

УДК 622.278-6

№ держреєстрації 0113U000408

Інв.№

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
(ДЕРЖАВНИЙ ВНЗ «НГУ»)
49000, м. Дніпропетровськ, пр. К.Маркса, 19
тел/факс. (0562) 47-32-0, телекс: 14-34-57 АГАТ-SU
E-mail: dychkovskr@nmu.org.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи
д-р техн. наук, член-кор. НАН України
_____ О.С. Бешта
« ___ » _____ 2014 р.

**ЗВІТ
ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**Обґрунтування технічних та технологічних параметрів енергохімічного
комплексу на базі свердловинної підземної газифікації вугілля**

(заключний)

Начальник НДЧ
докт. техн. наук, доц.

Р.О. Дичковський

Керівник теми,
д-р техн. наук, чл.-кор. НАН України

О.С. Бешта

2014

Рукопис закінчено 26 грудня 2014 р.

СПИСОК АВТОРІВ

- Науковий керівник,
гол. наук. співр.,
чл.-кор. НАН України
- О.С. Бешта
(розділ 4)
- ст. наук. співр.,
докт. техн. наук, доц.
- Р.О. Дичковський
(розділ 1,4)
- ст. наук. співр.,
канд. техн. наук, професор
- М.М. Табаченко
(розділ 1,4)
- наук. співр.,
канд. техн. наук, доц.
- В.І. Тимощук
(розділ 2)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- В.С. Фальштинський
(розділ 1)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- О.Ю. Светкіна
(розділ 3)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- В.В. Руських
(розділ 1)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- О.А. Гайдай
(розділ 3)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- А.В. Яворський
(розділ 4)
- наук.співр.,
канд. техн. наук, доц.
- О.О. Яворська
(розділ 4)

наук. співр.,
асистент

В.Г. Лозинський
(розділ 3)

наук. співр.,
асистент

П.Б. Саїк
(розділ 3)

наук. співр.,
асистент

В.В. Тішков
(розділ 2)

В роботі також приймали участь студенти: Долинський І.С (розділ 3.1)
Лашенкова Я.О. (розділ 3.1), Кузьміна А.О. (розділ 3.2), Прокопенко К.М.
(розділ 2.3)

Нормоконтроль

Л.С. Шломіна

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 98 с., 12 табл., 19 рис., 35 джерел.

Об'єктом досліджень – слугують фізичні процеси в масиві гірських порід, способи та системи перетворення різних видів енергії.

Предметом дослідження є нові технології видобування, перетворення, акумуляції та утилізації енергетичної сировини.

Мета роботи полягає в створенні комплексної й ефективної системи генерації, перетворення, використання джерела енергії та попутної хімічної сировини, отриманої при реалізації енергохімічного комплексу на базі свердловинної підземної газифікації вугілля.

Методи досліджень – аналіз літературних та патентних джерел, проведення аналітичних, експериментальних досліджень та шахтну апробацію отриманих результатів. Оцінка напружено-деформованого стану гірського масиву та дослідження газогідродинамічних явищ при СПГВ здійснюються на основі положень будівельної механіки, теорії руйнування пружних та пружно-пластичних систем, механіки шаруватого та суцільного середовища, базових положень газо- та гідродинаміки, підходів теорії ймовірності та принципів математичної статистики.

Результати і їх новизна. Проектом передбачено:

- встановлення критеріїв застосування конструкцій підземних газогенераторів та керованих технології СПГВ із урахуванням техногенних чинників;
- обґрунтування технологічних схем з рекуперації (відбору) тепла порід, що вміщують підземний газогенератор, та перетворення в електричну енергію;
- апробація розроблених технологічних схем і рішень з підземної газифікації вугільних пластів на стендовій установці з метою перенесення результатів в натурні умови шахти;
- обґрунтування технологічної системи енергохімічного комплексу на базі свердловинної підземної газифікації вугілля;

- розробка економічної концепції застосування технологічних схем СПГВ із урахуванням гірничо-геологічної будови і технологічних параметрів процесу газифікації вугілля та регіональних потреб у енергетиці, горючих газів та хімічних продуктів і сировини.

