

Міністерство освіти і науки України  
 Національний технічний університет  
 «Дніпровська політехніка»  
Природничих наук та технологій

(факультет)

Кафедра гідрогеології та інженерної геології  
 (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
 кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Петровського Сергія Миколайовича

академічної групи 103М-20-2  
 (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

за освітньо-професійною програмою  
 «Гідрогеологія»

(офіційна назва)

на тему Дослідження термогідродинамічного режиму підземного газогенератора та обґрунтування параметрів використання теплового ресурсу закритих шахт Донбасу.

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Інкін О.В.			
розділів:				
Загальний	Ішков В.В.			
Спеціальний	Інкін О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Загриценко А.М.			

Дніпро  
 2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

гідрогеології та інженерної геології

(повна назва)

Рудаков Д.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ »

2021 року

**ЗАВДАННЯ**  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Петровського Сергія Миколайовича академічної групи 103М-20-2  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю  
за освітньо-професійною програмою  
«Гідрогеологія»

на тему Дослідження термогідродинамічного режиму підземного газогенератора та обґрунтування параметрів використання теплового ресурсу закритих шахт Донбасу.

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2021 №937-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Вивчення фізико-хімічних умов процесу підземної газифікації вугілля та аналіз світового досвіду її застосування у різних геолого-гідрогеологічних умовах	10.10.20-30.10.21
Спеціальний	Дослідження термо- та гідродинамічного режиму підземного газогенератора в процесі газифікації вугільних пластів в різних технологічних умовах	31.10.20-20.11.21
	Обґрунтування технологічних схем відбору теплих підземних вод з підземного газогенератора після завершення основного процесу газифікації	21.11.20-15.12.21

Завдання видано

(підпис керівника)

Інкін О.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

10.10.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

17.12.2021

Прийнято до виконання

Петровський С.М.



## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: текстові додатки 89 с., рисунків 19, таблиць 6, джерел 40.

Мета роботи – полягає в обґрунтуванні технологічних принципів та параметрів функціонування енергетичних модулів підземної газифікації вугілля з використанням підземних вод як теплоносія.

За результатами виконаної роботи уточнені математичні моделі газо-, гідро- і термодинамічних режимів при підземній газифікації вугілля в умовах водонасичених родовищ. Обґрунтовано, що в межах термічної зони газогенераторів підземні води є кондиційним рухомих теплоносієм, який можливо використати для передавання теплової енергії горіння вугілля до поверхневої теплоустановки, а також проведена оцінка теплових втрат теплоносія, яка дозволяє визначити термічні і гідродинамічні параметри на вході в установку. Показано, що управління фільтраційними потоками підземних вод як теплоносієм досягається комбінованим водовідбором з свердловин і каналу вигоряння.

Отримані результати послужили основою для дослідження гідродинамічних і теплофізичних процесів, що протікають в водонасичених пісковиках  $h_{10}Sh_{11}$  на ділянці «Ольхово Нижня» при підземному спалюванні вугільного пласта  $h_{10}^1$ . Встановлено, що проникнення теплового потоку з реакційного каналу в обводнені породи покрівлі призводить до формування техногенного геотермального родовища. Синтезом гідралічного і гідродинамічного методів виконана оцінка експлуатаційних запасів нагрітих вод і встановлена можливість їх сталого відбору з температурою 40 - 90 °С протягом опалювального сезону. Для розробки цих ресурсів запропоновано технологічну схему, що дозволяє поряд з вироблюваним газом отримувати нагріті підземні води.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПІДЗЕМНА ГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ, ГАЗОГЕНЕРАТОР, ПІДЗЕМНІ ВОДИ, ГІДРОДИНАМІЧНИЙ І ГАЗОДИНАМІЧНИЙ РЕЖИМИ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МОДУЛЬ.

## ABSTRACT

Explanatory note: text appendices 87 p., Figures 19, tables 6, sources 40.

The purpose of the work is to substantiate the technological principles and parameters of operation of energy modules of underground coal gasification using groundwater as a coolant.

According to the results of the performed work, the mathematical models of gas, hydrodynamic and thermodynamic regimes at underground gasification of coal in the conditions of water-saturated deposits are specified. It is substantiated that within the thermal zone of gas generators groundwater is a conditioned mobile coolant that can be used to transfer thermal energy of coal combustion to the surface heating plant, as well as an assessment of heat loss, which allows to determine thermal and hydrodynamic parameters at the inlet. It is shown that the control of groundwater filtration flows as a heat carrier is achieved by combined water abstraction from wells and the combustion channel.

The obtained results were the basis for the study of hydrodynamic and thermophysical processes occurring in water-saturated sandstones  $h_{10}Sh_{11}$  in the area "Olkhovo Nizhnya" during underground combustion of coal seam  $h_{10}^1$ . It is established that the penetration of heat flow from the reaction channel into the flooded rocks of the roof leads to the formation of man-made geothermal deposits. The synthesis of hydraulic and hydrodynamic methods was used to estimate the operational reserves of heated waters and the possibility of their sustainable selection with a temperature of 40 - 90 °C during the heating season was established. To develop these resources, a technological scheme is proposed that allows to obtain heated groundwater along with the produced gas.

KEY WORDS: UNDERGROUND COAL GASIFICATION, GAS GENERATOR, GROUNDWATER, HYDRODYNAMIC AND GAS DYNAMIC REGIMES, ENERGY.



## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ УМОВИ ТА СВІТОВИЙ ДОСВІД ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИ- ФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ.....	8
2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМО- ТА ГІДРОДИНАМІЧНОГО РЕЖИМУ ПІДЗЕМ- НОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРУ.....	26
2.1. ОБГРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ АКТИВІЗАЦІЇ ТЕПЛОВОГО РЕСУР- СУ ВОДОНОСНИХ ВУГЛЕВМІСНИХ ПОРІД.....	26
2.2. ТЕСТУВАННЯ І ПЕРЕВІРКА АДЕКВАТНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ МОДЕЛІ ТЕПЛОПЕРЕНОСУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ПРОМИСЛОВОГО ЕКСПЕРИМЕ- НТУ.....	40
3. ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ І ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ ГІД- РОТЕОТЕРМАЛЬНОГО МОДУЛЯ ПРИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАС- ТІВ.....	59
ВИСНОВКИ.....	77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	80
ДОДАТКИ.....	85

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Для України енергетичне питання є одним з головних у зв'язку з недостатністю вітчизняних природних енергоносіїв, що потребує пошуків альтернативних джерел енергії та змін в підході до використання традиційних. Вугілля залишається головним паливо-енергетичним ресурсом України, який протягом наступних століть зможе задовільнити також потреби в хімічній сировині. Проблема раціонального видобудку вугілля з одночасним захистом навколишнього середовища для України є одною з пріоритетних і соціально важливих. Особливо гостро вона стоїть в районах інтенсивного антропогенного і техногенного впливу, пов'язаного з переробкою та використанням твердих горючих корисних копалин.

Підземна газифікація вугілля (ПГВ), яка поєднує розробку корисних копалин з їх одночасною підземною переробкою в єдиному технологічному процесі, здатні вирішити ці проблеми, але їх впровадженню перешкоджає низка принципових недоліків. По-перше, це недосконалість управління процесом підземного горіння та термохімічного перетворення вугілля, питання концентрації і транспортування продуктів спалювання на значні відстані, а також труднощі з забезпеченням оптимального гідродинамічного режиму.

У зв'язку з цим, в магістерській роботі була сформульована актуальна науково-практична задача розробки принципів функціонування енергетичних модулів підземного спалювання вугілля з використанням за проміжний рухомий теплоносіє підземних вод у термічній зоні генератора на основі закономірностей термодинаміки газової і рідкої фаз в процесі керованої фільтрації теплоносія.

**Мета роботи** полягає в обґрунтуванні технологічних принципів та параметрів функціонування енергетичних модулів підземної газифікації вугілля з використанням підземних вод як теплоносія.

**Задачі,** розв'язані в магістерській роботі, полягають у наступному:



1. Виконати аналіз і математичне моделювання газо-, гідро- і термо- динамічних процесів ПГВ з визначенням їх режимів.

2. Обґрунтувати можливість використання підземних вод зони ПГВ як теплоносія.

3. Визначити на підставі закономірностей руху рідкої і газової фаз параметри управління фільтраційними потоками теплоносія.

4. Обґрунтувати технологічну схему геомодуля ПГВ для умов конкретного вугільного родовища.

**Об'єкт досліджень** – природні та технологічні фактори формування гідродинамічного режиму підземного газогенератора в складних гідрогеологічних умовах вугільних родовищ.

**Предмет досліджень** – закономірності фазового руху підземних вод у зоні підземної газифікації вугілля, а також параметри управління їх тепловим та гідродинамічним режимом.

**Наукове значення роботи** полягає у встановленні кількісних закономірностей фізичних процесів у водонасичених породах при підземній газифікації вугілля і визначенні параметрів управління гідрогазодинамічним і термодинамічним режимами стану підземних вод як теплоносія.

**Практична цінність.** Встановлені кількісні параметри режиму підземної газифікації вугілля з використанням підземних вод як теплоносія, що дозволяє підвищити енергетичну ефективність генераторів. Обґрунтована схема управління фільтрацією підземних вод з комплексом заходів вдосконалення гідродинамічних умов розробки водонасичених родовищ вугілля способом підземної газифікації.

**Економічний ефект.** Впровадження результатів магістерської роботи при підземній газифікації вугільних пластів українських родовищ дозволить отримати економічний ефект в розмірі 250 тис. грн /рік.

**Соціальний ефект.** Застосування даної технології дозволить розробляти значні запаси некондиційних і малопотужних вугільних пластів та істотно підвищити ККД процесу підземної газифікації вугілля.

## 1. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ УМОВИ ТА СВІТОВИЙ ДОСВІД ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

Підтверджені запаси вугілля в Україні орієнтовно оцінюються в 53,6 млрд. тонн, з яких приблизно тільки одна третина може бути здобута шахтним способом. Решта запаси зосереджені в некондиційних горизонтах, що мають в основному невитриману потужність, але складених вугіллям хорошої якості. Таким чином, в надрах залишається близько 70 % запасів вугілля, в зв'язку з чим стає актуальним питання про вивчення можливості експлуатації некондиційних родовищ за допомогою підземної газифікації вугілля.

Підземна газифікація вугілля (ПГВ) являє собою термохімічний процес перетворення твердого палива яке залягає в надрах в газоподібній стан шляхом нагнітання дуття в одні свердловини і відведення газу з інших. Перевагою ПГВ в порівнянні з їх видобутком на шахтах є ліквідація небезпечної праці гірників і можливість використання величезних запасів вугілля, що залягають в складних гірничо-геологічних умовах, розробка яких традиційними методами нерентабельна.

Геологічні умови експлуатації станцій ПГВ різноманітні. Як правило, розробка родовищ вугілля цим методом ведеться на глибинах до 100 м. Виняток становить Ангреньська станція, де газифікації піддаються пласти, що залягають на глибині 200 м. Мінімальна глибина розробки складає близько 70 м. Падіння пластів, що піддаються газифікації, змінюється від пологого ( $5-15^{\circ}$ , Ангреньська станція) до крутого ( $70^{\circ}$ , Південно-Абінська станція). Потужність пластів різна; складаючи в середньому 3 м, вона може досягати 20 м (Ангреньська станція), при мінімумі 2 м для бурих і 0,7 м для кам'яного вугілля. Покрівля та подошва вугільних пластів може бути представлена як породами з хорошою газопроникністю (вапняки,  $10^{-9} \text{ м}^2$ , Підмосковна станція), так і з низькою (піски і глини,  $10^{-13} \text{ м}^2$  і нижче, Лисичанська станція). Для газифікації придатне буре і кам'яне вугілля, яке характеризуються відносно високої механічної міцністю, невеликої зольністю (до 50 %), незначним вмістом сірки. Товщина пластичного шару не повинна перевищувати 12 мм, а температура золи в середовищі повинна бути в



межах  $t_3 = 1200-1250$  °С Найбільш придатні для газифікації кам'яне вугілля марок Д, Г, ОС і буре вугілля марки Б<sub>1</sub> [5].

При розробці вугільних пластів методом ПГВ зберігається родючий шар ґрунту, так як відсутня необхідність використовувати великі площі для розміщення порожньої породи, як це має місце при відкритій розробці вугільних пластів. Також при спалюванні газу ПГВ значно поліпшуються умови праці і стан повітряного басейну в порівнянні з умовами праці та використанням рідкого і твердого палива.

ПГВ вимагає менших капіталовкладень, ніж газифікація в наземних установках, що обумовлює отримання більш дешевого газу. У табл. 1.1 наведені результати техніко-економічних розрахунків, виконаних в Інституті горючих копалин (Москва), для виробництва електроенергії при використанні газу, отриманого при наземної і підземної газифікації, а також при спалюванні рядового вугілля. Дані табл. 1.1 підтверджують економічність використання газу підземної газифікації для виробництва електроенергії.

Станції ПГВ, як правило, призначаються для виробництва енергетичного і синтетичного газів. Енергетичний газ по своїх теплових якостях придатний для заміни вугілля та інших видів палива при спалюванні в теплотехнічних агрегатах, а синтетичний – для синтезу різних хімічних продуктів. Комплексне використання газу, що виробляється і рідких продуктів газифікації вельми перспективно в зв'язку з дефіцитом метанолу та істотно підвищує ККД ПГВ.

У Великобританії і США були виконані дослідження для визначення витрат на підготовку і проведення газифікації ділянки вугільного пласта. Було встановлено, що при промисловій газифікації вугілля, що залягає в шарі потужністю 1,5 м, питомі витрати становлять 0,05 \$ на  $10^8$  Дж одержуваного газу і 0,025 \$ – при потужності газифікованого пласта 3 м. При отриманні рідких фракцій продуктів газифікації вугілля поточні витрати складуть близько 0,018 \$ на  $10^8$  Дж енергії при потужності пласта 1,5 м і 0,009 \$ при потужності пласта 3 м. Таким чином, питомі витрати на одержуваний газ можуть бути знижені за рахунок використання рідких продуктів ПГВ і збільшення потужності газифікованого пласта.

Таблиця 1.1

## Питомі витрати на виробництво електроенергії

Показник	Паливо		
	Газ		Вугіль
	Наземних газогенераторів	ПГВ	
Капітальні вклади	52,5	43,9	43,0
в тому числі:			
виробництво електроенергії	18,2	18,2	20,1
видобуток палива	26,8	–	22,9
виробництво газу	7,50	25,7	–
Експлуатаційні витрати	12,6	8,40	9,60
Наведені витрати	20,5	15,0	15,8
Співвідношення витрат, %	129,4	95,0	100

Таким чином, спостерігається світова тенденція в розробці методом ПГВ запасів вугілля, зосереджених в некондиційних пластах. Особлива увага приділяється можливості отримання поряд з цільовим газом рідких компонентів переробки вугілля, використання яких істотно знижує питомі витрати на газ. Особливістю технології ПГВ, розробленої в колишньому Радянському Союзі, є те, що всі стадії процесу газифікації здійснюються з поверхні без використання підземного праці. Застосування цієї технології дозволило стійко виробляти мільйони кубічних метрів газу. На рис. 1.1 приведена валова продукція і виробництво газу по станціях "Підземгаз" [11].

Підготовка станції ПГВ до експлуатації починається з буріння на вугільний пласт експлуатаційної і газовідвідної свердловини. Для взаємодії вугілля з дуттям в пласті між пробуреними свердловинами створюється реакційний канал, при утворенні якого застосовують фільтраційну, гідроразривну, електричну збійки і збійки бурінням [12, 13, 14, 15]. Фільтраційна збійка проводиться пропаленням каналу в вугільному пласті осередком горіння. Вона заснована на властивості газопроникності вугільного пласта і ефективна для бурого вугілля [5]. Збійка свердловин методам пневмо- або гідророзриву відбувається шляхом подачі води або повітря в одну зі свердловин під високим тиском, що перевищує гірничий тиск в зоні збійки на величину, достатню для розриву пласта. Після цього в пласті вугілля утворюється тріщина, через яку між свердловинами



може проходити потік газу. Сутність електрозбійки полягає в електротермічному впливі на вугільний пласт шляхом підведення електричного струму до електродів, опущеним в дві сусідні свердловини, внаслідок чого в вугільному пласті утворюється канал з високою газопроникністю.

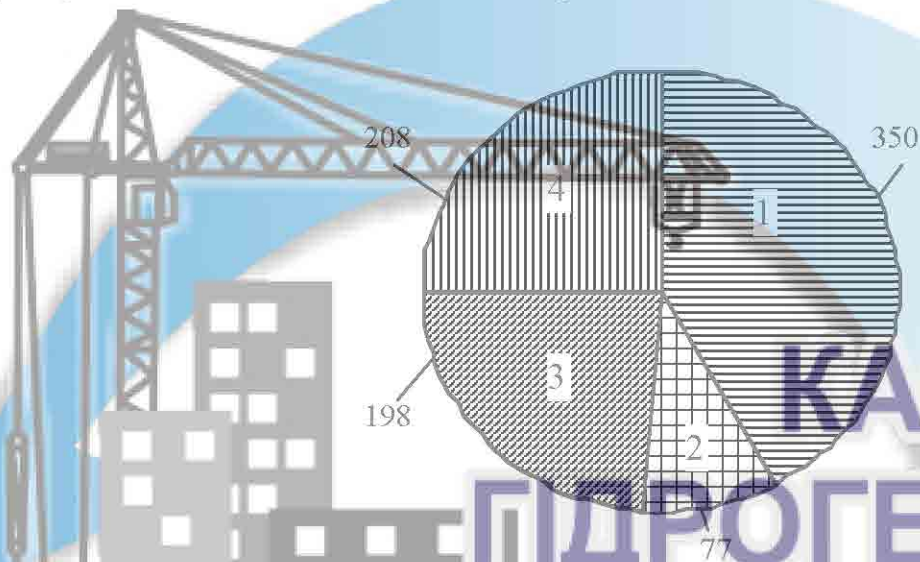


Рис. 1.1. Вироблення валового газу (млн. м<sup>3</sup>) на станціях "Підземгаз": 1 - Підмосковна; 2 - Ангронська; 3 - Лисичанська; 4 - Південно-Абінська

Після збійки свердловин відбувається підпал вугілля і подача хімічних реагентів (повітря, кисню або водяної пари) у вигляді дуття через експлуатаційну свердловину. Ділянка вугільного пласта, де ведеться газифікація (підземний газогенератор), умовно можна розділити на чотири зони, яким відповідають різні реакції горіння, і на яких заснований процес ПГВ (рис. 1.2).

У першій по ходу дуття частини вогневого вибою формується окислювальна зона (зона горіння). Тут відбуваються реакції зі значним виділенням теплоти яка витрачається на нагрівання газів і вугільного пласта до температури 1000 °С. На цій ділянці активно утворюються оксиди - CO і CO<sub>2</sub>, а з пласта надходять метан CH<sub>4</sub> і пари води [16]:



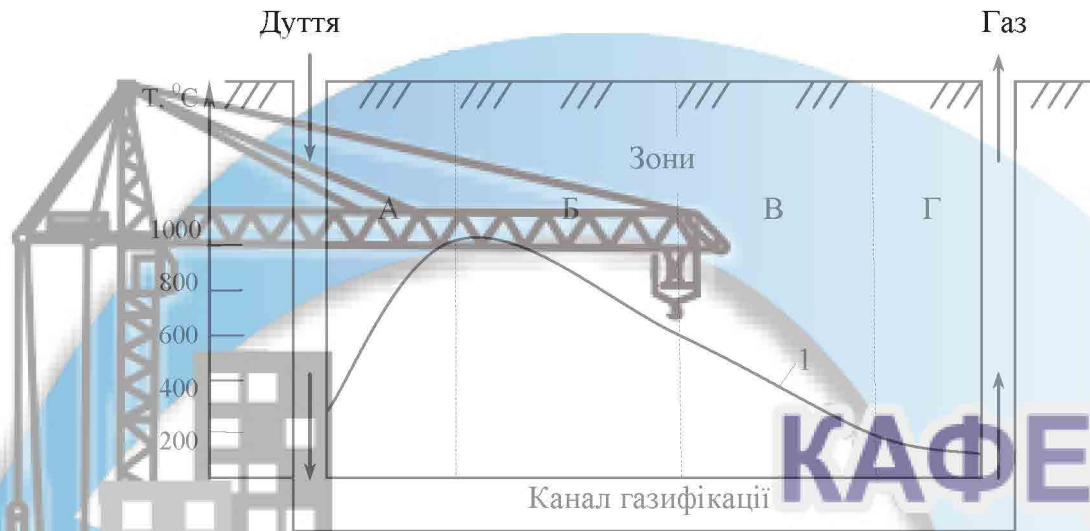
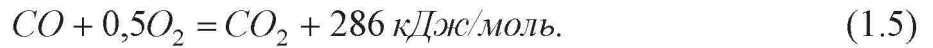
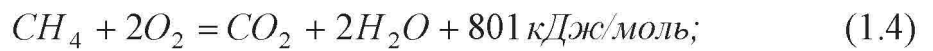


Рис. 1.2. Розташування реакційних зон в газогенераторі: А - горіння; Б - відновлення; В - конверсії; Г - підсушування, 1 - розподіл температури уздовж каналу

У зоні відновлення з вугіллям реагують в основному газ, що надходить із зони окислення, а не кисень дуття. Тому для даної ділянки характерні реакції відновлення оксиду вуглецю і водяної пари [17]:



У зоні конверсії відбуваються процеси термічного розкладання вугілля з виділенням  $CO$  і  $CO_2$ , а також утворення метану:



Надалі, за рахунок втрат  $CO$  і надходження з пласта парів води теплота згоряння газів різко знижується. Отримане за рахунок екзогенного характеру реакцій невелика кількість теплоти не може компенсувати тепловтрати в пласт і



породи покрівлі, а також витрати на термічний розклад вугілля, тому температура газів і порід в зоні конверсії становить 120-150 °С. У зоні підсушування вугілля температура знижується до 100 °С внаслідок тепловтрат в навколишній масив і витрат на сушку вугілля і газів.

Утворений в результаті горіння (1.1) - (1.11) газ по продуктивної свердловині виводиться на поверхню і через трубопровід потрапляє в установки для охолодження і очищення. У міру вигазовування вугілля трубопроводи для подачі дуття і транспортування газу від свердловини переносять і приєднують до заздалегідь пробурених свердловинах. Конструкції підземних газогенераторів і схеми газифікації визначають за геологічними умовами залягання вугільного пласта і якості вугілля. На пластах пологого залягання потужністю до 4 м, як правило, застосовують вертикальні свердловини, при більшій потужності - похилі і похило-горизонтальні. Для пластів крутого і похилого залягання застосовують свердловини, пробурені по вугільному пласту, а також похило-горизонтальні свердловини.

Свердловинна підземна газифікація вугілля – це технологія, що створюється на новому ергономічному та техніко-економічному рівні, з виключенням забруднення навколишнього середовища при видобуванні та комплексній переробці вугільних пластів на місці їх залягання, з отриманням високотехнологічних продуктів у вигляді електричної, теплової енергії та хімічної сировини [55].

Започаткування школи підземної газифікації вугілля в стінах ДГІ ім. Артема (Дніпропетровський гірничий інститут, нині Національний гірничий університет) відноситься до 20-х років минулого століття. Відомий вчений професор О.М. Терпигорев запропонував основні принципи роботи підземних газогенераторів і брав активну участь при промисловому впровадженні перших станцій «Підземгаз» в Україні.

Низка співробітників кафедри підземної розробки Національного гірничого університету (ДГІ ім. Артема) з 1968 р. брали активну участь у дослідженнях і розробках технологій СПГВ на станціях «Підземгаз» у Росії (Шатська, Південно-Абінська станції), Узбекистані (Ангренська станція), на буровугільному родовищі Синельниковської дослідної ділянки (Україна) з науково-дослідними

інститутами Росії (ІГС ім. О.О. Скочинського, «Вуглегаз» МГІ Узбекистану (Ташкентський політехнічний інститут), України (Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Донецький НДІГазу, Дніпродіпрошахт, Криворізький гірничорудний інститут) та Польщі (Головний Гірничий Інститут, Катовіце, Краківська гірничо-металургійна академія, м. Краків, Науково-дослідний інститут радикальних технологій, м. Варшава) та ін.

За участі співробітників Національного гірничого університету на базі наукових результатів проектним інститутом «Дніпродіпрошахт» розроблені чотири робочих проекти станції «Підземгаз» для бурого і кам'яного вугілля.

Сутність процесу свердловинної підземної газифікації вугілля полягає у тому, що до вугільного пласта, який залягає на певній глибині під землею, по свердловинах, пробурених з поверхні, підводяться газоподібні реагенти, окремо або в сумішах (повітря, пара, кисень, вуглець). На певних стадіях термічної переробки вугільного пласта, у сформованому реакційному каналі, забезпечується контакт між поверхнею вугільного вибою із дуттям, з метою отримання газоподібних продуктів газифікації, що виводяться на поверхню для очищення і переробки, а також утилізації тепла [29, 30, 35].

Над отриманням рідких і газоподібних вуглеводнів із вугілля на місці залягання працює не одне покоління національних і закордонних науковців. Уперше ідея підземної газифікації вугілля була висунута 1880 р. відомим вченим Д.І. Менделєєвим. Перший проект реалізації цієї ідеї був запропонований 1912 року англійським ученим Вільямом Рамсеєм, але він не був втілений у життя.

