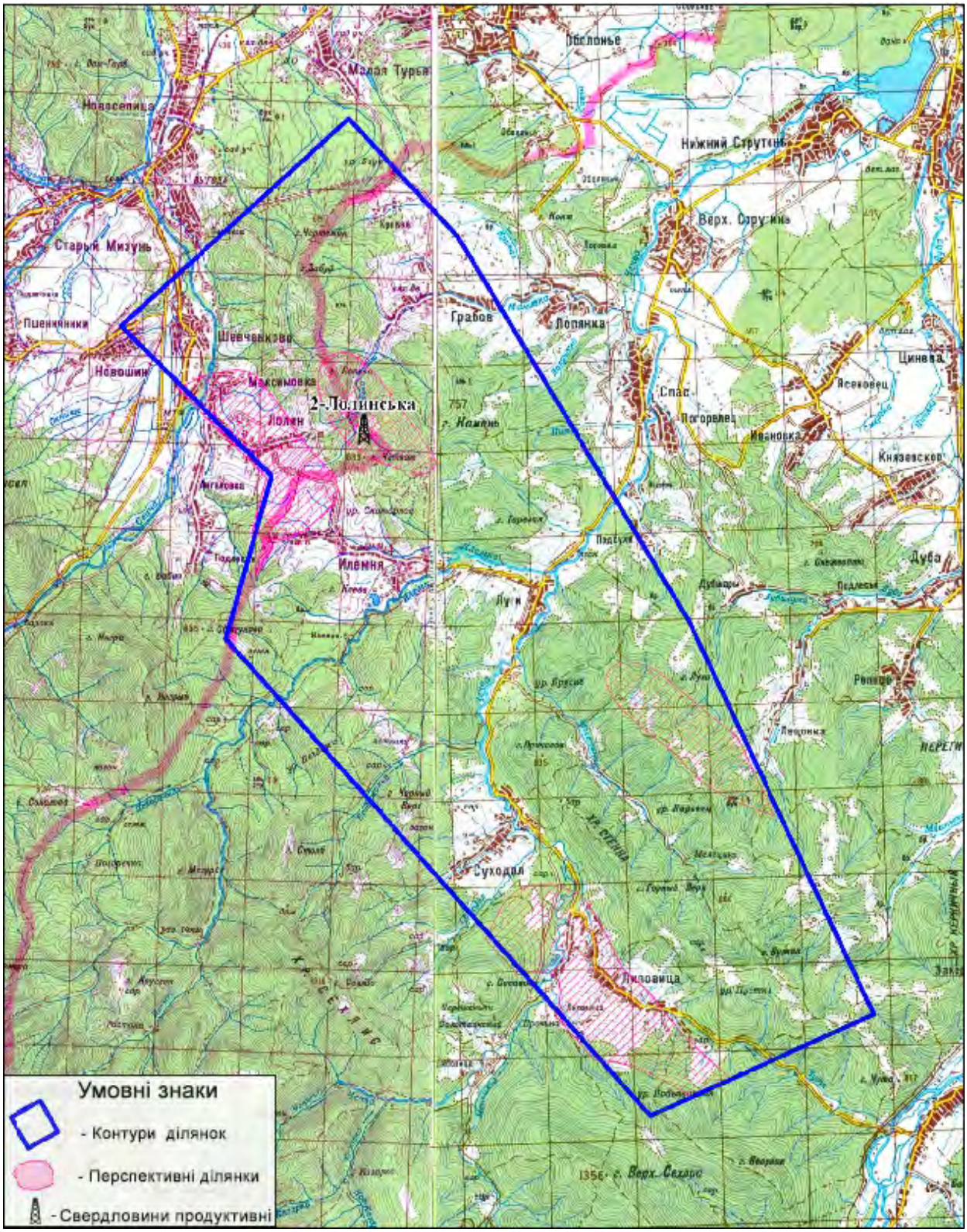


Рис. 8.68. Ілемківсько-Лолинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

В результаті випробування св. 2-Лолинська, яка потрапляє в перспективну ділянку, виділену за результатами СТАГГД, з різних інт. отримано слабий приплив газу та нафти.

За результатами випробування було прийнято рішення – подальше освоєння св. на цьому етапі припинити, провести демонтаж бурового верстату та залишити її на розкальматацію привибійної зони, розглянути питання інтенсифікації за допомогою високоефективних новітніх технологій та передати її на баланс ГПУ «Львівгазвидобування» (протокол від 01.08.2019 р).

7. Південно-Буцівська площа

За комплексом критеріїв СТАГГД виділено шість перспективних ділянок для пошуку пасток ВВ. Виділені нафтогазоносні об'єкти мають розміри від 7,58 до 13,40 км^2 (рис. 8.69).

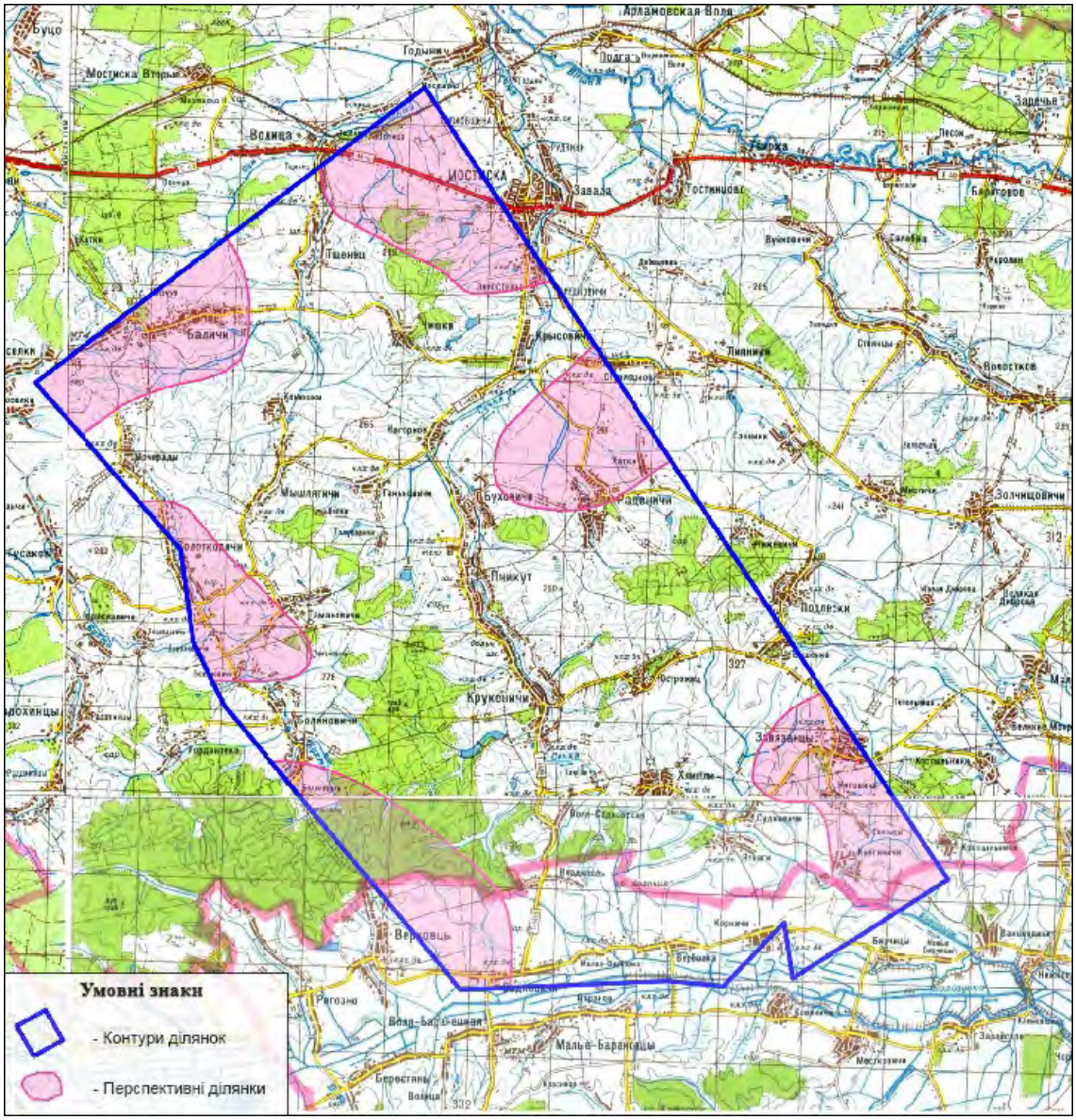


Рис. 8.69. Південно-Буцівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Для уточнення контурів перспективних ділянок рекомендується провести більш детальну зйомку за технологією СТАГГД з кроком 250х250 м, а у випадку закладання св. – з кроком досліджень 100 м на 100 м.

8. Максимець-Бистрицька площа

За результатами досліджень СТАГГД у межах Максимець-Бистрицькій площі виділяється дві ділянки перспективних на нафту та газ (рис. 8.70). Виділені нафтогазоносні об'єкти мають розміри від 0,74 км^2 до 3,46 км^2.

Слід зазначити, що за результатами виконаних СТАГГД контури перспективних ділянок обмежується контуром ліцензійної ділянки та не виключено, що вони продовжуються далі на північ та південь відповідно.

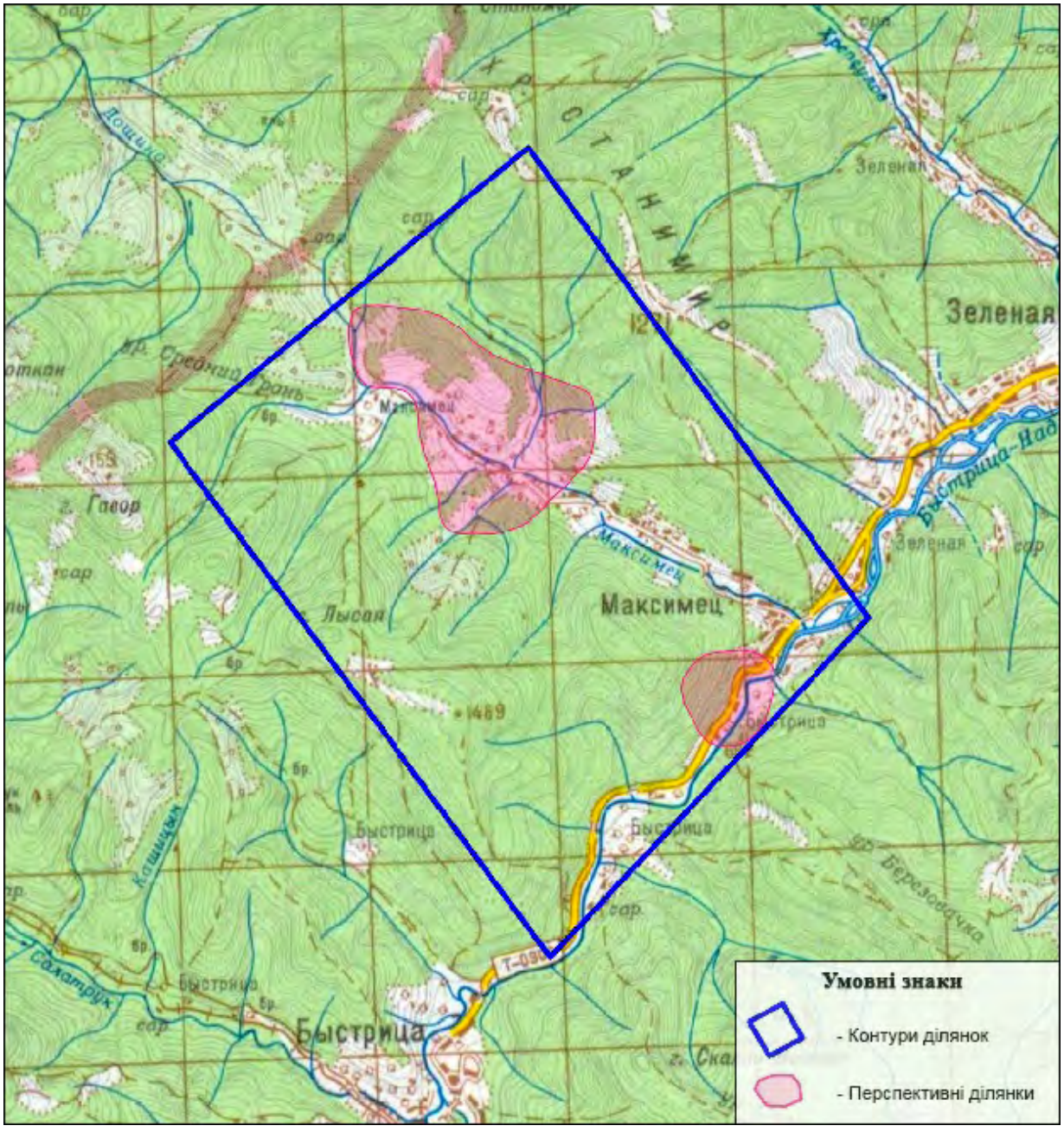


Рис. 8.70. Максимець-Бистрицька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

З вищеперерахованих площ та родовищ, відпрацьованих за технологією СТАГГД, АТ «Укргазвидобування» має спеціальні дозволи на користування надрами на Кадобнянське газове родовище, Жденіївську, Ілемківсько-Лолинську, Південно-Буцівську, Максимець-Бистрицьку площу.

З матеріалів, наданих ІГН НАН України від ГПУ «Львівгазвидобування», при погодженні з АТ «Укргазвидобування», встановлено, що на території Піденно-Буцівської площі та Максимець-Бистрицької площі глибоке буріння не проводилось, а на території Жденіївської площі буріння св. не завершене на момент написання звіту.

ІГН НАН України від ГПУ «Львівгазвидобування», при погодженні з АТ «Укргазвидобування», надані результати буріння та випробування по трьох св., що пробурені та випробувані на Ілемківсько-Лолинській площі (св. 2-Лолинська) та на Кадобнянському газовому родовищі (св. 16-Кадобнянська та 3-Кадобнянська).

Всі св., надані ГПУ «Львівгазвидобування», потрапляють в перспективні на ВВ ділянки, виділені за СТАГГД.

8.3. КАРТУВАННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

У Південному нафтогазоносному регіоні України геолого-структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження виконувались на суходолі (Актаська площа) та в українських секторах морських акваторій Чорного та Азовського морів

8.3.1. КОМПЛЕКСНІ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГІДРОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Актаська площа

Згідно сейсморозвідувальних даних, мис Казантип є східною частиною структури Мисова-1, що продовжується в північно-західному напрямку в акваторію Азовського моря на відстань понад 6 км. На мисі Казантип виявлено Актаське (Мисове) нафтове родовище.

Тут на площі 10,0 км^{2}були проведені площинні дослідження за мережею 500х500 м на 54 п.с.

Результати СТАГГД території Актаського родовища показують, що газонафтовий поклад у встановлених бурінням контурах на поверхні землі відображається слабоконтрастними атмогеохімічними аномаліями, близькими до фонових значень (рис. 8.71).

Встановлені особливості закартованих полів характерні для надійно екранованих (герметичних) структурних пасток, сприятливих для накопичення й збереження покладів ВВ. З полем атмогеохімічних мінімумів збігається значна за розмірами позитивна температурна аномалія, що також типово для ділянок локалізації вуглеводневих покладів



Рис. 8.71. Актаська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

8.3.2. КОМПЛЕКСНІ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГІДРОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА ЧОРНОГО МОРЯ

В українському секторі Чорноморського басейну комплексну методику СТАГГД було застосовано для прогнозування та пошуків ВВ на північно-західному шельфі, континентальному схилі Західно-Чорноморської западини та Прикерченському шельфі, континентальному схилі Східно-Чорноморської западини, що розташовані в різних структурно-тектонічних і нафтогазопромислових зонах (рис. 8.72, табл. 8.3). Мета робіт – відпрацювання комплексу методів СТАГГД та виявлення площ, перспективних для прогнозування та пошуків покладів ВВ і оконтурення перспективних ділянок для ПРР.



Рис. 8.72. Площі СТАГГД, виконані в українській акваторії Чорного моря

дослідження Прикерченського шельфу Чорного моря (2002 р.), структури: 1 – Субботіна, Абіха, Глибока, Південно-Керченська;
дослідження Північно-Західного шельфу Чорного моря (2007 р.), структури: 2 – Одеська, Безіменна, Рифтова, Осетрова; 3 – Західно-Голіцинська; 4 – Сундучна; 5 – Ювілейна (Янтарна);
дослідження континентального схилу та Західно-Чорноморської западини (2009 р.); 6 – ділянка Схилова; 7 – структура Британська; 8 – дослідження Каркінітсько-Північно-Кримського прогину (2010 р.);
дослідження Прикерченського шельфу Чорного моря (2013 р.), структури: 9 – Якірна, Південно-Керченська, Моряна, Глибока; 10 – Паласа

Таблиця 8.3
Зведені дані щодо обсягів досліджень СТАГГД у межах українських секторів шельфів Азовського та Чорного морів

N п/п	*Об'єкти досліджень: площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*К-кість п.с.*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
Український сектор шельфу Чорного моря				
Північно-Західний шельф				
1	Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова	504	100	Площинні дослідження за мережею 2,5х2,5 км
2	Західно-Голіцинська	428	71	Площинні дослідження за мережею 2,5х2,5 км
3	Сундучна	103	30	Площинні дослідження за мережею 2,0х2,0 км
4	Ювілейна	128	25	Площинні дослідження за мережею 2,5х2,5 км
5	Західна частина Каркінітсько - Північно-Кримського прогину	919	65	Площинні дослідження за мережею 4,0х4,0 км

N п/п	*Об'єкти досліджень: площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*К-кість п.с.*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
Континентальний схил Західно-Чорноморської западини				
6	Схилова	155	11	Профільні дослідження, між профілями 8 км, між п.с.– 1,5 км
	Британська	264	25	Профільні дослідження, між профілями 8 км, між п.с.– 1,5 км
Прикерченський шельф				
7	Прикерченський шельф (Керченська, Абіха, Субботіна, Якірна, Південно-Керченська)	812	150	Площинні дослідження за мережею 2,0х2,0 км
8	Паласа	280	23	Площинні дослідження за мережею 4,0х4,0 км
9	Глибока	200	34	Площинні дослідження за мережею 3,0х3,0 км
Український сектор шельфу Азовського моря				
10	Західно-Булганацька	68	27	Площинні дослідження за мережею 1,8х1,8 км
11	Мисова-1	15	39	Площинні дослідження за мережею 1,0х1,0 км
12	Мисова-2	10	16	Площинні дослідження за мережею 1,0х1,0 км
13	Меотична	259	83	Площинні дослідження за мережею 1,8х1,8 км
14	Літологічна	265	68	Профільні дослідження, між профілями 4 км, між п.с.– 1 км
15	Бірюча	205	76	Площинні дослідження за мережею 1,9х1,9 км
16	Білосарайський полігон (Білосарайська, Морська, Матроська, Ударна)	717	208	Площинні дослідження за мережею 2,0х2,0 км
17	Обіточна	56	363	Площинні дослідження за мережею 600х300 м, згущення 150х150 м

Загальна площа СТАГГД ~5000 км², на якій відпрацьовано ~1300 п.с.

ПІВНІЧНО-ЗАХІДНИЙ ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ

1. Полігон структур Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова

Одеське газове родовище приурочене до однойменного локального підняття на західній центрикліналі Каркінітського прогину. Глибина моря 40-43 м. Підняття виявлене в 1975 р. і підготовлене до буріння по палеогенових та еоценових відкладах дослідженнями МСГТ.

Безіменне родовище розташоване північніше Одеського й за уявленнями деяких фахівців вважається його ймовірним складовим продуктивними

блоком. Безіменна структура виявлена й підготовлена до буріння по гор. IIб (еоцен) і IIIа (палеоцен). Вона являє собою антиклінальну складку північно-західного простягання. По гор. III структура оконтурена ізогіпсою -1775 м, має розміри 6,5 х 2,6 км, амплітуду 70 м.

Осетрова структура виявлена по докрейдових відкладах. По ізогіпсі -6100 м її площа дорівнює 14,5 км^2, амплітуда 100 м. Перспективними передбачаються нижньо- й докрейдові відклади. На Східно-Осетровій ділянці по відкладах палеоцену-нижнього майкопу виділено чотири ділянки потенційних літологічних пасток.

На основі виконаних побудов проведено райнування площі досліджень і визначено контур потенційних перспективних ділянок. Найбільш упевнено виділяються дві перспективні ділянки. Перша тяжіє до продуктивної структури Безіменна.

Друга перспективна ділянка просторово включає Одеську, Рифтову та Осетрову структури (рис. 8.73).

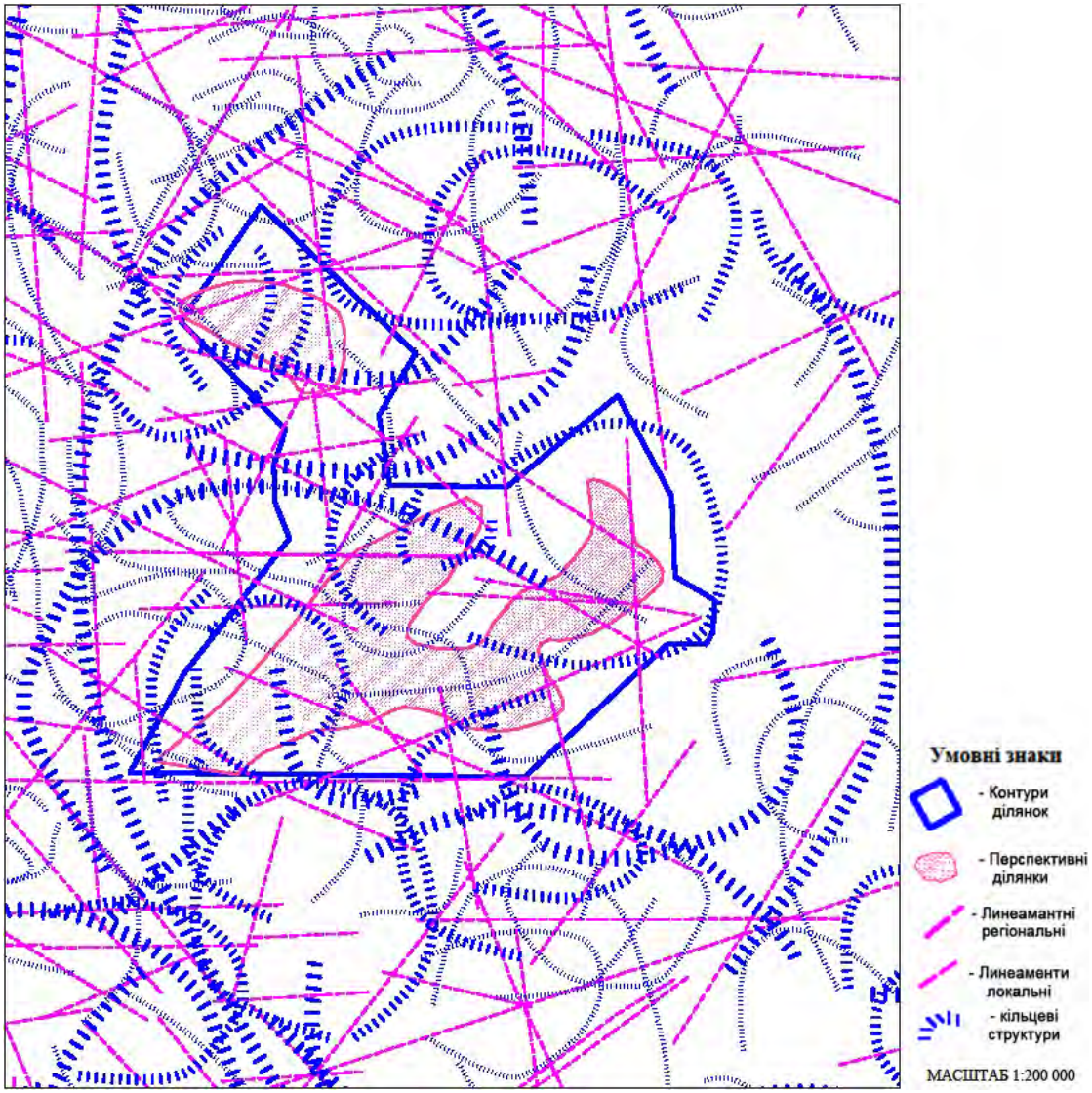


Рис. 8.73. Одеська – Безіменна – Рифтова – Осетрова площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Результати дослідження Одеського та Безіменного родовищ свідчать про їх різні картувальні ознаки, що, найвірогідніше, обумовлено особливостями їх геологічної будови. Виявлені нами температурні й атмогеохімічні ознаки Одеського родовища в цілому узгоджуються з показниками, визначеними нами для родовищ Азовського моря.

2. Площа Західно-Голіцинська

Площа Західно-Голіцинська охоплює крайову частину Голіцинського газоконденсатного родовища та прилеглу до нього з південного-заходу Західно-Голіцинську перспективну площу в межах Західно-Голіцинського структурного носу. За результатами аналізу отриманих даних та виконаних картографічних на Західо-Голіцинській площі найбільш обґрунтовано виділяються дві потенційно перспективні ділянки. Перша з них структурно тяжіє до Західно-Голіцинського структурного носу та його південного схилу, друга – до підняття (рис. 8.74).

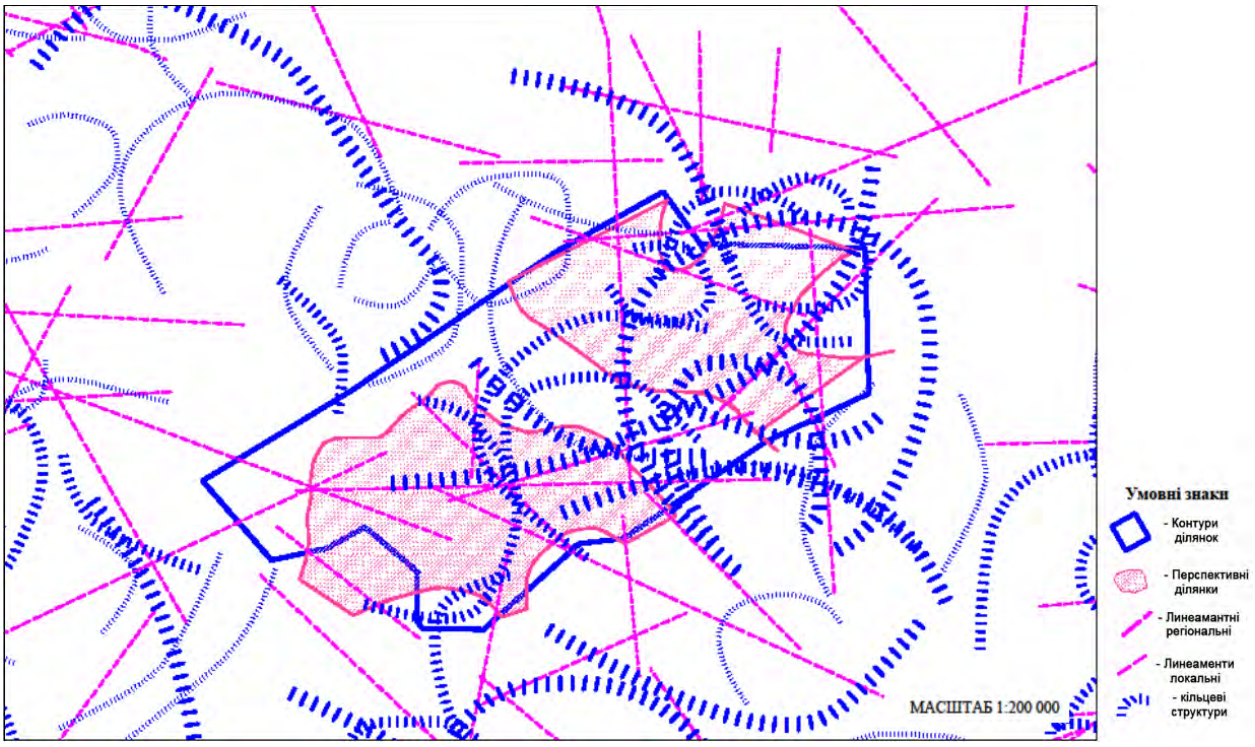


Рис. 8.74. Західно-Голіцинська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

3. Площа Сундучна

У межах площі виявлена Сундучна брахіантикліналь у верхньоюрських відкладах (гор. VI), що з півночі обмежена північно-західним фрагментом Голіцинської зони розривних порушень. Розміри по ізогіпсі -1300 м сягають 35 км^2, амплітуда 200 м. Структура добре виражена по гор. відбиття IV. Перспективи цієї структури на ВВ пов'язують з відкладами еоцену, палеоцену та крейди.

За результатами виконаних побудов у межах площі проведених робіт нами виділена ділянка, найбільш перспективна на пошуки ВВ, яка просторово збігається з Сундучною структурою (рис. 8.75).

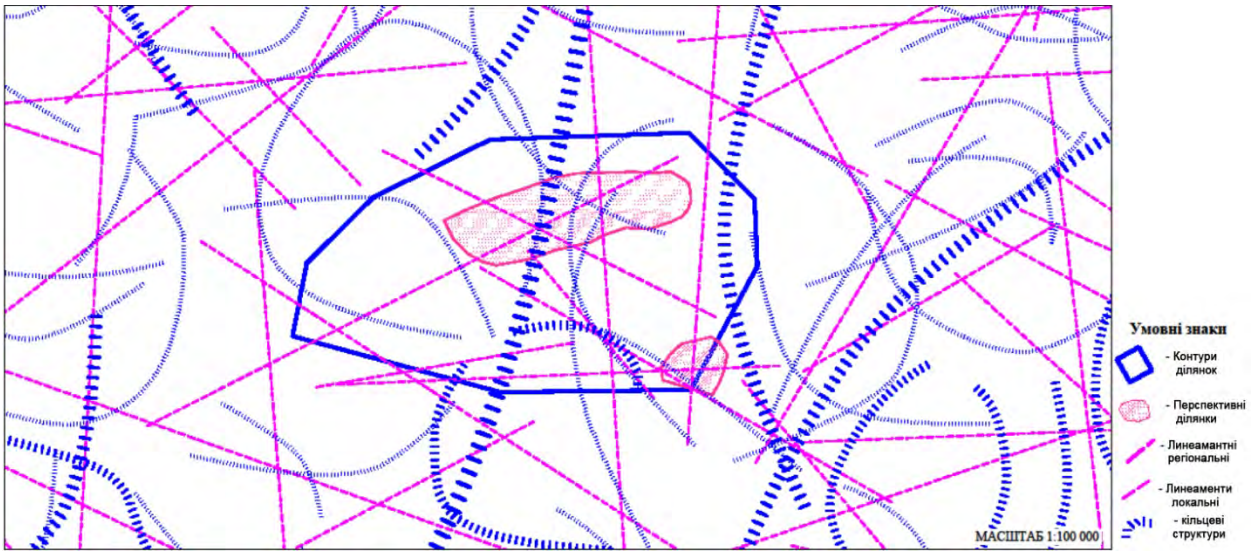


Рис. 8.75. Сундучна площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

4. Площа Ювілейна (Янтарна)

Найбільш вираженим структурним елементом на площі є Ювілейна структура, яка в крейдових відкладах за даними сейсморозвідки (по сейсмічному гор. IV) відображається як вузький структурний ніс північно-східного простягання. Його північно-західне крило зрізане поздовжнім розривним порушенням

На основі виконаних побудов проведено районування площі досліджень та визначено контур потенційної перспективної ділянки. Просторово вона відповідає Ювілейній структурі (рис. 8.76).

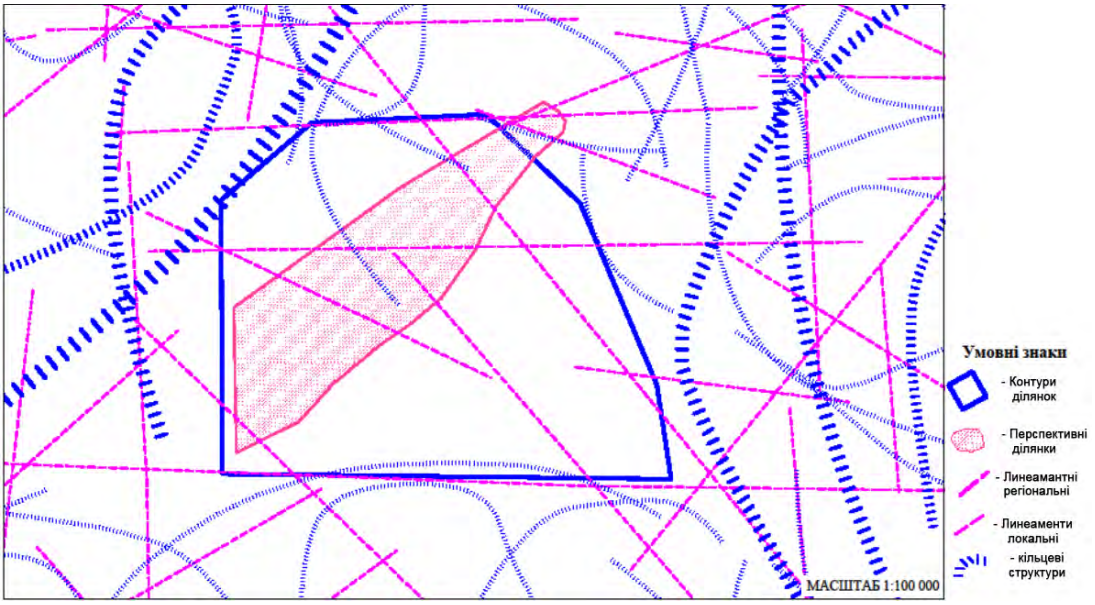


Рис. 8.76. Ювілейна структура. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

5. Західна частина Каркінітсько-Північно-Кримського прогину

Згідно з планом робіт за темою, метою досліджень було відпрацювання в експедиційних умовах комплексної методики структурних, термометричних і атмогеохімічних досліджень та обґрунтування за комплексною методикою СТАГГД перспектив нафтогазоносності окремих об'єктів північно-західної частини Чорного моря (західна частина Каркінітсько-Північно-Кримського прогину – нафтогазоперспективні структури Анчоус, Бойка, Партизанська, Понтійська, Прирозломна, Южморгео) (рис. 8.77).