СВЕРДЛОВИННА ПІДЗЕМНА ГАЗИФІКАЦІЯ, ГЕНЕРАТОРНИЙ ГАЗ, ,
РЕКУПЕРАТОР ТЕПЛА, ГЕОМЕХАНІЧНА МОДЕЛЬ, ПІДЗЕМНИЙ ГАЗОГЕНЕРАТОР.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ВСТАНОВЛЕННЯ МЕЖ ЗАСТОСУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОГЕНЕРАТОРІВ ЗАЛЕЖНО ВІД КАТЕГОРІЙНОСТІ ШАХТ ТА НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ГІРНИЧОГО ПРАВА УКРАЇНИ. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ З РЕКУПЕРАЦІЇ (ВІДБОРУ) ТЕПЛА ПОРІД, ЩО ВМІЩУЮТЬ ПІДЗЕМНИЙ ГАЗОГЕНЕРАТОР, ТА ПЕРЕТВОРЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ.....	11
1.1 Методика оцінки придатності запасів до підземної газифікації вугілля	11
1.2 Енергетична ефективність трьохконтурного рекуператора тепла на базі СПГВ	17
1.3 Обґрунтування технологічної схеми рекуперації тепла при стовбовій системі газифікації вугільного пласта.....	26
РОЗДІЛ 2 АПРОБАЦІЯ РОЗРОБЛЕНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ І РІШЕНЬ З ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ НА СТЕНДОВІЙ УСТАНОВЦІ З МЕТОЮ ПЕРЕНЕСЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ В НАТУРНІ УМОВИ ШАХТИ.....	32
2.1 Зміни гідрогеомеханічного стану шаруватого породного масиву, що вміщує підземний газогенератор.....	32
2.2 Закономірності формування водопритоку до каналу газогенератора в шаруватому масиві.....	39
РОЗДІЛ 3 ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОХІМІЧНОГО КОМПЛЕКСУ НА БАЗІ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ.....	46
3.1 Використання генераторного газу діючих і експериментальних станцій підземної газифікації	46
3.2. Перспективи використання генераторного газу свердловинної підземної газифікації вугілля.....	49
3.3. Шляхи використання енергетичного генераторного газу	51
3.4 Шляхи використання технічного генераторного газу.....	54
3.5 Утилізація теплової енергії та переробка хімічних продуктів ПГВ.....	57
3.6 Розробка структурного ланцюжка виробництва енергоносіїв хімічних речовин продуктів ПГВ.....	60
3.7 Розрахунок кількісного складу кінцевої хімічної та енергетичної продукції.....	62
3.8 Визначення кількісного складу отриманої хімічної і енергетичної продукції на стендовій установці.....	64

3.9 Шлях використання отриманої хімічної продукції.....	66
РОЗДІЛ 4 ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОХІМІЧНОГО КОМПЛЕКСУ НА БАЗІ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ.....	
4.1 Вибір методики економічної оцінки.....	69
4.2 Поверхневий комплекс станції СПГВ.....	73
4.3 Вибір ділянок для відпрацювання технологією СПГВ.....	75
4.4 Загальна економічна оцінка.....	86
ВИСНОВКИ.....	91
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	93

ВСТУП

В даний час світове співтовариство усвідомило необхідність пошуку нових енергохімічної джерел у зв'язку з вичерпанням нафтових ресурсів нашої планети. Тому поряд з пошуком альтернативних джерел палива та енергії заслуговують особливої уваги питання використання ресурсів вугілля, як потенційного джерела вуглеводнів та хімічних продуктів.

Розрахунки, проведені вченими різних країн, показують, що реальних запасів нафти на Землі вистачить на 40 – 50 років, природного газу – на 30 – 40 років, запасів ж вугілля вистачить на 200 – 250 років.

Ці прогностні оцінки виходять з економічно видобутих запасів вугілля, насправді їх значно більше. Прогностні запаси вугілля, доступного до розробки, оцінюються в 2,5 – 3 трлн. т. Якщо виходити з сучасної тенденції щорічного світового видобутку вугілля (приблизно 3 млрд. т), то його вистачить на 1000 років, а якщо враховувати розвиток техніки видобутку горючих копалин, наприклад підземну газифікацію, то навіть при збільшенні видобутку вугілля до 6 млрд. т на рік цих запасів вистачить більш ніж на 500 років. З виснаженням запасів нафти і природного газу актуальною стає завдання розробки ефективних технологій комплексної безвідходної переробки низькосортного твердого палива.

Потреба в енергоносіях і сировині безперервно збільшується, отримання їх обходиться все дорожче, а забруднення навколишнього середовища приймає планетарні масштаби. Тому розробка енергохімічних комплексів (ЕХК) зі створенням маловідходних і безвідходних технологій та раціональне використання вторинних матеріальних ресурсів стають все більш актуальними проблемами і для їх вирішення потрібні міжгалузеві знання та підходи.