Практична реалізація СПГВ була виконана радянськими науковцями [80]. У практичному розвитку технологія СПГВ пройшла етапи перших невдач і пошуків у розробці схем підземних газогенераторів і способів керування процесом [95, 96]. Підземна газифікація вугільних пластів на пострадянському просторі здійснювалася на родовищах двох типів: платформного – Дніпровський і Підмосковний басейни, геосинклінального – Донецький і Кузнецький басейни. Проміжне значення займало Ангрєнське буровугільне родовище. Відмітною особливістю родовищ платформного типу є порівняно спокійне (горизонтальне,



полого-похиле і похиле) залягання вугільних пластів і породних шарів. Тоді як на родовищах геосинклінального типу кут падіння пластів досягає  $55^\circ$ , а їх підшва і покрівля представлені міцними породами [70, 72, 73, 91].

1928 року І.П. Кириченком був розроблений перший проект промислової станції «Підземгаз». Перші дослідно-практичні роботи з підземної газифікації почалися 1933 року вченими І.Е. Коробчанським, В.А. Матвеєвим, В.П. Скафою і Д.І. Філіповим на Крутівському буровугільному родовищі – Підмосковний буровугільний басейн та Лисичанському кам'яновугільному родовищі – Донбас, (м. Лисичанськ).

Лисичанська станція «Підземгаз» розробляла 12 вугільних пластів, потужністю від 0,4 до 1,2 м. Розробки велися на глибинах від 60 до 200 м при кутах падіння пластів у межах від  $30^\circ$  до  $60^\circ$ . Материнська зольність пластів досягала 15%, а вихід летких речовин складав 40% [30].

Породний масив, що вміщував вугільні пласти, був представлений глинистими сланцями і пісковиками. Вугільні пласти були водонасиченими з напором води від 3 до 4 МПа.

На Лисичанській станції були здійснені перші практичні досліди підземної газифікації вугілля шахтним способом з дробленням вугільного пласта. Дроблення пласта здійснювалося за допомогою свердловинних вибухових зарядів, розташованих у свердловинах.

У ході експериментальних робіт із газифікації вугільного пласта протягом чотирьох місяців одержували продуктивний газ з низькою теплотою згоряння від 0,9 до 1,2 МДж/м<sup>3</sup>. Одночасно із цими експериментами, на Лисичанській станції «Підземгаз» і на стендових установках, проводили досліди щодо безшахтного способу підземної газифікації вугілля без попереднього дроблення пластів.

Розкриття і подальша газифікація вугілля здійснювалась по свердловинах, пробурених на вугільний пласт із земної поверхні, що значно знижувало витрати та термін підготовки і введення в експлуатацію підземного газогенератора. При апробації способу свердловинної підземної газифікації вугілля отримали

теплоту згоряння газу від 1,8 до 2,4 МДж/м<sup>3</sup>. На рис. 1.3 наведена технологічна схема підземного газогенератора в умовах Лисичанської станції «Підземгаз».

На підземному газогенераторі №1 1954 року проводилися роботи із застосуванням мокрої закладки вигазованого простору. За результатами розкриття газогенератора було встановлено, що закладний матеріал добре розтікається, заповнюючи пустоти та тріщини. Проте мокра закладка негативно впливає на тепловий баланс газогенератора, а також, за наявності легко-обвалюваний порід покрівлі, приводить до обвалення покрівлі на вогневий вибій, утворення тріщин над реакційним каналом і відставання вигазовування по нижній пачці вугільного пласта. При цьому втрати вугілля в надрах склали від 15,5 до 34,6%, втрати дуття і газу – 20 – 28,5%, а втрати тепла в породний масив до 36%.

За час експлуатації Лисичанської станції «Підземгаз» (1934 – 1966 рр.) було вироблено понад 1,7 млрд. м<sup>3</sup> газу з середньою теплотою згоряння 3,4 МДж/м<sup>3</sup>, з середнім ККД газифікації – 47,5%. У табл. 1.1 наведено показники підземної газифікації вугілля в умовах Лисичанської станції «Підземгаз».

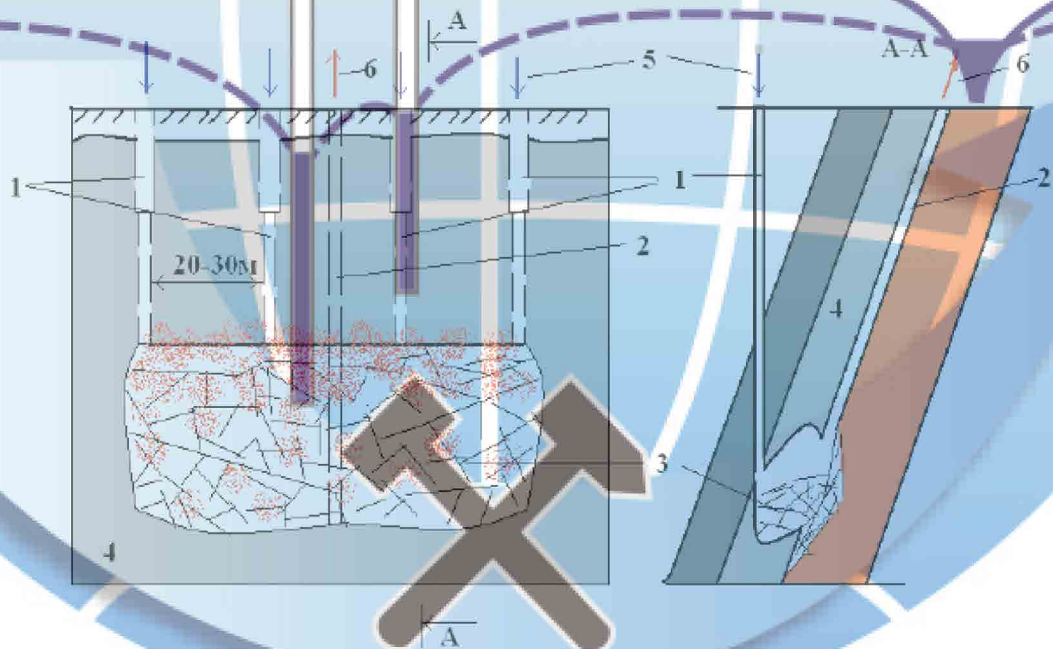


Рисунок 1.3 – Типова технологічна схема підземного газогенератора для станції «Підземгаз»: 1 – дуттьові свердловини (вертикальні або похилі); 2 – газовідвідна свердловина; 3 – вигазований простір; 4 – вугільний пласт, 5 – напірний канал подачі дуття; 6 – напрямок відведення продуктів газифікації



На рис. 1.4 показано зміну складу генераторного газу при варіюванні повітряним і пароповітряним дуттям з метою отримання технічного і енергетичного газу підземної газифікації.

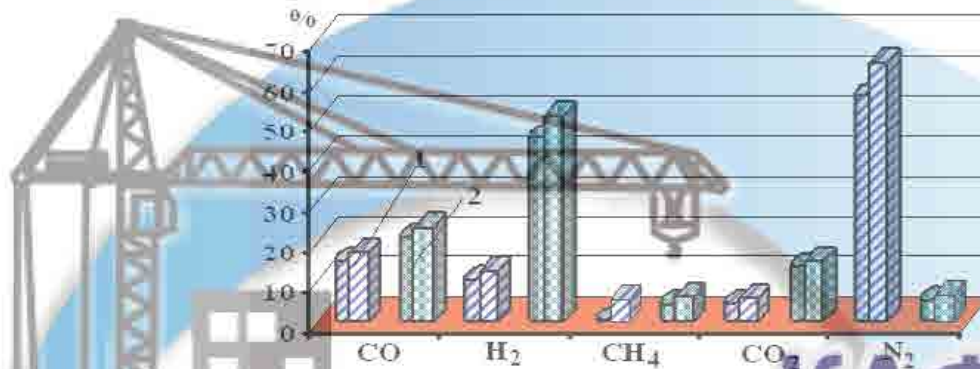


Рисунок 1.4 – Склад газу підземної газифікації вугілля при варіюванні дуттям: 1 – повітряне дуття; 2 – пароповітряне дуття

За результатами виконаних науково-дослідних робіт була розроблена базова технологія підземної газифікації вугілля та створена на її основі ціла низка промислових станцій ПГВ [20, 29, 32]

З 1934 по 1941 рр. на Горлівській дослідній станції «Підземгаз» проводилися випробування потокового методу газифікації вугільних пластів з кутом падіння 70 – 75° і потужністю від 0,7 до 1,9 м. Уперше проводилися досліди з подачею в підземний газогенератор повітряного дуття, збагаченого киснем (O<sub>2</sub>). У результаті експерименту підвищилася теплота згоряння газу до 4,3 МДж/м<sup>3</sup>, концентрація горючих газів метану (CH<sub>4</sub>), монооксиду вуглецю (CO) і водню (H<sub>2</sub>) зросла більш ніж на 45%, при цьому спостерігалось зниження виходу баластових газів азоту (N<sub>2</sub>) і вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>).

Поступово станція перейшла на двоциклічний режим роботи. При цьому теплота згоряння газу склала 4,55 – 11,9 МДж/м<sup>3</sup>, концентрація метану (CH<sub>4</sub>), водню (H<sub>2</sub>) і оксиду вуглецю (CO) – 71,3% у складі енергетичного газу. Склад газу, який був отриманий при газифікації кам'яновугільного пласта на кисневому дутті (O<sub>2</sub> = 25,4 – 48,2%).

Загальна кількість газу виробленого за період експлуатації станції (1934 – 1940 рр.) становила 73,7 млн м<sup>3</sup>. Дослідно-промислові показники роботи Горлівської станції «Підземгаз» довели можливість промислової реалізації технології підземної газифікації вугілля з отриманням більш якісного продукту із впровадженням елементів керованості матеріальним балансом процесу [29, 31].

Південно-Абінська станція, розташована поблизу м. Кисельовськ (Кемеровська область, Росія), була введена в експлуатацію у 1955 р. У межах гірничого відводу станції залягали 22 вугільні пласти потужністю від 0,5 до 9 м, глибина залягання від 55 до 320 м, кут падіння від 35 до 56°. Вміщуючі породи – глинисті сланці та пісковики. Ділянки газифікації вугільних пластів на станції «Підземгаз» характеризувалися складними гірничо-геологічними та гідрологічними умовами. У цих умовах на станції застосовувалися дві схеми газифікації вугільних пластів за простяганням і підняттям вугільного пласта.

Підведення дуттьової суміші здійснювалося у нижню частину газогенератора через систему дуттьових свердловин (вертикальних і похилих), газ відводився через похилі свердловини. Вогневий вибій у міру вигазовування вугільного пласта підіймався вгору за підняттям від горизонту первинного каналу газифікації.

При переході з 1978 року на експлуатацію підземних газогенераторів на глибині 250 – 320 м був розроблений новий спосіб буріння свердловин, що відводять продукти газифікації. Він полягав у створенні протитиску в них, що давало можливість понизити приплив підземних вод у газогенератор [22, 23]. Типова технологічна схема підземних газогенераторів зображена на рис. 1.5.

При роботі Південно-Абінської станції «Підземгаз» втраги дуття і газу склали 17 – 24%. На ділянках станції спостерігалось утворення провалів земної поверхні, що призводило до розгерметизації газогенератора і виходу газу на поверхню. Так, 1957 року, вихід газів на поверхню спостерігався на газогенераторі №2, витоки газу склали 46 – 55%. Після замулювання провалу витоки фіксувалися в межах 20%. Такий же випадок відбувся при експлуатації газогенератора №3. Протягом тривалого періоду, коли тиск у газогенераторі склав 0,64 –



1,1 МПа, втрати газу зросли до 56%. Після розвантаження газогенератора від тиску та закладки провалу густим глиняним розчином герметичність газогенератора була відновлена. Проте значне зниження тиску в газогенераторі у період розгерметизації викликало серйозні труднощі в отриманні товарного газу. Втрати вугілля при експлуатації газогенераторів №2 і №3 у середньому склали 46 – 58%, а при безаварійній роботі Південно-Абінської станції «Підземгаз» втрати вугілля склали 21 – 32%.

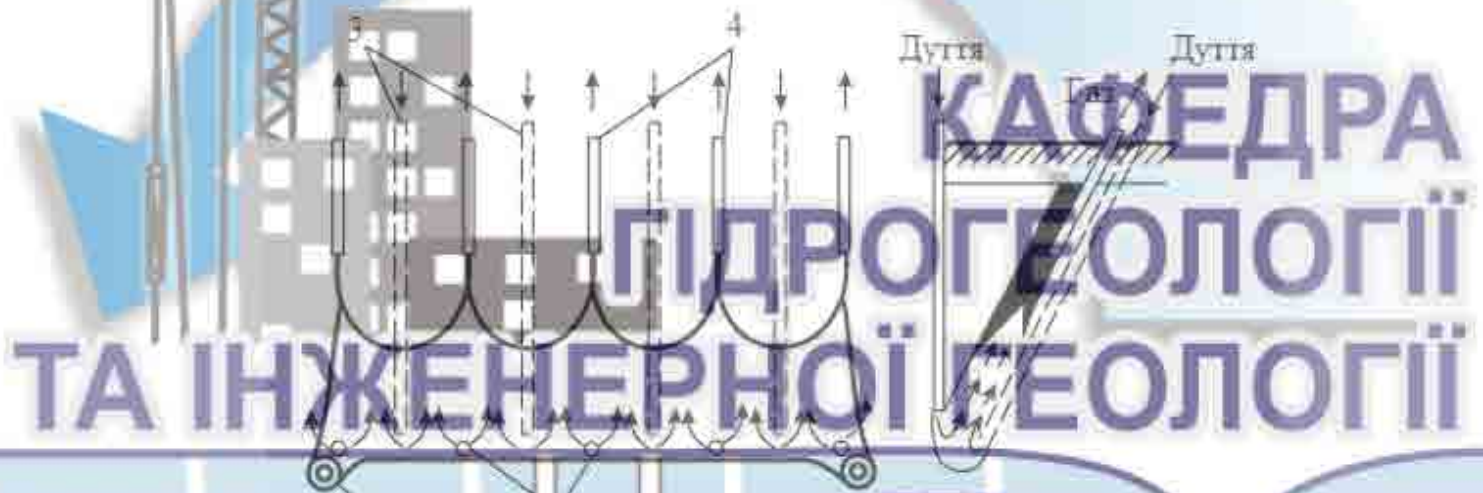


Рисунок 1.5 – Технологічна схема підземних газогенераторів для Південно-Абінської станції «Підземгаз»: 1 – дуттьові вертикальні свердловини, 2 – дренажні свердловини; 3 – польові та похилі, дуттьові свердловини; 4 – штастові газовідвідні свердловини

Мінімальна теплота згоряння газу підземної газифікації на вугіллі Прокоп'євсько-Кисельовського родовища встановлена у кількості 2,87 МДж/м<sup>3</sup>. Найвища продуктивність станції «Підземгаз» була досягнута 1966 року – 488 млн м<sup>3</sup> газу, із собівартістю 1,98 карб/1000 м<sup>3</sup> або 14 карб/т умовного палива. В період з 1967 до 1977 рр. продуктивність станції коливалася в межах 300 – 420 млн м<sup>3</sup> газу на рік, а з кінця 1970-х відбувалося поступове зниження кількості вироблюваного газу. Загальна довжина газопроводів для перекачування газу підземної газифікації, побудованих безпосередньо у міських умовах, складала

понад 30 км у наземному і підземному виконаннях, сім промислових підприємств міста були споживачами газу підземної газифікації.

Споживання газу протягом року було нерівномірним і визначалося сезонністю роботи. Так, у зимовий час потреба у газі визначалася у кількості до 50 тис. м<sup>3</sup>/год. кубометрів на годину, у літній – 10 тис. м<sup>3</sup>/год. Різке зниження споживання газу у літній час негативно позначалося на роботі станції «Підземгаз»: погіршувався технологічний режим процесу, знижувалися техніко-економічні показники.

Станція «Підземгаз» – підприємство підвищеної безпеки, але за час роботи не було жодного важкого або смертельного випадку. Експлуатація станції була припинена 1996 року. За час експлуатації станцією обслуговувалося 12 котелень міста, середня теплота газу, яка використовувалася, складала 3,4 – 4,4 МДж/м<sup>3</sup>, за 41 рік на станції вироблено близько 5,6 млрд м<sup>3</sup> газу.

Підмосковна станція «Підземгаз», розташована у Мосбасі, експлуатувалася у 1947–1968 рр. У межах гірничого відводу станції відпрацьовувалося буревугілля марки Б2 потужністю від 2 до 4,5 м з глибиною залягання 30 – 110 м. Породи покрівлі та підшви буровугільних пластів склалися з вапняку, глини та піску. Технологічна схема підземного газогенератора Підмосковної станції «Підземгаз» наведена на рис. 1.6.

Одним із недоліків роботи підземних газогенераторів Підмосковної станції «Підземгаз» були відносно високі втрати вугілля і газу у надрах. При проведенні промислових та експериментальних досліджень було встановлено, що з 100% втрат генераторних газів на підземну частину газогенератора припадає 55%, а на втрати в експлуатаційних свердловинах і наземних комунікаціях – 45% [30, 36]. Прориви газу на поверхню спостерігалися у свердловинах що відводять газ, через провали породного масиву над вигазованим простором підземного газогенератора. Втрати вугілля від промислових запасів за період експлуатації склали 21 – 52%. У середньому втрати склали: 1952 р. – 48,6%, 1955 р. – 29,2%, 1960 р. – 31,6% [21, 26].



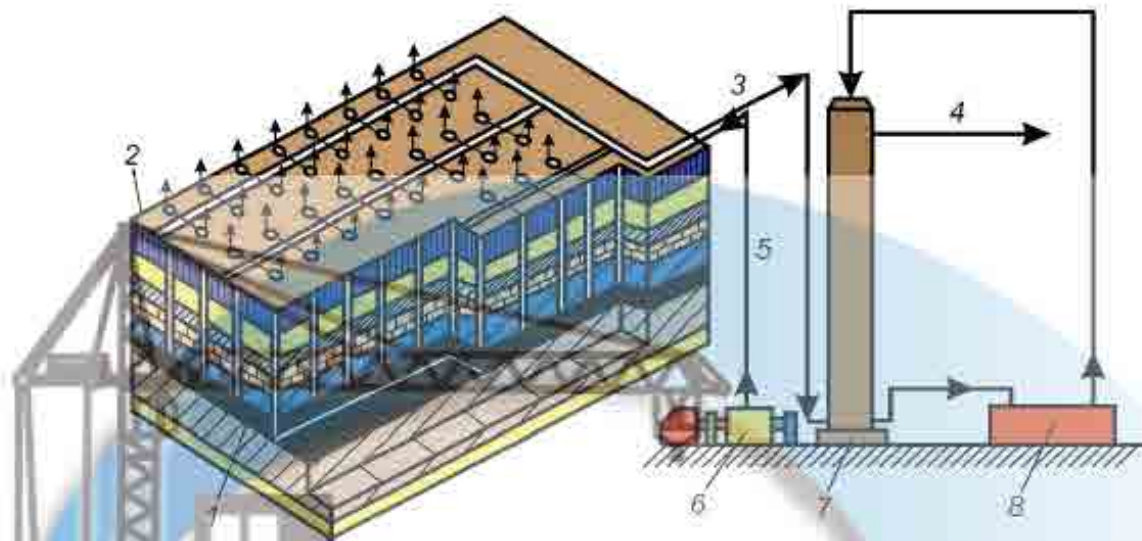


Рисунок 1.6 – Технологічна схема підземного газогенератора в умовах Підмосковного буровугільного басейну: 1 – буровугільний пласт; 2 – система свердловин і схема розгалуження дуттьових і газовідвідних трубопроводів; 3 – відведення газів газифікації; 4 – утилізація частини баластних газів; 5 – подача дуття; 6 – компресорний комплекс; 7 – комплекс поділу і переробки продуктів газифікації вугілля; 8 – акумулювання газів газифікації (технологічних газів: виробництво синтез-газу, сірки і сірчистої кислоти синтетичних рідких палив, метанолу і т.д; генераторних газів: виробництво теплової та електричної енергії)

За час роботи станції отримано 4,75 млрд  $\text{m}^3$  газу, теплотворна здатність газу 1,5 – 3 МДж/ $\text{m}^3$ , хімічний ККД газифікації – 43,6%. На Підмосковній і Шатській станціях «Підземгаз» практичне застосування отримали дві схеми підземної газифікації – з відведенням газу у бік вигазованого простору (Підмосковна) із попередньою термопідготовкою (Шатська) [31]. За роки експлуатації Шатської станції «Підземгаз» (1965 – 1974 рр.) було отримано 0,2 млрд  $\text{m}^3$  газу з теплою згорання 3,1 МДж/ $\text{m}^3$ , вигоком газу 29,6%. Хімічний ККД газифікації склав 52%.

Цільовими дослідженнями, що проводились на Підмосковній станції «Підземгаз», під час підземної газифікації була отримана оцінка втрат дуття, газу і вугілля, встановлено основні чинники, що викликають ці втрати, і розроблено



способи, що знижують втрати при свердловинній підземній газифікації вугілля. На станції були проведені експериментальні дослідження з переробки сірководню  $H_2S$  з отриманням біля 65 тис.т сірки, сірчаної кислоти та сульфатних добрив, а також експерименти з отримання технічного високотехнологічного генераторного газу, придатного для синтезу аміаку й інших хімічних продуктів.

Ангренська станція «Підземгаз» (середня Азія, м. Ангрен, Узбекистан, Ташкентська область). Промислова експлуатація підприємства почалася 1963 року. Проектна продуктивність складала 2,1 млрд  $m^3$  на рік або 650 тис. т вугілля. Максимальна продуктивність була досягнута 1965 року і складала 1,4 млрд  $m^3$ /рік або 440 тис. т вугілля Ангренського буровугільного родовища.

Підприємство відпрацьовує північно-східну частину буровугільного родовища, яка за техніко-економічними та гірничо-геологічними показниками непридатна для видобування відкритим або підземним способами. Балансові запаси в гірничому відводі підприємства на 1 січня 2006 року склали 32 млн т вугілля, 80% якого придатне для підземної газифікації.

Виробництво газу при свердловинній підземній газифікації здійснюється в підземних газогенераторах на повітряному дутті. Всі свердловини підземного газогенератора з'єднуються між собою по вугільному пласту за допомогою фільтраційної збійки. Технологічні канали газифікації створюються за допомогою буріння похило-горизонтальних свердловин. Довжина буріння свердловин по вугіллю складає 150 – 200 м і визначається глибиною залягання вугільного пласта, відстань між свердловинами складає 30 – 40 м. Газовідвід продуктів газифікації, що утворюються, проводиться через групу похилих і вертикальних свердловин, інтенсивність газовідводу складає до 2500  $m^3$ /год на одну свердловину.

Глибина розробки буровугільного родовища сягає 200 м, потужність пластів 3,5 – 38,0 м. Характерною для ділянок газифікації є вельми низька проникність і водонасиченість вугільного пласта та вміщуючих порід (глини, пісковики та глинисті пісковики). Основний водоносний горизонт відокремлений від



вугільного пласта товщею водотривких порід потужністю 55 – 80 м, за таких умов водопониження не потрібне.

Технологічна схема підземного газогенератора, яка застосовується на Ангренській станції «Підземгаз», зображена на рис. 1.7.

Щорічно на станції газифікується 100 – 154 тис. т вугілля з продуктивністю 300 – 350 млн м<sup>3</sup> газу, ККД газифікації – 42,1 – 49,3%, середні втрати газу – 18 – 25%, теплота згоряння газу – 1,7 – 3,34 МДж/м<sup>3</sup>. Це обумовлено технічним станом основного технологічного устаткування, обмеженням у прийманні споживачами газу ПГВ, сезонними коливаннями і через зношення трубопроводів та газового устаткування.

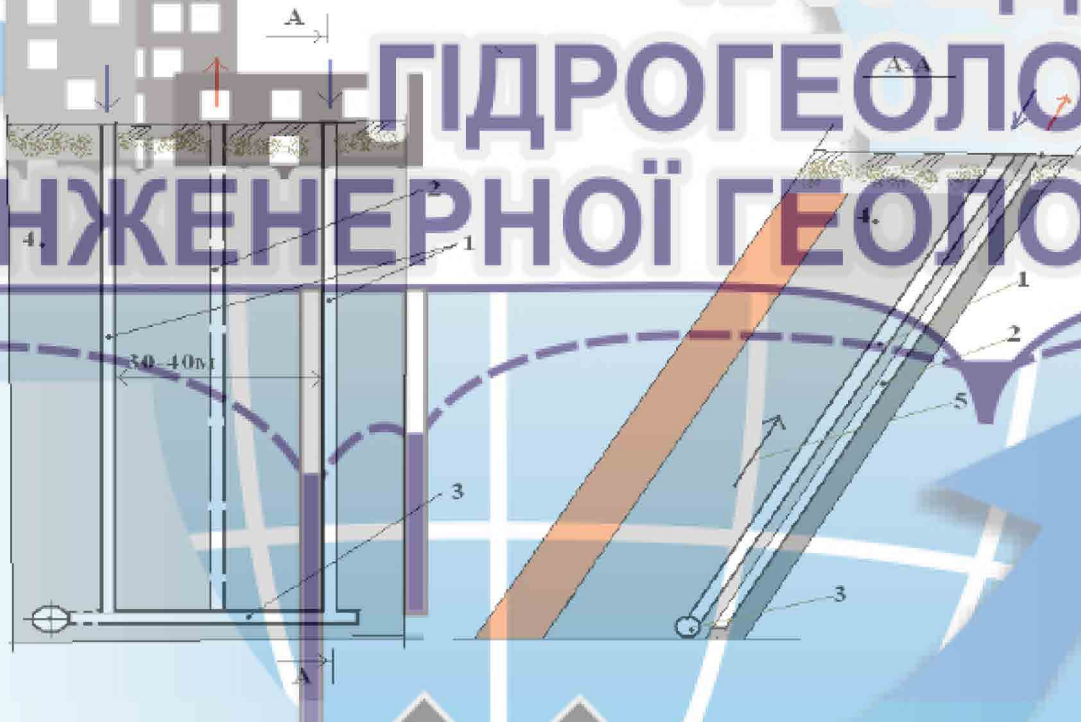


Рисунок 1.7 – Технологічна схема підземного газогенератора в умовах Ангренської станції «Підземгаз» при формуванні реакційного каналу похило-горизонтальною свердловиною: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – реакційний канал; 4 – буровугільний пласт; 5 – напрямок вигазовування вугільного пласта

На Ангренській станції пройшли випробування й отримали практичне застосування системи газифікації з:

- бічним газовідводом,
- направленою подачею дуття і попередньою термічною підготовкою вугільного пласта,
- газовідводом у бік вигазованого простору по довгих каналах

Продукція станції – газ підземної газифікації безперервно передається споживачу – Ангренській ГРЕС і на побутові потреби населенню [29]. Техніко-економічний аналіз діяльності підприємства показав, що при спалюванні газу ПГВ в об'ємі 300 млн м<sup>3</sup>/рік досягається економія мазуту в кількості 27 тис. т, при цьому поліпшуються екологічні показники Ангренської ГРЕС, що веде до зниження платні за викиди шкідливих речовин в атмосферу у сумі понад 70 тис. доларів. До 2007 р. Ангренською станцією «Підземгаз» відрацьовано 3910 тис. т вугілля, отримано 14,8 млрд. м<sup>3</sup> газу [24].

