

УДК 551.24.05(477.63)
№ держреєстрації 0108U000540
Інв. №

**Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний вищий навчальний заклад Національний гірничий
університет (ДВНЗ “НГУ”)**

49000, м. Дніпропетровськ, пр. К. Маркса, 19; тел./факс (0562) 47-32-09
телекс 143457 „AGAT SU”; E-mail: HomenkoO@nmu.org.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи,
д-р техн. наук, проф.
_____ О.С. Бешта

„_____” _____ 2010р.

**ЗВІТ
ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ
Структура, геодинаміка, техногенез Донбасу як основа його
адаптації до ресурсних потреб України
ОБГРУНТУВАННЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИХ КРИТЕРІЇВ
ВИБОРУ ПРІОРИТЕТНИХ СХЕМ ВИКОРИСТАННЯ СИРОВИННОГО
ТА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ДОНБАСУ
по темі ГП-409
(заключний)**

Начальник НДЧ
канд. техн. наук, доц.

О.Є. Хоменко

Науковий керівник НДР,

зав. кафедри гідрогеології
та інженерної геології,
д-р техн. наук, проф.

І. О. Садовенко

2010

Рукопис закінчено 7 грудня 2010 р.

СПИСОК АВТОРІВ

Науковий керівник, головн. наук. співроб, д-р техн. наук, проф.	І.О.Садовенко (вступ, розд.1, 2, 3, висновки)
Головн. наук. співроб, д-р геол.-мін. наук., проф.	Ю.М. Нагорний (розд. 1, 2,4)
Старш. наук. співроб., канд. геол.-мін. наук., доц.	М.М. Довбніч (розд. 1, 4)
Старш. наук. співроб., канд. геол.-мін. наук., доц.	Т.Д. Прокопенко (розд. 3, 4)
Старш. наук. співроб., канд. геол.-мін. наук., доц.	В.П.Солдатенко (розд. 1, 4)
Ст. лаборант	М.П. Добренко (збір матеріалу, оформлення звіту)
Лаборант	Л.Г. Бугар (збір матеріалу, оформлення звіту)
Нормоконтроль	Л.С. Шломіна

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 142 с., 22 рис., 3 табл., 41 джерело, 3 додатки

Об'єкт досліджень - геодинамічні, техногенні та ресурсні складові Донбасу.

Мета досліджень – визначення структурових, геодинамічних та літологічних чинників геологічної історії та техногенезу Донбасу для розкриття механізму його геодинаміки, а також формування потенціалу сировинних та енергетичних ресурсів в сучасних умовах.

Методика досліджень полягала у синтезі фундаментальних положень щодо геоструктурових уявлень про завершені форми будови Донбасу з сучасними проявами геодинаміки, ресурсні складові порушеного геологічного середовища і змін його рівноваги.

Методи досліджень - уперше використаний різновид факторного аналізу за методом головних компонент для якісної інтерпретації матриці магнітотелурічних параметрів з метою локалізації скупчень вуглеводнів. Фізичною підставою для пошуків газу є модель субвертикальної дифузії вуглеводнів із покладу, що створює безперервний просторовий ореол вуглеводнів у якому, завдяки реакціям відновлення, відбувається об'ємна піритизація гірських порід.

Обґрунтуванні основні параметри геотехнологічних схем використання ресурсів Донбасу, які оцінені за результатами їх перетворення в техногенних умовах, що були створені видобутком вугілля понад сторіччя.

Уперше для Донбасу обґрунтовані схеми, які поєднують використання геологічних ресурсів регіону змінених у процесі вуглевидобутку. Суттєвим є те, що надра оцінені в узагальненому розрахунку вилученої сировини (вугілля) і надбаного потенціалу з ємнісних властивостей, положення напірних рівней підземних вод у змінених умовах, залишкових запасів вугілля придатних до газифікації, надбаних прискорень у властивостях накопичення та переносу тепла відробленого простору. Ці результати відображені у технічних рішеннях щодо:

- спорудження підземних гідроелектростанцій для покриття піків енергоспоживання з одночасним підтриманням екологічно допустимих рівней підземних вод затоплених шахт;
- рециклінгом тепла підземних шахтних вод з використанням теплових насосів;
- підземним спалюванням вугілля з некондиційних вугільних пластів у межах затопленого простору вироблених шахт;
- спорудженням підземних сховищ шкідливих хімічних речовин на глибинах, які вже розкриті системами гірничих виробок.

Науково-методична новизна результатів роботи полягає у синтезі фундаментальних положень щодо геоструктурових уявлень про завершені форми будови Донбасу з сучасними проявами геодинаміки, які спостерігаються і узагальнюються новітніми уявленнями з геодинаміки, техногенезу, ресурсних складових порушеного геологічного середовища і змін його рівноваги. За цими підходами знайдені альтернативні ресурсні складові Донбасу як унікального геологічного утворення, що суттєво змінене техногенезом.

Результати досліджень викладені також у проміжних звітах “Узагальнення, аналіз та дослідження геолого-геофізич-них, структурових і техноген-них складових у формуванні геологічної та техногенної динаміки Донбасу” (2009 р) та “Обґрунтування механізмів впливу глибинної будови Донбасу, структурових та техногенних складових на його сучасний сировинний та енергетичний потенціал “ (2009 р).

ТЕХНОГЕНЕЗ, ГЕОДИНАМІКА, ЛІТОЛОГІЧНИЙ СКЛАД,
ГЕОФІЗИКА, МЕТАН, ЗАКОНОМІРНОСТІ, РЕСУРСИ, ТЕХНОЛОГІЧНІ
СХЕМИ

З М І С Т

ВСТУП.....	7
1 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕОСТРУКТУРИ, ЛІТОЛОГІЇ ТА ГЕОДИНАМІКИ, ЯК СКЛАДОВИХ РЕЙТИНГУ РАЙОНІВ ДО ВИКОРИСТАННЯ РЕГІОНУ В ЦІЛОМУ.....	11
1.1 Кількісні показники геодинаміки регіону і їх розподіл за районами.....	11
1.2 Показники техногенних змін геоструктури, літології і геодинаміки, що впливають на ресурсні рейтинги районів у Донбасі.....	21
2 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ СКЛАДОВИХ СТРУКТУРИ І БУДОВИ РАЙОНІВ ДОНБАСУ ЩОДО ЗАВДАНЬ БЕЗПЕКИ ТА ВИКОРИСТАННЯ МЕТАНУ ІШТУЧНОГО ГАЗУ У МЕЖАХ ВІДРОБЛЕНИХ ШАХТ.....	30
2.1 Узагальнення геологічних складових у формуванні геологічної динаміки Донбасу з корегуванням їх на основі геофізичних вимірів.....	30
2.2 Обґрунтування механізму впливу глибинної будови Донбасу на його сучасний сировинний потенціал	44
3 РОЗРОБКА СХЕМ СУМІЩЕННЯ У ВИКОРИСТАННІ ТЕХНОГЕННОЇ ЕНЕРГІЇ, ЄМНІСНИХ І ЗАХИСНИХ СТРУКТУРОВИХ СКЛАДОВИХ ДОНБАСУ.....	47
3.1 Обґрунтування технологічних схем управління гідродинамічним режимом шахт, що затоплюються.....	47
3.1.1 Основні принципи формування технічних рішень по забезпеченню технічно і екологічно прийняттого режиму гідросфери при затопленні вугільних шахт	47
3.1.2 Обґрунтування рішень по регулюванню гідродинамічного режиму шахтних полів.....	54
3.2 Використання підземного простору відпрацьованих шахт для підземних гідроелектростанцій як енергетичних та екологічних регуляторів.....	59

3.2.1 Технічні особливості гідроакумуючих електростанцій.....	59
3.2.2 Гідрогеологічне й екологічне обґрунтування ПГЕС.....	63
3.2.3 Моделювання режиму роботи ПГЕС.....	66
3.3 Обґрунтування технологічної схеми теплового модуля підземної газифікації (ПГВ) і підземного спалювання вугілля (ПСВ).....	72
3.3.1 Конструктивне оформлення технологічної схеми теплового модуля ПСВ і ПГВ.....	72
3.3.2 Екологізація технологічного процесу теплового модуля ПСВ й ПГВ.....	80
3.4 Управління технологічним процесом витягання рідких продуктів газифікації з вигазованого простору.....	85
3.4.1 Підземна газифікація вугілля з відбором конденсаційної суміші з вигазованого простору.....	85
3.4.2 Способи очищення і подальшої переробки конденсаційної суміші.....	90
4 ВИЗНАЧЕННЯ УЗАГАЛЬНЕНОГО РЕЙТИНГУ РАЙОНІВ ДОНБАСУ ЩОДО СХЕМ ВИКОРИСТАННЯ ЙОГО РЕСУРСНОГО ТА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ У СУЧАСНИХ УМОВАХ.....	96
4.1 Західний Донбас.....	96
4.2 Красноармійський геолого-промисловий район.....	117
4.3 Донецько-Макіївський геолого-промисловий район.....	122
4.4 Метаносність вугільних пластів Донбасу.....	124
ВИСНОВКИ.....	129
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	132
Додаток А. Витяг з протоколу засідання кафедри гідрогеології та інженерної геології	137
Додаток Б. Витяг з протоколу засідання ради ДВНЗ “НГУ” з наукового напрямку „ Технології прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин ”.....	139
Додаток В. Рецензія.....	142

ВСТУП

Дуже важливим є вплив техногенезу на геоструктурний стан регіону Донбасу, визначення його сировинного та енергетичного потенціалів. У цьому аспекті проблеми доведено, що регіональні зони розвитку динамічних явищ визначаються ступенем деформаційних процесів, що протікають в осадовій товщі, і які в свою чергу знаходять відбиття в локальній складовій поля напружень, зумовленого порушенням стану рівноваги. У продовж тектонічної історії формування регіону це відображується характерними кількісними параметрами щодо глибини занурення відкладів та їх потужності, амплітуди підйому і характеру зміни амплітуд окремих тектонічних форм, часу формування тектонічних структур та метаморфізму вугілля. Наслідки впливу геотектонічної будови відображуються у параметрах проникності локальних структур, їх захисних властивостей та енергетичної ємності техногенного ресурсу, який може бути використаний після закриття шахт.

Уперше виконане районування Донбасу за залишковими ресурсами вугілля, метану, ємнісними і захисними властивостями. Виділені райони які підпадають під якісні і кількісні категорії виокремлених площ.

Головними компонентами оцінки при виборі пріоритетних схем використання є запаси вугілля у пластах з робочою потужністю, запаси вугілля у пластах з неробочою потужністю, запаси вугілля на площах закритих шахт, запаси метану у пластах з робочою потужністю, запаси метану у пластах з неробочою потужністю та розсіяній органічній сировині, запаси метану у породах вуглевміщуючої товщі.

Процес досліджень був розподілений на послідовність етапів з узагальненням їх результатів, які полягали у наступному.

Спочатку було проведене узагальнення, аналіз та дослідження геолого-геофізичних, структурових і техногенних складових у формуванні геологічної та техногенної динаміки Донбасу. Це дало можливість аргументувати наукові та прикладні питання проблеми, що вирішується, визначити детальні науково-прикладні завдання з кожного аспекту проблеми. Була розроблена новітня концепція та критерії використання потенціалу Донбасу у техногенно змінених умовах.

У подальшому на основі вивчення та узагальнення стану проблеми щодо сучасних геодинамічних, техногенних та ресурсних складових Донбасу були зроблені аналітичні висновки зі стану вирішення проблеми, що досліджується та аргументовані новітні підходи до георесурсів регіону. У результаті узагальнення геолого-геофізичних, структурових, газо-динамічних та техногенних складових, проаналізована геодинаміка, техногенез та ресурсний потенціал Донбасу.

Дослідження глибинної будови Донбасу методом магнітотелуричного зондування, складання моделей структурових та техногенних процесів у надрах дали змогу скласти тензор імпедансу у пунктах зондування, карти газоносності, графіки техногенної міграції (проміжний звіт за 2008 рік).

Інтерпретація матеріалів сейсмозвідки, метаноносності, неосейсмічних та газогідродинамічних проявів дозволила побудувати геоструктурові профілі, визначити неосейсмічні та газогідродинамічні либинної будови Донбасу, структурових та техногенних складових на його сучасний сировинний та енергетичний потенціал.

Наступні дослідження склалися з аналізу та інтерпретації магнітотелуричних, літологічних показників газоносності, газогідродинамічних та ємнісних показників геологічного середовища регіону. Визначені показники основних складових геодинаміки, газоносності, техногенезу та напрямів використання сировини і енергії Донбасу дали можливість обґрунтувати сучасні технологічні підходи до

використання ресурсів регіону. Складена узагальнена схема будови, сировинного та енергетичного потенціалу Донбасу (проміжний звіт за 2009 рік).

За цими результатами були обґрунтовані геолого-технічні критерії вибору пріоритетних схем використання оціненого сировинного та енергетичного потенціалу регіону. Це досягнуто завдяки визначенню кількісних показників геоструктури, літології та геодинаміки, як складових рейтингу районів до використання регіону в цілому. Визначені кількісні складові структури і будови районів Донбасу щодо завдань безпеки та використання метану і штучного газу у межах відроблених шахт.

На цій основі стало можливим розробити схеми суміщення у використанні техногенної енергії, ємнісних і захисних структурових складових Донбасу. Загалом у подальшому були визначені узагальнені рейтинги районів Донбасу щодо схем використання його ресурсного та енергетичного потенціалу у сучасних умовах, що дає можливість розглядати регіон як інвестиційно привабливий.

Доведено, що регіональні зони розвитку динамічних явищ визначаються ступенем деформаційних процесів, що протікають в осадовій товщі, і які в свою чергу знаходять відбиття в локальній складовій поля напружень, зумовленого порушенням стану рівноваги. Упродовж тектонічної історії формування регіону це відображується характерними кількісними параметрами щодо глибини занурення відкладів та їх потужності, амплітуди підйому і характеру зміни амплітуд окремих тектонічних форм, часу формування тектонічних структур та метаморфізму вугілля, що відображується у параметрах проникності локальних структур, їх захисних властивостей та енергетичної ємності техногенного ресурсу, який може бути використаний після закриття шахт.

Амплітуди конседиментаційних розривів і складок за стратиграфічною глибиною зростають. У структурах, закладених у час накопичення

вугленосної товщі і розвинутих у період загального підйому земної кори в прогинах з наслідуванням раніш збудованих форм, амплітуди зміщення і кути падіння порід зменшуються, якщо величини реверсивних переміщень були більше конседиментаційних. Розриви післяседиментаційного утворення з глибиною, як правило, згасають. Кути падіння порід на крилах у більшості післяседиментаційних складок з глибиною помітно не змінюються. Брахиструктури прискидового і принасувного короблення згасають у бік попередніх за віком відкладень вугленосної товщі.

Ємнісна складова енергетичного потенціалу Донбасу стосовно геологічної будови непорушеного і порушеного масивів розподілена на дві суттєво різні, але взаємозалежні структури. Їх використання може бути паралельним або взаємовиключним – порушені вугільні пласти і вміщуючий масив виконують функції паливовміщуючого об'єму при газифікації, а герметичність цього процесу забезпечує затоплення виробленого простору. Глибини залягання аргілітів, алевролітів і пісковиків, що перевищують 800 м є такими, де параметри швидкості фільтрації відповідають міжнародним нормам до захоронення радіонуклідів у геологічних структурах. Газо гідродинамічний процес при затопленні підробленого масиву розподіляється за законами руху флюїдів і газів на фільтраційну та гідравлічну зони. Внаслідок цього виникає ерліфтний ефект, що призводить до короткочасного підтоплення поверхневих площ з рівнями ґрунтових вод які перевищують доексплуатаційні.

**1 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕОСТРУКТУРИ,
ЛІТОЛОГІЇ ТА ГЕОДИНАМІКИ, ЯК СКЛАДОВИХ РЕЙТИНГУ РАЙОНІВ
ДО ВИКОРИСТАННЯ РЕГІОНУ В ЦІЛОМУ**

1.1 Кількісні показники геодинаміки регіону і їх розподіл за районами

Величезна кількість органічної речовини, що знаходиться у вугільних шарах Донбасу забезпечує генерацію значних обсягів вуглеводнів. Незважаючи на величезні втрати (більш 90 %) вуглеводнів у ході геологічного розвитку [21], Донбас можна вважати одним з найбільших газовугільних басейнів Європи.

Приймаючи до уваги хід геологічного розвитку Донбасу, високий ступінь метаморфізму порід та ін., ймовірні зони скупчення вуглеводнів будуть принципово відрізнятися від традиційних покладів. Найважливішу роль при формуванні зон скупчення вуглеводнів будуть відігравати тріщинуваті зони вуглепорідного масиву; вони є як областями переходу вуглеводнів до вільного стану та каналами їх міграції, так і, за певних умов, колекторами.

Геофізичні методи займають ключову позицію у вивченні тріщинуватих зон геологічного середовища. Це пов'язано з тим, що фізичні властивості тріщинуватих зон відрізняються від фізичних властивостей непорушеного масиву. Зокрема, тріщинуваті зони, що являють собою зони розущільнення, повинні знаходити відображення у гравітаційному полі у вигляді негативних локальних аномалій за матеріалами детальних гравірознавчих робіт. Крім того, механізм формування тріщинуватих зон в осадовій товщі тісно пов'язаний з переміщенням блоків кристалічного фундаменту по розломах (рис. 1.1). Очевидний зв'язок тріщинуватих зон в осадовій товщі з розламами кристалічного фундаменту. У цьому випадку виявляються незамінними матеріали регіональних граві- і магнітороззнавчих робіт – методів роззнавчої геофізики, що грають ведучу роль при трасуванні тектонічних порушень кристалічного фундаменту. В умовах вивчення розломів кристалічного фундаменту, перекритого могутнім осадовим чохлам, найкращі результати дає гравірозвідка.

Труднощі, що виникають при цьому, пов'язані з розділенням гравітаційних ефектів від структур осадової товщі і фундаменту, можна вирішити шляхом застосування сучасних методик трансформування гравітаційних аномалій. Такі методики описано у проміжних звітах за 2008, 2009 роки.

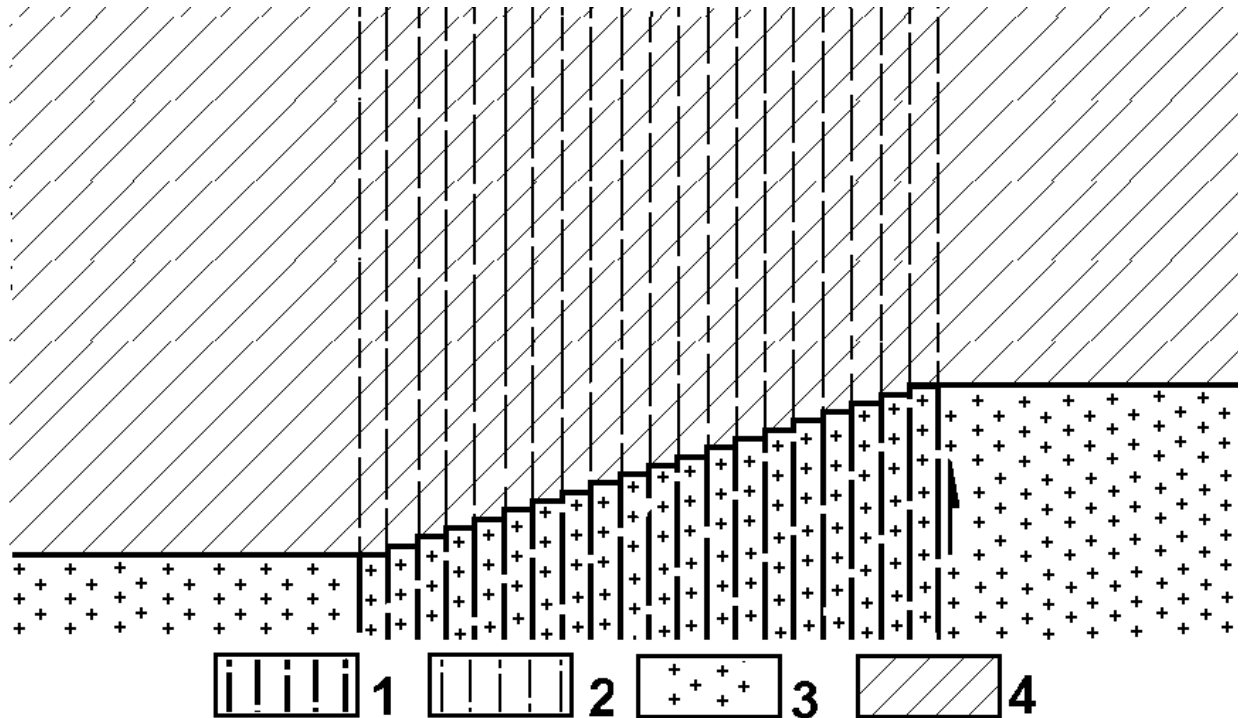


Рисунок 1.1 - Схема формування тріщинуватих зон в осадовій товщі в результаті активізації розломів у фундаменті: 1 – зона розлому у фундаменті, 2 – тріщинувата зона в осадовій товщі, 3 – породи фундаменту, 4 – породи осадової товщі

Значний вплив на формування зон скупчення вуглеводнів у тріщинуватих колекторах має тектонічний напружений стан геологічного середовища. Існують різні думки щодо ролі тектонічних напружень у формуванні і зберіганні скупчень вуглеводнів в вуглепородному масиві [2].

Авторами пропонується наступна модель впливу тектонічних напружень на формування тріщинуватих колекторів. Під дією дотичних напружень відбувається розкриття тріщин і формування колектора (рис.1. 2). При цьому дегазація вуглепородного масиву буде набагато нижче, ніж при розкритті тріщин під дією напружень, що розтягують.

Таким чином, вивчення напруженого стану території досліджень є важливою ланкою при прогнозуванні зон скупчення вуглеводнів у тріщинуватих колекторах. В попередніх розділах було розглянуто методику розрахунку й аналізу полів напружень геоізостатичної природи, що у свою чергу є індикатором тектонічних напружень.

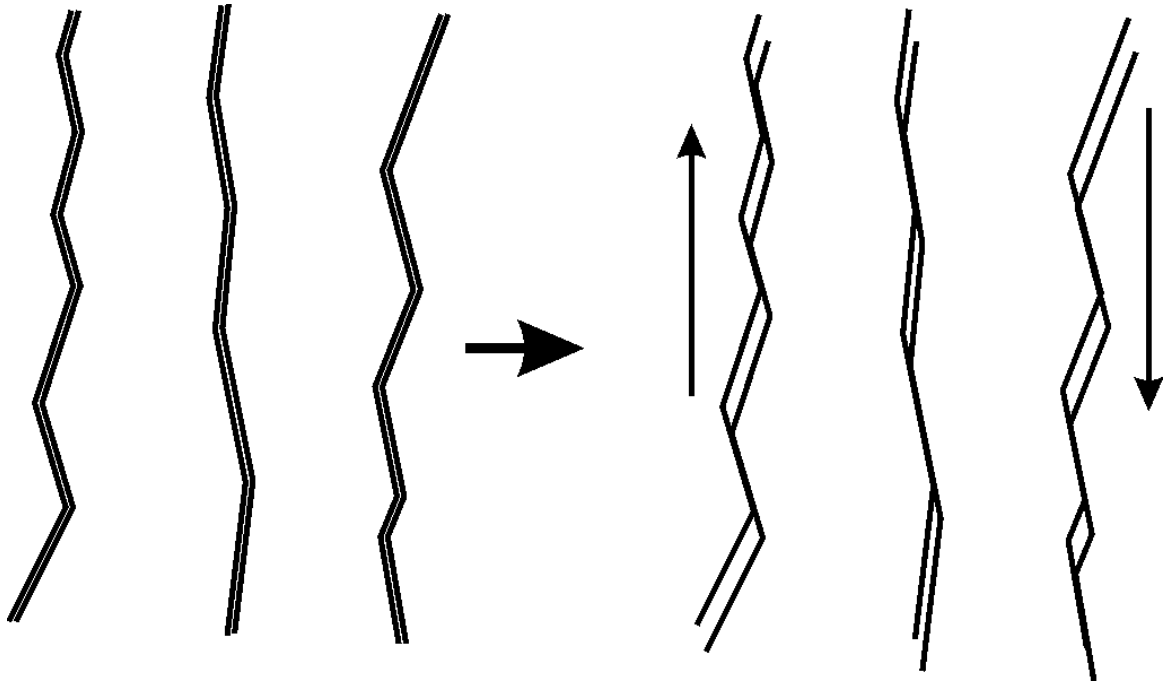


Рисунок 1.2. - Схема формування тріщинуватих колекторів в осадовій товщі під дією дотичних напружень

За методикою, що описана у попередніх розділах, для території Кальміус-Торецької котловини та суміжних регіонів були розраховані поля напружень геоізостатичної природи. У якості вихідних даних використовувались цифрові моделі гравітаційних аномалій та рельєфу місцевості.

Для прогнозу ймовірних ділянок, що перспективні на пошуки зон накопичення метану у тріщинуватих колекторах, використовувалась локальна складова поля інтенсивності максимальних дотичних напружень (рис. 1.3). Під дією дотичних напружень площині відбувається розкриття тріщин і формування колектора. При цьому дегазація вуглепородного масиву

буде набагато нижче, ніж при розкритті тріщин під дією напружень, що розтягують.

З метою геологічної інтерпретації геофізичних даних, що отримано за результатами розрахунків, залучено апарат розпізнавання образів. Це пов'язано з тим, що при прогнозуванні ділянок, які перспективні на пошуки зон накопичення метану у тріщинуватих колекторах, за геолого-геофізичними даними припускається пряме чи побічне відображення цих об'єктів у структурі елементів геологічного середовища та фізичних полях. Саме в цьому плані вельми перспективним є залучення апарату розпізнавання образів [8,11] для якісної комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних, тобто визначення природи геологічних об'єктів за сукупністю різноманітних геолого-геофізичних ознак.

Алгоритми розпізнавання поділяються на дві основні групи: з навчанням на еталонних об'єктах та класифікація без еталонних об'єктів. В першому випадку геолого-геофізичні ознаки порівнюються з відповідними ознаками об'єктів відомої природи, які служать еталонами. При цьому виникає проблема створення еталонів, для чого потрібна додаткова інформація.

При розпізнаванні образів без еталонних об'єктів площа, що досліджується, поділяється на конкретне число однорідних за комплексом ознак класів. Геологічна природа таких класів, як правило, залишається невідомою з-за відсутності можливості їх порівняння з деякими еталонами, однак при наявності апріорної геологічної інформації (наприклад, досвід раніше виконаних робіт, що підтверджені іншими методами; результати визначення газоносності вуглепорідного масиву в процесі гірничо-бурових робіт) на питання про геологічну природу класів, які виділено, в ряді випадків можна однозначно відповісти.

Оптимальний алгоритм в нашому випадку обирався шляхом перебору значної кількості алгоритмів розпізнавання і порівняння результатів з апріорною геологічною інформацією. Для виконання подібних досліджень

використовувався пакет прикладних програм, за допомогою якого на основі автоматичної класифікації (кластеризації) прогнозувались зони накопичення метану. Під кластеризацією розуміють групування образів у підмножини відповідно до властивостей самих образів. При прогнозуванні ділянок, що перспективні на пошуки зон накопичення метану у тріщинуватих колекторах, в якості ознак використовувались дані про локальне поле дотичних геоізоостатичних напруг та його трансформанти (лапласіан, градієнт, функція Саксова-Нігарда).

В процесі проведення досліджень оптимальним виявився алгоритм виділення кластерів, в якому мінімізується показник якості, визначений як сума квадратів відстаней точок кластерної області до центра кластера [8]. Алгоритм базується на обчисленні K -внутрішньогрупових середніх і виглядає таким чином:

1. Обирається K вихідних центрів кластерів $\bar{z}_1(1), \bar{z}_2(1), \dots, \bar{z}_k(1)$. Вибір робиться довільно.

2. На m -у кроці ітерації множина образів $\{\bar{x}\}$ розподіляється по K кластерам за правилом:

$$\bar{x} \in S_j(m), \text{ якщо } \|\bar{x} - \bar{z}_j(m)\| < \|\bar{x} - \bar{z}_i(m)\|$$

для всіх $i=1,2,\dots,K, i \neq j$, де $S_j(m)$ - множина образів, що входять до кластера з центром $\bar{z}_j(m)$.

3. За результатами кроку 2 встановлюються нові центри кластерів $\bar{z}_j(m+1), j=1,2,\dots,K$. Причому, ці центри визначаються таким чином:

$$\bar{z}_j(m+1) = \frac{1}{N_j} \sum_{\bar{x} \in S_j(m)} \bar{x}, j=1,2,\dots,K,$$

де N_j – число вибіркового образів, що входять до множини $S_j(m)$.

4. Рівняння $\bar{z}_j(m+1) = \bar{z}_j(m)$, при $j=1,2,\dots,K$, є умовою сходимості алгоритму, і при його досягненні обчислення закінчуються. В протилежному випадку алгоритм повторюється від кроку 2.

На рис.1.4 представлені результати прогнозування ділянок, що перспективні на пошуки зон накопичення метану в тріщинуватих колекторах, який виконано на основі автоматичної класифікації (кластеризації) даних про локальне поле дотичних геоізоостатичних напруг.

Розподіл локальної складової поля напружень та перспективних ділянок, які виділено на основі автоматичної кластеризації, в межах Кальміус-Торецької котловини та прилеглих територій має ряд закономірностей та особливостей. Основні з них наступні.

1. Всі без винятку аномалії локальної складової поля напружень мають чітко виражений лінійний характер, що узгоджується з їх тяжінням к зонам тектонічних порушень кристалічного фундаменту.

2. Зони підвищених напружень витягнуті у декількох напрямках. Найбільші за значеннями аномалії співпадають в плані з крилами Головної антикліналі і витягнуті у північно-західному напрямку. З ними добре корелюють Щербинський, Артемівський, Осьовий, Чегарський, Горлівський розломи та Головний надвиг.

Для західної частини ділянки характерне субширотне простягання аномалій локальної складової поля напружень середньої інтенсивності. У північно-західній частині спостерігаються аномалії з простяганням близько $300-320^\circ$ і $40-50^\circ$. У південно-західній – чіткі аномалії з простяганням близько $35-45^\circ$, що порушені серією мілких максимумів, що найшвидше за все зумовлено близькістю блокової будови схилу Українського щита.

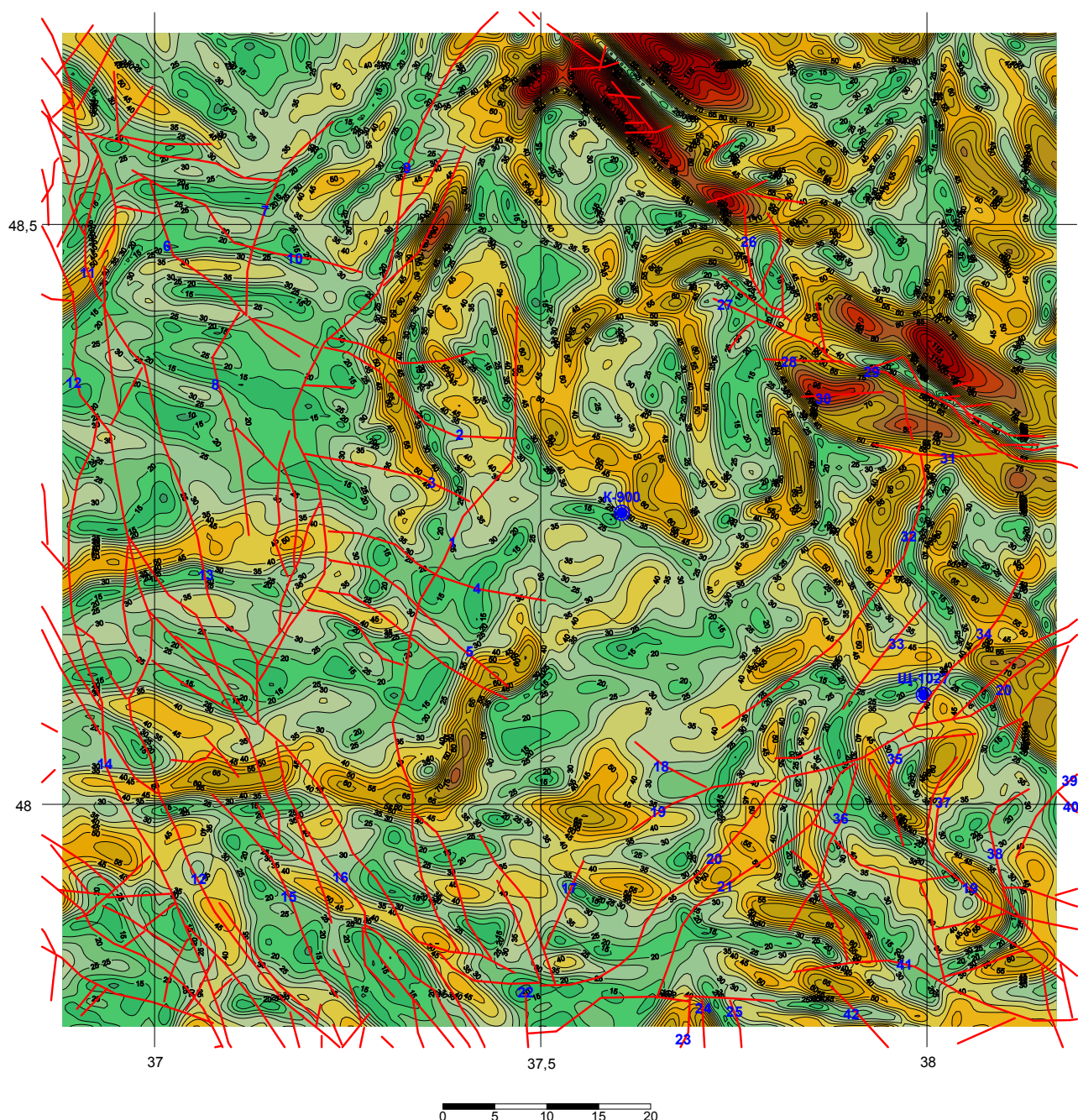


Рисунок 1.3. - Схема локальної складової поля інтенсивності максимальних дотичних напружень території Кальміус-Горецької котловини. Цифрами позначено розломи: 1 – Селідовський, 2 – Глибокоярський, 3 – Центральний, 4 – Новоградівський, 5 – Михайлівський, 6 – Морецалівський, 7 – Добропільський, 8 – Червоноармійський, 9 – Центральний, 10 – Карпівський, 11 – Криворізький, 12 – Криворізько-Павлівський, 13 – Котлинський, 14 – Муравсько-Пречистівський, 15 – Максимівський, 16 – Долинний, 17 – Маріїнський, 18 – Коксовий, 19 – Мушкетівський, 20 – Французький, 21 – Калінінський, 22 – Ялинський, 23 – Велико-Анадельський, 24 – Олександрівський, 25 – Гірняцький, 26 – Щербинський, 27 – Головний надвиг, 28 – Артемівський, 29 – Осьовий, 30 – Чегарський, 31 – Горлівський, 32 – Пантелеймонівський, 33 – Григоровський, 34 – Криничанський, 35 – Італійський, 36 – Першотравневий, 37 – Марківський, 38 – Дулинський, 39 – Вербовий, 40 – Повздовжний, 41 – Кутейниківський, 42 – Старобешівський

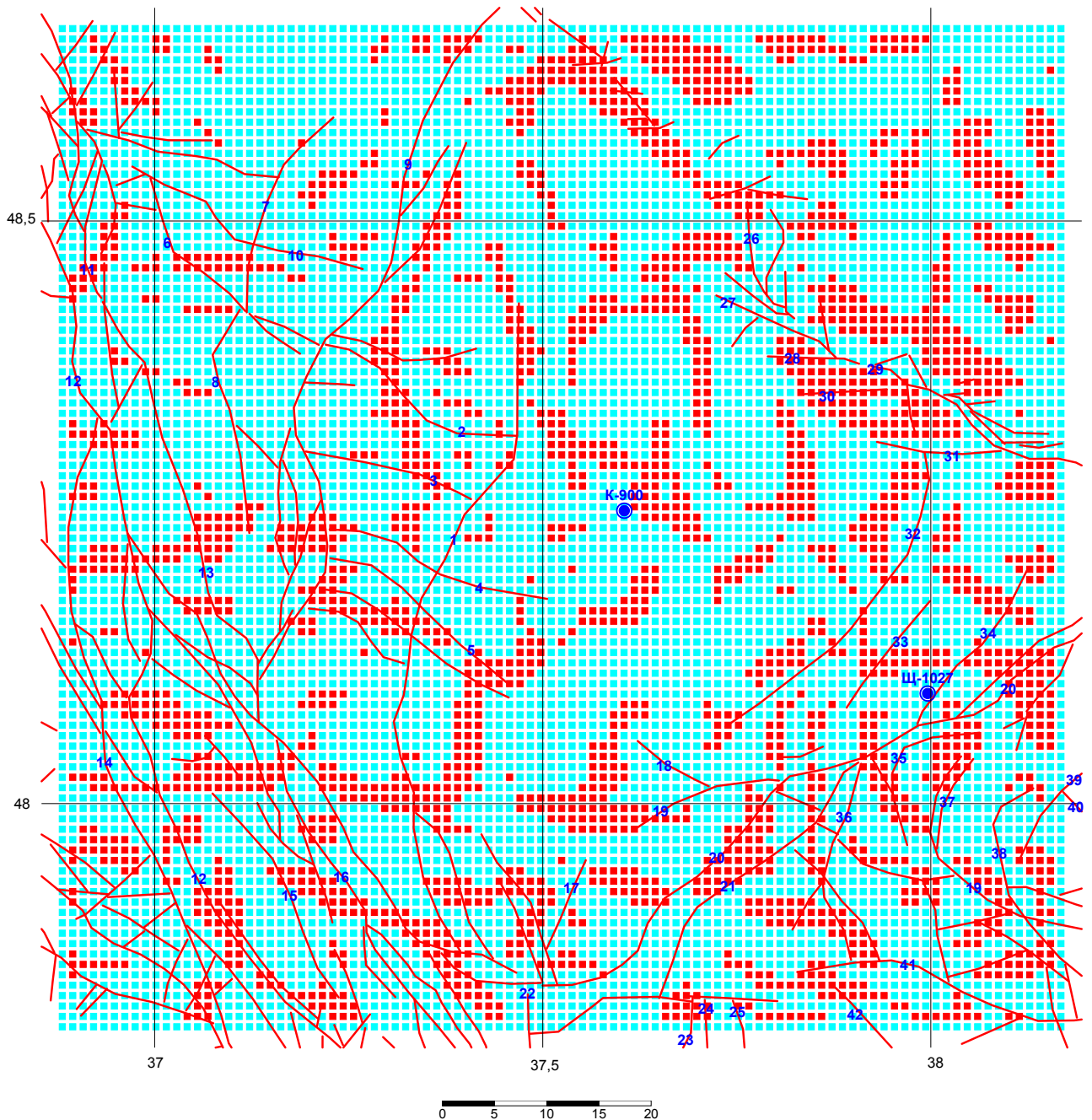


Рисунок 1.4. - Результати прогнозування ділянок, що перспективні на пошуки зон накопичення метану в тріщинуватих колекторах території Кальміус-Торецької котловини, на основі автоматичної кластеризації. Цифрами позначено розломи: 1 – Селдовський, 2 – Глибокоярський, 3 – Центральний, 4 – Новгородівський, 5 – Михайлівський, 6 – Морецалівський, 7 – Добропільський, 8 – Червоноармійський, 9 – Центральний, 10 – Карпівський, 11 – Криворізький, 12 – Криворізько-Павлівський, 13 – Котлинський, 14 – Муравсько-Пречистівський, 15 – Максимівський, 16 – Долинний, 17 – Маріїнський, 18 – Коксовий, 19 – Мушкетівський, 20 – Французький, 21 – Калінінський, 22 – Ялинський, 23 – Велико-Анадельський, 24 – Олександрівський, 25 – Гірняцький, 26 – Щербинський, 27 – Головний надвиг, 28 – Артемівський, 29 – Осьовий, 30 – Чегарський, 31 – Горлівський, 32 – Пантелеймонівський, 33 – Григоровський, 34 – Криничанський, 35 – Італійський, 36 – Першотравневий, 37 – Марківський, 38 – Дулинський, 39 – Вербовий, 40 – Повздовжний, 41 – Кутейниківський, 42 – Старобешівський

Всі аномалії західної частини просторово співпадають з Червоноармійською флексуною і крупними розломами, що мають близьке до субмеридіанального простягання – Криворізько-Павлівський, Добропільський, Червоноармійський, Котлинський, Муравсько-Пречистівський, Максимівський, Долинний. Натомість частина розломів цієї зони мають простягання, близьке до субширотного – Новгородівський, Михайлівський, Морецалівський.