Відмінною особливістю розроблюваних на теперішньому етапі розвитку науки і техніки технологій переробки вугілля є необхідність зниження викидів в атмосферу вуглекислого газу. Такі технології за кордоном отримали назву ССТ (Clean Coal Technology).

Одним із способів вирішення проблем чистих вугільних технологій є

свердловина підземна газифікація вугілля (СПГВ), з подальшим видобуванням та використанням продуктів газифікації, основними горючими компонентами яких є CO, CH₄, H₂. Проте в даний час немає єдиної теорії комплексної підземної переробки вугілля і шахтних газів. Тому створення, комплексних, екологічно безпечних технологій переробки вугілля в нові джерела енергії, рідкі моторні палива, олефіни і парафіни представляє актуальну задачу.

В кінці XIX початку XX століть більшість продуктів органічної хімії проводилося з кам'яного вугілля. У міру збільшення видобутку нафти хімічні речовини вугільного походження почали витіснятися продуктами нафтохімічного синтезу, виробленими більш простими і менш енергоємними методами. Однак оцінка розвіданих світових запасів різних видів викопної органічної сировини призводить до висновку про те, що родовище нафти і газу будуть в значній мірі вичерпані вже в перші десятиліття XXI століття. Запасів ж вугілля повинно вистачити на найближчі кількасот років. Висновок про необхідність постійного збільшення масштабів використання вугілля в енергетиці та хімічній промисловості підтверджується темпом розвитку світової економіки.

Актуальним завданням є зменшення залежності хімічної промисловості від органічних запасів нафти шляхом розширення використання як сировини і джерел енергії вугілля та природного газу.

В даний час в Національному гірничому університеті і за кордоном ведуться наукові роботи з переробки вугілля як з метою виробництва енергетичних продуктів для отримання електроенергії так і з метою отримання цінних хімічних продуктів. Особливо актуальним зараз є другий напрямок використання вугілля, що припускає отримання синтез-газу, метанолу, рідкого палива та інших продуктів. Це дає можливість розглядати вугілля як надійне джерело отримання вуглеводневої сировини, особливо на тлі зменшення запасів нафти і газу, пов'язаних з ростом обсягів їх споживання. Газ СПГВ може бути сировиною для отримання синтез-газу, метанолу, аміаку, карбаміду та інших цінних хімічних продуктів.

Розрахунки, засновані на дослідженнях і результати хімічного аналізу попутних продуктів підземної газифікації на діючих станціях СПГВ показали, що на газі з повітряного дуття гарантовано можна отримати газову суміш для синтезу аміаку, метанолу, карбаміду, штучної нафти тощо.

РОЗДІЛ 1 ВСТАНОВЛЕННЯ МЕЖ ЗАСТОСУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ
ГАЗОГЕНЕРАТОРІВ ЗАЛЕЖНО ВІД КАТЕГОРІЙНОСТІ ШАХТ ТА
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ГІРНИЧОГО ПРАВА УКРАЇНИ.
ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ З РЕКУПЕРАЦІЇ (ВІДБОРУ)
ТЕПЛА ПОРІД, ЩО ВМІЩУЮТЬ ПІДЗЕМНИЙ ГАЗОГЕНЕРАТОР, ТА
ПЕРЕТВОРЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ

**1.1 Методика оцінки придатності запасів до підземної газифікації
вугілля**

Слід зазначити, що не існує однозначних критеріїв оцінки доцільності застосування підземної газифікації на вугільних родовищах. У Національному гірничому університеті використовувався авторський підхід визначення доцільності застосування СПГВ для конкретних гірничо-геологічних умов, який пройшов промислово апробацію й отримав підтвердження ефективності при розробці технічної документації проекту підземної газифікації і техніко-економічного обґрунтування (ТЕО № 3858 – ПЗ) на Синельниковському буровугільному родовищі. Для розрахунків до цього документа внесені доповнення, які враховують сучасні підходи щодо придатності буровугільних та кам'яновугільних родовищ до ПГВ.