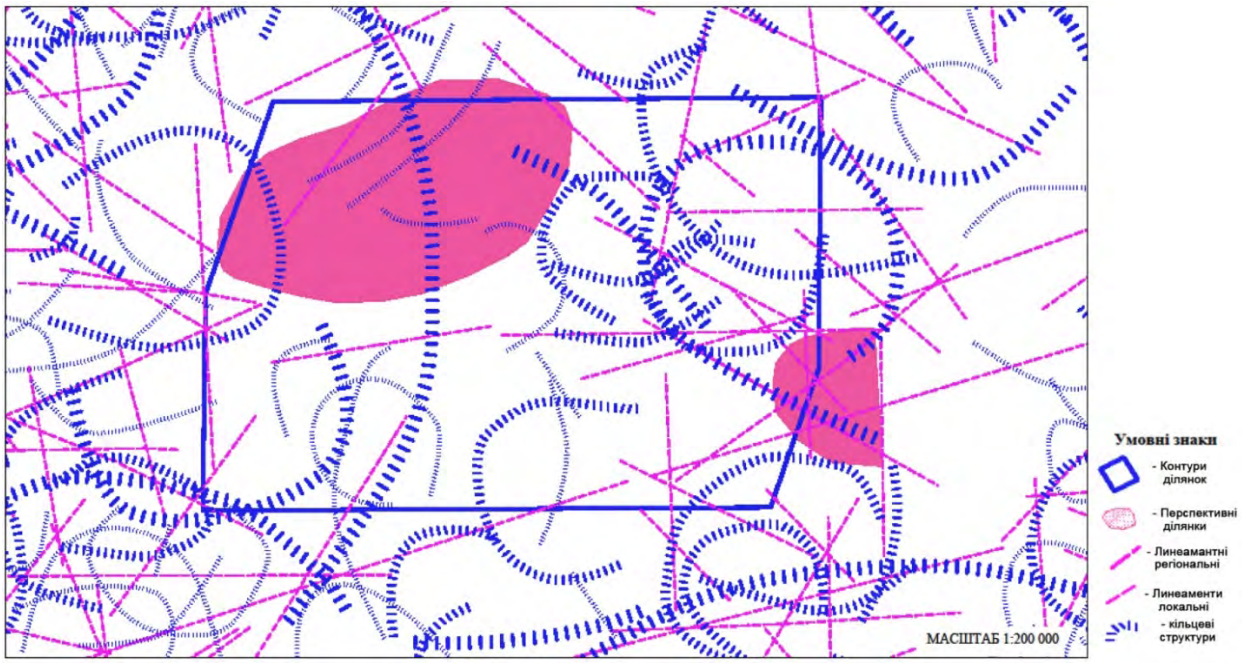


Рис. 8.77. Західна частина Каркінітсько – Північно-Кримського прогину. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

За сучасними схемами тектонічного районування, полігони СТАГГД приурочені до північної прибортової зони Каркінітського прогину та зони зчленування уздовж субмеридіонального Одеського розлому Каркінітського прогину з суміжним Переддобрудзьким.

Спільний аналіз результатів досліджень дозволив виконати районування площі досліджень і визначити контур двох потенційних перспективних ділянок. Перша охоплює структуру Партизанська. Друга за показниками не збігається з визначеними структурами і знаходиться на південь від структури Южморгео, але, можливо, ця ділянка є продовженням газоконденсатного родовища Штормове, яке знаходиться за межами ділянки досліджень.

КОНТИНЕНТАЛЬНИЙ СХИЛ ЗАХІДНО-ЧОРНОМОРСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

6. Структури Схилова, Британська-1, Британська-2

Структури Британська-1 та -2 виділені сейсморозвідкою МЗГТ. За структурною картою по гор. відбиття IV (підошва нижньої крейди) вони виділяються як просторово зближені субпаралельні антикліналі північно-східного-східного простягання розмірами відповідно 11х1,5 і 4х1,2 км. Більша за розмірами структура Британська-1 ускладнена двома куполами. Антикліналі розділені між собою та обмежені з півночі й півдня узгодженими по простяганню розривними порушеннями.

У поперечному перетині структури Британська-1 та -2 відповідають уступам континентального схилу, ускладнюючи його та утворюючи характерну для нього зворотно-східчасту будову, зумовлену лістричною динамікою блокових переміщень.

Просторово усі виявлені аномалії гомологів метану та етилен приурочені до приконтурних частин структур Британська-1 та 2. Як свідчить досвід наших попередніх морських досліджень в шельфових зонах, аномалії важких ВВ метанового ряду й офеліни мають, як правило, контурне розташування стосовно відомих родовищ. Встановлена нами присутність цих ВВ у розчинених газах придонного шару води може свідчити про наявність їхніх скупчень у відкладах на континентальному схилі (рис. 8.78). Згідно з досвідом російських дослідників за встановленим нами співвідношенням концентрацій ізобутану та *n*-бутану, а саме, переважанням першого над другим, поклади ВВ на Британській площі мають переважно газовий склад.

Для визначення контурів перспективних ділянок потрібне проведення досліджень за методикою СТАГГД по більш щільній мережі станцій. Узагальнення результатів проведених нами робіт у зоні континентального схилу Західно-Чорноморської западини свідчить про доцільність застосування методики СТАГГД як складової частини загального комплексу ПРР на ВВ в морських акваторіях, в тому числі і на значних глибинах. Застосування її на попередніх стадіях пошуків ВВ буде сприяти більш надійному локальному прогнозуванню перспективних об'єктів, раціональному розміщенню сейсмопрофілів.

ПРИКЕРЧЕНСЬКИЙ ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ

7. Структури Керченська, Абіха, Субботіна, Якірна, Південно-Керченська

Площа проведених досліджень за структурно-тектонічною позицією приурочена до лінійно витягнутого Керченсько-Таманського прогину північно-східного простягання (30-40 км завширшки та 100-120 км за довжиною), що розташований на північно-східному шельфі Чорного моря (рис. 8.79).

Характерною структурною особливістю цієї частини чорноморського шельфу є його значне розширення (до 50 км). Його бровка між Феодосією й Анапою знаходиться на глибині 160 м. Для цієї частини морського дна встановлено рельєфні ускладнення у вигляді підводних хребтів, долин і грязьових вулканів.

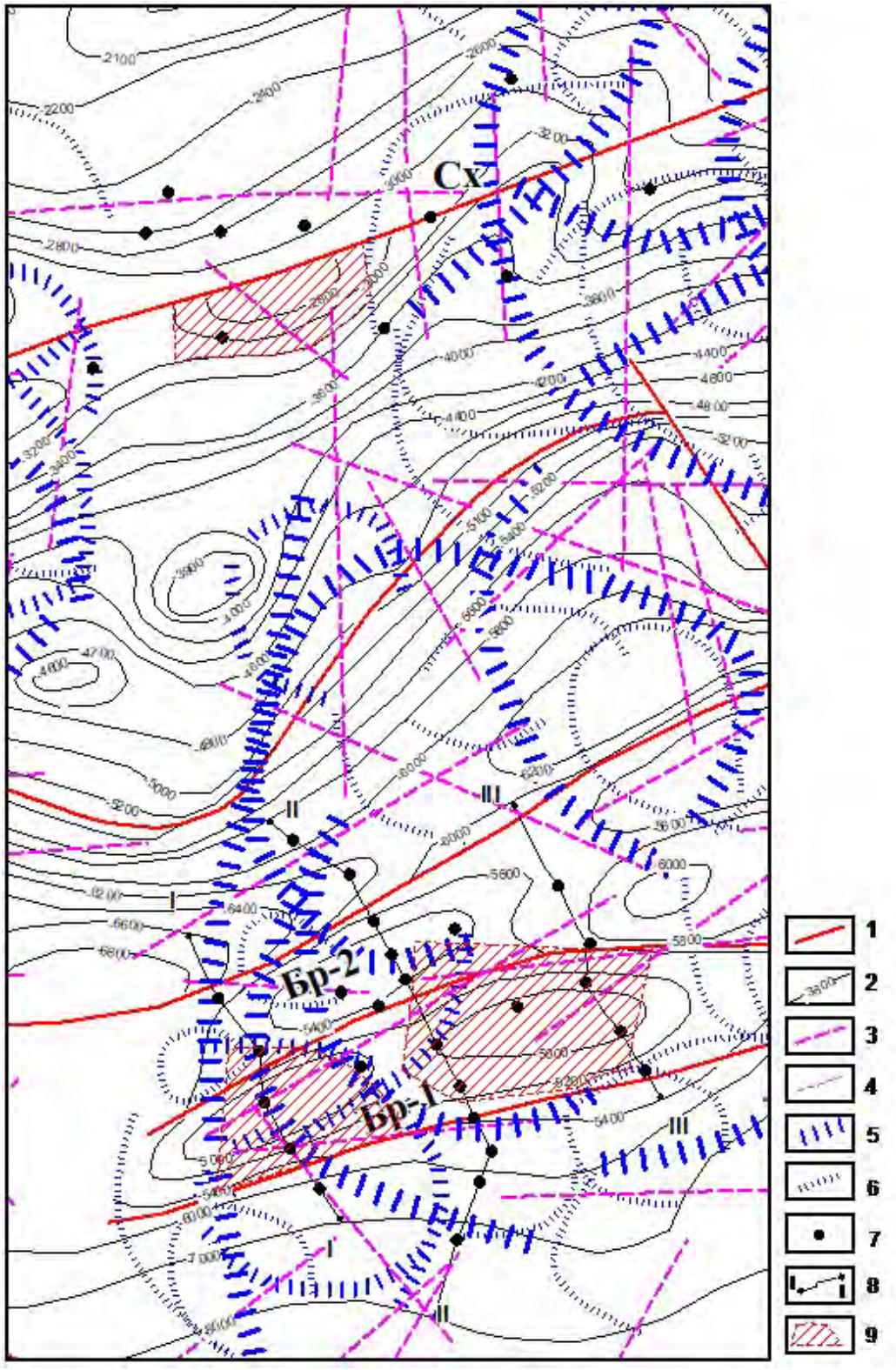


Рис. 8.78. Континентальний схил Західно-Чорноморської западини. Схема розміщення перспективних ділянок за даними СТАГГД

Структурні елементи за даними сейсморозвідки: 1 – розривні порушення, 2 – ізогіпси гор. відбиття IV (підошва нижньої крейди); *структурні елементи за даними дешифрування космознімків: лінеаменти:* 3 – регіональні, 4 – локальні; КС – 5 – регіональні, 6 – локальні; 7 – точки СТАГГД, 8 – профілі СТАГГД та їх номери; 9 – перспективні ділянки, за даними СТАГГД, для подальших пошуково-оцінювальних робіт. *Сх* – ділянка Схилова. Локальні структури: *Бр-1* – Британська-1, *Бр-2* – Британська-2

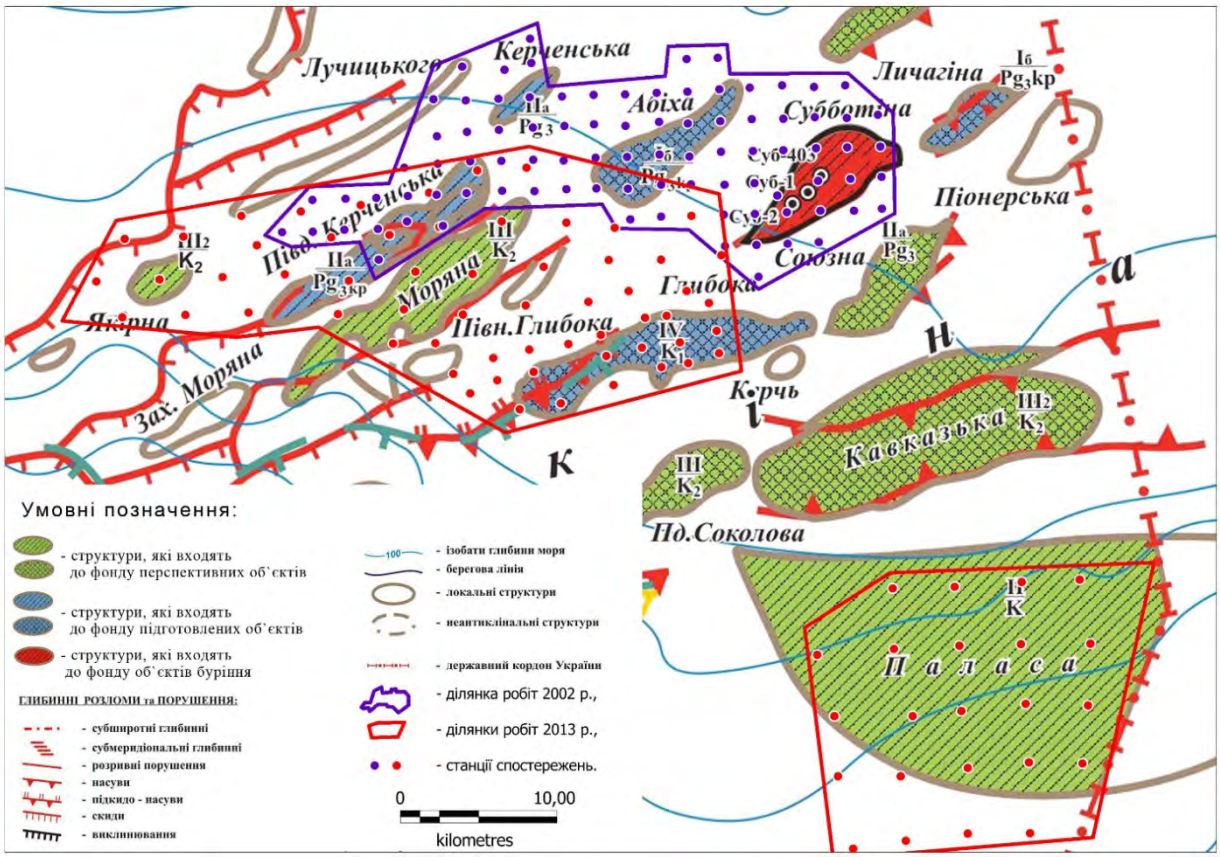


Рис. 8.79. Схема розташування ділянок СТАГГД у межах північно-східної акваторії Чорного моря

Створення карт дозволило провести районування досліджуваної території щодо її перспективності на пошуки пасток ВВ.

На підсумкову карту були послідовно винесені та накладені одне на одне контури зон, що були виділені по кожному окремому параметру. Використовуючи подібний підхід, автори звіту змогли гранично локалізувати перспективні пошукові області.

За перспективні нами вважалися такі зони, в придонному шарі води яких обов'язково простежувалися фонові концентрації всіх без винятку досліджуваних атмогеохімічних показників та аномально високі значення температури (рис. 8.80).

Структура Субботіна

Структура розташована в Південнобортовій зоні Керченсько-Таманського (Південно-Керченського) прогину й Субботінському нафтогазоносному районі Індоло-Кубанської нафтогазоносної області Прикерченського шельфу Чорного моря. Підняття Субботіна виявлене сейсморозвідувальними дослідженнями ЧГЕ «Кримморгеологія» по відкладах від підошви верхньої крейди до поверхні відкладів майкопської серії.

За результатами детального аналізу даних, отриманих в експедиційних умовах, побудовано серію карт розподілу основних термо-газогеохімічних показників, сучасних геодинамічних умов полігону, що дозволило запропонувати можливий контур продуктивності структури Субботіна (див. рис. 8.80).

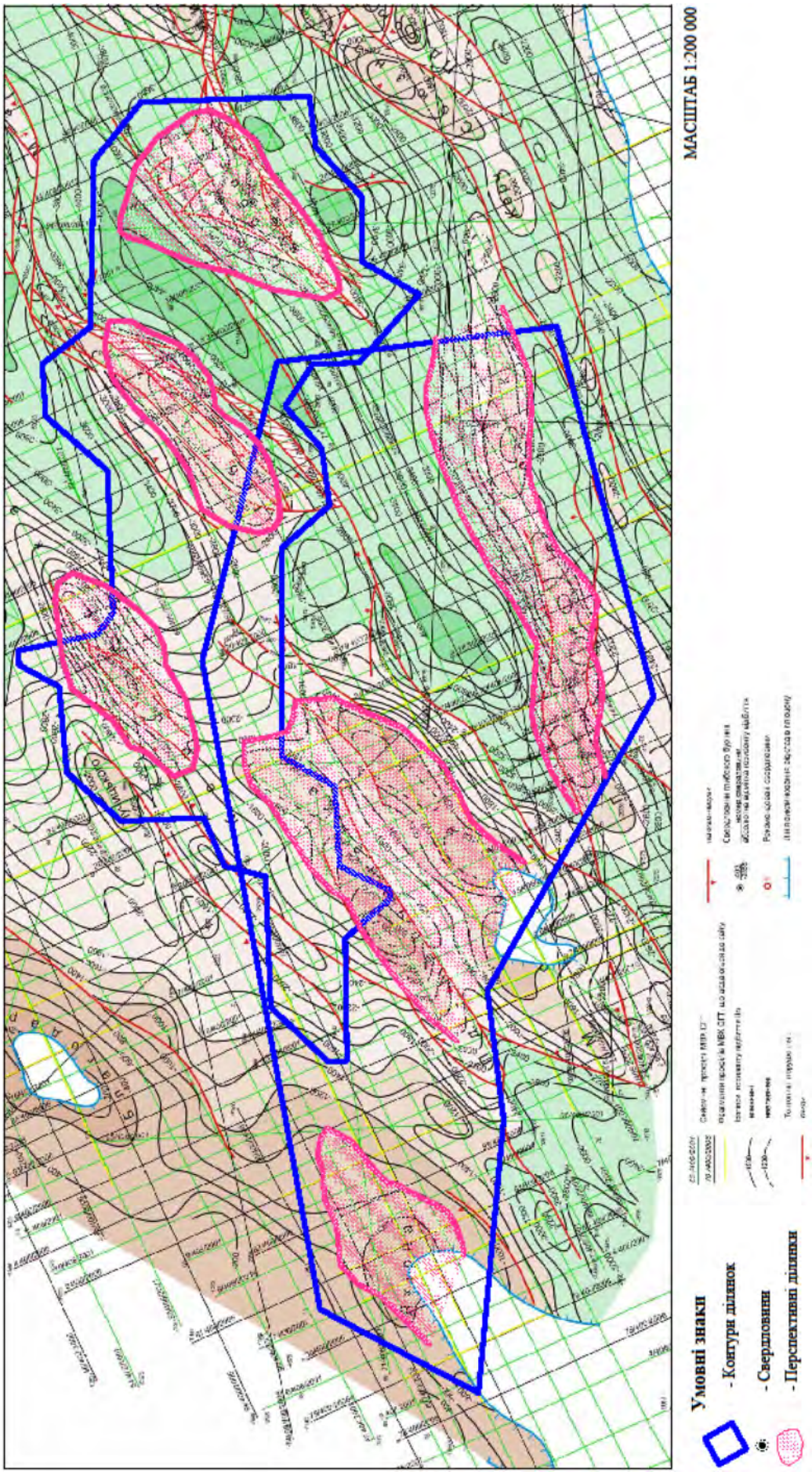


Рис. 8.80. Структури Керченська, Південно-Керченська, Моряна, Субботіна, Якірна, Абіха. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень (по горизонту відбиття Па – підошва майкопської серії)

Структура Абіха

Структура розташована у Привісьовій зоні підняттів Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину й Субботінському нафтогазоносному районі Індоло-Кубанської нафтогазоносної області (Прикерченський шельф Чорного моря). Локальне підняття Абіха виявлено сейсморозвідкою МСГТ у 1976 р. за умовним відбиваючим гор. IIа, приуроченим до покрівлі еоценових відкладів.

За результатами СТАГГД, виконаних на площі Абіха виділена ділянка, перспективна для пошуків ВВ (див. рис. 8.80).

Структура Керченська

Структура розташована в Північнобортовій зоні Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину й Субботінському нафтогазоносному районі Індоло-Кубанської нафтогазоносної області (Прикерченський шельф Чорного моря) (див. рис. 8.80).

Структура виділяється по всіх цільових відбиваючих гор. у вигляді симетричної двосклепінневої або односклепінневої брахіантиклінальної складки північно-східного простягання.

За результатами СТАГГД, виконаними на площі Керченська, виділена ділянка, перспективна для пошуків ВВ. За даними сейсморозвідки та результатами СТАГГД рекомендовано буріння св., розташованої в оптимальних умовах.

Структури Якірна, Південно-Керченська, Моряна

Структури розташовані у межах Прикерченського шельфу Чорного моря у південній частині структури Південно-Керченська. Це більш занурена частина Прикерченського шельфу і включає структури Моряна, Південнокерченська, Якірна (див. рис. 8.80).

Структура Моряна-Південно-Керченська розташована в Північнобортовій зоні Керченсько-Таманського (Південно-Керченського) прогину й Субботінському нафтогазоносному районі Індоло-Кубанської нафтогазоносної області (Прикерченський шельф Чорного моря) (див. рис. 8.80).

Розділення великої Південно-Керченсько-Моряної перспективної ділянки з північного сходу відбувається своєрідним затокоподібним врізанням у південно-східному напрямку північно-східної частини контуру. Тому для встановлення чітких контурів рекомендується деталізаційне згущення мережі спостережень на вивченій ділянці й продовження досліджень СТАГГД.

Ділянка майже повністю охоплює апікальну частину Південно-Керченської структури по відкладах мезокайнозою та північно-східну частину структури Моряна по цих же відкладах. Перспективна ділянка має чітке північно-східне простягання та розміри 14х7 км. Слід зазначити, що Південно-Керченська частина перспективної ділянки вивчена по більш густій мережі спостережень 2х2,5-3 км. Моряна частина перспективної ділянки вивчалась по значно рідшій мережі спостережень (4,5х3,5 км), що не могло не вплинути

на точність проведення її контурів. В результаті інтерпретації СТАГГД у межах цих структур відобразилась нафогазоперспективна ділянка з єдиним контуром. Проте, тенденція до розділення обширної Південно-Керченсько-Моряної перспективної ділянки з північного сходу відмічається своєрідним затокоподібним врізанням північно-східної частини контуру в південно-східному напрямку.

Прогнозується, що основні перспективи нафтогазоносності на структурі Моряна слід пов'язувати з еоцен-палеоцен-крейдовими відкладами.

Ділянка Якірна відповідає в площі літологічно екранованій пастці по відкладах нижнього майкопу (гор. IIа), які в південно-східному напрямку розмиваються. Перспективна ділянка має південно-західне простягання та характеризується рідкою мережею спостережень (3,5х4 км), що зробило неможливим чітке визначення перспективних контурів за винятком її західного замикання. Перспективна ділянка, приблизні розміри якої складають 4,5х6,5 км, має тенденцію до розвитку в південно-східному напрямку за межі полігону, де відсутні (розмиті) відклади нижнього майкопу, еоцену й палеоцену.

Така тенденція може бути пояснена відображенням перспектив крейдових відкладів, які характеризуються наявністю трьохсклепіневою лінійно-витягнутої складки північно-східного простягання.

У межах Глибокої площі СТАГГД були виконані дослідження на території вісьової частини структури Глибока, її північного схилу та прогину, що розділяє ланцюжок склепінь однойменної структурної зони від структур Моряна, Абіха та Субботіна по мезокайнозойських відкладах.

За результатами комплексної інтерпретації структурно-геологічних, сейсмічних та термо-газогеохімічних досліджен, у межах площі Якірної виділено ділянку, перспективну на подальші пошуки ВВ.

Результати СТАГГД у межах північно-східної акваторії Чорного моря являють собою прогнозну карту перспектив нафтогазоносності та характеристику особливостей прогнозних контурів у межах локальних структур (див. рис. 8.80).

Українська акваторія Азовського моря експедиційними дослідженнями вивчалась протягом 2002-2014 рр., де за технологією СТАГГД було відпрацьовано сім площ.

8. Структура Паласа

За результатами інтерпретації матеріалів СТАГГД виділяється потужна нафтогазоперспективна ділянка субширотного простягання, яка охоплює всю східну частину західного склепіння та східну перикліналь західного підняття західного склепіння, а також зону зчленування західного та східного склепіння, більша частина якого знаходиться в територіальних водах Росії. Перспективи нафтогазоносності цієї ділянки слід пов'язувати з рифогенними вапняками юри, відкладами крейди, еоцен-палеоцену та нижнього майкопу. Останні імовірно можуть представляти пошуковий інтерес у зонах облямування на північному та південному крилах.

Деяке зміщення перспективної ділянки в напрямку північного крила структури, очевидно, пов'язане з наявністю літологічних пасток як у відкладах верхньої крейди, так палеоцен – еоцену. Це чітко видно на фрагменті часового розрізу 27 КТ97. На нашу думку, північне крило структури є більш перспективне за рахунок можливої наявності літологічних пасток ВВ, тому що воно є значно пологішим і характеризується більшими товщинами перспективних відкладів.

Ймовірно, що локальне підняття, яке картується на всіх відкладах на північному крилі західного склепіння структури Паласа, має рифогенну природу.

Виділена за даними СТАГГД перспективна ділянка має тенденцію на продовження в західному та східному напрямках уздовж вісі структури й потребує подальшого вивчення в обох напрямках по більш густій мережі спостережень (2×2 км). Аналізуючи наявні геолого – геофізичні матеріали та дані СТАГГД, вважаємо доцільним буріння параметричної св. у межах східного склепіння західної частини структури Паласа (рис. 8.81).

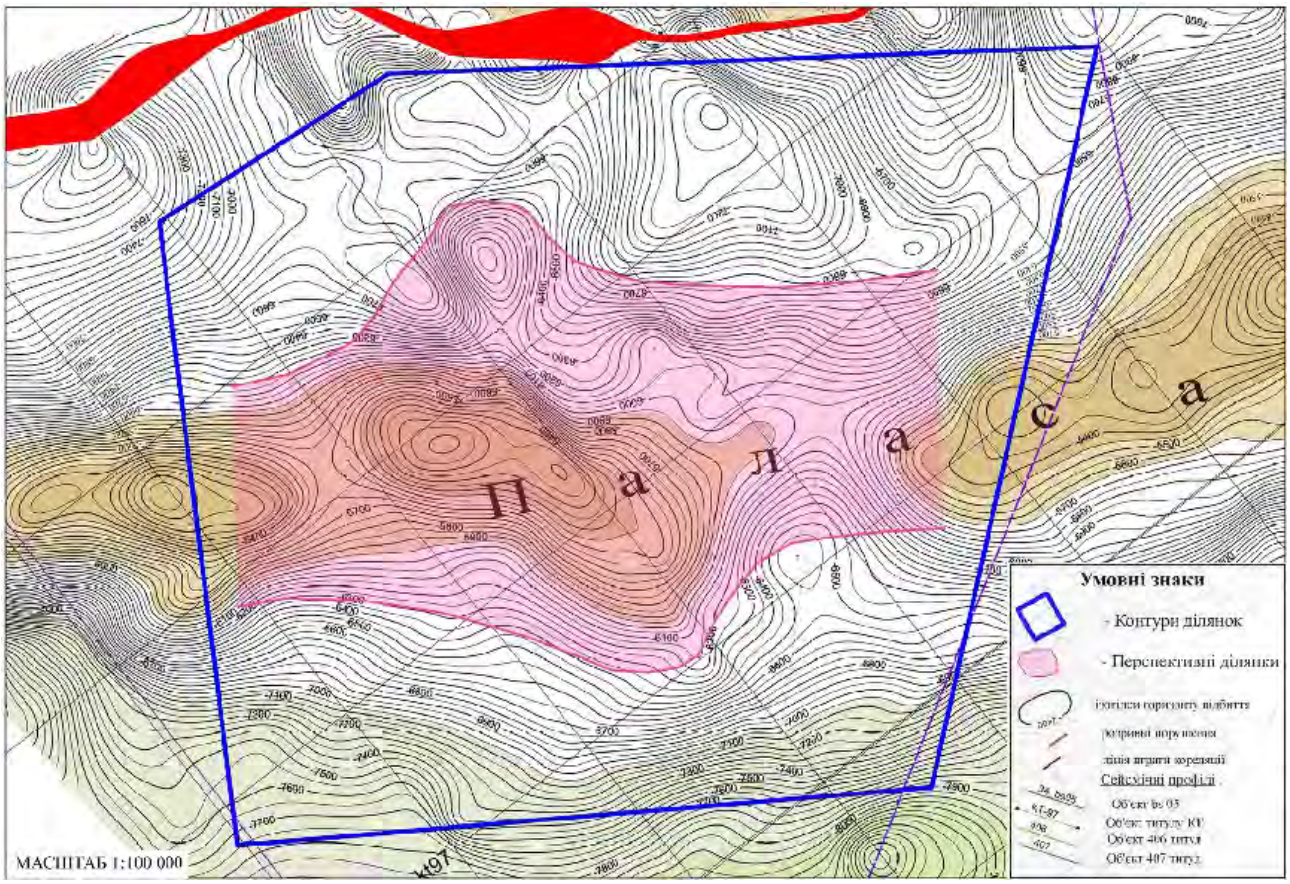


Рис. 8.81. Структура Паласа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень (по горизонту відбиття IV – підошва нижньокрейдових відкладів)

9. Ділянка Глибока

Структура розташована на північно-східній частині українського сектору Чорного моря, має чітке субширотне простягання вздовж вісьової частини Глибоківського ланцюжка структур,

Нафогазоперспективна ділянка, виділена за даними досліджень СТАГГД, має чітке субширотне простягання вздовж вісьової частини Глибоківського ланцюжка структур, які за даними сейсморозвідки 2D з півночі та півдня ускладнені підкидо-насувною тектонікою. На нашу думку, перспективна ділянка в районі східного куполу може бути продовжена на її північний схил (рис. 8.82).

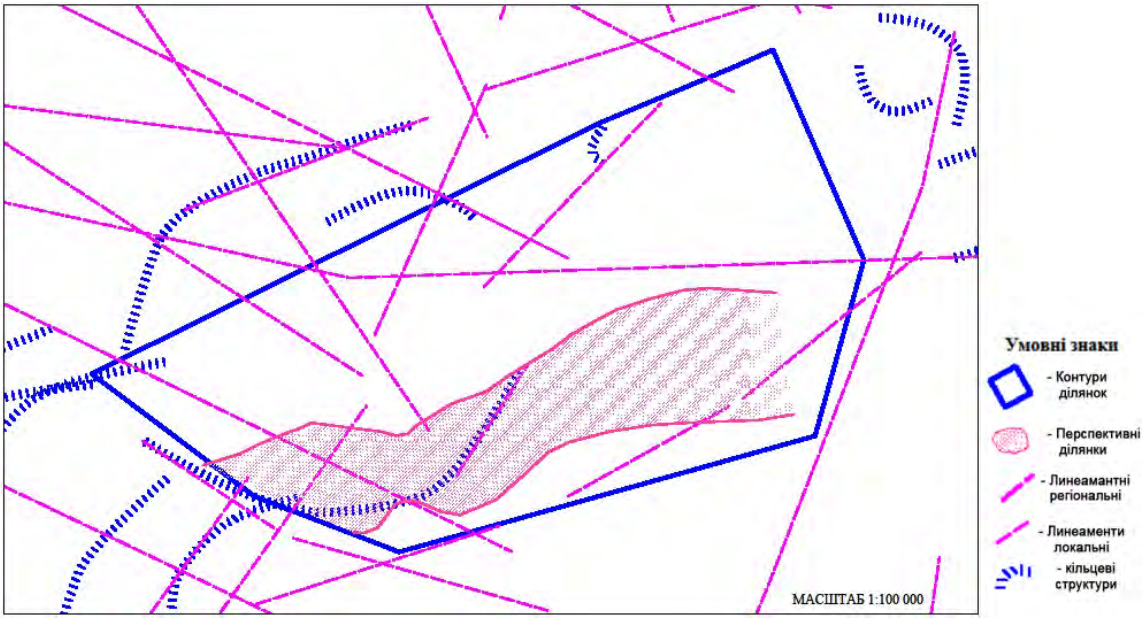


Рис. 8.82. Ділянка Глибока. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

8.3.3. КОМПЛЕКСНІ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГІДРОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АЗОВСЬКОГО МОРЯ

Азовське море є найбільш вивченим за СТАГГД регіоном. Було проведене картування температурних і атмогеохімічних аномалій на різних за геоструктурною позицією і прогнозною оцінкою площах акваторії Азовського моря – північному заході Індольського прогину (площі Меотична, Мисова, Західно-Булганацька), Чингульській сідловині (площа Бірюча), Північно-Азовському прогині (площа Білосарайська) (рис. 8.83).

10. Західно-Булганацька площа

Розташована в центральній частині Індольського прогину 10 км на схід від Східно-Казантипського газового родовища. Структурно вона відповідає локальному куполоподібному підняттю, що ускладнює східну перикліналь Східно-Казантипської продуктивної антикліналі (по гор. відбиття $Im^{ПК}$). За аналогією з Східно-Казантипським газовим родовищем поклади тут очікуються у літолого-стратиграфічних пастках у верхах відкладів меотису.

На основі виконаних побудов визначена ділянка, перспективна на пошуки пасток ВВ, яка структурно приурочена до східної половини апікальної частини Західно-Булганацької структури й прилеглої до неї ділянки північно-східного схилу (рис. 8.84).



Рис. 8.83. Розташування полігонів СТАГГД в акваторії Азовського моря

Полігони структур: 1 – Східно-Казантипської; 2 – Морської; 3 – Західно-Булганацької; 4 – Мисової-1; 5 – Мисової-2; 6 – Меотичної; 7 – Бірючої; 8 – Білосарайської

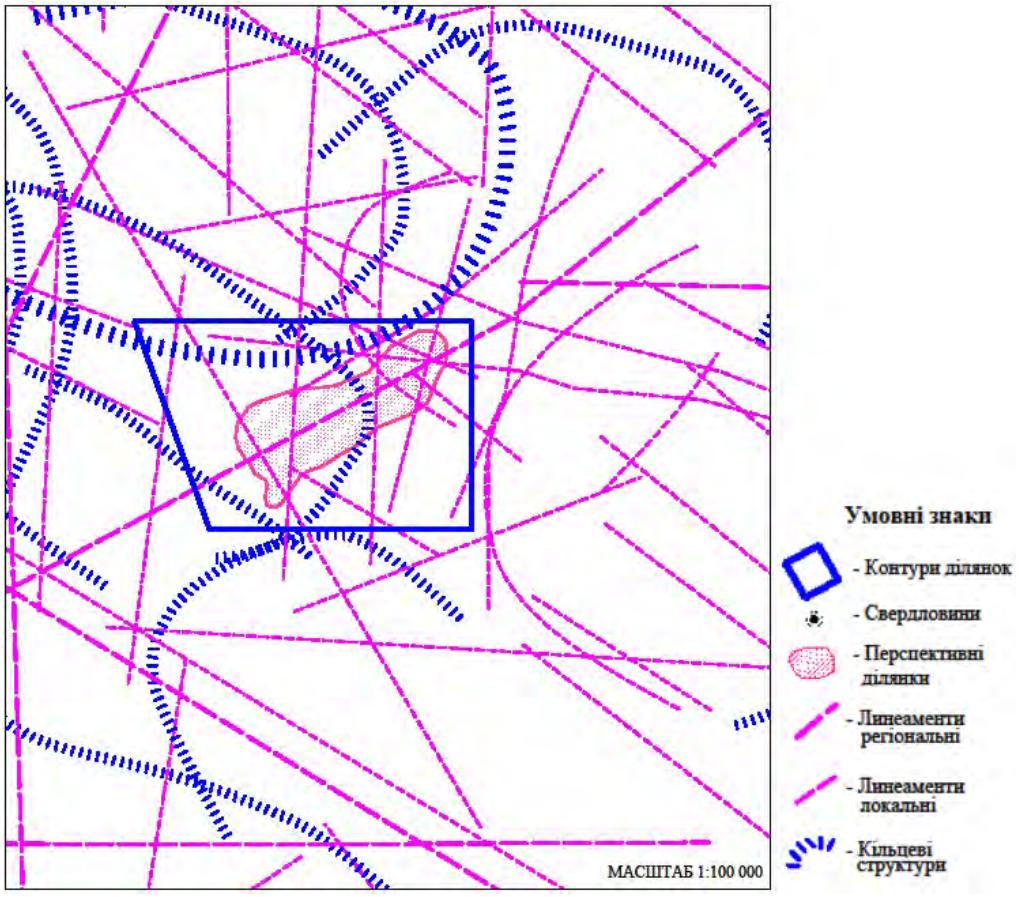


Рис. 8.84. Західно-Булганацька площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

11. Структура Мисова-1

Перспективи структури Мисова-1 пов'язуються з неоген-палеогеновими відкладами. За відбиваючим гор. І11 (P_3 –N_1^1) mk за ізогіпсою -1450 м площа структури – 37,5 км^2, амплітуда – 100 м. Ділянка досліджень охоплювала західну й північно-західну частину ізометричного куполоподібного підняття (за відбиваючим гор. Іа1 – майкопська серія).