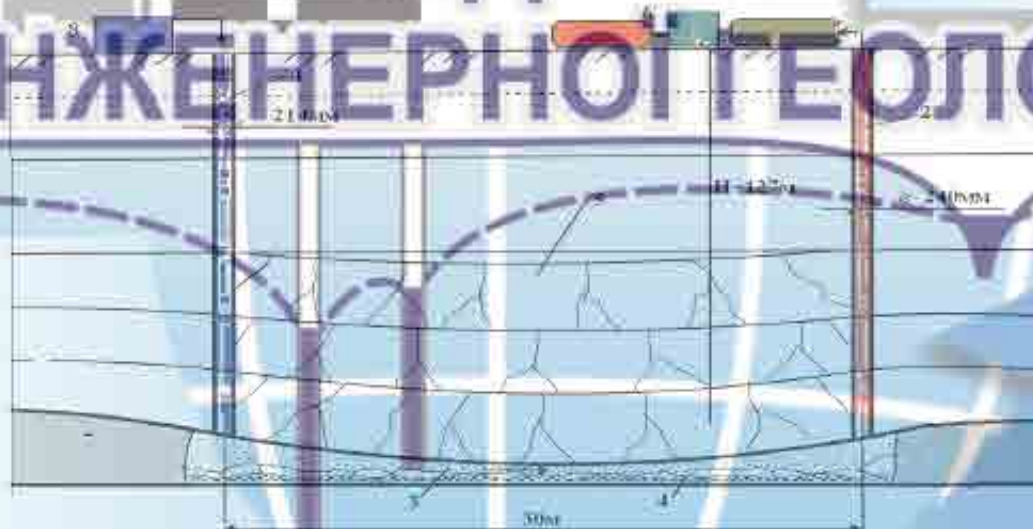


Рисунок 1.9 – Технологічна схема підземного газогенератора Південно-Синельниківської ділянки СПГВ: 1 – дуттєва свердловина, 2 – газовідвідна свердловина, 3 – реакційний канал, 4 – золосалишок, 5 – деформовані породи, 6 – очищення генераторного газу підземної газифікації та лабораторний комплекс; 8 – компресор

Південно-Синельниківська станція ПГВ розташована у Дніпровському буровугільному басейні біля м. Синельниково. 1957 року почалися експлуата-



ція та дослідження ділянки підземної газифікації буровугільного пласта марки Б4 потужністю 3,5 – 5,0 м з глибиною залягання 100 м. Породи, що вміщували пласт, складались із глини та піску. У покрівлі пласта знаходився водоносний горизонт з тиском 0,2 МПа, а у породах підшви на глибині 30 м – з тиском 0,4 – 0,6 МПа. Технологічна схема підземного газогенератора, що застосовувалася в умовах Південно-Синельниківської ділянки СПГВ, наведена на рис. 1.8.

При підготовці ділянки були проведені роботи з водопониження. Підготовка газогенератора виконувалась вертикальними свердловинами, розривом по вугільному пласту між ними, пропаленням реакційного каналу та зпалюванням вугілля й здійсненням газифікації. Протягом експерименту був отриманий газ теплотворною здатністю 2,9 МДж/м<sup>3</sup>. Через складні гідрогеологічні умови дослід було припинено [20, 21].

1989 року на базі ІГС ім. О.О. Скочинського проводився конкурс на розробку технології створення екологічно чистого підприємства із виробництва видів енергоносіїв на основі підземної газифікації вугілля. Конкурс дозволив розробити довгострокову програму реалізації нових технологій ПГВ як альтернативи видобутку вугілля підземним способом (до 2000 р.). У зв'язку з розпадом СРСР і виникненням нових економічних відносин на колишньому пострадянському просторі програма не була реалізована [31]. Низка провідних науково-дослідних інститутів Росії мають розробки екологічно чистих технологій ПГВ: ІГС ім. О.О. Скочинського, ДСТУ, МГУ, КНДНУ. В Кузбасі планується спільно з китайськими фахівцями створення станцій «Підземгаз» з різними способами підготовки підземних газогенераторів (свердловинами з поверхні землі, шахтний і комбінований).

Таким чином, основними показниками роботи підприємств ПГВ є теплота згоряння одержуваного газу, повнота вигазовування вугільного пласта і інтенсивність газифікації.

## 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМО- ТА ГІДРОДИНАМІЧНОГО РЕЖИМУ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРУ

2.1. Обґрунтування можливості активізації теплового ресурсу водоносних вуглевмісних порід

Підтверджені запаси вугілля в Україні оцінюються в 53,6 млрд тонн [19], з яких понад дві третини зосереджені в некондиційних і малопотужних пластах, непридатних для розробки традиційними способами. У надрах залишається близько 70 % вугілля різних марок, у зв'язку з чим, стає актуальним питання про можливість їх освоєння способом підземного спалювання, що представляє собою термохімічний процес перетворення палива в умовах природного залягання з твердого стану в газоподібне шляхом нагнітання дуття в одні свердловини і відведення газу з інших. Перевагою ПГВ в порівнянні з їх видобутком на шахтах є ліквідація небезпечної праці гірників, скорочення зростання обсягу породних відвалів, поліпшення стану повітряного басейну та, як наслідок, підвищення стійкості природного середовища.

Джерелом енергії, необхідної для перетворення вугільного пласта в газ, є спалюване вугілля. Тепло для газифікації виділяється в результаті інтенсивного масообміну, що забезпечує протікання хімічних реакцій і подальше термічне розкладання вугілля. При цьому частина тепла витрачається на нагрів продуктів газифікації і губиться в породному масиві (фізичне тепло), а інша частина заключена в горючих компонентах газу, що виробляється (хімічне тепло). Загальна кількість тепла спалюваного палива визначає ККД процесу ПГВ як відношення хімічного тепла до загального.

Науково-виробничий досвід роботи станцій «Подземгаз» показує, що їх ККД на практиці не перевищує 65% [10] і вимагає розробки заходів щодо його підвищення. У зв'язку з цим метою даних досліджень є встановлення динаміки формування теплового поля навколо підземного теплогенератора і можливості відбору тепла, що надходить у вміщуючі породи. Для цього необхідне рішення



наступних завдань: 1) сформулювати математичну модель теплопереносу в породах покрівлі спалюваного вугільного пласта; 2) провести обчислювальну реалізацію моделі; 3) оцінити вплив потужності водотривкого шару на кількість теплової енергії, що накопичується у водоносному горизонті, і відкачування нагрітих вод на ККД процесу ПГВ.

Розглянемо даний процес на прикладі системи, що складається з трьох пластів (рис. 2.1), що мають безпосередній тепловий контакт один з одним. У процесі спалювання нижнього вугільного пласта частина тепла витрачається для переходу в горючі компоненти, інша частина надходить у вміщуючі породи. Так як нагріті продукти горіння значно легше дуттьових компонентів, які подаються до реакційного каналу, то при спалюванні вони займають верхню частину вигазованого простору, створюючи там найбільш високу температуру. Таким чином, породна покрівля вугільного пласта піддається найбільшому термічному впливу. Цей пласт прогрівається над реакційним каналом в період спалювання вугілля і остигає після припинення дуття. Водоносний горизонт

зверху нагрівається під впливом теплового потоку, що проходить через покрівлю нижчезалягаючого пласта.

В оцінці геотехнології важливо визначити частку теплової енергії, що надходить через породи покрівлі реакційного каналу у водоносний пласт, яку можливо відібрати шляхом відкачування нагрітої води. При цьому інтенсивність прогріву підземних вод і потужність теплового потоку безпосередньо залежать від обсягу спалюваного вугілля і, отже, від дуття, поданого в підземний теплогенератор. Необхідна кількість повітря ( $m^3$ ) для спалювання 1 кг вугілля визначається по емпіричному співвідношенню [11]

$$q = \alpha \frac{0,001Q_T + 25,1W_y}{418}, \quad (2.1)$$

де  $\alpha$  – досліджений коефіцієнт;  $Q_T$ ,  $W_y$  – теплота згоряння і вологість вугілля.

Продуктивність підземного газогенератора характеризується обсягом відпрацьованого вугілля за певний проміжок часу і може бути записана в наступному вигляді

$$\Pi = \frac{D}{q \cdot \rho_y}, \quad (2.2)$$

де  $D$  – витрата дуття;  $\rho_y$  – щільність вугілля.

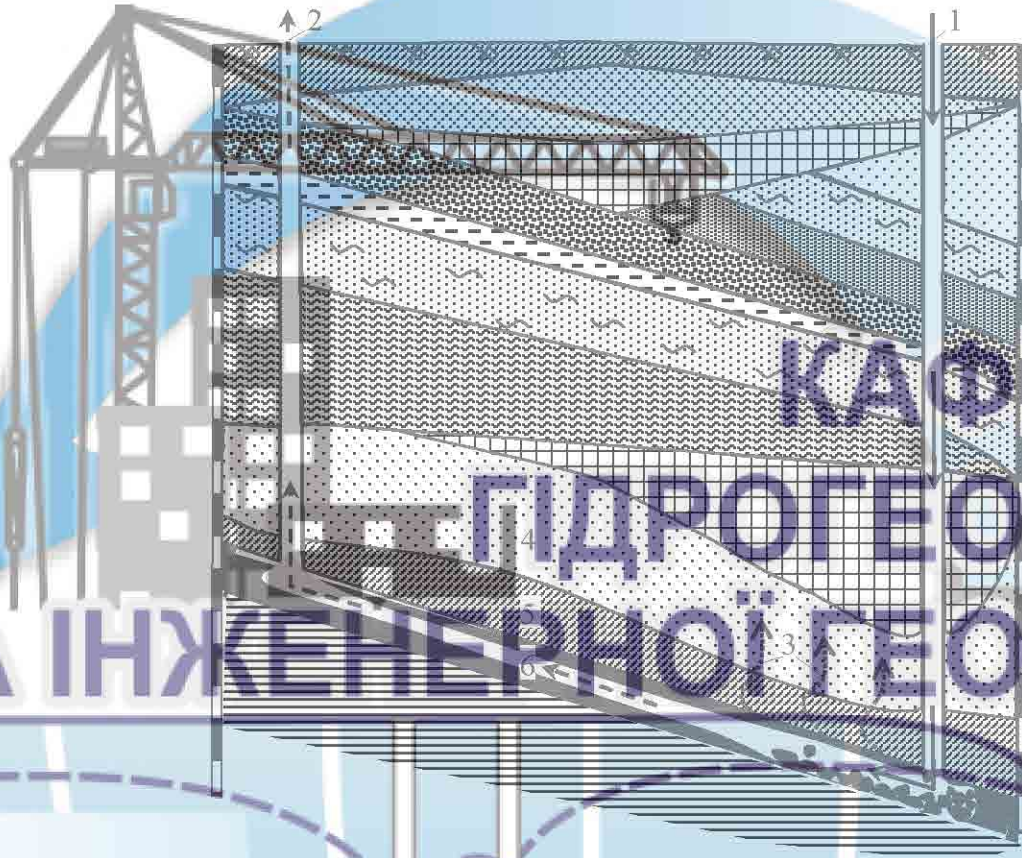


Рисунок 2.1 – Проектна схема нагріву підземних вод при ПГВ:  
1 – 3 – відповідно напрямок руху дуття, газу, що виробляється і теплового потоку; 4 – 6 – водоносний, розмежувочий і вугільний пласти

Вихід газу з 1 кг вугілля становить

$$q_z = \frac{1}{q_y}; \quad q_y = \frac{12 \sum C_z}{22,4 \cdot C_{y2}}; \quad \sum C_z = \%CO_2 + \%CO + \%CH_4, \quad (2.3)$$

де  $q_y$  – витрата вугілля на отримання  $1 \text{ m}^3$  газу;  $\sum C_z$  – сума вуглевмістких компонентів в газі;  $C_{y2}$  – вміст вуглецю в паливі.

Примусове нагнітання в теплогенератор дуття додатково створює вертикальний градієнт тиску, що є основною причиною конвекції в покриваючих по-



родах [12]. При цьому сумарний тепловий потік, що йде від реакційного каналу на нагрів розділяючого пласта, буде дорівнювати

$$q_d(t) = q_{cv}(t) + q_{cd}(t), \quad (2.4)$$

де  $q_{cv}(t)$  і  $q_{cd}(t)$  – його конвективна і кондуктивна складові. Вважаємо, що теплофізичні властивості гірських порід не залежать від водообміну в вищезалучаючому пласті.

Площі конвективного і кондуктивного теплообміну  $S_{cv}$  та  $S_{cd}$  змінюються в часі при розвитку рекреаційного каналу і спалювання вугілля. Згідно з даними розкриття підземних газогенераторів на Шахтинській і Лисичанській станціях «Підземгаз», теплофізичні та геометричні параметри каналу не постійні, а зв'язок між пустотами в ньому носить місцевий і обмежений характер [13]. Це пов'язано з тим, що спочатку створений канал з перетином ( $S_0$ ) у процесі газифікації постійно розширюється ( $S_1$ ), наближуючись до кровлі та підшви вугільного пласта ( $S_2$ , рис. 2.2). У результаті цього в вигазований простір потрапляють не тільки вугільні, а й породні стінки. Далі перетин каналу продовжує збільшуватися і, досягнувши граничних величин ( $S_3$ ), зменшується внаслідок обвалення породної покрівлі. Потім картина зміни перерізу каналу повторюється знову.

Враховуючи, що в розглянутих умовах підземному спалюванню піддаються некондиційні вугільні пласти потужністю менше 1 м, реакційний канал відносно швидко досягне його покрівлі та підшви. Подальший розвиток вигазованого простору відбуватиметься по всій потужності пласта в ширину. Його площа може бути осереднена за часом з урахуванням питомої ефективності роботи каналу газифікації [14]

$$\mathcal{E}_y = \frac{F}{l},$$

де  $F$  – площа вугільного пласта, спаленого при відпрацюванні одиниці його довжини ( $l$ ) уздовж лінії вибою.



Рисунок 2.2 – Схема утворення реакційного каналу: 1 – 3 – вугільний пласт, його покрівля і підшва відповідно; 4 – первісний (сбійковий) канал; 5 – вигазований простір; 6 – обвалені породи;  $S_0, S_1, S_2$  – початкове і наступні перерізи каналу

Конвективний тепловий потік, що надходить через розділяючий пласт у водоносний горизонт, визначається за формулою

$$q_{cv} = Q_g C_g \cdot \rho_g (T_g - T_w), \quad Q_g = \frac{\kappa}{\mu_g} \cdot \frac{P_g^2 - P_{atm}^2}{2P_{atm} \cdot L_g} \cdot S_{cv}, \quad (2.5)$$

де  $Q_g$  – об'ємний потік газу по тріщинах в породній покрівлі;  $\rho_g, C_g, \mu_g$  – відповідно щільність, теплоємність і в'язкість газу;  $T_g$  – температура газу в реакційному каналі;  $T_w$  – температура води у водоносному горизонті;  $\kappa$  – проникність порід;  $P_g$  – тиск газу в реакційному каналі;  $P_{atm}$  – атмосферний тиск;  $L_g$  – довжина шляху фільтрації газу до рівня, де підтримується атмосферний тиск.

Приймається, що тиск газу однаковий в обсязі порожнини. При високій швидкості фільтрації газу, що досягає декількох мм/с, конвективний тепловий потік протягом доби надходить у водоносний горизонт. При цьому нагрівається



невеликий обсяг навколо тріщин, а основна маса порід покрівлі реакційного каналу прогривається внаслідок кондуктивного переносу тепла.

Нехай  $\chi = q_{cv}/q_o$  – частка конвективного потоку в загальному потоці тепла через розділюючий пласт. Частина тепла, що залишилась  $(1 - \chi) q_o$  надходить у вищезалягаючі породи кондуктивним шляхом. Оцінки показують, що  $\chi$  не перевищує кілька відсотків навіть при значному збільшенні проникності порід покрівлі.

Кондуктивний потік тепла надходить у покриваючі породи на різних ділянках по мірі просування вогневого вибою. Відповідно до прийнятої дискретизації часу на всіх ділянках підосви пласта над теплогенератором, в численних розрахунках задається тепловий потік, що відповідає середньодобовим значенням  $q_{cd}$ , причому для всіх моментів часу  $Q_{cd} = (1 - \chi)q_o$ .

Кондуктивний тепловий потік просторово розподіляється по підосві розділюючого пласта. Для кожної  $j$ -ї ділянки, де відбувалося надходження тепла з моменту  $t_i$ ,  $q_{cd}$  можна задати обмеження:

$$q_{cdj} = \begin{cases} q_j, & t_i < t < t_{i+1}, \\ 0, & t < t_i, t > t_{i+1}. \end{cases} \quad (2.6)$$

Для орієнтовних розрахунків температура в шарі порід над кожною ділянкою добового надходження тепла може розраховуватися за формулами

$$T_j(z, t) = T_o + q_j (T(z, t) - T(z, t - t_s)), \quad (2.7)$$

$$T(z, t) = \frac{2}{\lambda_p} \sqrt{at} \operatorname{ierfc} \frac{z}{2\sqrt{at}}, \quad (2.8)$$

де  $z$  – вертикальна координата, що відраховується від підосви розділюючого пласта уверх;  $t$  – час;  $\lambda_p$  – коефіцієнт теплопровідності порід.

Формула (4.8) являє собою аналітичне рішення рівняння теплопровідності в однорідній напівобмеженій області, на границі якої заданий постійний одиничний тепловий потік [14].

Тепловий потік на покрівлі розділюючого пласта можна визначити за формулою

$$q_{cd,w}(t) = S_{cd} \lambda_p \cdot \left. \frac{\partial T(t)}{\partial z} \right|_{z=m_0}, \quad (2.9)$$

де  $m_0$  – потужність породної покрівлі над реакційним каналом. Підсумовування виразів (2.9) по всіх ділянках просторової дискретизації визначає загальний кондуктивний потік, що надходить в пласт.

Розрахунок теплового потоку з використанням рішення (2.8) дещо занижує реальне надходження тепла в проникний пласт. Фактично відбір тепла фільтраційним потоком знизить температуру на підшві пласта і збільшить відтік тепла з розділяючого пласта. Однак цей ефект буде незначним з огляду на невелику різницю температур нагрітої води та її фонові (природної) температури в пласті.

Відбір тепла, що надходить у водоносний горизонт, можливий через відкачуючу свердловину, розташовану в проникному пласті поблизу реакційного каналу. Припустимо, що весь потік умовно миттєво витрачається на нагрів води, що надходить у свердловину, і вона відразу ж видаляється з пласта. Тоді температура води в свердловині може бути розрахована за формулою

$$T_{sk}(t) = T_w + \frac{q_{cd}(t) + q_{cv}(t)}{C_w \rho_w Q_{sk}(t)}, \quad (2.10)$$

де  $C_w, \rho_w$  – теплоємність і щільність води;  $Q_{sk}$  – дебіт свердловини.

Більш точна оцінка величини  $T_{sk}$  може бути дана на основі чисельного моделювання теплопереносу в проникному пласті з урахуванням вертикального розташування свердловини і динаміки надходження тепла.

Порівняльні розрахунки за формулами (2.1) – (2.10) були виконані в програмному середовищі Mathcad для наступних теплофізичних властивостей гірських порід і геотехнологічних параметрів ПСВ [15]:  $\alpha = 1,1$ ;  $Q_T = 15$  МДж/кг;  $W = 35\%$ ;  $\rho_g = 1,1$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_y = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $T_g = 900$  °С;  $\kappa = 10^{-14}$  м<sup>2</sup>;  $\sum C_2 = 39\%$ ;  $C_{yz} = 65\%$ ;  $C_g = 1000$  Дж/кг·°С;  $\mu_g = 1,79 \cdot 10^{-5}$  кг/м·с;  $P_{atm} = 0,102$  МПа;  $t = 20$  діб;  $\lambda_p = 2,5$  Вт/м·°С;  $\rho_w = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_g = 3$  МПа;  $\rho_r = 1700$  кг/м<sup>3</sup>;  $T_w = 15$  °С;  $C_w = 4100$  Дж/кг·°С;  $L_g = 200$  м;  $D = 1800$  м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{sk} = 100$  м<sup>3</sup>/доб.



Площа теплообміну задавалася як обсяг вигазованного простору при потужності вугільного пласта один метр. Тепловий потік, що надходить в породи покрівлі підземного газогенератора, визначався як різниця між теплотою згоряння вугілля і теплом, що міститься в вироблюваному при цьому газі ( $Q_G = 3,33 \text{ МДж/м}^3$ ). Розрахунки проводилися з тимчасовим кроком в одну добу.

На рис. 2.3 – 2.4 наведені результати розрахунку кондуктивного і сумарного теплових потоків, що надходять у вищезалягаючий водоносний горизонт при підземному спалюванні вугільного пласта. Криві 1 – 3 отримані при різних потужностях розділяючого пласта. Аналіз показує, що зі збільшенням його потужності, кількість тепла, проникаючого у водоносний пласт, зменшується, що очевидно, але частка конвективної складової в загальному потоці тепла зростає з 6,5 до 9,3 % при збільшенні розмірів породної покрівлі з 3 до 7 м відповідно.

На рис. 2.5 представлений тепловий баланс процесу підземного спалювання вугілля. Аналіз діаграм показує, що більша частина (64 %) тепла спалюваного палива міститься в вироблюваному газі. На частку фізичного тепла припадають решта 36 %. У водоносний горизонт, залежно від потужності розділяючого пласта, надходить від 18 до 25 % теплової енергії, що виділяється в процесі спалювання. Решта фізичного тепла поглинається вмшуючими породами.

Для оцінки величини відбору тепла, проникаючого через породи покрівлі, побудований графік зміни температури підземних вод, що відкачуються свердловиною з водоносного пласта, залягаючого над підземним теплогенератором (див. рис. 2.6). Температура нагрітих вод зменшується зі збільшенням потужності розділяючих порід і різко знижується після припинення процесу ПГВ. Через 90 діб після закінчення спалювання вугільного масиву температура води в пласті досягає початкових значень. Відбір нагрітих вод з водоносного пласта дозволяє використовувати частину теплової енергії, що надходить в породний масив і тим самим підвищити ККД процесу ПГВ в середньому до 85 %. Необхідно відзначити, що детальна оцінка зміни температури підземних вод при спалюванні вугілля може бути отримана тільки шляхом чисельного моделювання з

урахуванням швидкості їх руху і неоднорідності фільтраційних властивостей порід покрівлі.