Як показала практика, дана методика є досить ефективною при визначенні придатності ПГВ за технологічністю й економічними показниками. Для оцінки можливої газифікації родовище розбивають на характерні ділянки, і їх придатність до підземної газифікації визначається величиною загального коефіцієнта K , який залежить від природних параметрів залягання ділянки газифікації, виходячи з відповідних коефіцієнтів:

k_m – коефіцієнт потужності вугільного пласта. Залежить від потужності корисної копалини та її зміни в межах досліджуваної ділянки. Як показує практика, застосування підземної газифікації є найбільш ефективною при потужності пласта від 0,5 до 3,8 м. Зміна потужності в меншу або більшу сторону призводить до адекватного зниження ефективності застосування підземної газифікації:

при $m = 0,7 - 2,0$ $k_m = 1$;

при $m = 0,5 - 0,7; 2,0 - 3,5$ $k_m = 0,9$;

при $m = 0,25 - 0,5; 3,5 - 5,0$ $k_m = 0,8$;

при $m = 5,0 - 10,0$ $k_m = 0,7$;

при $m < 5,0$ $k_m = 0,6$;

при $m > 0,25$ $k_m = 0,5$,

k_c – коефіцієнт структури і текстури пласта. Структура вугілля визначається формою, розміром і способом поєднання окремих мінеральних зерен або їх уламків у просторово відокремлених мінеральних агрегатах. Текстура визначається просторовим взаєморозташуванням мінеральних агрегатів, що відрізняються один від одного за складом, формою, розмірами і структурою.

У межах лігнітів одного ступеня метаморфізму текстура і структура вугілля змінюються незначно і залежать від якісного складу вугілля й наявності чужорідних включень;

k_z – коефіцієнт зольності вугілля. Збільшення зольності вугілля також призводить до зниження якісних показників генераторного газу;

k_H – коефіцієнт глибини розробки. При розробці пластів вугілля в умовах слабометаморфізованих порід при бурінні свердловин з поверхні найбільш ефективною є газифікація вугілля з глибин до 300 м (350 м). Причому, при заляганні в покрівлі сипких або сильнотріщинуватих порід підземна газифікація є неможливою без додаткових заходів щодо герметизації зони газифікації;

k_p – коефіцієнт наявності геологічних порушень і природної порушеності ділянки газифікації. В умовах малоамплітудної тектонічної порушеності, при розриві суцільності вугільного пласта в межах вогневого вибою, процес газифікації є неможливим. З іншого боку, площини зрушення порід є ідеальними розділовими зонами між кущем газогенераторів у межах

однієї ділянки;

$k_{л.н}$, $k_{л.к}$ – коефіцієнт літологічної різниці порід, відповідно, підшви і покрівлі. Найбільш прийнятними породами, з точки зору літологічної будови, є високов'язкі пластичні глини, за наявності тріщинуватих порід необхідно застосовувати технології герметизації газогенератора;

$k_{в.н}$ – коефіцієнт обводненості та проникності порід. Збільшення тріщинуватості порід і їх обводненості негативно позначається на процесі газифікації вугілля;

$k_{в.з}$ – коефіцієнт можливого проникнення води у вогневий канал газогенератора. Досить небезпечною є наявність у покрівлі або у підшві пласта водоносних горизонтів із напірними водами. Без додаткових заходів щодо дренажу води з ділянок передбачуваної дегазації процес СПГВ не уявляється можливим;

$k_{в.у}$ – коефіцієнт обводненості вугільного пласта. Найбільш ефективною водоносністю є ділянки вугільного пласта з водоприпливом у вогневий канал до 3 – 5 м³/год;

$k_{н.в}$ – коефіцієнт проникності вугільного пласта. Низька пористість (у порівнянні з бурим вугіллям) знижує фільтраційні способи підготовки вогневого каналу і затрудняє можливість впровадження різних каталізаторів для поліпшення самого процесу газифікації;

k_{∂} – коефіцієнт керування гірським тиском. Цей коефіцієнт залежить від наявності поро-мостів у досліджуваних зонах і впливає на створення відповідного навантаження в зоні опорного тиску під час руху вогневого вибою;

$k_{н.у}$ – коефіцієнт втрат вугілля у надрах. При вигазуванні корисної копалини природними є втрати корисної копалини через нерівномірність розподілу вугільних запасів за площею родовища і невідповідності технологічних зон за довжиною вогневого вибою. Відповідно необхідно

змінювати напрямок подачі дуття і коректувати матеріально-тепловий баланс процесу підземної газифікації;

k_s – коефіцієнт, що враховує вміст сірки в пласті. Робить негативний вплив на якісний склад газів ПГВ. Найбільш доцільний вміст сірки в пласті – до 1%;

k_e – коефіцієнт екологічного впливу газифікації на охорони довкілля;

k_n – коефіцієнт наявності споживачів генераторного газу і можливості його промислового використання. Цей коефіцієнт враховує можливість створення систем когенераційного вироблення енергії, розміщення поверхневого комплексу станції підземної газифікації та наявність ринків збуту кінцевих енергетичних і хімічних продуктів.