Характер виявлених на площі Мисова-1 температурного й атмогеохімічних полів дозволяє виділити перспективну ділянку у межах північно-західного сектору апікальної частини структури Мисова-1 (рис. 8.85). Контури інших двох більш дрібних перспективних ділянок визначити важко через обмеженість точок досліджень. Висновки про перспективність переважно західної частини структури Мисова-1 в цілому узгоджуються з нашими профільними дослідженнями на тій самій площі у 2002 р.

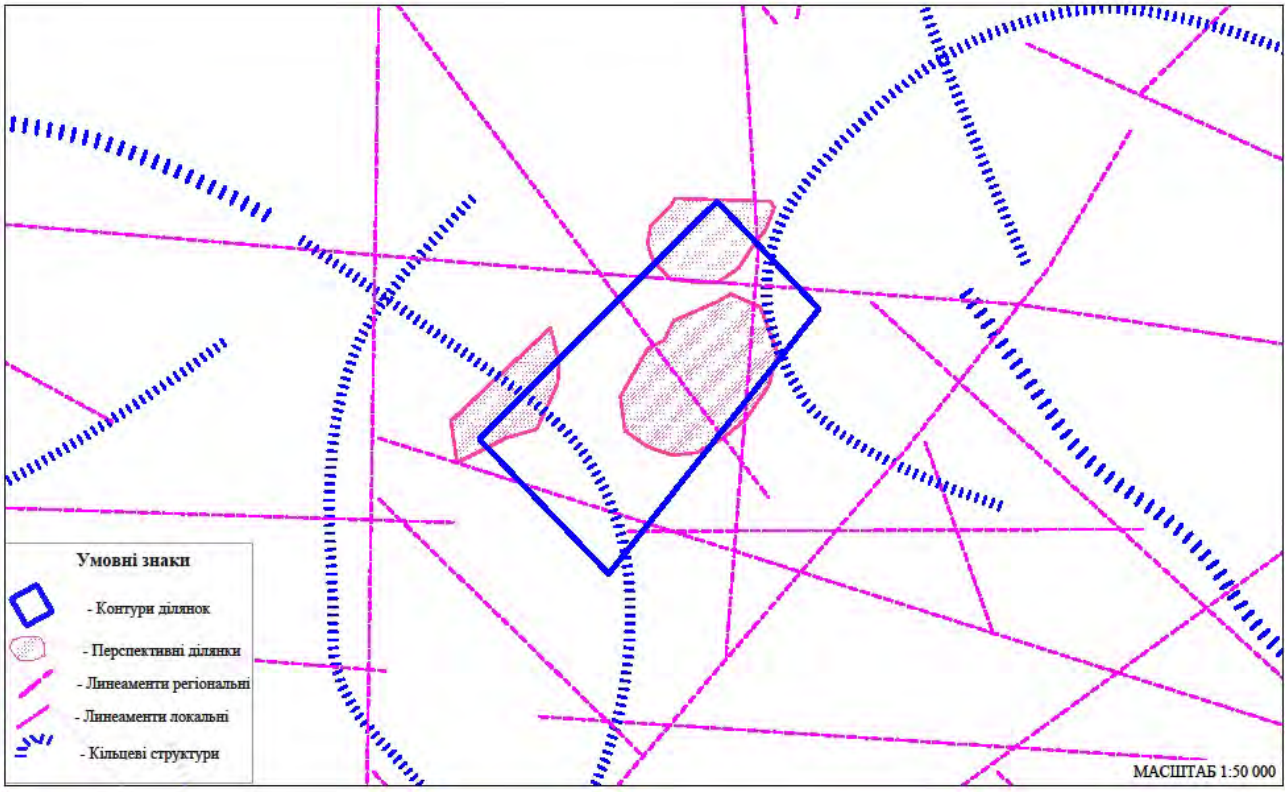


Рис. 8.85. Структура Мисова-1. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

12. Структура Мисова-2

За відбиваючим гор. І111 (P3–N11) за ізогіпсою -1600 м ця структура має розміри 7,5 км^2, амплітуду – 25 м. Перспективні палеоген-неогенові відклади. Наші дослідження охоплювали північно-західну частину овалоподібної пологої антикліналі північно-східного простягання (за гор. відбиття It).

У межах структури Мисова-2 за розподілом визначених температурних і атмогеохімічних показників найбільш впевнено виділяються невеличкі перспективні ділянки вздовж північно-західного крила антиклінальної структури (рис. 8.86).

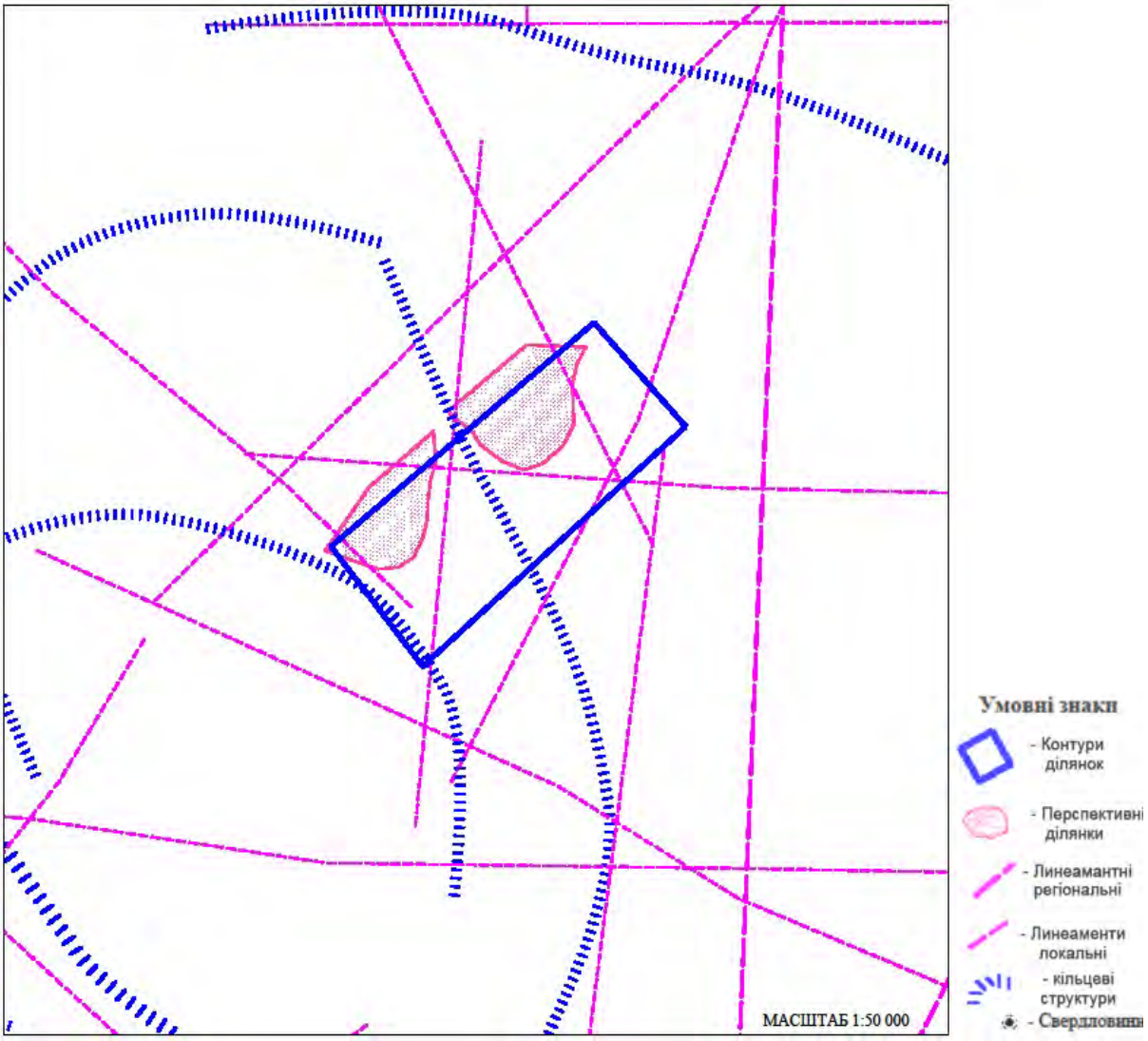


Рис. 8.86. Структура Мисова - 2. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

13. Площа Меотична

Меотичну структуру виділено як окремий пошуковий об'єкт у зв'язку з сейсмогеологічним довивченням більш крупної Літологічної площі. Останню було виявлено сейсмопрофільними дослідженнями фахівцями „Північморнафтогаз" і рекомендовано для пошукових робіт як неантиклінальну пастку ВВ у майкопських відкладах на північному схилі Індоло-Кубанського прогину вздовж Тимашівського уступу. За їх інтерпретацією, це протяжна зона скупчень дельтових і схилових фацій, яка у хвильовому полі характеризується насиченням інтенсивних різноспрямованих відбиттів.

За перспективні на пошуки ВВ вважалися ділянки, які збігаються з геодинамічно пасивними й слабо проникними мікроблоками (з фоновими значення радону та вуглекислого газу), оконтурені підвищеними значеннями гомологів метану (рис. 8.87).

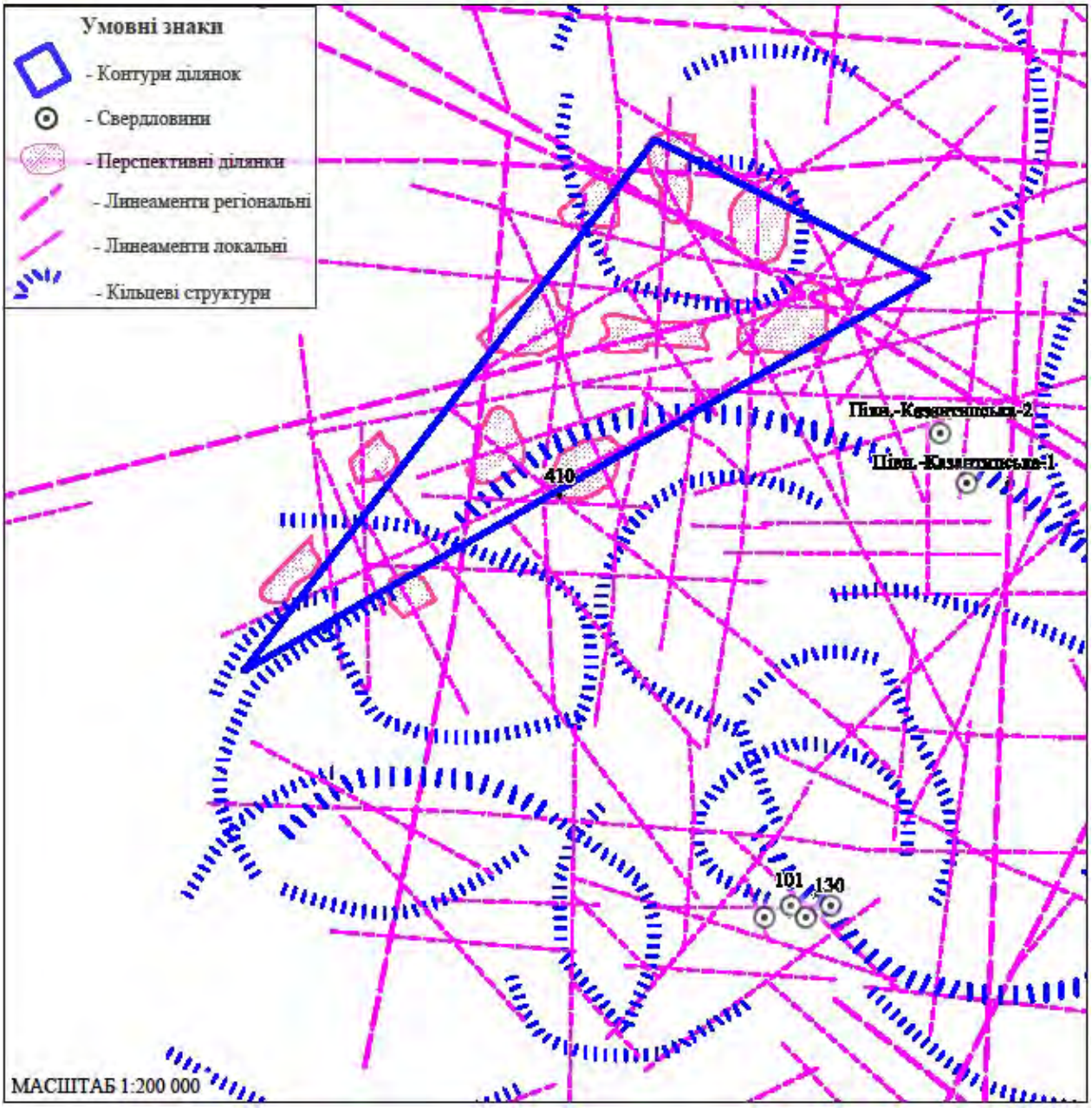


Рис. 8.87. Площа Меотична. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

14. Площа Літологічна

Літологічна структура (73 км^2) за результатами сейсморозвідувальних робіт оцінюється як перспективна на ВВ з прогнозною оцінкою геологічних запасів 20,0 млрд м^3. Передбачувана глибина покладів ВВ – 2000 м у майкопських відкладах.

Після проведення аналізу розподілу всього комплексу атмогеохімічних показників нами була побудована схема розподілу значень інтегрального коефіцієнта, що дозволило врахувати в кожній точці спостереження вплив усіх досліджених атмогеохімічних показників і виконати районування території Літологічної структури з граничною локалізацією перспективних ділянок на пошуки ВВ. До найбільш перспективних належать ділянки, в придонному шарі

води яких простежуються фонові концентрації всіх досліджуваних атмогеохімічних показників і аномально високі значення температури. Ділянки просторового збігу фонових концентрацій радону, інтегрального коефіцієнта і позитивних температурних аномалій розглядаються нами як умовно перспективні (рис. 8.88).

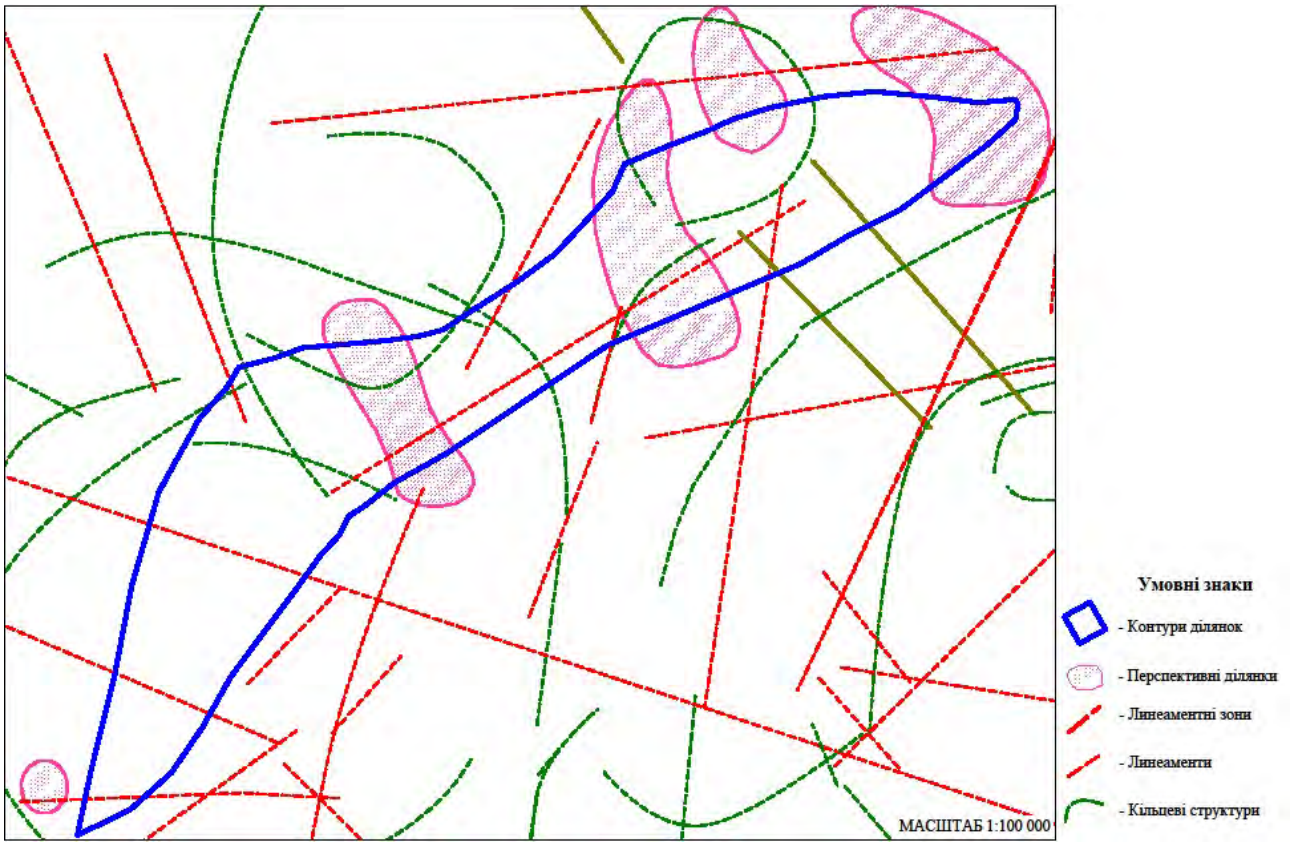


Рис. 8.88. Площа Літологічна. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

15. Площа Бірюча

За існуючими схемами тектонічного районування Західно-Бірюча площа розташована у межах Чингульської перемички (сідловини), що відокремлює Північно-Азовський прогин і Геніческу депресію. Ця площа входить до складу Бірючо-Західноазовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження та до Західно-Бірючинського, що об'єднує шість підготовлених по нижньокрейдовому відбиваючому гор. IV антиклінальні складки – Західно-Бірючу (26 км^2), Північно-Бірючу (19 км^2), Східно-Бірючу (29 км^2), Центральну (22 км^2), Обіточну-I (36 км^2) та Обіточну-2 (15 км^2).

За перспективні вважалися ділянки, які збігаються з геодинамічно пасивними і слабо проникними мікроблоками (з фоновими значення радону та вуглекислого газу), оконтурені підвищеними значеннями гомологів метану (рис. 8.89).

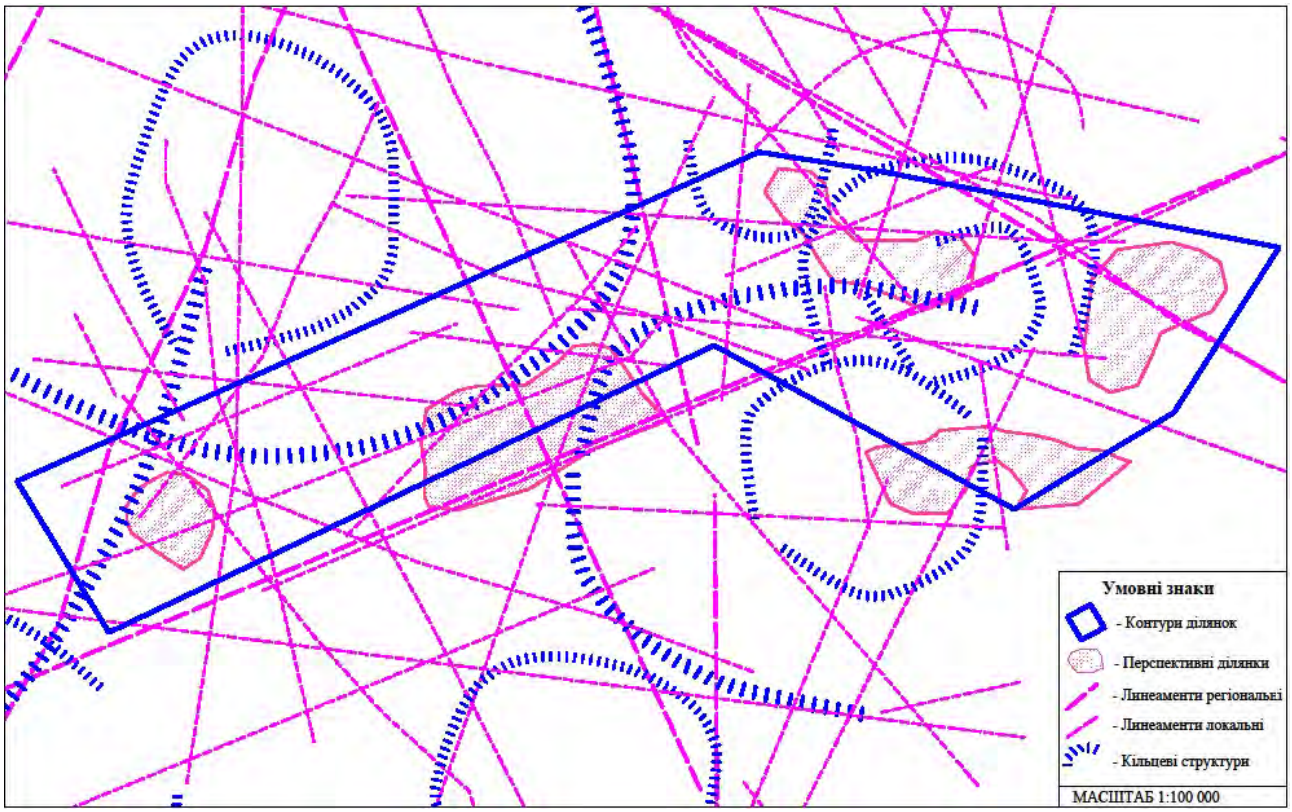


Рис. 8.89. Площа Бірюча. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Виявлена картина розподілу температурних і атмогеохімічних показників дає підставу для визначення на площі п'яти перспективних ділянок Одна з них структурно відповідає західній перикліналі Західно-Бірючого підняття. Пробурена на цій структурі св. з негативними результатами розташована поза контурами виділеної нами перспективної ділянки.

16. Білосарайський полігон

(структури Ударна, Білосарайська, Матроська, Морська-1)

Структура Морська-1 (рис. 8.90) розташована на північному схилі Азовського валу (Середньо-Азовського підняття), прилягаючи до його північного розломного обмеження. На структурі проведене буріння св. № 2 і при її випробуванні із середньої частини майкопських відкладів (інт. 646-675 м) отримано приплив газу з вільним дебітом до 256,2 тис. м^3/добу.

Газове родовище Морське. Родовище приурочене до прирозломної антиклінальної складки Морська-1. По покрівлі майкопського продуктивного гор. родовище приурочено до протяжного антиклінального підняття субширотного простягання. Його розміри по ізогіпсі – 700 м становлять 22 х 3-4 км, висота – 100 м. Морське газове родовище має початкові розвідані запаси (А+В+С1) 0,5 млрд м^3. Запаси на 01.01.2003 р. по А+В+С1 – 0,55 млрд м^3, по С2 – 3,15 млрд м^3, по С3 – 8,1 млрд м^3.

Матроська структура розташована в Північно-Азовському прогині поблизу Головного Азовського порушення і картується як прирозломна брахіантикліналь.

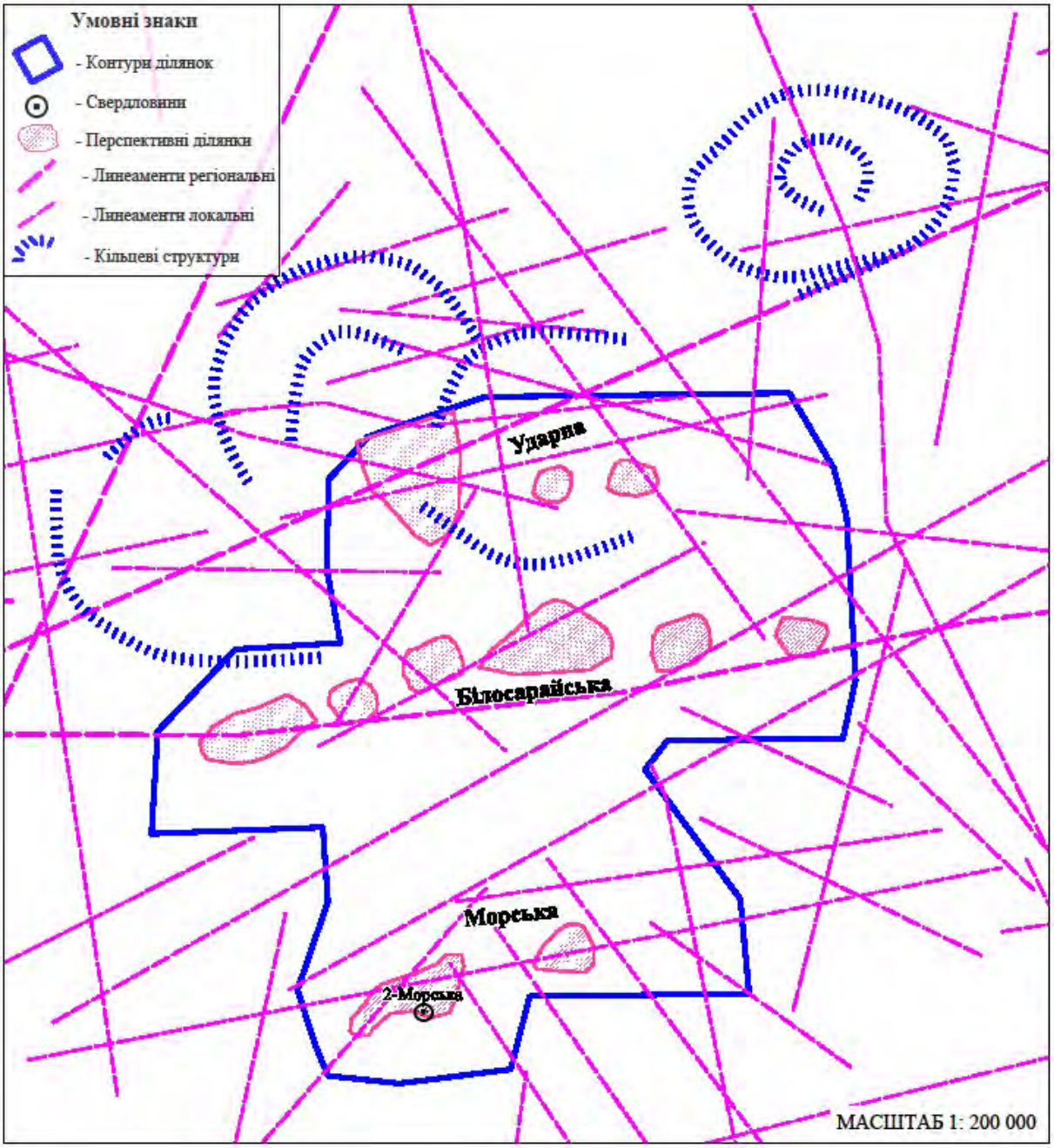


Рис. 8.90. Білосарайський полігон. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Білосарайська структура розташована в Північно-Азовському прогині. Вона знаходиться в зоні крупних прирозломних структур, приурочених до системи опірюючих порушень Бердянського регіонального порушення.

На структурі встановлені аномалії типу "яскрава пляма" у відкладах майкопської серії і у верхній частині карбонатної товщі, що розцінюється як свідчення потенційного газонасичення їх розрізу. Прогнозовані ресурси ($Д_1$) – 23,5 млрд м^3 в газовому еквіваленті.

Структура Ударна розміщена в Північно-Азовському прогині. Представляє собою лінійну асиметричну прирозломну, трьохсклепіневу брахіантикліналь субширотного простягання.

У нижньокрейдовому розрізі виділені аномалії, які є потенційними індикаторами покладів ВВ. Виявлені аномалії типу „поклад" у міоцені та майкопській серії. Прогнозні ресурси газу складають 23,3 млрд м^3 і 1,5 млн. т конденсату.

Виходячи із структурно-геодинамічних характеристик, найбільш перспективними для подальших пошукових робіт можуть бути рекомендовані 11 відносно геодинамічно стабільних локальних блоків, у межах яких можуть існувати потрібні умови для утворення та збереження покладів ВВ. На потенційну продуктивність цих ділянок вказують, зокрема, численні аномалії важких ВВ, що їх оточують. Найбільші за площею виділені нами перспективні ділянки відповідають приапікальним частинам структур Морська-1 (продуктивна), Білосарайська та Ударна.

17. Площа Обіточна

Виходячи із структурно-геодинамічних характеристик, найбільш сприятливими для закладання пошукових св. можуть бути рекомендовані відносно геодинамічно стабільні локальні блоки, у межах яких можуть існувати потрібні умови для утворення та збереження покладів ВВ (рис. 8.91). На потенційну продуктивність цих ділянок вказують, численні аномалії важких ВВ, що їх оточують. Враховуючи порівняно невелику потужність платформного чохла доцільно проведення буріння до фундаменту з розкриттям кори вивітрювання кристалічних порід. Для більш надійних висновків бажано уточнення структури окремими сейсмопрофілями.

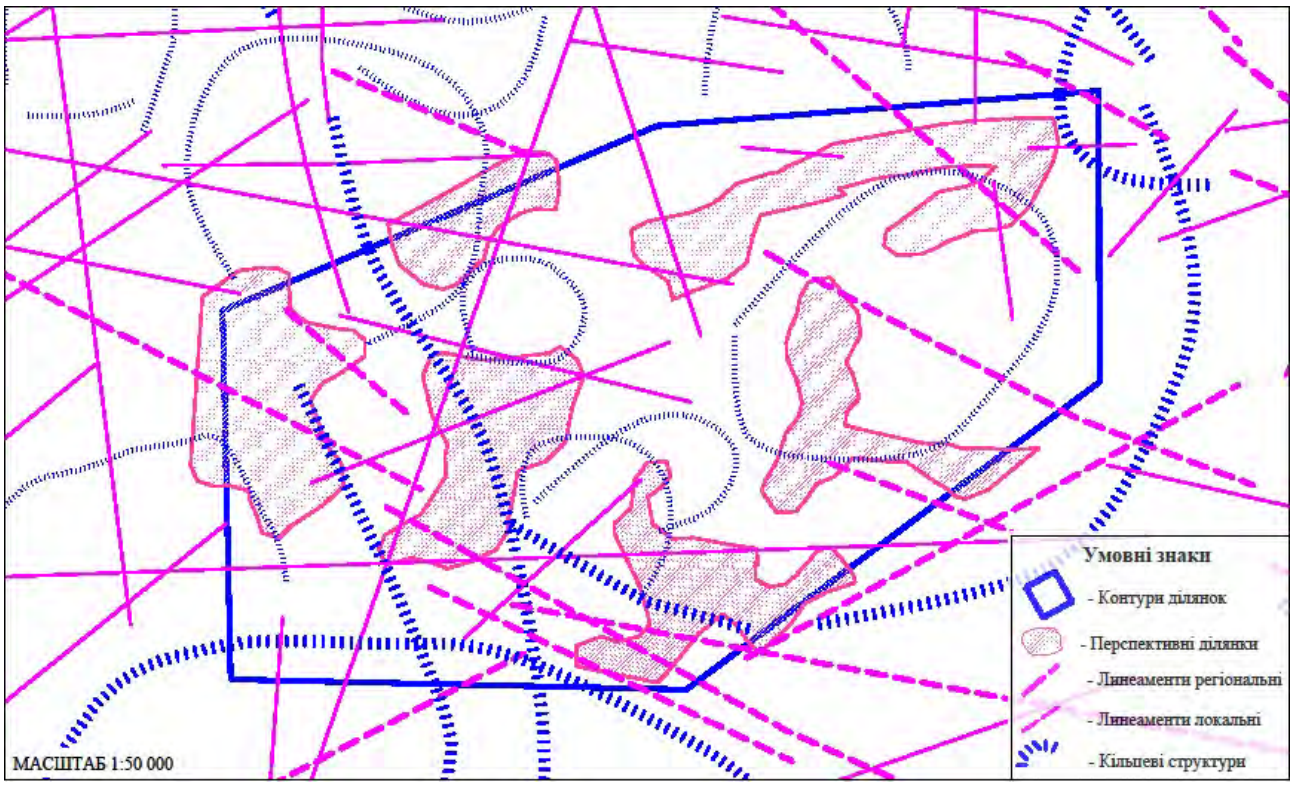


Рис. 8.91. Площа Обіточна. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

8.4. КАРТУВАННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР УКРАЇНИ

Комплекс СТАГГД у площинному і профільному варіантах у межах імпактних структур та їх обрамленні проведений в Україні вперше (табл. 8.4).

Таблиця 8.4
Зведені дані щодо обсягів СТАГГД астроблем України

N n/n	*Об'єкти досліджень: площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
1	Оболонська імпактна структура	516	439	Площинні дослідження за мережею 1,5х1,5 км, згущення 1х1 км
2	Бовтиська імпактна структура	1951	181	Площинні дослідження за мережею 3х3 км у межах кратеру, 4х4 км – за межами
3	Ротмістрівська імпактна структура	41	89	Площинні дослідження за мережею 1х1 км, згущення 500х500 м
4	Зеленогайська імпактна структура	98	90	Площинні дослідження за мережею 1х1 км
5	Структура Олешківські піски	868	111	Площинні дослідження за мережею 3х3 км
6	Структура Олешківські піски	868	50	Профільні дослідження з кроком між п.с. 2 км

Актуальність проведених досліджень обумовлена потребою розширення мінерально-сировинної бази України з паливно-енергетичної сировини, в т.ч. завдяки нетрадиційних джерел ВВ. Міжнародний досвід вивчення імпактних структур (астроблем) свідчить, що з ними можуть бути пов'язані крупні промислові родовища нафти і газу. Передбачається наявність таких структур в Україні. Ще у минулому столітті були дані науково-прогнозні оцінки і практичні рекомендації щодо нафтогазоносності Оболонської імпактної структури.

Головними об'єктами досліджень були такі імпактні структури в Україні: Бовтиська, Ротмістрівська, Зеленогайська та Оболонська. З вищевказаною метою вивчалась Олешківська КС, для якої є підстави розглядати як можливу імпактну. Бовтиська, Ротмістрівська та Зеленогайська знаходяться у центральній частині Українського щита; Оболонська – в зоні зчленування південного борту ДДЗ з північно-східним схилом УЩ; Олешківська виділяється в північній частині Причорноморської низовини.

В цілому, дослідження проводились протягом 13 років (2005 – 2017 рр.).

На першому, підготовчому, етапі виконані систематизація, аналіз, узагальнення усіх доступних на сьогодні даних щодо геологічної будови, складу

порід, генетичних особливостей імпактних структур України та відомих у світі астроблем. Особлива увага приділялась аналізу міжнародного досвіду вивчення нафтогазоносності імпактних структур (астроблем) у США, Канаді та інших країнах, особливостей просторового і структурного розподілу, складу, масштабів відомих родовищ нафти і газу. Був виконаний аналіз геолого-зйомочних, геофізичних, бурових робіт, які встановили та розкрили основні характеристики імпактних структур в Україні і надали підстави для віднесення їх до об'єктів, що утворились після метеоритних ударів.

Всього було вивчено та систематизовано понад 100 літературних джерел, в т.ч. міжнародних видань, та виробничих звітів, які з тою чи іншою детальністю давали підстави прийти до практичного розгляду перспектив нафтогазоносності імпактних структур України. На основі всіх інформативних джерел були створені комп'ютерні бази картографічних, текстових і фактографічних даних кожного об'єкту.

Жодна імпактна структура не вивчалась бурінням св. з метою пошуків родовищ або практично значимих скупчень ВВ. На Бовтиській і Ротмістрівській структурах проведені пошукові та розвідувальні роботи на горючі сланці. На час проведення цих робіт структури розглядались як западини в рельєфі фундаменту, можливо вулканічного походження. У межах Бовтиської імпактної структури пробурені більш як 500 св., лише окремі із них досягли вивітрілої частини кристалічного фундаменту, що не дає можливості зробити висновки щодо особливостей будови кратеру структури. Зеленогайська структура вивчалась із застосуванням геофізичних зйомок та буріння св. як вулкано-тектонічний об'єкт, перспективний на породи кімберлітового складу і супутні ним алмази. На перспективній Оболонській структурі пробурені лише дві св., які мали мету виявити геологічний матеріал.