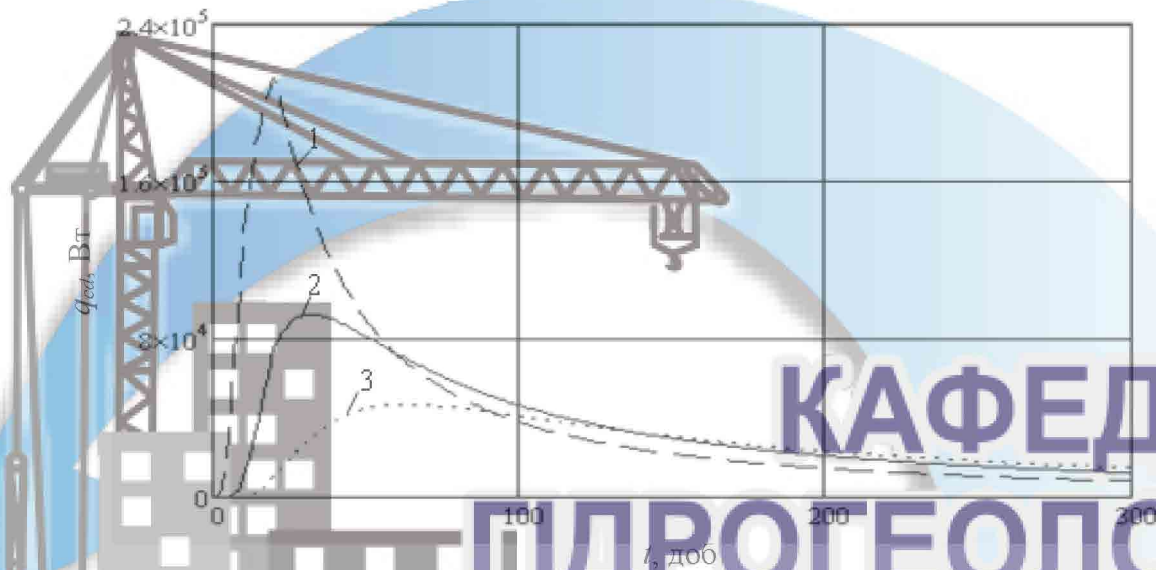


Рисунок 2.3 – Зміна кондуктивного теплового потоку, що надходить у водоносний горизонт при ПГВ, залежно від розмірів розділяючого пласта: 1 – 3 – при його потужності 3, 5 і 7 м відповідно

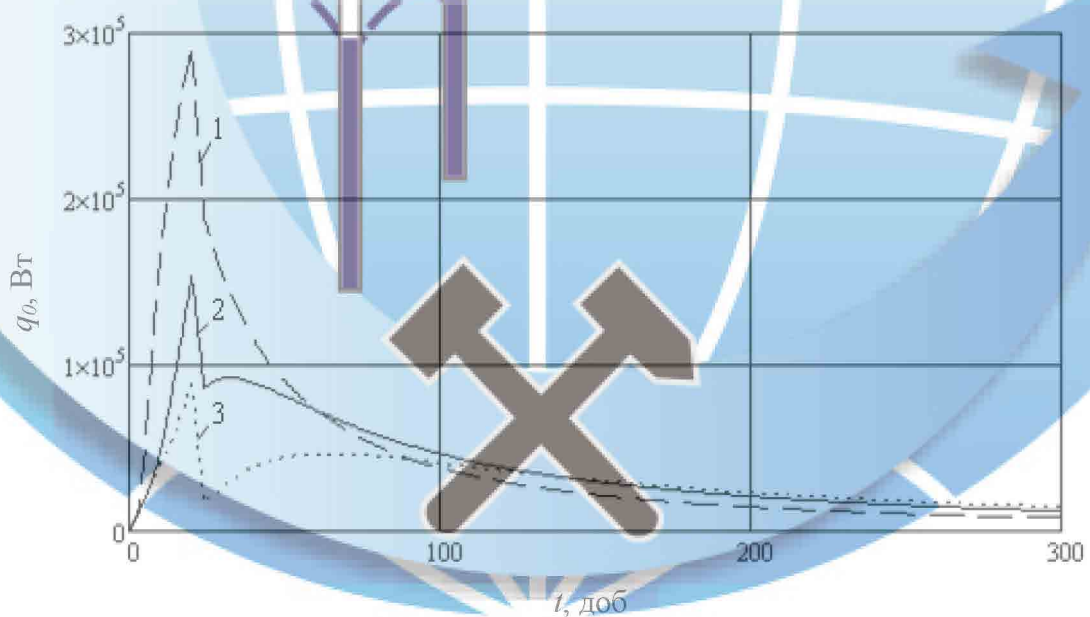


Рисунок 4.4 – Зміна сумарного теплового потоку, що надходить у водоносний горизонт при ПГВ. Позначення див. на рис. 2.3





Рисунок 2.5 – Баланс теплової енергії при спалюванні вугільного пласта:

а – в – при потужності розділяючого шару відповідно 3, 5 і 7 м;

1 – 2 – хімічне (в вироблюваному газі) і фізичне

(що поглинене породним масивом) тепло; 3 - тепло, яке надходить

у водоносний горизонт кондуктивним (4) і конвективним (5) шляхом.

Цифрами показано кількість тепла (ТДж) і його частка (%)  
від теплової енергії вугілля, що спалюється

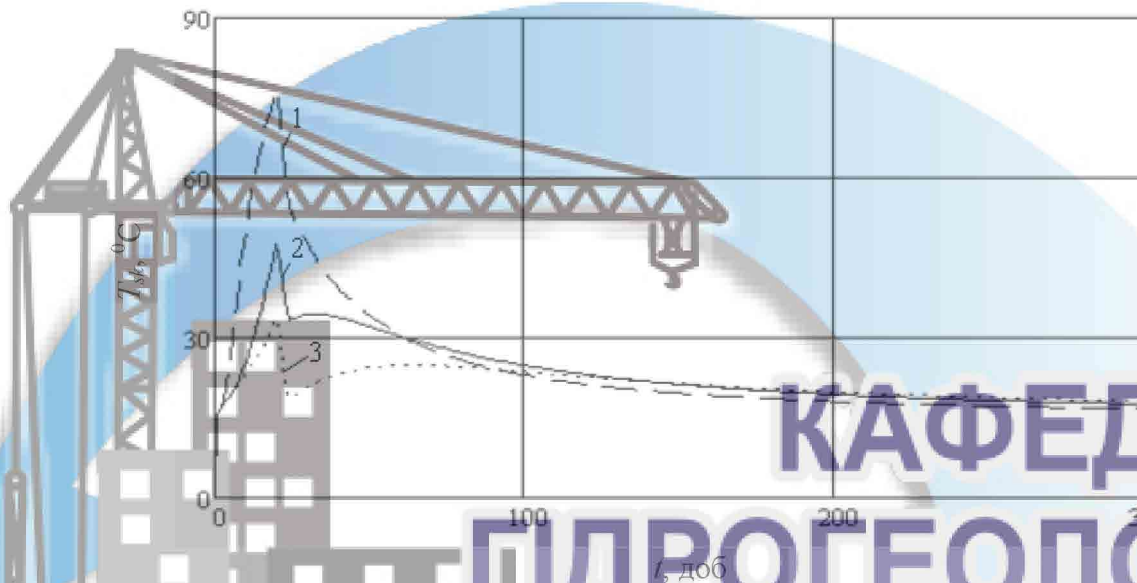


Рисунок 2.6 – Зміна температури підземних вод, що відбираються свердловиною з водоносного пласта, залягаючого над підземним теплогенератором. Позначення див. на рис. 2.3

Розроблена модель теплопереносу в покриваючих породах реакційного каналу при спалюванні вугільного пласта дозволяє оцінити роль конвективної і кондуктивної складової теплового потоку в нагріві вищезалегаючого водоносного горизонту. За результатами моделювання встановлено кількісні показники зменшення величини потоку тепла і температури підземних вод зі збільшенням потужності розділяючого шару. Оцінка теплового балансу ПСВ показала, що у водоносному шарі акумулюється від 18 до 25% тепла, що виділяється, відбір якого дозволить підвищити ККД даної геотехнології до 82 і 89% відповідно.

Для підвищення ККД ПГВ в раніше вже була встановлена квантитативна характеристика теплового потоку, що надходить з реакційного каналу в вищезалегаючий водоносний горизонт. Однак для обґрунтування технологічно раціональних параметрів відбору теплової енергії, що накопичується, необхідно ви-



конати моделювання розповсюдження геотермічних полів, що формуються у водоносному шарі при спалюванні вугілля.

Принципово важливим етапом розробки моделі є коректне формулювання граничної умови по температурі на підшві водоносного горизонту над реакційним каналом. Для визначення температури підземних вод в даній частині водоносного пласта виділяється об'ємний блок малої товщини у вигляді паралелепіпеда, розташованого безпосередньо над нагрітим поділяючим пластом, де відбувається теплообмін (рис. 2.7). Баланс тепла в блоці визначається на підставі рівності потоку тепла знизу від реакційного каналу ( $Q_0$ ) за трьома складовими: конвективному виносу тепла фільтраційним потоком ( $Q_2$ ), втрат тепла в результаті заміщення теплої води холодною ( $Q_1$ ), кондуктивного потоку тепла вгору ( $Q_3$ ), а також тепла, що витрачається на зміну температури підземних вод і гірських порід безпосередньо в блоці.

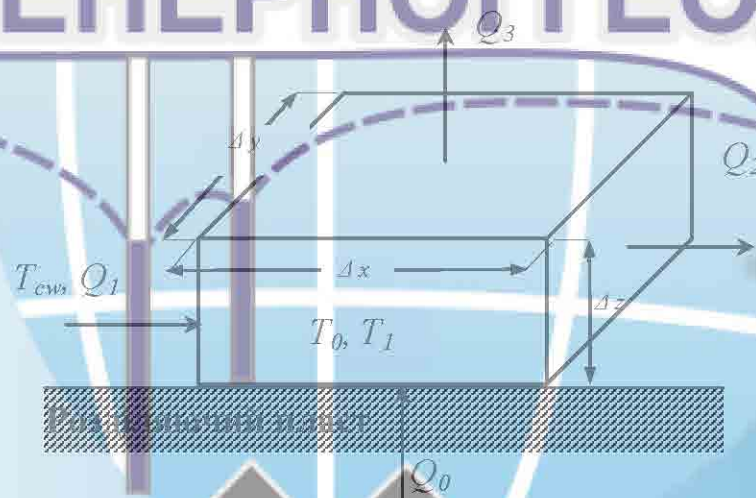


Рисунок 2.7 – Схема балансу тепла в блоці водоносного пласта над кровлею реакційного каналу при ПГВ

При врахуванні балансу тепла в блоці прийняті наступні допущення: 1) баланс тепла визначається для послідовності періодів (наприклад, тривалістю 1 добу), протягом кожного з яких теплофізичні параметри усереднюються; 2) бічна тепловіддача з блоку не враховується, оскільки вона на порядок менше тепловіддачі через його верхню межу; 3) коефіцієнти граничної умови задачі

теплопереносу визначаються на основі попередньо розрахованого поля швидкостей фільтрації; 4) температура в блоці усереднюється по її початковим і кінцевим значенням в кожен період; 5) температура води і породи в блоці однакова і вирівнюється умовно миттєво при втіканні і витіканні води з різною температурою.

При зроблених припущеннях зміна температури води і порід у блоці визначається за рівнянням балансу тепла:

$$Q_0 + Q_1 - Q_2 - Q_3 = (T_1 - T_0) \cdot B, \quad (2.11)$$

$$B = \rho_w C_w V_w + \rho_n C_n V_n, \quad (2.12)$$

$$Q_0 = q_0 \Delta x \Delta y, \quad (2.13)$$

$$Q_1 = AT_{cw}; \quad A = \Delta y \cdot \Delta z \cdot V \cdot \tau \cdot C_w \rho_w T_w; \quad (2.14)$$

$$Q_2 = A \cdot \frac{T_1 + T_0}{2}; \quad (2.15)$$

$$Q_3 = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \frac{\lambda}{\Delta z} \left( \frac{T_1 + T_0}{2} - T_w \right) = D \cdot \left( \frac{T_1 + T_0}{2} - T_w \right). \quad (2.16)$$

тут  $T_w$  – фонові температура води у водоносному горизонті (температура холодної води);  $T_0, T_1$  – відповідно температура води і порід у блоці сітки розмірами  $\Delta x \Delta y \Delta z$  на початку і в кінці періоду часу осереднення  $\tau$ ;  $q_0$  – потужність сумарного теплового потоку від реакційного каналу;  $V$  – швидкість фільтрації;  $\lambda$  – теплопровідність водоносного пласта;  $\rho_w, C_w, V_w$  – щільність, теплоємність і об'єм води в водоносному горизонті;  $\rho_n, C_n, V_n$  – щільність, теплоємність і об'єм порід у блоці.

Підставляючи вирази (2.12) – (2.16) в (2.11), отримаємо

$$T_1 = \frac{Q\tau - (A+D) \cdot (T_0/2 - T_w) + BT_0}{B + A/2 + D/2}$$

Додамо та віднімемо з чисельника  $(A+D) \frac{T_0}{2}$ , тоді

$$T_1 = T_0 + \frac{Q\tau - (A+D) \cdot (T_0 - T_w)}{B + A/2 + D/2}, \quad (2.17)$$

якщо розраховується часовий ряд температур, то



$$T_i = T_{i-1} + \frac{Q_i \tau - (A + D) \cdot (T_{i-1} - T_w)}{B + A/2 + D/2}, \quad (2.18)$$

де  $T_i$  – температура в блоці сітки на протязів  $i$ -го періоду усереднення.

Зміна теплоємності  $C_n$  і теплопровідності  $\lambda$  водоносного пласта залежно від температури  $T$  виражається наступними рівняннями [14]

$$C_n = C_{20} + 0,1\delta(T - 20); \quad (2.19)$$

$$\lambda = \lambda_{20} / (1 + \varepsilon \lambda_{20} T), \quad (2.20)$$

де  $C_{20}$ ,  $\lambda_{20}$  – відповідно теплоємність і теплопровідність водоносних порід в нормальних умовах (при  $T = 20$  °C);  $\delta$  – постійна (що залежить від типу порід);  $\varepsilon$  – поправочний коефіцієнт.

Зміна коефіцієнта фільтрації в залежності від температури води враховується зміною в'язкості води  $\mu_w$  (Па·с)

$$\mu_w = 0,000183 / (1 + 0,0337T + 0,000221T^2) \quad (2.21)$$

У результаті послідовних розрахунків за формулою (2.18) можна визначити змінну в часі температуру блоку водоносних порід, що залягають над покрівлею підземного теплогенератора. При цьому величина теплового потоку  $q_0$ , що надходить з реакційного каналу, розраховується за методикою, описаною, а значення швидкостей фільтрації підземних вод  $V$  визначається в результаті попереднього рішення гідродинамічного завдання. Для знаходження розподілу температури у водоносному горизонті, що залягає над вугільний пластом, що спалюється, встановлена температура блоку задається в клітинці кінцево-різницевої сітки чисельної моделі переносу тепла, розробленої і протестованої. В інших осередках цієї моделі над поділяючим пластом поза реакційного каналу встановлюються нульові теплові потоки.

Таким чином, запропонована математична модель дозволяє визначати просторово-часову динаміку геотермальних полів, що формуються у водоносному шарі при спалюванні вугілля і вимагає ідентифікації в реальних умовах.

## 2.2. Тестування і перевірка адекватності розробленої моделі теплопереносу за результатами промислового експерименту

Найбільший дослідницький проект з ПГВ вартістю 10 млн дол. був здійснений на родовищі Hanna в США, при цьому його основні завдання полягали в наступному [16]:

- оцінка економічної ефективності технології ПГВ;
- знаходження шляхів управління забруднюючим впливом на породний масив при спалюванні вугілля;
- контроль ступеня вилучення запасів;
- встановлення можливості аналогового моделювання процесу.

Промисловий експеримент проводився за допомогою двох модулів, на одному з яких роботи велися за методом CRIP (з керованим переносом точки подачі дуття), на іншому – методом ELW (шляхом збивання свердловин). Тех-

нологічна схема ELW спочатку складалася з однієї вертикальної свд. VIW-1 з'єднаної з похило-горизонтальною свд. PW – 1 (рис. 2.9). Спалювання вугілля було розпочато в місці їх перетину шляхом подачі дуття в свд. VIW – 1 і відведення газу, що виробляється через свд. PW – 1. Ефективність процесу, що визначається як відношення всієї теплової енергії, що виділяється при спалюванні вугілля до тепла, що розсіюється в гірському масиві, із часом зменшувалася. Для поліпшення техніко-економічних показників в експлуатацію була введена друга дутьова свд. VIW – 2, після чого ефективність ПГВ знов досягла початкових значень. В цілому модуль ELW пропрацював протягом 61 дня, піддавши підземному спалюванню 4430 тонн вугілля.

Схема модуля CRIP складалася з двох газовідводячих свердловин – похилої CPW – 1 і вертикальної CPW – 2, що перетинаються з нагнітальною горизонтальною свердловиною CIW – 1, пробуреною поблизу підшови вугільного пласта. До обраної точки займання породний контур свд. CIW – 1 обсаджували рулонуваним металевим вкладишем, через який на гнучкій трубці підводилася



пропанова горілка для розпалювання вугілля і подавалося дуття. По мірі спалювання пласта істотно збільшувалися тепловтрати і знижувалася теплота згоряння газу, що виробляється. У момент досягнення вогнищем горіння породної покрівлі вугільного пласта подача дуття припинялася, обсадна колона із пальником відсувалася назад, і в спалювання залучалася нова ділянка. При цьому тепло, що виділилося на відпрацьованій ділянці при екзотермічних реакціях, частково йшло на термічну підготовку вугілля і підтримання ендотермічних реакцій на новій ділянці. Роботи за цим методом проводилися протягом 97 днів, завдяки чому було відпрацьовано 11280 тонн вугілля.

# КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ



Рисунок 2.9 – Схема модулів ELW (а) і CRIP (б), що застосовуються для підземного спалювання вугілля на родовищі Rocky Mountain: 1 – вугільний пласт; 2 – свердловина; 3 – 4 – напрямок руху дуття і газу, що виробляється; 5 – обсадна колона; 6 – гнучка трубка; 7 – пропанова горілка

За допомогою обох методів (CRIP і ELW) підземному спалюванню піддавався вугільний пласт Hanna – 1 середньою потужністю 10 м і глибиною залягання покрівлі від 100 до 130 м [18]. Вугілля пласта не спучуються, бітумінозні,

мають велику кількість летючих компонентів і вуглефікованих пропластків з 40–75% зольністю. Їхнім єдиним тектонічним порушенням є скид з амплітудою не більше 9 м. Стратиграфічний розріз вугленосних порід складається з декількох блоків (А, В, С, D), представлених від старіших до молодих, на рис. 2.10. При цьому блок D складається із мулових сланців, має потужність від 5 до 30 м, а блок С при потужності 30 – 45 м, представлений в основному пісковиками, що чергуються з алевролітами і глинистими включеннями. Породи блоків А і В є породної покрівлею вугільного пласта і складені переважно алевролітами із прошарками пісковиків. У їх межах залягає водоносний горизонт, приурочений до грубозернистих піщаників, що знаходяться між шарами алевролітів.

Для спостереження за змінами рівня, хімічного складу і температури підземних вод, встановлення факторів, що впливають на ці показники, і оцінки відповідності технології ПСВ міжнародним екологічним нормам (WDEQ, LQD) використовувалися 22 моніторингові свердловини діаметром 17,7 см, розташовані навколо модулів внутрішніми і зовнішніми кільцями (рис. 2.11). Мета зовнішнього кільця свердловин полягала в спостереженні за змінами на всій ділянці Наппа – 1, внутрішнього – в безпосередній близькості від реакційного каналу (див. табл. 2.1). Крім того, дані про коливання рівня підземних вод застосовувалися для знаходження гідродинамічних параметрів водоносного горизонту [17]. Проби води для тестування регулярно відбиралися за допомогою пневматичних насосів з усіх свердловин з інтервалом 30 – 60 хв, проте свердловини TW – 14А і EMW – 4 періодично припиняли свою роботу через технічні проблеми. Відбір проб проводився в скляні пляшки об'ємом 0,3 дм<sup>3</sup>, які потім герметизували і направляли на хімічний аналіз. При цьому температура, Eh, рН, провідність і лужність води визначалися відразу ж на експериментальній ділянці за допомогою хроматографа, а в лабораторії встановлювалася кількість твердих речовин, амонію, сульфатів, сульфідів, аміаку, бікарбонатів, ціанідів і фенолів, що містяться в підземних водах.





Рисунок 2.10 – Геологічний розріз ділянки Hanna-1 по лінії А – А': 1 – 2 – відповідно вугільний і водоносний пласти; А, В, С и D – блоки гірських порід

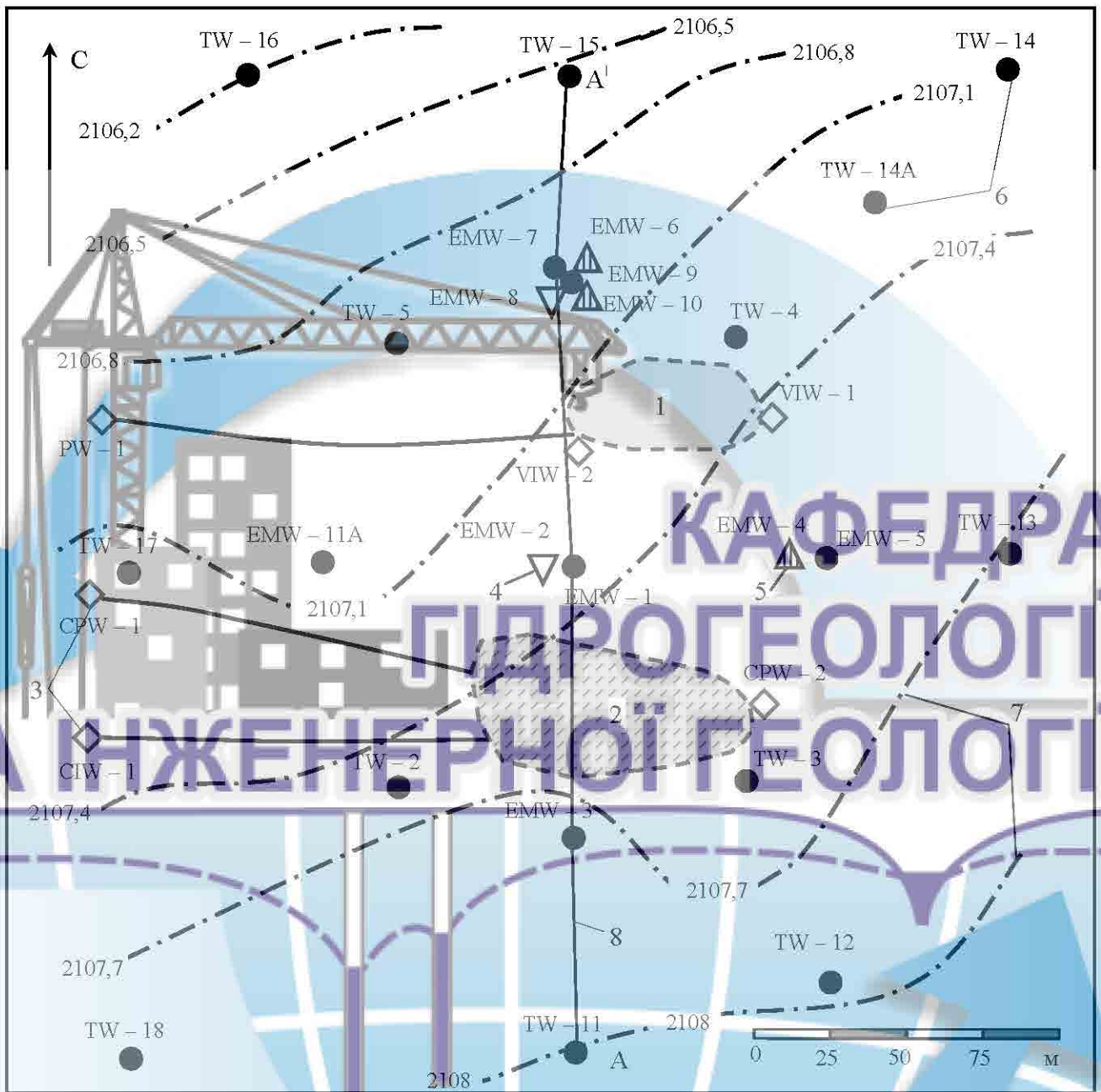


Рисунок 2.11 – План промислово-експериментальної ділянки Нанна – 1:  
 1 – 2 – ділянки, зайняті модулями ELW та CRIP; 3 – 6 – відповідно свердловини, що використовуються з технологічною метою та для спостереження за породами блоку А, С та вугільним пластом; 7 – п'єзоізогіпси;  
 8 – лінія геологічного розрізу

Вимірювання статичного рівня води в спостережних свердловинах, що виконані до початку випробувань в жовтні 1987 р. встановили природний північно-західний напрям течії підземних вод (у напрямку занурення вугільного



пласта) з гідравлічним градієнтом 0,0052 – 0,0064 (рис. 2.11). Такий напрям фільтрації обумовлений місцеположенням Склеястої гори, що тягнеться в межах експериментальної ділянки з південного сходу на північний захід і є гідродинамічним бар'єром для руху води. Незначні коливання гідравлічного ухилу пояснюються односторонньою ізоляцією водоносного пласта і анізотропією його фільтраційних властивостей, визначеною в процесі проведення відкачок і нагнітань. За результатами вимірів рівня підземних вод було також встановлено [108], що воронка депресії, яка формується, має форму еліпса, головна вісь якої збігається з напрямком поширення максимальних коефіцієнтів фільтрації (свд. TW – 18 і EMW – 11A). При цьому їх значення уздовж головної осі еліпса (близько 0,2 м/добу) в середньому в 5 разів більше, ніж уздовж меншої (близько 0,04 м/добу). Аналогічна закономірність спостерігалася при вивченні розподілу водопровідності пласта, найбільші величини якої зафіксовані в західній і південно-західній частинах ділянки (1,45 – 1,8 м<sup>2</sup>/добу).

Таблиця 2.1 – Час і тривалість роботи моніторингових свердловин на ділянці Нанна – 1 в процесі ПГВ

№	Дата відбору проб підземних вод	Номер свердловини
1	06.12.1987 – 09.12.1987	TW – 2, TW – 3, TW – 12, TW – 17, TW – 18, EMW – 11 A
2	16.12.1987 – 18.12.1987	TW – 2, TW – 3, TW – 12, TW – 17, TW – 18, EMW – 11 A
3	29.12.1987 – 31.12.1987	TW – 2, TW – 11, TW – 17, TW – 18, EMW – 3
4	05.01.1988 – 08.01.1988	TW – 2, TW – 17, TW – 18, EMW – 11 A
5	15.01.1988 – 18.01.1988	TW – 2, TW – 17, TW – 18, EMW – 11 A
6	25.01.1988 – 28.01.1988	TW – 2, EMW – 11 A
7	02.02.1988 – 06.02.1988	TW – 2, EMW – 11 A
8	11.02.1988 – 17.02.1988	TW – 2, EMW – 11 A
9	22.02.1988 – 26.02.1988	TW – 2, EMW – 11 A

Заміри положення рівня підземних вод проводились також у період роботи модулів CRIP і ELW. На початку експерименту центр воронки депресії знаходився між двома діючими ділянками і поступово знижувався в процесі спалювання вугілля. При цьому загальний напрямок течії підземних вод зберігав свій північно-західний характер. Зміна орієнтації потоку відбувалося по міру

розвитку спаленого простору у вигляді еліптичного заокруглення пьезоізогіпс навколо порожнин, що утворюються (рис. 2.12).