Наведені вище коефіцієнти залежать від конкретних гірничо-геологічних умов застосування технології свердловинної газифікації, а також техніко-технологічного виконання процесу вигазовування запасів з підготовкою із поверхні чи безпосередньо з наявних гірничих виробок.

Загальний коефіцієнт оцінки придатності ділянки до підземної газифікації K_0 визначається за виразом:

$$K_0 = \frac{(k_m + k_c + k_z + k_H + k_p + k_{л.л} + k_{л.к} + k_{в.л} + k_{в.з} + k_{в.у} + k_{н.у} + k_{д} + k_{н.у} + k_s + k_{э} + k_n)k_v k_{с.м}}{z_i k_r},$$

де k_v – коефіцієнти варіативності окремих компонентів (змінюється в межах від 0,7 до 1,0);

$k_{с.м}$ – коефіцієнт, що враховує ступінь метаморфізму вугілля. Для кам'яного вугілля прийнятих до дослідження гірничодобувних регіонів він рівний 0,95 – 1,1;

k_r – коефіцієнт, що враховує міру розвіданості ділянки газифікації.

Для розвіданих запасів по категоріях:

А – 1,1 – 1,2;

В – 1,0 – 1,1;

$$C_1 - 0,92 - 1,0;$$

$$C_2 - 0,85 - 0,92;$$

$$C_3 - 0,8 - 0,85,$$

z_i – емпіричний еквівалент, що враховує кількість досліджуваних параметрів.

Виходячи з практичного досвіду оцінки придатності газифікації в умовах українських шахт, для розрахунків приймаємо наступні значення коефіцієнтів:

$$k_v = 0,86; k_{c.m} = 1,1; k_r = 0,95.$$

При значенні коефіцієнта K у межах:

0,9 – 1,0 – ідеальні умови для підземної газифікації вугілля. Ці умови досягти украй рідко і висновок можна зробити лише при детальній розвідці всієї ділянки, призначеної для підземної газифікації;

0,8 – 0,9 – умови хорошої придатності для підземної газифікації вугілля;

0,75 – 0,8 – умови достатньої придатності для підземної газифікації вугілля;

0,6 – 0,75 – умови задовільної придатності до підземної газифікації вугілля;

0,5 – 0,6 – умови можливої газифікації при істотних змінах в технологічному процесі СПГВ;

> 0,5 – на даному етапі розвитку техніки і технології ПГВ запаси є не придатними до підземної газифікації вугілля.

Для значень коефіцієнта K у межах від 0,5 до 0,9 в названу технологію необхідно вносити наступні доповнення:

– просторове розташування і зміна геометричних параметрів вогневого вибою – необхідно вносити зміни щодо напрямку буріння свердловин у вертикальній і горизонтальній площинах, зміни геометричних розмірів вогневого вибою (збільшення або зменшення його довжини). Ці параметри призводять до зміни величин зон підземної газифікації (окислювальної, перехідної та відновної), що викликає необхідність змінювати склад дуттьової суміші, її теплові параметри і спосіб подачі в зону газифікації;

– дотримання водного балансу масиву – залежно від місця розташування водоносних горизонтів і водонасиченості вугільного пласта, необхідно здійснювати частковий дренаж води від вибою газифікації. З цією метою застосовують додаткові дренажні свердловини та спеціальні насоси для запобігання попаданню води у вогневий вибій. Досвід експлуатації станцій «Підземгаз» на пострадянському просторі показує, що немає необхідності здійснювати повне осушення масиву гірських порід;

– герметизація області газифікації – за наявності сипких або інших високодисперсних порід, для запобігання міграції газів газифікації і води, використовуються закладні свердловини, по яких способом ін'єкційної закладки подається спеціальний закладний матеріал. Цей процес виробляється під час газифікації в порожнині розшарування порід у покрівлі вугільного пласта;

– зміна потужності – при збільшенні потужності пласта більше 4,0 м, пропонується застосовувати пошарове виймання вугілля в низхідному або висхідному порядку. При цьому вугільний пласт розбивається на шари газифікації потужністю 2,0 – 3,8 м, за допомогою спеціальних способів розділення, з подальшим нагнітанням в ці порожнини спеціальних негорючих розчинів.

При докладному аналізі вугілля щодо придатності його до підземної газифікації, то за ступенем метаморфізму найбільш відповідним є буре вугілля. Проте це вугілля є достатньо пористим, відповідно водо- та газопроникним. Вологість в окремих випадках досягає 60 – 65 %. Це призводить до необхідності виконувати віджимання води за допомогою високого тиску дуттьової суміші чи її попередній дренаж. Особливу загрозу наносять динамічні води водоносних горизонтів, що знаходяться на відстані до 10 – 15 м у підшві чи до 20 – 25 м у покрівлі пласта.