В центральній частині ділянки, що відповідає власне Кальміус-Торецькій котловині, можна виділити аномальні зони локальної складової поля напружень як субмеридіанального, так і діагонального напрямків. Відзначимо інтенсивні аномалії північно-західної межі Волчанської синклінали (східніше кінцівок Новгородівського і Михайлівського розломів) і на західній границі Кальміус-Торецької котловини.

Відносно підвищеними значеннями напружень підкреслюється північно-східна частина Ветковської флексури.

В південно-східній частині (Донецько-Макіївський район) розподіл аномалій за напрямком досить складний. Все ж можливо виділити переважаючі азимуту $30-45^\circ$ і $300-320^\circ$, а також напрямки, що близькі до субмеридіанального. Одна з аномальних зон частково розташована на полі шахти ім. А.Ф. Засядька.

3. Аналіз взаємного розташування аномалій локальної складової поля напружень дозволяє виділити лінійну форму (лініямент), що простягається у напрямку, близькому до 315° і північне крило Очеретинського виступу (на північ від свердловини К-900). Окремими ланками цього лініямента є: вузька аномалія на крайньому північному заході, кінцівки аномалій з напрямками близько 45° (див. Добропільський і Карпівський розломи), аномальна зона північніше свердловини К-900 і далі на південний схід. Цей лініямент розташований на відстані 35-40 км на південний захід від вісі Головної антиклінали і поділяє Кальміус-Торецьку котловину на дві практично рівні частини: північно-східну з інтенсивними аномаліями локальної складової поля напружень та південно-західну з незначними за інтенсивністю аномаліями. Для обох частин є характерним розташування найбільш інтенсивних аномалій по периферійним зонам.

4. Вельми цікавим виявляється положення Селідовського розлому, який частково розташований вздовж західної границі Кальміус-Торецької котловини, по відношенню до локальної складової поля напружень. Північний відрізок (субмеридіанальний) просторово співпадає з підвищеним полем напружень. Вигин з переходом на діагональний напрямок разом з кінцівкою Глибокоярського розлому попадає на лініямент, який виділено вище. Після перетину Новгородівського та Михайлівського розломів і переходу до

Червоноармійської флексури його вісь практично паралельна аномальній зоні на північному заході Волчанської синклінали.

5. Північний відрізок Селідовського розлому є фрагментом меридіанального лініаменту, який підкреслюється серією аномалій на південь і північ, а також північною кінцівкою Центрального розлому. Впевнено простежується лініамент такого ж напрямку практично вздовж меридіана $37^{\circ},75$ (вигин Головної антиклінали, серія вузьких аномалій в районі перетину Мушкетівського, Французького, Калінінського розломів).

Слабоінтенсивними аномаліями, пережимками інтенсивних аномалій та вигином Головної антиклінали підкреслюється лініамент з майже широтним напрямком поруч з паралеллю $48^{\circ},5$. Його фрагмент – східна частина Карпівського розлому.

Лініаменти, що виділено, відмежовують у вигляді окремого блоку північно-східну частину Кальміус-Торецької котловини. Ця її частина характеризується, як відзначалось вище, відносно підвищеними аномаліями локальної складової поля напружень.

1.2 Показники техногенних змін геоструктури, літології і геодинаміки, що впливають на ресурсні рейтинги районів у Донбасі

Гірничодобувне підприємство є геотехнічною системою (ГТС) локального або середнього рівня, елементи якої безперервно змінюються в процесі видобутку шахтного поля і згорання гірських робіт [10, 19, 33, 35, 37]. Структурна схема ГТС «шахтне поле», представлена на рис. 1.5, відображає одночасність протікання наступних процесів різного масштабу в порушеному масиві: 1) фільтрації і гідравлічних перетікань через цілики, 2) водної міграції токсичних сполучень, 3) зміни рівня підземних і шахтних вод, 4) затоплення виробленого простору і погашених виробок, 5) газо- і пильовиділення у виробках, 6) рухи складових атмосфери у виробках, 7) витіснення шахтної атмосфери при затопленні масиву і перенесення її складових на поверхню, 8) викидів газів і пилу з труб підприємств і систем вентиляції, 9) дефляції з поверхні відвалів і емісії газів з териконів, 10) повітряної міграції і осадження газів і твердих частинок, 11) вилуговування і міграції в шахтних відвалах, 12) фільтрації вод з шламонакопичувачів на поверхні.

Сучасна структура ГТС гірничодобувного профілю формувалася впродовж декількох десятиліть, і включає комплекс взаємозв'язків між технічними і природними компонентами (табл. 1.1). Інтенсивність дії, якісно відбита в таблиці, кількісно характеризується параметрами гідрогеохімічних процесів в природних і технічних компонентах ГТС, а також що виникають і на їх межах.

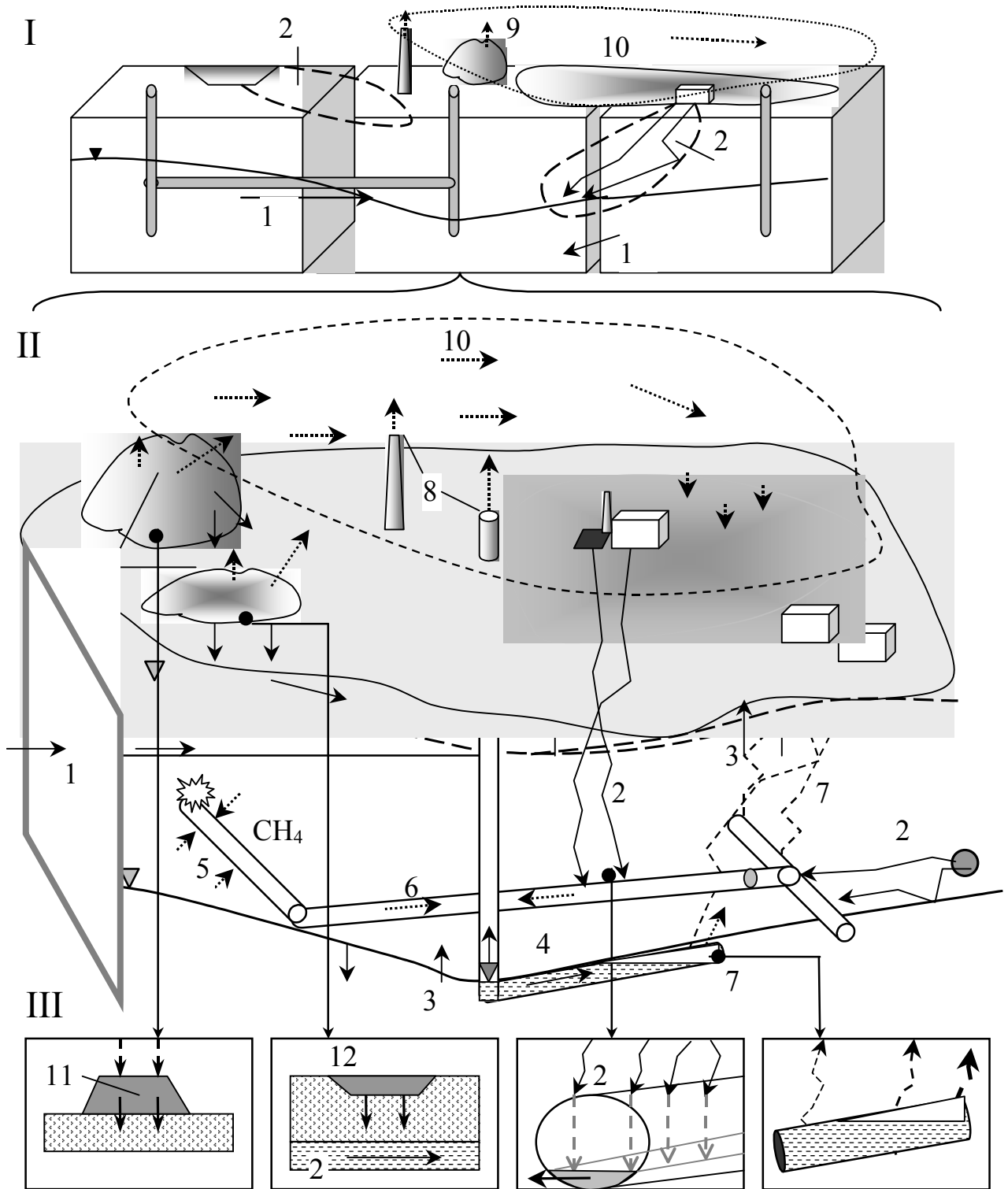


Рисунок 1.5. - Схематизація гідрогеологічних і гідрохімічних процесів в ГТС: I, II, III - рівні масштабу процесів (решта позначень в тексті).

Таблиця 1.1 - Схема впливу технічних компонент на природні і природно-технічні в ГТС гірничодобувного профілю

Технічні компоненти	Природні компоненти				Природно-технічні компоненти	
	Гірський масив	Подземні води	Поверхневі води	Приземний шар атмосфери	Шахтні води	Атмосфера підземних виробок
Підземні виробки	+++	++	++	+	+++	+++
Засоби видобутку корисних копалин	+++	++	+	+	++	+++
Водовідлив	++	++	++	-	+++	-
Система вентиляції	-	-	-	+	-	+++
Транспорт і зв'язок	+	-	-	++	-	++
Енергопостачання	-	-	-	+	+	+
Виробничий комплекс на поверхні	++	+	+	++	-	+
Відвали шахтних порід, хвостосховища	++	+	++	++	-	-
Ставки-відстійники і накопичувачі	+	+++	+++	+	+	-
Водопостачання і скид стічних вод	-	+++	+++	+	+	-
Засоби відводу газів і пилу в атмосферу	+	+	+	+++	-	+

Ступінь дії в табл. 1.1 охарактеризована таким чином: «+++» - активна дія, «++» - помірна, «+» - незначне або опосередковане, «-» - практично повна відсутність дії.

Дія технічних компонент на природні не є односторонньою, про що свідчать вивали порід у виробках, прориви води, аварійні завали і затоплення устаткування, вітрова і водна ерозія відвалів шахтних порід і т.ін. [2, 6, 7, 9, 14, 16, 18, 20, 28, 29, 40, 41].

В ході відробки шахтного поля роль окремих компонент в структурі, що розглядається, ГТС змінюється. В процесі добичі заглиблюється і розширюється система підземних виробок, частина з яких погашається, збільшуються об'єми порід у відвалах на поверхні, зростають об'єми шахтних вод, що скидаються, і їх мінералізація, розтягуються транспортні комунікації і лінії зв'язку. Разом з цим змінюється інтенсивність протікання техногенних процесів в порушеному масиві, таких, як водопритоки, динаміка рівня підземних і шахтних вод, емісія метану, масообмін і водна міграція. Це вимагає своєчасного коректування технічних параметрів функціонування ГТС. В першу чергу це стосується модернізації водовідливу, систем вентиляції і дегазації, проведення спостережень за деформаціями і осіданням поверхні підробленого масиву.

У період, передуючий ліквідації шахти, відбувається згортання видобутку, сповільнюється і припиняється розвиток системи виробок, частина виробничого устаткування витягується на поверхню, проводиться підготовка систем водовідливу на сусідніх шахтних полях.

На етапі ліквідації гірничодобувного підприємства зростає роль і вплив тих компонентів ГТС, які сформувалися як побічні або залишкові продукти: відвали шахтних порід, водовідстійники, хвостосховища. Стають очевиднішими результати дії довготривалого видобутку корисних копалин на підземні і поверхневі води.

Перераховані етапи відробки родовищ супроводжуються формуванням ланцюжків незворотніх техногенних процесів (рис. 1.6).

Зміни в межах розвинених ГТС гірничодобувного профілю давно вийшли на регіональний рівень і привели до якісної зміни геологічного середовища і масиву гірських порід як її основного компоненту. Так, за весь

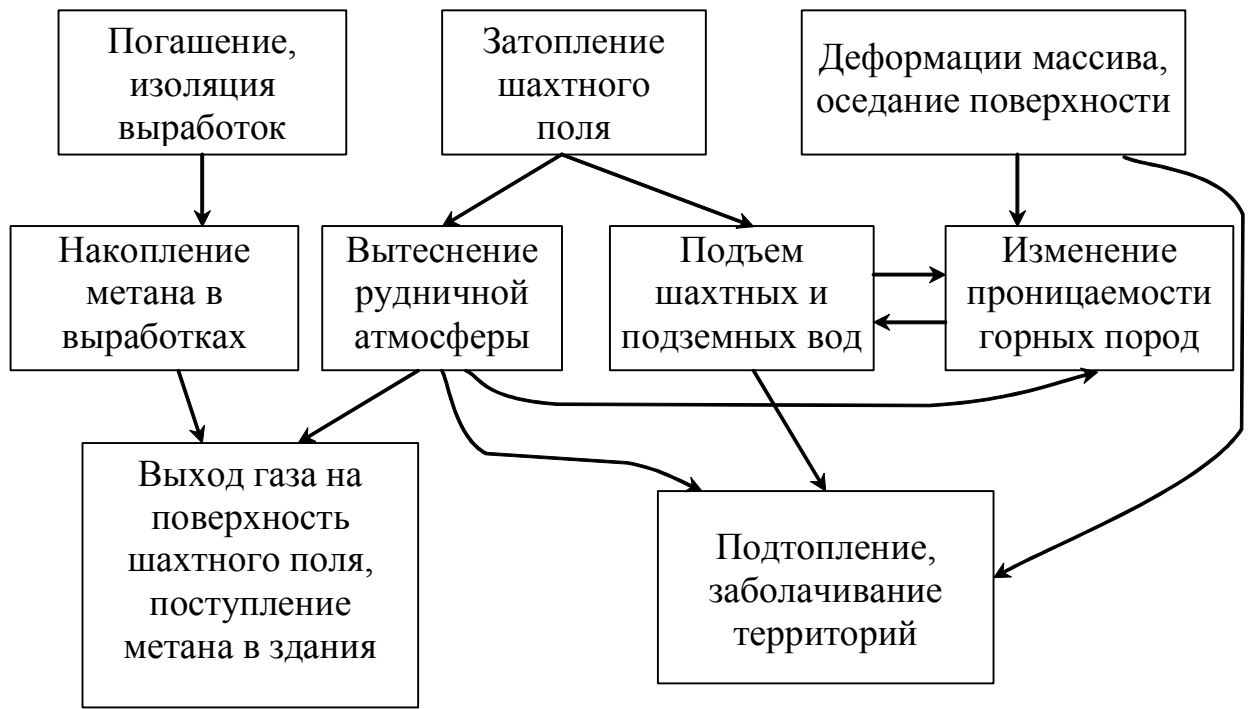
період розвитку Донбасу з надр було витягнуто близько $12,0 \text{ км}^3$ гірських порід [39]. Тут розташовано більше 170 накопичувачів промислових і шахтних вод загальним об'ємом близько 250 млн. м^3 і площею 28,2 млн. м^2 , 1185 териконів загальною площею $72,0 \text{ км}^2$.

В результаті виїмки порід було деформовано більше 600 км^3 породного масиву, унаслідок чого на площі 8 тис. км^2 відбулося просідання денної поверхні в середньому на 1,5-2,0 м з одночасним збільшенням проникності порід, що прискорило обмін підземних вод з поверхневими водами, які містять в неприпустимих концентраціях токсичні речовини. У сучасних умовах видобуток вугілля супроводжується значним об'ємом водовідливу з шахт, сумарна величина якого досягає $7,8 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{год}$, що в 3-5 разів перевищує об'єм природних водних ресурсів регіону. При середній мінералізації шахтних вод $3,0 \text{ кг}/\text{м}^3$ винесення солей складає 2,4 млн. т/год. Площа територій з порушенням рівноваги в системі «гірський масив - підземні води» досягла 15 тис. км^2 .

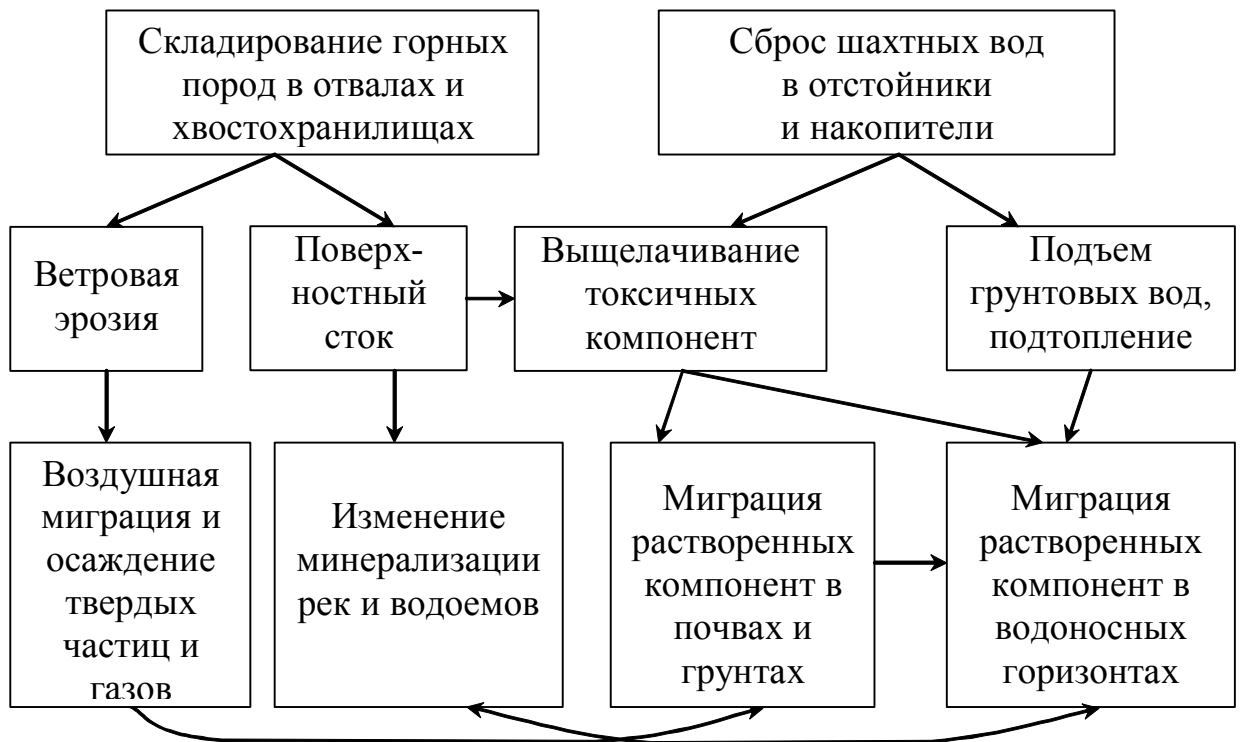
З шахт України в атмосферу щорічно викидається більше 2 трлн. м^3 метану, і лише близько 4% його використовується. У зонах виходу метану на поверхню землі на території ліквідовуваних шахт Донбасу опинилися тисячі житлових будівель, а в результаті вибухів були травмовані десятки людей.

Аналогічні зміни відбулися на протязі ХХ сторіччя і в інших гірничопромислових районах України і світу (2, 10, 12, 14, 16, 17, 18, 19, 20, , 35, 37, 39].

Зміни, що відбулися, гостро поставили завдання керованого і контрольованого переходу ГТС в гірничопромислових районах до стійкого функціонування в період після закриття і ліквідації більшості шахт. Вибір і обґрунтування оптимальних шляхів переходу до нового стану ГТС вимагає залучення методів системного аналізу і синергетики як науки про саморозвиток складних систем [18, 31, 32]. З цих позицій ГТС в гірничопромислових регіонах можна розглядати як відкриті нерівноважні системи з нелінійною і стохастичною взаємодією між їх компонентами.



а)



б)

Рисунок 1.6. - Причинно-наслідкові зв'язки формування техногенних процесів при згортанні гірських робіт і закритті шахт: обумовлені фільтраційними (а) і міграційними потоками (б).

Тривале надходження енергії в ці системи в процесі видобутку корисних копалин, що супроводжується порушенням природних структур, привело до збільшення ентропії і подальшому посиленню в ГТС диссипативних проявів у формі геохімічних циклів штучного походження, переміщенню зон інтенсивного водообміну з приповерхневих відкладень на значну глибину (більше 1000 м), зносу і виходу з ладу виробничого устаткування. Численні аварійні ситуації, пов'язані з викидами вуглепородної суміші і газу, проривами води у виробки, неконтрольована міграція, деградація екосистем свідчать про нестійке функціонування ГТС, що впливає і на стабільність соціально-економічної ситуації в гірничопромислових районах.

Особливе значення в період ліквідації шахт набуває управління гідродинамічним режимом. Так, до 2002 р. за підсумками ліквідації 98 гірничодобувних підприємств витрати на будівництво водовідливних комплексів, що забезпечують гідробезпеку суміжних працюючих шахт, склали більше 86 млн. грн., а витрати на їх утримання після ліквідації, залежно від термінів спорудження цих комплексів, перевищили 459 млн. грн. або 61,8% від загальних витрат [37].

Іншим важливим напрямом контролю і управління станом ГТС є забезпечення ізоляції видобутих порід, які зосереджені у відвалах на поверхні шахтних полів. Вже до 1996 р. на території земельних відведень ГК «Укрвуглереструктуризація» сформувалося 415 відвалів, зокрема 84 що горять. Загальний об'єм відвалів перевищує 385 млн. м³. Проектні витрати на їх гасіння, переформовування і озеленення до початку 2003 р. склали 29% від витрат на фізичну ліквідацію шахт. Значно менше уваги при ліквідації шахт приділяється питанням газової безпеки, як в масиві, так і на поверхні.

Темпи стабілізації гідродинамічного і гідрохімічного режимів будуть різними і, зокрема, визначаються особливостями конкретних ГТС (геологічною будовою, параметрами відвалів, водовідстійників, підземних виробок і т. ін.). Швидкість цих змін в різних елементах ГТС визначається динамікою підземних і шахтних вод. Відповідно до

законів розвитку складних систем, даний процес прискорює повільніші процеси (наприклад, фізико-геологічні), частково уповільнює, а іноді прискорює швидші процеси (перебіг газу).

При затопленні можуть виникати т.з. «режими із загостреннями» [18, 32], коли процес проходить декілька критичних точок в часі і в просторі. До них відносяться періоди витіснення газу під високим тиском з верхніх частин ізольованих виробок через слабопроникні породи або через затоплений вироблений простір на поверхню, що супроводжується тимчасовим підйомом рівня підземних і шахтних вод. Ці моменти характеризуються нелінійним зростанням тиску газу і збільшенням його витрати, після чого двофазна система повертається до динамічної рівноваги. Гідродинамічний режим також має подібні сплески, пов'язані із закінченням затоплення окремих горизонтів і досягненням рівнем води сполучних збойок між шахтами.

За відсутності цілеспрямованої дії через технічні компоненти ГТС перехідний процес в них неминуче завершиться рівноважним станом під впливом дисипації і хаотичних проявів, на що можуть піти десятки років. Правильно підібрані у просторі та часі параметри засобів управління ГТС дозволять скоротити ці терміни на один-два порядки. Сучасний стан гірничодобувних ГТС багато в чому відповідає положенню точки біфуркації, звідки можливі декілька шляхів розвитку. Безпечний і прискорений перехідний період можливий за умови науково обгрунтованих дій на основі достовірних оцінок і прогнозу взаємозв'язаних нелінійних процесів. До них відносяться: зміна рівня шахтних і підземних вод, водна міграція в сусідні шахти через збойки, тектонічні порушення і неякісний тампонаж свердловин, заболочування територій в межах і на прилеглих площах гірського відведення, рух копальної атмосфери в масиві і її неконтрольований вихід на поверхню. Взаємний вплив перерахованих процесів виявляється, наприклад, в зміні водопровідності унаслідок деформацій масиву, завалів

виробок і витіснення газу, припиненні газовиділення в результаті затоплення вугільних пластів і т. ін.

Підвищення точності прогнозування відповідає зростаючій ролі інформаційної складової і управлінського блоку в моніторингу ГТС на етапі ліквідації гірничих підприємств. Дана тенденція повною мірою відповідає ускладненню техногенних процесів в підробленому масиві. Їх наслідки, зважаючи на відсутність або громіздкість відповідного математичного апарату, часто можуть бути оцінені лише якісно або з великим розкидом прогнозних значень.

Дані процеси не обмежені межами шахтного поля і формують ГТС більшого масштабу і вищого рівня. Неможливість локалізації процесів на рівні окремої шахти обумовлена:

- 1) гідравлічним зв'язком суміжних шахтних полів через збойки, перетіканнями і фільтрацією води через зони підвищеної проникності в целіках, поетапним закриттям суміжних шахт, що, кінець кінцем, формує зональні пониження підземних вод;
- 2) водною міграцією, зокрема з поверхневих водоймищ і водотоков, поверхневим стоком з поверхні відвалів і фільтрацією шламових вод із ставків-відстійників, що приводить до утворення гідрохімічно схожих зон в межах декількох суміжних шахтних полів;
- 3) повітряною міграцією і осадженням твердих частинок і газів, що формують протяжні зони впливу окремих гірничодобувних підприємств із змінами в біосфері, і взаємним перекриттям цих зон;
- 4) технологічними зв'язками окремих елементів ГТС в межах гірничопромислового району, де розташовуються виробництва єдиного циклу (металургійні, хімічні і ін.), сполучені транспортною мережею і інфраструктурою.

2 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ СКЛАДОВИХ СТРУКТУРИ І БУДОВИ РАЙОНІВ ДОНБАСУ ЩОДО ЗАВДАНЬ БЕЗПЕКИ ТА ВИКОРИСТАННЯ МЕТАНУ ІШТУЧНОГО ГАЗУ У МЕЖАХ ВІДРОБЛЕНИХ ШАХТ

2.1 Узагальнення геологічних складових у формуванні геологічної динаміки Донбасу з корегуванням їх на основі геофізичних вимірів

Донецький басейн належить до числа найбільш досліджених регіонів. Але його геологічна природа, співвідношення з оточуючими структурами, особливо на південному сході, до цього часу не встановлені остаточно. Уявлення дослідників з цих питань суперечні та часто протилежні. Довгий час вважалось, що виникнення Доно-Дніпровського прогину в тілі Східноєвропейської платформи відбулось у середньому девоні. Найбільш давніми відкладами, що залягають на кристалічному фундаменті є середньо девонські. Разом з тим, ще у 50-х роках В.Г. Бондарчук висловив припущення про існування в історії Доно-Дніпровського прогину пізньокембрійського етапу та припускав наявність у його центральній частині відкладів рифею та низів палеозою. При допомозі сейсмічних зондувань, виконаних у 70-80 роках 20 сторіччя та на початку 21 сторіччя, у приосьовій частині прогину обмеженій крупними розломами фундаменту, нижче відкладів карбону виявлена 5-12 км товща порід, що залягає на консолідованому підґрунті. Думки дослідників щодо віку цієї товщі відрізняються. Одні відносять її в цілому до протерозою, другі до рифею та нижнього протерозою, треті у цілому до протерозою та нижньому палеозою. Виконаний нами аналіз палеогеографічних та палеотектонічних умов півдня Східно-Європейської платформи та суміжних регіонів призводить до висновку, що товща порід, що залягає у Доно-Дніпровському прогині між кристалічним фундаментом та верхньопалеозойськими породами, представляє собою переважно пізньопротерозойські вулканогенно-осадові

утворення (рифей, венд). Присутність у прогині нижньопалеозойських відкладів великої потужності маловірогідно, так як вони повністю відсутні на півдні Східно-Європейської платформи та навіть у таких прогинах, Рязано-Саратовський, Казансько-Кіровський та інш. Не викликає сумнівів, що Доно-Дніпровський прогин є структурою не середньо палеозойського, як вважалось раніше, а пізньопротерозойського закладення, що пройшов тривалу та складну історію розвитку. Найбільш вірогідною є наступна історія геологічного розвитку прогину. У середньому рифеї, аналогічно усім іншим грабенам Східно-Європейської платформи на місці майбутнього прогину у його при осьовій частині, вздовж крупних розломів земної кори, що обмежують у теперішній час з півночі та півдня 5-12-кілометрову товщу доверхньопалеозойських відкладів, виник вузький грабеноподібний прогин, ширина якого складала 50-60км, іноді до 90км. Максимальна глибина грабену наприкінці венду складала 10-12км. Структура, що виникла на цьому етапі розвитку у загальних рисах була подібною до інших грабеноподібних прогинів платформи, відрізняючись більшою глибиною занурення та більш інтенсивним магматизмом.

У ранньому протерозої геотектонічний режим грабеноподібних прогинів Східно-Європейської платформи різко змінюється. Занурення суттєво уповільнюється та змінюється здійсненням. Накопичення осадів майже припиняється. Найбільш вірогідно, що Доно-Дніпровський прогин у цьому відношенні не був виключенням. Якщо у ньому і мало місце ранньопалеозойське накопичення осадів, то воно, вірогідно, було незначним, а самі осади були повністю знищені під час тривалої перерви. Наприкінці середньо девонської епохи у прогині знову починають переважати занурювальні рухи, які до пізньовізейського часу мали платформний характер. Про це свідчить невелика інтенсивність та платформний тип формацій девону та нижнього карбону (лагунно-континентальні, трансгресивно-морські теригенні, платформні карбонатні, вулканогенно-осадові).

Починаючи з пізнього візею, розташована на півдні Турано-Скіфська геосинкліналь захоплює у геосинклінальний розвиток південні околиці Східно-Європейської платформи (південно-східне продовження Українського щита), у тому числі й південно-східну половину давнього грабену, що відповідає сучасним структурам – Донецькому басейну та Валу Карпинського. Активізуються занурювальні рухи і у південно-західній частині структури (Дніпровсько-Донецькій западині). У цей час відбувається утворення нових розломів у тілі платформи та суттєве розширення давнього прогину на північ та південь. У зв'язку з посиленням на північному заході здійснення Українського щита та проявленням часних інверсій всередині розташованої на півдні Турано-Скіфської геосинклінальної системи, область знесення протягом пізнього візе, середнього та пізнього карбону наближається до Доно-Дніпровського прогину. В цей час у прогині відбувається накопичення потужної паралічної вугленосної субформації, яка у південно-східному напрямку поступово переходить у морські сланцеві та теригенно-карбонатні формації Валу Карпинського.

Суммарна потужність кам'яновугільних відкладів у північно-східній половині басейну (приблизно до меридіану м. Краснодону) збільшується від бортів прогину до його приосівої частини. Максимальна потужність приурочена до району Головної антикліналі. У південно-східній половині басейну (від меридіану м. Краснодону до Цимлянського водосховища) потужність кам'яновугільних відкладень безупинно збільшується з півночі на південь. Максимальна потужність відкладень окремих світ зафіксована на південно-східному прогині у самого Персиановського розриву. Загальна потужність усіх трьох відділів карбону змогла досягнути тут 25 км. В теперішній час є можливість перевірити точність виконаних розрахунків, порівняв їх з даними глибиного сейсмічного зондування глибині залягання фундаменту прогину і докам'яновугільної товщі осадів (риффею, венду, девону). На профілю ХІУ ГСЗ Батайск-Мілютинська в районі Шахтинсько-Несветаєвської синкліналі фундамент басейну залягає на глибині 20 км.

Глибина пізньопротерозойського грабену, заповненого відкладеннями ріфею, венду і, приблизно, девону, складає 5 км. Таким чином, на товщу карбону, приходить 15 км. Загальна потужність трьох відділів карбону, згідно нашим розрахункам, складає тут до інверсії 21 км. Якщо вилучити із цієї величини потужність денудованої товщі (верхній відділ 4,5 км і світа C^7_2 – 1 км), то залишається 15,5 км. Ця цифра відповідає даним ГСЗ, що свідчить про достатньо високий рівень виконаних розрахунків і побудов. Враховуючи загальне занурювання прогину у схід-південь-східному напрямку, ми можемо чекати подальшого збільшення потужності кам'яновугільних відкладів до якогось відповідного розміру, котре, за нашими даними, відповідає 25-26 км.

Зміна літологічного складу порід карбону на площі Донецького басейну також підлягає відповідним закономірностям і в значній мірі зв'язано з характером розподілу потужності відкладень у регіоні. Основні зміни літологічного складу окремих світ середнього и верхнього карбону відбувається у південно-східному напрямку і до периферії басейну. У цих напрямках відмічається зменшення складу пісковиків і вугілля (коефіцієнтів загальної і промислової вугленосності), а також кількість вугільних пластів робочої потужності. Вміст вапняків знижується і у південно-східному напрямку. Загальна кількість вугільних пластів зменшується на північ у північно-західному напрямку.

Зменшення вмісту пісковиків у відкладах середнього і верхнього карбону на південно-східному басейні свідчить про те, що Ростовський блок Українського щита і в цей період не був джерелом знесення теригенного матеріалу, а також зазнав значне занурювання, і на його площі накопичувались осадові утворення.

Нами здійснено ув'язку потужності карбону з аналогічними утвореннями суміжних регіонів, яка показує, що Доно-Дніпровський прогин в кам'яновугільному періоді на більшій частині простягання не являв собою самостійну внутрішньоплатформену структуру. На південно-східній частині він зливається з краєвою зоною Турано-Скифської геосинклінальної системи.

Розглянуті вище особливості геологічного розвитку Донецького прогину свідчать про його геотектонічну неоднорідність. Аналіз показує, що площами з визначним геотектонічним режимом коливання руху відповідає відповідним генетичним і морфологічним типам тектонічних структур, ступінь метаморфізму вугілля і т.д. У Донецькому басейні це вперше відмітив О.З. Широков (1955-1958). Геотектонічна неоднорідність Донбасу обумовила його положення в загальній структурі великого і своєрідного Доно-Дніпровського (Великодонецького) прогину.