Більш значне зниження рівня відбулося після закриття модуля ELW і припинення подачі дуття. У результаті зниження надлишкового тиску воронка депресії змістилася у центр невикористовуваної порожнини, різко знизилася відмітка (до 60 м) і порушила свою симетричну форму. Отримані результати показують, що крім природної анізотропії водоносного горизонту конфігурація п'єзометричної поверхні, що формується при ПСВ, істотно залежить від тиску в підземному теплогенераторі.

Після припинення підземного спалювання вугілля періодичність спостережень за рівнем підземних вод різко скоротилася до кварталних і піврічних замірів. Тому відомості, що характеризують подальші коливання п'єзометричної поверхні на експериментальній ділянці, часто непослідовні і мають випадковий характер [27]. Однак навіть найввічужчі незначні дані (рис. 2.13) однозначно свідчать про активне відновлення рівня підземних вод в перший рік після завершення робіт та їх базового режиму в грудні 1992 р.

Спостереження за хімічним складом і температурою підземних вод здійснювалося на всіх етапах експерименту з ПГВ, а також після його завершення. За даними аналізу проб води було встановлено, що в природних умовах домінуючими іонами є натрій ( $450 \text{ г/дм}^3$ ), бікарбонат ( $800 \text{ мг/дм}^3$ ) і сульфати ( $450 \text{ мг/дм}^3$ ). При цьому базова концентрація сульфатів, загального органічного вуглецю та аміаку зменшується з південного заходу на північний схід ділянки. Так у пробах зі свердловини TW – 18 зміст цих компонентів відповідно становив  $1200$ ,  $40$  і  $7 \text{ мг/дм}^3$ , а зі свд. TW – 14 А –  $400$ ,  $15$  і  $2,5 \text{ мг/дм}^3$ . Значення природної температури підземних вод на експериментальній ділянці змінювалися без певної залежності і незначно (від  $9$  до  $12^\circ\text{C}$ ). Концентрації летучих і полунетучих органічних речовин у всіх свердловинах були нижче меж аналітичного виявлення.





Рисунок 2.12 – Рівень поверхні підземних вод на експериментальній ділянці в процесі ПСВ: 1 – 2 – відповідно пьезоізогіпси до і після закриття модуля ELW; 3 – 4 – значення коефіцієнтів фільтрації (м/добу) і водопровідності (м<sup>2</sup>/добу) водоносного горизонту

Зміни хімічного складу підземних вод на ділянці Hanna – 1 при спалюванні вугілля були оцінені на основі параметрів, пов'язаних із самим процесом і забрудненням навколишнього середовища. У більшості випадків спостережні свердловини на півночі і сході ділянки показали лише незначну інтермітентцію,

в той час як в свердловинах півдня і заходу було відзначено істотний вплив ПГВ на підземні води (табл. 2.2). Скоріш за все, це пов'язано з більш високою проникністю водовміщуючих порід в даному районі. Відповідно до встановленої закономірності, концентрація аміаку і сульфатів значно зросла вище базового рівня на південному заході і слабо збільшилася на північному сході. При цьому підвищення вмісту цих компонентів в свд. TW – 2, TW – 17 і EMW – 11 було обумовлено викликаною збільшенням гідравлічного градієнта міграцією з району свд. TW – 18. У свд. TW – 5 і EMW – 9 концентрація сульфатів і аміаку під час роботи модуля ELW залишалася практично постійною, однак після його закриття різко збільшилася, що пояснюється зміною напрямку фільтрації підземних вод, що походила до завершення роботи модуля з області свд. TW – 16, а після – з району свд. EMW – ПІА і TW – 17 (див. рис. 2.12). Істотне збільшення вмісту загального органічного вуглецю було помічено тільки в свердловинах, де стався приплив газових продуктів (TW – 2, TW – 18, EMW – 3 і EMW – ПІ).

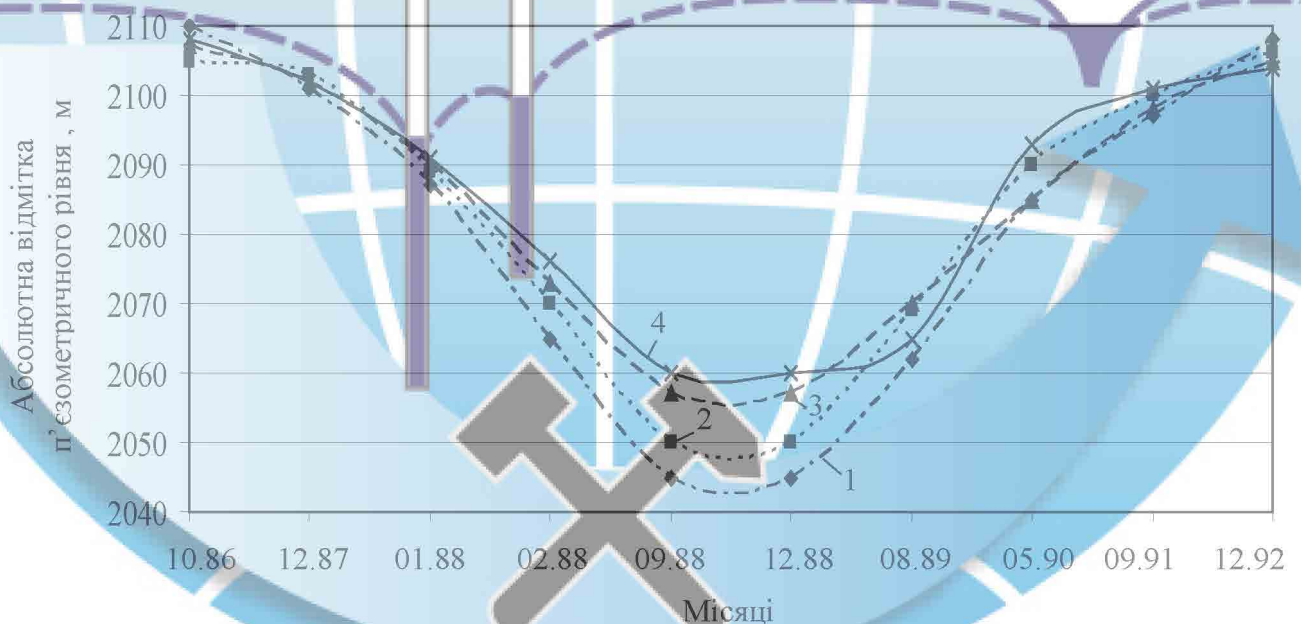


Рисунок 2.13 – Зміна рівня підземних вод до, під час і після підземного спалювання вугілля на ділянці Hanna – 1: 1 – 4 – відповідно у свердловинах EMW – 1, TW – 3, TW – 12 и TW – 16



Таблиця 2.2 – Зміна хімічного складу і температури підземних вод в процесі підземного спалювання вугілля на ділянці Hanna – 1

№ свд.	Вміст, мг/дм <sup>3</sup>											Температура, °С	
	рН		Сульфати		Аміак		Тверді речовини		Загальний органічний вуглець		природн.*	ПСВ**	
	природн.*	ПСВ**	природн.*	ПСВ**	природн.*	ПСВ**	природн.*	ПСВ**	природн.*	ПСВ**			
TW – 5	8,4	8,3	440	836	2,6	3,1	1538	2009	27	34	9,5	32	
EMW – 9	8,3	8,3	380	525	2,6	2,9	1484	1611	22	25	10,0	35	
TW – 4	8,4	8,2	377	368	2,5	2,2	1466	1471	23	22	9,0	37	
TW – 16	8,2	8,1	365	372	2,4	2,5	1475	1523	24	26	11,0	51	
TW – 17	8,4	7,6	610	1026	3,1	3,5	1784	2404	30	47	10,0	19	
TW – 18	8,3	7,3	1300	1605	7,8	8,1	2683	3106	39	54	10,0	28	
TW – 11	8,2	7,1	1110	1010	7,7	8,0	2075	2597	35	43	11,0	26	
TW – 3	8,4	6,3	350	432	2,7	2,7	1597	1650	26	36	9,3	24	
EMW – 3	8,4	6,2	402	381	2,9	2,9	1531	1791	29	47	12,0	69	
EMW – 1	8,2	6,4	453	510	2,8	3,0	1725	1823	27	38	10,0	61	
TW – 2	8,4	6,3	710	1382	3,5	5,2	1894	3028	36	55	11,0	67	
EMW – 11	8,3	7,5	497	1060	3,1	4,3	1699	2620	29	59	12,0	43	

природн.\* – концентрація компонентів і температур у природних умовах.

ПСВ\*\* – середня концентрація компонентів і температур в процесі підземного спалювання вугілля.

Поряд із зональною тенденцією зміни концентрацій більшості компонентів, коливання рН води простежувалися по всій експериментальній ділянці, починаючи від свд. TW – 18 і EMW – 11, що знизили значення цього показника з 8,3 до 7,5, і закінчуючи свд. TW – 2, TW – 3 і EMW – 3, що змінили склад вод із лужних на кислі через міграцію двоокису вуглецю з реакційного каналу. Концентрація бору також варіювала від максимальної, що дорівнює  $0,033 \text{ мг/дм}^3$ , до мінімальної, відповідної найменшій межі аналітичного виявлення -  $0,01 \text{ мг/дм}^3$ . Необхідно відзначити, що після закінчення спалювання вугілля у всіх свердловинах в досить значних кількостях були виявлені побічні продукти ПГВ (бензол, етилбензол і толуол).

Крім хімічного складу, підземні води в процесі ПГВ істотно змінили свою температуру (табл. 2.2), значення якої першочергово залежали від розташування експериментальних модулів, часу та напрямків фільтрації [15 – 17]. Так найбільші збільшення температури на ділянці Hanna – 1 були зафіксовані в експлуатаційних свердловинах (CPW – 2, VIW – 1), звідки після припинення спалювання вугілля виходив перегрітий пар ( $200\text{--}250^\circ\text{C}$ ), який змінив по мірі надходження радіального потоку в порожнину спалювання свій агрегатний стан до гарячої води ( $60\text{--}70^\circ\text{C}$ ). Моніторингові свердловини, розташовані поблизу цієї зони (TW – 2, EMW – 1 і EMW – 3), також показали помітне зростання температури підземних вод на  $45\text{--}55^\circ\text{C}$ , а свердловини, віддалені від модулів (TW – 5, TW – 14 і EMW – 9), – її слабке збільшення на  $5\text{--}10^\circ\text{C}$ . Однак після закриття модуля ELW, зміни напрямку течії і підходу теплового фронту підземних вод з боку ділянок спалювання температура в північно-західних свердловинах різко зросла на  $20\text{--}30^\circ\text{C}$ . Зміни температури вод, пов'язані з їх змішуванням, також спостерігалися після припинення ПГВ в процесі заповнення утворених порожнин і відновлення природного гідродинамічного режиму на експериментальній ділянці.

Для мінімізації техногенних концентрацій елементів у підземних водах і впливу спалювання вугілля на довкілля з утворених порожнин була проведена двостадійна відкачка. Відбір вод був початий після повного заповнення



порожнин і припинення надходження до них радіального потоку з покривають порід. Через свд. VIW - 1 в порожнину ELW і свд. CPW - 1 в порожнину CRIP були опущені заглибні насоси, за допомогою яких за період з 22.08 по 20.09.1988 р з модуля CRIP було відібрано 5830 м<sup>3</sup> води, з модуля ELW - 3700 м<sup>3</sup>. Ці величини становлять близько 115% від розрахункового обсягу порожнеч [16]. Після закінчення відбору з 16 по 28.11.1988 р підземні води вищезалегаючих порід знову почали надходити в порожнині, при цьому їх природний напрям течії на експериментальній ділянці поступово відновлювалося. Для локалізації поширення токсичних елементів у підземних водах в період з 31.07 по 15.08.1989 р була проведена повторна відкачка, в результаті якої з модуля ELW на поверхню було піднято +3380 м<sup>3</sup> води, а з модуля CRIP - 3750 м<sup>3</sup>.

У процесі відкачування зменшення вмісту розчинених речовин в підземних водах відбувалося неоднаково. Концентрація аміаку і фенолу знижувалася відразу ж у міру відбору води з порожнини за рахунок її заміщення незабрудненими водами навколишніх порід, а кількість твердих речовин і органічного вуглецю навпаки спочатку різко зростала до половини тривалості відкачування, після чого опускалося до базових значень (рис. 2.14). Це пояснюється початковим наявністю у водах порожнини спалювання вуглеводневих смол і масел, які після їх повного відбору були заміщені чистими водами.

Температура одержуваної води поступово знижувалася до природної, що очевидно з урахуванням того, що відбувається змішання нагрітих вод порожнини з холодними водами вищерозміщених порід. Обробка вод на денній поверхні відбувалася за допомогою флокуляційних камер, що показали 40 – 65 % ефективності очищення в залежності від компонентів [25]. Повторна відкачка з порожнин дозволила майже повністю видалити токсичні елементи з підземних вод. Після двох відкачок в процесі тривалого моніторингу було встановлено, що через два роки зміст більшості компонентів досягнув природних значень.

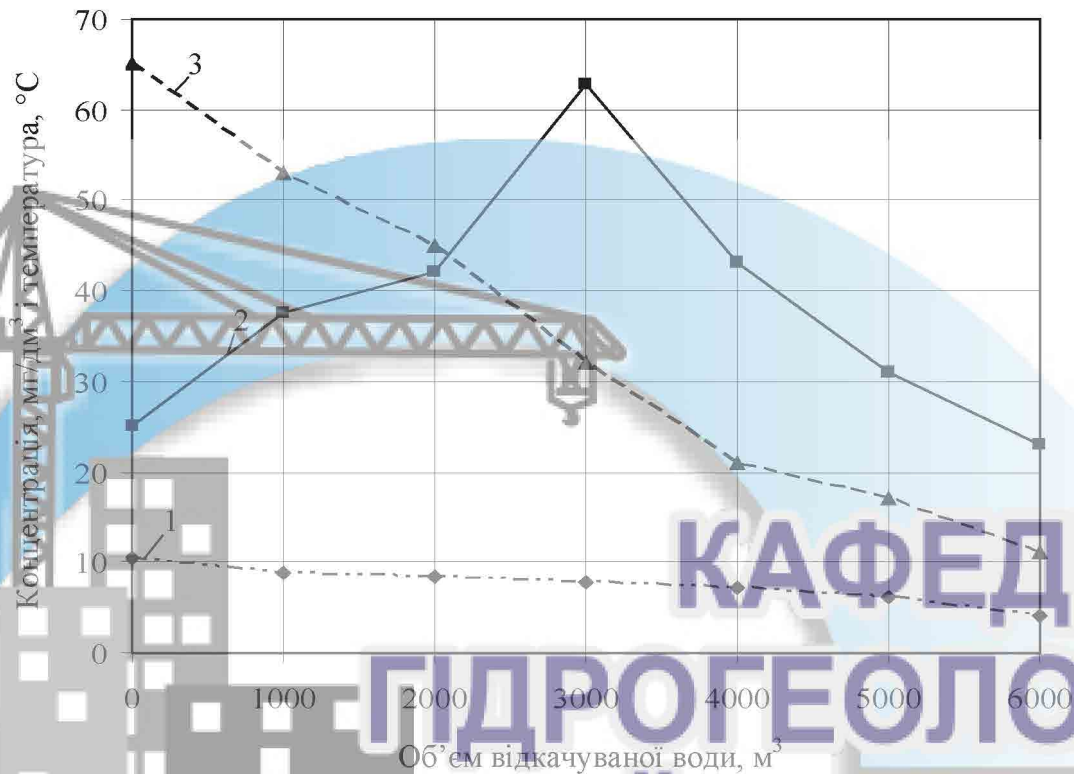


Рисунок 2.14 – Зміна вмісту аміаку (1), загального органічного вуглецю (2) і температури (3), в водах, що відбираються з порожнин підземного спалювання

Отримані на експериментальній ділянці Rocky Mountain результати показують, що в процесі спалювання вугілля в вищезалегаючому водоносному горизонті відбуваються зміни гідродинамічного режиму, хімічного складу і температури підземних вод. Виникаючі воронки депресії формуються в напрямку розповсюдження максимальних коефіцієнтів фільтрації, і після припинення подачі дуття переміщуються в бік підземних теплогенераторів з різким пониженням своїх абсолютних відміток. При цьому повне відновлення природної п'єзометричної поверхні відбувається тільки через кілька років після закінчення експериментальних робіт. Забруднення підземних вод продуктами ПГВ в сукупності з їх післяексплуатаційним відбором з порожнин спалювання носить короткостроковий характер, майже повністю ліквідується і не завдає екологічної шкоди природному середовищу. Викликані спалюван-



ням вугілля теплові аномалії у водоносному шарі із часом переміщуються і змінюють свою температуру залежно від напрямку і швидкості фільтрації підземних вод.

Згідно із запропонованою в розд. 2.1 моделлю переносу тепла у водоносних породах спалюваного вугільного пласта для знаходження температури підземних вод спочатку необхідно визначити швидкість їх фільтрації. При цьому зважаючи на неоднорідності граничних умов і проникності порід аналітичні формули, незважаючи на їх різноманітність [19 - 21], не дозволяють скільки-небудь точно наблизитися до розрахункової залежності, яка б відображала реальну гідрогеологічну картину на ділянках ПСВ. Основні закони динаміки підземних вод ускладнюються тут зонами локальної дискретизації потоків у порушених термічною обробкою гірських породах, реакційних каналах і утворених спалюванням вугілля порожнинах. Тому для прогнозування гідродинамічної ситуації в таких умовах використовується метод математичного моделювання [12, 19].

Наведені обґрунтування свідчать про необхідність застосування чисельного моделювання фільтрації при вивченні режиму підземних вод на ділянці Hanna – 1 та його реалізації у програмному комплексі ModFlow, що є світовим лідером у вирішенні просторово-часових завдань геофільтрації. Згідно з рекомендаціями, запропонованими в роботах [24, 25], розбивка досліджуваної ділянки розмірами 500 x 500 м виконується сіткою із кроком 25x25 м і його збільшенням в 5 разів біля модулів спалювання, що дозволяє точно фіксувати конфігурацію термо- і п'єзоізогіпс, що формуються. Відповідно до даних геологічної будови (рис. 2.10) область фільтрації розглядається як багат шарова товща із середньою потужністю вугільного пласта 10 м, водопора - 7 м і водоносного пласта – 15 м (рис. 2.15). Розташована в її межах Скеляста гора, що тягнеться з південного сходу на північний захід, є бар'єром для руху води і задається у вигляді непроникної гідродинамічної границі. На решті контуру ділянки Hanna – 1, через відсутність детальної інформації про область живлення і розвантаження водоносного горизонту, задаються грани-

чні умови першого роду з величинами напорів, що відтворюють реальний гідралічний ухил підземних вод (0,006).

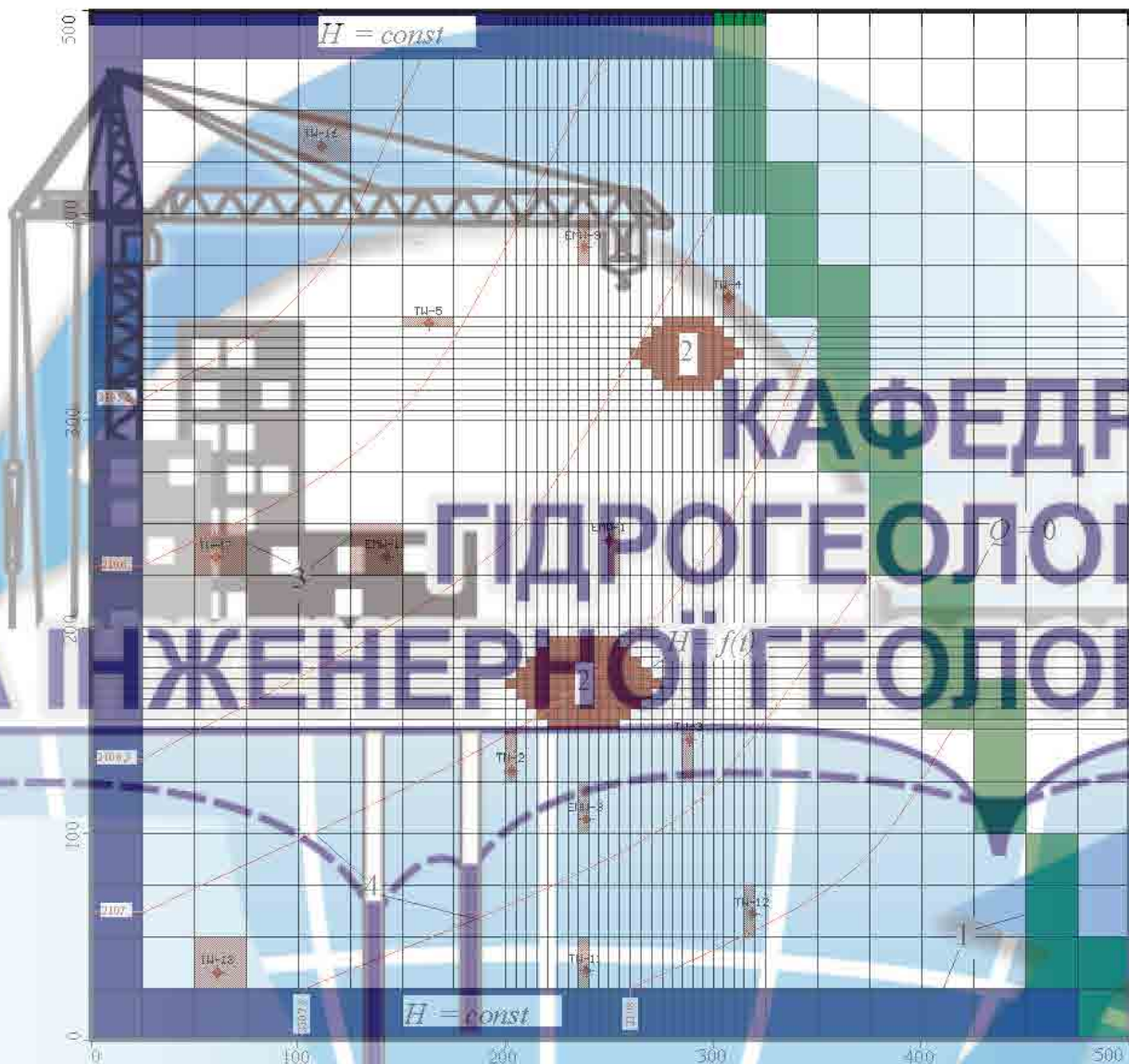


Рисунок 2.15 – Модель ділянки Hanna – 1 в програмному комплексі ModFlow: 1 – гідродинамічні границі, 2 – модулі ПВ; 3 – свердловини, 4 – п'езоізогіпси

Внутрішніми межами моделі є порожнини спалювання, які також відображаються граничними умовами першого роду з величиною гідродинамічного напору, рівною абсолютній відмітці підшви вугільного пласта. Положення цих кордонів визначалося шляхом нанесення контурів відпрацьованих



ділянок на розрахункові шари. При моделюванні роботи модулів ПСВ після припинення подачі дуття внутрішні граничні умови не задавалися.

Виходячи з існуючих теоретичних уявлень [16, 17] про техногенну проникність і тріщинуватість породної покрівлі вугільного пласта при його підземному спалюванні, величина пористості і коефіцієнта фільтрації в межах цього шару на моделі була задана збільшеною в 10 разів у порівнянні з областями поза розробки вугілля. На інших ділянках ці параметри приймалися зонально за геологорозвідувальними даними, наведеними на рис. 2.12. Величина інфільтрації була задана в межах верхнього шару моделі з інтенсивністю, визначеною при метеорологічних спостереженнях – 135 – 155 мм/рік.

Рішення зворотної гідродинамічної задачі проводилося в умовах нестационарного режиму фільтрації, при цьому основним критерієм її адекватності була схожість фактичної (див. рис. 2.11, 2.12) та модельної п'єзометричної поверхні на ділянці Hanna – 1 в різні моменти часу. Результати показують, що на моделі вдалося практично повністю відобразити динаміку зниження і підйому рівня підземних вод в процесі експлуатації модулів ELW і CRIP (рис. 2.13). Абсолютна похибка між фактичними і розрахунковими даними знаходиться в межах 2 – 6 м (табл. 2.3).

Аналіз даних, що характеризують модельний і реальний розподіл рівня підземних вод на території експериментальної ділянки до, під час і після підземного спалювання вугілля (у період з 01.12.87 р. по 01.12.92 р.) показує, що воронка депресії, яка формується на моделі, практично повністю повторює свої природні контури. Найбільші похибки розрахунку (5 - 6 м) приурочені до періоду спалювання вугілля, що пояснюється різкою зміною гідродинамічної структури потоку при утворенні вигазованих просторів, по міру затоплення яких відмічені похибки згладжуються. Таким чином, запропонована геофільтраційна модель ділянки Hanna – 1 ідентично відображає динаміку руху підземних вод на всіх етапах роботи модулів ПСВ.