При віджиманні води досить складно провадити керування станом екологічної складової на ділянці газифікації. Це призводить до міграції забрудненої води бітумами, маслами та фенолами. Дренаж води веде до збільшення фінансових затрат і відповідно собівартості виймання.

Виходячи із аналізу роботи промислових станцій, найбільш придатними у таких умовах стає кам'яне вугілля марки Д і Г із максимальним водяним припливом до 8 – 10 м³/год. Враховуючи також обсяги запасів саме для якісних показників такого вугілля, автор планує провести дослідження матеріально-теплого балансу, режимів та технологій газифікації. Метою цих досліджень є встановлення найбільш відповідного для використання без додаткової обробки генераторного газу.

1.2 Енергетична ефективність трьохконтурного рекуператора тепла на базі СПГВ

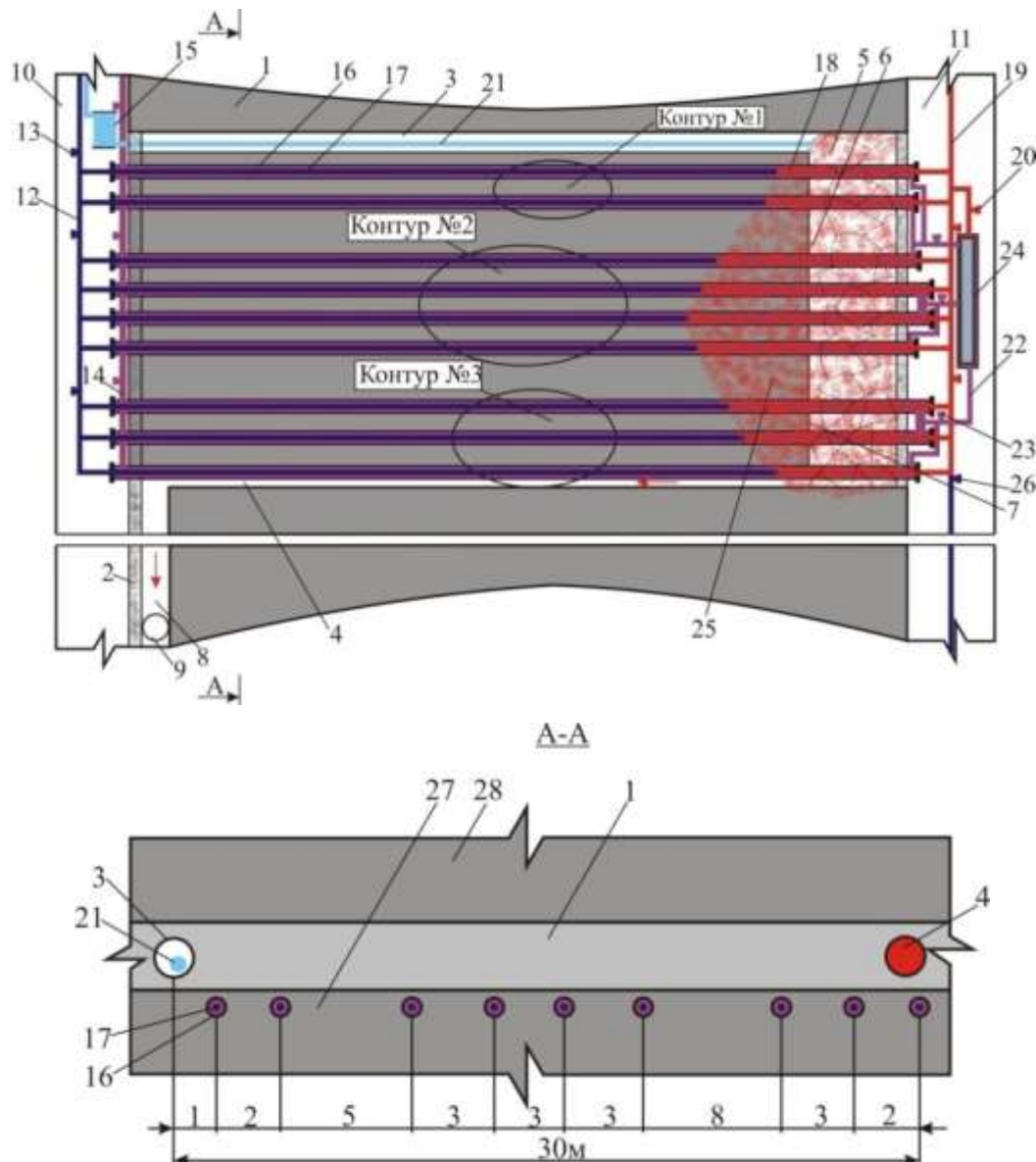
Відпрацювання вугільних пластів способом СПГВ вимагає підвищення ефективності роботи цієї технології. До одних із методів підвищення є введення багатоконтурної схеми рекуператорів теплової енергії «труба в трубі» з теплоємким рідким носієм в породи, що вміщують підземний газогенератор. Це забезпечує можливість зняття залишкового тепла з породного масиву під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації та отримання теплової й електричної енергії, підвищення ефективності процесу підземної газифікації й економічної вірогідності вигазовування вугільних пластів некондиційної потужності.