Виділення геотектонічних зон Донбасу зроблено за наступними основними ознаками: 1) глибина пізньопалеойзойського занурення; 2) потужності кам'яновугільних відкладів; 3) амплітуда підйому; 4) час формування тектонічних структур відносно накопичення вугленосної товщі; 5) ступеню впливу тектоніки на основні геологічні характеристики вугленосної формації; 6) генетичним і морфологічним типам складок і розривів; 7) характеру змінення амплітуд складок і розривів з глибиною; 8) кількості вугільних пластів; 9) метаморфізму вугілля. Кожна структурно-формаційна зона Донецького прогину відрізняється визначними ознаками. Їх набір відображає геотектонічні умови утворення і розвитку вугленосної формації. Надана повна геологічна характеристика кожної із зон басейну має не тільки теоретичне, але і практичне значення, так як відображає найбільш важливі питання обґрунтування геолого-технічних критеріїв вибору пріоритетних схем використання сировинного потенціалу басейну.

Виконані дослідження свідчать про велику роль глибинних структур і розломів у розвідці тектоніки вугленосних формацій і змінюванні основних геологічних параметрів на площі вугільних басейнів. Виділені нами структури осадового чохла Донецького басейну у цілому добре ув'язуються з даними ГСЗ з глибинною будовою регіону. Конкретні форми зв'язку окремих великих розривів вугленосної формації з глибинними розломами не завжди гранично виразні, однак їх залежність від останніх сумнівів не викликає.

За даними наших досліджень та за результатами ГСЗ, складена схема розломів кристалічного фундаменту Донбасу. Виділені на схемі розломи фундаменту відповідають приблизно трьом спареним системам: 1) $15-20^{\circ}$ і $280-290^{\circ}$; 2) $40-45^{\circ}$ і $310-315^{\circ}$; 3) $70-80^{\circ}$ і $330-340^{\circ}$. По всій імовірності, більшість з них представлена на поверхні кристалічного фундаменту Донецького басейну цілою системою приблизно однаково орієнтованих розривів. Ширина зон глибинних структур і розломів досягає перших десятків кілометрів. Глибинні структури і розломи зіграли велику роль у формуванні Донецького прогину, в значній мірі визначає його орієнтування, положення границь з суміжними геоструктурами, розташування і морфологію тектонічних форм вугленосної формації, а також закономірності змінення основних її геологічних параметрів на площі регіону.

Таким чином, розширення переліку ознак геотектонічних зон і поповнення його показниками, в котрих визначені важливі особливості геологічного розвитку окремих тектонічних структур і прогинів у цілому, дозволять виконувати районування глибоких вугленосних прогинів на більш надійній основі, враховуючи не тільки структурне, але і генетичне обґрунтування. Визначені відмінності у характері змінення окремих ознак геотектонічних зон (сумарних амплітуд здіймання, часу формування тектонічних структур внутрішніх зон і їх відображення в вугленосних формаціях) на площі вугленосних прогинів обумовлені особливостями геологічного розвитку регіону. Вони являються надійними критеріями для розчленування великої чисто морфологічної групи глибинних вугленосних прогинів на окремі генетичні підгрупи.

Більший вплив на осадові чохла глибинних вугільних басейнів справляли глибинні структури і розломи, котрі в значній ступені визначали орієнтацію вугленосних прогинів, положення їх границь зі суміжними геоструктурами і між окремими геотектонічними зонами у середині басейнів, орієнтировку і морфологію геотектонічних форм вугленосних

формацій, а також закономірності змінення її основних параметрів на площі регіону.

Важливим питанням геодинаміки Донецького басейну є змінення морфології складок і амплітуд розривів з глибиною залягання порід. Зупинимось спочатку на основних закономірностях змінення амплітуд різних генетичних типів розривів із стратиграфічною глибиною.

Характер змінення амплітуд розривів залежить від їх природи, часу, глибини закладення, а також в наступній історії розвитку. Регіональні прибортові скиди у період кам'яновугільного і ранньопермського осадонакопичення розвивались як прямі скиди. Амплітуди їх збільшувались зі стратиграфічною глибиною. На початку інверсії прогину їх значення досягає 100-300 м по підшві нижньої пермі і 640-1700 м по підшві нижнього карбону. Градієнти змінення амплітуд скидів в стратиграфічному розрізі були на рівні відносно різності потужності осадків на їх різноіменних крилах так, як різниця у потужності осадків для різних розривів коливається від 7 до 25%, тобто значення градієнтів змінення амплітуд конседиментаційних скидів з глибиною дорівнювало 7-25 м на 100 м товщі. Амплітуда реверсивних рухів, як показує виконаний нами розрахунок, по підшві нижнього карбону були приблизно рівні величинам конседиментаційних скидів. В результаті цього розрахункові (сучасні) амплітуди розривів по підшві нижнього карбону виявились майже повністю компенсованими. Так як амплітуди конседиментаційних зміщень зменшились до вищележачих стратиграфічних горизонтів з інтенсивністю від 7 до 25 м на 100 м товщі, а величина реверсивних переміщень по всій глибині розрізу карбону для кожного розриву були приблизно однаковими, то сучасні амплітуди підкидів зменшуються зі стратиграфічною глибиною. Їх градієнти рівні початковим значенням, тобто знаходяться в межах 7-25 м. Усі конседиментаційні скиди розвиваються із стратиграфічною глибиною їх амплітуда збільшується з інтенсивністю, відповідно зміненню потужності відкладів на різноіменних крилах розривів. Градієнти амплітуд кожного

конкретно взятого скиду дорівнюють перепаду потужностей відкладів карбону у зоні розриву, розрахованому на 100 метровий інтервал. У всіх конседиментаційних скидів відмічається пряма залежність між амплітудами зміщення і їх градієнтами. Наприклад, у основних скидів Південного Донбасу – Криворізько -Павлівського, Максимовського і Андрієвського амплітуди зміщення однакові відповідно 1050 м, 330 м і 240 м, а їх градієнт – 21,4 м, 9,4 м і 5,7 на 100 метрів занурення. Аналогічна картина спостерігається і у скидів Північного Донбасу. Так, наприклад, у Краснорецького скиду і у його Північно-Західній гілці середні амплітуди зміщення порядку 90 м, градієнти амплітуд дорівнюють відповідно 10,2 м, і 9,5 м на 100 м занурення. У Веселогоровського скида при величині зміщення 20-25 м градієнт амплітуди дорівнює всього лише 3,4 м на 100 метрів.

Характер змінення амплітуд постседиментаційних скидів і насувів не пов'язаних з розломами фундаменту, більш складний і залежить в основному від глибини їх заложення і денудації осадоної товщі карбону. Так, наприклад, підкиди Центрального поперечного підняття Донбасу, майже усі згасають з глибиною (Юскінський, Юскінський Захід, Юскінський Схід, Валентиновський Захід, Валентиновський Схід, Дарьєвський). Їх градієнти складають 1-4 м на 100 метрів занурювання. Лише по деяким дрібним розривам (Кленовський, Ровенський, Любовський Східний) помітного змінення амплітуд зміщення з глибиною не фіксується. Аналогічні дані приводяться іншими дослідниками по різних розривам цього типу на площі Східного Донбасу. У районах з меншою глибиною денудації осадоної товщі карбону скиди і підкиди периклінальних і центриклінальних частин складок, а також опірюючі розриви, як правило, мають невеликі амплітуди (до перших десятків метрів), котрі у більшості випадків також вгасають з глибиною. Розвиток дрібно і середньоамплітудних розривів обмежується звичайно, невеликими зміненнями амплітуд кожного окремо взятого скиду чи підкиду. Це залежить в першу ступінь від того, в якому місті його розкрили. Це ж, в свою чергу, визначається в основному глибинному

зароджені розриву. Незважаючи на те, що більшість скидів і підкидів цього типу згасають з глибиною, не виключна можливість зустрічі окремих нових розривів більш глибокого закладення.

Найбільш складним характером змінення амплітуд зміщення з глибиною відрізняються насуви. Виконані нами дослідження показали, що ці змінення цілком закономірні і визначаються в основному глибиною денудації осадоної товщі карбону і в меншій мірі положенням насувів відносно сучасних складчастих структур Донецького басейну. Відповідну роль в цьому зіграли також альпійські тектонічні зсуви, що обумовили додаткові переміщення по старим розривам і утворювання ряду нових насувів у північно-східній частині басейну.

В геолого-промислових районах з невеликою потужністю кам'яновугільних відкладів (від 5 до 10 км) та обмеженою сумарною величиною здіймальних при інверсії рухів прогину (через 5 км) і відповідно її незначною глибиною денудації осадоної товщі (Лисичанський, Алмазно-Мар'євський, Луганський, Краснодонський, західна частина, Донецько-Макєєвського і Червоноармійський вугленосні райони), амплітуди більшості насувів (як нормальне, так і динамічне) по мірі занурюючі від денної поверхні спочатку збільшується до визначної глибини, а потім згасають. Зв'язок між амплітудою і глибиною в цьому випадку має параболічний характер і є достатньо тісним. Коефіцієнти кореляції дорівнюють 0,70-0,99. Наприклад, нормальні і динамічні амплітуди Калинівського насуву в Алмазно-Мар'євському вугленосному районі збільшується на різних профілях по мірі занурювання у плоскості пересунення до 1500-2000 м. З цієї глибини амплітуди починається зменшуваатися приблизно з такою же інтенсивністю, як і раніше збільшення. На усіх трьох профілях залежність нормальних і динамічних амплітуд насуву від пониження у плоскості переміщення має параболічний характер. Коефіцієнти кореляції достатньо високі і складають 0,92-0,98. Усереднена залежність, розрахована по трьом профілям, менш тісна. Вид її залишається параболічним, але значення

коефіцієнтів кореляції знижується до 0,68 по нормальним амплітудам і 0,87 по динамічним. Це пояснюється зміненнями навчальної глибини згасання надвигів по простяганню. Цікаво відмітити, що більший зв'язок є між динамічними амплітудами розриву і менший у площі зміщувача.

Як відомо, нормальні амплітуди насувів у значній ступені залежать від величини двуграного кута, заключного між зміщувачем та напластуванням порід. При постійних динамічних (істиних) амплітудах зміщення цього кута викликає у відповідь зменшення чи збільшення відповідних амплітуд (нормальних). Так, наприклад, виполаживання з глибиною поверхні Селідовського насуву призводить до зменшення у цьому напрямку нормальних амплітуд зміщення. Залежність нормальних амплітуд цього насуву від величини занурення у плоскості зміщувача має цьому параболічний характер. Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,71, його надійність – 14,1. Залежність динамічних амплітуд Селідовського насуву від величини занурення у плоскості зміщувача менш тісна (коефіцієнт кореляції дорівнює 0,66, а його надійність – 5,7, залежність має прямолінійний характер. Динамічні амплітуди зміщення з глибиною не зменшуються, а продовжують збільшуватися. На цьому прикладі легко переконатися у користі дослідження як нормальних так и динамічних амплітуд насувів

Максимальним значенням початкової глибини згасання (1500-2000 м) характеризуються насуви склепінних частин антиклінальних структур. Розриви приосьових частин синкліналей відрізняються мінімальними початковими глибинами згасання (200-700 м). Деякі із них згасають безпосередньо на денній поверхні. Таке явище можливо пояснити різним віком розривних деформацій. Деякі насуви склепін антикліналей на північній частині басейна є, імовірно, утвореннями значно молодшими (можливо альпійськими), денудованими на незначну глибину і тими що мають біільш глибоке заложення у сучасному структурному плані району. Розриви при осьових синкліналей представляють є корінням герцинських розривів, які утворились у змитих склепіннях сусідніх антикліналей.

У районах що характеризуються підвищеною потужністю кам'яновугільних відкладень (більш 10 км) і значною глибиною денудації (Селезневський, Центральний, східна половина Донецько-Макєєвського та частково Краснодонського, а також усі вугленосні райони Східного Донбасу), насиви згасають безсередньо від денної поверхні. Такий характер змінення амплітуд насувів з глибиною можна пояснити тим, що усі насиви Донбасу, пов'язані з інтенсивними пізньогерцинськими тектонічними рухами, зароджувались на приблизно однаковій глибині, у результаті чого на площі вказаних вище районів у зв'язку із значною сумарною амплітудою здійснення (від 5 до 12 км), вони опинились змитими на велику глибину. Вивчені нами у тепершній час розриви у районах зі значною потужністю відкладів карбону, безперечно, є лише коріннями великих герцинських диз'юнктивів.

Максимальні значення амплітуд насувів притаманні до їх центральної частини, у зв'язку з чим повне згасання розривів на флангах відбувається на значно менших глибинах, чим на решті просягання. Це ж стосується і насувів глибинного формуння, котрі на флангах згасають, розпочинаючи безпосередньо від денної поверхні. У результаті цього розміру усіх надвигів по простиранню на глибині зменшуються.

Середні значення градієнтів нормальних і динамічних амплітуд насувів складають 1-10 м і 11-31 м на 100 метрів зменшення у площі зміщувача. Відмічається пряма залежність градієнтів амплітуд надвигів від величини зміщення. Форма залежності ступенева. Коефіцієнт кореляції для градієнтів динамічних і нормальних амплітуд дорівнює відповідно 0,58 і 0,47, при їх надійності 14,5 і 12,2.

Амплітуди насувів змінюються не тільки з глибиною, але і по простяганню зміщувачив. Нашими дослідними доведено можливість створювання математичних моделей характеру змінення амплітуд окремих насувів (і нормальних і динамічних) у площині розриву в залежності від основних факторів, що визначають змінення розміру зміщення з глибиною і

по простяганню: вертикальної глибини подсічення чи відстані у площині зміщувача від поверхні до точки підсічення, відстань від центральної частини розриву до вивчаємого профілю. Величини двугранного кута, заключного між поверхнею насува і площиною напластування порід.

Розглянемо як змінюються зі стратиграфічною глибиною амплітуди і кути залягання крил складачатих структур Донецького басейну. Найбільш суттєві змінення кутів падіння порід з стратиграфічною глибиною належить чекати на структурах, що почали формуватися у період кам'яновугільного осадконакопичення. При цьому вплив доінверсійного розвитку складок на змінення сучасних кутів падіння порід був подвійним. При прямому успадкуванні конседиментаційних форм постседиментаційними рухами одного знаку підсумковувались, і в результаті цього сучасні амплітуди і кути падіння порід на крилах складок збільшуються зі стратиграфічною глибиною. При зверненному успадкуванні регресивні переміщення повністю компенсували раніш збудовані вигини складчатої товщі. Внаслідок того, що амплітуди консидиментаційних вигинів збільшуються зі стратиграфічною глибиною, сучасні амплітуди складок, що розвивались шляхом зверненого наслідування зменшуються від молодих до більш давніх відкладів. Зменшуються і кути падіння порід на крилах структур. Інтенсивність змінення зі стратиграфічною глибиною амплітуд і кутів падіння порід для різних структур неоднакові і відповідає доінверсійному її значенню.

Петровський купол інтенсивніше інших структур розвивався в період кам'яновугільного і раньопермського осадконакопичення. Це відобразилось не тільки на характеру розподілу потужностей і літофацій відложень карбону на його площі, але і у сучасних кутах падіння порід різноманітних стратиграфічних горизонтів. Так, наприклад, різниця в кутах падіння вугільного пласта k_8 та вапняка N_1 в точках, розміщених по нормалі відносно один одного поблизу своду куполу дорівнює 3^0 . На крилах купола, котрі, як відмічались вище, в кам'яновугільний період в меншій мірі

підвергались складкоутворюючим процесам, різниця в кутах залягання цих стратиграфічних горизонтів біля 1° . Приведена до 1 км стратиграфічної глибини, ця різниця рівняється $4^{\circ}30'$ у своді купола і $1^{\circ}30'$ на більш глибоких горизонтах.

На північно-західній окраїні Головної антикліналі до кінця ранньопермського осадконакопичення різниця в заляганні підшви і кровлі нижнього відділу карбону, згідно нашим розрахункам, складала приблизно 12° , середнього – 8° , верхнього – 3° . Це відповідає збільшенню кутів падіння порід на крилах складки від 1 до 3° на 1 км стратиграфічної глибини.

На північному крилі Бахмутській улоговини різниця в заляганні порід підшви і покрівлі різних відділів карбону до початку інверсії вертикальних рухів дорівнювала, згідно нашим розрахункам, порядку 4° . На 1 км стратиграфічній глибині це складає приблизно 1° .

Інтенсивність збільшення кутів падіння порід зі стратиграфічною глибиною на південному крилі Кальміус-Торецької улоговини, як показують розрахунки, також не перевищують 1° .

Флексури Донецько-Макіївського вугленосного району після накопичення вугленосної товщі розвивались шляхом прямого (Ветківська, Чайкинська, Ясиновська) і зверненого (Калиновська) наслідування конседиментаційних вигинів осадочної товщі. Різниця в кутах падіння порід підшви і покрівлі різних відділів карбону до кінця ранньопермського осадконакопичення, по даним наших розрахунків, коливались від $5-7^{\circ}$ для Ветківської, Чайкинської і Калиновської флексур до $9-10^{\circ}$ для Ясиновської флексури. З рахунку на 1 км стратиграфічної глибини це складає від $2-3^{\circ}$ до $3-5^{\circ}$. Кути падіння порід на коліноутворюючих вигинах Ветківської і Чайкинської флексур зменшуються на $2-3^{\circ}$, Ясиновський на $2-3^{\circ}$ зі збільшенням стратиграфічної глибини на 1 км. По цим структурам можна розрахувати змінення амплітуди у вертикальному розрізі на 1 км глибини. Амплітуди Ветківської і Чайкинської флексур зменшуються зі

стратиграфічною глибиною на 80-90 м, Ясиновської – на 150-170 м, а Калиновської збільшується на 80-90 м.

Різниця в кутах падіння порід підшови і покровлі різних відділів карбону у зонах відображення розломів фундаменту Центрального поперечного підняття до кінця ранньопермського осадконакопичення не перевищувала $2-4^{\circ}$ для західного і центрального уступа і $4-7^{\circ}$ для східного уступа. На кожній кілометр стратиграфічної глибини це – відповідно менш 1° . Наприклад на цю величину можуть зменшитись кути падіння порід у Боково-Хрустальській і збільшиться у Должано-Садкінській синкліналях на кордоні Центрального поперечного підняття.

Брахискладки опущеного крила Криворізько-Павлівського скиду і Старобільсько-Милерівської монокліналі сформувувались у доінверсійний період розвитку басейну. Кути падіння порід на їх крилах збільшується не перевищує $20-30'$ на 1 км і тому ніякого практичного значення не мають.

Найбільш широкий розвиток у Донецькому басейні мають складки загального стиснення, що виникли внаслідок продольного вигину порід карбону при інверсії прогину. Величина стиснення у кожному конкретному випадку, згідно теоретичним уявленням визначалися сумарною амплітудою висхідних рухів. Оскільки шари усіх трьох відділів карбону у кожній заданій точці були підняті на одну й ту ж величину, то скорочення її площі у результаті загального під'єму можна рахувати приблизно однаковим. Отже, і стиснення вони зазнали приблизно однакове. Так як не можна припускати суттєве збільшення зі стратиграфічною глибиною інтенсивності інверсійного стиснення, то ніяких підстав немає очікувати помітного ускладнення в цьому напрямку морфології складок. Це підтверджується досвідом гірничих і геологорозвідувальних робіт. Помітне ускладнення складок у Донецькому басейні не встановлено.

Стосовно принасувних і прискидових складчатих структур, то найбільш інтенсивний їх розвиток може відбуватися лише на невеликій

глибині від денної поверхні де шари не зустрічають значного опору вище лежачої товщі. Такі складчаті структури з стратиграфічною глибиною швидко згасають.

2.2 Обґрунтування механізму впливу глибинної будови Донбасу на його сучасний сировинний потенціал

Основою сировинного потенціалу Донбасу традиційно вважаються запаси вугілля. Крім вугілля в останні роки як значна складова сировинного потенціалу розглядаються запаси метану у вугільних пластах та вміщуючи породах. Кількість та якість запасів як вугілля, так і газу залежить в першу чергу від стратиграфії, літології, тектоніки та ступеня метаморфізму.

Стратиграфія . Найстаршими за віком породами Донецького басейну є кристалічні породи докембрія. Вони представлені складно дислокованою товщею метаморфічних та магматичних порід, переважно гранітного ряду. На них з розмивом залягає товща осадових порід палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку.

Палеозойські осадові породи розпочинаються відкладами девонського віку. Вони виходять на поверхню тільки в його південно-західній частині. Середній відділ девону представлений теригенно-карбонатними відкладами. Верхній відділ девону представлений теригенно-вулканогенними відкладами та відкладами евапорітової формації. Потужність девону досягає 5 - 6 км. Переважають потужності десятки - сотні метрів.

Породи карбону залягають неузгоджено на породах девону або безпосередньо на докембрійських породах. Вони складаються безперервним розрізом трьох відділів карбону. Розпочинаються вони потужною суцільних вапняків (сотні метрів). Вище залягає потужна товща (від перших км, до 15 - 18 км теригенних відкладів. Це пісковики, алевроліти, аргіліти перешаровані тонкими пластами вугілля та вапняку. Кількість пластів вугілля більше 200, вапняку - до 300. У загальній потужності товщі складає доля кожного - 1 %.

Пісковики, в середньому, складають до 30 відсотків, а алевроліти й аргіліти до 70 відсотків. Для товщі карбону притаманна циклічність та чергування морських та континентальних відкладів. Карбон поділяється на три відділи, які поділяються на яруси та світи. У складі нижнього карбону три яруси - турнейський, візейський та серпуховський. Середній карбон 2 яруси - башкірський та московський. Верхній карбон - касимівський та гжельський яруси та картамишська світа.

Породи нижнього карбону мають потужність більше 3 км. Знизу це суцільні вапняки та доломіти (до 600 м). Вище це теригенна товща, переважно складена аргілітами й алевролітами (потужність від 0 до 2,5 км). Вугленосність розпочинається з верхньої частини візейського ярусу. Найбільш вугленосними є поклади світи С₃. Тут кількість пластів вугілля 60, багато з яких досягають робочих потужностей. Породи середнього карбону мають потужність до 8 км. Це теригенна товща аргілітів, алевролітів та пісковиків, першарована з пластами вугілля та вапняку. Загальна кількість вугільних пластів сягає до 183. З них до 50 досягають робочої потужності. Вапняки розвинуті більшою мірою на сході та півночі басейну. В західній та південнозахідній частинах їх потужність знижується. Породи верхнього карбону мають потужність до 3 км. Це теригенна пісчано-глиниста товща з прошарками вапняків та інколи вугілля. Вугленосність низька. Сумарна потужність свит карбону змінюється по площі басейну - збільшуючись від країв до центру басейну і в напрямку з північного заходу на південний схід.

Породи ранньопермського віку згідно залягають на породах верхнього карбону. Вони зустрічаються на межі Донбасу та Дніпровсько-Донецької западини. Представлені теригенними, теригенно-карбонатними та евапорітовими відкладами. Поділяються на 4 світи - верхню частину картамишської, никитовську, слав'янську та краматорську. Верхній девон представлено алевролітами та пісковиками. В підшві залягають конгломерати.

Породи нижнього тріасу представлені пісковиками та аргілітами. Вони незгідно залягають на палеозойських породах. Породи верхнього тріасу

теригенні, з шарами бурого вугілля. Незгідно залягають на породах нижнього тріасу. Розповсюджені тріасові відклади лише на західному, північно-західному та північному краях басейну. Юрські породи трансгресивно залягають на тріасових. Вони зустрінуті на південному та північному заході басейну та на його північному сході. Юрські відклади представлені трьома відділами й мають у складі як теригенні, так і карбонатні товщі. Породи крейдового віку складені пісковиками та глинами незгідно залягають на породах різного віку. Відклади палеогена розвинуті по площі всього басейну і сягають потужності 100 - 200 м. Відклади неогена розвинуті тільки по краях басейну. Четвертичні відклади розвинуті по всій площі басейну.

Вугленосність. У відкладах карбону зустрічається до 300 вугільних пластів. Найбільша вугленосність спостерігається для середнього карбону (світи C_2^3 , C_2^5 , C_2^6 та C_2^7 та світи C_2^4 на сході басейну). У них розташовано майже 90 відсотків всіх запасів вугілля. Для західної та південної частин Донбасу промислова вугленосність пов'язана з нижньокарбонівими відкладами (світа C_1^3). Загальна кількість пластів вугілля на території басейну закономірно зростає із зростанням потужності відкладів. Збільшується кількість пластів вугілля від периферії до центру прогина і в напрямку з північного заходу на південний схід. Потужність пластів вугілля від 0,55 до 1,2 м, в середньому 0,7 - 0,8 м.

Метаморфізм вугілля. Вугільні пласти Донбасу в різній мірі перетворені процесами вуглефікації. Головний вид метаморфізму в басейні - регіональний. Встановлено дві головні особливості зміни ступеня метаморфізму вугілля в Донецькому басейні. Це збільшення ступеня метаморфізму вугілля із зростанням стратиграфічної глибини його залягання та збільшення ступеня метаморфізму вугілля в кожному пласті від периферії до центру басейну і в напрямку з північного заходу на південний схід. На площі басейну спостерігається зональна зміна стадій метаморфізму вугілля від майже бурих до антрацитів.

3 РОЗРОБКА СХЕМ СУМІЩЕННЯ У ВИКОРИСТАННІ ТЕХНОГЕННОЇ ЕНЕРГІЇ, ЄМНІСНИХ І ЗАХИСНИХ СТРУКТУРОВИХ СКЛАДОВИХ ДОНБАСУ

3.1 Обґрунтування технологічних схем управління гідродинамічним режимом шахт, що затоплюються

3.1.1 Основні принципи формування технічних рішень по забезпеченню технічно і екологічно прийняттого режиму гідросфери при затопленні вугільних шахт

Вже відмічено, що найбільш гострою проблемою, що супроводжує реструктуризацію вугільної галузі, є проблема закриття шахт з їх подальшим затопленням. Аби знайти оптимальні шляхи її розв'язання необхідно чітко представляти структуру і взаємозв'язок складових цієї проблеми. По складу і ієрархії структурних співвідношень, на наш погляд, вона представляється в наступній послідовності:

- Протиріччя рівнів визначеності технічних рішень і об'єкту управління;
 - мінливість моделі реструктуризації;
 - нестійкість чинників макроекономіки;
 - відсутність балансових екологічних моделей регіону;
 - не чітко визначений рівень вірогідності гідрогеологічних прогнозів;
 - стохастична природа параметрів об'єкту, що прогнозується;
 - недостатня вивченість механізму затоплення шахт;
 - відсутність режиму моніторингу в межах шахтних полів і регіонової в цілому;
 - звужений регламент параметрів проектних рішень, що використовують відсталу нормативну базу;
 - відстала технічна база галузі;

- перебільшений вплив психологічних і політичних чинників на ухвалення рішень.

Необхідно визнати, що в умовах реальності, що склалася, слід шукати рішення, а не загострювати існуючі протиріччя. Для цього необхідно визначити круг завдань, які б знімали внутрішні протиріччя між чинниками проблеми і наближали її вирішення в цілому. Важливо відзначити також, що часова координата в цьому підході не завжди дозволяє надолужити прогаяне, а інколи вимагає ухвалення альтернативних рішень.

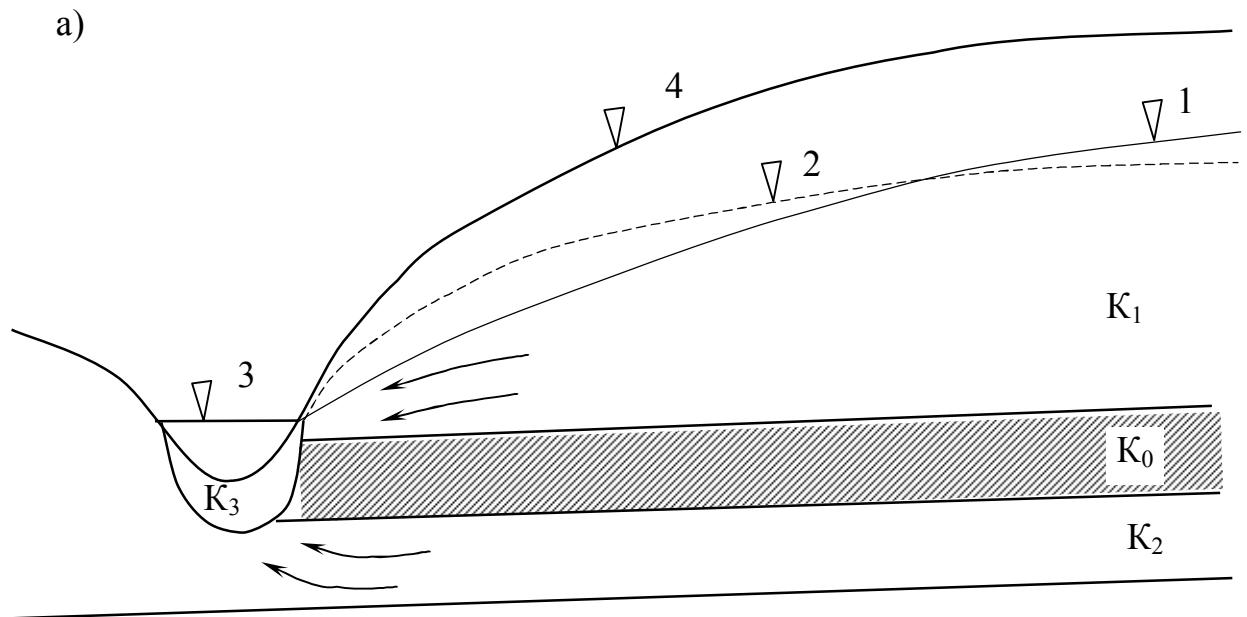
Критичний аналіз технічних рішень, що приймаються, по забезпеченню екологічної і технічної безпеки при закритті і затопленні шахт показав, що вони, в своїй більшості, тяжіють до будівництва і розширення потужних водовідливних комплексів на нижніх дренажних горизонтах працюючих шахт з метою організованого перепускання води, що передбачає проходку додаткових капітальних виробок для збійки шахт між собою. Гарантоване перепускання води через збійки можливе при їх належному обслуговуванні. З гірничої практики відомо, що з часом вони створюють фільтраційний опір у вигляді тимчасових перешкод у виробках. Наприклад, при обваленнях порід кривлі аварійний приплив води вже з більшою кінетичною енергією здатний затопити груповий водовідлив і призвести до подальшого неконтрольованого затоплення всіх шахт.

На практиці схема водорегулювання досить трудомістка і вимагає крупних капітальних вкладень. Ситуація ускладнюється ще і тим, що фактичні темпи будівництва водовідливних комплексів і проходки виробок в середньому в 3 рази нижче проектних.

З огляду на те, що в період реструктуризації вугільної промисловості України кількість вугільних шахт, що закриваються, постійно збільшуватиметься, а традиційні підходи до ухвалення технічних рішень на практиці показують свою неспроможність, в економічній ситуації, що склалася, доцільно розробляти прості і ефективні способи регулювання процесом затоплення, що не вимагають значних капітальних витрат.

На думку автора, стратегічною лінією, яка передує всій сукупності технічних рішень від окремої ділянки до регіону в цілому, є визначення кінцевої генеральної схеми самодренування території. Це означає, що всі інші технології управління режимом гідросфери повинні мати обґрунтований термін їх використання.

Виконані комплексні гідродинамічні дослідження режиму затоплення вугільно-породного масиву показали, що відновлення поверхні карбонової товщі відбувається в пружному режимі фільтрації. Тому затоплення шахтних полів не можливо прямо пов'язувати з підтопленням і затопленням територій населених пунктів і земельних угідь. Це підтверджує і масовий характер підтоплення на полях шахт, що діють. Процеси підтоплення викликані зміною складових регіонального режиму фільтрації ґрунтових вод в системі «вододіл - заплавно-руслова зона» (рис. 3.1).



$$K_2 > K_1 > K_3 > K_0$$

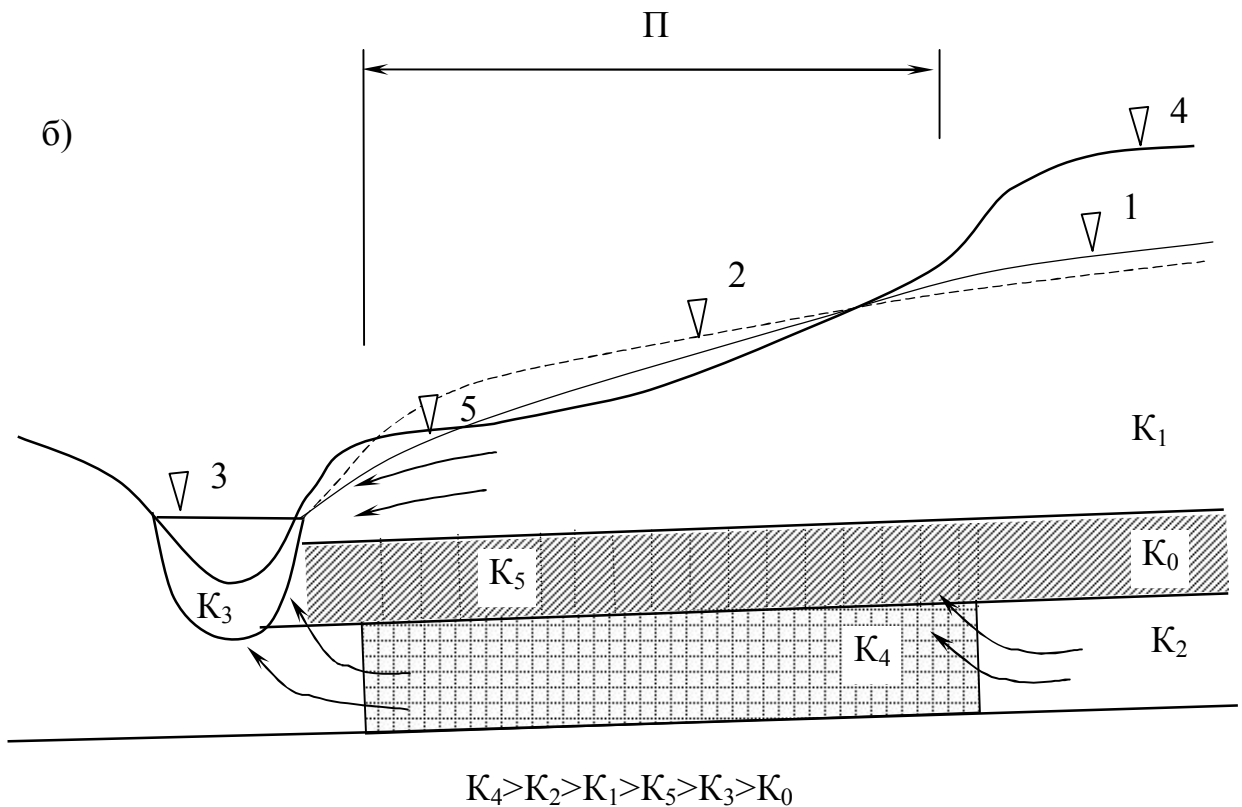


Рисунок 3.1 – Динаміка фільтрації перед проведенням гірничих робіт (а) і після затоплення шахти (б): 1-5 – відповідно рівні - підземних вод ґрунтового горизонту, теж напірного горизонту, поверхня землі не порушеною гірничими роботами, теж - з просіданням від гірничих робіт; K_0 - K_5 – відповідно коефіцієнти фільтрації водоупору, ґрунтового горизонту, напірного горизонту, руслових відкладень, зони гірничих робіт, зони водоупору зачепленою гірничими роботами; П- зона підтоплення.

Ці тенденції вже виявилися в Стаханівському і Краснодонському районах, а також підтверджуються приведеними результатами моделювання для Центрального району Донбасу. Виходячи з гідродинамічної схеми, в зоні “П” необхідно розташувати систематичний поверхневий дренаж, але слід звернути увагу на те, що в зоні зачепленою гірничими роботами є можливість підсилити його дію вертикальними буровими свердловинами з самовиливом води. Такі бурові свердловини найбільш ефективні при поєднанні їх стволів з магістральними виробками закритої шахти.

Згадані негативні наслідки пов'язані із зміною положення базису стоку, величина якого в Донбасі підвищилася на 4м. Скидання в поверхневі водотоки забруднених мінералізованих шахтних і побутових стічних вод привело до кольматації русел річок. Дослідження на річках Донбасу

(Кальміус, Калинова, Грузська, Лугань, Сіверський Донець, Велика Кам'янка і ін.) показали, що опір їх ложа еквівалентний збільшенню довжини фільтрації збільшився за останні роки з 272-350 до 580-1095м. До ряду причин підвищення рівня ґрунтових вод слід віднести збільшення загальної кількості атмосферних опадів, що випали, витоки з водонесучих комунікацій та ін.

Самовилив напірних вод можливий лише в знижених частинах рельєфу за гірничими виробками, що мають безпосередній вихід на денну поверхню. За апробованим вітчизняним і світовим досвідом технологіям необхідне затампонувати старі стволи, шурфи, збійки і технічні свердловини.

Звичайно, досягти оптимальності в розташуванні горизонтальних дрен дуже складно. Для цього необхідні детальні карти проникності водоносних горизонтів, які дренуються. Їх не можливо скласти в строк між початком затоплення шахти і підтопленням території. Спостереження за рівнями води з одночасним зворотним і прогностичним моделюванням надає можливість привести територію в режим самодренування найбільш оптимально з мінімальними витратами.

Слід зазначити, що структура проблеми затоплення шахт містить протиріччя між технічними можливостями і факторними перешкодами, які взагалі без належного до них відношення можуть не лише віддалити, але і ускладнити в майбутньому переведення території вуглевидобування в режим самодренування. На цьому необхідно зупинитися детальніше.