Загальна площа робіт, виконаних на 5 структурах і прилеглих територіях – 3460 км^2; загальна кількість пунктів спостережень – 860. При проведенні польових робіт контактним методом, за допомогою розробленої авторами апаратури визначені температурні показники підґрунтового шару порід, проведена еманаційна зйомка (визначення вмісту у підґрунтовому повітрі *Rn* і *Tn*). Відібрано проби підґрунтового повітря для проведення лабораторно-аналітичних досліджень на повний спектр ВВ, а також *He, H, CO_2*. Головний метод досліджень – хроматографічний.

На заключному етапі досліджень дані польових і лабораторних досліджень систематизовані і проаналізовані з застосуванням математико-статистичних методів, факторного аналізу, аналізу адитивних аномалій (ореолів), кореляційного аналізу.

На основі результатів обробки одержаних фактографічних даних були складені карти просторового розподілу показників температури, еманаційних показників (радон, торон), співвідношення еманаційних газів, вмісту у підґрунтовому повітрі гелію, водню, вуглекислого газу, вуглеводневих газів, інформативних інтегральних коефіцієнтів та ін.

Для встановлення характерних особливостей просторового і генетичного зв'язку газів або їх сумарного вмісту, аномальних і фонових показників з геологічною будовою використовувались структурно-геологічні,

геоморфологічні, гідрологічні карти і схеми. Такий комплексний підхід використання надзвичайно широкого спектру досліджень дозволив визначити і підкреслити невідомі структурно-тектонічні елементи імпактних структур. Та завдяки дешифруванню МКЗ навколо кожної з імпактних структур була визначена кільцева аномалія, що розміром більше імпактної, і в подальшому підтвердилась розподілом газів вздовж її краю.

Результати досліджень дозволяють визначити гідрогазогеохімічні особливості зони поглинання підземних вод (інфільтраційних джерел надходження газорозчинених ВВ) та, відповідно, по зонам розущільнення в геолого-гідрологічному розрізі, що може бути використано як додатковий індикатор при оцінці нафтогазової перспективності імпактних структур. Такі дослідження вперше були проведені авторами при вивченні нафтогазоносності Бовтиської структури.

Одержаний картографічний і фактографічний матеріали дозволили, використовуючи критерії для оцінки вуглеводневої перспективності за комплексом геологічних, геофізичних, геохімічних, гідрологічних даних, виділити в межах імпактних структур та їх обрамлення ділянки, перспективні на пошуки нафти і газу.

За розробленими індикаторами для кожної імпактної структури були складені прогностичні карти, де виділені ділянки, прогнозні на виявлення покладів ВВ. При цьому головна увага приділялась кратеру і кільцевому валу структури. Обґрунтованість виділених ділянок знаходиться на різних рівнях: від впевнених до передбачуваних. Це обумовлено в значній мірі детальністю геологічного вивчення будови імпактної структури.

Аналіз результатів проведених комплексних досліджень будови та перспектив нафтогазоносності імпактних структур (астроблем) України, а також міжнародного досвіду розвідки та експлуатації нафтогазоносних структур США, Канади та інших країн дозволяє авторам зробити наступні висновки.

- Імпактні структури (астроблеми) потрібно розглядати як нетрадиційні джерела енергетичної сировини – нафти і газу. Розвідка та експлуатація таких джерел дозволить в найкоротші строки виконати значне нарощування енергетичного потенціалу і, відповідно, зміцнення національної безпеки країни.
- Найбільш перспективними на виявлення покладів ВВ промислового значення вважаємо такі імпактні структури України: Бовтиська, Ротмістрівська та Оболонська. Як першочерговий об’єкт для проведення цілеспрямованих геологорозвідувальних робіт пропонується Бовтиська структура, де розвідане родовище горючих сланців з запасами біля 4 млрд т. Сланці можуть бути використані як паливо для електростанцій і промислового вилучення ВВ (біля 800 млн т сирої нафти або 2,7 трлн м^3 горючого газу). Результати проведеного комплексу приповерхневих СТАГГД, розробленого в ІГН НАН України, дають підстави стверджувати, що в підкратерній та підваловій зонах Бовтиської структури можуть бути виявлені значні запаси ВВ.

– Заслуговує на увагу вивчення перспектив нафтогазоносності структури, яка відома як Олешківські піски. Структура знаходиться в перехідній зоні від південного схилу Українського щита до Причорноморської западини. Регіон знаходження структури відзначається як нафтогазоперспективний. За результатами СТАГГД структура може мати імпактну природу та умови для формування скупчень ВВ.

Отже, проведення в найкоротші терміни цілеспрямованих комплексних геолого-геофізичних робіт (в т.ч. буріння св.), а на підготовчому етапі СТАГГД, ефективність яких доведена при пошуках нафтогазоносних структур різного генезису, на суші й акваторіях Чорного та Азовського морів, буде сприяти вирішенню проблем енергетичної безпеки держави.

1. Оболонська імпактна структура

За результатами польових досліджень та обробки даних СТАГГД побудована карта просторового розміщення ділянки, перспективної на пошуки пасток ВВ (рис. 8.92). На ній же виділені площинні комплексні атмогеохімічні аномалії нез'ясованої природи, які розташовані поза межами Оболонської структури. Ділянка, перспективна на пошуки пасток ВВ, розташована в південно-західній частині Оболонської структури і площі досліджень.

2. Бовтиська імпактна структура

За комплексними результатами інтерпретації прогнозно-пошукових ознак СТАГГД була побудована карта просторового розміщення площ, перспективних на пошуки пасток важких ВВ (нафти) у кристалічних важких породах Бовтиської астроблеми (рис. 8.93).

3. Ротмістрівська імпактна структура

На підставі проведених робіт СТАГГД у межах площі досліджень визначено ділянку складної форми, перспективну на пошуки ВВ (рис. 8.94). Ця ділянка перевищує розмір кратеру й містить навколишню територію.

4. Зеленогайська імпактна структура

На підставі проведених робіт СТАГГД у межах площі досліджень визначено 4 перспективні ділянки на пошуки нафти та газу (рис. 8.95).

5. Структура Олешківські піски

Проведений комплекс досліджень дозволив з'ясувати розподіл вуглеводневих газів навколо структури та в межах площі досліджень дозволив визначити перспективні ділянки на пошуки нафти чи газу (рис. 8.96). Встановлено, що при наближенні до внутрішньої частини Олешківської КС значення усіх показників зменшується. З'ясувалось, що південний профіль має значно меншу концентрацію вуглеводневих газів ніж Олешківська структура.

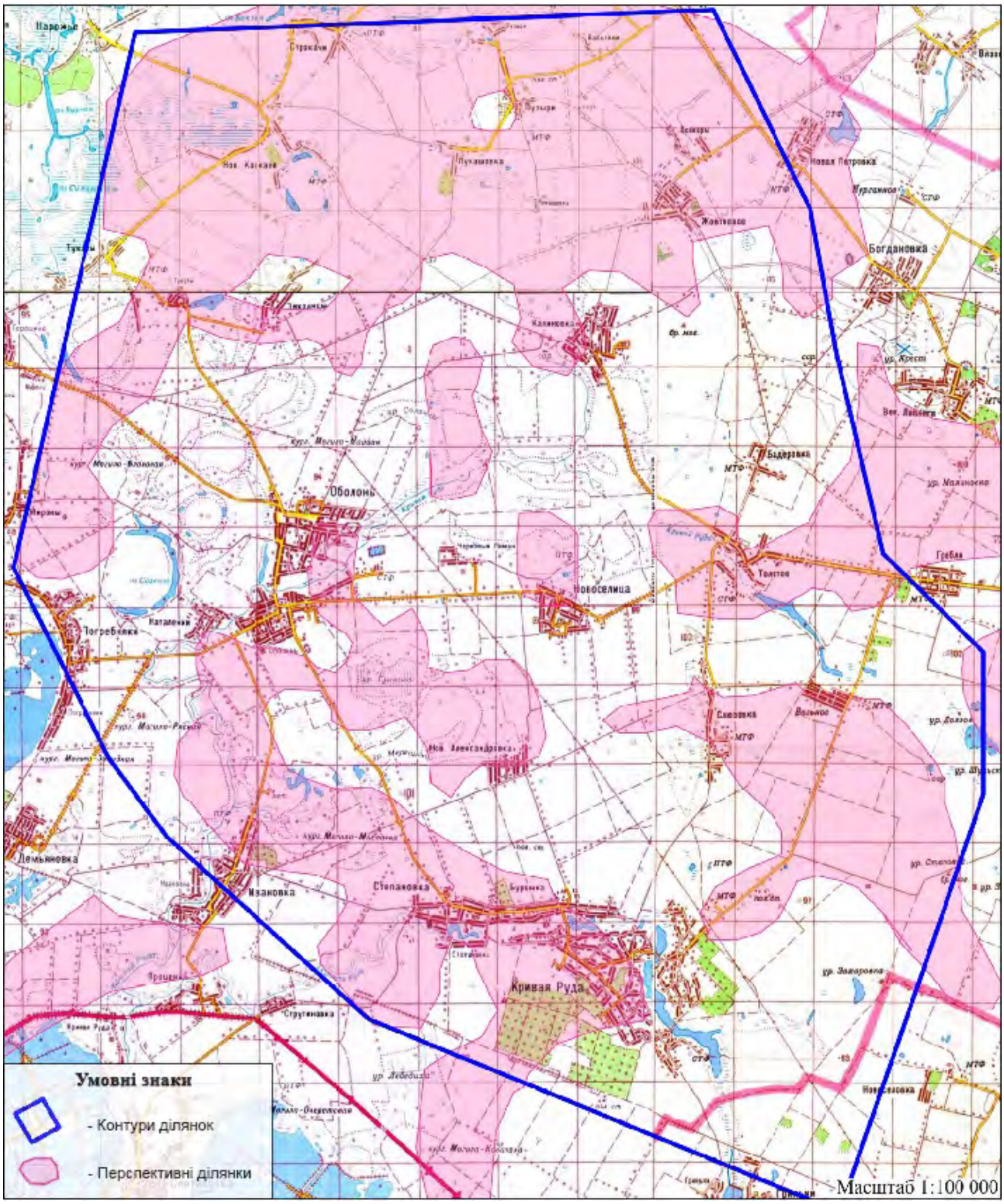


Рис. 8.92. Оболонська імпактна структура. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень.

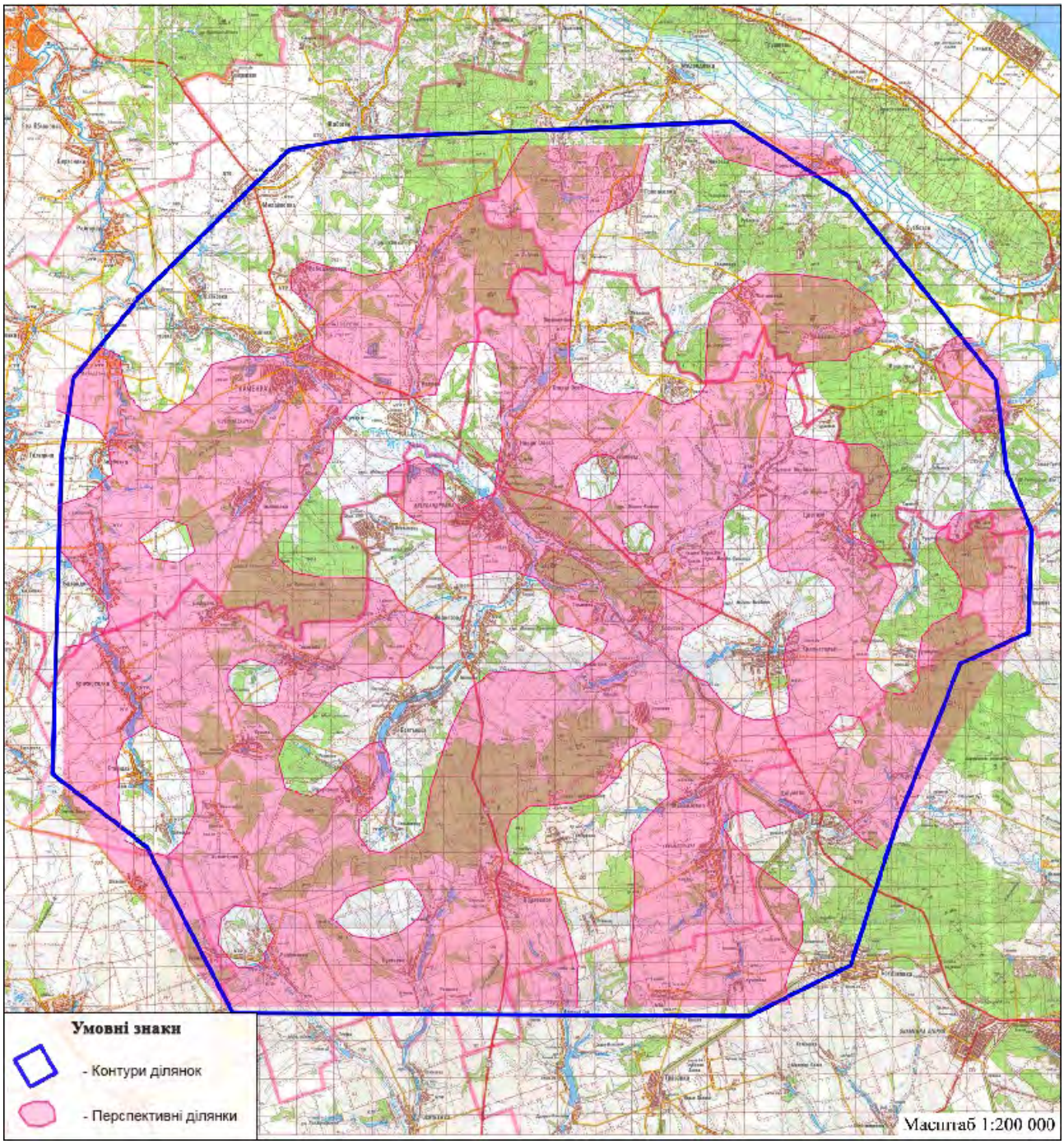


Рис. 8.93. Бовтиська імпактна структура. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

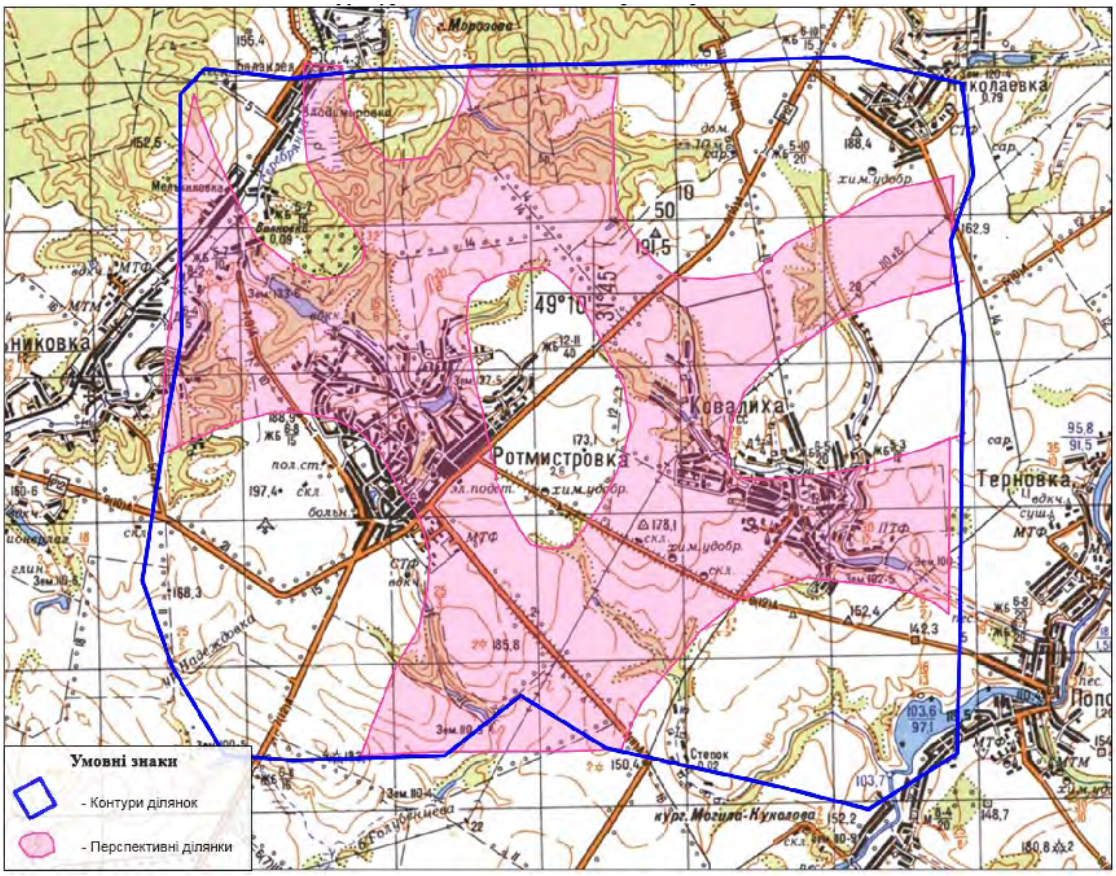


Рис. 8.94. Ротмістрівська імпактна структура. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

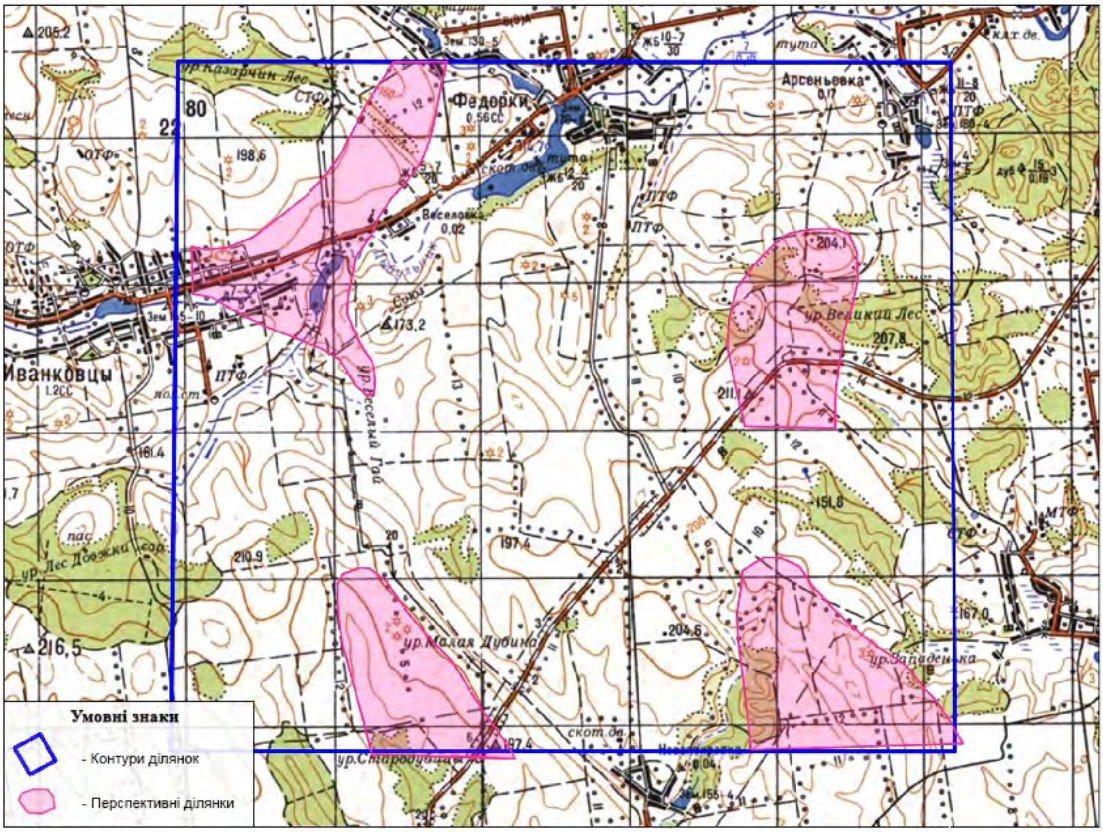


Рис. 8.95. Зеленогайська імпактна структура. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

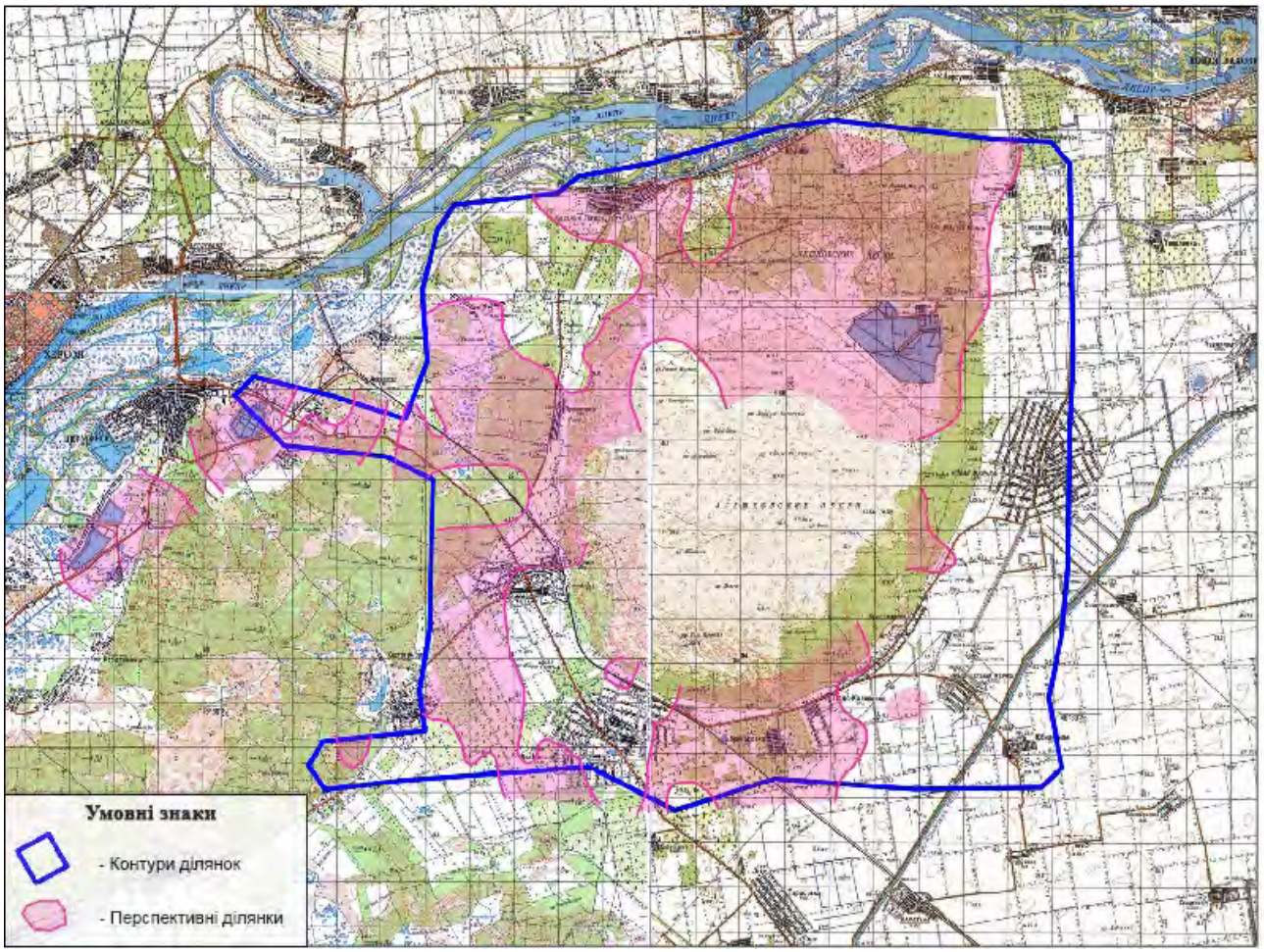


Рис. 8.96. Структура Олешківські піски. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

8.5. КАРТУВАННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ ПЕРСПЕКТИВНИХ НА МЕТАН ОБ'ЄКТІВ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

Проблемам газоносності кам'яновугільних покладів присвячені тривалі (з кінця XIX — початку XX ст.) й численні наукові дослідження та практичні роботи, спрямовані на вивчення особливостей вмісту й розподілу вуглеводневих газів у пластах вугілля вміщуючих породах.

У результаті вивчення та аналізу матеріалів і даних з широкого кола проблем, пов'язаних з метаноносністю вугільних родовищ Донбасу, науковцями відділу геоекології та пошукових досліджень ІГН НАН України було визначено декілька представницьких площ для проведення комплексних СТАГГД, зокрема Томашівська та Краснолиманська площі, ділянки у межах гірничого відводу шахти ім. О.Ф. Засядька (табл. 8.5).

Таблиця 8.5
Зведені дані щодо обсягів досліджень СТАГГД перспективних на метан об'єктів вугільних родовищ України

N п/п	*Об'єкти досліджень: площі, ділянки*	*Площа дослід-жень, км²*	*Кількість пунктів спостере-ження (п.с.)*	*Варіант досліджень (профільний чи площинний)*
1	Площа Томашівських купольних структур	36,0	213	Площинні дослідження за мережею 500х250 м
2	Північна ділянка шахти ім. О.Ф. Засядька	2,5	115	Площинні дослідження за мережею 200х100 м
3	Шахта Краснолиманська	6,7	104	Площинні дослідження за мережею 250х250 м
4	Шахтні поля Межиріченського та Забугського вугільних родовищ	1144	101	Площинні дослідження за мережею 4х4 км
	Разом*:*	1189,2	533	

Мета досліджень — визначення у межах полів діючих шахт, а також шахт, виведених з експлуатації, ділянок, об'єктів підвищеної газоносності й дегазації, картування зон геодинамічної активності як природного, так і техногенного походження та можливих проявів небезпечних ГДЯ, оцінка геоекологічних умов. Для одержання необхідної результативності та ефективності запланованих досліджень їх основні обсяги були сконцентровані на ділянках у межах гірничих відводів шахт Краснолиманська та ім. О.Ф. Засядька, а також на Томашівській площі (в межах полів шахт Томашівська Північна і Томашівська Південна). Доцільність і своєчасність проведених досліджень були обґрунтовані потребою впровадження експресних маловитратних приповерхневих методів вивчення особливостей газоносності вугільних родовищ та їх змін під впливом гірничих робіт.

Комплекс досліджень виконано протягом 2007-2010 рр.

На площі Томашівських купольних структур Лисичанського геолого-промислового району Донбасу в зонах розвитку шахтних полів: Томашівської Північної, Томашівської Південної, ім. Капустіна, Привільнянської, Новодружевської були проведені роботи з покращення екологічної ситуації, а також з контролю виходу газу на поверхню з його подальшою утилізацією.

Крім того, згідно запропонованої технології, в зонах розвитку діючих шахтних полів ім. О.Ф. Засядька та Краснолиманська, а також Лісова, Степова (Львівсько-Волинський басейн) за результатами проведених досліджень закартовані перспективні ділянки на промисловий видобуток скупчень ВВ – метану.

1. Площа Томашівських купольних структур

Результати СТАГГД на площі Томашівських купольних структур дозволяють виділити за комплексом показників (структурне розташування, розподіл інтегрального коефіцієнту Кі (радон+торон+вуглекислий газ), наявність тектонічно непорушених газопроникних порід, підвищенні значення температурного поля, контрастне метанове поле) у межах Томашівських куполів дві ділянки, перспективні на пошуки скупчень вуглеводневих газів (метану) (рис. 8.97). При цьому, ділянка в межах Північного куполу виділяється більш впевнено, оскільки критеріальні показники для прогнозування більш чіткі й контрастні, ніж на Південному куполі.

Закартовані площі за технологією СТАГГД за результатами буріння дали промислові припливи газу більше як 50000 м^3 за добу, що значно покращило екологічну та енергетичну ситуації на площах Томашівської агломерації.

Бурові роботи, проведені в зонах розташування перспективних ділянок, підтвердили наявність покладів ВВ.

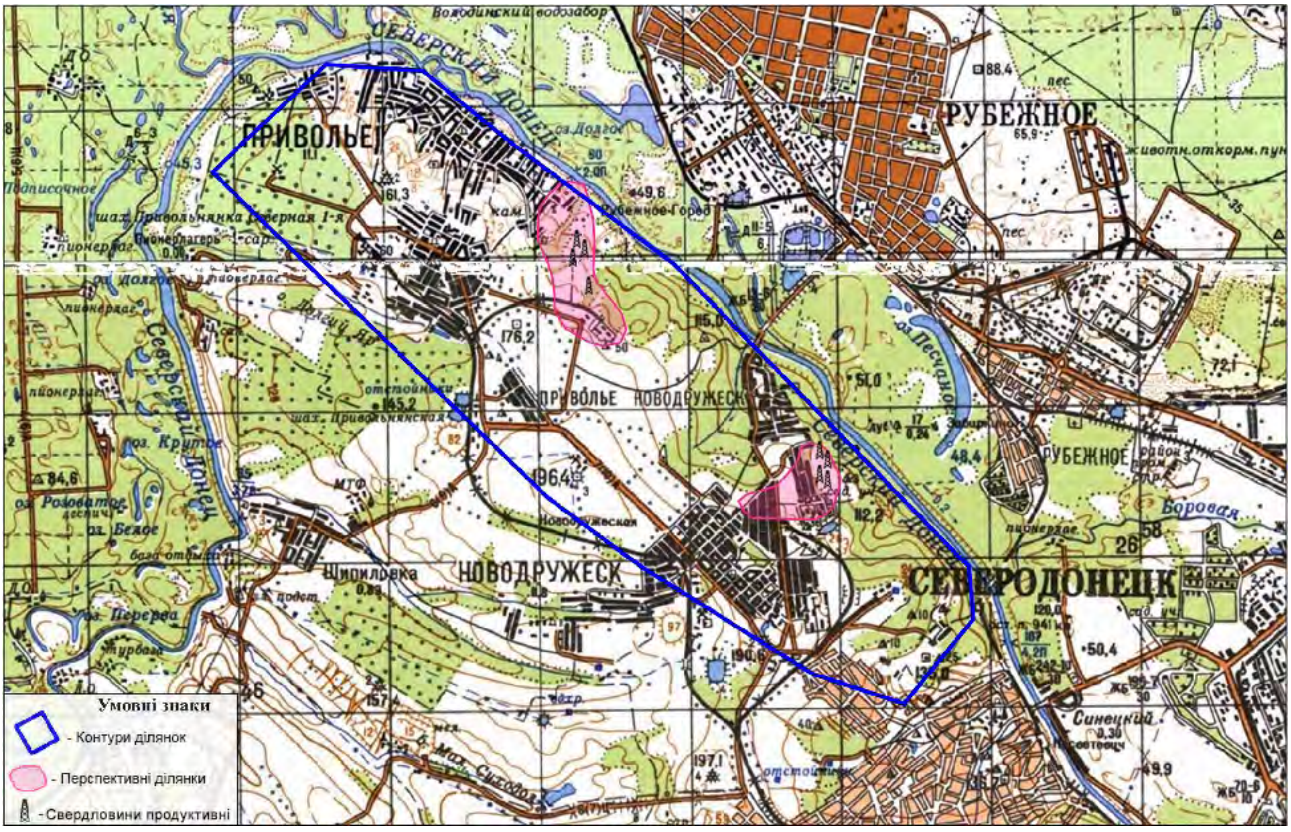


Рис. 8.97. Томашівська площа. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

2. Північна ділянка шахти ім. О.Ф. Засядька

Інтерпретація результатів СТАГГД (в площинному й профільному варіантах), з урахуванням даних атмогеохімічних досліджень у гірничих виробках, дозволили перейти до прогностичної оцінки газоносності Північної ділянки досліджень у межах поля шахти ім. О.Ф. Засядька, а за матеріалами більш детальних робіт – до оцінки газоносності Північної деталізаційної ділянки (рис. 8.98).

В результаті на території досліджень виділено 4 ділянки, які можуть розглядатися як об'єкти для дегазації вугленосного розрізу та виявлення скупчень метану промислового значення.



Рис. 8.98. Північна ділянка шахти імені О.Ф. Засядька. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

3. Шахта Краснолиманська

У межах частини шахтного поля, де виконані СТАГГД, виділені основні ділянки, перспективні на виявлення скупчень вуглеводневих газів як об'єктів можливого видобутку метану чи дегазації (за потреби) вугільних товщ методом буріння св. з денної поверхні (рис. 8.99). Ці ділянки розташовані в центральній і східній частинах відпрацьованої площі. Східна ділянка на півдні обмежена Скидом 12, а на заході і півночі – структурами Центрального насуву. Є підстави для передбачення, що більша частина цієї ділянки може бути простежена на схід, за межі площі досліджень. Ділянка в центральній частині площі досліджень знаходиться між Федорівським і Грачівським скидами, з заходу обмежена структурами Центрального насуву.

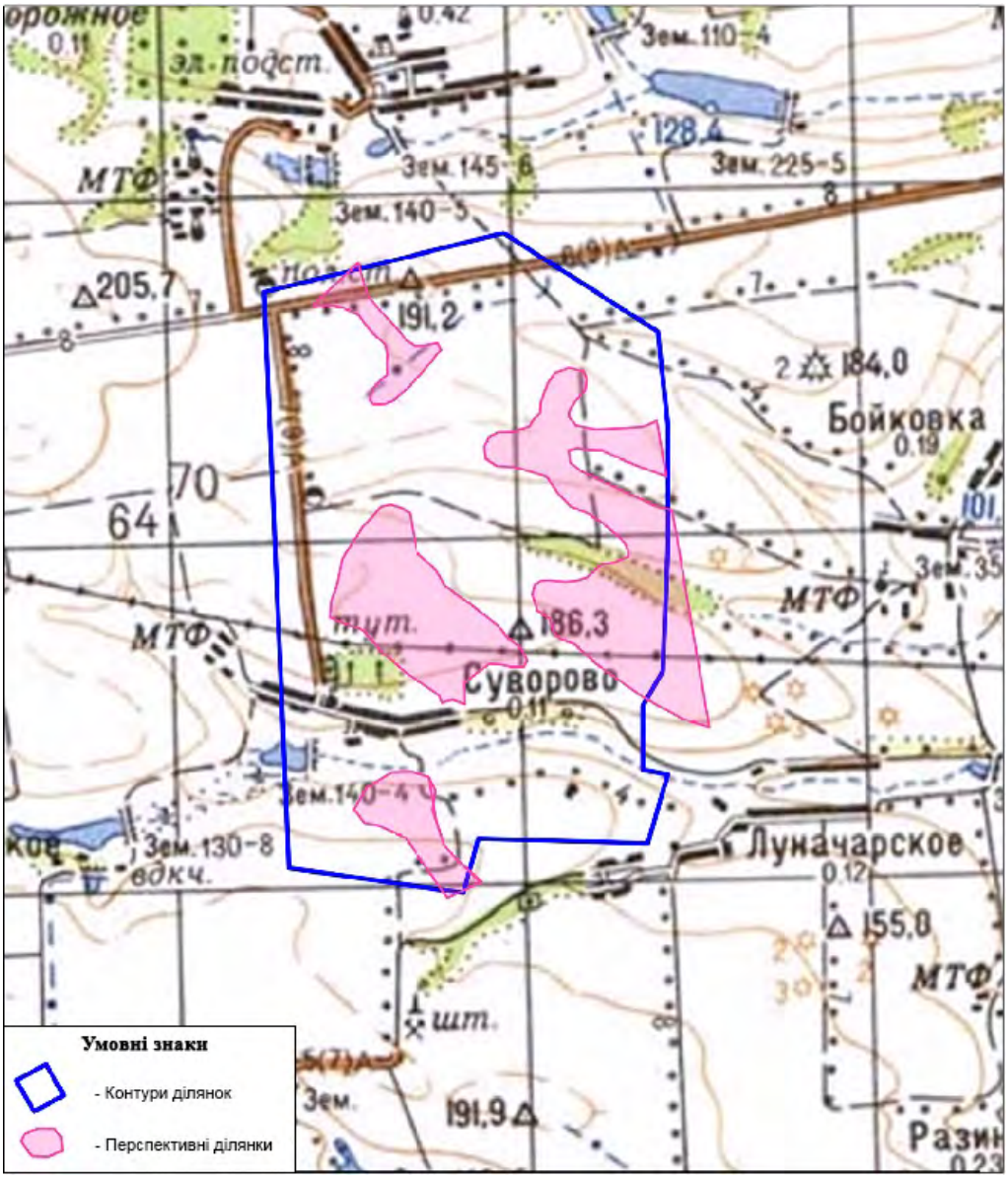


Рис. 8.99. Шахта Краснолиманська. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

4. Площі шахтних полів Межиріченського та Забугського вугільних родовищ

У межах шахтних полів Межиріченського та Забугського вугільних родовищ були проведені детальні площові та профільні СТАГГД у зонах шахтних полів Межиріченського та Забугського вугільних родовищ Червоноградського геолого-промислового району та Великомостівського газового родовища в межах Львівсько-Волинського вугільного басейну, на площах шахтних полів, а також безпосередньо у виробничих лавах з проявами ГДЯ шахт Степова та Лісова, що дозволило виділити ділянки, перспективні на виявлення скупчень вуглеводневих газів (рис. 8.100).