При здійсненні способу, перевага надається шахтам, які вичерпали термін експлуатації й мають некондиційні, надроблені або підробленні запаси твердого палива.

Підготовка підземного газогенератора здійснюється у шахтних умовах з бурінням закладної свердловини у покрівлі пласта, горизонтальних експлуатаційних свердловин по пласту твердого палива, збійку між ними, розпалювання пласта, подачу дуття, газифікацію твердого палива, отримання штучного газу й закладку деформованих порід покрівлі та вигазованого простору.

Згідно до запропонованих заходів у підшві пласта буряться горизонтальні свердловин в яких монтуються, згідно розповсюдженню

температур по довжині реакційного каналу газогенератора, три контури рекупераційної системи «труба в трубі» з теплоносіями різних теплофізичних якостей, що дозволить ефективно й мобільно знімати залишкове тепло по всій площі розповсюдження температур у газогенераторі та в породах, що його вміщують під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації у стадії затухання робіт з отриманням теплової та електричної енергії на місці підземної газифікації. На рис. 2.9 наведена розроблена технологічна схема трьохконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора, поперечний переріз підземного газогенератора по перерізу А-А і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв.



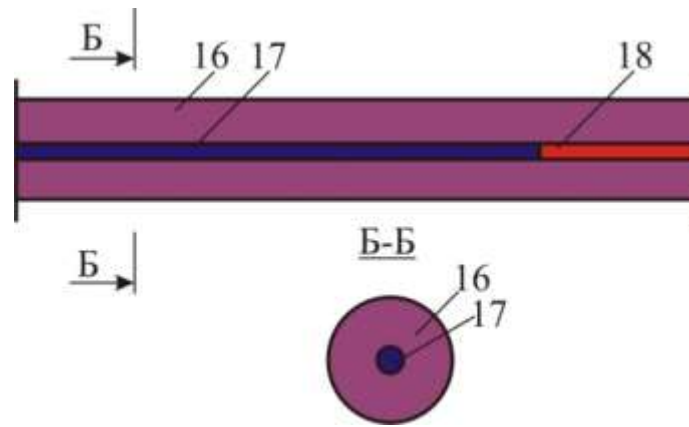


Рисунок 1.1 – Технологічна схема трьохконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора, поперечний переріз підземного газогенератора по А-А і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв Б; 1-вугільний пласт; 2 – термоізоляційна перемичка; 3 – рекупераційний елемент; 4 – газовідвідна горизонтальна свердловина; 5 - вигазований простір; 6- реакційний канал газогенератора; 7-вогневий вибій; 8-берма повітряподаючого штреку; 9-газовідвідна вертикальна свердловина; 10-повітряноподаючий штрек; 11-тепловідвідний штрек; 12-трубопровід з холодним теплоносієм (вода); 13-керовані клапани розподілу води; 14-трубопровід з теплоносієм (розчин рідких лужних металів Na, , або гліколь); 15-барабан для гнучкого повітряподаючого трубопроводу (d=32мм); 16-трубопровід (d=75-100мм) з теплоносієм (Na, або гліколь); 17-трубопровід (d=50-75мм) з теплоносієм вода; 18-трубопровід з паром; 19-паропровід (d=100-120мм); 20-керовані клапани розподілу пари; 21-гнучкий повітряподаючий трубопровід; 22-дільниця трубопроводу з киплячим теплоносієм (Na, або гліколь, $T_k=260-620$ °C); 23-керовані клапани розподілу киплячим теплоносієм (Na, або гліколя) ; 24-котел-рекуператор тепла; 25-опорна зона; 26-керовані клапани розподілу між трубопроводами; 27-покрівля вугільного пласта, що газифікується; 28-підшва вугільного пласта, що газифікується.