Найбільш ваговитою факторною перешкодою, яка знижує надійність технічних рішень, як вже наголошувалося, є не завжди визначений рівень достовірності гідрогеологічних прогнозів. Цьому є пояснення - природна ситуація внаслідок видобутку вугілля порушена. Найбільш невизначеними є параметри ціліків і збійок між шахтами, а як наслідок – гідродинамічні параметри, які контролюють перетікання води через них. Можливості моделювання і моніторингу, як це було показано, дозволяють поступово підвищувати точність прогнозів і контролювати процес затоплення шахт.

Дослідження і відомі підходи дають можливість формалізувати уявлення про визначення достовірності гідродинамічних параметрів у вигляді кордону однорідності (рис. 3.2), яка має фізичний сенс фільтраційного континууму.

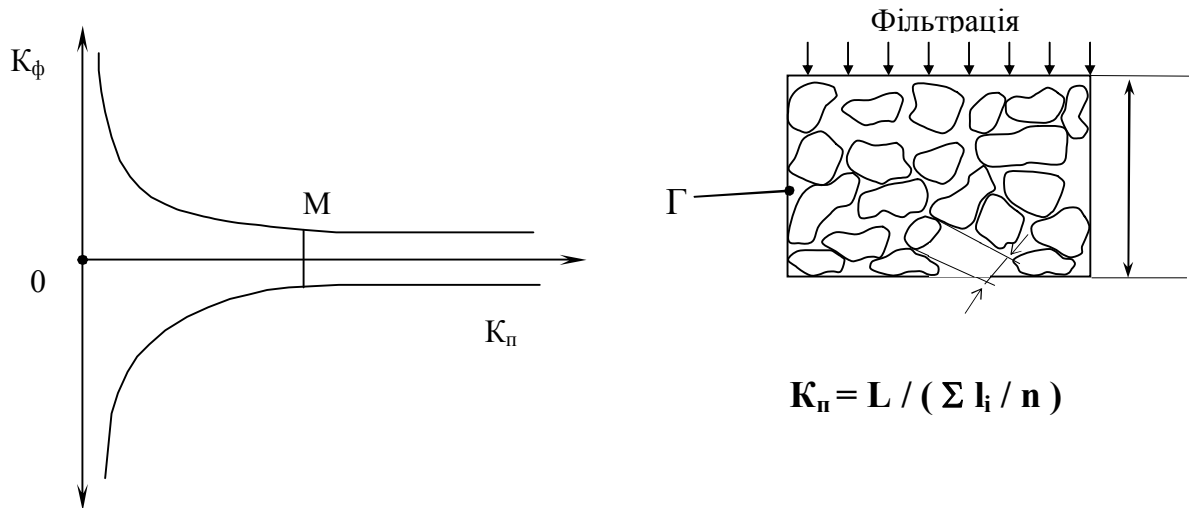


Рисунок 3.2 – До показника гідродинамічної однорідності (K_n): K_f – відхилення значення коефіцієнта фільтрації дискретної області (Γ) від середнього значення; M – границя гідродинамічної однорідності; L , l_i – розмір області і її окремих елементів з кількістю n

Вплив приведеної залежності і технічні рішення значною мірою пов'язані з можливостями устаткування для водовідливу.

При забезпеченні виробничої безпеки шахт, суміжних із затоплюваними, природно неможлива одночасна відмова від стаціонарних водовідливів. Їх проектні потужності можуть стати потрібними вже в перші місяці процесу затоплення, виходячи з того, що час вступу прогнозного припливу води визначається пружномісткими властивостями пласта. Але вживання стаціонарних водовідливних установок з жорсткими відмітками підтримки рівня відкачування води повинне мати обґрунтовані терміни і порядок їх використання.

На проміжному етапі найраціональніше обладнати шахту погрузними насосами для утворення гідродинамічних буферних зон, що мають підвищений фільтраційний опір. Шахта-буфер дозволяє зменшити гідродинамічне навантаження на працюючу шахту і забезпечує підтримку прийняттого екологічного фону. Приведемо, із цього приводу, деякі пояснення. Таблиця 3.1 пояснює гідродинамічну дію такої шахти.

За всіх умов $Q_1 > V_2 + (V_3 - Q_3)$. У керованому режимі погрузними насосами можна зменшувати V_2 , до тих пір, поки вистачатиме резерву водовідливу в шахті, яка працює.

Таблиця 3.1 – Схема дії буферної шахти*

Шахта, що працює	Буферна шахта	Шахта, що затоплюється
K_3 Q_3 V_3	K_2 Q_2 $\leftarrow V_2$	K_1 $\uparrow Q_1$ $\leftarrow V_1$
При роботі всіх шахт:	$K_1 > K_3 > K_2, Q_1 > Q_3 > Q_2$	
В разі затоплення:	$K_1 > K_3 > K_2, V_3 > V_2 > V_1$	

* $K_{1,2,3}$ – коефіцієнт фільтрації; $Q_{1,2,3}$ – величина водовідливу шахт; $V_{1,2,3}$ – величина водовідливу або перетікання при затопленні шахти; стрілка вказує напрям водовідливу, або перетікання.

При цьому, загальним правилом в технічних діях при затопленні має бути досягнення як можна вищих дренажних відміток водовідливів, не загрозливих підтопленням. Моніторинговий режим дозволить підвищити якість інформаційної бази, необхідної для достовірного прогнозування процесу. Одночасно проводиться модельне коректування сукупних схем водовідливу і дренажу. В цілому це послідовна дорога підвищення надійності технічних рішень з одночасним наближенням поля параметрів, які використовуються, до границі гідродинамічної однорідності.

З приведених обґрунтувань сформульована структурна схема технічних рішень по відновленню гідродинамічного режиму при закритті шахт, яка показує сучасні шляхи вирішення проблеми затоплення шахт.

●● Складання довгострокових прогнозів регіонального рівня на основі існуючої інформації;

- топографічна реконструкція колишнього ландшафту і його сучасного положення;

- реконструкція колишньої гідрогеологічної поверхні і встановлення зон підтоплення при закритті шахт методом моделювання;

- наповнення інформаційної бази і уточнення прогнозів;
 - проведення топологічної зйомки в шахтах перед їх затопленням;
 - здійснення гідродинамічного і геомеханічного моніторингу в шахтах, які затоплюються;
- ухвалення технічних рішень, які орієнтовані на режим самодренування територій;
 - групування водовідливу шахт на найвищих горизонтах, де у минулому це вже проводилося;
 - використання буферних шахт з регулюванням рівня відкачування з використанням погрузних насосів;
 - поєднання системи горизонтального і вертикального дренажу на основі моделювання фільтрації;
 - поступове переведення територій в режим самодренування з використанням показників гідродинамічної однорідності гірських масивів;
 - поєднання технічних рішень регулювання режимом затоплення з іншими технологіями;
- посилення організаційного рівня проектування;
 - ухвалення технічних рішень на тендерній основі;
 - експертиза проектів в науково-технічних центрах.

3.1.2 Обґрунтування рішень по регулюванню гідродинамічного режиму шахтних полів

Результати науково-практичних обґрунтувань показують, що чисто технічні і економічні аспекти по прийняттю варіантів закриття шахт не домінують при розгляді питань гідробезпеки. Цей термін є новим і, на наш погляд, добре відображає проблему у вигляді питання: «Коли і в якій кількості слід чекати додатковий водоприплив в працюючій шахті, а також яким рівням затоплення це відповідає?». До теперішнього часу гарантовані оцінки можливі далеко не завжди, відстала так само нормативна основа їх

використання. У цій ситуації, узагальнюючи виконану роботу, типізуються схеми технічних рішень, які покладені в основу конкретних проектів по шахтах ЦРД.

Технологічна схема базових шахт

Управління водоприпливами здійснюється шляхом перепускання води шахт через збійки в базові шахти.

Перевагою даної схеми є стабільна підтримка гідродинамічної і гідрохімічної обстановки, що склалася, в регіоні без її погіршення під впливом затоплення шахт. За рахунок вкладення додаткових коштів екологічна обстановка може бути оздоровлена при вживанні технологій водоочистки і дренажних схем на поверхні, де в даний час сформувалися зони підтоплення техногенними джерелами.

При вибутті суміжних з базовими шахт поступово знижуватиметься загальна забрудненість відкачуваних шахтних вод.

Кількість базових шахт у міру відробітку суміжних, може бути понижено в два рази, проте це вимагає реконструкції їх водовідливів із закладанням додаткових потужностей.

До недоліків цієї технологічної схеми слід віднести наступне:

- реконструкція водовідливів базових шахт вимагає автоматичного збільшення їх потужності на величину додаткового перетікання з суміжних шахт;
- сумарні енерговитрати на водовідлив відповідають максимально досягнутому рівню протягом всього періоду роботи базових шахт;
- затоплення шахтних полів здійснюється в некерованому режимі при відключенні водовідливів базових шахт або для управління буде потрібно додаткові потужності по відкачуванню води на верхніх горизонтах, причому міра достовірності при прогнозуванні проектного рівня відкачування не буде збільшена порівняно з вже існуючою інформаційною базою.

Технологічна схема плавною, екологічно щадною синхронізації гірничих робіт і затоплення шахт.

Ця схема передбачає відключення водовідливу шахти (або групи), що закривається, яка граничить (граничать) з працюючою шахтою через шахту-буфер. Остання виконує функцію гасителя гідродинамічних ударів, зон підвищеної обводненості, а також виконує роль екологічного регулювальника шляхом підтримки необхідного рівневого режиму. В цьому випадку вірогідність проривів води визначається множенням вірогідності для двох шахт, що у результаті знижує міру ризику. Шахта-буфер оснащується водовідливом без жорсткої прив'язки до горизонту відкачування (наприклад, шляхом вживання погрузних насосів).

Основними перевагами даної технологічної схеми є:

- зниження на 30 - 40% додаткової потужності водовідливів працюючих шахт, що реконструюються, порівняно з варіантами перепускання води шахт, що закриваються, через збійки;

- плавне зниження енерговитрат на водовідлив по регіону в цілому із залишковою загальною потужністю водовідливу до 1500 м³/год на остаточний етап перекладу гідродинамічного розвантаження шахт в природну систему дренажу (в даний час відкачується до 8500 м³/год шахтних вод);

- можливість розподілу енергоспоживання на водовідлив в менш навантажені періоди системи енергозабезпечення;

- використання водовідливів буферних шахт як екологічний регулювальник для запобігання підтопленню, виходу мінералізованих вод на поверхню, різкій активізації осідань земної поверхні, аварійним виходам метану на поверхню.

Недоліком розглянутої технологічної схеми є неповна технічна апробація окремих елементів системи водовідливу без жорсткої конструктивної прив'язки до горизонту відкачування. Проте, зважаючи на планомірність виходу шахт, що передбачається, з експлуатації, цей недолік не має принципових технічних перешкод для його усунення.

Технічні рекомендації по здійсненню етапів закриття шахт ЦРД.

Використовуючи виконані в роботі розробки, намічена і реалізується в проектах певна послідовність по здійсненню технології управління гідродинамічним режимом при закритті шахт в ЦРД.

У період до 2005 року виробляється детальна фрагментація модельних розрахунків, проектування і підготовка технології затоплення шахт “Червоний Жовтень” і “Юнком” до гор.440 - 475 м. Шахта “Червоний Профінтерн” розглядається і готується як шахта-буфер.

Шахта “Червоний Жовтень” на 2003 р. функціонує в режимі шахти – буфера, що намічене продовжити до періоду введення потужностей по водовідливу шахти “Червоний Профінтерн”. Після чого фільтраційне перетікання здійснюється на рівні гір. 607м. В цьому випадку найлогічніше підготувати обґрунтування до затоплення шахти “Юнком”, де питання гідробезпеки є другорядними, а первинною є оцінка екологічної безпеки об'єкту «Кліваж». Є всі передумови на користь затоплення шахти “Юнком”, розгляд яких слід опустити зважаючи на детальне дослідження даного питання, що проводиться окремо.

Виходячи з цього, моніторингове затоплення шахт “Червоний Жовтень” і “Юнком” в найбільшій мірі відповідають забезпеченню гідробезпеки шахти ім. Карла Маркса при найменшій витратності підтримки водовідливів і збереженню рівневого режиму без додаткового підтоплення.

Шахти ім. Ізотова і ім. Гагаріна визначені моделюванням по їх положенню в гідродинамічному балансі регіону, як депресивний бар'єр, який вимагає підтримки у водовідливному режимі. При цьому в моніторинговому режимі встановлюються параметри ш. Артема в двох можливих варіантах – «шахта-буфер» або теж із затопленням простору і точною оцінкою рівня гідробезпеки. Це завдання вимагає детальної фрагментації прогнозів, що і заплановане на 2004 рік.

Шахти «Кочегарня» і «Кондратьєвка» оцінені як буферні без додаткових водовідливів. Причому в режимі моніторингу контролюється оцінка гідробезпеки при використанні шахтного поля, як фільтраційного бар'єру (ш. «Кондратьєвка»), а також режим самотечного гідравлічного перепускання на заданому рівні (ш. «Кочегарня»).

Шахти №3 і №4 ш/у «Александровське» виконують функції аналогічні шахті «Кондратьєвка», але в істотно відмінних гідрогеомеханічних умовах. Загальна спрямованість рішень по ЦРД в цілому вирішує задачу плавного, рівномірного за площею переведення 20% складовій шахтного водовідливу в режим самотечного

дренування. На цьому етапі рівень інформаційного забезпечення завдань з гідробезпеки підвищуватиметься до гарантованого її забезпечення в прогнозах і технічних рішеннях, які дозволять на наступному етапі перевести до 60-70% водообміну в регіоні на самодренування. У цей період детально фрагментується на моделях розташування і режим введення систем поєднаного самотечного дренажу на поверхні і по магістральних напрямках.

Отже слід відзначити, що технічні рішення з управління гідродинамічним режимом затоплення базуються на врахуванні геотехнічної і природної структури шахтних полів і орієнтовані на перспективу переходу території в режим самодренування.

Найбільш оптимальна схема по забезпеченню технічно ефективного і екологічно прийняттого режиму затоплення гідродинамічно зв'язаних шахт здійснюється за допомогою шахти-буфера, яка дозволяє зменшити фільтраційне навантаження на працюючу шахту, понизивши при цьому капітальні витрати на реконструкцію водовідливів останньою, і досягти максимальних відміток затоплення, з одночасною можливістю підвищення кількості і якості існуючої інформаційної бази для прогнозування гідродинамічних процесів. Така схема водорегулювання дозволяє понизити капітальні витрати на реконструкцію стаціонарних водовідливів, зменшивши тим самим тривалість утримання шахти, що закривається. Скорочення часу ліквідаційних робіт на 1 місяць дозволяє отримати економію коштів більше 1 млн. гривень.

Процеси підтоплення і затоплення територій населених пунктів і земельних угідь, що відзначаються, не пов'язані прямо з процесом відновлення рівневої поверхні вуглепорідної товщі при затопленні шахт, оскільки останній здійснюється в умовах пружного режиму фільтрації.

Розроблені науково-методичні підходи прогнозування гідродинамічної обстановки в межах затоплюваних шахтних полів. Вплив пружноємкості води і водовміщуючих порід в процесі затоплення шахтних полів в найбільшій мірі може бути врахований при детальній схематизації зон відпрацьованих

вугільних пластів і що розділяють їх слабопроникних товщ аргіліто-алевролітових.

Розроблені технологічні підходи до управління гідродинамічним режимом затоплення шахт, які базуються на врахуванні фільтраційних опорів масиву гірських порід і наближають перспективу переходу території в режим самодренування. Затоплення гідродинамічно зв'язаних шахт за допомогою шахти-буфера найраціональніше з точки зору економічної доцільності, технічної безпеки і екологічної прийнятності.

3.2 Використання підземного простору відпрацьованих шахт для підземних гідроелектростанцій як енергетичних та екологічних регуляторів

3.2.1 Технічні особливості гідроакumuлюючих електростанцій

Відомо, що вирівнювання (ущільнення) графіка електричного навантаження є надзвичайно важливою проблемою, вирішення якої створить умови стійкої роботи АЕС і ТЕС.

Ущільнення графіка навантаження дає можливість енергосистемі понизити капітальні витрати, необхідні для забезпечення споживачів кількістю електроенергії, що вимагається: понизити питому витрату палива на виробництво 1 кВт·год. і вимоги до маневреності енергетичного устаткування, підвищити фондovіддачу галузі, понизити фондомісткість виробництва електроенергії, поліпшити умови експлуатації, знизити шкідливі викиди при виробництві електроенергії та вартість виробництва 1 кВт·год. електроенергії.

Покриття змінної частини добових графіків навантаження, особливо їх піків, коли за короткі проміжки часу (десятки хвилин і хвилини) відбуваються різкі зміни режиму електроспоживання, є не тільки технічно складною задачею, але й викликає значне збільшення витрат в енергосистемі.

Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) – маневрені енергетичні установки, що накопичують вночі надмірну енергію малорегулюємих атомних і потужних теплових електростанцій і витрачають її в години максимального електроспоживання.

ГАЕС складається з наступних основних споруд:

- верхній акумулюючий басейн;
- будівля ГАЕС зі встановленими в ньому насосами–турбінами і двигунами–генераторами;
- водоводи, що підводять і відводять, які подають воду до агрегатів від акумулюючих басейнів;
- нижній акумулюючий басейн.

Принцип роботи ГАЕС наступний: накопичений у верхньому басейні корисний об'єм води по водоводах подається до агрегатів, виробляючих при цьому електроенергію. Минула через агрегати вода збирається у нижньому акумулюючому басейні. В подальшому вода з нижнього басейну закачується у верхній басейн і акумулюється у ньому. При цьому електроенергія споживається з системи.

ГАЕС можуть ефективно брати участь в покритті різних зон змінної частини графіка електричного навантаження. Пікові ГАЕС працюють у генераторному режимі 4–6 годин на добу, напівпікові – до 12–14 годин. В нічний час, в години провалу графіка навантаження (близько 7 годин на добу) ГАЕС діють у насосному режимі.

Завдяки великій маневреності ГАЕС оперативно реагують на будь-які зміни в енергетичній системі, на включення і відключення різних споживачів електроенергії. Аналіз роботи ГАЕС за рубежом показує, що агрегати включаються у роботу в турбінному або насосному режимі до 20–30 разів на добу.

Потреба в гідроакумулюючих електростанціях різко відчувається в Україні. Тут були введені в експлуатацію потужні ТЕС і АЕС з потужністю енергоблоків 800–1000 МВт, що володіють обмеженими маневреними

можливостями. Це викликає необхідність створення маневрених потужностей в Україні.

Показником можливості зміни потужності агрегатів електростанцій служить так званий технічний мінімум навантаження K_{tex} – відношення якнайменшої допустимої потужності до встановленої. Значення K_{tex} для різних видів електростанцій наведені у табл.3.2, звідки витікає, що по цьому показнику ГЕС і ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ, АЕС і ГТУ.

Таблиця 3.2 – Режимні значення показників різних електростанцій

Електростанції	Технічний мінімум навантаження, K_{tex}	Час набору повної потужності з "холодного" стану, хв.
Атомні	0,85	390–660
Теплоелектроцентралі	0,8	90–180
Паротурбінні конденсаційні	0,7	90–180
Газотурбінні	0	15–30
Гідравлічні	0	1–2

Слід зазначити, що в Україні сумарна встановлена потужність теплових і атомних станцій перевищує, і досить значно, мінімальну потужність, потрібну вночі, у зв'язку з чим виникає проблема заповнення провалу графіка добового навантаження.

Різниця відміток верхнього і нижнього басейнів визначає значення статичного напору H_{cm} , який в процесі роботи ГАЕС змінюється відповідно наповненню і спорожненню кожного з басейнів. Коливання рівнів в басейнах побудованих ГАЕС досягають 10–30 м.

При роботі в турбінному режимі напір на гідромашині менше статичного за рахунок гідравлічних втрат у водоводах:

$$H_m = H_{cm} - h_{вт.м.}$$

При роботі в насосному режимі напір, що розвивається, більше статичного за рахунок гідравлічних втрат при зворотному русі води у водоводах:

$$H_n = H_{cm} + h_{вт.н.}$$

Коефіцієнт корисної дії водоводів при роботі ГАЕС в турбінному режимі:

$$\eta_{ât \ddot{a} . \dot{o}} = \frac{\dot{I} \dot{o}}{\dot{I} \ddot{n} \dot{o}} = \frac{\dot{I} \ddot{n} \dot{o} - h_{â \dot{o} . \dot{o}}}{\dot{I} \ddot{n} \dot{o}} = 1 - \frac{h_{â \dot{o} . \dot{o}}}{\dot{I} \ddot{n} \dot{o}}; \quad (3.1)$$

у насосному режимі:

$$\eta_{ât \ddot{a} . \dot{i}} = \frac{\dot{I} \ddot{n} \dot{o}}{\dot{I} \dot{i}} = \frac{\dot{I} \ddot{n} \dot{o}}{\dot{I} \ddot{n} \dot{o} + h_{â \dot{o} . \dot{i}}}. \quad (3.2)$$

Таким чином, відношення напорів турбінного і насосного режимів (при однаковому H_{cm}) складає:

$$H_m / H_n = h_{вт.м.} / h_{вт.н.}$$

Сучасні ГАЕС мають статичні напори в діапазоні 30–1770 м. Значення ККД водоводів залежить від довжини, площі поперечного перетину, місцевих опорів і складає від 0,98 в ГАЕС типу греблі до 0,9–0,85 у дериваційних. Помітимо, що $h_{вт.м.} \neq h_{вт.н.}$ через різні значення гідравлічних втрат напорів при русі води в прямому і зворотному напрямках турбінної і насосної витрат.

Коефіцієнт корисної віддачі ГАЕС є добутком відношення енергії E_m , виробленій у турбінному режимі, до енергії E_n , відібраній з енергосистеми в

насосному режимі (за умови рівності об'ємів води, поданої у верхній басейн, і спрацьованій з нього), і відношення статичних напорів турбінного $H_{ст.т}$ і насосного $H_{ст.н}$ режимів:

$$\eta_{e.a} = \frac{A_o \dot{I} \dot{n} \dot{o} \cdot \dot{o}}{A_i \dot{I} \dot{n} \dot{o} \cdot i} \quad (3.3)$$

Слід зазначити, що в схемі ГАЕС з неповною висотою підкачки $H_{ст.т} > H_{ст.н}$, у зв'язку з чим і $\eta_{к.в}$ може бути більше одиниці. Це вказує на ефективність даної схеми.

3.2.2 Гідрогеологічне й екологічне обґрунтування ПГЕС

Порушення природного режиму підземних вод виникають на самому початку будівництва шахти - при проходці стовбурів. Припливи у стовбури частіше частіше не перевищують $20 \text{ м}^3/\text{год}$, у період проходки, а потім - приглушуються кріпленням і тампонажем до нормативних (сумарно не більше $8 \text{ м}^3/\text{год}$). Тому гідродинамічна депресія в пристовбурній зоні активно формується при обладнанні біля пристовбурних дворів і проходці квершлагів. Найбільш інтенсивно дренують воду тектонічні порушення, причому в первісній фазі поглинання статичних запасів водопритоки можуть досягати 200 і більше $\text{м}^3/\text{год}$, але потім загасають до залишкових ($10\text{-}20 \text{ м}^3/\text{год}$), що забезпечуються динамічними запасами підземних вод.

Найбільш активно дренуються підземні води над очисними виробками, де гідравлічний контакт формується вертикальними тріщинами і тріщинами розшарування на висоту, кратну 35 виїмковим потужностям вугільних шарів з нелінійним загасанням проникності від шару нагору. Найбільша водопроникність тріщин обвалення і максимальне зниження рівнів відмічається на початку після посадки основної покрівлі в лавах. У водоносних горизонтах, вилучених від покрівлі вугільних шарів, що відпрацьовуються, спостерігається помітно менше зниження рівнів, а за

межами зон обвалення рівні знижуються за рахунок фільтраційного транзиту води до порушеної зони.

Надалі відбувається задавлення тріщин, і рівні відновлюються до відміток загальшахтної гідравлічної депресії, що підтримується водовідливом. Найбільш низькі фільтраційні опори формуються по контуру, що збігається з підготовчими виробками. Навіть при їхньому погашенні вони визначають границі дренажного контуру шахти, що збігаються з технічними границями відпрацьовування. Ці дані мають загальний характер для шахт Донбасу і добре підтверджуються гідрогеологічним зніманням шахтних полів. Збіжки між шахтними полями можуть об'єднати їхні дренажні контури в одну гідродинамічну мережу.

З розглянутих вище особливостей геолого-гідрогеологічної будови Донбасу і технічної ідеї створення ПГЕС у шахтах просліджується два можливих варіанти.

Перший - створення гідравлічної ізольованої мережі виробок акумуляторів води на заданій глибині. Очевидно, що підтримку рівневого режиму за межами ПГЕС необхідно здійснювати автономним водовідливом чи здійснити затоплення породного масиву при ліквідації водовідливу. Другий - виробки-гідроакумулятори в системі ПГЕС фільтраційно з'єднані з дренажною мережею шахти за допомогою фільтруючих перемичок. Це забезпечує технічну стерильність ПГЕС і одночасно включає в гідродинамічну схему її роботи навколишній породний масив. На рис. 3.3 представлені основні елементи гідродинамічної схеми в межах суміжних шахтних полів із включенням ПГЕС за другим варіантом.

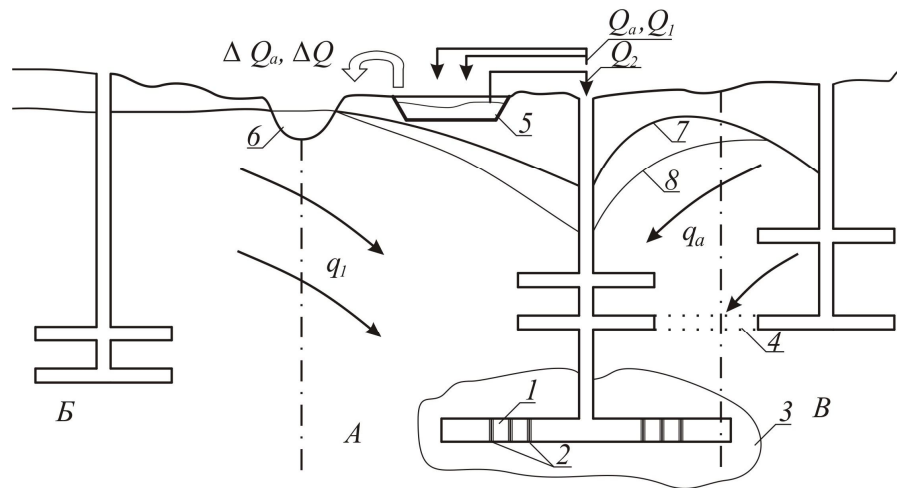


Рисунок 3.3 – Гідродинамічна схема роботи ПГЕС:

A шахта ПГЕС, *Б* - затоплена шахта; *В* - працююча шахта; Q_1 , Q_2 , Q_a добові витрати води при роботі ПГЕС у звичайному режимі й аварійному (Q_a) при підтопленні працюючої шахти *В*; ΔQ , ΔQ_a - те ж, при скиданні залишкових витрат; q_1 , q_a ~ перетік підземних вод у відповідних нормальному й аварійному режимах; 1 - виробки — акумулятори води ПГЕС; 2 - фільтруючі перемички; 3 - зона гідродинамічного впливу при роботі ПГЕС на водовідлив; 4 ~ збійка; 5 ~ накопичувач води; 6 - поверхневий водотік; 7,8 – рівень підземних вод відповідно при нормальному й аварійному режимах роботи ПГЕС.

Розглянемо ряд особливостей можливого застосування ПГЕС як регулятора рівневого режиму при затопленні шахт і регулятора водовідливу шахти, суміжної з затоплюваною. Ці завдання неминуче виникають при закритті шахт у зв'язку з тим, що гірничими підробітками видозмінений первісний (природний) ландшафт, а отже, і його роль у природній дренажній мережі, водно-сольовому обміні проникного масиву між суміжними шахтами.

Аналіз фактичних даних свідчить про значне розходження у швидкості затоплення шахт у порівнянні з очікуваним заповненням щільності гірського масиву. Режим затоплення ділянок, зв'язаних збійками шахт був складним. Нижні горизонти затоплювалися майже ізольовано, а потім відбувався перетік через збійки, а також прогресувала фільтрація через цілини. Швидкість затоплення шахт коливалася від декількох сантиметрів до 1,8 м/доб. Рівневий режим затоплення помітно реагував на періоди інтенсифікації атмосферних опадів. Вода, що надходила з затоплених шахт,

мала, як правило, більш високу мінералізацію в порівнянні з відкачуваною до затоплення (іноді в 4-5 разів).

Таким чином, у гідравлічній схемі "шахта-ПГЕС" просліджується необхідність включення її в роботу як екологічного регулятора рівневого режиму затоплюваних шахт, а також і водовідливного буфера, що перешкоджає аварійному затопленню суміжних шахт (чи і цілеспрямовано підтримує водовідливні потужності шахт у стадії їхньої сухої консервації). Гідродинамічна схема на рис. 1 не містить технічних і гідродинамічних протиріч, що можуть бути перешкодою в здійсненні цього напрямку.

3.2.3 Моделювання режиму роботи ПГЕС

Розглянута гідродинамічна схема використання шахти для ПГЕС є варіантом неоднорідного геологічного середовища, що дронується стоковими поверхнями виробок, що виконують одночасно функцію накопичувачів води, які використовувалася у фазі роботи ПГЕС. Додаткові фактори просторової і тимчасової неоднорідностей обумовлені зміною режимів акумулювання і відкачки в добовому і річному циклах, а також концентрацією фільтраційного зв'язку виробок з гідродинамічно неоднорідним масивом порід. Крім уже зазначених складностей при схематизації аналітичної розрахункової схеми, ці фактори визначають вибір чисельного варіанта гідродинамічних розрахунків роботи гірського масиву разом із ПГЕС.

Як об'єкт для побудови моделі на етапі оцінних розрахунків, якими необхідно підтвердити принципову можливість функціонування ПГЕС, може бути використана будь-яка шахта ЦРД. У нашому розпорядженні є гідрогеологічна інформація про всі шахти, тому зупинимося на варіанті з достатньою щільністю масивів даних, до яких належить шахта ім. Артема. Зазначимо одночасно, що принципових труднощів у реалізації моделі будь-яка інша шахта (чи група шахт) не має.

Аналіз карти гідроізогіпс кам'яновугільного водоносного горизонту на полі шахти ім. Артема і суміжних шахт визначає наявність слабкопроникної зони між верхньою і нижньою продуктивними товщами карбону. Це дозволяє приймати для розрахунків тришарову геофільтраційну схему, два шари з якої розглядаються як водоносні горизонти, а третій - як слабопроникна поділяюча зона.

Верхня водомістка товща безнапірна, підосва її прийнята на відмітці (- 150 м). Нижня водомістка товща напірна. Абсолютні відмітки її покрівлі складають (- 300 м), підосви (- 1000 м). Потужність поділяючого шару (зони) 150 м.

Зовнішні границі: на півночі досліджуваної території (у склепінні антиклинарія) задається гранична умова II роду, що характеризує живлення водоносних горизонтів. Величина цього живлення, виходячи з карти гідроізогіпс, оцінюється величинами 1000-2000 м³/доб. На південно-заході - гранична умова III роду, що відбиває гідродинамічний взаємозв'язок між водоносними горизонтами, що моделюються, та ріками Кривий Торець і Залізна. На заході і сході досліджуваної території задається гранична умова II роду з величиною витрати потоку, що дорівнює нулю, чим забезпечується гідродинамічна ізолюваність досліджуваної території за даною границею, що очевидно проглядається з регіональних даних.

Внутрішні границі задаються в нижній водомісткій товщі карбону в межах шахтних полів у вигляді граничної умови I роду з величиною гідродинамічного напору, що дорівнює абсолютній дренажній відмітці робочих горизонтів суміжних шахт, а для оцінюваної шахти (ім. Артема) поперемінно в режимі роботи ПГЕС задаються напори на сполученнях виробок.

Зворотна задача полягає в уточненні фільтраційних параметрів водоносних горизонтів (водопровідність, водовіддача) і поділяючої товщі (параметр перетоку) шляхом досягнення збіжності модельних і фактичних

водопритоків за десятирічний період (1985 — 1995 р.), а також збігу розподілу абсолютних відміток рівнів підземних вод верхньої водомісткої товщі, що відповідають карті гідроізогіпс.

Рішення зворотних і прямих задач за наведеним алгоритмом проводилось для вивчення динаміки рівнів і водопритоків на стадіях ідентифікаційних досліджень, а також при прогнозуванні режиму роботи ПГЕС і затопленні шахти ім. Артема.

Ідентифікація моделі і фактичного поведіння гірських порід у різних режимах фільтрації досягається завданням на моделі масивів вхідних даних, що дозволяють одержати розрахункові водопритокі, близькі до фактичних (обмірюваним раніше на об'єкті).

У нашому розпорядженні є дані на глибину 10 років за шахтами, що враховувалися у фільтраційній області моделі як взаємодіючі (шахти ім. Артема, «Північна», «Південна», ім. Дзержинського, ім. Гагаріна).

Відхилення модельних водопритоків протягом епігнозного періоду моделювання не перевищує 16 %, складаючи в середньому 10 %. Абсолютна величина погрішності між модельними і фактичними водопритокіми складає 20 — 50 м³/доб.

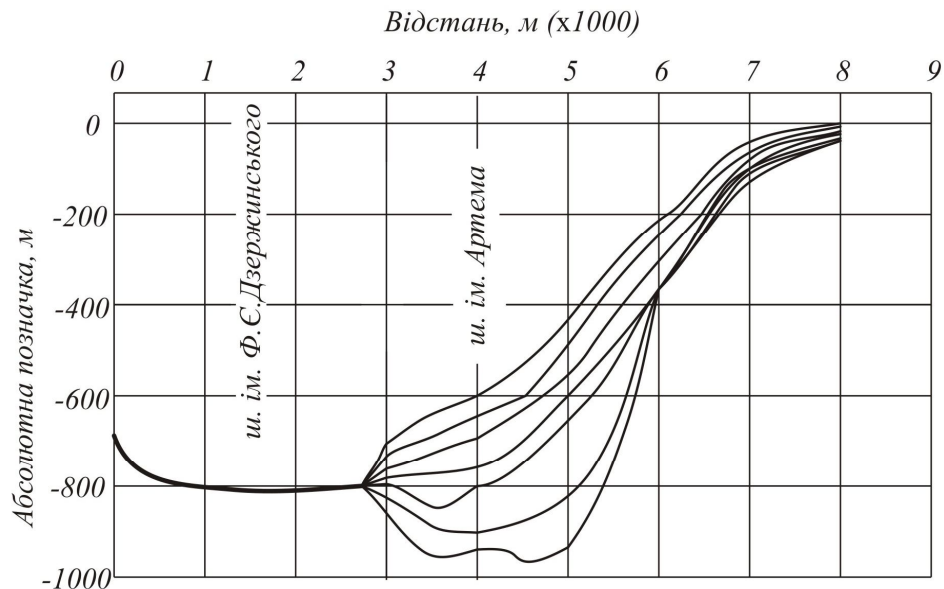
Пряма (прогнозна) задача полягала у визначенні динаміки рівнів у нижній і верхній товщах при затопленні шахти ім. Артема, а також при роботі обладнаної на ній ПГЕС. У першому випадку в межах сіткового контуру, що збігається з границями шахти ім. Артема, була виключена границя першого роду, а початкове значення напорів збігалося з оцінками нижньої дренажної границі за станом на 1995 рік. Зазначимо, що умова невизначеності реального відключення водовідливу за часом, а також можлива зміна нижніх дренажних границь суміжних шахт (положення внутрішньої границі першого роду) не додає погрішності в розрахунках більших, ніж досягнуті балансові непогодження. Принаймні, це однозначно належить до періоду прогнозування на три роки. Заданий початковий крок за

часом (300 діб) обумовив його подальшу функціональну зміну до 5300 діб (-15 років) після відключення водовідливу. Результати прогнозних розрахунків представлені на графіках (рис. 3.4).

Як бачимо, підйом рівневої поверхні в нижній продуктивній товщі шахти ім. Артема на прогнозований період може досягти максимальної відмітки - 460 м на південній границі шахтного поля.

Включення в роботу ПГЕС на моделі здійснено в двох варіантах. Перший - у вигляді ізольованого ємнісного контуру, що являє собою порожнину виробок із майже герметичним обробленням (коефіцієнт фільтрації оброблення 0,0001 м/доб, що відповідає проникності бетону).

Як і очікувалося, результати модельних розрахунків не змінилися (принаймні в межах точності розрахунків). Це свідчить про те, що при герметичному виконанні підземних виробок - акумуляторів води - ПГЕС не може здійснювати функції екологічного регулятора рівневого режиму підземних вод затоплюваної і суміжної шахт.



— 1- факт на 1995р.; — 2- через 200 діб; — 3- через 1700 діб; — 4- через 2500 діб;
— 5- через 3600 діб; — 6- через 4500 діб; — 7- через 5300 діб;

Рисунок 3.4 – Рівні підземних вод нижньої товщі

У другому варіанті всередині фільтраційної області задані проникні ділянки в місцях сполучення магістральних виробок-акумуляторів і виробок,

що погашаються. Це забезпечує гідродинамічний зв'язок ПГЕС з навколишнім масивом, але одночасно зберігає необхідну технічну стерильність виробок-акумуляторів. Це здійснено шляхом зведення перемичок у вигляді зворотних фільтрових пробок.