Таблиця 2.3 - Похибка визначення положення рівня підземних вод на ділянці Hanna – 1

Місяць	Абс. відм. п'єзометричного рівня в свердловинах (фактична/на моделі, м)				Середня абсолютна похибка, м
	EMW – 1	TW – 3	TW – 12	TW – 16	
12.87	2103,2	2105,4	2106,7	2106,1	2,34
	2101,8	2102,3	2103,5	2104,3	
01.88	2088,5	2091,1	2092,4	2093,5	2,37
	2089,7	2087,2	2090,3	2091,2	
02.88	2065,3	2068,4	2071,2	2076,4	3,55
	2061,8	2063,4	2068,4	2073,5	
09.88	2046,2	2048,1	2057,1	2060,9	5,60
	2040,8	2042,5	2050,8	2055,8	
12.88	2045,3	2047,2	2058,3	2060,2	4,95
	2041,2	2042,1	2052,8	2055,1	
08.89	2061,4	2063,1	2069,5	2062,5	3,26
	2058,7	2059,8	2065,8	2059,3	
05.90	2087,5	2090,8	2086,4	2092,3	2,50
	2084,8	2087,9	2083,9	2090,4	
09.91	2101,3	2102,5	2101,8	2102,6	2,25
	2098,6	2099,8	2099,5	2101,1	
12.92	2102,4	2104,5	2101,5	2101,9	2,05
	2100,7	2102,4	2098,8	2100,2	

Встановлені на моделі швидкості фільтрації підземних вод, що змінюються від 0,01 м/добу (природний режим) до 0,2 м/добу (період затоплення порожнин спалювання), підставлялися у формулу (2.18) для визначення температури блоків водоносних порід, що залягають над породною покрівлею реакційного каналу. Розрахунки проводилися в програмному середовищі Mathcad при наступних гірничо-геологічних і теплофізичних параметрах експериментальної ділянки:  $\alpha = 1,2$ ;  $Q_T = 14$  МДж/кг;  $W_y = 30\%$ ;  $D = 2500$  м<sup>3</sup>/ч;  $\rho_y = 1050$  кг/м<sup>3</sup>;  $\sum C_z = 42\%$ ;  $C_{yz} = 60\%$ ;  $\rho_g = 1,2$  кг/м<sup>3</sup>;  $C_g = 1030$  Дж/кг·°С;  $\mu_g = 1,85 \cdot 10^{-5}$  кг/м·с;  $T_g = 850$  °С;  $T_w = 11$  °С;  $\kappa = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;  $P_g = 3,5$  МПа;  $P_{atm} = 0,102$  МПа;  $L_g = 120$  м;  $t = 100$  сут;  $\lambda_p = 2,7$  Вт/м·°С;  $C_w = 4128$  Дж/кг·°С;  $\rho_w = 1010$  кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta x = \Delta y = 5$  м;  $\Delta z = 15$  м;  $\tau = 1$  сут;  $V_w = 55$  м<sup>3</sup>;



$\rho_n = 1800 \text{ кг/м}^3$ ;  $V_n = 320 \text{ м}^3$ ;  $C_{20} = 930 \text{ Дж/кг}\cdot\text{°C}$ ;  $\delta = 2,4$ ;  $\lambda_{20} = 1,1 \text{ Вт/м}\cdot\text{°C}$ ;  
 $\varepsilon = 10^{-3} \text{ м/Вт}$ .

Певні значення температурних блоків порід задавалися у відповідні їм ділянки геофільтраційної моделі в послідовності, що відповідає просуванню вогневого забоя і просторово-часової динаміки спалювання вугільного пласта. Розподіл температури по площі простягання водоносного шару проводився за допомогою чисельної моделі переносу тепла, докладно викладеної і протестованої раніше. За результатами розрахунків на рис. 2.16 наведені термо- і п'єзоізопси, що формуються у водоносному шарі на ділянці Наппа – 1 після припинення ПСВ, аналіз яких показує виникнення локальної воронки депресії, спрямованої на затоплення порожнин спалювання і зменшення температури підземних вод по мірі віддалення від них. Це підтверджує наявність, встановлену під час промислового експерименту, залежності розподілу температури підземних вод від напрямку і швидкості їх фільтрації.

Для перевірки точності розробленої моделі і проведених обчислень на рис. 2.17 виконано зіставлення натурних і модельних даних про зміни температури підземних вод в свердловинах розташованих поблизу модулів спалювання вугілля. Аналіз графіків показує, що максимальна відносна похибка розрахунків не перевищує 5% і свідчить про достовірність отриманих результатів. Наведені дані підтверджують адекватність запропонованої моделі теплопереносу і можливість її використання в практичних завданнях за оцінкою теплового ресурсу водоносних горизонтів при підземному спалюванні вугільних пластів.



Рисунок 2.16 – Модельний розподіл температури і рівнів підземних вод на

ділянці Нанна – 1 після завершення процесу ПГВ: 1 – н<sup>о</sup> езоізогіпси;  
2 – термоізогіпси; 3 – свердловини; 4 – лінії току

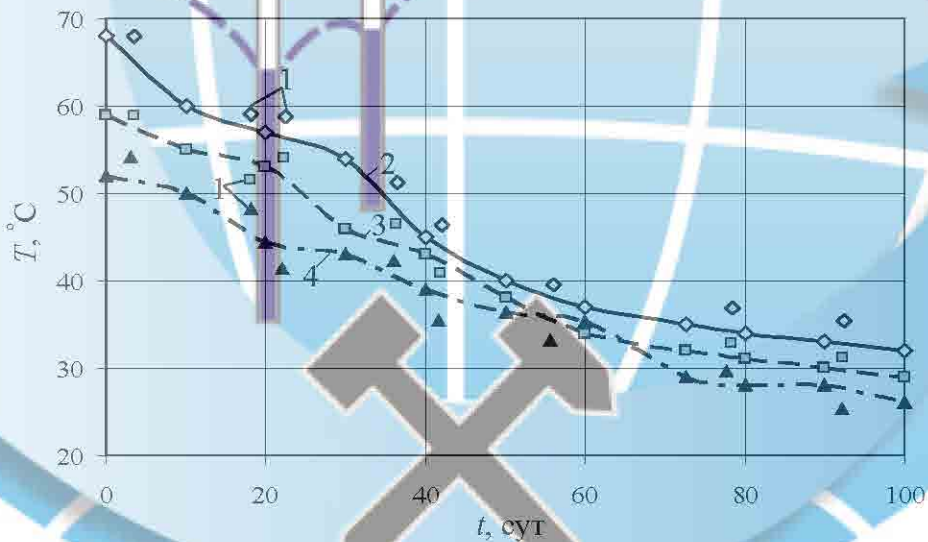


Рисунок 2.17 – Динаміка зміни температури підземних вод за натурними (1) і модельними даними в свд. TW – 3(2), TW – 4(3) і EMW – 1(4)



### 3. ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ І ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ ГІДРОГЕОТЕРМАЛЬНОГО МОДУЛЯ ПРИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

З метою підвищення ККД підземної газифікації вугілля в роботах [35, 36] вже була розглянута можливість відбору частини тепла, що надходить з реакційного каналу у вищезалігаючий водоносний горизонт, шляхом відкачування нагрітих підземних вод в якості теплоносія. Теплова енергія, що видобувається, дасть можливість замінити котельні та вугільні електростанції в процесі виробки тепла, що йде на внутрішні потреби шахти і в найближчі населені пункти. За результатами моделювання фільтрації і теплопереносу в водонасичених породах покрівлі спалюваного вугільного пласта, визначена просторово-часова динаміка формування геотермічних полів, а також їх трансформація при закачуванні і відборі води в періоди сезонних коливань споживання енергії. Однак для практичної реалізації встановлених закономірностей теплопереносу та ефективного відбору теплової енергії, що накопичується, необхідно обґрунтувати технологічні параметри роботи геомодуля в межах ділянки «Ольхово Нижня», де передбачається підземне спалювання вугільного пласта  $h_{10}^1$  з використанням в якості теплоносіїв вод вищезалігаючих пісковиків  $h_{10}Sh_{11}$ .

Ділянка «Ольхово Нижня», розташована в межах Чистяково-Сніжнянського геолого-промислового району з загальними запасами понад 3 млрд тонн вугілля (табл. 3.1), з яких близько 400 млн тонн зосереджено в пластах потужністю 0,45 - 0,75 м [16]. Виділений район знаходиться в східній частині Донецької області і має розміри 55 × 15 км (рис. 3.1). Рельєф місцевості, в утворенні якого головна роль належить ерозійних процесів, в значній мірі розчленований густою мережею балок з вододільними подняттями між ними. Його максимальні позначки відзначаються в східній частині (+ 325 м), мінімальні - в західній (долина р. Вільхова + 125 м). На території району ро-

зміщені міста Сніжне, Торез, Шахтарськ, Зугрес, які є великими споживачами теплової енергії.

В тектонічному відношенні район знаходиться в межах Чистяковської синклінали. Це досить потужна структура довжиною понад 50 км і шириною більше 10 км. Її складка розміщена на східному замиканні Кальміус-Торецька улоговини, від якої кормушка відділяється крупно амплітудної Ясинівсько-Жданівської флексури. Синкліналь має асиметричну будову і є замкнутою на сході і відкритою на заході. Її північне крило круте з кутами падіння порід до  $60^\circ$ , південне - похиле, з кутами падіння до  $25^\circ$ . Донна частина синклінали має майже горизонтальне залягання. У районі зустрічається ряд насувів, що мають велику амплітуду і переважно північно-східне простягання - Юнкомівській (тісно пов'язаний з Ясинівсько-Жданівською флексурою), Саур-Мотільській, Давидовській і ін.

Таблиця 3.1 - Розподіл запасів і прогнозних ресурсів вугілля

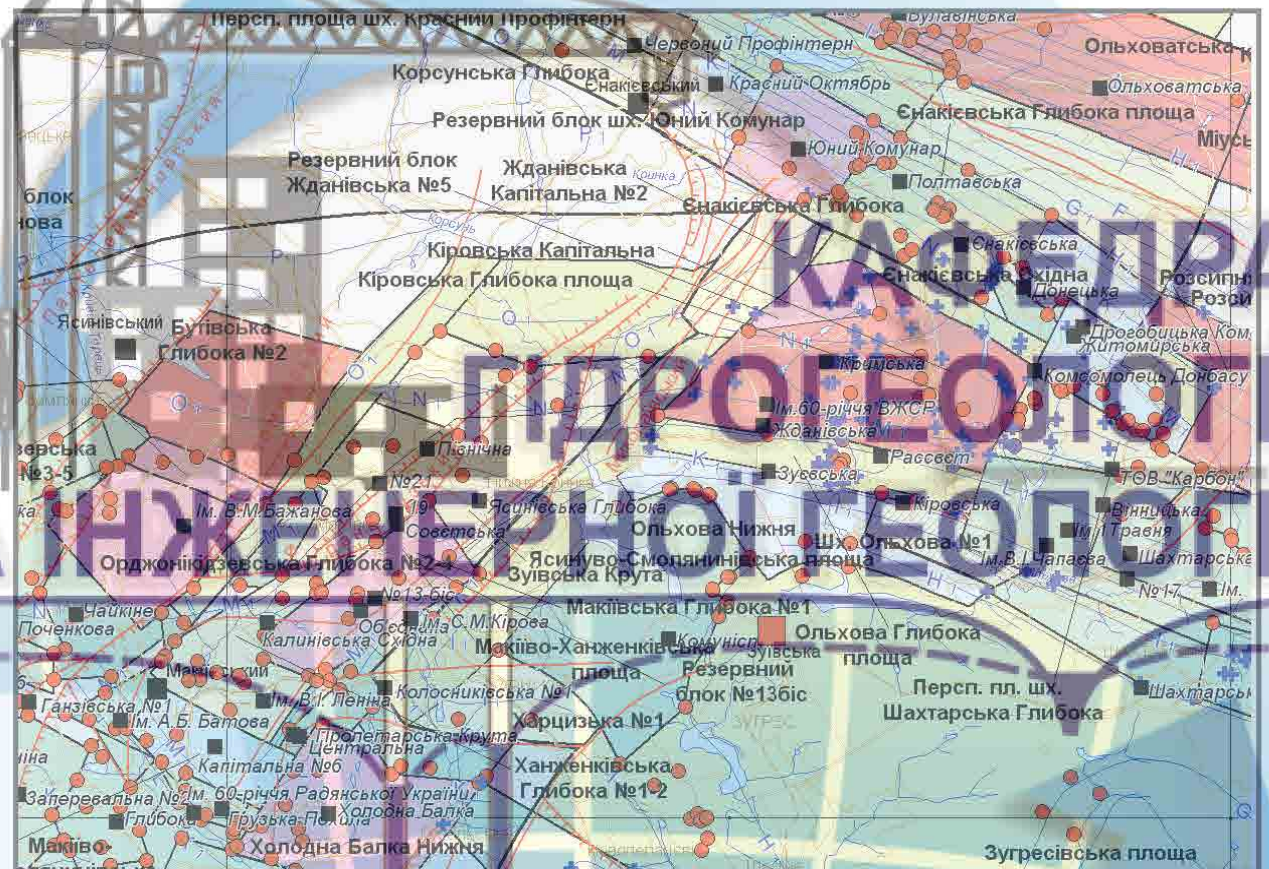
в Чистяково-Сніжнянському районі

Всього, млн т	Балансові запаси, млн т		Забалансові за- паси, млн т	Прогнозні ресурси, млн т
	A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		
3012,8	2243,1	375,6	25,7	368,4

Крім крупноамплітудних порушень вугленосні відкладення Чистяково-Сніжнянського району ускладнені малоамплітудними розривами з амплітудою менше 10 м. За даними [17 - 19], малоамплітудними порушеннями на полях шахт «Харцизька», «Фомінська», «Київська № 12» і «Стіжківська» в цілому є невеликою. Разом з тим, на поле шахти «ім. 1 травня» вона в кілька разів, а на поле шахти «Зуївська» на порядок більше, ніж на інших шахтних полях. Це пояснюється тим, що в східній частині шахти «ім. 1 травня» проходить Давидовське насування, в місці згасання якого зосереджена переважна більшість малоамплітудних розривів. Технічною кордоном шахти «Зуївська» є Ясинівська-Жданівська флексура, в межах якої зафіксовано кілька деся-



тків малоамплітудних надвигов довжиною кілька сотень метрів і амплітудою менше 1 м. Таким чином, на тлі незначної малоамплітудної порушеності району спостерігаються шахтні поля з аномально високими розривними порушеннями, в більшості своєму пов'язаними з Ясинівсько-Жданівською флексурою.



**Умовні позначення**

	Ділянки та площі - для створення нових шахт;		- з завершеними пошуковими роботами;		-ТЕС;
	- для промислового освоєння;		- з прогнозними ресурсами;		а) -надвиги,
	- детально розвідані;		- з непромисловою вугленосністю;		б) -зброси;
	- попередньо розвідані;		- шахтні стовбури;		а) - вапняків і їх індекси.

Рис. 3.1 - Гірничопромислова карта Чистяково-Сніжнянського вугленосного району

На ділянці «Ольхово Нижня» спеціальні дослідження малоамплітудних тектоніки не проводилися, однак, з огляду на встановлені тектонічні законо-



мірності району, логічним буде припущення про наявність розривних порушень, з урахуванням розташування на західному кордоні ділянки Юнкомовського насування, тісно пов'язаного з Ясинівсько-Жданівської флексуною. Це зажадає детального обліку при проектуванні теплового модуля призначеного для ПГВ.

Кам'яновугільна система в Чистяково-Сніжнянському районі представлена середнім і верхнім відділами у вигляді закономірно збільшується із заходу на схід групи свит  $C_2^2 - C_1^3$  [25]. Так, свита  $C_2^3$  на заході (ділянка «Ольхово Нижня») має потужність 750 м, а на сході (район Сніжнянської групи шахт) - 900 м. Розріз карбону складається з шарів аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків та вугілля. В середньому аргіліти і алевроліти становлять 54,8 - 72,2 % від потужності кожної свити, пісковики - 24 - 41 %, вапняки і вугілля мають підлегле значення. Загальна потужність середнього карбону по району (без свити  $C_2^1$ ) становить 3760 м (рис. 4.19).

Свита  $C_2^2$  «Моспінська» при загальній потужності 806 - 820 м представлена в основному аргілітами і алевролітами (67 %). Будучи слабо вугленосною, вона містить 11 вугільних пластів і прошарків, з яких робочої потужності досягають тільки два які залягають на окремих площах пласта ( $g_6^2$  і  $g_n^2$ ). В межах ділянки «Ольхово Нижня» робочим є тільки пласт  $g_n^2$  з максимальною потужністю 1,5 м.

Свита  $C_2^3$  «Смолянинівська» потужністю 740 - 900 м вміщує вугільні пласти, що розроблюються декількома шахтами. В її розрізі переважають алевроліти (48 %), аргіліти (18 %) і потужні (50 - 60 м) товщі пісковиків («головіновські», що залягають нижче вугільного пласта  $h_1$ , «подремовські» -  $h_2^1Sh_3$ , «усівського» -  $h_4Sh_5$  і «бабаковські» -  $h_{10}Sh_{11}$ ) [151]. Вапняки в свиті ( $H_5^0$ ,  $H_5^1$  і  $H_6^1$ ) малопотужні, укладені в товщах щільних аргілітів і не завжди простежуються в геологічному розрізі. До їх головних горизонтів відносяться  $H_3$  (мікрозернисті детритусовий) і  $H_4$  (дрібнозернистий водоростевий). Свита  $C_2^3$  містить 20 вугільних пластів, 11 з яких робочі (рис. 3.2).



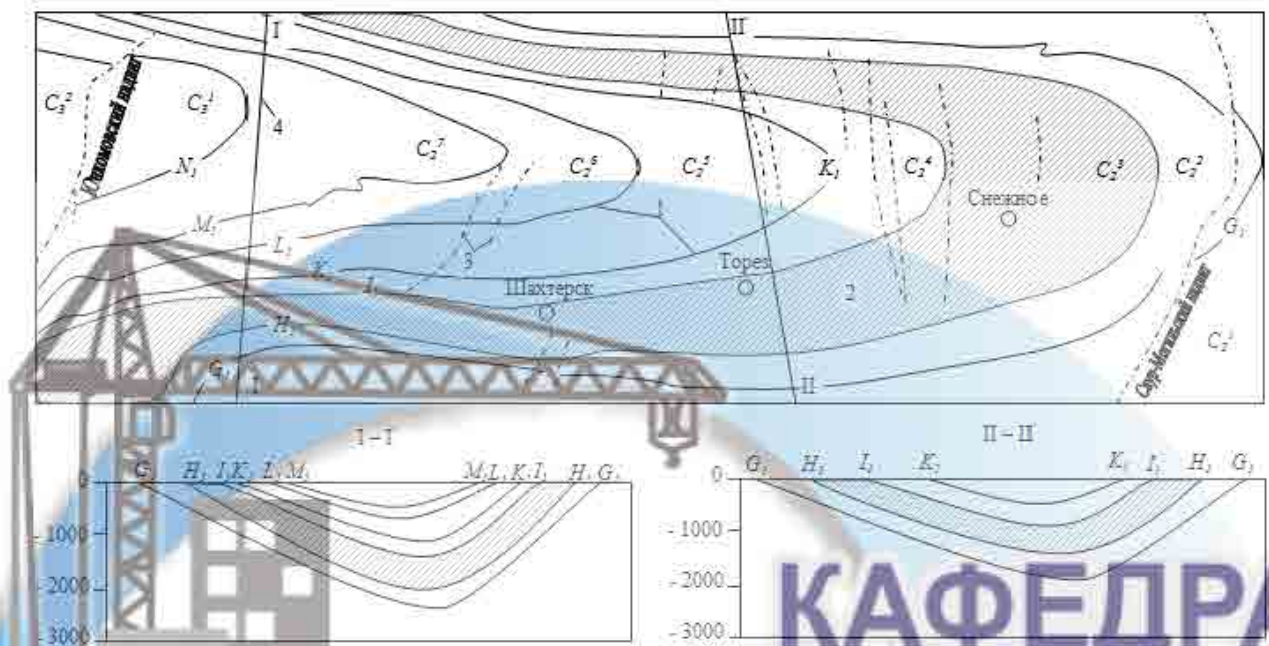


Рис. 3.2 - Геологічна карта і розріз Чистяково-Сніжнянського району:

1 - граничні вапняки світ карбону; 2 - виходи свити  $C_2^2$ ;

3 - розривні порушення; 4 - лінія розрізу

Світа  $C_2^4$  «Безвугільна» при загальній потужності 375 - 415 м сумарно містить 68 % алевролітів і аргілітів. Найбільш витриманими, маркованими породами тут є вапняки  $L_2$  (мікрокристалічний) і  $L_7^2$  (тонкозернистий, без органічних останків), над якими залягає витримана товща пісковиків потужністю понад 50 м. У складі свити 12 вугільних шарів, і тільки пласт  $L_7^5$  на дуже обмеженій площі досягає робочої потужності.

Світа  $C_2^5$  «Каменська» зміщує вугільні пласти, розробляється не-скількома шахтами. Найчастіше в ній зустрічаються алевроліти і аргіліти, сумарний вміст яких становить 60 %, що дещо менше, ніж у попередніх світах. Концентрація пісковиків збільшується до 36 %, при цьому в нижніх і верхніх частинах свити простежується кілька горизонтів потужністю 20 - 40 м. Маркується пластами свити, при її загальній потужності 630 - 665 м, є мікро-, а іноді і мелкокристалічні вапняки ( $K_7$  -  $K_9$ ). Світа зміщує 20 вугільних пластів і пропластків, з яких на окремих ділянках робочої потужності досягають 13. У нижній частині розрізу свити зосереджена максимальна про-

мислова вугленосність, представлена найбільш потужними (0,54 - 1,13 м) пластами  $k_2$ ,  $k_2^1$  і  $k_3$ .

Світа  $C_2^6$  «Алмазна» зустрічається тільки в західній частині Чистяково-Сніжнянського району і найчастіше представлена алевролітами і аргілітами, сумарно становлять 55 %, що є мінімальним показником серед попередніх світ. Однак зміст пісковиків тут максимальне (41 %), їх шари  $I_1^1sl_2$ ,  $L_5sl_5$ ,  $L_6sl_6$  та  $L_7sl_7$  стійкі і витримуються на всій площі поширення. Загальна потужність світи змінюється в межах 355 - 375 м. За даними [12], її маркують горизонтами є вапняки:  $L_1$  - водоростевий,  $L_5$  - кріноїдно-форамініферовимі,  $L_6$  - детритусовий і  $L_7$  - глинистий. Серед вугільних пластів світи найбільш витриманий 13 з потужністю 0,6 - 1,5 м. У цілому вона вміщує 21 вугільний пласт, серед яких 9 робочих. Найбільш вугленосної є центральна і верхня частини розрізу світи.

Світа  $C_3^1$  зустрічається тільки в крайній західній частині Чистяково-Сніжнянського району, містить до шести шарів вугілля і не має промислового значення. Для неї характерний високий вміст аргілітів і алевролітів (66 %), а також значна кількість (32 %) витриманих в розрізі пісковиків ( $N_1^3Sn_0^5$  та  $N_1^6Sn_1$ ). Маркованими породами є вапняки -  $N_1^4$ ,  $N_1^6$ ,  $N_2^H$  та  $N_2^6$ .

Виділені кам'яновугільні світи ( $C_2^2$  -  $C_3^1$ ), на досліджуваній ділянці, перекриваються неогеновими відкладеннями (пластично-сірими глинами і жовтими пісками) загальною потужністю 25 м. Покривають їх четвертинні породи потужністю до 35 м які складаються на вододілах з жовто-бурих лесовидних суглинків, а на схилах річок і балок - з червоно-бурих глин. Алювіальні відкладення мають обмежене поширення в районі.

Узагальнюючи дані по вугленосності Чистяково-Сніжнянського геологопромислового району, можна відзначити що, в його межах виявлено 114 вугільних пластів і прошарків, з яких тільки 43 на обмежених ділянках мають кондиційним показниками. Світи  $C_2^2$ ,  $C_2^4$  і  $C_3^1$  містять по одному пласту з граничною робочою потужністю і не мають промислового значення.



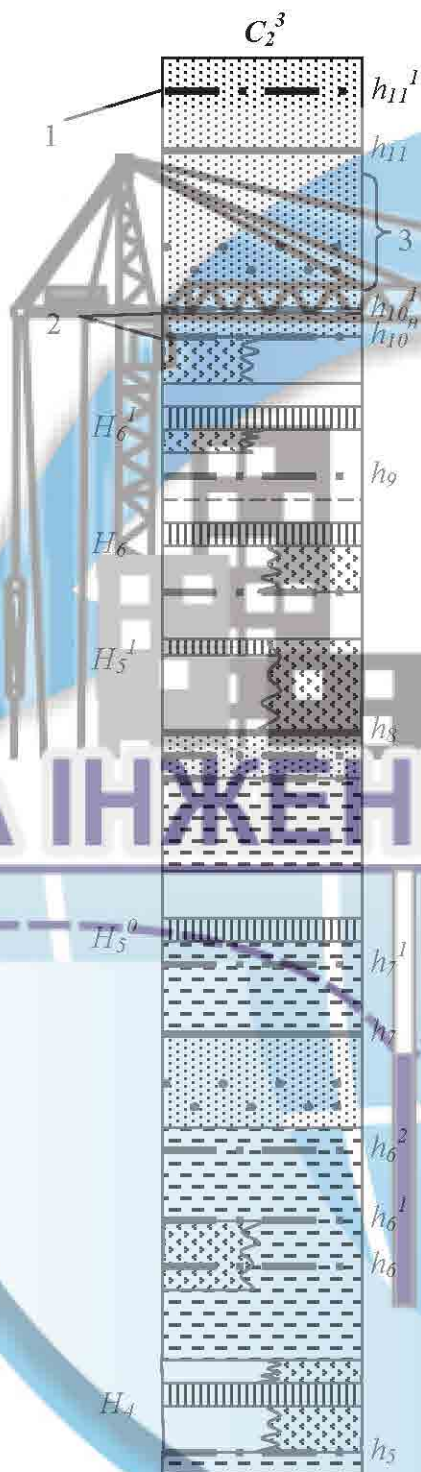


Рис. 3.3 - Литолого-стратиграфічний розріз свити  $C_2^3$ : 1 - 2 - робочі і неробочі вугільні пласти, 3 - водоносний горизонт

Найбільш високими коефіцієнтами промислової вугленості характеризуються свити  $C_2^6$ ,  $C_2^5$ ,  $C_2^7$  і  $C_2^3$ , при цьому максимальні їх значення зустрінуті в свитках  $C_2^3$  і  $C_2^5$ , що містять шари високосортних антрацитів. У центральній частині району вугленість трохи вище, ніж на сході, де вона знижується за рахунок відсутності (розмиву) пласта  $h_3$  і зменшення потужності інших вугільних пластів. Найбільш витриманими за будовою і якістю вугілля в Чистяково-Сніжнянському районі є пласти  $h_2^1$ ,  $h_3$ ,  $h_7$ ,  $h_8$ ,  $k_2$ ,  $l_3$ ,  $l_7$ ,  $m_3$  та  $m_9$ , що зберігають робочу потужність на більшій частині його площі. Відносно стійкими також вважаються пласти  $h_2$ ,  $h_6$ ,  $h_6^1$ ,  $k_2^1$ ,  $k_2^2$ ,  $k_3$ ,  $k_4^1$ ,  $k_5$ ,  $k_7$ ,  $l_2^a + l_2^b$ ,  $l_4$ ,  $l_6$  і  $m_4$ , які мають робочу потужність лише на окремих ділянках. Всього в районі розробляється 29 вугільних пластів різної будови сумарною і окремою потужністю 15 м і 0,7 - 1,5 м відповідно.