У межах Межиріченської синкліналі метаноносність збільшується з півночі на південь, а також від пологого східного крила до більш крутого західного крила.

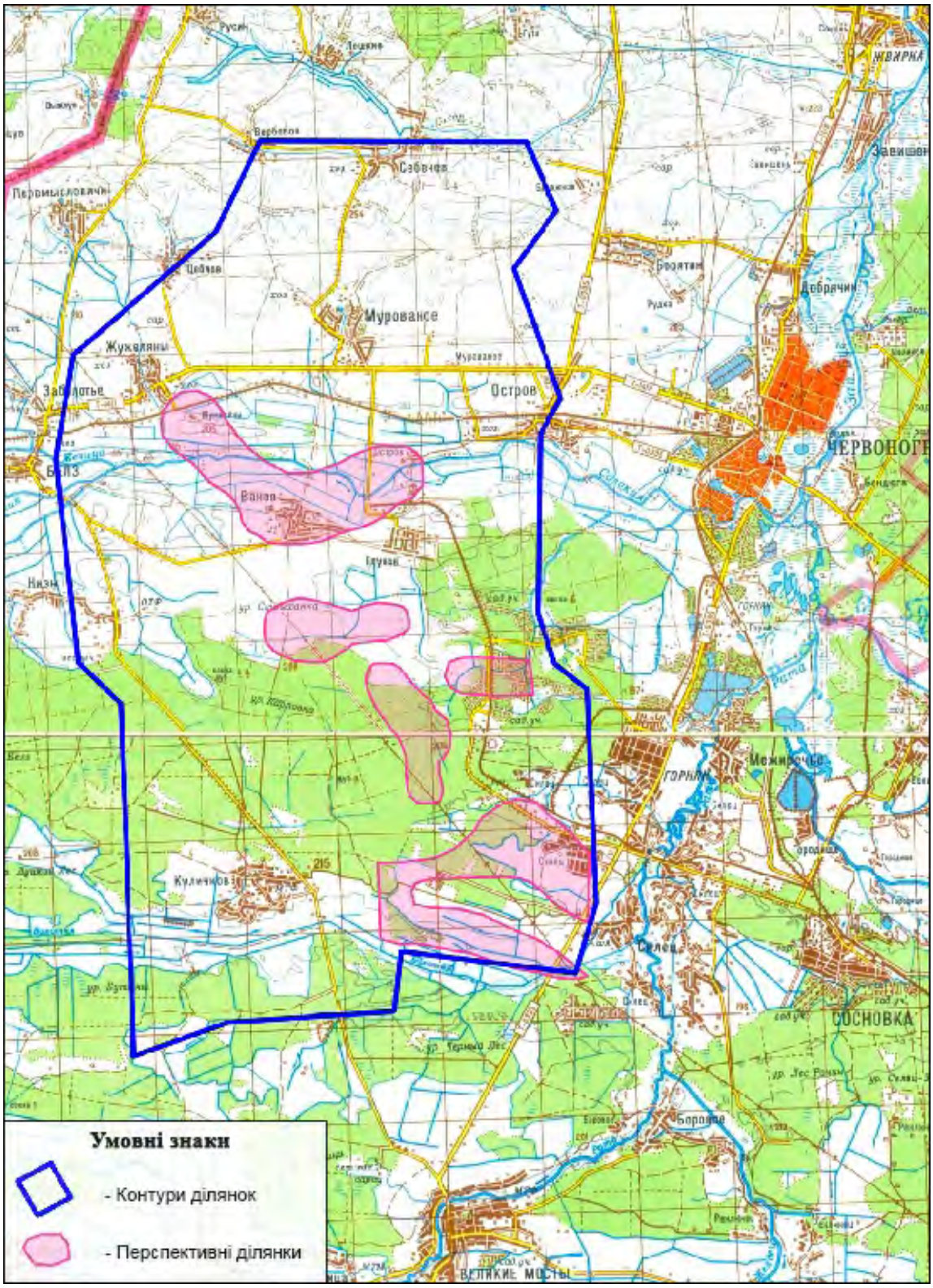


Рис. 8.100. Шахти Степова та Лісова. Карта ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ за даними структурно-атмогеохімічних та термометричних досліджень

Газоносність шахт Межиріченського родовища збільшується при зануренні вугільних пластів у бік Великомостівського газового родовища. Встановлено незначне збільшення важкого ізотопу вуглецю в складі газів басейну Межиріченського родовища, що дозволяє говорити про змішану їх природу, пов'язану з міграцією газів із Великомостівського газового родовища.

Існує думка, що в газах, які належать до кам'яновугільних відкладів Львівсько-Волинського басейну, може міститися метан іншого генезису, ніж генерований у процесі вуглефікації ОР, тобто метан глибинного походження.

У цілому виявлено закономірність зниження виходу легких компонентів у вугіллі підформацій з північного сходу на південний захід, від Забузького до Любельського родовища. Ця закономірність простежується й у межах Південно-Західного вугленосного району за середніми показниками виходу летких компонентів у вугіллі.

Підвищений вміст газів у вугільних пластах збігається із зонами розривних порушень. При відпрацьовуванні вугільних пластів джерелом надходження метану в гірничі виробки шахт можуть служити не тільки вугільний пласт, а й оточуючі його гірничі породи. Відпрацьовування вугільних пластів ускладняється суфлярним виділеннями метану, особливо в зонах тектонічних порушень і підвищеної тріщинуватості порід.

8.6. ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 8

Найважливішою передумовою визначення найбільш оптимально спрямованих ПРР на нафту й газ є науковий прогноз, заснований на пізнанні закономірностей їх поширення в тій чи іншій конкретній природній ситуації. Накопичені до теперішнього часу геологічна інформація й досвід свідчать про те, що розміщення нафтових і газових покладів, а також зон нафтогазоносності підпорядковане певної закономірності і контролюється геотектонічними факторами і більшою мірою значним спектром використаних критеріальних ознак, що закладені в пошукову технологію СТАГГД.

Палеографічний структурний аналіз накопичення продуктивних товщ, як наведено в технології СТАГГД, вказує на закономірне розміщення покладів нафти й газу переважно вздовж долин та палеодолин річкових систем, а також річкових дельт морських берегових ліній. Великі ж скупчення ВВ при певних сприятливих умовах найчастіше утворюються в дельтових і авандельтових відкладах. Потрібно також відзначити ще один бік особливої актуальності палеогеографічних досліджень як основи для подальшого розширення ПРР за рахунок літологічних і стратиграфічних пасток, обумовлених фаціальною мінливістю, виклинцьовуванням або стратиграфічною незгодою. Виявлення таких пасток можливо перш за все на основі комплексу умов та обґрунтування палео-реконструкцій побудов у загальному комплексі регіональних і інших досліджень, які обґрунтовують пошуково-розвідувальне буріння на нафту й газ, що тільки при всебічному з'ясуванні спектру формуючих критеріальних ознак накопичення продуктивних відкладів з урахуванням і інших чинників нафтогазонакопичення, можна покладатись на підвищення результативності ПРР.

В представленій роботі ми виходили з основного положення про те, що, починаючи від накопичення первинного осаду й поховання в ньому ОР до акумуляції вуглецю в породах-колекторах, поряд з тектогенезом найважливішу роль відіграє літогенез.

Якщо за останні роки геологія нафти і газу збагатилася новими уявленнями про нафтовидобувні світи, головну фазу нафтоутворювання, вертикальну зональність розподілу скупчень ВВ та іншими, в результаті яких стало можливим виділення в розрізі нафтогенеруючих порід, то палеогеографічні побудови, доповнюючи їх, дозволяють намічати площадкову зональність нафтогазонакопичення й прогнозувати ділянки найбільшого скупчення ВВ. Крім того, палеогеографічні реконструкції, встановлюючи генетичний характер продуктивних відкладів, сприяють визначенню найбільш оптимального розміщення не тільки пошуково-розвідувальних, а й експлуатаційних св.

У вирішенні складної проблеми значного приросту розвіданих запасів нафти і природного газу особлива роль належить новим ідеям і напрямками. Популяризації і впровадженню одного з таких напрямків і присвячена ця робота. Оскільки будь-який науковий напрям не буває чимось абсолютним і остаточним, а базується на відносно завершеній системі досягнутих знань і досвіду, то й напрямок, що запропонований нами в прямопошуковій технології СТАГГД, у нафтогазовій геології буде вдосконалюватися в процесі його використання. Але для цього, насамперед, треба зрозуміти і осмислити його сутність, теоретичне й практичне значення кожного методичного елементу пошукової технології.

Як відомо, наукове узагальнення веде до наукового передбачення, що має вирішувати практичні завдання. У такому аспекті, використовуючи багаторічні особисті спостереження і літературні джерела, зроблено спробу розкрити і показати можливості повного спектру методичних традиційних та нових впроваджень при пошуках покладів нафти й газу.

- Орієнтувати й направляти пошуки та розвідку покладів неструктурного типу, пов'язаних з утвореннями русел та рукавів палеорічок, барів, кос та інших піщаних тіл прибережних і пригирлових зон, що вперше передбачено новітньою технологією СТАГГД;
- Визначати найбільш оптимальні системи розробок родовищ, виходячи з генетичних особливостей порід-колекторів, що встановлюються шляхом детальних палеогеографічних реконструкцій.

Отже, надзвичайно суттєвий висновок про виняткову продуктивність відкладів гирл древніх річок не суб'єктивна думка окремих досліджень, а об'єктивна реальність, яка підтверджується практикою. І було б великою помилкою не використовувати це досягнення наукової думки.

Тому подальші успіхи в нарощуванні розвіданих запасів і видобутку нафти і газу неможливі без нових напрямків та ідей у нафтогазовій геології. Незнання або ігнорування їх призводить до того, що геологи не можуть спрямувати пошуки при відсутності підняттів, підійти до виявлення літологічних і стратиграфічних покладів, максимально підвищити ефективність буріння. Такий спектр побудов повинен стати обов'язковим у загальному комплексі досліджень, що визначають шляхи й методи наукового прогнозування та практичного здійснення ПРР на нафту й газ

Крім того, для успішного науково-технічного прогресу в геології нафти актуальне значення має різке скорочення термінів впровадження теоретичних

розробок у виробництво. Ми можемо й повинні відкривати родовища нафти й газу на нових і старих площах у результаті впровадження нових ідей і технологій, особливо тих, які знайшли своє підтвердження в наших розробках та дослідженнях.

Одним з найважливіших напрямків при виконанні представленої роботи автори вважають проведені дослідження комплексного вивчення особливостей геологічної будови та спектру критеріальних ознак нафтогазоносності акваторій Азовського й Чорного морів, астроблем.

Створення та впровадження запропонованої концепції пошуків нафти та газу в акваторії морів прискорить збільшення приростів нафти й газу ВВ, швидку реалізацію значного нафтогазового матеріалу морських акваторій завдяки впровадженню нових неопошукованних площ та більш високої ефективності розвідувальних робіт на нафту й газ за СТАГГД.

Тому при обґрунтуванні критеріальних ознак, що відображають в остаточному рахунку закономірності картування прогнозно-перспективних об'єктів морських акваторій та безпосередньо нафтогазоперспективних площ під промислове буріння, своє бачення автори винесли у висновки представленої роботи.

Сутність запропонованої методології СТАГГД полягає в комплексному підході до проблеми прогнозування пошуків, розвідки та розробки вуглеводневих родовищ в Азово-Чорноморській акваторії України.

У роботі наведено обґрунтування на системній основі напрямів оптимізації пошуків ВВ за новою розробленою методологію та впровадження новітніх апаратурних комплексів, що не мають аналогів в світовій практиці.

Аналізувались особливості розломно-блокової, морфоструктурної, стратиграфічної, літолого-фаціальної, формаційної, геодинамічної будови полігонів. У процесі інтерпретації матеріалів використано наявну фактологічну базу з детальних розробок з тектоніки, стратиграфії, літології, аерокосмогеологічних методів, геофізики. Зокрема, вперше використані дані з деталізаційних сейсморозвідувальних 3D робіт. Аналіз інформації зазначених вище методів дозволив створити доказову базу щодо ґрунтовної характеристики особливостей геологічної будови об'єктів Азово-Чорноморського регіону, з якими пов'язані поклади ВВ.

Для регіонального та локального прогнозування покладів нафти і газу в Чорному та Азовському морях використано аерокосмогеологічні дані. За методами дистанційної оцінки з космосу перспектив нафтогазоносності як суходолу, так і морських шельфів на основі дешифрування варіацій температурного поля за багатоканальними знімками виділяються еталонні локальні продуктивні об'єкти. За комплексною інтерпретацією матеріалів теплової космічної зйомки створено регіональну схему розташування геофлюїдодинамічних структур в акваторіях.

Нафтогазонакопичення в Азово-Чорноморському регіоні спостерігається переважно уздовж зон розломів субмеридіонального простягання й локалізуються на ділянках їх перетину з розломами інших напрямів. Тому зони розломів слід вважати однією з найважливіших пошукових ознак у межах Азово-Чорноморського регіону. Ці зони обумовлюють місця активізації

сучасних геодинамічних процесів, зон тріщинуватості та розущільнення гірських порід, визначаючи шляхи міграції різних за складом і походженням флюїдів у тому числі й тих, що є індикаторами покладів ВВ.

Важливою критеріальною ознакою нафтогазоносності в осадовому чохлі Азово-Чорноморської акваторії слід вважати також флюїдогенні деформації, що пов'язані з процесами генезису-накопичення-підйомом флюїдів. Це – лійки та грабени просідання, скиди, насуви, меланж, тріщини в склепіннях брахіоантикліналей, безкореневі складки, грязьові вулкани, глиняні діапіри тощо. Проблема, в основному, вирішується при детальному вивченні геологічної будови методом сейсморозвідки, зокрема деталізаційними сейсморозвідувальними 2D, 3D роботами, а також літолого-стратиграфічними та формаційно-седиментологічними дослідженнями, яким приділено значну увагу в роботі. Більшість флюїдогенних деформацій приурочена до найбільш прогнутих ділянок акваторії. Так майже кожний сейсмопрофіль як на шельфі, так і в Західно- і Східно-Чорноморській западинах перетинає декілька виположених антикліналей, які не мають корневищ у підошві майкопу, а відбивальний горизонт II часто утворює зворотні перегини – так звані «швидкісні синкліналі», які простежуються тільки на сейсмозаписах і обумовлені повільним проходженням пружних хвиль тільки в антикліналі. В цих антикліналях фіксуються дрібні розривні порушення, які неможливо простежити від профілю до профілю. Глибина цих порушень також мала – від декількох сот метрів до 1-1,5 км.

Підґрунтям визначення стратиграфічних прогнозних критеріїв є вирішення наступних проблем: встановлення детальної хроностратиграфічної структури осадового комплексу, історико-геологічних типів вуглеводневих комплексів; відтворення еволюції осадконакопичення на шельфах та в Західно- та Східно-Чорноморській западинах.

Тому при аналізі літолого-стратиграфічних та фаціальних критеріїв на засадах регіональних досліджень (біо-, літо-, сейсмостратиграфічне розчленування) значна увага приділялась: детальній стратифікації розрізів за комплексом методів; аналізу потужностей; виділенню й діагностиці породно-шаруватих систем; визначенню речовинного складу та структури різнорангових, відповідної генези, стратонів (регіояруси, світи, товщі, верстви, ритми, цикліти), перерывів; аналізу просторово-часового поширення та фаціальних особливостей нафтогазоносних продуктивних комплексів; встановленню циклічності седиментогенезу, палеоседиментологічним реконструкціям.

Практично в кожному з означених положень присутня прогнозна складова. Так просторово-часовий аналіз різнорангових стратонів, умов формуванням їх породних комплексів дозволяє виділення клиноформ – цього особливого морфогенетичного стратону седиментаційних циклів, що сформований у відповідних палеоседиментаційних умовах і виокремлюється за сейсмостратиграфічними даними. Виділення цих структурно-генетичних форм в Азово-Чорноморському регіоні набуває важливого прогнозного значення, враховуючи, що основні запаси нафти за категорією 3С, а також 90% запасів і видобутку газоконденсатів сконцентровані саме в зонах розвитку клиноформ.

Прогнозний аспект просторово-часової приуроченості перерівів, неузгодженостей, розмивів напряму пов'язаний із прогнозуванням стратиграфічних пасток, в яких міститься більшість значних покладів ВВ на родовищах-гігантах світу. Зі стратиграфічними пастками пов'язані не тільки окремі поклади, але й нафтогазоносні зони, в тому числі і ті, що вміщують гігантські запаси бітумоїдів. В той же час проблема перерівів, неузгодженостей, ще не достатньо обґрунтована. Так, на офіційних регіональних і місцевих схемах Азово-Чорноморського регіону в розрізах продуктивних відкладів відсутні перериви. У створених нами стратиграфічних схемах показано перериви й обґрунтовано їх прогнозне значення.

На підґрунті синтезу великого, різноманітного матеріалу, опрацьованого авторами роботи, розроблено детальну стратиграфію основних нафтогазоперспективних об'єктів крейдових і кайнозойських відкладів.

У схемах відображено основні стратиграфічні, літолого-фаціальні критерії. Наведено характеристику формаційних комплексів, просторово-часові особливості седиментології, літологічного складу, аналіз потужностей, а також інформацію щодо наявності перерівів і неузгодженостей як оціночних критеріїв перспектив нафтогазоносності. Значна увага приділена співставленню основних нафтогазоносних породних комплексів, зокрема палеоценового, еоценового, майкопського, неогенового з відповідними стратонами генетично подібних родовищ Альпійського складчастого поясу (Середземного моря, Карпат, Кавказько-Чорноморської нафтогазоносної провінції Росії, Каспійського моря).

За сейсмічними даними досить детально розшифровано будову мезо-кайнозойського осадового комплексу північно-західного шельфу, континентального схилу та бортів Західно-Чорноморської западини, Прикерченського шельфу, западини Сорокіна та інших геоструктурних елементів Східно-Чорноморської западини. Виділено сейсмокомплекси й показано їх співвідношення в Західно- і Східно-Чорноморський западині. Уточнено геологічну будову та охарактеризовано основні нафтогазоносносні комплекси крейдових, палеогенових та неогенових відкладів.

За аналізом поширення газів ВВ у чорноморському басейні встановлено загальні закономірності розподілу газових концентрацій і визначено головні критерії регіонального прогнозування нафтогазоносності різних частин морської акваторії щодо планування ПРР. Встановлено, що уся маса анаеробної води глибоководної западини моря є гігантською аномалією за вмістом газів ВВ. Чорноморські води нижче глибин 120-150 м містять метан в аномально високих концентраціях, які на два-три порядки вище фонових і поступово зростають із заглибленням моря. Незважаючи на регіональну специфіку Чорного моря, розподіл газів ВВ у його донних осадах і воді в цілому є аналогічним загальним закономірностям Світового океану Висока метанова загазованість Чорного моря дозволяє вважати його одним з найперспективніших регіонів з «прямими» пошуковими ознаками на ВВ.

ПРР на нафту й газ у Чорному морі, включно з газово-геохімічними дослідженнями, виконані переважно на шельфових площах. Але на часі є проблема оцінки нафтогазоносності структурних об'єктів у глибоководних

зонах Чорного моря, зокрема континентального схилу на переході від шельфу до батіальної частини, що оцінюється як високоперспективна. Проте планомірне освоєння глибоководних зон ускладняється дискусійністю регіональної моделі їх геологічної будови через неоднозначність інтерпретації наявних сейсмічних матеріалів та відсутність св.

Встановлені регіональні геохімічні особливості Чорноморського басейну оцінюються як переконлива ознака його значних перспектив на поклади ВВ.

У вирішенні прогнозно-пошукових задач у морських акваторіях, як і на суходолі, базовими є сейсморозвідка, пошуково-розвідувальне буріння, за результатами яких розробляються регіональні та локальні структурні моделі перспективних площ, а газогеохімічні дослідження для пошуків покладів ВВ використовуються як допоміжний засіб. Але застосування СТАГГД в Азово-Чорноморському регіоні довело, що при відсутності даних буріння, неоднозначній інтерпретації сейсмогеологічних даних, термо-атмогеохімічні показники часто є єдиним інструментом прогнозування перспективних ділянок.

Запропонований комплекс приповерхневих досліджень є оптимальним для визначення термо-атмогеохімічних критеріїв прогнозного районування перспективних ділянок та оцінки їх перспектив на поклади ВВ. Найбільш інформативним є інтегрування геолого-структурних досліджень з газово-еманаційною і термометричною зйомками. Картографічні моделі розподілу значень температур донних відкладів, суми гомологів метану, інтегрального коефіцієнту є показниками геодинамічної активності та проникності тектонічних порушень і основою карти перспективних на пошуки ВВ ділянок прямо пошуковим критерієм газових чи нафтових родовищ.

Цей комплекс забезпечує швидкість проведення польових і лабораторних досліджень та відносно низьку вартість робіт при вирішенні багатьох пошуково-розвідувальних задач і, зокрема, прогнозного районування ділянок робіт із виділенням локальних перспективних ділянок і уточненням контурів уже виявлених покладів ВВ, визначення найбільш вірогідної позиції пасток ВВ та ймовірних їх розмірів у плані.

Застосування СТАГГД має значні переваги як малозатратна експрес-технологія не лише на етапі ПРР, а може з успіхом застосовуватись при розробці родовищ, зокрема для визначення оптимальних ділянок закладання експлуатаційних св.

Зауважимо, що видобування ВВ, як розвідка й розробка вуглеводневих покладів на континентальному схилі – це проблема часу, особливо зважаючи на відсутність відповідного бурового обладнання для робіт на значних глибинах. Проблема з'ясування перспективності нафтогазоносності потребує вирішення шляхом картування нафтогазових об'єктів, оцінки їх перспектив як геофізичними, так і комплексом маловитратних методів, серед яких чільне місце мають посідати СТАГГД.

Наступним напрямом застосування СТАГГД з метою отримання рекомендацій щодо виявлення флюїдопроникних зон на континентальному схилі та глибоководних улоговинах є картування гідродинамічних типів родовищ ВВ, які, на наше переконання, пов'язані з руслами прарічок та

каньйонів, що практично перетинають увесь континентальний схил Східно- та Західно-Чорноморської западин. Цей напрям вперше в Україні був відпрацьований нами в процесі експедиційних досліджень при пошуках родовищ у гідрогеологічних басейнах по тектонічних порушеннях, у каньйонах чи в безпосередній близькості від них. Такий напрям має великі перспективи, враховуючи те, що основні розташування світових родовищ відносяться саме до гідродинамічного типу. У цьому аспекті континентальний схил Західно-Чорноморської западини, враховуючи її складну будову, може бути показовим полігоном для відпрацювання різних методик прогнозування вуглеводневих покладів з метою встановлення критеріїв прогнозування ВВ.

На основі комплексної технології геолого-стуктурно-термо-атмогеохімічних досліджень забезпечується отримання оптимального (за інформативністю, експресністю, малозатратністю) банку даних для уточнення геолого-структурної моделі пошукових об'єктів, їх потенційної продуктивності, передбачуваних контурів покладів, а також раціональний взаємоконтроль кожного з визначених індикаторів, що звужує коло можливих помилок і припущень при їх інтерпретації.

Дослідження проводиться за наступною схемою.

I етап – аналіз геологічної будови, розломно-блокової тектоніки, гео- і морфоструктурні дослідження; структурно-неотектоничне дешифрування космознімків; еманаційна й атмогеохімічна зйомки (радон, торон, гелій, водень, вуглекислий газ) як основний метод структурно-геодинамічного картування;

II етап – термометрична зйомка придонного шару води й донних відкладів;

III етап – визначення вмісту газів вільних ВВ (метан та його похідні), газової складової у придонному шарі води й донних відкладах як прямопошукового критерію;

IV етап – лабораторні дослідження відібраних проб;

V етап – обробка отриманих результатів і побудова картографічних схем з використанням сучасних ГІС-технологій і комп'ютерних програм.

В українському секторі Азово-Чорноморської акваторії методика СТАГГД вперше була застосована в Азовському морі на глибинах до 13 м. Ці роботи охоплювали площі структур Обіточна, Літологічна, Мисова-1 і -2, Кітенська, Східно-Казантипська. Пізніше аналогічний комплекс досліджень на тих же глибинах був виконаний на площах Меотична, Західно-Булганакська, Бірюча та Білосарайська. Потім дослідження проводилися в більш глибоководних зонах Чорного моря – на Керченському шельфі (до 70 м - структури Субботіна, Абіха, Керченська), на північно-західному шельфі (глибини до 80 м – площі Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова, Західно-Голіцинська, Сундучна, Ювілейна) і континентальному схилі Західно-Чорноморської западини (глибини до 800-1200 м – структури Британська-1 та -2).

Такі батиметричні та морфоструктурні відмінності досліджуваних ділянок потребували створення оригінальних апаратурних комплексів, розрахованих на різні глибини. В ІГН НАН України авторами були розроблені і запатентовані оригінальні пробовідбірники-дегазатори для роботи в морських

акваторіях. Ці прилади дозволяють поєднати в часі вимірювання температури, відбір донних відкладів і проб придонного шару води для аналізу газових компонентів і в цілому значно підвищити економічність цих досліджень та на сьогодення не мають світових аналогів.

Для вимірювання температури донних відкладів був виготовлений багатоканальний термозонд з автоматичним записом даних, який дозволяє вимірювати температуру на поверхні дна й на глибині 0,5 і 1,0 м під донними відкладами.

Для адаптації апаратурного комплексу до глибоководних умов були протестовані й апробовані батометр-дегазатор з необмеженою глибиною використання та віброакустичний дегазатор донних відкладів, які не мають аналогів у світовій практиці. Визначення вмісту радону в пробах води проводилося на спеціально адаптованій для морських умов апаратурі.

Північно-західний шельф Чорного моря

На північно-західному шельфі Чорного моря комплекс геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень апробований на структурах: Одеській, Безіменній, Осетровій, Кутовій, Рифтовій, Голіцинській, Західно-Голіцинській, Мирній-Малікова, Південно-Західно-Голіцинській, Сундучній, Ювілейній (Янтарній).

Наведено детальну характеристику геологічної будови полігонів, їх тектонічна, стратиграфічна, літофаціальна та сейсмологічна позиція. На підґрунті інтерпретації регіональної геологічної інформації з комплексу геофізичних досліджень, даних стратиграфічних, літологічних, геоструктурних, сейсморозвідувальних робіт, визначення колекторських властивостей порід, термо-атмо-геохімічних закономірностей, наводяться прогнозні перспективи досліджених полігонів, характеристика пасток, їх стратиграфічна приуроченість як осадовому чохлі, так і у фундаменті.

Північно-західний шельф Чорного моря є найбільш дослідженим регіоном, де відкрито газові й газоконденсатні родовища. Основні нафтогазові перспективи пов’язуються з осадовим чохлом, де виділено 8 нафтогазоносних і перспективних комплексів – юрський, нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоценовий, еоценовий, олігоцен-міоценовий (майкопський), середньоміоценовий, міоцен-пліоценовий. Крім того, виділяється низка нафтогазоперспективних зон для пошуків ВВ на розущільнених ділянках порід гетерогенно-гетерохронного фундаменту.

Головна проблема сучасного стану пошукових робіт, що стримує подальше освоєння ресурсів ВВ, обумовлена технічними можливостями та відсутністю у фонді підготовлених структур, приурочених до достовірно продуктивних палеоцен-еоценового й майкопського комплексів. За існуючими картами фонду структур до буріння підготовлено 13 перспективних об’єктів, які закартовані, переважно, по сейсмічному горизонту IV – у підошві нижньої крейди і характеризують будову докрейдової ерозійно-денудаційної поверхні. Виявлено нові структури, серед яких Янтарна, Кутова, Рифтова та інші. Перспективи відкладів, що залягають нижче, через їх недостатню вивченість проблематичні. У нижньокрейдових відкладах антиклінальні структури

швидко виположуються, а перспективи верхньокрейдових відкладів через переважно карбонатний склад залишаються проблематичними (окрім верхньої частини). Відомо, що при розкритті верхньокрейдових карбонатних відкладів на структурах Шмідта та ін. отримані припливи газу й конденсату, але досі не вирішено питання раціонального розкриття, випробування та освоєння переважно тріщинно-порових і тріщинних колекторів. Майже всі антиклінальні об'єкти кайнозойського палеоген-неогенового формаційного комплексу на шельфі Чорного моря вже розбурені. У цих умовах постає проблема вибору напрямку подальших пошукових робіт на ближню перспективу або по відкладах нижньої крейди (на глибинах понад 4,5 км), що потребує значних затрат або їх спрямування на виявлення неантиклінальних об'єктів у палеогені. На користь останнього свідчать більша доступність відкладів палеогену для буріння, значні потужності відкладів цього віку, а також (за відомими розрахунками) більш високі прогнозні ресурси (до 60-70 %) у порівнянні з нижньою крейдою (30%). Стримана оцінка перспектив нижньої крейди ґрунтується також на результатах проведених досліджень, зокрема, у Рівнинному Криму.

Оскільки більшість відомих у палеогені антиклінальних підняттів вже розбурені, пошукові роботи, на нашу думку, повинні бути спрямовані на пошуки зон акумулятивних тіл, що представляють собою просторово успадковані, морфологічно виражені багатоповерхові зони літологічних колекторів, подібних до тих, що виділяються в Індольському прогині. Такі зони за сейсмологічними даними виділені, зокрема, на Західно-Голіцинській площі (по 8 стратиграфічних рівнях в палеоцен-майкопських відкладах). У межах західної перикліналі Каркінітського прогину на Східно-Осетровій площі по відкладах палеоцену-нижнього майкопу виділено чотири ділянки потенційних літологічних пасток. Прогнозується також крупна Безіменно-Осетрова потенційно пасткова ділянка, яка уявляється такою, що може об'єднати Одеське та Безіменне родовище в єдине багатопластове родовище або зону малорозмірних родовищ з крупними сумарними запасами. Рекомендовано для тематичних досліджень ділянку від Східно-Осетрової площі на захід до Кілійсько-Зміїного виступу. Для виявлення аналогічних пасток на інших площах потрібна переінтерпретація наявних геолого-геофізичних матеріалів. Особливо це стосується пасток у нижньокрейдових відкладах. Зокрема, до структур ймовірного руйнування покладів у відкладах нижньої крейди належать ті, що розташовані уздовж Одесько-Голіцинської та Сулинсько-Тарханкутської прирозломних зон. Тому пропонуються пошуки ВВ у менш вивчених нижньокрейдовому, юрському й палеозойському комплексах та більш заглиблених ділянках Чорного моря на Крайовому уступі, Криловській та Михайлівській депресіях.

Чільну роль у формуванні локальних структур, міграції і розподілі ВВ у мезокайнозойських відкладах відведено тектонічному фактору. Так сейсморозвідувальними роботами по підошві нижньокрейдових відкладів на сьогодні закартовані понад 20 структур, серед яких встановлено низку нових (Янтарна, Кутова, Рифтова), що рекомендовані як першочергові об'єкти для постановки сейсморозвідувальних робіт і параметричного буріння. Переважно

це структури брахіантиклінального типу, ускладнені чи обмежені тектонічними порушеннями, які простежуються вище по розрізу й контролюють вже виявлені поклади ВВ у більш молодих товщах. За даними буріння та сейсмостратиграфічними побудовами найбільш витриманими на площі колекторами у нижній крейді є пісковики та алевроліти базального шару та нижньої частини верхнього альбу.

Досвід виявлення відомих родовищ ВВ на північно-західному шельфі свідчить про те, що успіх пошукових робіт визначається, передусім, уявленнями про геологічну будову пошукових об'єктів. Тому в роботі наводиться детальна структурно-тектонічна, стратиграфічна, сейсмогеологічна характеристика північно-західного шельфу і, зокрема, полігонів СТАГГД. Геоструктурний напрям пошукових робіт на сучасному етапі залишається пріоритетним.

За сучасними схемами тектонічного районування полігони СТАГГД приурочені до різних структурних елементів північно-західного шельфу Чорного моря – північної прибортової зони Каркінітського прогину та зони зчленування уздовж субмеридіонального Одеського розлому Каркінітського прогину з суміжним Переддобрудзьким.

Каркінітський прогин складений переважно мезозойськими та кайнозойськими (палеогеновими, неогеновими та четвертинними) відкладами й має асиметричну будову. Його північний борт пологий, ускладнений малоамплітудними розривними порушеннями та плікативними дислокаціями. Південний, більш крутий, ускладнений системою складок та лістричних розломів субширотного простягання. Найбільш глибока його частина – Михайлівська депресія – розташована на захід від Тарханкутського півострова між Миколаївським та Одеським розломами. На заході прогин по Одеському розлому межує з Переддобрудзьким прогином і валом Губкіна. Північну межу Каркінітського прогину визначає субширотний Голіцинський розлом, до якого приурочена зона асиметричних антиклінальних підняттів, серед яких Голіцинське та Південно-Голіцинське є продуктивними.

За комплексом методів було відтворено стратиграфічну будову піднять, на яких пробурені св., зокрема тих на яких проводились полігонні дослідження СТАГГД – Одеське, Безіменне, Голіцинське. За переінтерпретацією геолого-геофізичних матеріалів і детального палеонтологічного та літологічного вивчення крейдово-палеогенових відкладів антиклінальних піднять шельфу (Олімпійське, Одеське, Безіменне, Голіцинське тощо) встановлено складну мозаїчну структуру літофаціальних мезо-кайнозойських комплексів.

Виконано детальну стратифікацію відкладів кайнозою північно-західного шельфу й Західно-Чорноморської западини й створено схему стратиграфії мезокайнозойських відкладів. У палеогені, неогені, антропогені виділені стратони в ранзі регіоярусу, свит, пачок. Показано їх співвідношення з підрозділами Міжнародної стратиграфічної шкали. Встановлена різноранговість циклічного накопичення осадів у кайнозої Чорного моря.