При моделюванні скиду води в результаті роботи агрегатів ПГЕС у режимі відкачки шляхом завдання «нульового» напору на проникних перемичках, коливання рівнів у масиві не далі 250 м у порівнянні з варіантами постійно заданих стоків усередині області, а витрати води по контуру відрізняються при різних оцінках рівнів на величину V , що дорівнює водопритоку в шахту При її роботі на різних горизонтах (рівнях). Це дуже важливо, тому що ПГЕС у цьому випадку сполучає функції екологічного регулятора рівневого режиму підземних вод, а також регулятора водовідливу суміжних шахт.

Потужність ПГЕС у межах шахтного поля як екологічного регулятора достатня при забезпеченні її продуктивності в режимі відкачки у вигляді суми $(V + V)$, де V — обсяг відкачуваної води, накопиченої в режимі роботи ПГЕС; V - 20 % добового водопритоку в шахту, що фіксувався на горизонті розміщення виробок-акумуляторів.

При затопленні суміжних шахт V корегується гідродинамічним розрахунком з обліком екологічно прийняттого рівня затоплення.

Потужність ПГЕС у межах декількох шахтних полів регіону як екологічного і гідродинамічного регуляторів водовідливів може вибиратися аналогічно, але при цьому V представляє собою суму необхідних обсягів добових перепусків води в шахту (чи ряд шахт), де розміщена (чи розміщені) ПГЕС.

З результатів моделювання випливає, що нагромадження обсягів води, необхідних для роботи ПГЕС з найбільшою швидкістю, досягається при розміщенні виробок-акумуляторів на нижньому обрії шахти. Видно, що для їхнього затоплення досить 1 — 1,5 місяця.

Дуже важливо, що величина добового скидання ПГЕС у режимі роботи її агрегатів на водовідлив складає дуже малу величину в порівнянні з потужністю агрегатів, тому використання ПГЕС як екологічного і гідродинамічного регуляторів водовідливів шахт у режимах їхньої мокрої чи сухої консервації здійснено на будь-якій стадії реструктуризації шахт, а також може розглядатися як аварійний варіант стабілізації виниклих гідродинамічних ускладнень (підтоплення територій, затоплення суміжних працюючих шахт, активізація зрушень гірського масиву і т.д.).

3.3 Обґрунтування технологічної схеми теплового модуля підземної газифікації (ПГВ) і підземного спалювання вугілля (ПСВ)

3.3.1 Конструктивне оформлення технологічної схеми теплового модуля ПСВ і ПГВ

Основними елементами пропонованого теплового модуля ПСВ є: а) породний теплообмінник робочого горизонту; б) канали, що розкривають, з'єднуючий робочий горизонт з поверхнею; в) рухливий теплоносій; г) спеціальне підземне устаткування; д) технічний комплекс на поверхні.

Пропонована схема використовує природний рухливий теплоносій (підземні води, пар), що виходить на поверхню під дією власного природного напору або шляхом відкачки по природним або штучним каналам (свердловинам, колодязям, галереям). Циркуляція теплоносія може здійснюватися через системи водозабірних, нагнітальних і експлуатаційних свердловин.

Особливістю проектованого модуля є зосередження в одному місці систем добування теплоти й перетворення її в електроенергію, що виключає витрати при передачі теплоти на більші відстані. Тому визначальними факторами його базування є геолого-гідрогеологічні й термічні умови -

температура порід і їхні колекторні властивості на глибинах, досяжних для буріння й водозабору, а так само запаси й температура теплоносія - підземних вод.

На рис. 3.5 зображена принципова технологічна схема енергомодуля на основі ПСВ із природним породним теплообмінником (природним проникним колектором). Такий модуль складається із чотирьох практично незалежних друг від друга систем: 1) добування (що включає в себе нагнітальні насоси й колектори); 2) трубопроводів; 3) перетворення (турбіни, генератори, теплообмінне й допоміжне устаткування); 4) технічного водопостачання.

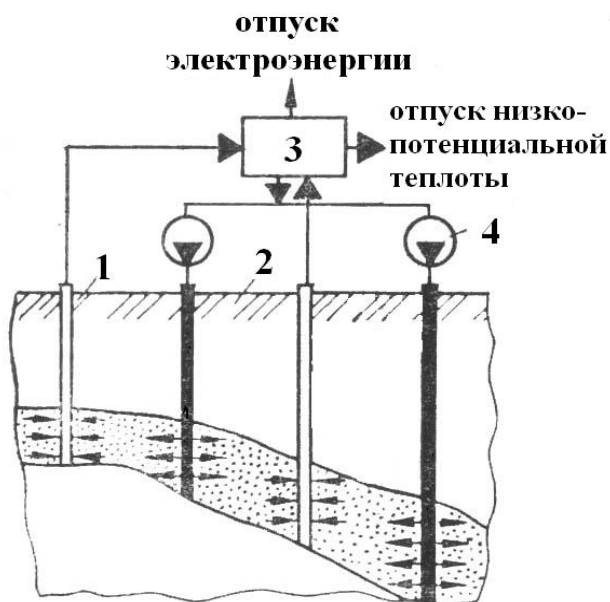


Рисунок 3.5 – Принципова технологічна схема енергетичного модуля на основі ПСВ:

1 - водозабірна свердловина; 2 - нагнітальна свердловина; 3 - система перетворення теплової енергії теплоносія в електроенергію; 4 - нагнітальний насос.

Основні відмінності даного енергетичного модуля від сучасних теплових електростанцій (ТЕС) наступні:

- відносно низькі початкові параметри теплоносія, що вимагають використання теплоенергетичного встаткування в області вологої пари й створення системи відводу більшої кількості низькопотенційного тепла з конденсатора турбін;
- наявність системи водозабору й трубопроводів для руху теплоносія від експлуатаційних свердловин до турбін і відводу відпрацьованої води.

Розглянемо докладніше конструктивну схему проектованого енергомодуля. Робочий горизонт являє собою розроблювальний методом ПСВ або ПГВ вугільний шар. Тут пропонується використати традиційні способи підземного спалювання палива, оскільки інтерес представляють не продукти горіння, а теплова енергія, що виділяється при цьому. Таким чином, багато в чому вирішується технологічна проблема керування процесом горіння й відбору й переносу його продуктів.

Відбір підземних вод - теплоносія здійснюється через канали, що розкриваються, і загалом виглядають у такий спосіб. У початковий період експлуатації підземного генератора, коли ще не утворився у вугільному горизонті вигорілий простір, здатний служити гідрогеологічними вікнами між під- і надвугільними водоносними горизонтами, водовідбір здійснюється вертикальними колодзями або свердловинами з обох горизонтів. Свердловини-колодязі розташовуються в плані по центру між нагнітальними свердловинами підземного генератора (рис. 3.6- 3.9).

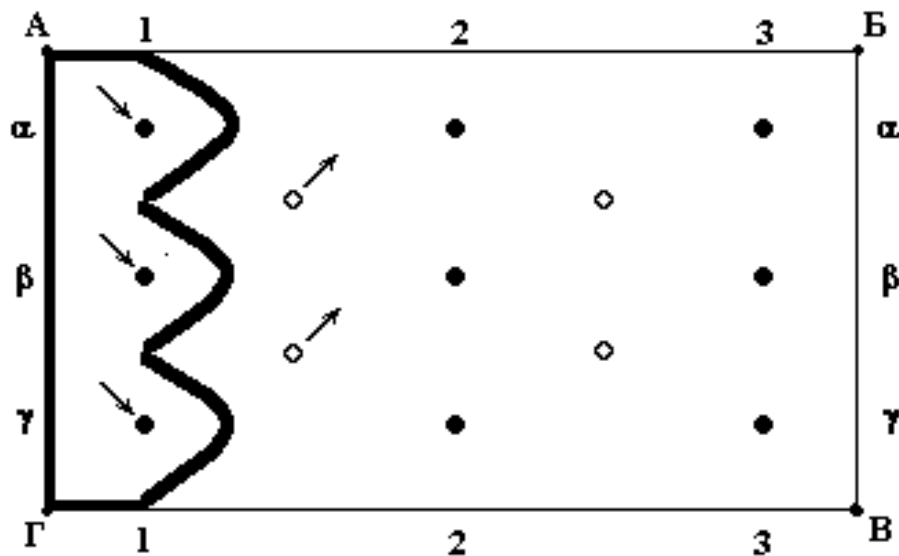


Рисунок 3.6 – Схема розташування експлуатаційних і водозабірних свердловин на ділянці ПСВ в початковий період. Умовні позначки: АБВГ – ділянка розроблювального горизонту; 1, 2 і 3 ряди експлуатаційних

свердловин; α, β і γ - свердловини в ряді; \bullet - нагнітальна свердловина; \circ - водозабірна свердловина-колодязь; --- - вигорілий простір робочого горизонту (відпрацьована порожнина).

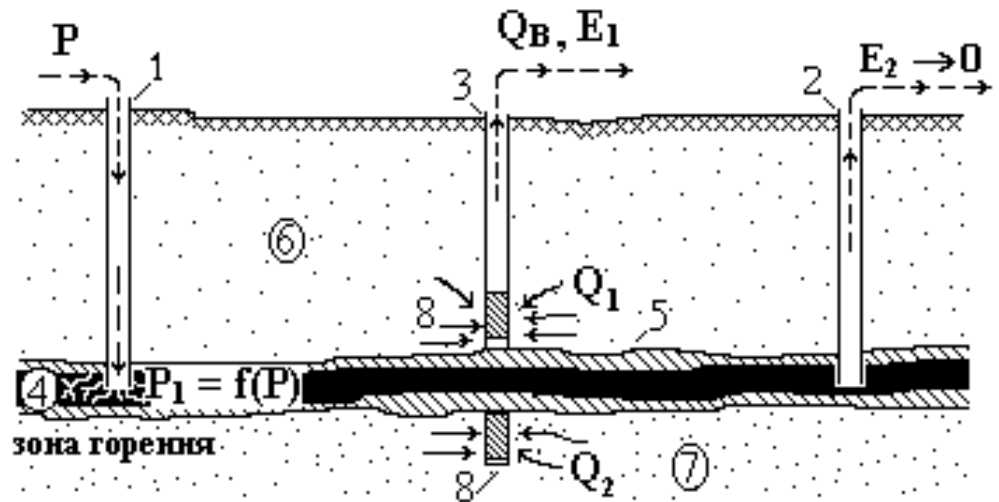


Рисунок 3.7– Поздовжній схематичний розріз підземного модуля ПСВ в початковий період: 1 – нагнітальна дуттєва свердловина n – го ряду; 2 - нагнітальна дуттєва свердловина $(n + 1)$ – го ряду; 3 – водозабірна свердловина-колодязь; 4 – розроблювальний вугільний шар; 5 – глина; 6 і 7 – над- і підвугільні горизонти, відповідно; 8 – водоприймальна частина водозабору; P – тиск дуття; P_1 – тиск газу в горизонті; Q_1 і Q_2 – водоприитоки з над- і підвугільного горизонтів, відповідно; $Q_в$ – дебіт вертикального водозабору; E_1 – термічна енергія, що відбирається з рухливого теплоносія; E_2 - втрати енергії теплоносія.

Оскільки радіус впливу свердловини в піщаних відкладеннях співставлений з відстанню між парою експлуатаційних свердловин (подаючою дуття й відбираючою продукти горіння), то можна обмежитися всього однією водозабірною свердловиною, розташованою в центрі між експлуатаційними. Вона обладнується таким чином, щоб здійснювати водозабір одночасно із двох горизонтів, розділених вугільною товщею. Вплив цієї свердловини буде поширюватися так само на сусідні генератори, що дозволяє використовувати її й після охолодження найближчого

генератора, тобто доти, поки не охолонуть води в межах усього радіуса впливу.

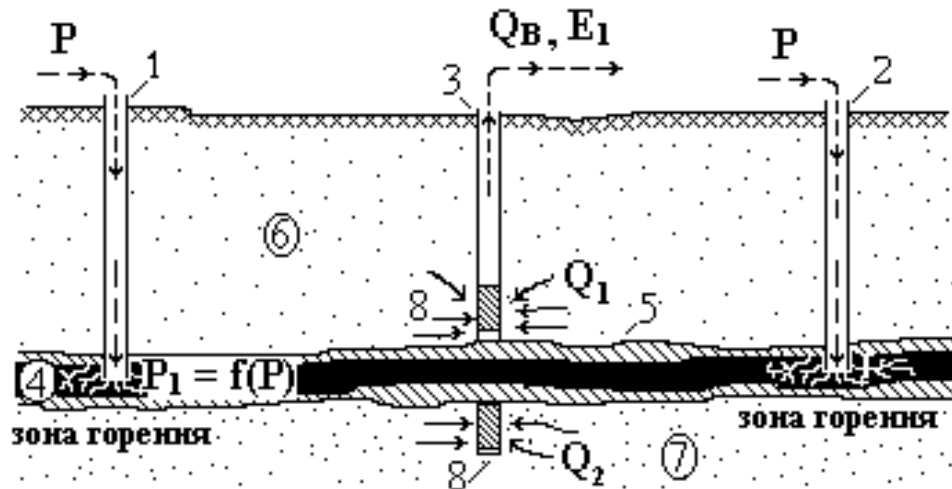


Рисунок 3.8 – Поперечний схематичний розріз підземного модуля ПСВ в початковий період: 1 – α - нагнітальна свердловина n -го ряду; 2 – β - нагнітальна свердловина n -го ряду; 3 – водозабірний свердловина-колодязь; 4 – розроблювальний вугільний шар; 5 – глина; 6 і 7 – над- і підвугільні горизонти, відповідно; 8 – водопримальна частина водозабору; P – тиск дугтя; P_1 – тиск газу в горизонті; Q_1 і Q_2 – водопритоки з над- і підвугільного горизонтів, відповідно; $Q_в$ – дебіт вертикального водозабору; E_1 – відбирає термічна енергія рухливого теплоносія.

У даних гідрогеологічних умовах сюди відбувається водоприток з підвугільного шару, а вертикальні свердловини забезпечують відкачку з надвугільної товщі. Таким чином, забезпечується відбір теплоносія протягом усього періоду розробки даної ділянки, як у період його горіння, так і при остиганні.

Для відбору найбільш прогрітого теплоносія рекомендується робити відкачку на інтервалах глибин максимально наближених до розроблювального вугільного шару, тобто для надвугільного - у припідшовенній частині (глибина 90 - 95 м), для підвугільних - у припокрівельній (глибина 105 - 110 м), а весь інший стовбур свердловини ізолювати обсадними трубами.

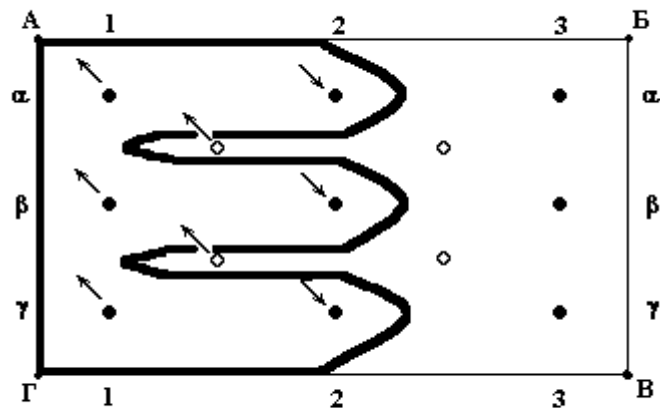


Рисунок 3.9 – Схема розташування експлуатаційних і водозабірних свердловин на ділянці ПСВ й переміщення виробленого простору в міру вигорання шару: АБВГ – ділянка розроблювального шару; 1, 2 і 3 ряди експлуатаційних свердловин; α , β і γ - свердловини в ряді; \bullet - нагнітальна свердловина; \circ - водозабірна свердловина-колодязь; \bullet - експлуатаційна свердловина, переустаткована для водовідводу з горизонтальної водозбірної галереї; **—** - вигорілий простір робочого горизонту (відпрацьована порожнина у формі горизонтальної галереї).

Тиск дугтя, що подається на газогенератор повинен перебільшувати гідростатичний і динамічний тиск водного потоку щоб уникнути заливання зони горіння поступаючими підземними водами. У першому наближенні його величину можна зрівняти з тиском гідророзриву шару. З іншого боку, як показують дослідження, область розсіювання надлишкового тиску в горизонті, не залежно від його величини, так само перебуває в інтервалі 5 - 7 м від границь шару. Таким чином, прогріті води будуть віджиматися до області відкачки, а холодні води не будуть цьому підвержені, перебуваючи за межами збуреної зони (рис. 3.10 і 3.11).

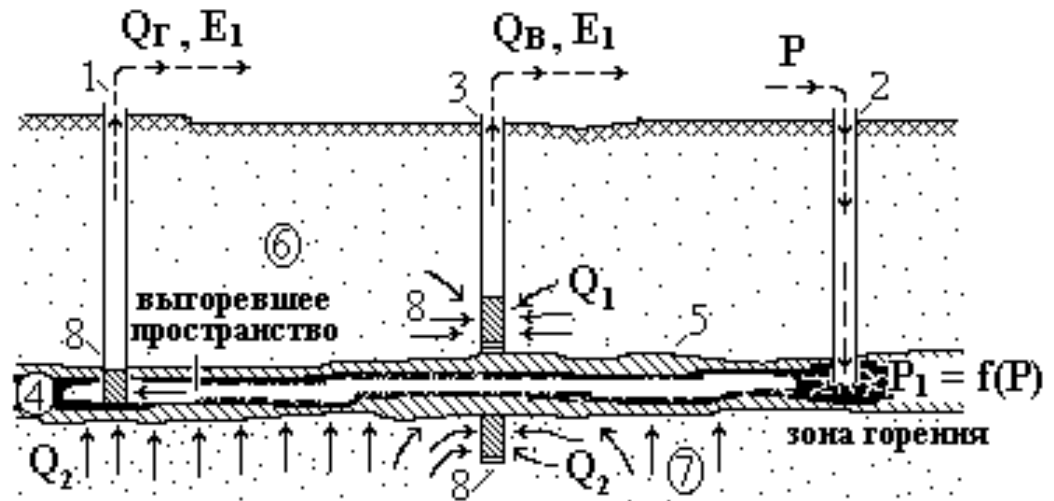


Рисунок 3.10– Поздовжній схематичний розріз підземного модуля ПСВ після виробки горизонтального каналу - галереї: 1 – нагнітальна дуттєва свердловина n – го ряду; 2 - нагнітальна дуттєва свердловина $(n + 1)$ – го ряду; 3 – водозабірна свердловина-колодязь; 4 – розроблена ділянка вугільного шару (горизонтальна водозбірна галерея); 5 – глина; 6 і 7 – над- і підвугільні горизонти, відповідно; 8 – водоприймальна частина водозбору; P – тиск дуття; P_1 – тиск газу в горизонті; Q_1 і Q_2 – водопритоки з над- і підвугільного горизонтів, відповідно; $Q_В$ – дебіт вертикального водозбору; $Q_Г$ – дебіт горизонтальної водозбірної галереї; E_1 – термічна енергія рухливого теплоносія.

Після виводу на поверхню теплоносій по мережі трубопроводів подається до енергоустановки, тип і параметри якої розглядаються далі. Місце розташування установки вибирається виходячи з конфігурації розроблювальної вугільної ділянки, з таким розрахунком, щоб довжина трубопроводів не перевищувала відстані, коли теплові втрати знизять кондицію теплоносія. Після відпрацювання в енергогенераторі, теплоносій подається на очисні заходи й накачується назад у водоносні горизонти через нагнітальні свердловини, розташовані на відстані не менш двох радіусів впливу від крайньої водозабірної виробки.

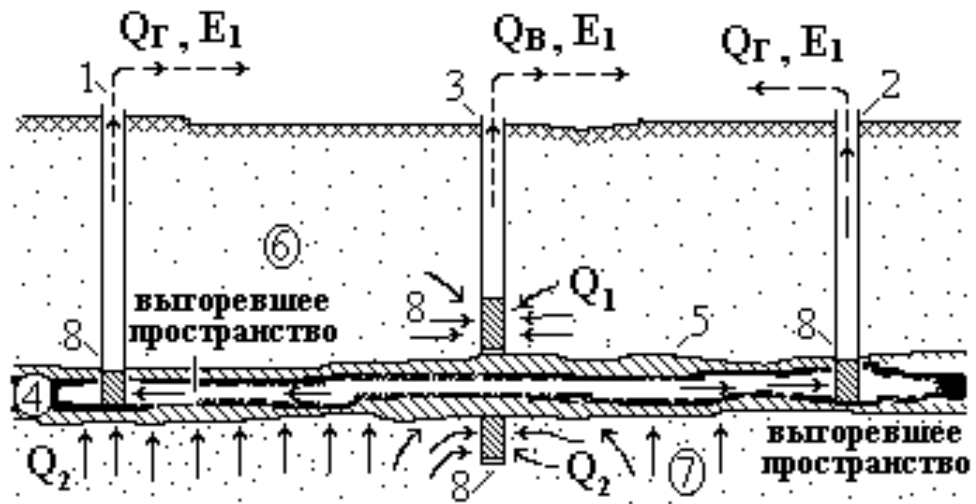


Рисунок 3.11 – Поперечний схематичний розріз підземного модуля ПСВ після утворення горизонтальної галереї: 1 – α – нагнітальна свердловина n – го ряду; 2 – β – нагнітальна свердловина n – го ряду; 3 – водозабірна свердловина-колодязь; 4 – розроблена ділянка вугільного шару (горизонтальний водозбір); 5 – глина; 6 і 7 – над- і підвугільні горизонти, відповідно; 8 – водоприймальна частина водозбору; Q_1 і Q_2 – водопритоки з над- і підвугільного горизонтів, відповідно; $Q_в$ – дебіт вертикального водозбору; $Q_г$ – дебіт горизонтальної водозбірної галереї; E_1 – термічна енергія рухливого теплоносія.

У технологічній схемі модуля ПГВ й ПСВ застосовуються гірські виробки різного призначення й, відповідно, конструкції: експлуатаційні водозабірні й водонагнітаючі, дуттєві нагнітальні й технічні свердловини. Пропонована конструкція свердловин на воду відображує загальні вимоги до таких виробок, а саме, що повинні забезпечувати: 1) можливість одержання розрахункової витрати води; 2) надійна ізоляція експлуатаційного водоносного горизонту від лежачих вище водоносних горизонтів; 3) установка фільтрової колони в межах водоносного горизонту; 4) тривалий строк експлуатації й можливість проведення ремонту й відновлення свердловини.

Незважаючи на відносно невеликі глибини (порядку 100 м), пропонується багатоколонна конструкція свердловини. Для захисту гирлової частини свердловини від розмиву, обвалення, і її вертикального напрямку

рекомендується застосовувати напрямну колону - кондуктор. Крім того, вона захищає свердловину від проникнення в неї забруднених поверхневих вод. Простір між кондуктором і стінкою свердловини цементується або ізолюється глиною. Проміжними обсадними колонами перекриваються проміжні водоносні горизонти, розкриті по ходу буріння й не прийняті до експлуатації, а так само для кріплення стовбура свердловини (телескопічні виходи обсадних колон). У даних складних геологічних умовах проходка без додаткового кріплення неможлива, між кондуктором і експлуатаційною колоною спускається проміжна (технічна) колона .

Кінцевий діаметр водозабірної свердловини встановлюється залежно від обраного діаметра фільтра, габаритних розмірів насоса, і дебіту свердловини. Внутрішній діаметр експлуатаційної колони, у якій розміщаються заглибний насос, більше діаметра насоса на 15—40 мм.

3.3.2 Екологізація технологічного процесу теплового модуля ПСВ й ПГВ

Крім технічних аспектів обґрунтування можливості створення й застосування енергетичних модулів, що використовують як теплоносії підземні води, що прилягають до термічної зони підземного теплогенератора, не можна нехтувати й екологічними питаннями. Підземна переробка твердого палива більше екологічна, чим традиційні технології видобутку, але й вона впливає на навколишнє середовище, зокрема, забруднення геологічного середовища, особливо - підземних вод. Тому при проектуванні подібних енергетичних модулів необхідна так само розробка методів виключення або зниження збитку, що наноситься при виконанні технологічних операцій.

Головні питання стосуються, з одного боку, зниження кількості й

транспорту, забруднених у процесі підземного спалювання або газифікації підземних вод, а з іншої, способів обробки теплоносія для видалення забруднення після їхнього використання в енергоустановках.

Очищення підземних вод складається у видаленні води з підземного навколишнього середовища, що попала під вплив процесу, обробці забрудненої води для видалення домішок, що виникли за рахунок горіння палива, а також у скиданні обробленої води, на поверхню землі. Такий підхід базується на переносі й зборі забруднених підземних вод у порожнині вигорілого простору, де вони зберігаються, після чого відкачуються на поверхню й очищаються.

Подібна схема зручна тим, що проєктований тепловий модуль використовує аналогічний принцип концентрації й переносу теплової енергії за допомогою підземних вод і, таким чином, сполучаються невід'ємний технологічний процес зі стадією очищення.

Після розкриття, відкачки води й охолодження підземного теплогенератора, порожнини вигорілого простору залишаються з'єднаним з поверхнею для того, щоб сприяти притоку в них підземних вод. Таким чином, забруднення із прилягаючих областей з підземними водами вертається у відпрацьований простір. Крім того, притікаючі води вилуджують забруднення зі стінок порожнини. Притік підземних вод у порожнині, дозволяє сконцентрувати забруднення для наступної відкачки на поверхню й його обробки.

Цим процесом керувати досить просто, як і звичайною відкачкою. Регулюючи зниження рівня підземних вод, можна контролювати нерозповсюдження забруднення, перенаправивши підземний потік усередину вирви депресії навколо вигорілих порожнин.

Вода, що відкачується обробляється з метою видалення масел, розчиненого азоту й з'єднань сірки, розчинених металів і органічних сполук. Первинними об'єктами очищення є масла, феноли, органічні сполуки, аміак, сульфідні й важкі метали .

Масла можуть виділятися за допомогою гравітаційного поділу в повітряному флотаційному баку, збиратися й прожарюватися. Аналогічно відділяються смоли. Вода потім прокачується до системи флокуляції й окислювання для видалення аміаку, і важких металів.

Система флокуляції й окислювання складається із чотирьох блоків : флокуляційна камера; трубчастий відстійник; пісковий фільтр; камерний відстійник. Для збільшення рН і осадження важких металів у підземні води у флокуляційній камері додаються гідроокис натрію, розчин хлору й полімер. Гідроокис натрію реагує з важкими металами з утворенням гідроокису металу у вигляді твердого осаду. Хлор реагує з аміаком з утворенням азоту й окислів азоту. Полімер у розчині сприяє коагуляції твердих часток для прискорення осадження.

Очищені підземні води течуть із флокуляційної камери до трубчастого відстійника, де тверді частки відділяються й осаджуються. Тверді частки віддаляються у вигляді суспензії й прожарюються. Потім вода фільтрується під тиском для видалення твердих часток, що залишилися. Профільтрована вода збирається у відстійному баку, де додаванням сірчаної кислоти знижується рН перед скиданням води, на поверхню землі.

Органічні сполуки можуть бути вилучені з підземних вод за допомогою адсорбції вуглицем. Це кінцева стадія обробки води перед її скиданням на поверхню. Здійснюється шляхом прокачування води через ряд вуглецевих сорбентних блоків з наступним збором для скидання на поверхню.

Оброблена й очищена вода з підземного простору може скидатися на поверхню землі через мережу сопів що її розприскують, це і сприяє випару по великій поверхні. Вода, що при цьому не випаровувалася, проникає в ґрунт, додатково очищаючись при інфільтрації. Система поверхневого випару при розпиленні води на великій площі не повинна приводити до ерозії ґрунту . Більша частина води випаровується в атмосферу, а не просочується через ґрунт. Не виключена при розпиленні невелика акумуляція солей на рослинах і на поверхні ґрунту, однак попереднім зрошенням ділянки цього

можна уникнути .

З літературних джерел відомо, що на етапі нагромадження й акумулювання забруднених підземних вод, концентрація забруднювачів повинна зменшуватися по мірі відкачки води з порожнин, та заміщенням чистою водою з навколишніх областей. Цей процес можна контролювати по концентрації фенолів, аміаку й бору. Закінченням періоду відкачки й очищення можна вважати момент, коли їхній вміст знизиться до концентрації в до експлуатаційний період.

Органічний вуглець і розчинені солі поведуться інакше. Їхні початкові концентрації не перевищують характерних для перед експлуатаційного періоду, і зростають із відкачкою. Потім, досягши певного обсягу, починають знижуватися аналогічно фенолам.

Можливим поясненням такого поведіння є гравітаційний поділ малих кількостей смол і масел у поповши під вплив підземних водах. Смоли й масла легше, ніж вода, і будуть збиратися поблизу верхніх частин порожнин вигорілого простору. Оскільки рівень води в порожнині знижується при відкачці, то розчинені органічні речовини, пов'язані з концентрованими смолами й маслами, наближаються до насоса, причому відбувається збільшення спостережуваних концентрацій органічних речовин на поверхні в відповідній концентрації загального органічного вуглецю. Подальше зниження рівня підземних вод, зрештою, приведе до того, що концентровані смоли й масла почнуть відкачуватись на поверхню безпосередньо в концентрованому виді. Концентрації розчинених солей можуть рости, а потім повільно зменшуватися, в порівнянні з поведінням інших речовин.

Подальше вивчення процесу очищення забруднених вод вимагає окремого експериментального дослідження. Окремі елементи очисної системи можуть змінюватися при їхній недостатній ефективності. Наприклад, заміна флокуляції й осадження при низьких концентраціях аміаку, коли їхнім єдиним достоїнством є його окислювання. Що стосується

розпилення обробленої води, то більша частина аміаку буде випаровуватися до того, як у нього з'явиться можливість контактувати із ґрунтом. Будь-який аміак, що потрапить на ґрунт, зробить сприятливий вплив на життєдіяльність рослин. Але у зв'язку з додаванням хімічних речовин у зазначеному процесі очищення, може зрости загальна концентрація розчинених солей у воді. Останній факт є важливим у збільшенні збитку навколишньому середовищу, причому його вплив сильніше, ніж був би при обробці підземних вод без флокуляційно-осаджувального блоку, оскільки виникаючі в процесі очищення води солі осаджуються в рослинах і накопичуються в ґрунті, наприклад, сульфат натрію. З іншого боку, обробка підземних вод, з вигорілого простору за допомогою фільтрів і вуглецевих адсорбентів буде дешевше й зробить меншим вплив на навколишнє середовище.

Таким чином оптимальна технологічна схема теплового модуля ПСВ або ПГВ включає чотири компоненти: породний теплообмінник робочого горизонту (розроблювальний шар вугілля й породи що його вміщують), канали що розкривають та з'єднують робочий горизонт з поверхнею (мережа вертикальних свердловин і горизонтальних галерей), рухливий теплоносій (термічні підземні води), підземне встаткування (водозабірні спорудження і їхні елементи) і технічний комплекс на поверхні (мережа трубопроводів і енергогенератор).

Технологічна схема модуля являє собою розроблювальний методами ПСВ й ПГВ вугільний шар, з термічної зони якого як у період горіння, так і при остиганні, через мережу свердловин і галерей відбувається відбір нагрітих підземних вод, які як рухливий теплоносій подаються на електрогенераторну установку. Така схема дозволяє піти від важкоконтролюємих в умовах зводненності процесів газифікації й горіння шару, концентрації й транспортування їхніх продуктів. Керування процесом зводиться до підтримки горіння в горизонті й напрямку фільтраційних потоків підземних вод відносно простими технологічними способами.

Аналіз існуючих типів енергоустановок і розрахунків методами К.К.Д. і ексергетичним показав, що при температурі теплоносія до 100°C ефективність турбокомпресорної установки вище, ніж паротурбінної установки з одне- і навіть із триступінчастим розширенням. З ростом температури різниця швидко зменшується, а коли досягає понад 170 °C зникає навіть у порівнянні з одноступінчастою паротурбінною установкою. Отже, турбокомпресорні установки доцільніше використати в модулі ПСВ для низьких теплових параметрів теплоносія.

Екологічний аспект роботи проектного теплового модуля полягає в зниженні кількості й транспортуванні забруднених підземних вод і їхньої обробки для видалення забруднення після використання в енергоустановках. Технологічна особливість даного модуля сполучає добування забруднених вод з їхньою обробкою в загальний цикл, що дозволяє додатково знизити вплив на навколишнє середовище, навіть у порівнянні з відносно екологічними методами ПГВ й ПСВ. Спосіб очищення припускає, що по закінченню технологічного циклу практично всі води, що побували під впливом ПСВ повернуться до первісного хімічного складу і завдяки інфільтрації й зворотному закачуванню повернуться до природних умов залягання.

3.4 Управління технологічним процесом витягання рідких продуктів газифікації з вигазованого простору

3.4.1 Підземна газифікація вугілля з відбором конденсаційної суміші з вигазованого простору

Порядок розробки ділянки вугільного пласту, призначеного для газифікації, вибирається виходячи з його гірничо-геологічних умов і технічних можливостей проведення. Кожен пласт вугілля можна схематизувати у вигляді ділянки, довжина і ширина якої відповідає простяганню і падінню пласта в межах границь розробки. Система вигазовування пласта по цих напрямках може бути різною.

Виходячи з гірничо-геологічних умов Дніпровського буровугільного басейну, а також враховуючи необхідність відбору конденсаційної суміші, що поступає до вигазованого простору, у напрямі простягання пласта доцільна система розробки від однієї межі до іншої (рис.3.12, а). При цьому його відпрацювання у напрямі падіння проводиться суцільною системою знизу у верх по повстанню (рис.3.12, б)

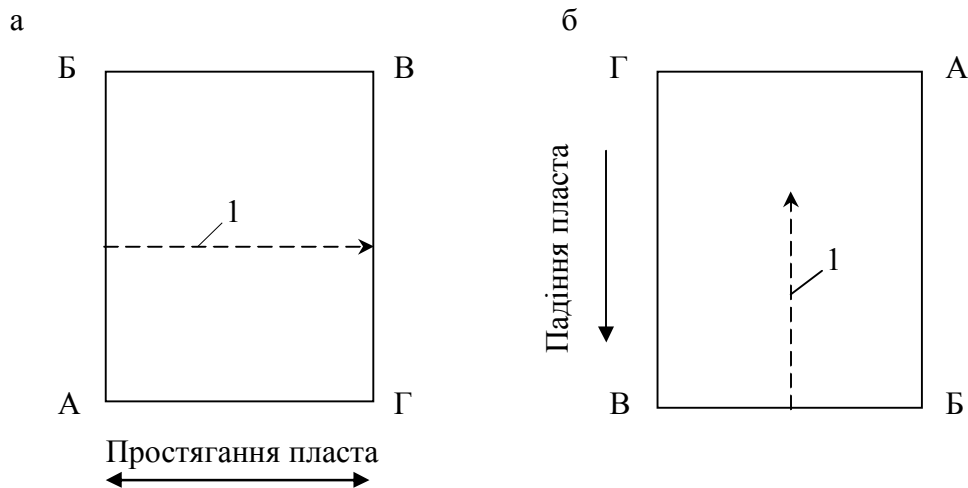


Рисунок 3.12– Система газифікації вугільної ділянки по простяганняю (а) і падінню (б) пласта: 1 - напрям вигазовивання; АБВГ - контур ділянки

Пропонована система розробки вугільного пласта мінімізує питомі капіталовкладення на його розкриття і проходку каналів газифікації. Окрім цього, розробка пласта по повстанню збільшить притоку підземних вод в реакційний канал, що приведе до інтенсивнішого витіснення в нього конденсаційної суміші з покриваючих порід.

Спосіб підведення дуття і відведення газу, а також послідовність створення і використання каналів газифікації на ділянці, що розробляється, визначаються умовами залягання пласта і якістю вугілля. Буровугільні родовища Дніпропетровської області представлені пластами пологого падіння, що дозволяє проводити їх розкриття рядами вертикальних свердловин. При цьому не вимагається попереднього розкриття всієї ділянки, призначеної для вигазовивання, а досить пробурити декілька рядів

свердловин. Подальше їх буріння проводиться у міру використання раніше встановлених свердловин.

Кількість свердловин розкриття і їх рядів залежить від розмірів вугільної ділянки. Відстані між ними вибираються залежно від геологічних умов і складу газифікованого вугілля. На даних буровугільних родовищах їх доцільно прийняти рівними: $x = 20 \text{ м}$; $y = 30 \text{ м}$.

Вибір системи вигазовивання вугільного пласта проводиться для досягнення максимальних технічних і економічних показників ПГВ. Враховуючи необхідність стійкого відбору конденсаційної суміші з вигазованого простору одночасно з основним процесом газифікації, пропонується наступна послідовність створення і використання реакційних каналів (рис.3.13).

Спочатку перший ряд свердловин ставиться на збійку, в результаті якої утворюється загальний збічний канал (лінія розжигу). Потім проводиться збійка свердловин другого ряду з цією лінією, тоді як процес газифікації в ній відбувається шляхом подачі дугтя в першу свердловину і відведення газу, що утворився, через газовідвідні свердловини (№№ 2, 3, 4). При цьому в покриваючі породи, що знаходяться між цими свердловинами, проникає частина газу, що виробляється, температура і тиск якого знижуються у міру фільтрації. Це супроводжується його переходом в рідкий стан. Конденсат, що утворився, спочатку накопичується в покриваючих породах, а потім після припинення газифікації вугілля в першому ряду і охолодження кривлі, витісняється фільтраційним потоком до порожнини підземного газогенератора. Потрапляючи у вигазований простір, конденсаційна суміш тече у напрямі газовідвідних свердловин, з яких проводиться її відбір.