Основними водоносними горизонтами в Чистяково-Сніжнянському геолого-промисловому районі є товщі витриманих пісковиків і вапняків кам'яновугільного віку, при цьому аргіліти і алевроліти цього періоду практично не обводнені.

На балансі шахти «Ольхово Західна» знаходяться 2 пласта  $h_{11}$  і  $h_8$ . Вугілля пластів чорно-блискучі, гумусові, має смугасту структуру і ендо- екзогенні тріщини. Його основними компонентами є вітрини (80 %), фюзиніт і малопотужні прошарки сапропелевих різниць. Мінеральні включення в вугіллі представлені глинистими мінералами, піритом, кальцитом, кварцом і слюдою. Зола вугілля на 90 % складається з двоокису кремнію, оксидів алюмінію та заліза, а також має температуру початку деформації 900 – 1200 °С, розм'якшення - 950 - 1400 °С і плавлення - 1150 - 1500 °С. Вміст сірки в вугіллі змінюється від 2 до 4 %, при цьому переважне значення має піритова (60 – 80 %) і сульфатна (10 – 12 %) сірка. Тепло- та згоряння органічної маси вугілля коливається від 31,5 до 34 МДж/кг і залежить від вмісту вуглецю (91,5 – 96 %) і водню (2,1 - 4,2 %).

Пласт  $h_{11}$ , з кутами падіння 36 - 44 °, має промислове значення на заході шахтного поля, де розроблявся з 1914 до 1970 рр. Відпрацювання пласта була зупинена у зв'язку зі зменшенням його потужності по простяганню і технічними проблемами. У покрівлі пласта  $h_{11}$  залягають аргіліти потужністю 2 - 3 м, вище яких розташовуються алевроліти і пісковики. Аргіліти покрівлі мають текстур з відбитками флори і залишками фауни. Їх межа міцності на стиск в сухому стані становить 57 - 93 МПа, в водонасиченому - 37 - 42 МПа. У деяких випадках в покрівлі вугілля залягають алевроліти потужністю до 15 м поступово переходять в дрібнозернисті кварцові пісковики з межами міцності 111 - 242 МПа (сухі) і 93 -132 МПа (обводнені). Підшва вугільного пласта складається з алевроліту якій спучується при наявності води. Пласт  $h_{11}$  витриманий, має просту будову і потужність від 0,6 до 1,49 м з відстанню до найближчого вугільного пласта  $h_{11}^1$  25 - 35 м. В цілому його умови розробки визначені як задовільні, з можливими ускладненнями через незначну тектонічну порушеність.

Пласт  $h_8$  має кут падіння близько 40 ° і розміри відпрацьованої частини по простяганню 50 - 300 м, по падінню - 100 - 150 м. У межах поля шахти його покрівля представлена середнепрочним аргілітом потужністю 9,6 - 11,2 м, що переходить у верхній частині в алевроліт. Аргіліт володіє прямолінійно-пустотними тріщинами, що збільшують свою інтенсивність зі сходу на захід. У зонах його зни-



женої потужності і підвищеної тріщинуватості можливі прояви хибної покрівлі. Безпосередньо на контакті з антрацитами зустрічається велика кількість флори. У ґрунті пласта переважає горизонтально-шаруватий алевроліт, що збільшує свою потужність зі сходу (0,12 м) на захід (11,6 м). У східному блоці шахтного поля іноді зустрічається піщаник. Пласт  $h_8$  витриманий, має складну будову і потужністю від 0,58 до 1,57 м з відстанню до найближчого вугільного пласта  $h_7$  100 - 115 м. В цілому породи що його вміщують відносяться до стійкого типу, а умови розробки - до сприятливих.

Згідно з наведеними геологічними даними і встановленим критерієм, які висуваються до підземних теплогенераторів, для ПТВ, через меншу тектонічної порушеність, найбільш підходить східна частина ділянки «Ольхово Нижня», де між робочими пластами  $h_8$  і  $h_{11}$  розвинене кілька некондиційних вугільних пластів і прошарків ( $h_9$ ,  $h_{10}^H$  і  $h_{10}^L$ ). Так відповідно до літологічного складу на 30 м вище і на 60 м нижче робочого пласта  $h_{11}$  залягають некондиційні пласти  $h_{11}^L$  і  $h_{10}^L$ . В межах стратиграфічного розрізу наведені відстані заповнені водонасиченими «бабаківськими» пісковиками, які не використовуються для водопостачання через підвищену мінералізацію. Таким чином, на території досліджуваної ділянки оптимальним буде підземне спалювання вугільного пласта  $h_{10}^L$  з використанням в якості теплоносіїв підземних вод пісковиків  $h_{10}Sh_{11}$ .

Принципова схема відпрацювання вугільного пласта представлена на рис. 3.4. Його розкриття проводиться рядами вертикальних свердловин зі створенням нових рядів з поступовим відпрацюванням раніше пробурених. Відомими способами [37 – 39] проводиться збійка свердловин першого ряду і утворення загального каналу між ними (лінії розпалювання). Потім проводиться збійка свердловин другого ряду з цим каналом. Після її завершення проводиться підпал і включається дуття, призначене для спалювання вугілля між 1-м і 2-м рядами свердловин. Вогневий забій по цій лінії просувається шляхом підведення дуття через лінію розпалювання в реакційний канал і відведення газу, що виробляється, з другого ряду свердловин. У процесі спалювання вугільного пласта в третьому ряду свердловин здійснюється збійка з другим, з таким розрахунком,

щоб збійка сталася раніше, ніж згорить вугілля між 1-м і 2-м рядами. Потім приступають до спалювання смуги вугільного пласта між 2-м і 3-м рядами свердловин. У такій послідовності роботи ведуться на всій ділянці вугільного пласта  $h_{10}^1$ , призначеного для відпрацювання способом ПГВ.

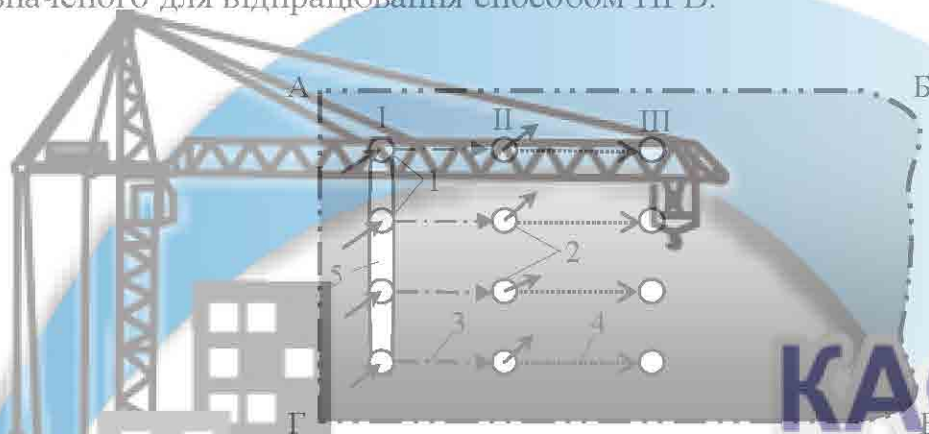


Рисунок 3.4 – Схема відпрацювання ділянки вугільного пласта  $h_{10}^1$  способом ПГВ: АБВГ – ділянка спалювання; I – III – номери ряду свердловин; 1, 2 – напрямки газівідвідних свердловин; 3 – рух вогневого вибою; 4 – напрямки збійки; 5 – лінія розпалювання

Після відпрацювання першого ряду свердловин і завершення його збійки з другим рядом в останній подається дуття, необхідне для газифікації ділянки вугільного пласта між цими рядами. Відведення газу відбувається через свердловини першого ряду. Вигазовування вугілля в другому ряду проводиться аналогічно першому. Крім того, у газодобувні свердловини цього ряду надходить конденсаційна суміш, що утворюється при газифікації вугілля між першим і другим рядами.

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



У процесі спалювання вугілля газ, що виробляється, через відвідні свердловини подається на денну поверхню споживачу. У його горючих компонентах укладена частина теплової енергії, що утворюється в реакційному каналі. Інша частина тепла формується разом з витоками газу через породи покрівлі та потрапляє в вищезазначений водоносний горизонт і нагріває підземні води. Температура води залежить від інтенсивності спалювання і гідродинамічних умов. Нагріті води в процесі відпрацювання вугільного пласта інтенсивно фільтруються до простору, який розширюється в результаті згоряння, що значно знижує їх початковий рівень. Надходження води з порід, що вміщують, відбувається різними шляхами і залежить від термодинамічних умов і фазового стану процесу ПГВ. На приплив в реакційну зону, крім геологічної будови і ступеня обводнення відпрацьовуваної ділянки, значно впливає збільшення проникності покриваючих порід під впливом високих температур [40, 41]. Поступаючи в підземний генератор, підземні води істотно змінюють його тепловий баланс за рахунок збільшення витрати тепла, що виробляється, на випаровування. Утворений при цьому перегрітий пар разом з витоками газу і парами, що утворилися за рахунок підсушування порід, фільтрується в покрівлю генератора, підвищує її температуру і конденсується. Конденсат що утворився, зміщується з підземними водами і знову надходить у генератор.

Завершення спалювання вугільного пласта супроводжується зниженням інтенсивності випаровування і поступовим відновленням природного рівня підземних вод до положення, відповідно їх новій гідродинамічній рівновазі. При фільтрації через нижню частину генератора в межах попередньо розігрітих порід покрівлі підвищується температура води, знижується її щільність і утворюється термальний купол, який циркулює навколо відпрацьованого генератора. Таким чином, при підземному спалюванні вугілля в породах, що покриваються, утворюється техногенне геотермальне родовище, для розробки та оцінки експлуатаційних запасів якого потрібен особливий підхід.

На рис. 3.5 приведена технологічна схема, яка пояснює сутність запропонованого способу розробки теплової енергії, що накопичилася в водоносних породах через свердловини, пробурені в процесі розкриття вугільного пласта [32]. Ві-



дбір нагрітих вод на денну поверхню відбувається між нагнітальними і газовідвідними свердловинами, після завершення спалювання вугілля – у відповідності з переміщенням максимумів температурних ореолів потоком підземних вод. При цьому в водоносному горизонті знижується рівень і виникає воронка депресії, яка сприяє безперервному відбору теплоносіїв. Причинно-наслідковий зв'язок між ознаками, що відрізняють і характеризують запропонований спосіб, і технологічним результатом, який буде досягнутий, полягає в тому, що відкачка нагрітих вод дасть можливість: істотно підвищити ефективність ПСВ шляхом використання, що утворюється при горінні вугілля і акумуляції в водоносному горизонті, теплової енергії; локалізувати розчинення і міграцію продуктів згоряння в водоносних горизонтах, розташованих в зоні впливу реакційної зони; використовувати вуглеводневі компоненти, які містяться в відбираємих підземних водах і придатні для виробництва цінних хімічних продуктів [33, 34].

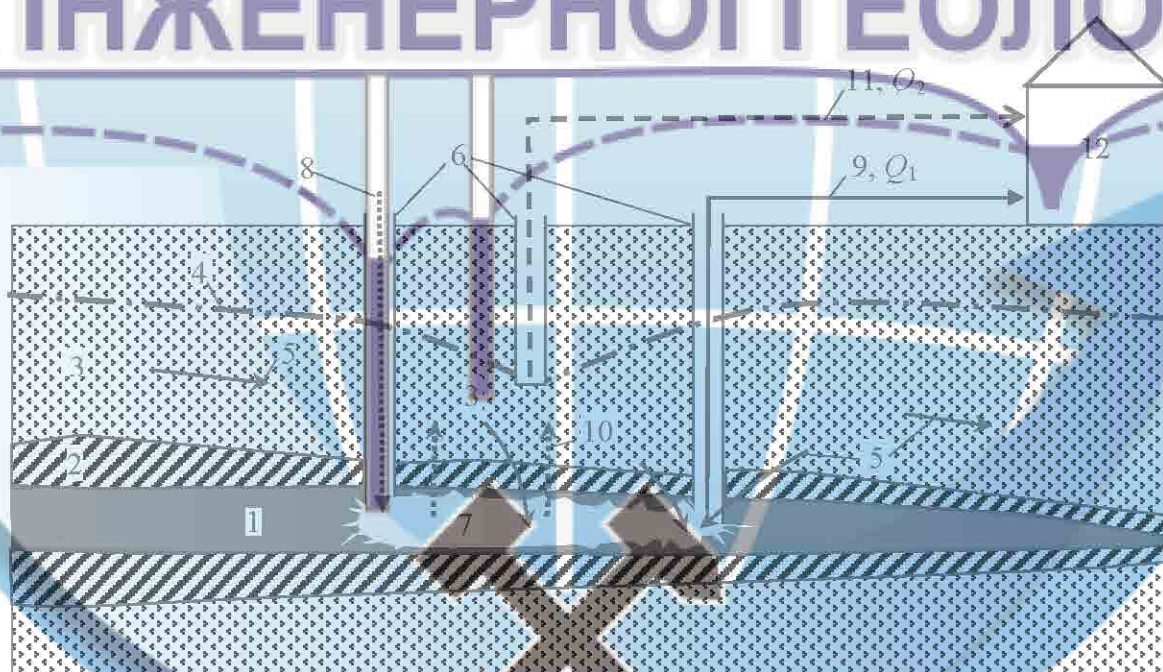


Рисунок 3.5 – Схема теплоенергетичного модуля на ділянці «Ольхово Нижнє»:  $Q_1$ ,  $Q_2$  – дебіт газу і нагрітих вод; 1 – вугільний пласт; 2 – породи покрівлі; 3 – водоносний горизонт; 4, 5 – рівень підземних вод і напрямок їх фільтрації; 6 –



експлуатаційні свердловини; 7 – реакційний канал; 8 – 11 – напрямок руху дуття, продуктивного газу, його витоків і відбір теплоносія відповідно; 12 – споживач

Для оцінки експлуатаційних запасів накопиченої в водоносних породах теплової енергії в цілому застосовні гідродинамічні, гідравлічні і балансові методи, які використовуються при розвідці прісних, мінеральних та промислових вод [35]. Оскільки термальні води витягують з надр для отримання тепла, то, крім розрахунку можливої продуктивності водозабору, оцінка запасів повинна включати прогноз зміни температури води в процесі розробки родовища. Крім цього, використання експлуатаційних запасів повинно бути економічно рентабельно, тому освоєння техногенних геотермальних родовищ вимагає обґрунтування техніко-економічної доцільності та концепції їх розробки з урахуванням природних, енергетичних і соціальних умов регіону.

Зважаючи на відсутність даних про джерела формування підземних вод на території ділянки «Ольхово Нижнє» виконати оцінку запасів теплової енергії, накопиченої в обводнених товщах «бабаківських» пісковиків  $h_{10}Sh_{11}$  при спалюванні некондиційного вугільного пласта  $h_{10}^1$ , балансовим методом неможливо. Однак проведені на ділянці геологорозвідувальні роботи дозволяють скористатися комбінацією гідравлічного і гідродинамічного методів, що є прийнятним в гідрогеологічній практиці [36]. В результаті пробних і дослідних відкачок були визначені колекторські властивості водоносного горизонту, на підставі яких деталізована чисельна модель фільтраційного теплопереносу для досліджуваної ділянки, розроблена і протестована нами в роботі [37].

За результатами моделювання на рис. 3.6 представлені графіки, що відображають зміну температури підземних вод внаслідок спалювання вугільного пласта  $h_{10}^1$  протягом 30 діб [38]. Їх аналіз показує, що піки температур з часом віддаляються від реакційного каналу у напрямку фільтраційного потоку. Робота експлуатаційних свердловин на моделі задавалася відповідно їх положенню, що забезпечує максимальний відбір накопиченої в водоносному горизонті теплової енергії. У період з 30 до 50 діб після початку спалювання, відкачка нагрітих вод проводилася поблизу підземного генератора, з 50 – 60 діб – у 25 м від нього, з 60

– 110 діб – у 50 м, з 110 – 130 діб – у 75 м. дебіт свердловин ( $100 \text{ м}^3/\text{добу}$ ) і час відбору нагрітих вод (100 діб) приймалися у відповідності з гідрогеологічною забезпеченістю ділянки і тривалістю періоду максимального споживання теплової енергії житлово-комунальним сектором (грудень – лютий).

Так як проєктований водозабір нагрітих вод буде працювати в режимі постійного відбору, то для забезпечення експлуатаційних запасів необхідно, щоб максимальне розрахункове зниження їх рівня не перевищило допустимої величини (половини потужності водоносного пласта). При цьому, температура води протягом усього терміну споживання повинна задовольняти вимогам, що пред'являються до теплоносія, призначеного для промислового і комунального теплопостачання ( $T = 40 - 70 \text{ }^\circ\text{C}$ ) [39]. Для оцінки цих параметрів були розраховані температурні поля, створювані в товщі «бабаківських» пісковиків через 20; 50; 80 і 100 діб після початку відкачування (рис. 3.7). Їх аналіз показує, що навіть в найбільш гідродинамічно навантажених точках пласта (біля експлуатаційних свердловин), зниження рівня підземних вод не перевищить десятка метрів, а температура води в кінці періоду відбору не опуститься нижче  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ . З огляду на те, що середня потужність розробляємих товщ «бабаківських» пісковиків становить 50 м, експлуатаційні запаси нагрітих вод в кількості  $100 \text{ м}^3/\text{добу}$  можна вважати забезпеченими.

При цьому продуктивність теплоенергетичного модуля буде змінюватися від 1,5 ГДж/рік на початку до 0,5 ГДж/рік в завершенні відбору води. Загальна кількість вилученої за цей період (100 діб) теплової енергії дорівнюватиме 2,1 ТДж.

Необхідно враховувати, що наведені розрахунки відповідають відпрацюванню способом ПГВ однієї смуги вугільного пласта довжиною 25 м, кількість яких у межах затопленого шахтного поля може досягати десятків і навіть сотень. Відсутність взаємного впливу теплових аномалій, які формуються в покриваючих породах підземних генераторів на відстані 5 – 10 м один від одного, дозволить проводити одночасне спалювання декількох смуг вугільного масиву з відбором термальних вод на всіх розроблюваних ділянках. Синхронна робота п'яти генераторів підвищить продуктивність теплоенергетичного модуля до 7,5 ГДж/рік і повністю покриє витрати тепла, необхідні для опалення та гарячого водопостачання



житлового мікрорайону чисельністю 3000 чоловік в опалювальний період в кліматичних умовах Донбасу. Крім того, в процесі спалювання вугілля, крім термальних вод, споживач буде отримувати низькокондиційний горючий газ, придатний для використання в котельнях [40].



Рисунок 3.6 – Зміна температури підземних вод, що насичують «Бабаківські» пісковики, які залягають над спалюваним вугільним пластом  $h_{10}^1$ : 1 – 5 – відповідно біля реакційного каналу і на відстані 25; 50; 75 і 100 м від нього у напрямку фільтраційного потоку

Таким чином, на основі отриманих результатів встановлено, що фізико-хімічні та гідродинамічні процеси, що протікають в породах покрівлі спалюваного вугільного пласта, призводять до формування техногенного геотермального родовища, для оцінки запасів і розробки якого потрібен спеціальний підхід. Для забезпечення найбільш повного відбору теплової енергії, що накопичується в водоносних пластах, відкачування нагрітих вод слід проводити відповідно до досягнення їх температурних максимумів.

Комбінацією гідравлічного і гідродинамічного методів в гірничо-геологічних умовах ділянки «Ольхово Нижне» Донецького басейну обґрунтовані

експлуатаційні запаси нагрітих вод з температурою  $90 - 40\text{ }^{\circ}\text{C}$  в кількості  $100\text{ м}^3/\text{добу}$ , що утворюються в «бабаківських» пісковиках при відпрацюванні способом підземного спалювання однієї смуги некондиційного вугільного пласта  $h_{10}^1$  довжиною 25 м. Потужність теплового потоку, що виникає в результаті їх відбору, змінюється від 1,5 до 0,5 ГДж/рік, що дозволяє використовувати його для тепlopостачання промислових і цивільних будівель протягом 100 днів. Одночасне спалювання 5 смуг вугілля поряд з отриманням горючого газу призведе до накопичення в покриваючих обводнених породах теплової енергії в кількості (близько 10 ТДж), достатній для опалення та гарячого водопостачання житлового мікрорайону чисельністю 3 тис. чол.

# КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

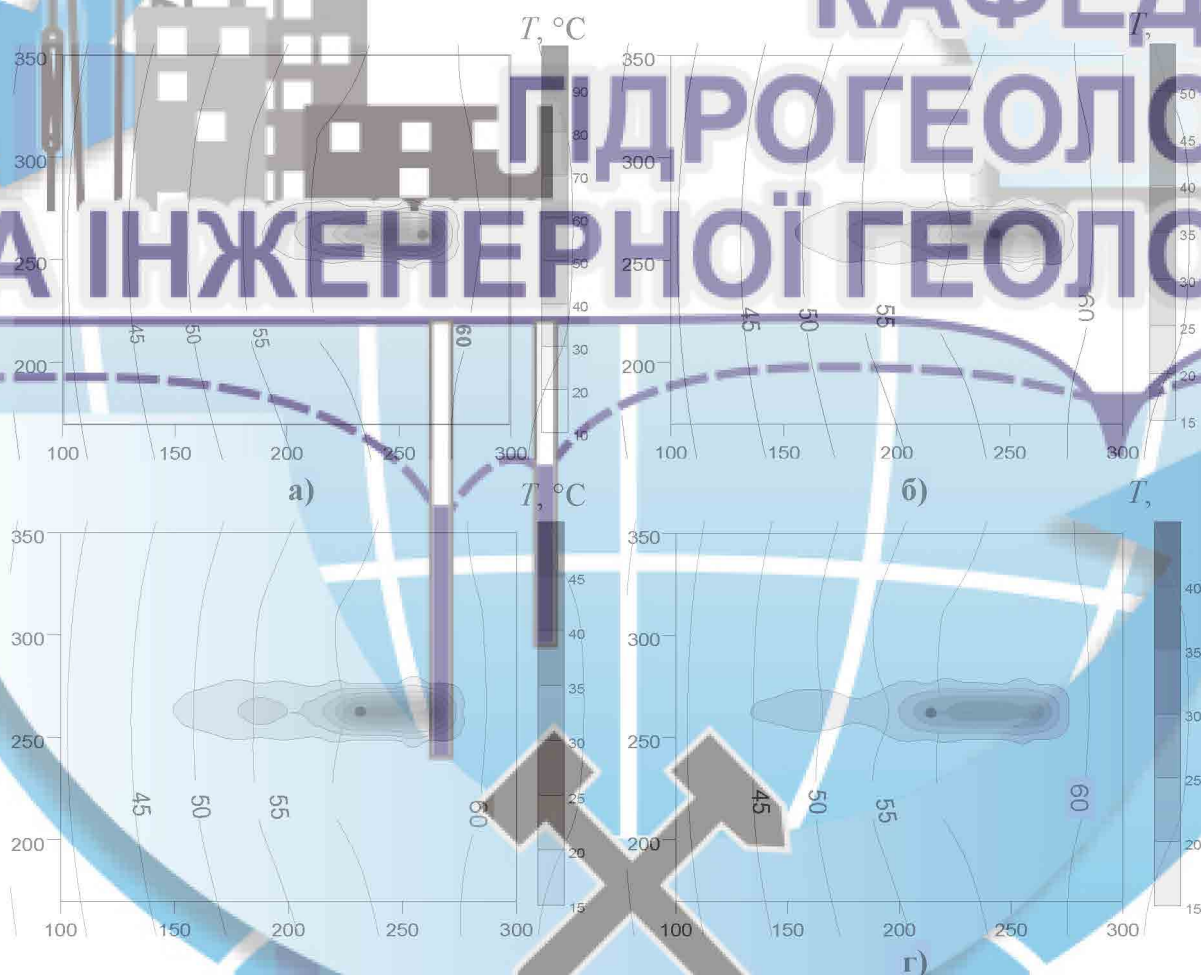


Рисунок 3.7 – Розподіл рівня підземних вод (ізолінії) і їх температура (відтінки) в «бабаківських» пісковиках при спалюванні вугільного пласта  $h_{10}^1$ : а – г – відповідно через 20; 50; 80 і 100 діб після початку відбору нагрітих вод. Точкою показано розташування водозабірної свердловини



## ВИСНОВКИ

В Україні при існуючій технології підземної і відкритої розробки вугільних родовищ відбувається збільшення негативного впливу на навколишнє середовище. Кількість породних відвалів, які займають родючі землі, стрімко збільшується. Багато фахівців вважають, що традиційні способи розробки вугільних родовищ в недалекому майбутньому можуть привести до екологічної катастрофи в країні. Поряд з цим, розробка цих родовищ за допомогою підземної газифікації може істотно мінімізувати вплив на екологічну обстановку і є альтернативою традиційним способам видобутку вугілля.