Згідно з представленою стратиграфічною моделлю кайнозою, на північно-західному шельфі та континентальному схилі Чорного моря виокремлюються різнорангові формаційні комплекси, що мають чітко

виражену циклічну будову. Виділяється серія гетероморфних, різнофаціальних комплексів, що утворюють стандартні для морських басейнів латеральні ряди – шельфові, континентального схилу та глибоководні. Фаціальна структура цих комплексів зумовлена седиментаційним середовищем, що контролює співвідношення різних типів осадків та розподіл біоти. Встановлено такі типи седиментації: теригенну, де простежено турбідитні комплекси, представлені флішоїдними стратифікованими товщами з асиметричною ритмічністю та глинистими відкладами; карбонатну, в якій переважають вапняки як мілководні уламкові та черепашкові, так і глибоководні; кременеву, яка притаманна всім седиментаційним комплексам.

У кайнозої виокремлюються три седиментаційних мегакомплекси: палеогеновий, міоценовий та пліоцен-четвертинний. На макрофаціальному рівні стратиграфічними аналогами макроциклів є регіональні стратиграфічні підрозділи (регіояруси), в яких, у свою чергу, виділяється серія циклів, що практично відповідають світам. У найбільш потужних мегациклах – палеогеновому, міоценовому та пліоцен-четвертинному відображено три етапи структурної перебудови в кайнозої. Зафіксовано чітку приуроченість до відповідних макроциклів покладів ВВ (білокам'янського, качинського – палеоцену; сімферопольського, кумського – еоцену; молочанського, керлеутського – олігоцену; батисіфонового, сарматського, меотичного; кімерій-куяльницького – міоцену та плейстоценового.

Отримані нами результати зі стратифікації, детального розчленування, попластової кореляції, визначення фаціальних особливостей, циклічності осадконакопичення відкладів палеоцену, еоцену, олігоцену, неогену північно-західного шельфу показують що за умовами седиментації ці товщі представляють собою трансгресивно-регресивні утворення шельфу та континентального схилу.

Значну зацікавленість з погляду прогнозування вуглеводневих об'єктів представляє детальне комплексне дослідження біолітосейсмостратиграфічними, тектонофаціальними методами проблеми турбідітового осадонакопичення. Виявлені утворення конусів виносу осадків, успадкованість яких простежується протягом кайнозою, акумулювались у глибоководній акваторії, і на їх розподіл значний вплив мали дельтові процеси. Ця проблема значною мірою може сприяти обґрунтуванню перспективності палеоценових, олігоценових, міоценових відкладів Безіменного, Одеського, Олімпійського родовищ, Крайового уступу та зони зчленування північно-західного шельфу й континентального схилу.

Перспективи нафтогазоносності слід пов'язувати з брахіантикліналіями, що розташовані західніше і північніше, з зонами вклинювання та літологічно обмеженими пастками. За аналізом сейсмопрофілів з'ясовано, що увагу слід звернути на наявність пасток типу «барів» у міоценовому та пліоценовому розрізах і піщаних клиноформ (лінзовидних) в нижній крейді й майкопі.

Нами вперше проведено комплексні геологічні, геоструктурні, сейсмогеологічні, стратиграфічні, аерокосмогеологічні, термометричні, атмогеохімічні дослідження на полігонах, що містять структури Одеську, Безіменну, Осетрову, Кутову, Рифтову, Голіцинську, Західно-Голіцинську,

Мирну-Малікова, Південно-Західно-Голіцинську, Сундучну, Ювілейну (Янтарну).

Наведено детальну характеристику геологічної будови полігонів, їх тектонічна, стратиграфічна, літофаціальна та сейсмологічна позиція. На підґрунті інтерпретації регіональної геологічної інформації з комплексу геофізичних досліджень, даних стратиграфічних, літологічних, геоструктурних, сейсморозвідувальних робіт, визначення колекторських властивостей порід, атомо-термо-геохімічних закономірностей, доводяться прогнозні перспективи досліджених полігонів, характеристика пасток, їх стратиграфічна приуроченість як осадовому чохлі, так і у фундаменті.

Одеське газове родовище – найбільше на північно-західному шельфі Чорного моря, основні продуктивні пастки якого пов'язані з еоцен-палеоценовими відкладами однойменної структури. У тектонічному відношенні воно приурочене до західної центрикліналі Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Для Одеського підняття характерною є асиметрична будова антиклінальних складок з крутими й короткими північними підгорнутими крилами, що ускладнені субширотними порушеннями. Складки такого типу формувались як правило у фронтальних ділянках розривно-тектонічних смуг, їх північні борти значно крутіші за південні й утворились внаслідок розривних тектонічних порушень. Північні крила складок прилягають до цих порушень, мають насувну будову, амплітуда підкидів зростає з глибиною.

У 1987 р. на Одеській структурі в межах південно-західного склепіння була пробурена св. 1, в якій із пісковиків еоцену (інт. 628-641 м) отримано промисловий приплив газу. В подальшому бурінням св. Одеська-2, -3, -4, -6, -20 було підтверджено промислову продуктивність еоценових відкладів, виявлена продуктивність відкладів верхнього, нижнього палеоцену та верхньої крейди (продуктивний горизонт К2m, маастрихтський ярус).

Безіменне газове родовище розташовано північніше Одеського і приурочено до однойменної структури по відкладах крейди, палеоцену та еоцену.

У крейдовому й палеогеновому розрізі структури Безіменна виявлено численні перериви. Так, в св. Безіменна-2 ці перериви простежено як в крейдовому розрізі – в туроні, нижньому кампані, нижньому маастрихті, так і в кайнозойському – в палеоцені, еоцені, олігоцені. Відклади крейди на структурі Безіменна представлені теригенно-карбонатними відкладами, які є водоносними.

На родовищі пробурені 3 св.: Безіменна-1, -2 і -3, розкрито відклади крейди, палеогену, неогену та четвертинні.

Продуктивні палеоценові відклади характеризуються неповними розрізами. Зокрема в св. Безіменна-2 розкрито тільки нижню частину громівської світи (білокам'янський горизонт, нижній палеоцен), що складена алевролітами темно-сірими до чорного, міцними піщанистими глинистими, вапняковистими, піритизованими, слюдистими; пісковиками темно-сірими з буруватим відтінком дрібно-, середньозернистими, карбонатними, тріщинуватими; вапняками темно-сірими мікрозернистими органогенно-

детритусовими. Їх потужність – до 10 м.

Північне крило складки ускладнене розломом. Неоген-четвертинний розріз структури Безіменна характеризується скороченими розрізами, які очевидно є наслідком екзогенних процесів, що сформували значні врізи на цій структурі, що є несприятливим для утворення літологічних пасток.

Осетрова структура в тектонічному плані розташована в південній частині західної центрикліналі Каркінітсько-Північно-Кримського крейдо-палеогенового рифтогенного прогину в зоні перетину Одеського глибинного розлому з Азимутальним розломом.

Основні перспективи нафтогазоносності структури Осетрова пов`язані з утвореннями нижньої та верхньої крейди, палеоцену та еоцену. За даними аналізу товщин горизонтів відбиття, сходження вісей синфазності та наявність низки виділених неоднорідностей динаміки сейсмічного запису, у межах периферійних частин структури Осетрова прогнозується розвиток неантиклінальних, насамперед, літологічних пасток ВВ у відкладах крейди, палеоцену та еоцену.

Рифтова структура. Розріз мезозою на структурі Рифтова-Осетрова представлений юрськими та нижньокрейдовими відкладами, що складені переважно аргілітами піщаними з прошарками пісковиків вапнистих, алевролітів, туфів, туфітів та ефузивних порід потужністю понад 2500 м. Верхньокрейдові відклади – це вапняки органогенно-детритові з прошарками мергелів та конкреціями кременів. Палеогеновий та неогеновий розріз – перешарування глин піскуватих, алевролітів, вапняків органогенно-детритових, мергелів та пісковиків, потужністю до 2000 м.

Просторове поширення нафтогазоперспективних атмогеохімічних аномалій у межах зануреного південно-східного крила Одеської структури свідчить про можливу наявність тут літологічних пасток ВВ як у відкладах палеоцену, еоцену та олігоцену, так і в крейдових утвореннях на прогнозних структурах Приодеська (св. 1, 2); Кутова; Рифтова. На Приосетровій прогнозній ділянці літологічна пастка, що виділяється в підошвенній частині відкладів нижньої крейди, за даними СТАГГД, не має позитивних нафтогазоперспективних ознак.

Як свідчать результати проведених геоструктурно-атмогеохімічних досліджень, їх потрібно враховувати в процесі інтерпретації матеріалів при деталізаційних сейсморозвідувальних 3D роботах як важливу складову критеріальних ознак при прогнозуванні нафтогазоперспективних об`єктів.

Полігон Голіцинської, Західно-Голіцинської та Південно-Західно-Голіцинської структур

Площа досліджень охоплює південно-західну частину Голіцинського газоконденсатного родовища, суміжний Західно-Голіцинський структурний ніс та прилеглу до нього з півдня частину схилу внутрішньої зони Каркінітського прогину, що ускладнений локальними мало-амплітудними підняттями, западинами, терасоподібними та моноклінальними перегинами. Їх розміщення підпорядковано переважно широтній зональності. Північно-

західна межа полігону збігається з Голіцинською зоною розривних порушень. Найбільш морфологічно вираженими є Мирненське брахіантиклінальне підняття (за гор. IV).

Голіцинська структура виявлена сейсморозвідкою МВХ у 1964 р. У 1967 р. її підготовлено до пошукового буріння по опорному відбивальному горизонту в майкопській серії. Будову структури деталізовано МЗГТ. Пошукове буріння розпочато у 1971 р. на сході структури, де у 1975 р. св. 7 було виявлено три поклади у майкопських відкладах. У 1976 р. св. 9 доведена продуктивність нижньопалеоценових відкладів.

Основні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з крейдовими та палеогеновими відкладами.

Скупчення газу в продуктивних горизонтах майкопу – пластові, склепінні з різновисоким розташуванням газоводяних контактів на західному та східному куполах.

Західно-Голіцинську структуру за сейсмопалеогеоморфологічним (СПГМ) аналізом закартовано як структурно-літологічну пастку у відкладах молочанського регіоярусу нижнього олігоцену.

З метою виявлення пошукових нафтогазоперспективних об`єктів у відкладах майкопу, еоцену, палеоцену та крейди на Західно-Голіцинській площі були виконані палеотектонічні, палеогеоморфологічні реконструкції та сейсмотекстурний аналіз сейсмічного запису часових розрізів МЗГТ як по вертикалі, так і по латералі. У результаті досліджень закартований цілий ряд прогнозних ділянок, що характеризуються наявністю сприятливих для пасткоутворення структурно-морфологічних ознак, прогнозною наявністю колекторів та екрануючих порід.

Структури Мирна та Малікова Пошуковий інтерес на площі Мирна – Малікова представляють, крім нижньокрейдових утворень, відклади верхньої крейди, палеоцену та еоцену, що важко обґрунтовується, зважаючи на наявні сейсмічні матеріали та відсутність закартованих антиклінальних та структурно тектонічних пасток у даному стратиграфічному інт.

Південно-Західно-Голіцинська структура розташована в межах Західно-Голіцинського структурного носу у відкладах крейди, що підготовлена до глибокого буріння і у якій виділено безліч прогнозних нафтогазоперспективних пасток ВВ на різних стратиграфічних рівнях. Вони пов`язані з акумулятивними тілами та структурно-літологічними пастками у теригенних та карбонатних відкладах від крейди до олігоцену. Одна із вище перелічених пасток, що пов`язана з акумулятивним піщаним тілом у відкладах молочанського регіоярусу нижнього майкопу, максимальні товщини якого збігаються з осьовою лінією структурного носу, підготовлена в глибоке буріння. Дані СТАГГД підтверджують високу перспективність вищезазначених об`єктів, а також підвищують рейтинг структури Мирна-Малікова по крейдових відкладах, у межах яких також прогнозується розвиток структурно-літологічних пасток ВВ, у більш молодих відкладах (палеоцен, еоцен, майкоп). Про це свідчить також наявність перспективних ділянок, за даними СТАГГД, за межами склепінних частин складок.

На полігоні ***Західно-Голіцинської та Південно-Західно-Голіцинської структур*** були проведені атмогеохімічні й термометричні дослідження за методикою СТАГГД.

За результатами аналізу отриманих даних та картографічних побудов, на досліджуваному полігоні обґрунтовано виділення двох потенційно перспективних ділянок. Перша з них структурно тяжіє до Західно-Голіцинського структурного носу та його південного схилу, друга – до підняття Мирне.

Структура Сундучна розташована в північно-західній частині шельфу Чорного моря, в тектонічному відношенні – в зоні накладання Каркінітсько-Північно-Кримського крейдово-палеогенового прогину на Переддобрудзький палеозойсько-юрський. Вона належить до східного занурення Кілійсько-Зміїної зони підняття, яка в останні роки інтерпретується як Кілійський алохтон, обмежений з півночі Придунайским (Кілійсько-Зміїним) насувом.

У межах площі були проведені батиметричні, атмогеохімічні й термометричні дослідження мережею 2000х2000 м. Загальна площа досліджень складає 103 км2. Кількість точок опробування – 30.

З урахуванням розподілу інтегрального коефіцієнту та суми ВВ у межах площі робіт найбільш перспективна ділянка на пошуки ВВ просторово тяжіє до Сундучної структури, що свідчить про її потенційну продуктивність.

Основні перспективи газоносності пов`язані з еоценовими та палеоценовими відкладами. Крім того перспективними є нижньо- та верхньокрейдові відклади, а також можливо юрські й тріасові утворення. Перспективи нафтогазоносності можуть бути пов`язані навіть з палеозойскими породами. Ще однією перспективною ділянкою слід вважати недостатньо вивчену сейсморозвідувальними роботами маргінальну південно-східну частину полігону атмогеохімічних досліджень, яка структурно збігається з невеликим склепінням у крейдових, палеоценових та еоценових відкладах – це структура Мала.

Структура Ювілейна (Янтарна) є найбільш вираженим структурним елементом на полігоні досліджень СТАГГД. Це одна з найцікавіших за геологічною будовою структур Кілійсько-Зміїної зони піднять, що має значні перспективи нафтогазоносності. За даними сейсморозвідки в крейдових відкладах (сейсмогоризонт IV) вона відображається як пологий прирозломний однобічний антиклінальний перегин північно-східного простягання. Його північно-західне крило зрізане поздовжнім розривним порушенням.

Структура сформувалась у результаті еоцен-неогенових реверсійних рухів по площині ранньокрейдового скиду, який є успадкованим від пермо-тріасового розлому. У склепінні структури Ювілейна збереглася значна частина осадової товщі, зокрема потужні відклади нижньої та верхньої крейди.

На площі проведено атмогеохімічні й термометричні дослідження мережею 2500х2500 м. З урахуванням розподілу визначених температурних та атмогеохімічних показників, за результатами СТАГГД, потенційно перспективна ділянка просторово збігається з контуром Ювілейної структури.

За структурними побудовами по нижньокрейдових відкладах (сейсморозвідувальні дослідження) контури перспективної товщі Ювілейної

структури незначно зміщуються в північно-східному напрямку, та значно – в південно-західному. А межі нафтогазоперспективної ділянки, за результатами досліджень СТАГГД, мають тенденцію до поширення в південно-західному напрямку, а північно-східна межа – чітко збігається з трасою екрануючого тектонічного порушення підкидо-насувного характеру.

Зважаючи на складну різнопланову будову Ювілейної площі, вважаємо, що геологічне вивчення тут слід проводити по двох незалежних напрямах – вивчення перспективних відкладів в апікальних частинах антиклінальних структурних форм (нижня крейда, міоцен) та нафтогазопошукові дослідження структурно-літологічних пасток ВВ (у відкладах верхньої крейди, палеоцену, еоцену та майкопу).

Континентальний схил та глибоководна улоговина Західно-Чорноморської западини

Дослідження континентального схилу Західно-Чорноморської западини містили детальний аналіз геологічної будови, тектонічних особливостей, детальні стратиграфічні, сейсмогеологічні, в тому числі 3D роботи. Комплекс експедиційних робіт містив термометрію підґрунтового шару, еманаційну зйомку (радон/торон), відбір проб підгрунтового повітря для визначення вмісту гелію, вуглекислого газу, водню, вільних ВВ, термометрію придонного шару води й донних відкладів, радонометрію і визначення вмісту газової складової у придонному шарі води (радон, гелій, водень, вуглекислий газ, вільні ВВ).

За геоструктурним аналізом, дешифруванням космознімків, атмогеохімічною зйомкою придонного шару води (за радоном, гелієм, вуглекислим газом, воднем та вільними ВВ), термічними та літогеохімічними дослідженнями донних відкладів виділено перспективні ділянки нафтогазоносності.

Морфоструктурний план континентального схилу значною мірою контролюється регіональними зонами розломів, спричинених дельтовими процесами, до яких приурочені каньйони палео-Дунаю, палео-Дністра, палео-Дніпра, палео-Каланчака. Найбільш чітко вираженою морфоструктурою північно-західної частини Чорного моря є Дунайський конус виносу, що являє собою велике акумулятивне тіло. Чільними морфологічними елементами є тераси сповзання в нижній частині схилу та підводний каньйон, що вироблений суспензійними потоками. Поверхню схилів та бортів каньйонів моделюють підводні (стоку і площинні) та суспензійні течії. Формування конуса в мезокайнозойський і навіть четвертинний часи відбувалось у декілька етапів у процесі безпосереднього висунення авандельти Дунаю і підводної ерозії уступу материкового схилу.

У смузі палеоконтинентального схилу сейсморозвідкою МОГТ закартовано ланцюжок структур (Омар, Барова, Лагунна, Плутон, Піщана та ін.), а також досліджені нами структури Британська-1 та -2. Ця широка (8-20 км) зона локальних структур виділяється під назвою пасма або підводного масиву Ломоносова.

Аналіз стратиграфічної будови засвідчує, що на північному континентальному схилі Західно-Чорноморської западини спостерігається скорочення потужностей та повноти кайнозойських відкладів, особливо на тих ділянках, на яких збільшується крутість схилів. У західній його частині, де схил складений потужною товщею антропогенової дельти Дунаю, під нею простежуються, хоч і невеликої потужності, всі стратони палеогену й неогену. Зони розмиву міоценових майкопських та палеоцен-еоценових відкладів, які поширені на ділянках перегину схилу, вузькі. Пліоцен-четвертинні відклади перекривають бровки давнього схилу, майже не змінюючи потужності. Головним у цій моделі є наявність насувів, формування яких відбувалося в декілька етапів, починаючи з олігоцену.

Як показав аналіз мезокайнозойського розрізу, літолого-стратиграфічний фактор для з'ясування умов формування стратиформних та палеогеоморфологічних пасток має важливе значення.

Отже, на континентальному схилі створено літолого-стратиграфічні умови нафтогазонакопичення, які пов'язані з тектонічними, морфоструктурними факторами і є ознакою високих перспектив континентального схилу на пошуки ВВ.

Важливою критеріальною ознакою нафтогазоносності й флюїдопроникності, що є важливою складовою системного комплексу СТАГГД, є з'ясування закономірностей просторового розподілу термометричних та атмогеохімічних аномалій придонної води континентального схилу Чорного моря.

У цьому аспекті для можливостей застосування розробленої малозатратної нової комплексної методики СТАГГД для прогнозування перспективних ділянок і структур на поклади ВВ у глибоководній акваторії Західно-Чорноморської западини досліджено полігон на ділянці виявлених сейсморозвідкою структур Британська-1 та -2. Окремим завданням було проведення аналогічних досліджень (11 станцій) на ділянках активного прояву «газових факелів» (площа Схилова) на континентальному схилі.

Спеціально для робіт у глибоководних умовах використовувались створене авторами унікальне обладнання пробовідбірники-дегазатори без обмеження глибини зондування.

Виконаний нами на Британській площі комплекс робіт за методикою СТАГГД включав геоструктурний аналіз, дешифрування космознімків, атмогеохімічну зйомку придонного шару води (за радоном, гелієм, вуглекислим газом, воднем та вільними ВВ), термометрічні та літогеохімічні дослідження донних відкладів. Структури Британська-1 та -2 були перетнуті трьома субмеридіональними профілями через їх апікальні частини. Відстань між профілями становила 7-8, між станціями – 1-1,5 км. Точність прив'язки профілів і станцій спостереження забезпечувалася застосуванням персонального навігатора GPS-системи. В окремих точках було проведено літологічне опробування донних відкладів.

Досліджена нами Британська площа за структурною позицією суттєво відрізняється від площ, що розташовані в шельфовій зоні. За схемою структурно-тектонічного районування вона розташована на північному борті

Західно-Чорноморської глибоководної западини. У сучасному структурному плані ця частина дна Чорного моря відповідає зоні континентального схилу в межах глибин 860-1210 м, ускладненій системою субпаралельних каньйонів V-подібної форми шириною 150-2500 м, глибиною 400-500 м, інколи – 1000 м.

Структури Британська-1 та -2 виділені сейсморозвідкою МЗГТ. У поперечному перетині структури Британська-1 та -2 відповідають окремим уступам континентального схилу, ускладнюючи його та утворюючи характерну для нього зворотно-східчасту будову, зумовлену лістричною динамікою блокових переміщень.

За попередніми даними інтерпретації сейсмічних матеріалів регіональних досліджень МСГТ (BS (2005 р.) та WG (1994 р.)), структури Британська-1 і -2 мають дещо різну геологічну будову. Якщо в межах структури Британська-2 в розрізі виділяються відклади нижньої крейди (відклади верхньої крейди відсутні), то на структурі Британська-1, яка розташована в піднятому блоці крупного тектонічного порушення (амплітуда – 150-200 м), що розділяє обидві структури, відклади крейди не прогнозуються. Вірогідно, структура складена тріас-юрськими утвореннями, які за рисунком сейсмічного запису інтерпретуються як флішоїдні породи меланжевої структури, а, можливо, і ефузиви. Наявність незначної амплітуди перегинів шарів у низах неоген-четвертинних відкладів структури Британська-1 може свідчити про наявність у них пасткових умов для ВВ, що й пояснює інтенсивну аномалію за даними СТАГГД.

Отже, встановлена нами закономірність розподілу газової складової та температурних полів, присутність цих ВВ у розчинених газах придонного шару води та донних відкладів може вказувати на наявність їх скупчень у відкладах на континентальному схилі. Згідно з емпіричним досвідом, за визначеними нами співвідношеннями концентрацій ізобутану та n-бутану, зокрема переважанням першого над другим, можна зробити припущення щодо переважно газової генези потенційних покладів ВВ.

Узагальнення результатів проведених нами робіт у зоні континентального схилу Західно-Чорноморської западини свідчить про доцільність застосування методики СТАГГД як складової частини загального комплексу ПРР на ВВ у морських акваторіях, у тому числі й на значних глибинах. Застосування її на попередніх стадіях пошуків ВВ буде сприяти більш надійному локальному прогнозуванню перспектив-них об’єктів, раціональному розміщенню сейсморозвідувальних профілів та св. і, що основне, сприятиме оперативному, малозатратному прогнозуванню перспективних вуглеводневих об'єктів на всіх стадіях від пошуків до їх експлуатації в різних батиметричних зонах морського басейну. Крім того, технологія СТАГГД сприятиме вирішенню фундаментальної проблеми - генезису вуглеводневих газів, зокрема метану, та реалізації за комплексом критеріїв припущення щодо вуглеводневої перспективності відповідних регіонів.

Північно-східна частина Чорного моря (шельф, континентальний схил Східно-Чорноморської западини)

Проведені дослідження Прикерченського шельфу та Східно-Чорноморської западини згідно з наведеною методикою містили ґрунтовний аналіз усіх існуючих геолого-геофізичних матеріалів – структурно-тектонічних, зокрема розломно-блокової тектоніки, стратиграфічних, літолого-фаціальних,

формаційних, геодинамічних, термометричних, атмогеохімічних. Особливий акцент зроблено на наведених в роботі даних інтерпретації матеріалів 3D сейсморозвідки, що в блоці СТАГГД використано вперше.

Наведено модель стратиграфічної будови регіону за комплексом стратиграфічних методів, створено регіональну стратиграфічну схему кайнозойських відкладів, наведено структурно-тектонічну будову, аналіз розломно-блокової структури, проведено комплексні полігонні термометричні, радонометричні, атмогеохімічні дослідження нафтогазоперспективних структур (Субботіна, Абіха, Моряна, Керченська, Південно-Керченська).

Вирішальну роль у формуванні сучасної структури району досліджень (та перерозподілі ВВ) мали орогенні розломно-складчасті дислокації в умовах наростаючого стиснення. Вони картуються у вигляді замкнених локальних антикліналей північно-східного простягання, ускладнених співскладчастими порушеннями. Найбільш типовими спряженими структурними порушеннями в цей час були широтні підкиди. За механізмом формування вони в більшості випадків пов'язані з утворенням субгоризонтальних (лістричних) блокових переміщень. Як відомо, з дислокаціями цього типу в багатьох районах пов'язано формування екранів ВВ тектонічного типу. Потрібно зазначити, що подібні горст-антиклінальні форми, що обмежені з півночі «зворотними скидами», є продуктивними на Північно-Західному шельфі Чорного моря. На відміну від «наскрізних» антикліналей північно-східного простягання, широтні дислокації мають риси накладених штампових складок, обумовлених активними вертикальними підкидо-горстовими рухами блоків. Можливим наслідком структурних перебудов на орогенній стадії є неузгодженість структурного плану домайкопської і післямайкопської поверхонь, що фіксується детальною сейсморозвідкою (структури Південно-Керченська та ін.).

Детальну стратифікацію кайнозойських відкладів виконано за результатами буріння св. на піднятті Субботіна, що розташоване в центральній частині Керченсько-Таманського прогину. Міоцен-четвертинний розріз охарактеризовано за аналізом ґрунтовної інформації про стратиграфічну будову Східно-Чорноморської западини, яка отримана за результатами глибоководного буріння «Гломар Челленджер», сейсмостратиграфічних побудов та за даними численних станцій морських геолого-геофізичних експедицій Інституту геологічних наук НАН України й Відділення морського осадонакопичення та рудоутворння НАН України під керівництвом акад. НАН України Є.Ф. Шнюкова, в яких брали безпосередню участь і автори цієї роботи.

Щодо потенційної перспективності Прикерченського шельфу, континентального схилу Східно-Чорноморської западини за стратиграфічними, літолого-фаціальними, седиментологічними, кореляційними критеріями найбільш обґрунтованою є прогнозна оцінка нафтогазоносності комплексів неогену, майкопської серії, еоцену, палеоцену і частково крейди.

Отримані нами результати по св. Субботіна-403, незважаючи на дискусійність багатьох питань геологічної будови керченського шельфу, дозволяють зробити певні уточнення щодо оцінки його потенційної

нафтогазоносності. Як відомо, перспективи керченського шельфу Чорного моря раніше оцінювалися неоднозначно. Зокрема, віднесення структури Субботіна до слабо перспективної обґрунтовувалося її розташуванням у центрі Керченсько-Таманського блока, де «глибинні передумови синтезу та міграції ВВ дуже обмежені». Територія Пантикапейського підняття розглядається як регіональна зона нафогазонакопичення, доступна для виявлення покладів як у породах кайнозою, так і крейди. В палеоцен-еоценових відкладах продуктивні колектори прогнозуються в теригенних і карбонатно-теригенних породах, у майкопській серії – в зонах виклинювання на схилах палеопідняттів, ділянках зрізу передміоценовим розмивом та постседиментаційного зсуву осадів, де очікується поява піщано-алевритових літофацій. На сучасному етапі найбільш обґрунтованою є прогнозна оцінка нафтогазоносності комплексів неогену, майкопської серії, еоцену, палеоцену і частково крейди.

Розкритий св. палеоген-неогеновий розріз дозволяє визначити додаткові стратиграфічні, літолого-фаціальні та седиментологічні критерії оцінки вуглеводневої перспективності як структури Субботіна, так і Прикерченського шельфу. Оскільки св. призупинено у відкладах еоцену, лишився нерозкритим один із основних продуктивних горизонтів – палеоценовий. У нижній (привибійній) частині св. Субботіна-403 розкрито тонкошарувату товщу аргілітів, алевролітів та органогенно-детритусових вапняків, яка, на нашу думку, є граничним нижньоеоцен-палеоценовим інт., що, як і на північно-західному шельфі Чорного моря, вниз по розрізу замінюється в основному продуктивними відкладами качинського регіоярусу.

За літобіостратиграфічними критеріями перспективними, на наш погляд, є альминські відклади та неузгоджено перекриваючі їх нижньомайкопські (планорбеловий регіоярус).

Оцінюючи перспективність, особливу увагу слід звернути на літобіогенетичну подібність майкопу, зокрема відкладів планорбелового регіоярусу, а також кумського та бахчисарайського (еоцен) з одновіковими продуктивними товщами північно-західного шельфу Чорного моря.

З огляду на літологічну характеристику, вапняково-алевроліто-глиниста чокрак-караганська товща, що перекривається глинистими сарматськими відкладами, також може бути потенційно продуктивною.

Кайнозойський формаційний комплекс Прикерченсього шельфу та континентального схилу Східно-Чорноморської западини, зокрема олігоцен-міоценовий (майкопський), та вперше детально охарактеризований у роботі четвертинний комплекс можуть слугувати натурним полігоном для прогнозування покладів у різних морфогенетичних та седиментаційних типах теригенних тіл.

Спостерігається різнорангова циклічність теригенного, карбонатно-теригенного, карбонатного седиментогенезу, прояву аноксидних умов, пірито- та сидеритоутворення.

Всі вони утворюють акумулятивні тіла відповідного генезису. Поширені, особливо на континентальному схилі, депресивно-циклічні відклади утворені підводними зсувами й морськими течіями, турбідитно-каньйонні, контуритові (контурні морські течії). Ареали їх поширення на Прикерченському шельфі та

схилах Західно- та Східно-Чорноморської западин свідчать про перспективність пошуку ВВ, пов'язаних із зонами розвитку контуритів, турбідитів та фенів турбідитних потоків у глибоководних акваторіях.

Перспективи оцінюються за результатами св. Субботіна. Розкритий палеоген-неогеновий розріз дозволяє визначити додаткові оцінки вуглеводневої перспективності як структури Субботіна, так і Прикерченського шельфу. Оскільки св. призупинено у відкладах еоцену, лишився нерозкритим один із основних продуктивних горизонтів – палеоценовий. У нижній (привибійній) частині св. Субботіна-403 розкрито тонкошарувату товщу аргілітів, алевролітів та органогенно-детритусових вапняків, яка, на нашу думку, є граничним нижньоеоцен-палеоценовим інт., що, як і на північно-західному шельфі Чорного моря, вниз по розрізу замінюється в основному продуктивними відкладами качинського регіоярусу.

У майкопському, четвертинному комплексах присутні прибережно мілководно-морські, руслові, акумулятивно підводно-дельтові виноси морських течій у холістази (превалюючий тип на континентальному схилі в майкопських і четвертинних відкладах), конуси виносу, алювіальні виноси в морські депресії. Всі вони утворюють акумулятивні тіла відповідного генезису. Поширені, особливо на континентальному схилі, депресивно-циклічні відклади утворені підводними зсувами й морськими течіями, турбідитно-каньйонні, контуритові (контурні морські течії). Ареали їх поширення на Прикерченському шельфі та схилах Західно- та Східно-Чорноморської западин свідчать про перспективність пошуку ВВ, пов'язаних з зонами розвитку контуритів, турбідитів та фенів турбідитних потоків у глибоководних акваторіях.

Морські експедиційні дослідження проведені в межах обширної ділянки Прикерченського шельфу, яка охоплює низку підготовлених до буріння нафтогазоперспективних структур (Субботіна, Абіха, Керченська та південна частина Південно-Керченської структури.

У межах полігону досліджень для подальших пошуків покладів ВВ найбільш впевнено виділяються три перспективні ділянки, які просторово тяжіють до структур Керченська, Абіха і Субботіна.

Менш впевнено оцінюються перспективи інших ділянок, які нами відносяться до умовно перспективних. Проте, зважаючи на складну дрібноблокову структуру полігону досліджень, за даними 3D сейсморозвідки, для більш однозначної оцінки перспектив полігону досліджень доцільне уточнення виділених нами перспективних ділянок більш щільною мережею термо- і газометричних досліджень.

Крім того, виділені перспективні ділянки, за дослідженнями СТАГГД, у межах південного блоку структури Абіха дозволяють позитивно оцінити перспективи його нафтогазоносності. До цієї оптимістичної оцінки слід додати, що цю ділянку перетинає позитивна аномалія за даними ЕПНГ та низка аномалій за даними аерокосмогеологічних досліджень.

Наявність перспективних ділянок у межах схилів глибокого прогину, що розділяє структури Абіха та Субботіна, також свідчить про можливу наявність тут літологічних пасток. Схили цієї зануреної ділянки позитивно оцінюються

також за даними аерокосмогеологічних досліджень.

Результати переінтерпретації даних СТАГГД з урахуванням результатів буріння та внесених структурно-стратиграфічних корективів дозволили запропонувати можливий контур продуктивності структури Субботіна:

- Враховуючи складність геологічної будови структури Субботіна, за результатами комплексних геолого-геофізичних досліджень виконанні тематичні роботи на предмет прогнозування та виявлення неантиклінальних пасток ВВ на периферійних ділянках структури Субботіна.
- Продуктивні св. № 3 і 4 на структурі Субботіна знаходяться в межах нафтогазоперспективної ділянки, виділеної за даними СТАГГД, хоча св. № 4 знаходиться майже на південній її межі.

Перспективи нафтогазоносності в районі структури Абіха пов'язуються з відкладами міоцену, еоцену, палеоцену, верхньої та нижньої крейди. Перспективні ресурси газу за категорією С3 оцінюються в 16,1 млрд м^3.

За даними деталізаційних сейсморозвідувальних робіт, виконаних за методикою 3D, склепінева частина та південно-східне крило структури ускладнене серією тектонічних порушень типу піднять. За даними 3D зйомки при проектній глибині 4300 м проектна параметрична св. дасть змогу оцінити нафтогазоносність відкидів майкопу, еоцену, палеоцену та крейди.

Незважаючи на хорошу якість та інформативність сейсмічних матеріалів стратифікація відкладів палеоцену та крейди в межах структури Абіха є досить проблематичною, враховуючи складну їх геологічну будову та відсутність даних буріння. За рейтинговою оцінкою, виконаною за комплексом геолого-геофізичних досліджень та низкою інших критеріїв, структура Абіха, як і структура Субботіна, належить до пріоритетних для проведення ГРР на нафту та газ.

На структурі Керченській, за даними інтерпретації даних 3D-сейсморозвідки, певні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з відкладами еоцену та палеоцену і, можливо, крейди. Перспективні ресурси газу за категорією С3, оцінені по відкладах міоцену та майкопу, складають 2,3 млрд м^3.

Зазначимо, що нижні горизонти, за даними 3D-сейсморозвідки, значною мірою дислоковані підкидо-насувною тектонікою, що ускладнює вибір оптимального розташування проектної св. на цій структурі. Але буріння св. на глибину 3900 м дасть можливість оцінити нафтогазоносність відкладів нижнього майкопу, які є основним продуктивним комплексом на структурі Субботіна. Буде також визначена перспективність відкладів еоцену, палеоцену, верхньої та нижньої крейди. За даними рейтингової оцінки комплексом геолого-геофізичних досліджень, структура Керченська посідає 5 місце через невеликі розміри.

Треба зазначити, що найбільш інформативними методами, які використані для рейтингової оцінки нафтогазоносних структур і значною мірою підтверджені даними СТАГГД, що включають аналіз структурно-тектонічних, літолого-стратиграфічних, фаціальних, кореляційних, геохімічних, геотермічних критеріальних ознак.

Результати комплексних геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень Азовського моря

Азовське море є найбільш вивченим за геолого-структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічними дослідженнями регіоном .