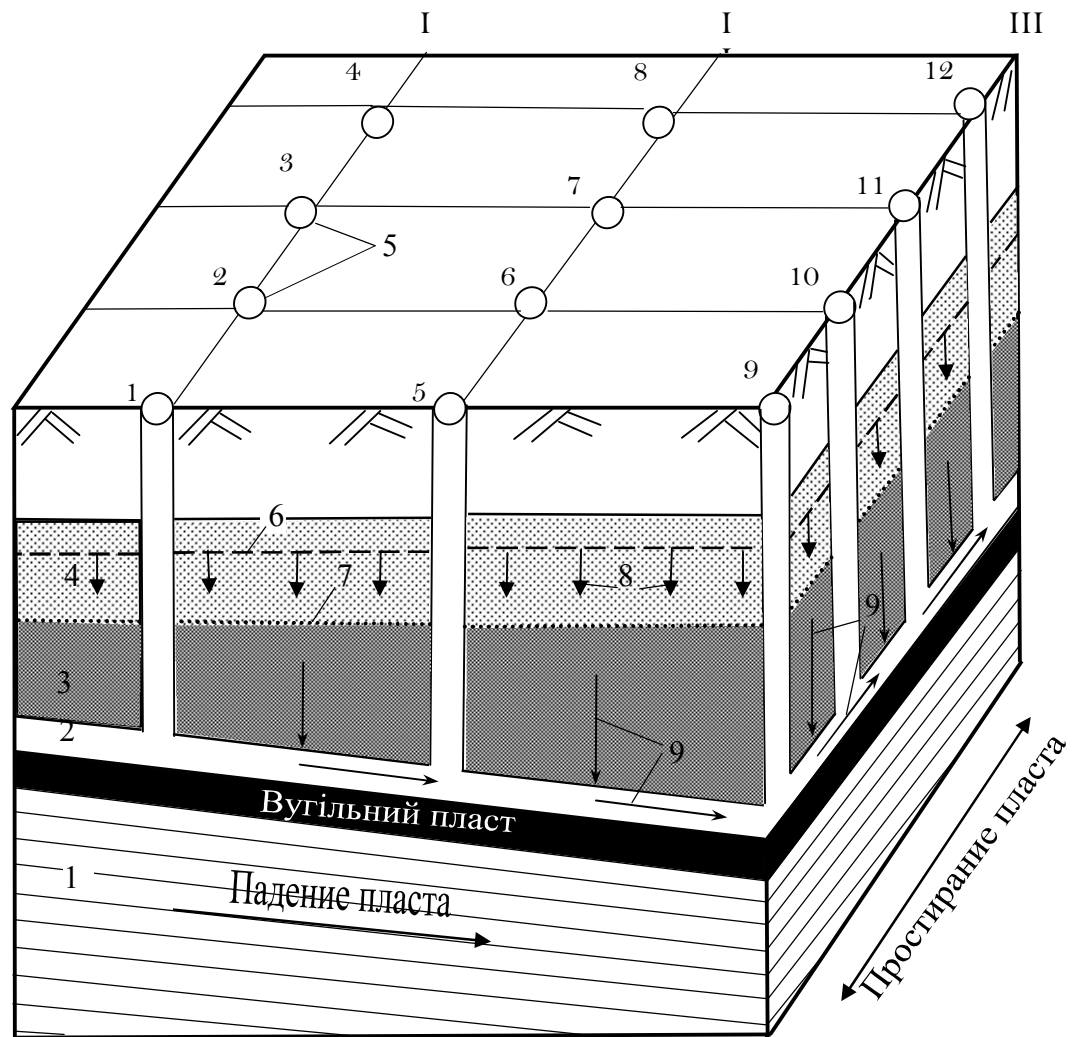


Рисунок 3.13 – Технологічна схема ПГВ з відбором конденсаційної суміші з вигазованного простору: I, II, III - порядковий номер ряду свердловин; x , y - відстань між свердловинами і їх рядами відповідно; 1 - підшва вугільного пласта; 2 - вигазований простір; 3,4 - покриваючі породи, насичені конденсатом і підземними водами; 5 - свердловини; 6 - статичний рівень підземних вод; 7- водо-конденсатний контакт; 8,9 - напрям перебігу підземних вод і конденсаційної суміші

Після відпрацювання першого ряду свердловин і завершення його збійки з другим, в останній подається дуття, необхідне для газифікації ділянки вугільного пласта між цими рядами. Відведення газу при цьому відбувається через свердловини першого ряду. У свою чергу, вигазовування вугілля в другому ряду відбувається аналогічно першому. Крім того, в

газовідвідні свердловини цього ряду поступає конденсаційна суміш, що утворилася при газифікації вугілля між першим і другим рядами.

Час вигазовивання встановлюється так, щоб збійка свердловин другого і третього рядів відбулася до моменту відпрацювання ділянки вугільного пласта між першим і другим рядами. Після її закінчення в третій ряд подається дуття для вигазовивання ділянки між другим і третім рядами, з відведенням газу, що виробляється, через другий ряд свердловин. У такій послідовності ведуться роботи на всій площі вугільного пласта, призначеного для газифікації.

Отримані при ПГВ спочатку газоподібні, а потім рідкі продукти газифікації через газовідвідні свердловини *1* виводяться на поверхню і поступають в трубопроводи (рис.3.14). Газ після попереднього очищення від механічних домішок в установці *2* по газопроводу *3* передається в апарат для охолодження *4*, де проводиться його інтенсивне зрошування холодною водою. Після очищення охолоджений газ за рахунок додаткового стискування в газодувці *5* транспортується до споживачів. Рідкі продукти газифікації прямують до газосепаратору *6*, в якому відбувається розділення конденсату і повітря. Отримана таким чином рідина збирається в спеціальній збірці *7*, куди також подається конденсат газової води, що утворився в результаті охолодження продуктивного газу при його течії по колекторному газопроводу. Зібрана конденсаційна суміш відстоюється, а потім піддається переробці з метою отримання ряду цінних продуктів для хімічної промисловості. Повітря з сепаратору подається в дутевий цех.

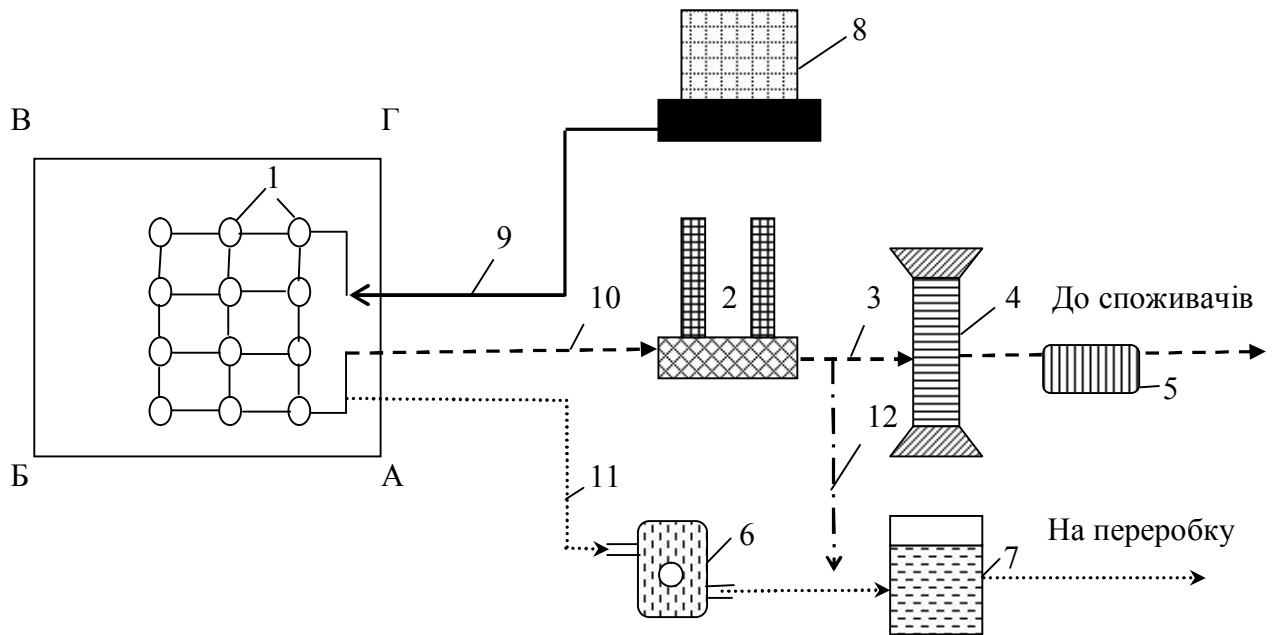


Рисунок 3.14 – Принципова схема станції ПГВ з паралельним відбором конденсаційної суміші: 8 - компресорна станція; 9,10,11,12 - трубопроводи для дуття, продуктивного газу, конденсаційної суміші і конденсату газової води відповідно

Приведена технологія ПГВ з відбором конденсаційної суміші дозволить використовувати більшість пробурених свердловин для чотирьох видів робіт: збійки, подачі дуття, відведення газу і відкачування рідких продуктів газифікації, що приведе до зниження витрат на вигазовивання вугільного масиву. Крім того, після газифікації вугільного пласта і здобичі газу відбуватиметься витягання рідких продуктів газифікації з вигазованого простору, придатних для використання в хімічній промисловості. Таким чином, розроблена схема газифікації підвищить рентабельність ПГВ і мінімізує негативний вплив витоків газу на природне середовище.

3.4.2 Способи очищення і подальшої переробки конденсаційної суміші

Видобута ерліфтом після припинення газифікації вугільного пласта газово-конденсатна суміш з вигазованого простору вимагає стабілізації і розділення на різні фракції для подальшої переробки. Основні її етапи і напрями подальшого застосування її компонентів в технології ПГВ представлені на рис.3.15.

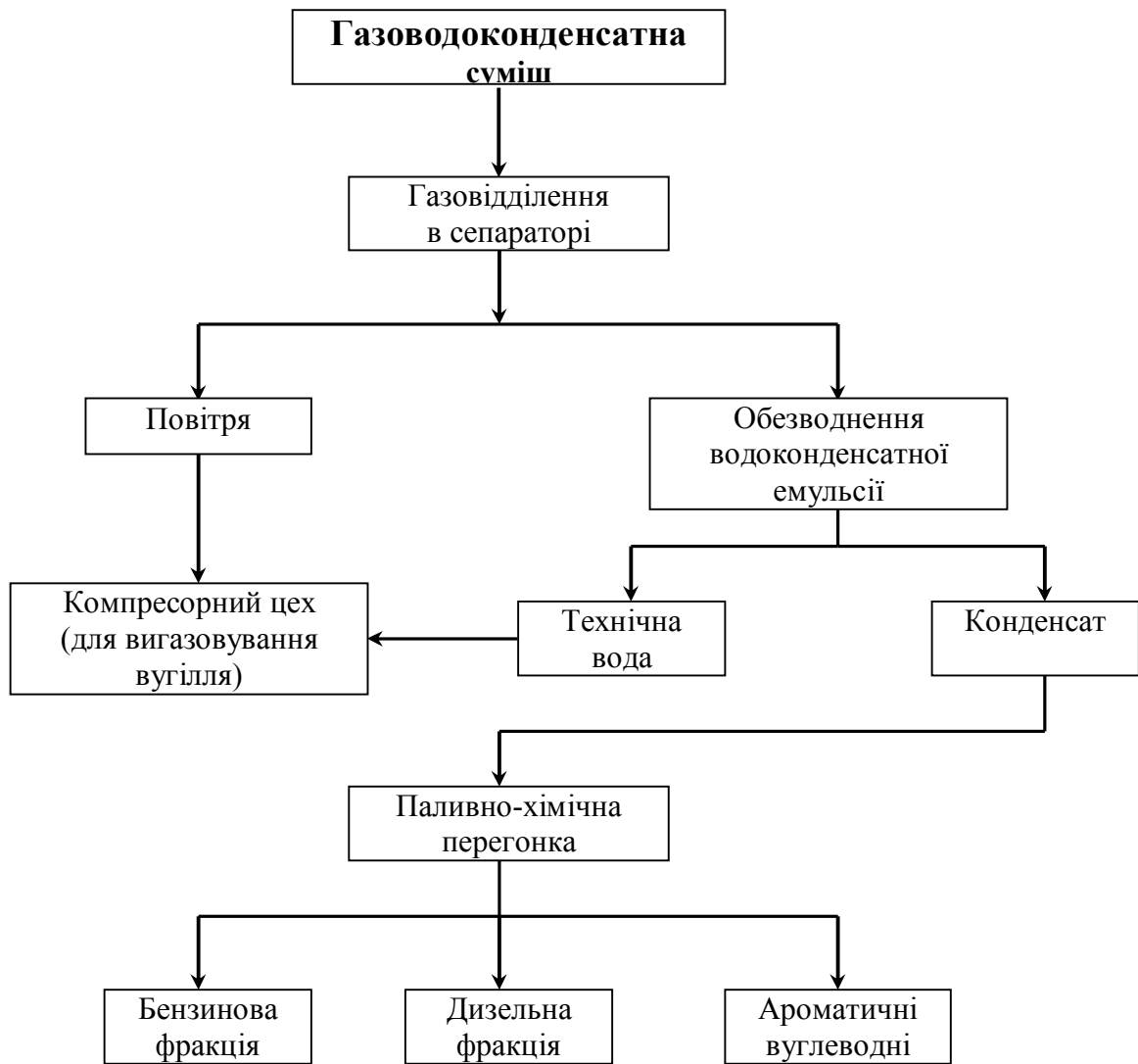


Рисунок 3.15 – Схема етапів переробки газоводоконденсатної суміші, газифікації, що видобувається з каналу

Для газовідділення ліфтуємої кількості суміші ($Q_e = 20-25 \text{ м}^3/\text{доб}$) може бути використаний стандартний сепаратор (трап), діаметр якого у багато разів більше діаметру конденсатопровідних труб (рис.3.16). Унаслідок різниці діаметрів течія суміші в ньому різко сповільниться; краплі конденсату, як важчі, осядуть вниз, а повітря підніметься у верхню частину трапа. У зв'язку з рухом суміші по колу, виникаючі в ньому відцентрові сили сприятимуть швидшому розділенню фаз.

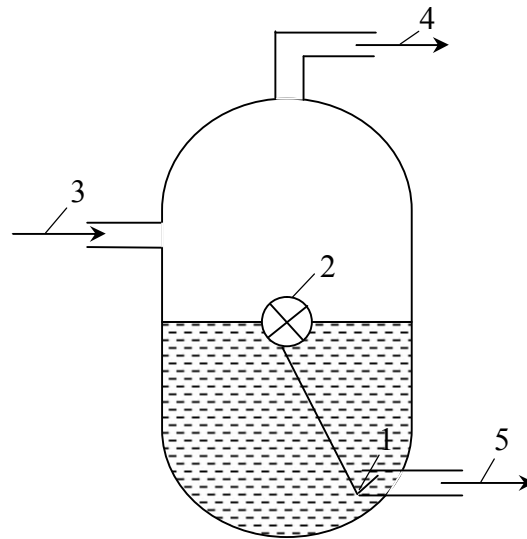


Рисунок 3.16 – Схема сепаратора для стабілізації конденсаційної суміші, що видобувається з вигазованого простору при ПГВ: 3, 4, 5 - напрямки течії суміші і її газової і рідкої фаз відповідно.

Робота сепаратора відбувається в автоматичному режимі. Тиск і рівень рідини в ньому підтримуються за допомогою спеціального клапана 1, сполученого важелем з поплавцем 2. При зниженні рівня конденсату в трапі поплавець опускається і перекриває клапан, зменшуючи тим самим витікання рідкої фази. Постійність тиску забезпечується регулятором, встановленим на повітряній лінії.

Повітря з сепаратора направляють на компресорну станцію для подальшого його використання при вигазовуванні вугільних пластів, а конденсат по колектору подають на обезводнення. Оскільки сумарний вміст води у витягнутій з реакційного каналу суміші не перевищує 30%, то вона є емульсією, в якій рідиною, що диспергує, є вода, а дисперсним середовищем - конденсат. Її стійкість обумовлена процесами адсорбції на поверхні розділу фаз „конденсат-вода” смолянистих речовин, асфальтенів і нафтових кислот. Адсорбовані на поверхні розділу поверхнево-активні речовини утворюють міцну захисну плівку, що ускладнює коалесценцію води, що диспергує.

Руйнування водоконденсатної емульсії можливе шляхом її відстоювання в спеціальних резервуарах. При цьому в ній відбуватиметься

зіткнення частинок води, що диспергують, і їх коалесціювання в крупніші краплі, здатні осідати в дисперсійному середовищі під дією власної ваги унаслідок більшої щільності порівняно з конденсатом. Швидкість осадження частинок води за законом Стоксу визначається з виразу

$$g_c = \frac{2r^2(\rho_d - \rho_r)g}{\mu_k} \quad (3.4)$$

де g_c - швидкість осадження частинок; r - радіус осідаючих крапель.

Підставляючи у формулу (3.4) значення параметрів, характерних для водоконденсатної суміші, видобутої з вигазованого простору, визначимо, що швидкість осадження часток в середньому складе 0,02 м/с. Оскільки дебіт видобутої суміші не перевищує 10 м³/доб, обезводнення даної кількості конденсату може здійснюватися шляхом його відстою без застосування спеціальних способів деемульгування.

Після відстоювання водоконденсатної емульсії в резервуарах-відстійниках воду використовують для технічних потреб в компресійному цеху станції ПГВ, а зневоднений конденсат направляють на паливно-хімічну перегонку. Оскільки якість окремих фракцій конденсату, що видобувається, задовольняє вимогам ДСТУ на товарні палива, то його перегонка може здійснюватися двоколонною ректифікацією, схема якої приведена на рис.3.17.

Зневоднений конденсат розділяється на два потоки. При цьому один потік без підігріву як холодне зрошування поступає у верхню частину колони 1, а другий нагрівається в теплообміннику 2 і, випаровуючись в печі 3, у вигляді пари проникає в низ колони 1. Верхнім продуктом цієї колони є парова фаза, що складається з бензинової і дизельної фракцій, нижнім продуктом - залишкова фракція, що має високу температуру кипіння. Залишкова фракція після охолодження в холодильнику 4 подається споживачам і може використовуватися як котельне паливо.

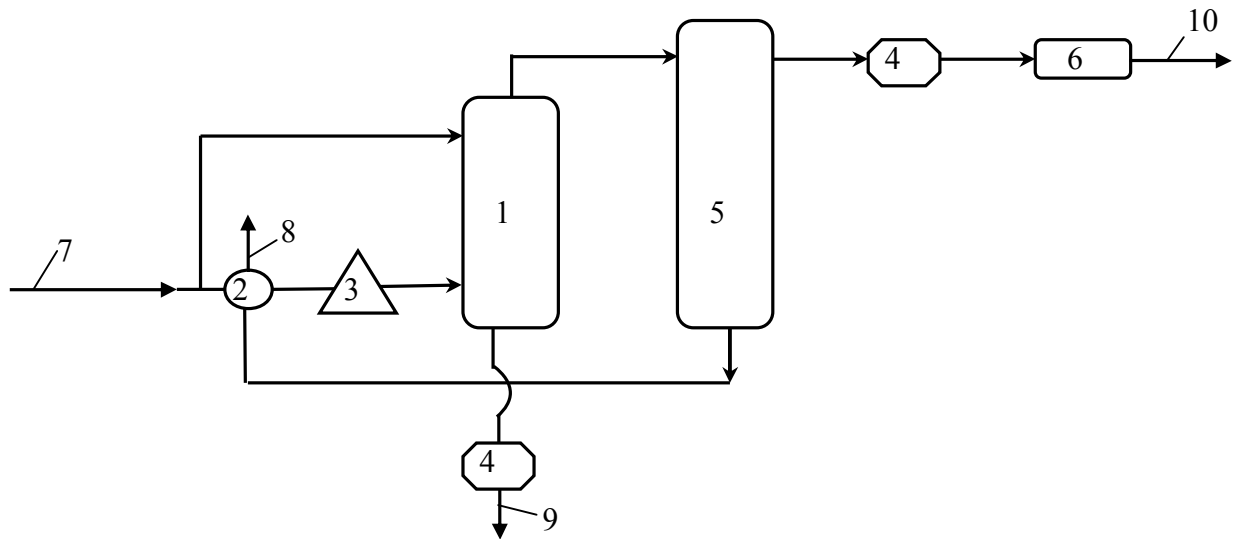


Рисунок 3.17 – Схема двоколонної установки переробки конденсату: 6 - емність; 7,8,9,10 - напрями течії конденсату, а також його дизельної, залишкової і бензинової фракцій відповідно.

Парова фаза поступає в колону ректифікації 5, де розділяється на бензинову (верхній продукт) і дизельну (нижній продукт) фракції. Після охолодження обидві фракції можуть бути використані для виробництва товарного палива.

Для виділення ароматичних вуглеводнів із стабільного конденсату застосовують екстракцію. Як селективні розчинники широко використовуються 90-95 процентних розчинів гліколів (ді-, трі- і тетраетіленгліколь). На рис.3.18 приведена схема екстракції конденсату цими речовинами.

Стабільний конденсат вводиться в середню частину екстрактора 1, що є колоною з перфорованими тарілками при температурі 140-150 °C і тиску 0,7-1 МПа. Розчинник (гліколь) подається у верхню частину екстрактора, а потім через камеру одноразового випаровування 2 поступає у відпарну колону 3, де при тиску, близькому до атмосферного, здійснюється процес екстрактної ректифікації. З верхньої частини цієї колони відводяться практично всі неароматичні вуглеводні, що містяться в насиченому розчиннику. Потік, що виходить з цієї частини колони, об'єднується з потоком, що виходить з

камери 2 і після охолодження в ємкості 4 прямує у верхню частину промивальної колони 5 для видалення слідів розчинника. Деароматизований продукт (рафінат) подається споживачеві.

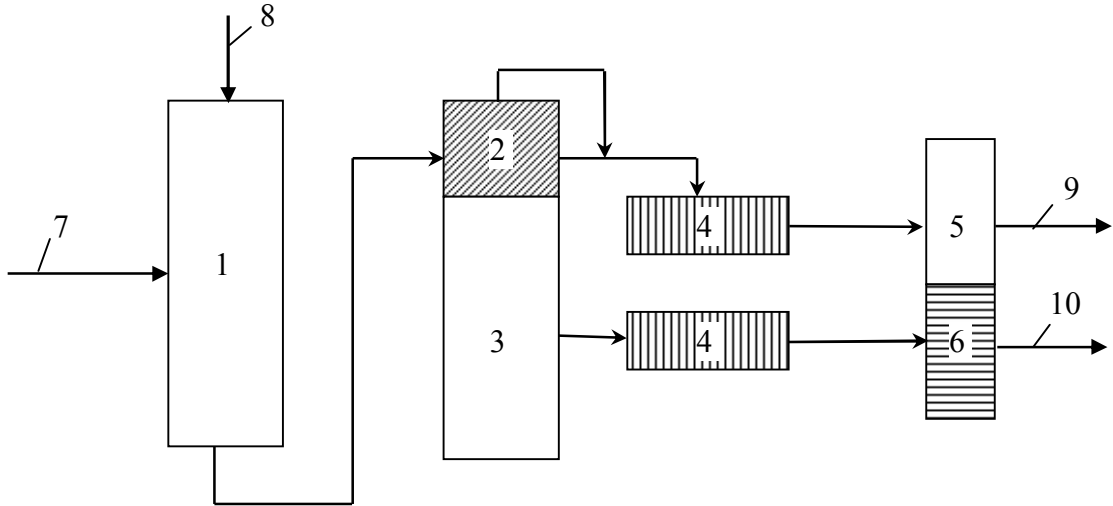


Рисунок 3.18 – Схема екстракції ароматичних вуглеводнів з конденсату гліколями: 7,8,9,10 - напрями течії конденсату, розчинника, рафінату і екстракту відповідно.

З середньої частини відпарної колони 3 виводяться чисті ароматичні вуглеводні (екстракт) і подаються в ємність 4. Потім відбувається їх промивка в нижній частині колони 6. Після промивки ароматичний екстракт застосовують для отримання пластичних мас, синтетичних фарбників, лікарських і вибухових речовин, синтетичних каучуків і миючих засобів. Таким чином, видобута з вигазованого простору газоводоконденсатна суміш після стабілізації і паливно-хімічної переробки може бути розділена на різні фракції, які в подальшому можуть використовуватися для виробництва палива і низки інших цінних хімічних продуктів.

4.1 Західний Донбас

Ресурси метану у різних геолого-промислових районах Донбасу оцінені шляхом експертних розрахунків з урахуванням запасів вугілля та середнього ступеня їх газоносності.

На території Дніпропетровської області розташовується чотири геолого-промислових райони – Петриківський, Новомосковський, Лозівський та Павлоградсько-Петропавлівський. Запаси вугілля за експертними оцінками перевищують 20 млрд.т. З них приблизно $\frac{3}{4}$ розвідано з різним ступенем детальності, решта прогнозні ресурси. Деяка частина вугілля може бути віднесена до коксівного. Видобуток вугілля здійснюється тільки на території Павлоградсько-Петропавлівського району. Павлоградсько-Петропавлівський вугленосний район розташований на південно-західному моноклінальному схилі Донецького басейну. Простягання порід північно-західне, падіння північно-східне, полого під кутом від 3 до 5 градусів. У цьому напрямку відбувається поступове зростання сучасної глибини залягання вугільних пластів. На полі шахти Західнодонбаська глибина залягання вугільних пластів змінюється від - 260 м на верхніх горизонтах до -450 м на нижніх, на ділянці Свідовська - 440 до -740 м, на полі шахти ім. Героїв Космосу цей показник змінюється відповідно від - 180 до - 360 м, , шахти Тернівська -60 до -110 м, шахти Самарська від, -30 до -160 м, шахта Степова від-50 до-250 м. Перепад глибин складає 180-190 м отже, у зв'язку з дуже пологим заляганням вугільних пластів перепад глибин між верхнім та нижнім горизонтами шахт незначний, тому цей чинник не міг дуже суттєво вплинути на процес розподілення метану у вугільних пластах у межах шахтних полів.

В структурному плані поле шахти ім. Героїв Космосу віднесено до південно-західної частини Богданівської ступінчатої структури. Полем шахти є середня частина Богданівської ступінчатої структури Західного Донбасу, яка відноситься до типу закритих.

Південною границею більшої частини шахтного поля є один з найкрупніших у Павлоградсько-Петропавлівському районі Богданівський скид. Простягання скида – північно-західне, падіння площини зміщувача північно-східне під кутом 40-60°. Амплітуда зміщення порід складає 275-350м, зменшується на північний захід до повного затухання. На південному заході скид, затухаючи, різко змінює напрямок простягання на близьке до меридіонального і розділяється на серію дрібних скидів (I,II,III,IV).

Продовженням Богданівського скиду до західної межі шахтного поля є Вербський скид з простяганням на південний схід. Падіння площини зміщувача південно-західне, зворотне Богданівському скиду. Амплітуда зміщення зменшується з заходу на схід від 85м до 30м.

На північному сході II блоку шахтного поля границею є Благодатненський скид, який проходить паралельно Богданівському скиду на відстані 3,5км. Простягання скида – північно-західне. Падіння площини зміщувача – північно-східне під кутом 70°. Амплітуда зміщення порід – від 15 до 30м. Опіряючий скид “К” має амплітуду 0 - 8м з кутом падіння 85°

На шахтному полі, крім диз'юнктивної тектоніки, у висячому крилі Богданівського скиду розповсюджені пликративні дислокації у вигляді пологих антиклинальних піднять і синклінальних прогинів вугільних пластів і вміщуючих порід [34].

Промислова вугленосність шахтного поля відноситься до відкладів самарської свити C_1^3 , яка розміщується між вапняками C_5 і C_1 . Середня потужність товщі між вапняками C_5 і C_1 складає 380м, між вугільними пластами c_{11} і c_1 – 290м. Для світи C_1^3 характерними є мілка циклічність і висока вугленасиченість. Вона складена комплексом осадових порід від

пісковиків до аргілітів і містить до 50 вугільних пластів і прошарків, із яких промислове значення мають 8 вугільних пластів: c_{11} , c_{10}^B , c_9 , c_8^B , c_8^H , c_7^H , c_5 , c_1 .

Пласти c_{12} , c_7^B , c_4^2 , c_4^1 , c_4^B , c_2 – мають підлегле значення. Сумарна потужність пластів у середньому складає 6,21м, коефіцієнт промислової вугленості – 2,6%. Робоча потужність вугільних пластів коливається від 0,60 до 1,50 м при переважних значеннях 0,80-0,90м. Глибина залягання пластів – від 105 до 760 м. Потужність продуктивної товщі від вугільного пласта c_1 до c_{11} дорівнює 190 м). Будова пластів переважно проста. Складна будова характерна для пластів c_{11} і c_8^B , у меншій мірі – для пластів c_{10}^B і c_1 .

Основні ресурси метану накопичуються у пластах вугілля і вміщуючих породах, всього 3703,28 млн. м³, [22, 23, 25] в тому числі:

- у вугільних пластах робочої потужності – 729,5 млн.м³;
- в некондиційних вугільних пластах і прошарках – 159,38 млн.м³;
- у безвуглистих вміщуючих породах – 49,8 млн. м³;
- у межах структурно-тектонічної пастки в пісковіку $c_6Sc_7^H$ (I блок) – 56,0 млн.м³.
- в нетрадиційних колекторах – 2708,6 млн. м³.

Поле шахти Західно-Донбаська відноситься до центральної частини Богданівської ступінчатої структури Західного Донбасу, до типу закритих. Потужність мезокайнозойських відкладів, які перекривають кам'яновугільну товщу, досягають у середньому 165 м.

Простягання порід на оцінюваній площі – північно-західне, падіння – північно-східне під кутом 2-5°. Поле шахти, у цілому, слабо ускладнено тектонічними порушеннями і знаходиться у сприятливих структурних умовах.

Тектонічні порушення виявлені, в основному, у південній частині шахтного поля, де простягається Богданівський скид. Богданівський скид є південною межею шахтного поля. Простягання скиду північно-західне, падіння площини зміщувача північно-східне під кутом 40-45°. Амплітуда зміщення у межах шахтного поля

змінюється від 185 до 340 м. Богданівському скиду супутні дрібні порушення, такі як “скид 2”, апофізи “4” і “3” з амплітудою до 10-15 м.

У західній і центральній частинах площі виявлені малоамплітудні порушення. На півночі шахтного поля, паралельно Богданівському скиду, простягається Благодатненський скид (2 км) з амплітудою зміщення 12 – 40 м. Цей скид, як і Богданівський, згідно залягає відносно падіння вуглевміщуючої товщі порід. Кути падіння зміщувача складають 60-87°.

У межах блоків 3 та 1, на півдні простягається Богданівський скид, а на півночі – Благодатненський. Простягання Богданівського скиду у межах блоків західне, падіння площини зміщувача – північне під кутом 50-80°. Амплітуда зміщення порід змінюється від 100 до 288 м. Простягання Благодатненського скиду північно-західне, падіння площини зміщувача північно-східне під кутом 70°. Амплітуда зміщення у межах шахтного поля змінюється від 15 до 30 м. Опірючий скид “К” має амплітуду від 0 до 8 м з кутом падіння 85°.

У дійсний час шахта відробляє вугільний пласт c_{10}^B на прирізаній частині ділянки “Свідовська”, що примикає на півночі до 1 блоку основного шахтного поля. Роботи проводяться у висячому крилі Петрівського скиду, який є незгідний по відношенню до залягання порід карбону і має азимут простягання 300-320° на північний захід. Амплітуда його зміщення варіює від 3 до 21 м, кути падіння зміщувача – 74-88°. Цей скид, за даними геофізичних методів розвідки і перевірконого буріння, супроводжується великою кількістю супутніх малоамплітудних порушень. Для них характерні амплітуди від 0 до 10 м і круті кути падіння: 80-90°. Малоамплітудні порушення є як згідно, так і незгідно залягаючі, мають простягання на північний захід і південний схід (280-310° і 110-140° відповідно).

На шахтному полі, крім диз’юнктивної тектоніки, у висячому крилі Богданівського скиду розповсюджені пликативні дислокації у вигляді пологих

антиклинальних піднять і синклинальних прогинів вугільних пластів і вміщуючих порід.

Гірничими виробками виявлено низку малих тектонічних порушень в центральній частині шахтного поля, які мають північно-східний напрямок простягання з амплітудою зміщення від 0 до 4,0 м і кутом падіння зміщувачів від 80 до 88° [24].

Промислове значення мають 7 вугільних пластів: c_{10}^B , c_8^B , c_8^H , c_7^H , c_6 , c_5 , c_1 .

Потужність вуглевміщуючої товщі від вугільного пласта c_1 до c_{10}^B дорівнює 265м. Мінімальна глибина залягання вугільних пластів промислового значення – 224,60 м (пласт c_{10}^B), максимальна – 775 м (пласт c_1). Потужність вугільних пластів, прийнятих до підрахунку запасів, змінюється від 0,45 до 1,65м. Коефіцієнт промислової вугленосності складає 2,1%.

Вугільні пласти c_{10}^B , c_8^H відносяться до витриманих, c_8^B , c_7^H , c_6 , c_5 , c_1 – відносно витриманих.

Основні ресурси метану концентруються у вугільних пластах та вміщуючих їх породах, всього 1949,63 млн. м³, [24] в тому числі:

- у вугільних пластах робочої потужності з метаносністю від 8 м³/т с.б.м і вище – 1046,8 млн.м³;
- в некондиційних вугільних пластах і прошарках – 314,73 млн.м³;
- у безвуглистих вміщуючих породах – 86,30 млн. м³;
- в газонасиченій покрівлі пісковика $c_6Sc_7^H$ (I блок) – 32,89 млн. м³;
- у межах структурно-тектонічної пастки в пісковику $c_6Sc_7^H$ (I блок) – 56,0 млн.м³ [4];
- у межах структурно-тектонічної пастки в пісковику c_5Sc_6 – 3,17млн.м³;
- в нетрадиційних колекторах – 409,74 млн. м³.

В геоструктурному відношенні поле шахти Тернівська знаходиться на північно-східному схилі Українського кристалічного масиву і простягається повздовж південно-західного борту Дніпровсько-Донецької западини. Площа характеризується, в основному, спокійним моноклінальним заляганням відкладів карбону з падінням порід в північному і північно-східному напрямку під кутом 3-4⁰. Біля зон тектонічних порушень кути падіння порід зростають до 5-8⁰. Пологе залягання осадової товщі ускладнюється рядом

великих, середніх і малих тектонічних порушень типа скидів, які сполучаються з пологими структурами плікативного типу.

Простягання основних тектонічних порушень – північно-західне і південно-східне. Кути падіння скидів 50- 60⁰. Амплітуди зміщення порід в зонах порушень змінюються від 15-20 до 320 м. Більшість тектонічних порушень розривають всю стратиграфічну товщу порід світи С₁³ - це великі скиди Богданівський, Тернівський і Південно-Тернівський

Богданівський скид має північно-західне простягання з амплітудою зміщення від 230 до 315 м і кутом падіння зміщувача 45-55⁰. Потужність зони порушень порід в прискидовій частині складає за даними гірничих робіт від 10 до 20 м. Кути падіння порід в порушених зонах змінюються від 10 до 45⁰.

Тернівський скид простягається через усе шахтне поле з південного заходу на північний схід, розділяючи ділянку на дві площі: північно-східну в лежачому крилі і південно-західну - у висячому крилі скиду. Кути падіння зміщувача змінюються від 65 до 80⁰. Для Тернівського скиду характерна наявність супутньої малоамплітудної порушеності. Дрібні порушення мають східний напрямок простягання з амплітудою зміщення від 0 до 10 м і кутами падіння зміщувачів від 50 до 80⁰.

Південно-Тернівський скид просліджується поздовж південно-західної межі шахтного поля. Загальне простягання скиду – північно-західне. Падіння площини зміщувача – північно-східне під кутом 55-65⁰. Потужність зони дроблення і зминання порід по скиду складає 10-12 м. Південно-Тернівський скид характеризується, як і Тернівський, серією опірюючих апофіз з малими амплітудами.

Промислова вугленосність шахтного поля приурочена до відкладів Самарської світи візейського яруса нижнього карбону. Вугленосна товща порід залягає між вапняком С₁ і вугільним пластом с₁₂. Промислове значення мають 9 вугільних пластів, які досягають робочої потужності: с₈^Н, с₈^В, с₇^В, с₇^Н, с₆, с₅^В, с₄¹, с₄ і с₁.

Найбільш витримані по площі вугільні пласти c_5 і c_4^H потужністю 0,65 – 1,10 м і 0,80-1,10 м - відповідно. Інші вугільні пласти – відносно витримані.

Основні ресурси метану скопичені в пластах вугілля і вміщуючих породах, всього 111,23 млн. м³ [8], в тому числі:

- у вугільних пластах від 7 м³/т с.б.м і вище – 58,0 млн.м³;
- у безвуглистих вміщуючих породах – 10,72 млн. м³;
- у вільному стані в газоносних вміщуючих породах в інтервалі $c_1Sc_4^H$ – 5,1млн. м³;
- у межах структурно-тектонічної пастки в пісковіку $c_6^HSc_7^H$ -11,41млн.м³;
- в нетрадиційних колекторах – 26,0млн. м³.

Поле шахти Самарська у геоструктурному відношенні розташоване у прибортовій частині південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини і належить до південної частини центрального грабена.