Процес ПГВ є перекладом вугілля з твердого стану в газоподібний, за допомогою його спалювання на місці залягання шляхом подачі дуття і відведення газу. При цьому в підземному газогенераторі по ходу руху дуття утворюються різні реакційні зони.

На підставі вітчизняного та закордонного науково-практичного досвіду можна виділити наступні основні фактори, що впливають на ефективність процесу газифікації вугілля: 1) гірничо-геологічні умови залягання родовищ; 2) кількість води, втягнуте в процес газифікації; 3) мінеральний склад вугілля; 4) параметри дуття, що подається в газогенератор; 5) схема розташування свердловин.

Необхідно відзначити, що збільшення витрат дуття і підвищення статичного тиску в газогенераторі, благотворно впливає на теплоту згоряння газу, але призводить до збільшення його витоків, що різко знижує ККД і екологічну безпеку ПГВ. Разом з тим ці витокі призводять до суттєвого нагрівання підземних вод які насичують вище розміщені гірські породи. У зв'язку, з чим необхідно встановити можливість їх відбору та використання з метою підвищення ККД процесу газифікації. Дане питання вимагає відповідних розрахунків.

При складанні математичної моделі яка описує даний процес необхідно враховувати, що витяг підземних вод на поверхню здійснюється за допомогою системи свердловин, а водоносний горизонт у покрівлі вугілля, по суті являє собою породний теплообмінник. У цих умовах для оцінки впливу горіння підземно-

го генератора на тепловий режим водоносних відкладень, можуть бути використані теплофізичні закономірності, засновані на законі теплопровідності Фур'є. Ці рівняння були вирішені чисельно по методу скінченних різниць за явною схемою розрахунку в програмному середовищі Matcad. Перед початком обчислень будувалася прямокутна сітка, вузли якої визначалися в процесі обчислень.

Верифікація моделі переносу тепла в водоносних породах покрівлі спалюваного вугільного пласта проведена на основі науково-промислового експерименту по ПГВ на ділянці «Hanna - 1» родовища Rocky Mountain (США). Оцінена динаміка зниження і підйому рівня підземних вод в процесі експлуатації модулів ELW і CRIP, що враховує зміну орієнтації потоку при збільшенні відпрацьованого простору, узгоджується з фактичними даними протягом більшої частини періоду епігнозу з абсолютною похибкою 2 - 6 м, при адекватному відображенні воронки депресії. Зіставлення натурних і модельних даних про температуру води в свердловинах, розташованих поблизу модулів спалювання вугілля, показало, що результати розрахунку відповідають фактичній зміні температури в водоносному горизонті якій залягає над реакційним каналом, при цьому відносна похибка розрахунку не перевищує 5 %.

Для практичної реалізації встановлених закономірностей теплопереносу та ефективного відбору теплової енергії, що накопичується, необхідно обґрунтувати технологічні параметри роботи геомодуля в межах ділянки «Ольхово Нижня» Чистяково-Сніжнянського гірничопромислового району, де між робочими пластами  $h_8$  і  $h_{11}$  розвинене кілька некондиційних вугільних пластів і прошарків. Так відповідно до літологічного складу на 30 м вище і на 60 м нижче робочого пласта  $h_{11}$  залягають некондиційні пласти  $h_{11}^1$  і  $h_{10}^1$ . В межах стратиграфічного розрізу наведені відстані заповнені водонасиченими «бабаковськими» пісковиками, які не використовуються для водопостачання через підвищену мінералізацію. Таким чином, на території досліджуваної ділянки оптимальним буде підземне спалювання вугільного пласта  $h_{10}^1$  з використанням в якості теплоносіїв підземних вод пісковиків  $h_{10}Sh_{11}$ .



В результаті розрахунків була отримана картина зміни температури порід покрівлі в часі як при розігріванні підземного газогенератора, так і при його поступовому охолодженні після закінчення експлуатації. Отримані результати дозволили зробити висновки про характер впливу теплового поля генератора на вм'ящуючі породи в залежності від їх насичення водою. Так, область прогрівання сухих порід досягає 10-ти метрів, а обводнених знижується до 5 м. При цьому температура підземних вод суттєво залежить від часу і відстані від підземного генератора. Відразу після завершення спалювання вугілля вона доходить до температури перегрітого пару, поступово знижуючись до 40 - 50 °С.

Запропонована технологічна схема по відбору нагрітих вод, забезпечує відбір вже прогрітій води і приплив холодних вод до генератора з подальшим їх нагріванням і відбором. У міру відкачування, нагріті води змінюються більш холодними, які прогріваються щодоби. Цей процес можна прийняти умовно миттєвим, беручи до уваги значний перепад температур джерела нагріву ( $\approx 1000^\circ\text{C}$ ) та теплоносія (підземних вод) у вузьких просторових межах (до 5 м). Отже, запропонований геомодуль може працювати в умовах безперебійного водовідбору, який передбачає, що всі підземні води в області теплового обурення вважаються потенційним кондиційним теплоносієм протягом всього терміну експлуатації і остигання підземного генератора. За результатами розрахунків в різних умовах цей період може займати від одного до декількох місяців.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Нусинов Г. О. Подземная газификация угля / Под. ред. Матвеева В. А. – М. – Л.: Гостоптехиздат, 1941. – 137 с.
2. Институт горючих ископаемых. Труды. – М.: Изд. / АН СССР, 1957. – Т. 7, Подземная газификация топлива. – 114 с.
3. Краткие итоги научно-исследовательских и опытных работ по подземной газификации угля / Под. общ. ред. Матвеева В. А. – М.: Госгортехиздат, 1960. – 155 с.
4. Кириченко И. П., Питин Р. Н., Фарберов И. Л., Федоров Н. А. Некоторые проблемы бесшахтной добычи и подземной переработки топлив и других полезных ископаемых / И. П. Кириченко, Р. Н. Питин, И. Л. Фарберов и др. // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 8а. – М., Госгортехиздат, 1962. – с. 71 – 76.
5. Силин-Бекчурин А.И., Богородицкий К.Ф., Кононов В.И. Роль подземных вод и других природных факторов в процессе подземной газификации углей / Труды Лаборатории гидрогеологических проблем им. Ф.П.Саваренского, т. XXIII. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1960. – 126 с.
6. Нусинов Г. О., Бруштейн Н. З., Мирингоф П. Ф., Крахмалюк П. Ф. Сбойка скважин и газификация угля на опытном участке в сложных гидрогеологических условиях / Г. О. Нусинов, Н. З. Бруштейн, П. Ф. Мирингоф и др. // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 3. – М., Госгортехиздат, 1960. – с. 63 - 67.
7. Питин Р. Н., Фарберов И. Л. Подземная газификация. – М.: Изд. АН СССР, 1955. – 80 с.
8. Шиллинг Г. Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля: горное дело – сырье – энергия: Пер. с нем. и ред. Исламова С. Р. – М.: Недра, 1986. – 175 с.
9. Турчанинов И. А. Подземная газификация угля. – М.: Госгортехиздат, 1961. -68 с.



10. Колоколов О. В., Табаченко Н. М. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых. – К.: УМКВО, 1991. – 200 с.

11. Колоколов О. В., Кабанов А. И., Табаченко Н. М. Новые технологические и экологические принципы разработки угольных месторождений / О. В. Колоколов, А. И. Кабанов, Н. М. Табаченко // Эколого-экономические проблемы разведки, разработки и обогащения полезных ископаемых. – Днепропетровск: Изд-во "Наука и образование", 1997. – с. 104-106.: ил.

12. Колоколов О. В., Табаченко Н. М. Приоритетная технология добычи и переработки угля / О. В. Колоколов, Н. М. Табаченко // Уголь Украины. – 1990. – № 11. – с. 12-15.

13. Табаченко Н. М. Показатели и критерии оценки технологических схем газогенераторных предприятий / Н. М. Табаченко // Уголь Украины. – 1994. – № 4. – с. 33 – 36.

14. Колоколов О. В., Эйшинский А. М., Микенберг А. М. Математические алгоритмы термохимической геотехнологии. – Днепропетровск: Изд-во ДГУ, 1992. – 216 с.: ил.

15. Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля / О. В. Колоколов, Н. М. Табаченко, А. М. Эйшинский и др. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.: ил, табл.

16. Янко С. В., Громов В. А., Поштук А. З. Подземное сжигание углей / Уголь Украины. – 1995. – №11. – с. 2 – 4.

17. Ярунин С. А., Закоршменный И. М., Савельев В. М. Технологическая схема подземного сжигания тонких угольных пластов / С. А. Ярунин, И. М. Закоршменный, В. М. Савельев // Уголь. – 2000. – №11. – с. 4 - 5.

18. Беседа Н. И. Особенности гидрогеологических условий вскрытия и разработки углей на больших глубинах в юго-западной части Донбасса. – К.: УкрНИИНТИ, 1970. – 50 с.

19. Семененко Д. К. Об эффективности одного метода герметизации подземных газогенераторов на Южно-Абинской станции «Подземгаз» / Д. К. Семененко

ненко // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 10а. – М., Госгортехиздат, 1963. – с. 99 – 102.

20. Забровский А. С. Нарушение герметичности подземных газогенераторов на крутопадающих пластах и борьба с этим явлением / А. С. Забровский // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 3. – М., Госгортехиздат, 1960. – с. 11 – 18.

21. Королев И. В. Зависимость процесса ПГУ от геологических и гидрогеологических условий на каменноугольных месторождениях / И. В. Королев // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 8. – М., Госгортехиздат, 1962. – с. 64 – 70.

22. Ефремочкин Н. В. Особенности режима подземных вод в условиях газификации углей на Шатском месторождении / Н. В. Ефремочкин // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 3. – М., Госгортехиздат, 1960. – с. 29 – 33.

23. Юдин И. Д., Григорьев В. В. Подземная газификация угля в Кузбассе. – М.: Углетехиздат, 1958. – 28 с.

24. Чарный И. А. Основы газовой динамики. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.

25. Нусинов Г. И., Звягинцев К. Н. Исследования фильтрационных свойств бурогоугольного пласта и вмещающих пород на опытном участке в Днепробассе / Г. И. Нусинов, К. Н. Звягинцев // ВНИИПодземгаз, научные труды / Подземная газификация углей, вып. 11. – М., Госгортехиздат, 1963. – с. 54 – 66.

26. Нусинов Г. О., Бруштейн Н. З., Кулакова М. А., Доценко П. Н. Подземная газификация на обводненных площадях угольного пласта / Г. О. Нусинов, Н. З. Бруштейн, М. А. Кулакова и др. // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 9. – М., Госгортехиздат, 1963. – с. 85 - 88.

27. Ефремочкин Н. В. Оценка условий поступления подземных вод надугольной толщи в газогенераторы и влияния их на процесс ПГУ на месторождениях подмосковного бассейна / Н. В. Ефремочкин // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 11. – М., Госгортехиздат, 1963. – с. 110 –



117.

28. Ефремочкин Н. В. Роль подземных вод упинского горизонта в подтоплении газогенератора / Н. В. Ефремочкин // ВНИИПодземгаз, научные труды. Подземная газификация углей, вып. 10а. – М., Госгортехиздат, 1963. – с. 103 – 109.

29. Ариненков Д. М., Маркман Л. М. Подземная газификация угля. – Сталино: Книжное издательство Сталино – Донбасс, 1960. – 94 с.

30. Крейнин Е. В., Ревва М. С. Подземная газификация углей. – Кемерово: Кемеровское книжное издательство, 1960. – 83 с. Абрамов С. К. Гидрогеологические расчеты притока воды в котлованы и искусственного понижения уровня грунтовых вод. – М.: Углетехиздат, 1952. – 48 с.

31. Гинзбург Д. Б. Газификация топлива и газогенераторные установки. Ч.1 / Под. ред. Шевцова Б. С. – М. – Л.: Гизлегпрпром, 1938. – 603 с.: ил., табл.

32. Головина Е. С. Высокотемпературное горение и газификация углерода. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 173с.

33. Дядькин Ю. Д., Минаев Ю. Л. Физико-химические основы геотехнологии. – Л.: Изд. ЛПИ, 1984. – 96 с.

34. Бутузова Л. Ф., Саранчук З. И., Буравцова О. А. Роль воды в процессах термической и термоокислительной деструкции / Л. Ф. Бутузова, З. И. Саранчук, О. А. Буравцова и др. // Геотехнологические проблемы топливно-энергетических ресурсов Украины. - К.: Наукова думка, 1985. - с. 107-113.

35. Кулиш Е. Д. Подземная газификация подмосковных бурых углей. - М.: Углетехиздат, 1958. - 36 с.

36. Подземная газификация угля. Труды института и производственный опыт. №11 / Под. ред. Гаркуша И. С. – М.: Недра, 1963. – 150 с.

37. Подземная газификация угля. Труды института и производственный опыт. №12 / Под. ред. Гаркуша И. С. – М.: Недра, 1964. – 164 с.

38. Подземная газификация угля. Труды института и производственный опыт. №13 / Под. ред. Гаркуша И. С. – М.: Недра, 1965. – 124 с.

39. Альтшулер М. М. Новые процессы газификации твердого топлива. – М.: Недра, 1976. – 280 с.: ил.

40. Дешалт Г. И. Расчеты процессов газификации топлива: Учеб. пос. для хим. – тех., металл., и энерг. спец. ВУЗов УССР / Г. И. Дешалт. – Харьков: Изд. ХГУ, 1959. – 168 с.



# КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ



## Додаток 1

### ВІДЗИВ

наукового керівника на кваліфікаційну роботу ступеня магістр

НТУ «Дніпровська політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю»,  
студента гр. 103м-20-2 Петровського Сергія Миколайовича  
«Дослідження термогідродинамічного режиму підземного газогенератора та  
обґрунтування параметрів використання теплового ресурсу  
закритих шахт Донбасу»

Зв'язок завдання на кваліфікаційну роботу з об'єктом діяльності магістра.  
Завдання на представлену кваліфікаційну роботу безпосередньо пов'язано з об'єктом діяльності магістра за освітньо-професійною програмою «Гідрогеологія» спеціальності 103 «Науки про Землю» – дослідженням водообміну при фізико-технічних способах розробки родовищ корисних копалин.

#### Актуальність.

Обмеженість запасів нафти і газу в Україні призводить до того, що вугілля стає основним природним енергоносієм. Збільшення його видобутку підземним способом пов'язане з переходом гірничих робіт на великі глибини, зростанням об'єму породних відвалів, погіршенням стану повітряного басейну та, як наслідок цього, порушенням стійкості навколишнього середовища. Перспективним способом раціоналізації технології видобутку та переробки вугілля є його підземна газифікація шляхом термохімічних і масообмінних перетворень.

Збільшення рентабельності газифікації і нейтралізація негативного впливу спалення вугілля на гірський масив вимагає оптимізації термогідродинамічного режиму під час і після підземної газифікації. Ефективність газифікації може бути суттєво підвищена за рахунок використання теплової енергії акумульованої в породах покрівлі газогенераторів, шляхом її витіснення у вигазуваний простір потоком підземних вод, що є актуальним науково-технічним завданням.

Відповідність змісту стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК. Зміст роботи повністю відповідає стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК. Робота складається зі вступу, 3 розділів, висновку, переліку посилань та додатків.

Інноваційність отриманих рішень. Досягнення поставленої у магістерської роботі мети здійснювалось автором шляхом: вивчення фізико-хімічних умов про-

цесу підземної газифікації вугілля та аналіз світового досвіду її застосування у різних геолого-гідрогеологічних умовах; дослідження термо- та гідродинамічного режиму підземного газогенератору в процесі газифікації вугільних пластів в різних технологічних умовах; обґрунтування технологічних схем відбору теплих підземних вод з підземного газогенератору після завершення основного процесу газифікації.

Практичне значення результатів. Встановлені кількісні параметри режиму підземної газифікації вугілля з використанням підземних вод як теплоносія, що дозволяє підвищити енергетичну ефективність генераторів. Обґрунтована схема управління фільтрацією підземних вод з комплексом заходів вдосконалення гідродинамічних умов розробки водонасичених родовищ вугілля способом підземної газифікації.

Недоліки. У роботі не враховані фазові переходи, які виникають при фільтрації газу в породах покрівлі вугільного пласта.

Ступінь самостійності виконання. Студент Петровський С.М. виконав кваліфікаційну роботу самостійно за допомогою консультацій наукового керівника.

Застосування ПЕОМ, реальність, комплексність. Всі розрахунки виконані автором з використанням обчислювальної техніки та свідчать про його високий рівень підготовки як фахівця. Робота оформлена у відповідності з вимогами до кваліфікаційних работ ступеню магістра, має необхідний графічний та табличний матеріал.

Комплексна оцінка. Кваліфікаційна робота Петровського Сергія Миколайовича відповідає вимогам до рівня вищої освіти за НРК та компетентностям освітньої програми «Науки про Землю» і заслуговує оцінки «відмінно», а її автор Петровський С.М. – присвоєння кваліфікації магістр за спеціальністю 103 – Науки про Землю.

Науковий керівник:  
проф. каф. гідрогеології та інженерної геології,  
д.т.н., проф.

О.В. Інкін



## Додаток 2

## РЕЦЕНЗІЯ

## на кваліфікаційну роботу ступеня магістр

НТУ «Дніпровська політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю»,  
студента гр. 103м-20-2 Петровського Сергія Миколайовича  
«Дослідження термогідродинамічного режиму підземного газогенератора та  
обґрунтування параметрів використання теплового ресурсу  
закритих шахт Донбасу»

Тема магістерської роботи Петровського С.М. відповідає пріоритетному напрямку досліджень у галузі перебудови вугільної промисловості України. Багаторічна історія розробки вугільних родовищ традиційними способами докорінно змінила гідродинамічний та екологічний стан доквілля. Тому задача обґрунтування можливості використання геомодулів спрямованих на підвищення ефективності та зниження техногенного впливу підземних газогенераторів, є особливо актуальною.

Автором застосований комплексний підхід щодо оцінки чинників впливу на підземні газифікацію вугілля, та обґрунтування технологічних параметрів геомодулів з використанням підземних вод як проміжного рухомого теплоносія шляхом керованої фільтрації при підземної газифікації вугілля.

Вірогідність одержаних в роботі наукових і практичних рішень, побудованих з урахуванням основ сучасної термо- і гідрогазодинаміки, підтверджується збіжністю результатів фізичного і математичного моделювання, та відповідає сучасному рівню гірничотехнічної практики. Магістерська робота побудована логічно і послідовно.

Поставлені в роботі задачі вирішені в повному обсязі на сучасному технічному рівні. Робота оформлена у відповідності з вимогами до магістерських робіт, має необхідний графічний та табличний матеріал.

Дипломна робота магістра Петровського С.М. заслуговує оцінки «Відмінно».

Доцент каф. геології та розвідки родовищ корисних копалин,

к.г.-м.н.

В.В. Ішков

## Додаток 3

## Протокол перевірки кваліфікаційної роботи бакалавра

студента групи 103м-20-2

(шифр групи)

Петровського Сергія Миколайовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

Назва роботи: «Дослідження термогідродинамічного режиму підземного газогенератора та обґрунтування параметрів використання теплового ресурсу закритих шахт Донбасу»

Науковий керівник проф. Інкін О.В.

(прізвище, ініціали, посада)

КАФЕДРА

ГІДРОГЕОЛОГІЇ

ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Показники звіту подібності

Plagiat.pl «StrikePlagiarism»	Unicheck
Оригінальність	69
Схожість	31

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховання недобросовісних запозичень.

Науковий керівник

проф. Інкін О.В.

Нормо контролер

доц. Загриценко А.М.

Зав. кафедри

проф. Рудаков Д.В.

16.12.2021 р.



## Додаток 4

### Висновки до розділу 1

В Україні при існуючій технології підземної і відкритої розробки вугільних родовищ відбувається збільшення негативного впливу на навколишнє середовище. Кількість породних відвалів, які займають родючі землі, стрімко збільшується. Багато фахівців вважають, що традиційні способи розробки вугільних родовищ в недалекому майбутньому можуть привести до екологічної катастрофи в країні. Поряд з цим, розробка цих родовищ за допомогою підземної газифікації може істотно мінімізувати вплив на екологічну обстановку і є альтернативою традиційним способам видобутку вугілля.

Процес ПГВ є перекладом вугілля з твердого стану в газоподібний, за допомогою його спалювання на місці залягання шляхом подачі дуття і відведення газу. При цьому в підземному газогенераторі по ходу руху дуття утворюються різні реакційні зони.

На підставі вітчизняного та закордонного науково-практичного досвіду можна виділити наступні основні фактори, що впливають на ефективність процесу газифікації вугілля: 1) гірничо-геологічні умови залягання родовищ; 2) кількість води, втягнуте в процес газифікації; 3) мінеральний склад вугілля; 4) параметри дуття, що подається в газогенератор; 5) схема розташування свердловин.

Необхідно відзначити, що збільшення витрат дуття і підвищення статичного тиску в газогенераторі, благотворно впливає на теплоту згоряння газу, але призводить до збільшення його витоків, що різко знижує ККД і екологічну безпеку ПГВ. Разом з тим ці витокі призводять до суттєвого нагрівання підземних вод які насичують вище розміщені гірські породи. У зв'язку, з чим необхідно встановити можливість їх відбору та використання з метою підвищення ККД процесу газифікації. Дане питання вимагає відповідних розрахунків.

## Висновки до розділу 2

При складанні математичної моделі процесу підземної газифікації вугілля необхідно враховувати, що витяг підземних вод на поверхню здійснюється за допомогою системи свердловин, а водоносний горизонт у покрівлі вугілля, по суті являє собою породний теплообмінник. У цих умовах для оцінки впливу горіння підземного генератора на тепловий режим водоносних відкладень, можуть бути використані теплофізичні закономірності, засновані на законі теплопровідності Фур'є. Ці рівняння були вирішені чисельно по методу скінченних різниць за явною схемою розрахунку в програмному середовищі Matcad. Перед початком обчислень будувалася прямокутна сітка, вузли якої визначалися в процесі обчислень.

Верифікація моделі переносу тепла в водоносних породах покрівлі спалюваного вугільного пласта проведена на основі науково-промислового експерименту по ПГВ на ділянці «Hanna - 1» родовища Rocky Mountain (США). Оцінена динаміка зниження і підйому рівня підземних вод в процесі експлуатації модулів ELW і CRIP, що враховує зміну орієнтації потоку при збільшенні відпрацьованого простору, узгоджується з фактичними даними протягом більшої частини періоду епігнозу з абсолютною похибкою 2 - 6 м, при адекватному відображенні воронки депресії. Зіставлення натурних і модельних даних про температуру води в свердловинах, розташованих поблизу модулів спалювання вугілля, показало, що результати розрахунку відповідають фактичній зміні температури в водоносному горизонті якій залягає над реакційним каналом, при цьому відносна похибка розрахунку не перевищує 5 %.



### Висновки до розділу 3

Для практичної реалізації встановлених закономірностей теплопереносу та ефективного відбору теплової енергії, що накопичується, необхідно обґрунтувати технологічні параметри роботи геомодуля в межах ділянки «Ольхово Нижня» Чистяково-Сніжнянського гірничопромислового району, де між робочими пластами  $h_8$  і  $h_{11}$  розвинене кілька некондиційних вугільних пластів і прошарків. Так відповідно до літологічного складу на 30 м вище і на 60 м нижче робочого пласта  $h_{11}$  залягають некондиційні пласти  $h_{11}^1$  і  $h_{10}^1$ . В межах стратиграфічного розрізу наведені відстані заповнені водонасиченими «бабаковськіми» пісковиками, які не використовуються для водопостачання через підвищену мінералізацію. Таким чином, на території досліджуваної ділянки оптимальним буде підземне спалювання вугільного пласта  $h_{10}^1$  з використанням в якості теплоносіїв підземних вод пісковиків  $h_{10}$  і  $h_{11}$ .

В результаті розрахунків була отримана картина зміни температури порід покрівлі в часі як при розігріванні підземного газогенератора, так і при його поступовому охолодженні після закінчення експлуатації. Отримані результати дозволили зробити висновки про характер впливу теплового поля генератора на вмичуючі породи в залежності від їх насичення водою. Так, область прогрівання сухих порід досягає 10-ти метрів, а обводнених знижується до 5 м. При цьому температура підземних вод суттєво залежить від часу і відстані від підземного генератора. Відразу після завершення спалювання вугілля вона доходить до температури перегрітого пару, поступово знижуючись до 40 - 50 °С.

Запропонована технологічна схема по відбору нагрітих вод, забезпечує відбір вже прогрітій води і приплив холодних вод до генератора з подальшим їх нагріванням і відбором. У міру відкачування, нагріті води змінюються більш холодними, які прогріваються щодоби. Цей процес можна прийняти умовно миттєвим, беручи до уваги значний перепад температур джерела нагріву ( $\approx 1000$  °С) та теплоносія (підземних вод) у вузьких просторових межах (до 5 м). Отже, запропонований геомодуль може працювати в умовах безперервного водовідбору, який пе-

редбачає, що всі підземні води в області теплового обурення вважаються потенційним кондиційним теплоносієм протягом всього терміну експлуатації і остигання підземного генератора. За результатами розрахунків в різних умовах цей період може займати від одного до декількох місяців.



# КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