Проведені дослідження на площах акваторії Азовського моря – північному заході Індольського прогину (площі Меотична, Мисова, Західно-Булганацька), Чингульській сідловині (площа Бірюча), Північно-Азовському прогині (площа Білосарайська).

Для визначення "еталонних" температурних і атмогеохімічних показників продуктивних структур були проведені аналогічні дослідження на відомих родовищах Азовського моря – Східно-Казантипському та Морському - 1.

Родовище Морське-*1*. Спостереження виконано по мережі точок 2000 х 2000 м. За структурною картою по покрівлі верхньої крейди (горизонт відбиття III) структура Морська-1 має мінливе простягання й неоднорідну будову. Північно-західне більш круте крило структури зрізане регіональним розломом, що відділяє Північно-Азовський прогин від Азовського валу. В межах самої структури тектонічні порушення сейсморозвідкою не виділяються. Більша її західна частина, що має переважно північно-східне простягання, ускладнена двома локальними куполоподібними склепіннями. Саме тут пробурено продуктивну св. і проведені наші дослідження.

Північно-Азовський прогин. Площа Білосарайська

Об'єктами наших досліджень були структури Матроська, Білосарайська, Ударна, розташовані у Північно-Азовському прогині в межах Північно-Азовського перспективного району. На структурі Матроська пробурено св. Матроська-1, проте через від'ємні результати її виведено з буріння. Структури Білосарайська й Ударна належать до нафтогазоперспективних об'єктів. За висновками більшості дослідників, у цій частині Азовського моря є всі геологічні передумови та позитивні критерії для виявлення нових родовищ ВВ. Вважається, що причини від'ємних результатів буріння на структурі Матроська зумовлені недоліками геолого-геофізичних побудов і випробування св., що вимагає «переінтерпретації сейсмічних даних». До першочергових пошукових об'єктів відносяться Білосарайська і Ударна структури для проведення сейсморозвідувальних детальних досліджень МСГТ з метою їх перепідготовки за відбиваючими горизонтами по крейдових і палеогенових відкладах та проведення на них пошукового буріння. Головні перспективи відкриття нових покладів ВВ пов'язуються з відкладами нижньої крейди – майкопської серії за геолого-геохімічними критеріями та ознаками потенційної газонасиченості колекторів у межах рекомендованих локальних підняттів за наявністю аномалій хвильового поля. Одночасно з пошуками ВВ в осадовому чохлі рекомендовано з'ясування перспектив нафтогазоносності порід фундаменту Північно-Азовського прогину.

Проведені нами дослідження дозволили внести уточнення до структурної моделі площі робіт і намітити контури перспективних ділянок.

Найбільші за площею виділені нами перспективні ділянки тяжіють до склепінних частин структур Морська-1 (продуктивна), Білосарайська та Ударна. На потенційну продуктивність цих ділянок вказують також аномалії важких ВВ, що їх оточують. За морфоструктурними ознаками вони відповідають локальним горстам, які групуються вздовж ліній підкидо-насувних дислокацій і мають характерне ланцюгове розташування.

Чингульська сідловина. Площа Бірюча

За існуючими схемами тектонічного районування площа Бірюча розташована в межах Чингульської перемички (сідловини), що відокремлює Північно-Азовський прогин від Генічеської депресії і входить до складу Бірючо-Західно-Азовської зони прогнозованого нафтогазонагромадження та до Західно- Бірючинсько-Обіточної зони найбільших перспектив на пошуки ВВ у породах чохла й фундаменту. Ця зона об'єднує шість підготовлених по нижньокрейдовому відбиваючому горизонту IV антиклінальних складок – Західно-, Північно-, Східно-Бірючу, Центральну, Обіточну-1 та -2. За морфоструктурними ознаками це асиметричні брахіантиклінальні підняття північно-східного простягання, ускладнені порушеннями. Північно-Бірюча брахіантикліналь відрізняється більш ізометричною формою і ускладнена трьома невеликими куполами. Перспективи нафтогазоносності цих структур пов'язуються з неогеновими, майкопськими, палеоцен-еоценовими, нижньокрейдовими недислокованими юрськими відкладами та породами фундаменту. Для перевірки продуктивності в склепінні Західно-Бірючої антикліналі пробурена св., проте результати її виявилися негативними. Нашими дослідженнями у 2007 р. були охоплені Західно-, Східно- та Північно-Бірюча структури, у 2002 р. – Обіточна-1.

Пробурена на цій структурі св. з негативними результатами розташована поза контурами виділеної нами перспективної ділянки.

Індоло-Кубанський прогин. Західно-Булганацька площа

Площа розташована в центральній частині Індоло-Кубанського прогину, у 10 км на схід від Східно-Казантипського газового родовища. Структурно вона відповідає локальному куполоподібному підняттю, що ускладнює східну перикліналь Східно-Казантипської продуктивної антикліналі. За аналогією із Східно-Казантипським газовим родовищем поклади тут очікуються в літолого-стратиграфічних пастках у верхах відкладів меотису.

За даними проведених нами термометричних і атмогеохімічних досліджень підтверджується потенційна продуктивність Західно-Булганацької структури й правомірність закладання запропонованої пошукової св. у східній частині підняття. Запропоноване місце буріння збігається з центральною частиною визначеної нами перспективної ділянки, що розташована на продовженні ланцюга ймовірних продуктивних блоків на схід від Східно-Казантипського родовища.

Площа Мисова

На структурі Мисова-1 полігон СТАГГД охоплював західну й північно-західну частини ізометричного куполоподібного підняття (за відбиваючим горизонтом Іа, – майкопська серія); на площі Мисова-2 – північно-західну частину овалоподібної пологої антикліналі північно-східного простягання (по горизонту відбиття її).

Продуктивні не визначені через недостатню кількість точок опробування.

Площа Меотична

Меотичну структуру виділено як окремий пошуковий об'єкт у зв'язку з сейсмогеологічним довивченням більшої Літологічної площі. Останню було виявлено сейсмо-профільними дослідженнями фахівцями "Північморнафтогаз" і рекомендовано для пошукових робіт як неантиклінальну пастку ВВ у майкопських відкладах на північному схилі Індоло-Кубанського прогину вздовж Тимашівського уступу. За їх інтерпретацією, це протяжна зона скупчень дельтових і схилових фацій, яка у хвильовому полі характеризується насиченням інтенсивних різноспрямованих відбиттів.

Однією із задач ПРР на Меотичній площі була перевірка продуктивності меотичних відкладів середньоміоценово-пліоценового нафтогазоносного комплексу в плані вирішення проблеми нафтогазоносності малих глибин в Азовському морі. Особливістю цього комплексу, як вважається, є також розвиток пасток переважно неантиклінального типу, представлених піщано-акумулятивними тілами. На цих уявленнях ґрунтується сейсмогеологічна модель Меотичної площі. Не виключаються пастки "літолого-ін'єктивних екранів", пов'язані з глинистими діапірами й криптодіапірами. Проте результати буріння св. Меотична-1 (5У6 м), що була закладена для перевірки передбачуваної неантиклінальної пастки в меотичних відкладах, виявилися негативними. Це визначає потребу додаткових досліджень для уточнення структурної моделі Меотичної площі та її прогнозної оцінки на ВВ.

Визначені на основі виконаних побудов контури потенційних перспективних ділянок утворюють характерні субпаралельні ланцюжки субширотного простягання, які слабо узгоджуються з планом розташування передбачуваних акумулятивних пасток. Слід також відмітити, що місце закладання пошукової св. 410, яка не розкрила покладів ВВ, знаходиться поза контурами виділених нами перспективних ділянок.

Найчіткіше це виявляється на найбільшій за розмірами Меотичній площі. Орієнтування в її межах ПРР винятково на виявлення літофаціальних і палеогеоморфологічних неоднорідностей потребує суттєвих коректив щодо подальшої їх тактики з урахуванням активного впливу на седиментогенез та структуроутворення розломно-блокової палеогеодинаміки, що має в Азовському регіоні різноманітні прояви сучасної активності. Зокрема, звертає увагу подібність просторового розподілу температурних і атмогеохімічних показників Меотичної площі з досліджуваної нами раніше площі на півночі Азовського моря (структури Матроська, Білосарайська, Ударна), у будові якої головну роль відіграють субширотні підкидо-насувні дислокації, спрямовані на

північ у бік платформи та зумовлені субпаралельною системою дугоподібних лістричних розломів. Імовірно вплив тангенціальних напружень і на формування структури Меотичної площі.

Як відомо, з багатоваріантністю інтерпретації сейсморозвідувальних даних геофізики зіткнулися вже на першому етапі впровадження МЗГТ в Індоло-Кубанському прогині через складну хвильову картину та реєстрацію численних «петель» вісей синфазності (аж до перевертання геологічного образу при картуванні крутих крил структур на великих глибинах). У результаті фахівці дійшли висновку, що в умовах Індоло-Кубанського прогину недостатньо обмежуватися побудовою структурних карт по окремих відбиваючих горизонтах через складне взаємовідношення різновікових структурних планів, зокрема різку неузгодженість між відкладами крейди й палеогену. Доведено, що найбільш чіткі складчасті дислокації палеогенових відкладів успадковано пов'язані з розломними зонами з ознаками насувних або підкидо-насувних дислокацій, що мають крейдово-юрський або ще давніший вік закладання. Активність цих зон (за відсутністю кореляції сейсмічного матеріалу) простежується й у перекриваючих товщах аж до сучасної епохи, що відображається на космознімках. Проте характер їх прояву змінюється внаслідок зміни літологічного складу. Характерними формами прояву найбільш потужних розломних зон у майкопській товщі є діапірові та криптодіапірові структури, найчастіші у відкладах середнього та верхнього майкопу, що найбільше зазнають пластичних деформацій і як найбільш рельєфні структури виділяються сейсморозвідкою під пошукові роботи на ВВ. Можливо, саме внаслідок надразломного механізму утворення цих антикліналей св., що були закладені в їх апікальних частинах, виявилися порожніми.

На нинішньому етапі геолого-пошукових досліджень виявлені нами інтенсивні газові виділення в придонному шарі води є додатковим підтвердженням високих перспектив Азовського моря на поклади ВВ. Проте місця аномальних витоків метану та його супутників, незважаючи на їх подібність до складу покладів ВВ, через ознаки зв'язку з тектонічними порушеннями, найвірогідніше, є лише індикаторами шляхів активної дегазації продуктивних горизонтів, і тому можуть виявитися безперспективними як пастки ВВ. Для більш надійних висновків потрібне оперативне комплексування різнобічних морських геолого-геофізичних досліджень із залученням запропонованої нами методики картування теплових та атмогеохімічних аномалій як складової загального комплексу ПРР.

У вирішенні прогнозно-пошукових задач у морських акваторіях, як і на суходолі, базовими є сейсморозвідка, пошуково-розвідувальне буріння, за результатами яких розробляються регіональні та локальні структурні моделі перспективних площ, а газогеохімічні дослідження для пошуків покладів ВВ використовуються як допоміжний засіб. Але застосування методики СТАГГД в Азово-Чорноморському регіоні довело, що за браком даних буріння, неоднозначній інтерпретації сейсмогеологічних даних, термо-атмогеохімічні показники часто є єдиним інструментом прогнозування перспективних ділянок.

Розглянуті в роботі методологічні засади містять різноманітні ґрунтовні дослідження за різними методами з єдиною технологією аналітики пошукових критеріїв.

Запропонований комплекс приповерхневих досліджень є оптимальним для визначення термо-атмогеохімічних критеріїв прогнозного картування перспективних ділянок та оцінки їх перспектив на поклади ВВ, що забезпечується інтегруванням комплексу геолого-структурних досліджень, приповерхневих методів – газовою за ВВ, гелієм, воднем та непрямими (опосередкованими) – еманаційною і термометричною зйомками. Картографічні моделі розроблені за розподілом температурних показників донних відкладів, суми гомологів метану, інтегрального коефіцієнту, що відповідають показникам геодинамічної активності та проникності геологічних і тектонічних порушень. Результат – це побудовані карти перспективних ділянок на пошуки ВВ, критеріїв газових чи нафтових родовищ.

Дослідження СТАГГД виконані на майже 100 площах, 6 полігонах на суходолі та 4 в морських акваторіях. Їх просторове розташування визначено структурно-тектонічними умовами, особливостями нафтогазогеологічного районування, вивченістю ГРР та ПРР на нафту і газ, технічними завданнями замовників. Загальна територія досліджень СТАГГД – 16 300 км^2, на якій відпрацьовано понад 24 500 пунктів спостережень.

Результати проведених досліджень СТАГГД базуються на повному використанні усіх матеріалів з вивчення нафтогазоносності прямими й непрямими (нетрадиційними методами), а також на комплексній обробці та інтерпретації одержаних даних у польових умовах та при лабораторно-аналітичних дослідженнях із застосуванням сучасних геоінформаційних технологій.

Подальше підвищення інформативності СТАГГД можливе при впровадженні методів випробування та лабораторно-аналітичних досліджень, спрямованих на виявлення аномальних концентрацій водню, гелію, а також важких ВВ складу С-10 і вище. Це із свого боку вимагає удосконалення та розширення лабораторної бази, освоєння відносних методів аналізу, розробки та впровадження новітніх апаратурних комплексів.

Показано можливості комплексної технології при вирішенні складних питань нових напрямів ПРР на нафту й газ – традиційних та нетрадиційних джерел нафтогазоносності, як на суходолі, так і в морських акваторіях. Багатовекторність технології дозволяє вирішувати широкий спектр екологічних проблем при видобутку ВВ, визначення різних міграційних процесів токсичних і активних забруднювачів з метою прийняття оперативних рішень.

Розглянуто проблему нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини, зокрема ресурси газу, що розміщені у щільних колекторах, у газогідратній формі, у газоводорозчиненому стані, метану вугільних пластів, поклади ВВ у гетерогенному й гетерохронному фундаменті, астроблемах, солянокупольних діапірах, тощо.

Аналіз отриманих результатів СТАГГД доводить, що пошукові роботи повинні проводитись на початкових етапах, враховуватись при закладанні св., зважаючи на експресність і маловитратність технології, випереджаючи сейсморозвідувальні роботи.

За результатами проведених робіт були виділені перспективні ділянки для буріння. Буріння цих св. потрібно не лише для з'ясування проблеми нафтогазоносності астроблем, а і для вивчення осадового розрізу та гетерогенно-гетерохронного фундаменту Південного борту ДДЗ.

Зазначимо, що прогнозні ресурси тільки південно-східної частини ДДЗ в аномальній товщі хемогенних відкладів штоків становлять майже 50 млрд м^3 у газовому еквіваленті, що робить перспективним застосування СТАГГД при проведені геолого-пошукових робіт. Рекомендовано на виділенних за СТАГГД перспективних ділянках буріння однієї чи двох перспективних св. і у випадку позитивного результату їх слід вважати потенційними експлуатаційними об'єктами.

Доведено доцільність та ефективність впровадження методики СТАГГД у гірничих виробках для уточнення структурних моделей кам'яновугільних родовищ, виділення в їх межах об'єктів, перспективних на пошуки скупчень вуглеводневих газів (насамперед, метану), визначення місць закладання з поверхні як дегазаційних, так і видобувних св., картування зон підвищеної дегазації шахтних полів та можливих проявів ГДЯ, оцінки екологічного стану територій та вирішення інших прикладних проблем та задач.

Надано рекомендації щодо подальшого застосування методів СТАГГД при поверхневому вивченні газоносності вугільних товщ.

Значну увагу в роботі приділено проблемі метаногідратів, оптимізації пошуків і прогнозування нафтогазових метаноносних формацій. Дослідження метанових газовиділень струменевих газогідратів, грязьового вулканізму важливе для виявлення не тільки нетрадиційного енергетичного джерела, а й учасників глобальних геологічних, біологічних і екологічних процесів.

Розглянуто перспективи застосування СТАГГД при дослідженні гідродинамічних типів родовищ ВВ, що пов'язані з картуванням сучасних річкових басейнів та з конусами виносів прарічок та каньйонів у морських акваторіях.

За аналізом гідрологічних, гідрогеохімічних, геоморфологічних даних охарактеризовано прогнозні зони накопичення вуглеводневих покладів у морських акваторіях, на ділянках розвантаження прісних підземних вод як річкових систем, так і артезіанських басейнів.

Обґрунтовано прогнозні перспективи ВВ у межах України на схилових ділянках морських акваторій, до яких приурочені субмаринні розвантаження Причорноморського артезіанського басейну, а на суходолі – Прип'ятського Полісся, Прип'ятського, Передкарпатського прогинів, бортових ділянках ДДЗ та Причорноморської западин, де поширені потужні формаційні комплекс, з якими пов'язані значні водозабірні площі річкових басейнів, а також значні обсяги розвантаження підземних вод, що слугували первинними, у вигляді метаногідратів, резервуарами накопичень ВВ.

У зв'язку з особливостями дослідження субмаринних метаногідратів до методології СТАГГД включено додаткові пошукові критерії, зокрема нові критеріальні ознаки гідролого-морфологічних особливостей площ формування зон седиментації. Нами досліджено зони седиментації естуаріїв Дунаю, Дніпра, Добруджі, Кубані та з'ясовано обсяги субмаринних розвантажень у морських акваторіях.

СТАГГД впроваджено в нафтогазових та гірничо-видобувних підприємствах України на понад 100 полігонах, структурах та ділянках в усіх структурно-тектонічних та нафтогазогеологічних районах нафтогазового комплексу, що сприяло підвищенню ефективності ПРР на нафту й газ.

За створеною новою прямопошуковою геолого-структурно-атмогеохімічною технологією, теоретичним підґрунтям якої об'єднують парадигми про органічне і неорганічне походження ВВ, а практичним – системний аналіз геологічних, тектонічних, геофізичних та термо-атмогеохімічних даних, орієнтований на уточнення геологічної будови, побудову розломно-блокового каркасу перспективних площ виявлено флюїдопроникні неотектонічно активні зони підвищеної проникності, що характеризують сучасне приповерхневе розвантаження флюїдогазових потоків, шляхи активної міграції ВВ, їх генезису та промислові скупчення

За результатами комплексних фундаментально-прикладних досліджень СТАГГД надано рекомендації щодо перспектив регіонів Волино-Поділля, ДДЗ, Донбасу, Карпат, Причорноморсько-Азовської нафтогазоносних провінції, в яких обґрунтовано нові пошуково-перспективні площі в РЗПП, у зонах накопичення осадових теригенно-карбонатних відкладів, субмаринних газогідратів, розвитку діапірових структур, астроблем, розвитку та видобутку вугільних покладів, сланцевого газу.

Результативність та доцільність застосування системної технології СТАГГД при обґрунтуванні напрямків подальших ПРР, враховуючи експресність і маловитратність, підтверджена численними патентами, доведена численними проектами з пошуків та розробки родовищ корисних копалин та завірена промисловим бурінням.

За результатами комплексних досліджень СТАГГД були також розроблені та передані нафтогазовим підприємствам проекти, пропозиції, рекомендації щодо оцінки нафтогазоперспективності та подальшого освоєння традиційних і нетрадиційних об'єктів (табл. 8.6).

Впровадження багатофакторної пошукової технології на основі інтерпретації критеріальних підходів прямопошукових та непрямих методів геолого-структурних геофізичних, геохімічних, геотермічних, аерокосмічних, гідролого-палеоструктурних досліджень та їх комплексної інтерпретації з використанням спеціально створених апаратурних комплексів, що наразі не мають аналогів, приведе до максимальної пошукової ефективності нафтогазоносних площ та об'єктів з коефіцієнтом успішності майже 90 %.

Таблиця 8.6

Перелік площ та полігонів, по яких є інформація щодо пробурених свердловин

Назва ділянки	*Загальна кількість св.*	*Продуктивні св.*	*Непродуктивні св.*	*Продуктивні св.(у межах перспективних ділянок)*	*Непродуктивні св.(у межах перспективних ділянок)*
Скворцівсько-Юліївський полігон	80	68	12	66	4
Юліївська площа	61	56	5	38	3
Західно-Скворцівська площа	4	4	0	3	0
Недільна площа	6	2	4	2	1
Кадницька площа	1	0	1	0	0
Безлюдівська площа	1	1	0	0	0
Коробочкинська площа	12	9	3	3	0
Гашинівська площа	3	1	2	1	0
Чкалівська площа	5	2	3	1	0
Васищівська площа	2	2	0	2	0
Ракитнянсько-Одринсько-Бистра площа	2	2	0	1	0
Північно-Прокопенківська площа	1	1	0	1	0
Аксютівська площа	2	1	1	1	1
Східно-Борівська площа	3	2	1	2	0
Платівська площа	1	1	0	1	0
Новотроїцька та Західно-Новотроїцька площі	3	0	3	0	2
Островерхівська площа	2	2	0	1	0
Скоробагатьківське р-ще (Пісочанська пл)	1	1	0	1	0
Східно-Олексіївська площа	1	0	1	0	0
Хижняківська площа	13	5	8	0	1
Семенцівсько-Абазівська площа	8	7	1	4	1
Східно-Семиренківська площа	25	25	0	25	0
Північно-Орільська площа	1	0	1	0	1
Керносівська площа	5	1	4	1	0
Західно-Левенцівська площа	6	5	1	3	0
Західно-Вільшанська площа	3	1	2	0	0
Корульська площа	2	0	2	0	0
Скиданівська площа	2	2	0	2	0
Тимченківсько-Біляївська площа	1	0	1	0	0
Степова площа	2	1	1	1	0
Мехедівсько-Голотовщинська площа	2	2	0	2	0
Новошандрівська площа	2	0	2	0	0
Мачухська площа	7	7	0	7	0
Кадобнянсько-Чертізька площа	2	2	0	2	0
Ілемківсько-Лолинська площа	1	1	0	1	0
Томашівська площа	8	8	0	8	0

Коефіцієнт успішності 93 %

ВИСНОВКИ

Головним завданням, що ставили перед собою автори монографії, є обґрунтування двох наступних положень:

– Обґрунтувати нову об'єднуючу парадигму походження нафти та газу.

– На основі єдиної парадигми створити нову високоефективну малозатратну пошукову технологію.

Уперше в історії геології ВВ реально намітився процес створення єдиної універсальної концепції походження ВВ на основі кругообігу речовини, геоструктурних умов, екзогенно-гідробіологічних субстратів і мантійних процесів.

У контексті біогенної та абіогенної парадигм ми розглядаємо гідро-біогенно-мантійну концепцію походження ВВ.

Генерація, міграція й акумуляція ВВ є фундаментальною проблемою в нафтогазовій геології.

Сьогодні, коли через тривалі суперечки двох шкіл практично не визнається академічна нафтогазова геологічна наука і активно впроваджуються західні технології, у більшості геологічних фахівців нафтовидобувної галузі виникла ілюзія щодо можливості підмінити геологічні методи, нові науково-обґрунтовані пошукові технології тотальною комп'ютеризацією у вигляді розрахункових програмних комплексів, тривимірної сейсморозвідки, високотехнологічного буріння. Однак успішність пошуків покладів нафти й газу як була в межах 20-30% у «низькотехнологічному» минулому, так і тримається у «високотехнологічному» сьогодні, а витрати на пошукові роботи зросли в десятки разів.

Чи є вихід з цієї ситуації? Чи є рішення, що дозволяють принципово змінити становище в напрямі успішності пошуків і розвідки покладів ВВ? Так, є. І рішення ці мають інтелектуальний характер на основі сучасної теорії нафтидогенезу – нафтогазонакопичення, яка має, з огляду на екзогенно-ендогенні процеси, стати об'єднуючою біогенно-абіогенною парадигмою нафтогазової геології.

Ця концепція за 20 років наших досліджень добре узгоджується з тектоно-геодинамічними закономірностями формування нафтогазоносних басейнів на основі гідролого-гідрогеологічних процесів та їх мантійних перетворень, що відображають біогенну гіпотезу накопичення і трансформації біогенних осадів у зонах мантійних плюмів.

Пропонована нами концепція дає відповідь на питання, чому переважна більшість (майже 100%) світових нафтових і газових родовищ розміщені переважно в геоструктурах, пов'язаних з прогинами та їх річковими басейнами, синкліналями, рифтогенами, грабенами, а також на шельфі й схилах морських акваторій, де є транспортуючі субмаринні водогазорозчинні потоки, що генерують накопичення метану з біокомпонентів осадових порід річкових систем і гідрологічних процесів формування річкових долин, дельт, каньйонів, які формують первинні продукти нафтогазоносності – біологічні субстрати, що постійно поповнюються в процесі кругообігу водогазових «ін'єкцій» з об'єктів біоти мантійними плюмами по інфільтраційним каналам.

Одним із переконливих елементів гідро-біогенно-мантійної теорії є фактор утворення нафтових родовищ від дрібних до гігантських у процесі кругообігу речовини (вода, метан), оскільки в процесі поновлення кількості вуглеводневої речовини потрібні відповідні кількості поновлюваного органічного не лише молекулярного водню, а й вуглецю, а в товщах кристалічних порід у таких кількостях його немає.

Тому твердження про підняття з глибин Землі ВВ навіть в умовах мантійних плюмів без надходження їх ззовні у вигляді постійної міграції основного вуглецьутворюючого компонента CH_4 виглядає не зовсім переконливим.

Як зазначав академік В.І. Вернадський, природа та її процеси перебувають не в статичному стані, а в процесі кругообігу речовини, тобто в процесі постійного поповнення.

Вивчення формування нафтогазоносності у контексті пропонованої біогенної складової гідро-біогенно-мантійної теорії містить питання гідро-газогеохімічного складу підземних вод, руслові процеси, донні відклади, переробку берегів, седиментаційних товщ, умови накопичення біогенних матеріалів у прируслових ділянках і на площах водозборів, геоморфологічні конфігурації долин і прадолин, а також цілу низку взаємопов'язаних процесів у западинах та осадових стратиграфічних фазах накопичення відкладів.

Це, у свою чергу, особливо важливо для пояснення гідрогеологічних процесів формування нафтогазових родовищ, а також їх генезису й прогнозно-пошукових характеристик.

Експериментально встановлено широкий діапазон зміни розчинності природних газів залежно від мінералізації, температури й тиску. Дані про

високу газонасиченість прісних вод глибоких зон нафтогазоносних басейнів отримані як українськими, так і зарубіжними дослідниками.

Значну роль у цих процесах відіграють геотектоніка у вигляді геодинамічних ділянок, грабеноутворюючих прогинів різного порядку, порові води, які здатні приймати, транспортувати й розчиняти величезні обсяги газоподібних ВВ і тим самим забезпечувати їх транзит з осадових порід у глибокі горизонти, які підстилають русла річок.

Проведений нами аналіз розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку ВВ, замикаючих створів дельт морських акваторій Амазонки, Гангу, Мексиканської затоки, Дунаю та ін., а також річок гідрологічних басейнів Канади, Венесуели, Перської затоки, В'єтнаму, Західного Сибіру, Пермського Передуралля, Волзько-Камського, Печорського, басейнів річок Ніл, Нігер, Кура, Терек, Кубань, Лена, Амудар'я, річок ДДЗ, Передкарпатського прогину тощо, дозволив обґрунтувати й впровадити в нову пошукову технологію вуглеводневих скупчень один з найважливіших пошукових критеріїв – гідролого-структурні й геохімічні елементи, що відображують природу закладення (інфільтраційні процеси) каньйонів дельт річкових систем (русел річок – по розломних зонах і грабеноподібних прогинах), а також розташованих у їхніх басейнах генераторів гідробіогенних метаноутворюючих процесів, що трансформуються під дією мантійних каталізаторів, надвисоких температур і тисків, які продукують складні ВВ і спричиняють їх міграцію по трубах дегазації в процесі кругообігу речовини в природі.

Саме такий шлях, обраний нами, дозволяє врешті-решт відповісти на питання про походження, формування та розміщення вуглеводневих родовищ у контексті кругообігу водометанових субстратів і на цій основі розробити й створити нову пошукову СТАГГТ.

Узагальнення результатів, проведених у рамках прогнозно-пошукової технології досліджень на походження ВВ, дозволяють кардинально переглянути низку особливостей сучасної нафтогазової науки, яка протягом більше двох сторічь перебуває на роздоріжжі суперечливих результатів геологічних і геохімічних досліджень двох наукових шкіл, що фундаментально обґрунтували парадигми біогенного й абіогенного походження нафти та газу. Такий неузгоджений стан справ, що являється невід'ємною й найважливішою складовою і фундаментом прогнозно-пошукової частини нафтогазової геології, викликає різке зростання професійної невпевненості вчених та суперечливих конкуруючих пошуково-прогнозних гіпотез, що балансують на межі неузгодженого простору двох «господарств», використовуючи кризові компромісні шпарини наукових шкіл та їх ідейних лідерів.

Та головним заручником протистояння таких ідей стає авторитет Академічної науки, а, відповідно до цього, заручником ситуації є прогнозно-пошукова ефективність, втрата часу та фантастичні затрати.

Розроблення й впровадження СТАГГТ прогнозування перспективних зон і об'єктів на пошуки традиційних і нетрадиційних родовищ ВВ зон континентальних прогинів, морських акваторій, астроблем, вуглепородних масивів на основі гідро-біогенно-мантійної теорії походження ВВ.

Вивчення гідрологічних і геоструктурних особливостей на розглянутих територіях річкових басейнів згідно з гідрологічним блоком пошукової технології дає надійну основу для розрахункових обсягів накопичення біоти й продуктів гідрогазових субстратів (вода - метан), що дозволяє виділити первинні контури прогнозно-перспективних площ на ВВ. Вже в 1970-х роках в ІГН НАН України Багрій І.Д. зробив успішну спробу поєднати весь комплекс геолого-структурних, геодинамічних, аерокосмічних, атмогеохімічних, геотермічних і гідрологічних досліджень в одну пошукову технологію на підземні води в осадовому чохлі й кристалічних породах, а починаючи з 2000 р. було отримано позитивний практичний досвід.

Вперше на основі єдиної ГБМК нами проведено комплексні гідрологічні ґрунтово-біологічні дослідження в межах удосконалення пошукової СТАГГТ на річках України: досліджувалися підруслові й водозбірні площі на ДДЗ (Сула, Ворскла, Псел, Сіверський Донець, Оріль), а також на річках Передкарпатського прогину, в дельтах річкових систем і їх каньйонів.

Проведено натурні дослідження донних відкладів і прирічкових територій р. Сула на площі 2000 км^2 на вміст біоти та кількісні характеристики гумусу, насиченого метаном. Згідно з нашими результатами, кількість метану в прирічкових зонах становила 28 млн м^3 первинного газорозчинного субстрату біогенної складової. Такі результати добре узгоджуються з картами підземного стоку України масштабу 1:1 000 000 і малих річок України масштабу 1:750 000 та свідчать про зони поглинання річковим стоком розчинених водометанових субстратів по інфільтраційним зонам, приуроченим до геодинамічних ділянок розломно-блокової тектоніки.

Вперше вдалося пояснити феномен знижених характеристик підземного стоку в зонах розвитку нафтогазоносних площ, які формують газорозчинені субстрати. Проведені дослідження дають підстави стверджувати про поновлюваність майже всіх родовищ ВВ, у тому числі тих, що експлуатуються (наприклад, Шебелинка).

Проведено аналіз картографічного матеріалу, що відображує величину модулів поверхневого й підземного стоків у зонах нафтогазоносних територій. За умовами формування підземних вод можна отримати уявлення про кількісні характеристики інфільтраційних втрат річкових вод і можливі обсяги розчиненого метану, який бере участь у формуванні ВВ у зонах розвитку нафтогазоносних областей Передкарпатського прогину, ДДЗ, а також у районі Причорноморської западини.

Виконаний аналіз розміщення нафтогазових родовищ у морських акваторіях України дозволив картографувати річкові каньйони (за даними Є.Ф. Шнюкова та В.І. Мельника), що повністю підтверджує географію розміщення вуглеводневих родовищ і руслових процесів у дельтах річок і їх каньйонів (Дунай, Дніпро, Кубань та ін.). Усього було проаналізовано понад 300 діючих і прогнозних родовищ у зонах прогинів, річкових басейнів і морських акваторій.

Аналогічні дослідження, проведені у вуглепородних масивах України (Донбас, Львівсько-Волинський басейн), підтвердили розміщення шахтних

полів у прирічкових інфільтраційних зонах (водопритокившахти досягають 3000 м^3/год).

При розробці й впровадженні комплексної пошукової технології, створеної на основі гідро-біогенно-мантійної концепції, ми керувалися таким правилом В.І. Вернадського: якщо формуючі умови в гідрогеологічному (стратиграфічному) розрізі є на поверхні, то вони обов'язково будуть і на глибині – в кристалічному фундаменті.

У процесі впровадження СТАГГТ, починаючи з 2000 р., у межах фундаментальних і прикладних розробок виконано понад 120 договірних робіт, проведено 14 морських експедицій, видано рекомендації на понад 120 структурах. Вперше проведено дослідження на глибоководних структурах Британські (український сектор Чорного моря) на глибинах моря понад 800 м. Видано прогнозні рекомендації на нові перспективні нафтогазоносні площі на суходолі та в морських акваторіях. Коефіцієнт успішності склав майже 90%.

За результатами проведених досліджень підготовлено прогнозні рекомендації під буріння свердловин на нафту і газ на 80 нафтогазоносних площах. На всі без винятку роботи є акти впровадження. Підготовлено пропозицію Кабінету Міністрів України з інтенсифікації робіт з метою інтенсивного нарощування енергетичного потенціалу України.

Пропонується виконати комплекс досліджень у межах ГБМК утворення ВВ з обґрунтування нових нафтогазоносних територій і об'єктів у зонах розвитку закартованих структур, розміщених у межах меандруючих ділянок річкових систем нафтогазових областей на основі уніфікованої пошукової СТАГГТ.

Такі дослідження необхідно провести на шельфі морських акваторій, у північно-західній частині Передкарпатського прогину, що охоплює територію верхніх приток річок Західний Буг, Прип'ять, Ковельського виступу, а також на півдні України в Причорноморській западині й шельфовій зоні річкових дельт-каньйонів, ділянок накопичення осадово-стратиграфічного комплексу.

CONCLUSIONS

The main objective established by the author of the monograph is substantiation of these two statements:

– To substantiate a new unifying paradigm of the origin of oil and gas.

– To create a new highly efficient low-cost direct-search technology based on united paradigm.

For the first time in the history of petroleum geology, there is visible progress in creation of a single universal concept of the origin of hydrocarbons based on the cycle of substance, geostructural conditions, exogenous-hydrobiological substrates and mantle processes.

In light of biogenic and abiogenic paradigms, we consider hydro-biogenic-mantle hypothesis of origin of hydrocarbons.

Generation, migration and accumulation of hydrocarbons are fundamental problems in petroleum geology.

Currently, when due to protracted dispute between the two schools, academic petroleum geosciences practically are not being recognized as such and western technologies are being actively implemented, the majority of geological specialists of petroleum industry reveal itself the illusion of the possibility of substitution of geological methods, new science-based search technologies by total computerization in the form of accounting software complexes, a three-dimensional seismic exploration, high tech drilling.

The oil and gas deposits search success, as it was in the 20-30% range in the «low-technology» past, remains the same in «high-tech» today, but the costs of exploration works have increased tenfold.

Is there any way out of this situation? Are there solutions that provide an opportunity to change the situation fundamentally with regard to the success of search and exploration of hydrocarbon deposits? Yes, there are. These solutions are intellectual in its nature, based on the modern theory of naftidogenesis (petroleum accumulation). Taking into consideration exogenous-endogenous processes, this theory should become a unifying biogenic-abiogenic paradigm in petroleum geology.