Будова поля шахти складна, з розвитком диз'юнктивних та плікативних форм дислокації. Останні найбільш розповсюджені у західній частині та біля тектонічних порушень (Південно-Тернівський скид) і утворюють пологі складки з амплітудами до перших метрів.

Диз'юнктивні порушення показані крупними і малоамплітудними скидами. До крупноамплітудних скидів належать: Богданівський скид - амплітуда зміщення 35-320 м, кут падіння 45-60⁰, Тернівський скид - амплітуда зміщення 15-50 м, кут падіння 70⁰, Олефірівський скид - амплітуда зміщення 15-50 м, кут падіння 75⁰, Богуславський скид амплітуда зміщення 70-145 м, кут падіння 60-65⁰), Південно-Тернівський скид амплітуда зміщення 3-130 м, кут падіння 45-65⁰, які є природними межами блоків шахтного поля. Малоамплітудні скиди найбільш розповсюджені у центральній та західній частинах шахтного поля та біля Південно-Тернівського скиду.

В цілому шахтне поле характеризується спокійним заляганням осадових відкладів з падінням у північному та північно-східному напрямку під кутом 2-4⁰, який збільшується в зонах тектонічних порушень до 7-10⁰ [6].

Основною продуктивною товщею поля є вугільні відклади самарської світи нижнього карбону (C_1^3), яка нараховує 25 вугільних пластів і прошарків. Робочу потужність мають 8 вугільних пластів: c_1 , c_4 , c_4^1 , c_4^2 , c_5 , c_6 , c_7^B , c_8^B , але вугільні пласти c_7^B і c_8^B розташовані вище межі безпечного ведення гірничих робіт під покровними відкладами і зняті з балансу шахти “Самарська”. В теперішній час шахта відпрацьовує вугільні пласти c_5 , c_4 , c_1 на глибинах 170-220м.

Ресурси метана в пластах вугілля і вміщуючих породах в інтервалі c_1 - c_4 оцінюємої площі шахти “Самарська” складають 47,5 млн.м³, [6]в тому числі: - 29,4 млн.м³ – в кондиційних вугільних пластах і прошарках, в тому числі: 27,0 млн.м³ – в балансових запасах кондиційних вугільних пластів c_4 і c_1 і 2,4 млн.м³ – в некондиційних вугільних пластах і прошарках;

- 18,1 млн.м³ - у вміщуючих породах, в тому числі в безвуглистих вміщуючих породах – 11,0 млн.м³, в газонасичених колекторах – 7,1 млн.м³;

На полі шахти „Західно-Донбаська” метаноносність вугільного пласта c_8^B , за даними аналізу показних проб, коливається у межах 6-17 м³/т г.м., переважають значення від 8-14 м³/т г.м. Максимальний показник загальної метаноносності 17 м³/т г.м. відмічено у південно-західній частині, і трохи меншій 14 м³/т г.м. у північно-східній частині шахтного поля. Мінімальний показник газоносності вугільного пласта 6 м³/т г.м. зафіксовано у центральній і 7 м³/т г.м. у південно-східній частині площі [24].

Для з'ясування причин змінення загальної газоносності вугільного пласта було виконано розкладення її значення на фонову та залишкову складові.

За даними усіх проб, де вивчалась газоносність, фонові складові метаноносності пласта коливається від 8,8-11,8 м³/т г.м., загальний характер її змінення на площі такі же як за даними показних проб. Зростання фонові складові метаноносності вугільного пласта відбувається зі сходу на захід, майже перпендикулярно до падіння порід. Співставлення ізоліній фонові

складової метаноносності з ізогіпсами вугільного пласта c_8^B поля шахти Західно-Донбаська вказує на те, що змінення газоносності у регіональному плані зумовлено не сучасною глибиною залягання вугільної товщі. Положення ізогаз повністю не співпадає з розміщенням ізогіпс пласта c_8^B . Глибина залягання пласта зростає у північно-східному напрямку, а фонові складові газоносності у західному. Локальні відхилення метаноносності вугільних пластів від регіонального фону зумовлені місцевими геологічними факторами.

За даними усіх свердловин, що досліджувалися на газоносність, відхилення метаноносності пласта від регіонального фону спостерігається на десяти ділянках. П'ять з них мають від'ємний показник, та п'ять додатній. Найбільша позитивна аномалія ($8 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$), має овальну форму і знаходиться на північній окраїні шахтного поля, друга видовжена у південно-західному напрямку, розташована на захід від першої її показник відхилення $6-7 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ Третя, найбільша за площею газова позитивна аномалія, знаходиться у південно-західній частині поля, неподалік від Богданівського скиду. Її положення співпадає на плані з локальною антиклінальною складкою. Вона має видовжену форму, протягується зі сходу на захід. Відхилення від регіонального фону складає $5-6 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ Четверта і п'ята позитивні аномалії тяжіють до південної частини шахтного поля. Одна з них овальної форми, знаходиться у центральній південній частині і співпадає на гіпсометричному плані з локальною синклінальною складкою, показник відхилення від регіонального фону $5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ Друга, невелика аномалія розташована на південно-західній окраїні шахтного поля у зоні впливу Богданівського скиду. Показник відхилення від регіонального фону $2 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$

Найбільша негативна аномалія відхилення метаноносності від регіонального фону розташована у північно-західній частині шахтного поля і складає $-10 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$, у плані вона співпадає з зоною малоамплітудної порушеності та локальною антиклінальною складкою. Друга негативна аномалія знаходиться на північній окраїні поля, показник відхилення від

регіонального фону $-7 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$, вона має витягнуту у північному напрямку форму, а на гіпсометричному плані знаходиться у межах локальної синклінальної складки. Третя від'ємна аномалія відхилення від регіонального фону $-7 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ розташовується у центрі поля і на гіпсометричному плані локальних структур, співпадає з локальним синклінальним прогином центральної антиклінальної складки простягнутої з південного-сходу на північний-захід. Недалеко від неї, у північно-східному напрямку розташована ще одна невелика ($-3 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$) негативна аномалія, яка у плані знаходиться у межах синклінальної складки. П'ята негативна аномалія займає практично всю південно-східну частину шахтного поля, показник відхилення від регіонального фону $-6 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ на гіпсометричному плані локальних структур знаходиться у межах антиклінальної складки.

Результати досліджень на полі шахти Західно-Донбаська дають можливість зробити наступні висновки:

1). Зростання регіональної складової газоносності відбувається у західному та північно-західному напрямках і не співпадає зі збільшенням глибини залягання порід.

2). Негативні аномалії вугільного пласта c_8^B на картах локального відхилення від регіонального фону співпадають на площі з антиклінальною структурою протягнутою через усе шахтне поле з південного-сходу на північний-захід, з зоною малоамплітудної порушеності на північному заході, а також знаходяться у межах локальних синклінальних складок.

3). Позитивні газові аномалії частіше фіксуються у межах локальних синклінальних складок, біля Богданівського та „2” скидів, та у межах локальної антиклінальної структури.

На полі шахти ім. Героїв Космосу метаноносність вугільного пласта C_{10}^B , за даними аналізів усіх проб, де вивчалась газоносність вугілля, метаноносність вугільного пласта C_{10}^B змінюється від 2 до $12 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$, переважає значення $4-6 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Підвищена метаноносність вугілля (понад $6 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$) характерна для центральної частини шахтного поля, а також для

південно-західної та північно-східної його окраїн. Мінімальні значення загальної газоносності пласта ($2-4 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$) зафіксовані на північному заході та південному сході площі [25].

За даними усіх проб, де вивчалась газоносність вугілля, регіональна складова метаноносності пласта коливається від $6,5$ до $7,5 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Загальний характер її змінення на площі шахтного поля такий же, як за даними представницьких проб. Зростання регіональної складової метаноносності вугільного пласта відбувається чітко із заходу на схід.

Співставлення ізоліній регіональної складової метаноносності з ізогіпсами вугільного пласта C_{10}^B у межах поля шахти ім. Героїв Космосу вказує на те, що змінення газоносності у регіональному плані в значній мірі зумовлене сучасною глибиною залягання вугленосної товщі. Положення ізогаз не співпадає повністю з розміщенням ізогіпс вугільного пласта зростання глибини залягання пласта відбувається у північно-східному напрямку, а регіональної складової газоносності – із заходу на схід. Це змушує вказати припущення про існування ще одного регіонального чинника метаноносності вугільних пластів у даному районі, природа якого потребує більш широкого вивчення.

Локальні відхилення метаноносності вугільних пластів від регіонального фону зумовлені впливом місцевих геологічних факторів, які накладалися на регіональні чинники, газоносності і створювали цим конкретні умови газо накопичення у вугільних пластах на обмеженій за розмірами ділянках шахтного поля.

За даними усіх проб, що досліджувалися на газоносність, значні відхилення метаноносності пласта від регіонального фону мають місце на п'яти ділянках. Три з них мають додатній знак, дві - від'ємний. Позитивні газові аномалії розміщені у південно-західній та північно-східній окраїнах і в центрі шахтного поля. перша з них має складну конфігурацію у плані і простягається у південно-східному напрямку вздовж зміщувача Богданівського скиду. Відхилення від регіонального фону тут сягає 5

$\text{м}^3/\text{т.г.м.}$ Північно-східна газова аномалія зі знаком плюс також простягається у південно-східному напрямку і тяжіє до змішувача. Благодатненського скиду та його відголуджень – скидів Поперечного та V. Величина аномалії сягає $3 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Третя позитивна газова аномалія має овальну форму в плані і величину відхилення від регіонального фону до $3 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Її розміщення співпадає з локальною улоговиною, що знаходиться у центрі шахтного поля і являє собою найбільш занурену його ділянку. Обидві відемні газові аномалії співпадають на площі з найбільш чітко вираженими локальними антикліналями, одна з яких розміщена у південно-східній частині шахтного поля, а друга – у північно-західній. Локальне відхилення метаносності вугільного пласта від регіонального фону досягає для південно-східної аномалії – $4 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$, для північно-західної – $5 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$

Результати досліджень на полі шахти ім. Героїв Космосу дозволяють зробити наступні висновки.

1). Регіональним чинником газосності вугільних пластів у межах шахтного поля є сучасна глибина їх залягання. Є підстави вважати цей чинник не єдиним, оскільки напрямок зростання метаносності вугільних пластів не повністю співпадає з сучасним падінням вугленосної товщі на площі досліджень.

2). Негативні аномалії метаносності вугільних пластів (локальні відхилення від регіонального фону) співпадають на площі з локальними антиклінальними структурами.

3). Позитивні газові аномалії зафіксовані поблизу змішувачів Богданівського і Благодатненського скидів та їх апофізів, а також у локальній сідловині, що розміщена у центрі шахтного поля між двома чітко вираженими локальними антикліналями.

На полі шахти Самарська метаносність вугільного пласта c_4 коливається у межах $0-6 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ переважають значення $1-3 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Зростання метаносності спостерігається у північному напрямку. Найвищий показник понад $6 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ відмічено у південній частині шахтного

поля. Мінімальна газоносність спостерігається вдовж південно-східної границі шахтного поля $0-1,5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$

За даними аналізу регіональна складова металоносності вугільного пласта c_4 змінюється від $0-3,5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ Загальне зростання її відбувається у північному напрямку. Ізогази мають лінійну форму і розміщуються на однаковій відстані одна від одної. Співставлення ізоліній регіональної складової метаноносності з ізогазами вугільного пласта c_4 вказує на те, що змінення газоносності у регіональному плані не залежить від сучасної глибини залягання вугільної товщі. Положення ізогаз не співпадає з розміщенням ізогіпси вугільного пласта. Зростання глибини залягання вугільного пласта відбувається у північно-західному напрямку, а регіональної складової у північному. Це вказує на наявність, ще одного регіонального чинника метаноносності вугільного пласта.

Локальні відхилення метаноносності вугільного пласта від регіонального фону зумовлені впливом місцевих геологічних факторів, які накладалися на регіональні чинники газоносності і створювали цим конкретні умови газонакопичення. За даними проб на полі ш. Самарська відхилення метаноносності вугільного пласта c_4 від регіонального фону зафіксовані на 10 ділянках, з них 4 позитивні та 6 негативних.

Найбільша негативна аномалія $-3 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ розташована на півночі шахтного поля біля крупних Алефірівського та Богданівського скидів. Інші негативні аномалії мають відхилення від регіонального фону у межах -1 до $-1,5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ та знаходяться у північно-східній, північно-західній та західній частинах шахтного поля. Західна від'ємна аномалія $-1 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ розташовується у південному крилі Південно-Тернівського скиду. Північно-західна від'ємна аномалія $-0,5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$ має овальну форму витягнуту з півночі на південь, та розміщується поблизу зони малоамплітудних розривів субширотного простягання. Північно-східна від'ємна аномалія $-1,5 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$, є продовженням найбільшої північної аномалії витягнутої у південно-східному напрямку. Її положення співпадає з тектонічним порушення Апофіза 1.

Східна відємна аномалія $-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. знаходиться у північно-східному крилі антиклінальної складки яку видно на карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта c_4 на полі ш. Самарська. Найбільша за площею відємна аномалія $-1 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. розташована в південно-східній частині шахтного поля у тектонічному плані її положення співпадає з зоною мало амплітудної порушеності.

Позитивні газові аномалії спостерігаються у північно-західній, центральній та північно-східній частинах шахтного поля(рис). Північно-західна аномалія має значення відхилення газоносності вугільного пласта від регіонального фону $1,5 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. та простягається вздовж Алефірівського середньоамплітудного скиду. Центральна позитивна аномалія $1 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. невелика за розміром та витягнута з півночі на південний-схід, її положення на карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта c_4 співпадає з улоговиною між антикліналями, та продовжується у південно-східному напрямку на крилі антикліналі, яка простежується через центральну та південно-східну частину шахтного поля. Третя – північно-східна позитивна аномалія, має значення відхилення від регіонального фону $1,5 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. На карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта від регіонального фону вона знаходиться у периклінальній частині локальної синклінальної складки. Четверта аномалія - значенням відхилення газоносності від регіонального фону $1 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. знаходиться у східній частині шахтного поля. На карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта від регіонального фону вона розташована у крилі локальної синклінальної складки, яка простягається вздовж північної границі шахтного поля.

Результати досліджень на полі ш. Самарська:

1). Одним, але не єдиним регіональним чинником газоносності вугільних пластів є сучасна глибина залягання вугільної товщі. Зростання глибини залягання вугільної товщі відбувається у північно-західному напрямку, а зростання газоносності вугільних пластів у північному.

2). Негативні аномалії розташовуються у зоні впливу велико- та середньо амплітудних розривів, зоні малоамплітудної порушеності, та на крилі антиклінальної складки.

3). Більшість позитивних газових аномалій знаходяться в крилах синклінальної складки, та в зоні дії середньоамплітудного розриву.

На полі шахти Дніпровська метаносність вугільного пласта c_{10} коливається у межах 1-8 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м. переважають значення 2-5 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м. Максимальний показник загальної метаносності спостерігається у північно-західній частині шахтного поля 8 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м. Мінімальний показник газоносності вугільного пласту зафіксовано у центрі шахтного поля 1 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м.

Для з'ясування причин змінення виконано розклад її значення на фонову та залишкову складові. За даними аналізу фонові складові вугільного пласта c_{10} у межах шахтного поля змінюється від 1-8 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м. Зростання відбувається у північно-західному напрямку, ізобазні мають лінійну форму і розміщуються на однаковій відстані одна від одної.

Співставлення ізоліній фонові складові метаносності з ізогіпсами вугільного пласта c_{10} вказує на те що змінення газоносності у регіональному плані зумовлено не тільки сучасною глибиною залягання вугільної товщі. Глибина залягання пласта зростає у північно-східному напрямку, а фонові складові газоносності у північно-західному.

Локальні відхилення газоносності вугільного пласта від регіонального фону зумовлені впливом місцевих геологічних факторів, які накладалися на регіональні чинники газоносності і створили конкретні умови газонакопичення. На ш.Дніпровська відхилення газоносності в вугільного пласта c_{10} від регіонального фону відмічено на 6 ділянках, 2 з них з від'ємним знаком 4 з додатнім.

Найбільша негативна газова аномалія розміщена у центрально-північно-західній частині шахтного поля та складається з двох невеликих аномалій (східної -0,5 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м. та північно-західної -1,5 $\text{м}^3/\text{т}$ г.м.) та однієї

великої центральної $-2,5 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. на карті локальних відхилень гіпсометрії тектонічній карті ця аномалія співпадає з антиклінальною складкою сильно порушеного мало амплітудними розривами. Друга невелика за розміром негативна аномалія $-1 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. розміщується у західній частині шахтного поля, її поява пояснюється тим що вона розташована у зоні стику Богданівського та Повздовжнього скидів.

Всі позитивні аномалії розташовані у північній та північно-західній частині шахтного поля. Північна аномалія $2 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. розміщується біля технічної границі шахтного поля. Дві північно-західні аномалії $2 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. та $1 \text{ м}^3/\text{т}$ г.м. також розміщуються біля технічної границі ш. Дніпровська та Західнодонбаська. У тектонічному плані вони співпадають зі східним схилом синклінальної структури, центральна частина якої знаходиться на території ш. Західнодонбаська. Третя позитивна аномалія знаходиться у південній частині шахтного поля біля скиду Апофіза В.

Результати досліджень на полі ш. Дніпровська:

1). Одним з регіональних чинників є сучасна глибина залягання вугільної товщі. Зростання глибини залягання вугільної товщі відбувається у північно-східному напрямку, а зростання газоносності вугільних пластів у північно-західному. Це вказує на те що сучасна глибина не єдиний регіональний чинник.

2). Негативні аномалії розташовані в центральній частині антиклінальної складки інтенсивно порушеній малоамплітудними розривами та у зоні стику двох великоамплітудних розривів.

3). Позитивні газові аномалії концентруються на схилі синклінальної складки, та біля тектонічного порушення.

Узагальнюючи результати дослідження закономірностей та геологічних причин змінення загальної газоносності вугільних пластів на полях шахт ім. Героїв Космосу та Західно-Донбаська, Самарська, Дніпровська можна зробити наступні висновки:

Зростання регіональної складової метаноносності вугільних пластів відбувається у напрямках, які лише частково співпадають або зовсім не співпадають з падінням порід вугленосної товщі. Із цього витікає, що сучасна глибина залягання пластів та ступінь метаморфізму вугілля на площі шахтних полів, що дослідувалися, не є основними чинниками газоносності у регіональному плані. Слід припустити існування інших чинників газоносності вугільних пластів, природа яких на час невідома.

Позитивні газові аномалії частіше за все розміщуються поблизу змішувачів крупно- та середньоамплітудних скидів. у межах локальних складчастих структур переважно синклінального типу. Причиною цього явища є підвищена порушеність структури вугільних пластів у зонах розривів та локальних синклінальних складок і наявність породних екранів, які забезпечували зберігання метану, що накопичувався у вугіллі.

Негативні локальні аномалії метаноносності переважають у межах локальних антиклінальних структур малоамплітудними розривами. Найбільш вірогідно, що підвищена дегазація вугільних пластів на вказаних ділянках зумовлена порушеністю порід вугленосної товщі на всю її потужність, включаючи також покривні відклади.

Газ у вугільних пластах знаходиться у вільному та сорбованому стані. Вільний метан заповнює пори та тріщини у вугільних пластах та породах. Його вміст залежить від пористості вугілля, пластового тиску та температури. Вміст вільної фази газу зростає із збільшенням пористості та тиску і зменшується з підняттям температури гірничого масиву. Основна кількість метану у вугіллі знаходиться у сорбованому стані. Сорбційна властивість вугілля зростає із збільшенням метаморфізму вугілля та вмісту у ньому мікро компонентів групи фюзеніта. Між сорбованим та вільним метаном існує динамічна рівновага, яка порушується при змінненні зовнішніх умов. Із збільшенням глибини залягання вугільних пластів їх газопроникність падає. Сорбційна газоемкість вугілля досягає максимуму на глибині 800-1000 м від верхньої границі метанової зони, а далі повільно зменшується в

результаті високого тиску. Вміст вільного метану зростає з глибиною прямо пропорційно. Загальна метаносність вугілля є сумарним об'ємом метану в сорбованому та вільному стані і зростає з глибиною до 1400 м нижче верхньої границі метанових газів. Частка вільного метану зростає з глибиною і досягає для сухого вугілля на глибині 1000 м 20-30% і на глибині 1400 м 30-40 %, а для вугілля з природною вологістю відповідно 30-40, та 40-50 %.

Це загальні уявлення вчених про співвідношення двох складових загальної метаносності вугільних пластів – вільного та сорбованого метану і закономірності змінення їх вмісту з глибиною залягання порід. Розглянемо ці питання на прикладі полів шахт ім. Героїв Космосу та Західно-Донбаська.

На полі шахти ім. Героїв Космосу, за даними усіх проб, що досліджувалися на газосність, вміст вільного метану у вугільному пласті змінюється від 10 до 55 %. Підвищеним вмістом вільного метану (понад 15 %) пласт характеризується у південно-східній половині шахтного поля та на півдні поблизу змішувача Богданівського скиду. На решті площі вміст вільного метану у вугільному пласті не перевищує 10-15 %.

За даними проб, регіональна складова вмісту вільного метану у вугільному пласті зростає у північно-західному напрямку від 5 до 30 %. Цей напрямок майже повністю співпадає з простяганням ізогіпс пласта, тобто регіональне змінення вмісту вільного метану у даному випадку не залежить від глибини залягання вугільного пласта. Збільшення регіональної складової вмісту вільного метану у напрямку простягання порід вугленосної формації не має теоретичного пояснення.

Локальні відхилення вмісту вільного метану від регіонального фону мають місце на двох ділянках. Найбільш крупна з них негативна аномалія займає центральну частину північно-західної половини шахтного поля і приурочена до сідловини локальної антикліналі, що перетинає усе шахтне поле з південного сходу на північний захід. Величина відхилення тут досягає – 10 %. Друга аномалія має позитивне значення (до 20 %) і розташована у північно-західній частині шахтного поля. Вона тяжіє до площі, що інтенсивно порушена малоамплітудними розривами.

Отже, на полі шахти ім. Героїв Космосу:

1). Регіональна складова вмісту вільного метану, усіх проб, що досліджувалися на газоносність, зростає по простяганню вугільного пласта і не залежить від глибини.

2). Позитивні локальні аномалії вмісту вільного метану у вугільному пласті, виявлені поблизу зміщувача Богданівського скиду і на площі, що порушена мало амплітудними розривами.

3). Негативні локальні аномалії вмісту вільного метану зафіксовані у зонах, що тяготіть до Богданівського (на більшій частині його простягання) на Благодатненського скидів, а також у центрі шахтного поля на площі сідловини локальної антиклінальної складки.

На полі шахти Західно-Донбаська за даними усіх проб, що досліджувалися на газоносність, вміст вільного метану у вугільному пласті c_8^B змінюється від 5- 45%. Загальне підвищення газоносності відбувається у північному напрямку. Найбільші показники вмісту метану 45% та 40% спостерігаються у центрально-західній та південно-західній частині шахтного поля. Перший тяжіє до локальної синклінальної складки, другий знаходиться у межах впливу Богданівського скиду у крилі синклінальної складки. Найменший показник вмісту метану (5%) знаходиться на півдні шахтного поля, на площі це зона впливу Богданівського та „2” скидів. Зменшення вмісту метану до 20% відмічається, також, біля західної границі шахтного поля у межах локальної антиклінальної складки

Регіональна складова вмісту вільного метану у вугільному пласті збільшується у північ-північно-східному напрямку від 10 до 42%. Зростання регіональної складової відбувається на північ-північно-схід у напрямку збільшення глибини залягання вугільного пласта. Падіння вугільної товщі північно-східне. Тож, результати вивчення газоносність по регіональній складовій вмісту вільного метану за даними усіх проб та показних співпадають, збільшення вмісту метану росте з глибиною залягання вугільного пласта.

Локальні відхилення вмісту вільного метану від регіонального фону спостерігаються на семи ділянках. Чотири з них додатні, а три від'ємні. Найбільший додатний показник метаноносності має південно-західна ділянка (16%) яка розташовується у зоні впливу Богданівського скиду. Друга додатна аномалія (14%) фіксується у центрально-західній частині шахтного поля. Вона має витягнуту у північно-західному напрямку форму і на плані співпадає з локальним синклінальним прогином у межах антиклінальної складки простягнутої зі сходу на захід. Третя додатня аномалія (6%) знаходиться у північно-східній частині шахтного поля і розташовується у межах антиклінальної складки. Четверта аномалія (3%) знаходиться в так званій нестабільній зоні впливу зміщувача Богданівського та „2” скидів, у межах антиклінальної складки. В цю ж нестабільну зону попадає і західна частина від'ємної аномалії витягнутої у східному та західному напрямках. Західна частина (-12%) знаходиться у нестабільній зоні впливу скидів, а східна (-8%) розташовується у межах локальної синклінальної складки. Друга від'ємна аномалія (-12%) знаходиться на півночі шахтного поля на плані вона розташована у межах локальної синклінальної складки. Трете найбільше локальне відхилення вмісту метану (-14%) спостерігається у центрально-західній частині поля між, двох великих позитивних аномалій. На плані вона тяжіє до антиклінальної складки.

Отже, на полі шахти Західно-Донбаська:

1). Регіональна складова вмісту вільного метану, за даними усіх проб що досліджувались на газоносність, зростає з глибиною залягання вугільного пласту.

2). Позитивні аномалії вмісту вільного метану виявлено у зоні впливу Богданівського та „2” скидів, а також у межах антиклінальних складок та одинична у локальній синклінальній складці.

3). Негативні аномалії вмісту вільного метану фіксуються у зоні впливу Богданівського та „2” скидів, а також у межах синклінальних складок і одинична у межах антиклінальної складки.

Узагальнюючи результати досліджень закономірностей та геологічних чинників змінення вмісту вільного метану у вугільних пластах на полях шахт ім. Героїв Космосу та Західно-Донбаська можна прийти до наступних висновків:

1). Регіональна складова вмісту вільного метану у вугільних пластах на полі шахти ім. Героїв Космосу, за даними як показних так і усіх проб, що дослідувалися на газоносність, зростає у напрямках, що не співпадають з падінням порід вугленосної товщі. Це свідчить про те, що сучасна глибина залягання порід не є регіональним чинником змінення вмісту вільного метану на даному шахтному полі. Природа альтернативного регіонального чинника на часі нез'ясована.

На полі шахти Західно-Донбаська регіональна складова вмісту вільного метану у вугільних пластах, зростає у напрямку падіння порід вугленосної товщі. Це свідчить про те, що на даному шахтному полі основним регіональним чинником змінення вмісту вільного метану у вугільних пластах є сучасна глибина їх залягання.

2). Позитивні локальні аномалії вмісту вільного метану у вугільних пластах розміщуються у зоні впливу крупноамплітудного Богданівського скиду та його апофіз, у межах локальних складчастих структур (переважно антиклінального типу) та на окремих ділянках, інтенсивно порушених малоамплітудними розривами. Причиною такого явища є підвищена порушеність структури вугільних пластів у зонах розривів та локальних складчок і наявність породних екранів, які забезпечили зберігання вільного етану, що накопичувався у вугіллі.

3). Негативні локальні аномалії вмісту вільного метану у вугільних пластах тяготять до зон впливу Богданівського та Благодатненського скидів і їх апофіз та до локальних складчастих структур (переважно синклінального типу). Найбільш вірогідно, що причиною такого явищі є підвищена порушеність порід вугленосної товщі у межах таких ділянок на всю її потужність, включаючи також і покривні відклади.

4.2 Красноармійський геолого-промисловий район

На території Красноармійського геолого-промислового району розташовується 17 діючих шахт, 5 ділянок підготовлених та переданих під промислове освоєння, значна кількість попередньо розвіданих ділянок та перспективних ділянок з прогнозними ресурсами. Запаси вугілля за експертними оцінками перевищують 10 млрд.т., яких майже половина – коксівне вугілля. Запаси на перспективних ділянках перевищують 2 млрд.т, при незначній кількості коксівного вугілля. На полях закритих шахт залишилось понад 20 млн.т. запасів. За експертними оцінками ресурси метану у надрах Красноармійського геолого-промислового району перевищують 230 млрд.м³.

Характеристику ресурсних складових Красноармійського геолого-промислового району розглянемо на прикладі шахт Білозерська, Добропільська, Білецька.

Шахта Білозерська входить у склад об'єднання Добропільвугілля. Розташована у північно-західній частині Красноармійського геолого-промислового району.

На полі шахти “Білозерська” гірничими виробками виявлено понад 100 малоамплітудних розривів вугільних пластів. Серед них переважають скиди. Малоамплітудні розриви мають тут різноманітну орієнтовку в просторі. Серед цього різноманіття можна відокремити 4 основні системи розривів. Найбільш яскраво проявляється субширотна система з нахилом зміщувачів у північному напрямку. Такі ж приблизно елементи залягання мають і деякі середньоамплітудні розриви (Добропільський, Гнилушинський та інші). Достатньо чітко виражені також субширотна система малоамплітудних розривів із падінням зміщувачів на південь, та субмеридіональна система, зміщувачі якої нахилені в західному напрямку. Значно слабкіше проявилась субмеридіональна система розривів із падінням зміщувачів на схід.

Тектонічні розриви вугільних пластів шахти “Білозерська” підрозділяються на дві групи: багатопластові та однопластові. Розриви першої групи перетинають в стратиграфічному розрізі декілька вугільних пластів, мають значну довжину (кілометри) та амплітуди зміщення в декількох метрів, а інколи в десятки метрів. До цієї групи розривів відносяться Добропільський, Гнилушинський, Гнилушинський Південний скиди. Однопластові розриви характеризуються малою довжиною (100-200м, інколи до 1000м) та незначною амплітудою зміщення (до 1м). Вони групуються в ізометричні або витягнуті зони. На шахтному полі чітко відокремлюються зони підвищеної інтенсивності малоамплітудної порушеності вугільних пластів, які простягаються вздовж багатопластових розривів. Крім того, відокремлюються також зони однопластових розривів у західній та північній частинах шахтного поля. В цілому вся північна частина шахтного поля вражена малоамплітудними розривами значно інтенсивніше за південну. На полі шахти присутні слабо виражені локальні структури.

На полі шахти ”Білозерська” у розрізі основної покрівлі вугільного пласта I_3 знаходиться потужний (10-25 м і більше) пласт пісковика, що є водоносним горизонтом. Між вугільним пластом та пісковиками знаходиться аргіліто-алевролітова товща потужністю 10-30 м. Не дивлячись на таку будову розрізу порід основної покрівлі, в центральній частині шахтного поля часто відбуваються прориви води з покрівлі пласта з притоками від 50 до 600 м³/год. Причиною проривів шахтних вод саме у цій частині шахтного поля слугує інтенсивна тріщинуватість вугільного пласта та порід покрівлі. Виникнення тріщинуватості порід пов'язане тут із різким зменшенням у південно-східному напрямку потужності пласта пісковика L_1 Sl_3 (основна підшва вугільного пласта) від 70 до 10 м. Ущільнення осадків у процесі діагенезу зумовило деформацію товщі порід основної покрівлі вугільного пласта I_3 та утворення чисельних тріщинуватих зон. На полі шахти “Білозерська” метаноносність вугільного шару I_3 змінюється від 2,6 до 20,4 м³/т.г.м., середнє 10,3 м³/т.г.м. Значення метаноносності менше 10

м³/т.г.м. переважає в західній частині поля і частково відзначається на сході. Метанозбагаченість гірських виробок вугільного шару I₃ закономірно зростає з глибиною його залягання від 5,0 м³/т.д.в. на верхніх обр'ях до 25,0 м³/т.д.в. на нижнім. У цілому на сході й у центрі метаносність вугільного шару підвищена (понад 10 м³/т.г.м.). На південний схід біля технічної границі з полем шахти "Алмазна" її значення досягає максимуму - 20,4 м³/т.г.м. У границях шахтного поля метаносність вугільного шару в цілому збільшується із заходу на схід.

Шахта видобуває переважно вугілля марки Г. Запаси його за експертними оцінками перевищують 80 млн. т. Ресурси метану у робочих вугільних пластах та пластах супутниках 2,5 млрд.м³, у пісковиках понад 33 млрд.м³.

Поле шахти Добропільська розташовано у південно-східному напрямку від поля шахти Білозірська. Гірничими виробками виявлено близько 80 малоамплітудних розривів типу скидів та насувів. Найбільш чітко виражена діагональна система з падінням зміщувачів в північно-східному напрямку, елементи залягання якої подібні до елементів залягання зміщувача Мерцалівського насуву. Не виключається генетичний зв'язок між ними. Відокремлюється також діагональна система з падінням зміщувачів на північний захід, південний захід та південний схід. При цьому діагональна система з падінням зміщувачів на південний схід має орієнтовки зміщувачів близькі до орієнтовки зміщувача Добропільського насуву. Тут також можливий їх генетичний зв'язок. Серед малоамплітудних насувів відокремлюються дві діагональні системи з падінням зміщувачів на північний схід та південний схід. Зустрічаються також окремі діагональні насиви з падінням зміщувачів на північний захід та південний захід.

На полі шахти "Добропільська" безпосередню покрівлю вугільного пласта I₃ складають переважно аргіліти. Значне місце займають також алевроліти. Вони переважають у північній та центральній частинах шахтного поля. Потужність аргіліто-алевролітової товщі змінюється тут в інтервалі 1-5

м. Пісковики користуються дуже обмеженим розвитком. Невеликі за розмірами ділянки з пісковиками у безпосередній покрівлі вугільного пласта зустрічаються в центрі шахтного поля. На полі шахти "Добропільська" у розрізі порід основної покрівлі вугільного пласта I_3 пісковики користуються дуже широким розповсюдженням. На півдні та заході поля вони присутні майже повсюди. Їх потужність тут сягає 10-20 м. В північній та східній частинах шахтного поля пісковики присутні лише на невеликій площі. Їх потужність тут же перевищує 5м.

На полі шахти "Добропільська" метаноносність вугільного шару I_3 знаходиться в границях 7,0-25,0 м³/т.г.м., середнє 15,1 м³/т.г.м. Майже на всій площі поля метаноносність шару перевищує 10,0-15,0 м³/т.г.м.. На північному сході відокремлюються дві ділянки, де метаноносність перевищує 20,0 м³/т.г.м. У цілому метаноносність вугільного шару на глибоких горизонтах більш висока, чим на верхніх. Метанозбагаченість гірських виробок вугільного шару I_3 має максимальні значення (понад 15,0-20,0 м³/т.д.в.) у центральній частині шахтного поля. В усіх напрямках від центра вона зменшується до 10,0 і навіть 5,0 м³/т.д.в.

Шахта Добропільська видобуває переважно вугілля марки Г. Запаси його за експертними оцінками перевищують 60 млн. т. Ресурси метану у робочих вугільних пластах та пластах супутниках понад 6 млрд.м³.

Поле шахти Білецька розташовано у південно-східному напрямку від поля шахти Добропільська. Гірничими виробками встановлена наявність на полі шахти малоамплітудних розривів насувів і скидів. Найбільш крупні з малоамплітудних розривів зустрічають на декількох пластах. Відокремлюються дві системи таких розривів. Перша система - меридіональна, утворює з великоамплітудними насувами (Добропільським та Мерцалівським) кут до 45 градусів. В гірничих виробках спостерігається їх складна ступенева будова. В окремих місцях скидова структура розривів змінюється на підкидову. Для цих розривів притаманна велика довжина (понад 4000м) та амплітуда зміщення від 0,3 до 1,5м. Уздовж порушень цієї

системи подекуди трапляються однопластові супутні розриви. Розриви другої системи багатопластових порушень орієнтовані з південного заходу на північний схід, майже перпендикулярно до розривів першої системи, та під кутом 40-45 градусів по відношенню до великоамплітудних насувів. В гірничих виробках виявлено 7 розривів цієї системи. Вони являють собою скиди довжиною від 1000 до 3000м з амплітудами зміщення до 1,5м. Усі вони також мають багатоступеневу будову та інколи супроводжуються більш дрібними однопластовими порушеннями. На полі шахти "Білицька" у стратиграфічному інтервалі порід l_3-l_5 , що слугує основною покрівлею вугільного пласта l_3 , дуже широко розвинуті пісковики потужністю від перших метрів до 10-12 м. Вони відсутні лиш на окремих порівняно малих за площею ділянках на південному заході та північному сході шахтного поля. На полі шахти "Добропільська" у розрізі порід основної покрівлі вугільного пласта l_3 пісковики користуються дуже широким розповсюдженням. На півдні та заході поля вони присутні майже повсюди. Їх потужність тут сягає 10-20 м. В північній та східній частинах шахтного поля пісковики присутні лише на невеликій площі. Їх потужність тут же перевищує 5м.

На поле шахті "Білицька" метаноносність вугільного шару l_3 змінюється від 9,1 до 26,0 м³/т.г.м., середнє 15 м³/т.г.м. Метанозбагаченість гірських виробок вугільного шару l_3 зростає в напрямку збільшення сучасної глибини його залягання від 5,0 м³/т.д.в. у верхніх частинах до 10,0-15,0 м³/т.д.в. і більше на нижніх. Знижена метаноносність шару характерна для центральної частини шахтного поля. Тут вона не перевищує 15,0 м³/т.г.м. На півночі метаноносність підвищується до 15,0-20,0 м³/т.г.м. і більше. На півдні її значення перевищує 15,0 м³/т.г.м.

Шахта видобуває переважно вугілля марки Г. Запаси його за експертними оцінками перевищують 70 млн. т. Ресурси метану у робочих вугільних пластах та пластах супутниках 4,3 млрд.м³.

4.3 Донецько-Макіївський геолого-промисловий район

На території Донецько-Макіївського геолого-промислового району розташовується 23 діючі шахт, значна кількість ділянок підготовлених та переданих під промислове освоєння, попередньо розвіданих та перспективних ділянок з прогнозними ресурсами. Запаси вугілля за експертними оцінками перевищують 5 млрд.т., з яких більше половини – коксівне вугілля. Запаси на перспективних ділянках складають майже млрд.т. На полях закритих шахт залишилось понад 70 млн.т. запасів. За експертними оцінками ресурси метану у надрах Донецько-Макіївського геолого-промислового району перевищують 200 млрд.м³.

Характеристику ресурсних складових Донецько-Макіївського геолого-промислового району розглянемо на прикладі шахт ім. В.М.Бажанова, Глибока, ім.Калініна, ім. Кірова.

Шахта ім. В.М. Бажанова розробляє вугільний пласт m_3 . Марка вугілля К. Середня потужність пласта 1,65 м. Глибина розробки до 1200м. Залягання порід похиле з кутами падіння до 5 градусів. Зольність вугільних пачок до 8%. Вологість вугілля 0,8%. Вміст сірки 3,5%. Вміщуючи породи представлені переважно аргілітами та алевролітами (до 80%) та пісковиками (до 20%). Вапняків та вугільних пластів до 1%. Крім основного робочого пласта, в породах покрівлі зустрічається 10 вугільних пластів супутників. Газоносність вугільних пластів 15-22 м³/т. Метанозбагаченість – 20 м³/т.с.б.м. Промислові запаси вугілля понад 60 млн.т. Прогнозні ресурси метану у вугільних пластах до 2 млрд. м³, у пісковиках до 60 млрд. м³.

Шахта Глибока розробляє вугільні пласти h_4 , h_6 , h_8 , h_{10} . Марка вугілля Т. Середня потужність пластів від 0,7 до 1,43 м. Глибина розробки від 600 до 1000м. Залягання порід похиле з кутами падіння від 3 до 33 градусів. Зольність вугільних пачок до 13%. Вологість вугілля 1,3%. Вміст сірки від 0,7 до 3,6%. Вміщуючи породи представлені переважно аргілітами та алевролітами (до 77%) та пісковиками (до 21%). Вапняків та вугільних

пластів до 2%. Крім основного робочого пласта, в породах покрівлі зустрічається 9 вугільних пластів супутників. Газоносність вугільних пластів 26-32 м³/т. Метанозбагаченість – 30 м³/т.с.б.м. Промислові запаси вугілля понад 23 млн.т. Прогнозні ресурси метану у вугільних пластах до 1,4 млрд. м³, у пісковиках до 9 млрд. м³.

Шахта ім. Калініна розробляє вугільний пласт h₁₀. Марка вугілля Ж,К. Середня потужність пластів від 1,3 м. Глибина розробки до 1200м. Залягання порід похиле, кут падіння 20 градусів. Зольність вугільних пачок до 10%. Вологість вугілля 2%. Вміст сірки 3,2%. Вміщуючі породи представлені переважно аргілітами та алевролітами (до 77%) та пісковиками (до 20%). Вапняків та вугільних пластів до 2%. Крім основного робочого пласта, в породах покрівлі зустрічається 10 вугільних пластів супутників. Газоносність вугільних пластів до-27 м³/т. Метанозбагаченість – 23 м³/т.с.б.м. Промислові запаси вугілля понад 15 млн.т. Прогнозні ресурси метану у вугільних пластах до 1,8 млрд. м³, у пісковиках до 1,8 млрд. м³.

Шахта ім. Кірова розробляє вугільні пласти h₁₀^В, l₁, l₄. Марка вугілля ОС- Т. Середня потужність пластів від 0,7 до 1,2 м. Глибина розробки до 500м. Залягання порід похиле з кутами падіння від 6 до 9 градусів. Зольність вугільних пачок до 20%. Вологість вугілля 1,2%. Вміст сірки від 0,3 до 4,5%. Вміщуючі породи представлені переважно аргілітами та алевролітами (до 51%). Дуже високий вміст пісковиків (до 43%). Вапняків та вугільних пластів до 2%. Крім основного робочого пласта, в породах покрівлі зустрічається 16 вугільних пластів супутників. Газоносність вугільних пластів 26-32 м³/т. Метанозбагаченість –21- 30 м³/т.с.б.м. Промислові запаси вугілля понад 23 млн.т. Прогнозні ресурси метану у вугільних пластах до 1,1 млрд. м³, у пісковиках до 11 млрд. м³.

4.4 Метаноносність вугільних пластів Донбасу

При метаморфізмі вугілля в Донецькому басейні відбулось утворення великої кількості метану. За даними А.М. Бріжаньова та Р.А. Галазова [1] ресурси метану в Донбасі складають до 117 трлн. м³. Метан у вугленосній товщі Донбасу розповсюджений нерівномірно та у різних формах. Так, метан у вільному стані переважно зосереджений у пластах пористих порід – пісковиках та у тріщинуватих зонах. Метан у сорбованому стані зосереджений у вугільних пластах та пропластках та у розсіяній органіці. Сучасний розподіл метану та інших вуглеводневих газів у вугленосних відкладеннях Донбасу обумовлений як сучасними геологічними умовами, так і умовами газоутворення в процесі накопичення вугленосних формацій. Відокремлюється два головних етапи у формуванні газової зональності. Це формування первинної газової зональності разом з накопиченням осадів завдяки процесам газогенерації. Та етап, коли під дією сукупності хімічних, тектонічних і інших геологічних чинників сформувалась вторинна газова зональність. Виділяється три первинних зони : 1) зона переважно сорбованих газів; 2) зона переважно вільних газів; 3) зона метаморфічної деметанізації. Формування первинної зональності відбулось у карбоні та ранній пермі до інверсії тектонічних рухів у прогині.

Після інверсії тектонічних рухів відбувається формування вторинної газової зональності. Інверсії супроводжувалась значним збільшенням вугленосної товщі (від 1-2 до 12км). При цьому відбулось складко та розривоутворення. Міграційні процеси на другому етапі стали переважними. Відбулась суттєва деметанізація, інтенсивна міграція газів, руйнування первинної газової зональності. Поступово сформувався сучасний розподіл газів з глибиною та по площі басейну. Зони первинної зональності були суттєво переміщені. Сформувалась зона газового вивітрювання у верхній частині вугленосного розрізу.

За даними [1, 4] гази, що знаходяться у вугільних пластах, по складу переважно метанові з невеликою кількістю етану, пропану, азоту і двоокису

вуглецю. У вугіллі середньої стадії метаморфізму зустрічаються важкі вуглеводні. У високометаморфізованих антрацитах вміст метану значно знижений, переважають азот і діоксид вуглецю. У вигляді мікродомішок в газах вугільних пластів знаходяться бутан, пентан, гексан, гептан, водень, сірководень, гелій, аргон, неон, криптон, ксенон.

Вугілля це унікальна речовина з дуже великою площею внутрішньої поверхні. Це обумовлено значним розвитком тонких пор. Діаметр пор дуже малий, не перевищує 10^{-8} м. Як наслідок, площа поверхні цих пор сягає сотень м^2 у одному см^3 вугілля. Великою площею внутрішньої поверхні обумовлюється значна його сорбційна властивість по відношенню до метану. По мірі зростання ступеню метаморфізму вугілля від марок Д до А спостерігається зростання сорбційної ємності вугілля і, як наслідок, простежується зростання загальної газоносності. Так, для вугілля з незначним ступенем метаморфізму (марки Д,Г) газоносність переважно складає 5-15 $\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м. Для вугілля з середнім ступенем метаморфізму (марки Ж, ОС, П) - 20-25 $\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м. Для антрацитів - 40-45 $\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м. Для суперантрацитів газоносність різко знижується, навіть до нульових значень. За оцінками фахівців [1, 4] в Донбасі ресурси метану, сорбованого у вугільних пластах потужністю більше 0,3 м, що залягають на глибинах 500-1800 м, складають від 1400 до 2500 млрд. м^3 . При цьому в пластах основних геологопромислових районів міститься близько 855 млрд, м^3 .

Значні ресурси метану крім вугільних пластів у Донбасі вміщуються у породах вугленосної товщі. Основним колектором газу є пісковики, що мають у зонах з невеликими катагенетичними перетвореннями значну пористість. При зростанні катагенетических перетворень осадової товщі, що спостерігається у Донбасі у напрямку з північного заходу на південний схід, знижується пористість і газопроникність пісковиків. Але значний вплив на колекторські властивості порід вугленосної товщі має тектоніка. Наприклад, зональне розташування тріщинуватих зон та зон мало амплітудної розривної

порушеності, істотно впливає на газопроникненість пісковиків та інших порід. У вугленосній товщі Донбасу спостерігаються нетрадиційні пастки газу – масив тріщинуватих порід обмежений не тріщинуватими породами.

Існує три види змісту метану у вміщуючих породах Донбасу [1, 4,]: вільний метан у порах і тріщинах вміщуючих породах; метан у сорбованому стані, що міститься в розсіяній органіці і вугільних пропластках; метан, що знаходиться в об'ємі газонасичених пісковиків.

У роботах [1, 4, 22, 34]. вказується на велику роль тріщинуватості в утворенні локальних скупчень вільного газу метану. Про це свідчить наявність суфлярів метану у вуглевидобувних шахтах та присутність геологорозвідувальних свердловин з яких протягом тривалого часу виділявся газ. У роботах [4, 22, 34,] на основі аналізу сучасної вертикальної і площинної газової зональності, даних про колекторні властивості вміщуючих порід, відомостей про газові поклади, мікропоклади і локальних скупченнях вільного метану у вугленосних відкладеннях було виконане газогелогічне районування площі Донбасу. Виділено чотири зони. Для першої зони характерна наявність промислових покладів і локальних скупчень метану, пов'язаних з колекторами порового і тріщинно-порового типу. Це вугленосна товща Південного і Західного Донбасу, Лисичанського, Червоноармійського геологопромислових районів, а також Бахмутської і Кальмиус-Торецької улоговин. Вугленосна товща вміщує пласти вугілля марок Д, Г і частково Ж.

Для другої зони характерна наявність промислових покладів і локальних скупчень метану, пов'язаних з колекторами тріщинно-порового і тріщинного типів. Це вугленосна товща Донецько-Макіївського, Центрального, Селезньовського, Алмазно-Маріївського і Краснодонського геологопромислових районів Донбасу. Вугленосна товща вміщує пласти вугілля марок Ж, К і ОС. Для цієї зони характерна висока газонасиченість вугільних пластів.

Для третьої зони характерна наявність локальних скупчень метану, пов'язаних з колекторами тріщинного типу. Це вугленосна товща Торезько-Сніжнянського і Боково-Хрустальського геологопромислових районів Донбасу. Вугленосна товща вміщує пласти вугілля марок Т та малометаморфізовані антрацити ($lg p > 2,5$ омсм). Вугільні пласти і вміщуючі породи цієї зони мають низькі колекторські властивості.

Для четвертої зони характерна відсутність скупчень вуглеводневих газів. Це вугленосна товща Должанно-Ровенецького та східні частини Торезько-Сніжнянського і Боково-Хрустальського геологопромислових районів Донбасу. Вугленосна товща вміщує пласти високометаморфізовані антрацити ($lg p < 2,5$ омсм). Вугільні пласти і вміщуючі породи цієї зони не газоносні.

Існують експертні оцінки ресурсів газів у вугільних пластах та загальних ресурсів. Так Красноармійський геолого-промисловий район (33 вугільних пласта) – ресурси метану 231 млрд.м³. Донецько-Макіївський геолого-промисловий район (59 вугільних пластів) – ресурси метану 202 млрд.м³. Центральний геолого-промисловий район (46 вугільних пластів) – ресурси метану 84 млрд.м³. Торезько-Сніжнянський геолого-промисловий район (39 вугільних пластів) – ресурси метану 37 млрд.м³. Лисичанський геолого-промисловий район (25 вугільних пластів) – ресурси метану 22 млрд.м³. Луганський геолого-промисловий район (39 вугільних пластів) – ресурси метану 47 млрд.м³. Алмазно-Маріївський геолого-промисловий район (53 вугільних пластів) – ресурси метану 81 млрд.м³. Краснодонський геолого-промисловий район (24 вугільних пластів) – ресурси метану 56 млрд.м³. Боково-Хрустальський геолого-промисловий район (31 вугільний пласт) – ресурси метану 40 млрд.м³. Селезньовський геолого-промисловий район (32 вугільних пластів) – ресурси метану 51 млрд.м³.

Крім ресурсів метану значний сировинний потенціал складає вугілля закритих шахт. Це сировина яка втрачена для традиційного видобутку. Найбільш перспективним способом її використання є підземна газифікація вугілля. Запаси вугілля на площі закритих шахт значні і сягають: Красноармійський геолого-промисловий район – 20 млн.т.; Донецько-Макіївський геолого-промисловий район – 71 млн.т.; Центральний геолого-промисловий район – 51 млн.т.; Лисичанський геолого-промисловий район – 32 млн.т.; Алмазно-Маріївський геолого-промисловий район – 248 млн.т.; Луганський геолого-промисловий район – 146 млн.т. Крім того, значні запаси вугілля зосереджені у пластах неробочої потужності.

ВИСНОВКИ

Розглянута загальна характеристика геології вугленосної товщі Донбасу та механізм її впливу на кількість та якість запасів як вугілля, так і газу метану. Наголошено, що сировинний потенціал залежить в першу чергу від стратиграфії, літології, тектоніки та ступеня метаморфізму регіону.

У вугленосній товщі більшості районів Донбасу (за виключенням східної частини) зосереджені значні ресурси метану, які сягають 1 трлн. м³

Для Південного і Західного Донбасу, Лисичанського, Червоноармійського геологопромислових районів більш перспективним є

видобуток метану з вміщуючих порід. Для Донецько-Макіївського, Центрального, Селезньовського, Алмазно-Маріївського, Краснодонського та частково Торезько-Сніжнянського і Боково-Хрустальського геологопромислових районів перспективним є видобуток метану як з вміщуючих порід, так і з вугільних пластів. У Должанно-Ровенецькому та східних частинах Торезько-Сніжнянського і Боково-Хрустальського геологопромислових районів видобуток метану є неперспективним.

Найбільші запаси вугілля для газифікації зосереджені у Алмазно-Маріївському та Луганському геологопромислових районах (до 400 млн. т.);

Значні запаси вугілля для газифікації зосереджені у Центральному, Донецько-Макіївському, Красноармійському та Лисичанському геологопромислових районах (до 200 млн. т.). Ємнісні ресурси у кількості до 1 трлн. м³ зосереджені у Центральному районі Донбасу, що є також еквівалентом вмісту води з температурою до 30°C.

Ресурс захисних властивостей гірських масивів оцінюється за ступенем розкриття структур утрудненого водообміну, що є у кожному районі.

Вперше розроблені схеми використання потенційної енергії і техногенних складових регіону.

Обґрунтовані три схеми суміщення у використанні техногенної енергії, ємнісних і захисних структурових складових Донбасу. Ці схеми побудовані на використанні :

- потенційної енергії положення води, що відкачується з шахт та має напірний потенціал понад 10 Мпа;
- теплової енергії виробленого простору шахт з температурою понад 30° С і ємністю масиву $50 \cdot 10^9$ м³ ;
- потенційної енергії окислення залишкових запасів вугілля об'ємом понад 10 млрд. тонн умовного палива.

Розроблені схеми суміщення у використанні цих складових техногенного енергетичного потенціалу полягають у наступному:

- покриття енергетичних піків у споживанні електричної енергії шляхом будівництва підземних гідроелектростанцій у виробках шахт, що закриваються. За цією схемою досягається також екологічний ефект, бо рівень затоплення шахт підтримується на екологічно безпечній глибині;

- рециклінг тепла підземних шахтних вод з використанням теплових носіїв (ємнісний ресурс тепла у цій схемі сягає 40% від об'єму видобутого вугілля шахт);

- підземне спалювання вугілля з некондиційних пластів у межах затопленого масиву шахт, а теплоносієм у цій технологічній схемі є підземні води у над- або підвугільних пісковиках карбонової товщі.

Вперше питома вага кількісних рейтингів різних районів Донбасу у їх ресурсному положенні знайдена у вигляді складових, що відображують геоструктурну будову регіону в цілому. Найвищі показники за цією складовою відображують положення Центрального району Донбасу як найбільшого концентратора теплового ресурсу надр. Потенціал штучного збільшення цього виду ресурсу найвищий у Антрацитівському та Ровеньківському районах з залишковими запасами вугілля, що найбільш придатні до підземного спалювання. Одночасно, за літологічним складом вугленосної товщі у цих районах є пористі ємності техногенного походження які забезпечують кондуктивний відбір тепла та його конвективне перенесення з потужністю еквівалентною ГЕС Дніпровського каскаду.

Показники рейтингу у відношенні ємнісного потенціалу, що відповідають вимогам МАГАТЕ за проникністю гірських порід, складають східну частину Донецького антиклінорю. Потенціал цієї частини складає понад 100 кубічних кілометрів.

Встановлені рейтингові показники характеризують регіон, що вивчається, як такий, що за цільовим проектом можна перевести до використання альтернативних джерел енергії і сировини.

За цими підходами знайдені альтернативні ресурсні складові Донбасу як унікального геологічного утворення, що суттєво змінене техногенезом.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Айруни А.Г., Галазов Р.А. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР: Комплексное освоение газоносных угольных месторождений.- м.: Недра, 1990.
2. Айруни А.А. Охрана окружающей среды при подземной добыче угля. Обзор ЦНИЭИуголь. - М., 1979. - 48 с.
3. Аковецкий В.И. Экологический бум. Аэрокосмос и ноосфера. - М.: Недра, 1989. - 196 с.

4. Брижанев А.М., Галазов Р.А. Закономерности размещения метана в Донецком бассейне. Вып.6.-М.:ЦНИЭИУголь, 1987.

5. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.

6. Блюсс Б.А., Сокил А.М., Гоман О.Г. Проблемы гравитационного обогащения титано-цирконовых песков. - Днепропетровск: Полиграфист. - 1999. - 190 с.

7. Бугара М.И., Назимко В.В., Иванов И.Е., Оценка риска прорыва шахтных вод через барьерный целик // Уголь Украины. -2002.-№5.-С. 27-29.

8. Бусигін Б.С., Мирошніченко Л.В. Розпізнавання образів при геолого-геофізичному прогнозуванні. – Дніпропетровськ: Изд-во ДГУ, 1991. – 168 с

9. Вознюк Г.Г., Баньковская В.М., Панарина Г.Н., Сухоплюева Т.М. Влияние отвалов угольных шахт на подземные воды // Использование и охрана подземных вод Урала: Тез. Всеурал. науч.-координац. совещ. по рацион. использованию и охране подземных вод Урала и сопредельных регионов. Ч. 1. - Свердловск, 1983, - С. 24-25.

10. Говард А.Д., Ремсон И. Геология и охрана окружающей среды. - Л.: Недра. - 1982. - 583 с.

11. Гончаренко В.А., Довбнич М.М. Застосування алгоритмів розпізнавання образів для прогнозування аномальних газоносних зон у Донбасі по геолого-геофізичним даної //Збірник наукових доповідей Міжнародної науково-технічної конференції «Гірська геологія, геомеханіка і маркшейдерія», Донецьк, 11-15.10.2004

12. Евграшкина Г.П. Влияние горнодобывающей промышленности на гидрогеологические и почвенно-мелиоративные условия территорий. - Д.: Монолит. - 2003. - 200 с.

13. Забигаило В.Е., Широков А.З. Проблемы геології газів вугільних родовищ. – К.: Наук. думка. – 1972. – 172 с.

14. Зайденварг В.Е., Навитный А.М., Твердохлебов В.Б. Гидрогеологические аспекты ликвидации шахт России // Уголь. - 1999. - №12. - С. 28-30.

15. Заключение о результатах работы "Оценка влияния процесса ликвидации шахт на эколого-гидрогеологическое состояние окружающей среды и разработка рекомендаций по уменьшению негативных последствий": Отчет о НИР / Артемовская ГПП, Артемовск, 2004. - 67 с.

16. Зборщик М.П., Осокин В.В. Предотвращение экологически вредных проявлений в породах угольных месторождений. - Донецк: Дон ГТУ, 1996. - 178 с.

17. Изучение загрязнения подземных вод в горнодобывающих районах / В.А. Мироненко, Е.В. Мольский, В.Г. Румынин. - Л.: Недра, 1988. - 277 с.

18. Князева Е.Н., Курдюмов С.П. Законы эволюции и самоорганизации сложных систем. - М.: Наука, 1994. - 238 с.

19. Котлов Ф.В. Изменение геологической среды под влиянием деятельности человека. - М.: Недра. - 1978. - 263 с.

20. Красавин А.П. Защита окружающей среды в угольной промышленности. - М.: Недра, 1991. - 221 с.

21. Лизун С.О., Иванців О.Є., Дудок І.В., Науменко І.В., Кухар З.Я.

Закономірності розподілу метану в кам'яновугільних басейнах України та перспективи його видобутку та використання // Геологія і геохімія паливних копалин. – 2001. – №2. – С. 122 – 127.

22. Лишин В.П., Лишин А.В. Нетрадиционные газове коллекторы угольного месторождения Западного Донбасса // Геотехническая механика.-2005.- №53, с.73-78.

23. Лишин В.П., Шайдорова И.М., Свербихин Ю.Г., Лишин А.В. Геологические условия газонасыщенности угленосных обложений карбона Западного Донбасса // Геотехническая механика.-2002.- №33, с.10-14.

24. Лишин В.П., Шайдорова И.М., Висновок по газонасиченості вуглевміщуючої товщі по полю шахти Західно-Донбаська // Донецьке державне регіональне геологічне підприємство ДРГП «Донецькгеологія», Західно-донбаська комплексна геолого-гідрологічна партія.- Павлоград, 2003.-90 .

25. Лишин В.П., Шайдорова И.М., Висновок по газонасиченості вуглевміщуючої товщі по полю шахти ім. Героїв Космосу // Донецьке державне регіональне геологічне підприємство ДРГП «Донецькгеологія», Західно-донбаська комплексна геолого-гідрологічна партія.-Павлоград, 2003.-55 с.

26. Лишин В.П.,Шайдорова И.М., Висновок по газонасиченості вуглевміщуючої товщі по полю шахти Самарська// Донецьке державне регіональне геологічне підприємство ДРГП «Донецькгеологія», Західно-донбаська комплексна геолого-гідрологічна партія.-Павлоград, 2003.-50 с.

27. Лишин В.П., Шайдорова И.М. Висновок по газонасиченості вуглевміщуючої товщі по полю шахти Павлоградська// Донецьке державне регіональне геологічне підприємство ДРГП «Донецькгеологія», Західно-донбаська комплексна геолого-гідрологічна партія.-Павлоград, 2003.-52 с.

28. Максимович Н.Г., Горбунова К.А. Формирование агрессивности подземных вод при использовании пород отвалов угольных шахт в строительстве // Инженерная геология. - 1990. №6. - С.90-99.

29. Маланчук З.Р., Жомирук Р.В. Дослідження впливу відвалів фосфогіпсу на забруднення ґрунтів та ґрунтових вод // Геотехнічна механіка. - 2005. - Вип. 56. - С. 108-117.

30. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 216 с.

31. Моисеев Н.Н. Модели эволюции и экологии. - М.: Наука, 1983. - 364 с.

32. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. Новый диалог с природой. - М.: Прогресс, 1986. - 432 с.

33. Природа, техника, геотехнические системы. - М.: Недра. - 1978. - 151 с.
34. Приходченко В.Ф. Нагорний Ю.М. Хоменко Н.В. Вплив тектоніки на газоносність вугільних пластів у Західному Донбасі// Геотехническая механика.-2005.- №53 с.160-166.
35. Решение геозкологических и социальных проблем во время эксплуатации и закрытия угольных шахт / В.Ф. Янукович, Н.Я. Азаров, А.Д. Алексеев и др. - Донецк, 2002. - 480 с.
36. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали в 2-х томах: Загальні засади енергозбереження / За ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – Т1. – 510 с.
37. Техногенные последствия закрытия угольных шахт Украины / Ю.Н. Гавриленко, В.Н. Ермаков, Ю.Ф. Кренида, О.А. Улицкий, В.А. Дрибан. - Донецк, 2004. - 631 с.
38. Электрические нагрузки промышленных предприятий / Волобринский С.Д., Каялов Г.М., Клейн П.Н., Мешель Б.С. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
39. Яковлев Е.А., Сляднев В.А. Влияние промышленных отходов на формирование экологического риска загрязнения геологической среды Донбасса в связи с массовым закрытием угольных шахт // Труды 4-й Межд. конф. "Сотрудничество для решения проблемы отходов". Харьков. - 2007. - С. 25-27.
40. Gruner D.B, Hood W.C. Geochemistry of drainage from a coal refuse pile, Pyramid Mine, Perry Country, Illinois // Proc. of the Symposium on surface mining hydrology, Sedimentology and Reclamation, Lexington, 1981. - P. 355-357.
41. Matess G., Otting R., Schulz M., Werner H. Effect of coal mine waters of Nordrhein-Westphalia in groundwater // JANS Publications, - 1982. - №139. - P. 271-278.

ДОДАТОК А

ВИТЯГ

з протоколу № 8 засідання кафедри гідрогеології та інженерної
геології Національного гірничого університету

Дніпропетровськ

02.12.2010 р.

ПРИСУТНІ: завідувач кафедри гідрогеології та інженерної
геології, д.т.н., професор Садовенко І.О., доценти Рудаков Д.В., Прокопенко
Т.Д., Кращенко В.Д., Тимощук В.І., Загриценко А.М., Максимова-Гуляєва
Н.О., Інкін О.В., старший викладач Федоренко О.О., асистент Тішков В.В.

СЛУХАЛИ: інформацію керівника теми ГП -409 д.т.н., проф.
Садовенка І.О. про результати виконання науково - дослідної роботи

ВИСТУПИЛИ: к.г.-м.н., доценти Тимощук В.І., Кращенко В.Д., Прокопенко Т.Д.

В своїх виступах вони звернули увагу на актуальність вирішуваних в НДР задач для вивчення Донбасу. Узгодження гіпотези геологічної історії і будови Донбасу для визначення структурових особливостей, що обумовлюють якість і запаси вугілля, метаноносність, газодинамічні явища, мають значне теоретичне та практичне значення для цього вугледобувного регіону. Підкреслили, що розробка геотехнічних схем використання сировинного та енергетичного ресурсу Донбасу в сучасних умовах шляхом оптимального сполучення вуглевидобутку, використання метану, підземної газифікації вугільних пластів, фільтраційного потенціалу порушеного масиву та його ємнісних властивостей надбаних за рахунок вуглевидобутку має велике практичне значення для регіону.

Підкреслили також великий об'єм теоретичних досліджень, які виконані відповідно з ТЗ та календарним планом робіт. Виказали побажання про більш широке використання результатів робіт в навчальному процесі.

ПОСТАНОВИЛИ:

1. Вважати, що робота виконана в повному обсязі відповідно з календарним планом робіт та технічним завданням.

2. Робота виконана на високому науковому рівні, має теоретичне та практичне значення, відповідає технічному рівню кращих вітчизняних та зарубіжних аналогів, в теоретичному плані досліджені геологічні умови Донбасу. В практичному - сучасними методами визначено його сировинні ресурси .

3. Робота не містить матеріалів, які можуть скласти предмет винаходу або конфіденційної інформації „ноу-хау” (ст.30/31 Закону України „Про

підприємства в Україні), які виконавець може самостійно передати третім особам (тиражувати) на договірній основі.

4. Результати роботи увійшли до програми використання альтернативного ресурсу шахт, що закриваються (протокол № 1 від 16.06.2010 між НГУ та ВАТ Дніпродіпрошахт».

5. Заключний звіт по темі ГП -409 затвердити.

Завідувач кафедри гідрогеології
та інженерної геології , д.т.н., проф.

І.О. Садовенко

Секретар, асистент

В.П. Леонідова

ДОДАТОК Б

ВИТЯГ З ПРОТОКОЛУ №2

засідання Ради за науковим напрямком «Технології прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин»

м. Дніпропетровськ

13 грудня 2010 р.

ПОРЯДОК ДЕННИЙ: Розгляд та затвердження звітів з держбюджетної тематики Ради з наукового напрямку «Технології прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин»

ПРИСУТНІ: голова Ради, декан геологорозвідувального факультету, доктор геологічних наук, професор Приходченко В.Ф., заступник голови,

завідувач кафедри загальної геології, кандидат геологічних наук Хоменко Ю.Т., секретар – доктор геологічних наук, професор Рузіна, завідувач кафедри гідрогеології та інженерної геології, доктор технічних наук, професор Садовенко І.О., професор кафедри загальної геології, доктор геологічних наук Баранов П.М., керівник Центру аналітико-технологічних досліджень, кандидат геолого-мінералогічних наук, провідний науковий співробітник Поповченко С.Є.

СЛУХАЛИ повідомлення наукового керівника теми ГП-409 «Структура, геодинаміка, техногенез Донбасу як основа його адаптації до ресурсних потреб України» професора Садовенка І.О. У доповіді повідомлено про основні наукові та практичні результати виконаних досліджень у 2010 р. В обговоренні прийняли участь професор Баранов П.М., професор Рузіна М.В., провідний співробітник Поповченко С.Є.

УХВАЛИЛИ:

1. Робота по держбюджетній темі виконана в повному обсязі згідно з календарним планом та технічним завданням на 2010р.
2. Науково-технічний рівень відповідає сучасному світовому рівню наукових розробок.
3. Робота актуальна, має фундаментальний характер і комплексний підхід.
4. Наукові результати:

Доведено, що регіональні зони розвитку динамічних явищ визначаються ступенем деформаційних процесів, що протікають в осадовій товщі, і які в свою чергу знаходять відбиття в локальній складовій поля напружень, зумовленого порушенням стану рівноваги. У продовж тектонічної історії формування регіону це відображується характерними кількісними параметрами щодо глибини занурення відкладів та їх потужності, амплітуди підйому і характеру зміни амплітуд окремих тектонічних форм, часу формування тектонічних структур та метаморфізму вугілля. Наслідки впливу геотектонічної будови відображуються у параметрах проникності локальних структур, їх захисних властивостей та енергетичної ємності техногенного ресурсу, який може бути використаний після закриття шахт.

На прикладі Донбасу розроблено принципову схему геотектонічного районування глибинних вугленосних прогинів з корегуванням їх на основі геофізичних вимірів. Виділення геотектонічних зон зроблено за наступними основними ознаками: 1) глибина пізньопалеозойського занурення; 2) потужності кам'яновугільних відкладів; 3) амплітуда підйому; 4) час формування тектонічних структур відносно накопичення вугленосної товщі; 5) ступінь впливу тектоніки на основні геологічні характеристики вугленосної формації; 6) генетичні і морфологічні типи складок і розривів; 7) характер змінення амплітуд складок і розривів з глибиною; 8) кількість вугільних пластів; 9) метаморфізм вугілля.

Встановлено морфологічні та геодинамічні особливості тектонічних структур. Амплітуди конседиментаційних розривів і складок з стратиграфічною глибиною зростають. У структурах, закладених у час

накопичення вугленосної товщі і розвинутих у період загального під'єму земної кори в прогинах шляхом спрямованого наслідування раніш збудованих форм, амплітуди зміщення і кути падіння порід зменшуються зі стратиграфічною глибиною (якщо величини реверсивних переміщень були більше конседиментаційних). Розриви післяседиментаційного утворення з глибиною, як правило, згасають. Кути падіння порід на крилах у більшості післяседиментаційних складок з глибиною помітно не змінюються. Брахиструктури прискидового і принасувного короблення згасають в бік більш стародавніх відкладень вугленосної товщі.

Визначено, що ємнісна складова енергетичного потенціалу Донбасу стосовно геологічної будови непорушеного і порушеного масивів розподілена на дві суттєво різні, але взаємозалежні структури. Їх використання може бути паралельним або взаємовиключним – порушені вугільні пласти і вміщуючий масив виконують функції паливовміщуючого об'єму при газифікації, а герметичність цього процесу забезпечує затоплення виробленого простору. Глибини залягання аргілітів, алевролітів і пісковиків, що перевищують 800 м є такими, де параметри швидкості фільтрації відповідають міжнародним нормам до захоронення радіонуклідів у геологічних структурах. Газо гідродинамічний процес при затопленні піддробленого масиву розподіляється за законами руху флюїдів газів на фільтраційну та гідравлічну зони. Внаслідок цього виникає ерліфтний ефект, що призводить до короткочасного підтоплення поверхневих площ з рівнями ґрунтових вод які перевищують доексплуатаційні.

Результати роботи використані при підготовці докторської дисертації доцентом Довбнічем М.М. « Геотектонічна і геодинамічна роль полів напружень, обумовлених порушенням рівноважного стану Землі» (захищена 07.10.2010), Інкіним О.В. « і Жолудєвим «

Ведеться підготовка докторської дисертації (доц. В.П. Солдатенко) і шести кандидатських дисертацій (ас. Я.В. Мендрій, асп. Ромасенко В.В., асп. Дем'янець С.Н., асп. Гречищева Д.В., асп. Виктосенко І.А., асп. Белашенко О.О.). Підготовлена кандидатська дисертація Хоменко Н.В. (ступінь готовності 90%) на тему «Газоносність вугільних пластів Західного Донбасу».

5. Практичне значення роботи:

5.1. Вперше розроблена ґрунтова схема , у якій узагальнені елементи геологічної будови, розподілу сировинних ресурсів і техногенезу Донбасу як єдиної геологічної системи. Науковий зміст - узагальнення відзначених складових ґрунтується на дослідженні геологічних і техногенних чинників формування геотехнічної системи регіонального рівня.

5.2. Визначені кількісні співвідношення між сталими і динамічними компонентами геотехнічної системи Донбасу. Перші характеризують довгостроковий ресурс накопичення мінеральної і органічної сировини у геологічному часі. Другі є законсервованими енергетичними джерелами, які переходять у динамічний стан під дією техногенезу.

5.3. Кількісний вимір співвідношень між сталою та динамічною складовими досягається підрахунками інтегральної суми видобутої паливної сировини та її втрат, а також підрахунком потенційної енергії положення твердої складової та кінетичної енергії води і газів.

6. Виконавці: штатні – немає; сумісники - 7.

7. Цінність результатів для навчально – наукової роботи :

Підготовлено та захищено магістерську роботу ст. гр.РР-05-1 Буриєвим А.Б. «Аналіз характеру газоносності вугільних пластів поля шахти «Західнодонбаська», дипломну роботу ст. гр.РР-05-1 Заря Т.А. «Закономірності змінення газоносності вугільного пласта І₃ шахти «Білозерська».

Результати роботи використані також у підготовці фахівців, зокрема у викладанні студентам спеціальності 7.070701 "Геологія" дисципліни „Промислові типи родовищ корисних копалин” та "Методи прогнозу гірничо-геологічних умов розробки родовищ корисних копалин”, студентам спеціальності 7.070703 «Гідрогеологія» дисциплін «Гірничопромислова гідрогеологія», «Геолого-технічні системи» та ін.

8. Опубліковано 33 наукових роботи.

9. У звіті немає авторських свідоцтв та звісток, що мають державну таємницю. Результати можуть бути опубліковані у відкритій печаті.

10. Результати можуть бути використані в галузі національної економіки.

11. Проміжний звіт по темі ГП-409 затвердити і рекомендувати подовження досліджень у 2011 році.

Голова Ради

Приходченко В.Ф.

Секретар

Рузіна М.В.

ДОДАТОК В

РЕЦЕНЗІЯ

на заключний звіт по темі ГП-409 «Структура, геодинаміка, техногенез Донбасу як основа його адаптації до ресурсних потреб України»

ОБГРУНТУВАННЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИХ КРИТЕРІЇВ ВИБОРУ ПРІОРИТЕТНИХ СХЕМ ВИКОРИСТАННЯ СИРОВИННОГО ТА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ДОНБАСУ

Звіт складається з 4 розділів, містить 142 сторінки машинописного тексту, 24 рисунки і 41 посилання.

Звіт по компоновці і змісту відповідає календарному плану та технічному завданню на виконання науково-дослідної роботи (НДР).

Результати етапів НДР змістовно відображають актуальність, практичну цінність та наукові результати досліджень.

Науково-практичні висновки полягають у дослідженні складових впливу техногенезу на структуру Донбасу, що обумовлені фільтрацією шахтних вод, газогідродинамічними явищами при згортанні вуглевидобутку і неосейсмічними проявами. Обґрунтовані основні параметри геотехнологічних схем використання ресурсів Донбасу, які оцінені за результатами їх перетворення в техногенних умовах, що були створені видобутком вугілля понад сторіччя.

Для реалізації наукових задач роботи використані методи математичного моделювання, фізико-математичного аналізу, магнітотелурічного зондування.

Робота, що рецензується, має повне логічне завершення, де також розроблені технологічні схеми використання сировинного та енергетичного ресурсу Донбасу в сучасних умовах шляхом оптимального сполучення вуглевидобутку, використання метану, підземної газифікації вугільних пластів, фільтраційного потенціалу порушеного масиву та його ємнісних властивостей надбаних за рахунок вуглевидобутку.

Робота заслуговує позитивної оцінки

Рецензент, д.т.н., проф.

Соболев В.В.