For the 20 years of our research, this hypothesis is well consistent with the tectonic-geodynamic regularities of formation of oil and gas basins based on hydrological and hydrogeological processes that reflect the biogenic hypothesis of accumulation and transformation of biogenic sediments in the zones of mantle plumes. The hypothesis suggested by us provides response for a question of why a major amount (almost 100%) of oil and gas deposits in the world are located mainly in geological structures associated with the depressions and their river basins, synclines, rifts, grabens, and also on the shelf and slopes of sea areas, where there are generators of methane accumulation by bio-components of sedimentary rocks of river systems and hydrological processes of formation of

river valleys and deltas, canyons, forming the primary products of oil and gas potential – biological substrates, constantly replenishes in the processes of water-gas injection along the infiltration channels.

One of the most convincing elements of the hydro-biogenic-mantle hypothesis of the origin of hydrocarbons is the formation factor of oil fields from small to the giant in the cycle of substance (water, methane), because in the process of replenishment of hydrocarbon substances it requires corresponding quantities of renewable organic not only molecular hydrogen, but also carbon which is lacking in crystalline rocks sequences in such amounts.

Therefore, the assertion about the rise of hydrocarbons from the depths of the Earth, even in conditions of mantle plumes without receiving them from the outside in the form of permanent migration of the main carbon forming component CH_4 does not look convincing.

As pointed out by academician V.I. Vernadskiy, the nature and its processes are not in a static condition, but in the process of circulation of substance, i.e. in constant replenishment.

Study of formation of the oil and gas potential in the light of suggested biogenic component of biogenic-mantle theory includes issue of hydro-gas-geochemical composition of the groundwater, riverbeds processes, bottom sediments, marginal erosion, sedimentary strata, the conditions of the accumulation of biogenic materials in the riverine areas and in the catchment areas, geomorphologic configuration of the valleys and ancient valleys, and a number of interrelated processes in depressions and in sedimentary stratigraphic phases of accumulation of sediments.

This, in turn, is particularly important for explanation of hydrogeological processes of formation of oil and gas deposits, their genesis and forecast-search features.

Wide ranges of changes in the solubility of natural gas, depending on the mineralization, temperature and pressure, have been clarified experimentally. Data on high gas saturation of fresh water of deep zones within oil and gas basins were obtained by Ukrainian as well as foreign researchers.

A significant role in these processes is played by geotectonics in the form of geodynamic sites, graben-forming depressions of different orders, and the pore waters, which are capable of receiving and dissolving huge amounts of gaseous hydrocarbons and thereby provide its transit from the sedimentary rocks to the deep beds underlying the riverbeds.

The analysis of the locations of oil and gas deposits and hydrogeological basins in the world hydrocarbon production regions, closing cross-sections of deltas of Amazon, Ganges, Gulf of Mexico, the Danube et al., and also rivers of hydrological basins Canada, Bolivia, the Persian Gulf, Vietnam, Western Siberia, Perm Urals, Pechora, Kura, Terek, Kuban, Lena, Amudarya, DDD rivers, Carpathian depression, etc., provides an opportunity to prove and introduce into a new search technology for hydrocarbon accumulations one of the most important search criteria – hydrological-structural and geochemical

elements reflecting the nature of emplacement of river systems (riverbeds) and located in their basins generators hydro-biogenic methane-forming processes under the influence of mantle catalyst, extremely high temperatures and pressures that produce complex hydrocarbons and causing it to migrate through the pathways of degassing in the cycle of matter in nature.

This is the path selected by us, eventually provides an opportunity to answer the questions about the origin, formation and placement of hydrocarbon deposits in the light of the cycle of water and methane substrates, and on this basis to develop and create a new direct search logy STAHGT.

Summary results of the conducted research within the framework of forecast-search technology to clarify the of origin of hydrocarbons enable to revise fundamentally a number of features of modern petroleum science, which for more than two centuries, is at the crossroads of conflicting results of geological and geochemical studies of two academic schools which justified fundamentally paradigm of biogenic and abiogenic origin of oil and gas.

Such an inconsistent state of affairs that is an inherent and essential component of basis for the forecast-search part of petroleum geology causes a sharp increase in professional uncertainty of scientists and controversial competing forecast-search hypotheses balancing on the border of inconsistent space and using critical compromise loopholes of two scientific schools and their thought leaders. But the main hostage of confrontation of these ideas becomes an authority of academic science, and, accordingly, a prisoner of a situation is forecast-search efficiency which leads to loss of time and heavy expenses.

STAHGT was developed and implemented for prediction of promising areas and objects in search for conventional and unconventional hydrocarbon deposits in continental depressions, seawater areas, impact structures, coal-bearing basins based on hydro-biogenic-mantle theory of origin of hydrocarbons.

The study of hydrological and geostructural features on considered territories of river basins in accordance with hydrological unit of search technology provides a reliable basis for calculation of volumes of accumulation of biota and products of hydro-gas-substrates (water - methane), providing an opportunity to allocate the primary contours of expected and promising areas for hydrocarbons.

Already in the 70s of the last century at the Institute of Geological Sciences of Ukraine, a successful attempt to unify the whole complex of geological-structural, of geodynamic, atmogeochemical, geothermic and hydrological studies into one search technology on groundwater in the sedimentary cover and crystalline rocks was undertaken by the author, and since 2000, a positive experience has been received.

For the first time on the basis of a unifying hydro-biogenic-mantle hypothesis, a comprehensive hydrological studies within the framework of improvement of direct search technology STAHGT on the rivers of Ukraine were conducted by us: within Dnieper-Donets depression (DDD) – on rivers Sula,

Vorskla, Psel, Orel, on the rivers of Carpathian piedmont trough, in the deltas of the river systems and their canyons.

Field studies of sediments and adjacent areas of Sula River at area of 2000 km^2 have been carried out, to clarify the content of biota and quantitative characteristics of methane-saturated humus. According to our results, the amount of methane in the riverine areas amounted to 28 million m^3 of primary gas dissolved substrate of biogenic component. These results are in good agreement with map of underground runoff of Ukraine on a scale of 1:1 000 000 and map of small rivers of Ukraine on a scale of 1:750 000 and indicate zones of dissolved water methane substrates absorption by river runoff on infiltration zones which confined to geodynamic areas of fault-block tectonics.

For the first time, some insight into the phenomenon of the reduced characteristics of underground runoff has been gained in the areas of oil and gas deposits placement that form the gas dissolved substrates. Conducted studies give grounds to assert about replenishment of almost all hydrocarbon deposits, including operated (for example, Shebelinka).

Analysis of cartographic material has been carried out, reflecting the value of the modules of surface and underground runoff in oil and gas bearing areas.

With knowledge of the conditions of the formation of groundwater, it is possible to get an idea of the quantitative characteristics of infiltration losses of river water and possible amounts of dissolved methane, which is involved in the formation of hydrocarbons in oil and gas bearing regions of Carpathian piedmont basin, Dnieper-Donets depression, and Black Sea region.

Analysis of placement of oil and gas deposits in the marine areas and in mapped river canyons (E.F. Shnyukov, V.I. Melnik) completely confirms geographical placement of hydrocarbon deposits and riverbeds processes in river deltas and canyons (the Danube, the Dnieper, Kuban, etc.). A total of more than 300 current and predicted deposits in rivers basins, deflections zones and marine areas were analyzed.

Similar studies conducted in coal bearing basins of Ukraine confirmed the placement of minefields in infiltration riverine areas (water inflows in the mines reach 3,000 m^3/h).

When developing and implementing the comprehensive direct search STAHGT, created on the basis of hydro-biogenic-mantle concept, we were governed by such rule (by V.I. Vernadskiy): if the forming conditions in the hydro-geologic (stratigraphic) section are observed on the surface, they will certainly appear at a depth – in the crystalline basement.

In the process of implementation STAHGT since 2000 within the framework of fundamental and applied research, over 120 contractual works were performed, 14 marine expeditions were conducted, and 120 recommendations for structures were offered. For the first time a study of the deep water structures Brytans'ki was carried out (Ukrainian sector of the Black Sea) at a depth of over 800 m. Forecasting recommendations on new promising

oil and gas bearing areas on land and marine areas were provided. The success ratio amounted to almost 90%. According to the results of the conducted studies, forecasting recommendations on drilling for oil and gas at 80 areas were prepared. There are acts of implementation for all of works without exception. The proposals for Cabinet of Ministers of Ukraine for intensification of works on intensive increase in energy potential of Ukraine are developed.

Carrying out the complex of researches in the framework of hydro-biogenic-mantle hypothesis of hydrocarbons formation is provided, for substantiation of new oil and gas bearing areas and objects in the zones of development of mapped structures located within meandering sites of river systems of oil- and gas-bearing regions based on a unified search technology STAHGT. These studies should be conducted in the north-western part of the Carpathian trough covering the territory of the upper tributaries of the Pripyat' River, Kovel ledge, as well as in the south of Ukraine in the Black Sea depression and in the shelf zone of river deltas – canyons, areas of accumulation of sedimentary-stratigraphic complex.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

Аллювиально-дельтовые отложения среднего и верхнего девона Саратовско-Волгоградского Поволжья / В.А. Бабадаглы, А.П. Колесник, С.В. Яцкевич и др. *Сов. Геология.* 1975. № 3. с. 40-52.

Аммосов И.И. Прогноз палеотемператур. В кн.: Голицин В.М. (ред.). *Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых.* Москва: Наука, 1987. С. 36-41.

Аммосов И.И., Тан С.-И. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. Москва: АН СССР, 1961. 116 с.

Атлас мира. Гл. ред. С.И. Шуров. Второе изд. Москва, 1967.

Бабинец А.Е. Подземные воды юго-запада Русской платформы. Киев: Изд. АН УССР, 1961.

Бабинец А.Е., Белявский Г.А. Естественные ресурсы подземных вод зоны интенсивного водообмена Украины. Киев: Наук. думка, 1973. 111 с.

Бабинец А.Е., Боревский Б.В., Шестопалов В.М. Формирование эксплуатационных ресурсов подземных вод платформных структур Украины. Киев: Наук. думка, 1979. 214 с.

Багрий И.Д. Гидро-геосинергетическая биогенно-мантийная гипотеза образования углеводородов и ее роль при обосновании прямопоисковой технологии. *Геол. журн.* 2016. № 2. С. 107-133.

Багрий И.Д. Новые технологии прогноза месторождений нефти, газа, подземных вод. Киев: Логос, 2012. 355 с.

Багрий И.Д., Лисиченко Г.В., Шестопалов В.М. Комплексирование методов при изучении взаимосвязи подземных и речных вод. Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. Методы изучения водообмена. Киев: Наук. думка, 1988. С. 223-239.

Багрій І.Д. Обґрунтування нової пошукової технології та її адаптація на традиційних і нетрадиційних нафтогазоносних об'єктах імпактних структур України. *Геол. журн.* 2015. № 2 (351). С. 105-126.

Багрій І.Д. Впровадження фундаментальних, прикладних геоекологічних та пошукових розробок – важлива складова соціально-економічного розвитку України. *Геол. журн.* 2018. № 3. С. 100-110.

Багрій І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. Киев: ТОВ «Видавничий дім Дмитра Бураго», 2003. 149 с.

Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. Київ: Логос, 2013. 510 с.

Багрій І.Д. Фундаментальні розробки – підґрунтя нових концепцій та високоефективних пошукових технологій (підземні води, вуглеводні). Київ: ПФ Фоліант, 2017. 561 с.

Багрій І.Д., Гожик П.Ф., Почтаренко В.І., Аксьом С.Д., Дубосарський В.Р., Мамишев І.Є., Кізлат А.М., Палій В.М. Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ на видобування шахтного метану вугільних родовищ Донбасу. Київ: Фоліант, 2011. 236 с.

Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. Москва: Недра, 1982. 256 с.

Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва: РГГУ, 1999 (II). 285 с.

Бардин А.А. Гипотетический вариант процесса образования глубинного водорода. *Тр. междунар. науч.-практ. конф.* «Генезис нефти и газа и формирование их месторождений как научная основа прогнозов и поисков новых скоплений». Чернигов, 2001. С. 40-41.

Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы: дис. … д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12. Москва, 2007. 253 с.

Баренбаум А.А. Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования. *Урал. геол. журн.* 2013. № 2 (92). С. 3-27.

Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. Москва: Недра, 1976.

Белоусов В.В. Основы геотектоники. Москва: Недра, 1975. 264 с.

Блюман Б.А. Изотопные характеристики корово-мантийных неоднородностей: время и глубина их формирования. *Геохимия.* 2001. № 5. С. 567–572.

Богомолов Г.В., Панов В.В., Богомолов Ю.Г. О палеотемпературных условиях формирования Припятско-Донецкого авлакогена. В кн.: Е.А. Любимова, В.А. Глебовицкий (ред.). *Геотермометры и палеотемпературные градиенты.* Москва: Наука, 1981. С. 42-49.

Бондарчук В.Г. Геологическое строение и газонефтеносность Днепровско-Донецкой впадины и северо-западных окраин Донбасса. Киев: Изд-во НАН Украины, 1954. 822 с.

Валяев Б.М. Геодинамические аспекты глубинной углеводородной дегазации: автореф. дисс. … д-ра геол.-минерал. наук. Москва: ГИН, 1987. 32 с.

Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазоконденсатных месторождений. *Газовая промышленность.* 1997. № 7. С. 6-10.

Валяев Б.М. Углеводороды и жизнь: жизнь на потоках углеводородных флюидов // Дегазация Земли: Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: *Тез. Междунар. конф.* (Москва, 30 мая - 1 июня 2006 г.). Москва: Изд-во ПК ГЕОС, 2006. С. 71-74.

Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа. *Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений.* Москва: ГЕОС, 2011. С. 10-32.

Васильевский М.М. О гидрогеологическом районировании территории СССР, 1940.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. *Изв. АН СССР*. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135-156.

Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Москва: Наука, 1986. С. 324-339.

Вассоевич Н.Б. Избранные труды: Нефтегазоносность осадочных бассейнов. Отв. ред. В.Е. Хаин. Москва: Наука, 1988. 260 с.

Вернадский В.И. Биосфера. Москва: Мысль, 1967. 376 с.

Вернадский В.И. История природных вод / отв. ред. С.Л. Шварцев, Ф.Т. Яншина. Москва: Наука, 2003. 750 с.

Вернадский В.И. Труды по геохимии. Москва: Наука, 1994. С. 69-89.

Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. Москва: Наука, 2001. 376 с.

Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа. *Геология нефти и газа.* 2007. № 2. С. 15-25.

Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. Киев: Наук. думка, 1974. 160 с.

Газоносность угольных месторождений Донбасса / Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Хохлов М.Т. и др. Киев: Наук. думка, 2004. 230 с.

Генезис углеводородных флюидов и месторождений. Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. Москва: ГЕОС, 2006. 315 с.

Геологический словарь. Москва: Госгеолтехиздат, 1955. Т. 1. 402 с.

Геологічна будова, вулканізм та літологічні особливості осадових товщ Азовського та Чорного морів (Світовий океан). Вивчення підводних долин і каньйонів материкового схилу Чорного моря у взаємозв'язку з процесами седиментогенезу. Звіт ІГН НАН України; Кер. В.Х. Геворк'ян , О.Ю. Митропольський, В.І. Мельник. Київ, 1998. 299 с.

Геология и методы изучения нефтегазоносности древних дельт / А.М. Акрамходжаев, В.А. Бабадаглы, А.Д. Джумагулов. Москва: Недра, 1986. 215 с.

Геология нефти. Справочник. Т. 2. Книга 2. Нефтегазовые месторождения зарубежных стран. Под. ред. И.В. Высоцкого. Москва: Недра, 1968. 805 с.

Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Муслимов Р.Х. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа.* Москва, 2004. С. 43-49.

Горшков В.И. Прикладные аспекты витринитовой термометрии в нефтяной геологии. Решение некоторых задач палеоструктурного анализа. В кн.: Голицин В.М. (ред.). *Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых.* Москва: Наука, 1987. С. 135-145.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы.* 2006. № 4(21). С. 6–11.

Гречишников Н.П. Эволюция палеогеотермии Доно-Днепровского прогиба. Днепровско-Донецкая впадина. В кн.: Голицин В.М. (ред.). *Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых.* Москва: Наука, 1987. С. 72-79.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Распространение и ресурсы метаногазовых гидратов. *Наука и техника в газовой промышленности.* 2004. № 1-2. С. 5-13.

Донабедов А.Т., Сидоров В.А. Современные вертикальные движения земной коры, их связь с геофизическими полями и распределением месторождений полезных ископаемых. *Тез. докл.VI Всесоюз. совещания* «Современные движения земной коры». Таллин, 1972. С. 41-42.

Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Москва: Научный мир, 2003. 97 с.

Иванова А.В. Изучение катагенетической зональности каменноугольных отложений ДДВ по данным исследования степени углефикации угольной органики (в связи с нефтегазоносностью): Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. Киев: ИГН АН УССР, 1975. 36 с.

Иванова А.В. Каталог показателей отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно-Днепровского и Преддобруджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур. Киев: ИГН НАН Украины, 2012. 100 с.

Иванова А.В. Методика обработки данных витринитовой термометрии для проведения палеогеотермических и палеотектонических реконструкций. *Геол. журн.* 1992. № 6. С. 32-36.

Иванова А.В., Гаврильцев В.Б. Палеогеотермические и палеотектонические реконструкции по данным витринитовой термометрии (на примере верхнепалеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих частей Донбасса). *Геофиз. журн.* 2021. Т. 43. № 3. С. 82-105.

Іванова А.В., Гаврильцев В.Б. Методика обробки даних вітринітової термометрії. *Авторське право і суміжні права: офіц. бюл.* 2010. № 21. С. 200.

Ионе К.Г. О роли водорода в техногенной эволюции Земли. Новосибирск: НИЦ «Цеосит», 2003. 68 с.

Истратов И.В. Нефтегазоносность и ресурсный потенциал основных осадочных бассейнов Мирового океана. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 5 (16). С. 32-42.

Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. Москва: Недра, 1964. С. 207.

Каменский Г.Н, Толстихина М.М., Толстихин Н.И. Гидрогеология СССР. Москва: Госгеолтехиздат, 1959.

Канана Я.Ф. Вертикальная зональность и палеотемпературы регионального метаморфизма органического вещества. *Геол. журн.* 1985. Т. 45. № 6. С. 69-73.

Карцев А.А. Нефтегазовая гидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин. Москва: Недра, 1992. 206 с.

Карцев А.А., Вагин С.Б. Палеогидрогеологические исследования при изучении формирования и разрушения нефтегазовых скоплений (на примере мезозойских отложений Предкавказья). Сов. геология. 1962. № 8.

Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития. *Геология нефти и газа.* 1998. № 10. С. 8-16.

Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза. Избранные статьи. Науч. ред. С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004.

Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минералогические и палеогеотермические критерии нефтегазоносности рифтогенных осадочных бассейнов. *Известия Саратовского университета. Сер. Науки о Земле*. 2009. Т. 9. № 2. С. 28-35.

Краюшкин В.А., Гуров Е.П. К перспективе поиска нефти и газа в астроблемах Украины. *Геол. журн.* 1989. № 1. С.17-27.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинные разломы и дегазация Земли. *Тектоническое развитие земной коры и разломы.* Москва: Наука, 1979. С. 257-267.

Кропоткин П.Н. Дегазация земли и генерация углеводородов. *Журн. Всесоюз. хим. о-ва им. Д.И. Менделеева.* 1986. Т. 31. № 5. С. 540-547.

Кропоткин П.Н. Происхождение углеводородов земной коры. *Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти.* Киев: Изд-во АН УССР, 1955. С. 58-73.

Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Ленинград: Недра, 1973. 216 с.

Кун Т. Структура научных революций. М., 2009. 310 с.

Куприенко П.Я., Макаренко И.Б., Старостенко В.И., Легостаева О.В., Савченко А.С. Трехмерная плотностная модель земной коры и верхней мантии Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. *Геофиз. журн.* 2010. Т. 32. № 6. С. 175-214.

Лапидус А.Л., Локтев С.М. Современные каталитические синтезы углеводородов из окиси углерода и водорода. *Журн. всесоюзного хим. о-ва им. Д.И. Менделеева.* 1986. Т.31. № 5. С. 527-532.

Левенштейн М.Л., Спирина О.И., Носова К.Б., Дидов В.С. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна м-ба 1:500 000 (поверхности палеозоя, срезов -400м, -1000м, -1600м и структурных планов угольных пластов c^1_6 и k_5). Киев: ЦТЕ, 1991. 14 листов.

Левенштейн М.Л. О причинах и динамике процессов метаморфизма углей. В кн.: Кузнецов И.А. (ред.). *Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР*. Москва: Госгеолтехиздат, 1963. Т. 1. С. 386-395.

Леворсен А. Геология нефти и газа. Москва: Мир, 1970. 640 с.

Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофизический журн.* 2018. № 4. Т. 40. С. 3-72.

Лукін О.Ю., Піковський Ю.І. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні. *Геол. журн.* 2004. № 2. С. 21-34.

Ляшкевич З.М., Марушкин А.И. Вулканические формации Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Наук. думка, 1982. 180 с.

Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. Пер. с англ. Москва: Недра, 1982.

Марковский Н.И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. Москва: Недра, 1965. 399 с.

Марковский Н.И. Палеогеография и поиски богатых залежей нефти. *Природа*, 1963, № 8, с. 88-90.

Мельник В.И. Мезоформы рельефа материкового склона западного и северного секторов Черного моря. Киев: ИГН АН Украины, 1993. 51 с. (препринт АН Украины. Ин-т геол. наук. 93-2).

Менделеев Д.И. Сочинения. Ленинград-Москва, 1952. Т. 23. 205 с.

Методы поисков неантиклинальных залежей углеводородов на Украине/ В.А. Бабадаглы, Г.И. Вакарчук, В.М. Гаврилко и др. Москва: Недра, 1982.

Михайлов В.Н. Динамика потока и русла в неприливных устьях рек. Москва: Гидрометеоиздат, 1971.

Нафтогазоносність рифтогенів / М.І. Галабуда, М.І. Павлюк, С.О. Варичев, Я.Г. Лазарук, Є.О. Скачєдуб. Львів: «ДК», 2004. 112 с.

Національний атлас України / НАН України, Інститут географії, Державна служба геодезії, картографії та кадастру; голов. ред. Національного атласу України Л.Г. Руденко; голова ред. кол. Б.Є. Патон. Киев: ДНВП «Картографія», 2007. 435 с.

Нефтегазовый потенциал астроблем Украины. В.А. Краюшкин, Г.И. Вакарчук, В.А. Гальченко, В.П. Клочко, В.П. Листков, М.М. Лушпей, В.П. Слободян. Киев, 1984. 62 с. (препринт АН Украины. Ин-т геол. наук. 94-4).

Овчинников А.М. Гидрогеохимия. Москва: Недра, 1970. 200 с.

Перродон А. История крупных открытий нефти и газа: Пер. с англ. Москва: Мир, 1994. 255 с.

Пиковский Ю.И. Первая в XXI веке Всероссийская научная конференция по происхождению нефти и газа. *Отечественная геология.* Москва: Недра, 2004. № 2, С. 91-98.

Пиковский Ю.И. Проблема происхождения нефти и газа. Теоретические и региональные проблемы геодинамики. *Труды ГИН*. Вып. 515. Москва: Наука, 1999. С.253-264.

Порфирьев В.Б. Геологическое строение и нефтегазоносность восточных областей Украины. *Труды научно-производственного совещания по проблеме нефтегазоносности Украины (27 февраля-3 марта 1956 г.).* Киев: Изд-во АН УССР, 1959. 438 с.

Порфирьев В.Б., Клочко В.П., Краюшкин В.А. и др. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины. Киев: Наук. думка, 1977. 145 с.

Порфирьев В.Б., Линецкий В.Ф. Вопросы миграции нефти. *Труды Львовского геологического общества.* Геология нефти. Вып. 2. Харьков: Изд-во Харьковского гос. ун-та, 1952. 161 с.

Привалов В.А. Тектонотермальная эволюция Донецкого бассейна: Дис. … докт. геол. наук. Донецк: ДонНТУ, 2004. 343 с.

Проблема неорганического происхождения нефти. Отв. ред. В.Б. Порфирьев. Киев: Наук. думка, 1971. 203 с.

Пущаровский Ю.М. Нелинейная геодинамика. *Геотектоника.* 1993. № 1. С. 3–6.

Резанов И.А. Биогенная нефть из неорганического углерода / Генезис углеводородных флюидов и месторождений. Москва: ГЕОС, 2006. С.103-111.

Руденко А.П. Теория саморазвития открытых каталитических систем. Москва: МГУ, 1969. 272 с.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. Москва: Наука, 1980.

Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. Москва: ГЕОС, 1999. 76 с.

Старостенко В.И., Пашкевич И.К., Макаренко И.Б., Куприенко П.Я., Савченко А.С. Неоднородность литосферы Днепровско-Донецкой впадины и ее геодинамические следствия. Часть I. Глубинное строение. *Геодинаміка*. 2017. № 1. С. 125-138.

Степанов Ю.В. Реконструкция палеогеотермического режима. В кн.: Голицин В.М. (ред.). *Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых.* Москва: Наука, 1987. С. 200-202.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Москва: Гостоптехиздат. Т.1-3. 1962.

Сухоребрый А.А. Кислотно-щелочные свойства и микрокомпонентный состав инфильтрогенных поровых растворов глинистых пород артезианских бассейнов Украины. *Геол. журн.* 2000. № 1. С. 41-48.

Тектоническая карта нефтегазоносных областей юго-запада СССР (с использованием материалов космических съемок). М-б 1:500000. Отв. ред. Н.И. Крылов. Киев: Мингео УССР, 1987.

Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. Под ред. А.А. Карцева. Москва: Недра, 1992. 208 с.

Тимурзиев А.И. Об итогах 1-х Кудрявцевских Чтений – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. *Геофиз. журн.* 2013. № 3. Т. 35. С. 210-215.

Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора (на примере месторождения Белый Тигр). *Геофизика.* 2008. № 3. С. 41-60.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. Москва: Мир, 1981.

Трофимов В.А., Петров А.П., Волгина А.И. О локализации и изучении нефтеподводящих каналов. *Тез. межд. конф.* «Дегазация земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых». Москва: Геос, 2006. С. 266-267.

Трофимук А.А. Избр. тр. Т. 2. Стратегия и методика поисков и разведки месторождений нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Фил. «Гео», 2002. 245 с.

Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Москва: Недра, 1970. 309 с.

Файф У., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. Пер. с англ. Москва: Мир, 1981.

Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. Их значение при поисках, разведке и разработке ресурсов нефти и газа. Пер. с англ. Москва: Недра, 1980.

Хаин В.Е., Поляков И.Д. Геодинамические предпосылки нефтегазоносности континентальных склонов глубоководных впадин. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45, № 1. С. 5-14.

Хаин В.Е. Главные пояса нефтегазообразования Земли. Вестн. Моск. ун-та. Сер. геол. 1970. № 1. с. 66-71.

Чебаненко И.И. О глубоком кризисе теории органического происхождения нефти. *Геол. журн.* 1999. № 2(288). С. 120-128.

Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры. Киев: Наук. думка, 1977. 82 с.

Чебаненко І.І., Шестопалов В.М., Багрій І.Д., Палій В.М. Розломні зони підвищеної проникності гірських порід та їх значення для виявлення екологонебезпечних ділянок. *Доп. НАН України*. 2000. № 10. С. 136-139.

Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев: Наук. Думка, 1971. 256 с.

Чекалюк Э.Б. Теория минерального происхождения нефти. Происхождение и миграция нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1978. С. 14-23.

Шварцев С.Л. Нефтегазовая гидрогеология. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2013. 226 с.

Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згонник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Вогуславский А.С. Очерки дегазации Земли. Киев, 2018. 632 с.

Шнюков Е.Ф., Гошовский С.В., Пасынков А.А. Перспективы геохимических поисков углеводородов на акваториях Черного и Азовского морей. *Зб. наук. праць УкрДГРІ*. 2007. №2. С. 295-295.

Шнюков Е.Ф., Мельник В.И, Митин Л.И. и др. Геология шельфа УССР. Среда. История и методика изучения. Киев: Наук. думка, 1982. 176 с.

Штах Э., Маковски М.-Т., Тейхмюллер М., Тейлор Г., Чандра Д. Петрология углей. Москва: Мир, 1978. 554 с.

Щеглов А.Д. Нелинейная металлогения. *Докл. АН СССР*. 1983. Т. 271. № 6. С. 1471-1474.

Barker C. Geothermics of petroleum systems: Implications for stabilization of kerogen maturation after a geologically brief heating duration at peak temperature. In: Magoon L. (ed.). *Petroleum Systems of the United States: U.S. Geol. Surv. Bull.* U.S. Government Printing Office, 1988. V. 1870. P. 26-29.

Barker Ch.E., Pawlewicz M.J. The correlation of vitrinite reflectance with maximum temperature in humic organic matter. In: Buntebarth G., Stegena L. (eds.). *Paleogeothermics: Evaluation of Geothermal Conditions in the Geological Past: Lecture Notes in Earth Sciences*. Berlin, Heidelberg: Springer, 1986. P. 79-93.

Burnham A.K., Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1989. V. 53. № 10. P. 2649-2657.

Coleman J.M., Prior D.B. Deltaic sand bodies. – Amer. Assoc. Petrol. Geol. Cont. Educ. Course note Series. № 15. Tulsa. Okla. 1980. p. 171.

Corcoran D.V., Clayton G. Interpretation of vitrinite reflectance profiles in sedimentary basins, onshore and offshore Ireland. *Geological Society, London, Special Publications*. 2001. V. 188. № 1. P. 61-90.

Emery K.0. Sediments and water of Persian Gulf. Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull., 1956, vol. 40, №. 10, pp. 2354-2383.

Emujakporue G., Ekine A., Nwosu L. Evaluation of Time-Temperature Index and Vitrinite Reflectance for Hydrocarbon Maturity in Parts of Niger Delta Sedimentary Basin, Nigeria. *IJRIAS*. 2019. V. 4. № 11. P. 7-15.

Sakaguchi A. High paleogeothermal gradient with ridge subduction beneath the Cretaceous Shimanto accretionary prism, southwest Japan. *Geology*. 1996. V. 24. № 9. P. 795-798.

Velde B., Suzuki T., Nicot E. Pressure-Temperature-Composition of Illite/Smectite Mixed-Layer Minerals: Niger Delta Mudstones and other Examples. *Clays and Clay Minerals*. 1986. V. 34. № 4. P. 435-441.

АВТОРСЬКИЙ КОЛЕКТИВ



Багрій Ігор Дмитрович

Завідувач відділу геоекології та пошукових досліджень Інституту геологічних наук НАН України, доктор геологічних наук, професор, академік Української нафтогазової академії. Розробник нової методології пошуків корисних копалин (вуглеводнів, водню, гелію, підземних вод) як на суходолі, так і на морі із застосуванням комплексу приповерхневих структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних методів досліджень (СТАГГД).

Виконання польових, лабораторно-аналітичних, геоінформаційних робіт із пошуків корисних копалин та геоекологічних досліджень забезпечується спеціальним апаратурним комплексом, розробленим під керівництвом та при авторській участі І.Д. Багрія. Методика СТАГГД та створені апаратурні комплекси захищені Державними патентами України і Свідоцтвами на реєстрацію авторських прав.

Автор та співавтор понад 125 наукових опублікованих робіт, з яких 21 монографія, 90 статей, 15 винаходів (патенти та авторські свідоцтва). За комплекс робіт, пов'язаних з покращенням екологічного стану гірничо-промислових районів і промислово-міських агломерацій України удостоєний звання лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки, ліквідатор наслідків аварії на ЧАЕС.



Рудько Г.І.

доктор геол.-мін. наук, доктор геогр. наук, доктор техн. наук, професор, голова Державної комісії по запасах корисних копалин, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки



Павлюк М.І.

доктор геол.-мін. наук, професор, академік НАН України, академік УНГА, директор Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки



Красножон М.Д.

доктор геол. наук, академік УНГА, директор Українського інституту ДП «Українська геологічна компанія»



Наумко І.М.

доктор геол. наук, професор, чл.-кор. НАН України, зав. відділу геохімії глибинних флюїдів Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України



Лазарук Я.Г.

доктор геол. наук, гол. наук. співробітник Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України



Локтєв В.С.

кандидат геол. наук, директор з питань геології дивізіону «Розвідка і видобування» НАК «Нафтогаз України»



Локтєв А.А.

кандидат геол. наук, голова наглядової ради ТОВ "Інститут геології"



Гафіч І.П.

директор з розвідки та перспективного розвитку ТОВ ДТЕК Нафтогаз



Семенюк В.Г.

кандидат геол. наук, головний геолог ТОВ «Смарт Енерджі»



Ліхван В.М.

головний геолог ТОВ «Платівське»



Альохін В.І.

доктор геол. наук, зав. кафедри геології, розвідки та збагачення корисних копалин ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»



Леськів І.В.

кандидат геол.-мін. наук, академік УНГА



Іванова А.В.

доктор геол. наук, пров. наук. співробітник Інституту геологічних наук НАН України



Мачуліна С.О.

доктор геол. наук, пров. наук. співробітник Інституту геологічних наук НАН України



Шевчук О.А.

доктор геол. наук, пров. наук. співробітник Інституту геологічних наук НАН України



Солодкий Є.В.

кандидат геол. наук, керівник департаменту з розвідки ТОВ ДТЕК Нафтогаз



Войцицький З.Я.

головний геолог Технологічного центру ДГП "Укргеофізика", академік УНГА



Гоцинець О.С.

начальник Департаменту геології АТ «Укргазвидобування»



Гришаненко В.П.

директор з розвідки та розробки родовищ нафти і газу ТОВ Науково-виробниче підприємство «Центр нафтогазових ресурсів», чл.-кор. УНГА, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки



Окрепкий І.Р.

головний геолог ТОВ «КУБ-ГАЗ Борова»



Маслун Н.В.

кандидат геол.-мін. наук, пров. наук. співробітник Інституту геологічних наук НАН України



Довбиш Н.С.

головний геолог Інституту геологічних наук НАН України



Федченко А.В.

головний геолог ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування»



Пуц Д.В.

головний геолог ГПУ «Шебелинкагазвидобування» АТ «Укргазвидобування»



Меньшов О.І.

доктор геол. наук, ст. наук. співробітник ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

ГІДРО-БІОГЕННО-МАНТІЙНА КОНЦЕПЦІЯ ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ – ЗАПОРУКА ВИСОКОЕФЕКТИВНОЇ ПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІ

Монографія
Головний редактор
Ігор Дмитрович Багрій

Авторський колектив

Багрій Ігор Дмитрович
Рудько Георгій Ілліч
Павлюк Мирослав Іванович
Красножон Михайло Дмитрович
Наумко Ігор Михайлович
Лазарук Ярослав Григорович
Локтєв Валентин Сергійович
Локтєв Андрій Андрійович
Гафіч Іван Петрович
Семенюк Володимир Григорович
Ліхван Вадим Максимович
Альохін Віктор Іванович
Леськів Ігор Володимирович
Іванова Аріадна Вікторівна
Мачуліна Світлана Олександрівна
Шевчук Олена Андріївна
Солодкий Євгеній Валерійович
Войцицький Зіновій Ярославович
Гоцинець Олег Степанович
Гришаненко Володимир Петрович
Окрепкий Ігор Романович
Маслун Нінель Володимирівна
Довбиш Ніна Сергіївна
Федченко Анатолій Васильович
Пуц Денис Володимирович
Меньшов Олександр Ігоревич

Редактор: Довбиш Н.С.
Комп’ютерне верстання та художнє оформлення: Водяний В.В., Цуркан С.Б.

Видавництво ДП "УГК"
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК №7469 від 5.10.2021р.
Адреса видавництва: 04114 м. Київ, вул.Автозаводська, 78А

Підписано до друку 14. 12. 2021 р. Формат 70х100/16. Ум. др. Арк 26,0 Обл. вид. арк. 24,8
Наклад 100 примірників. Замовлення № 331