По довжині реакційного каналу (6) у підшві пласта, згідно розрахунків, на відстані 0,15-0,2м від вугільного пласта з штреку (10) на штрек (11) по падінню виїмкового стовпа буряться дев'ять похилих (горизонтальних) свердловин в яких монтується трубопровід (16), d=75-100мм рекуператора

тепла з теплоносієм (Na, або гліколь) у трубопровід (16) вкладається трубопровід (17), $d=50-75\text{мм}$ теплоносієм в якому є вода. Зі сторони штреку (10) до трубопроводів (16) і (17) підводяться від насосів трубопроводи (12, 14) (теплоносії-вода, Na, або гліколь) з автоматично керованими клапанами розподілу (13) теплоносіїв, на штреку (11) трубопровід (17) рекуператора тепла з'єднується з паропроводом (19), $d=100-120\text{мм}$, трубопровід (16) з'єднується з котлом – рекуператором тепла (24) від киплячого теплоносія (Na, або гліколь). Паропровід (10) монтується до паросилової установки з виробки теплової та електричної енергії.

Проведеними дослідженнями було встановлено, що по мірі розвитку й стабілізації термохімічного процесу переробки вугільного пласта (1) у реакційному каналі (6) по його довжині утворюється розподіл температур з формуванням навколо нього у породах температурного поля (рис. 1.2 – 1.3).

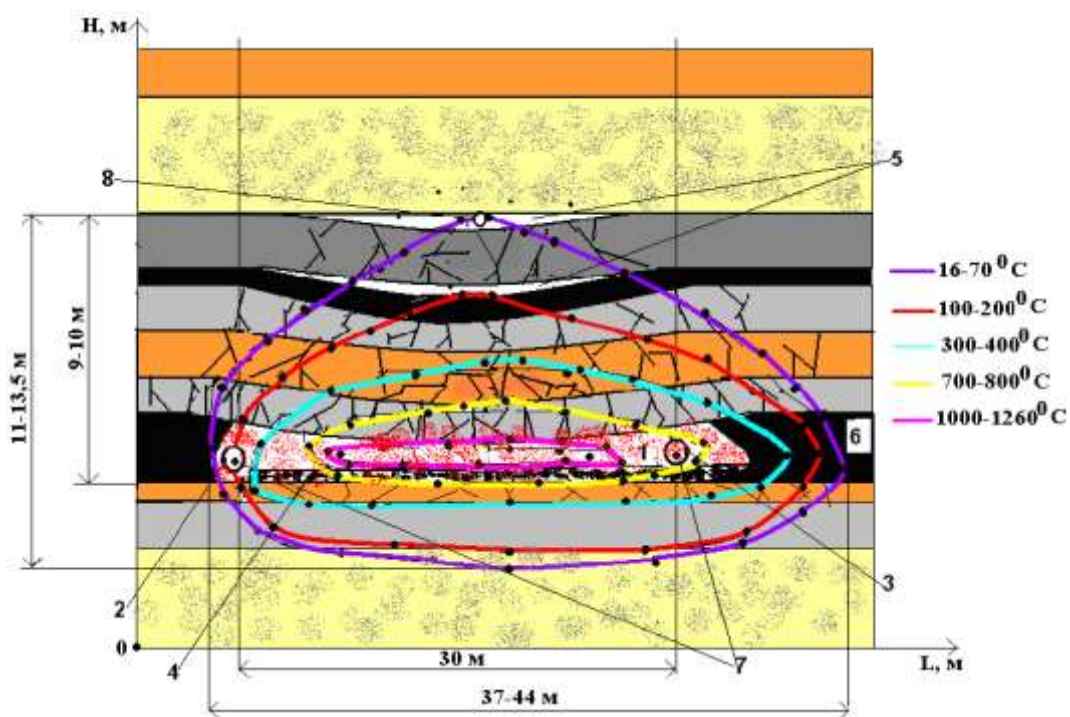


Рисунок 1.2 – Параметри прогріву породовугільного масиву поперек нашарування: 1 – реакційний канал підземного газогенератора, 2 – дуттєва похило-горизонтальна свердловина; 3 – газовідвідними похило-горизонтальна свердловина; 4 – золозалишки; 5 – порожнина розшарування порід покрівлі; 6 – вугільний пласт; 7 – гнучкий трубопровід; 8 – закладний трубопровід.

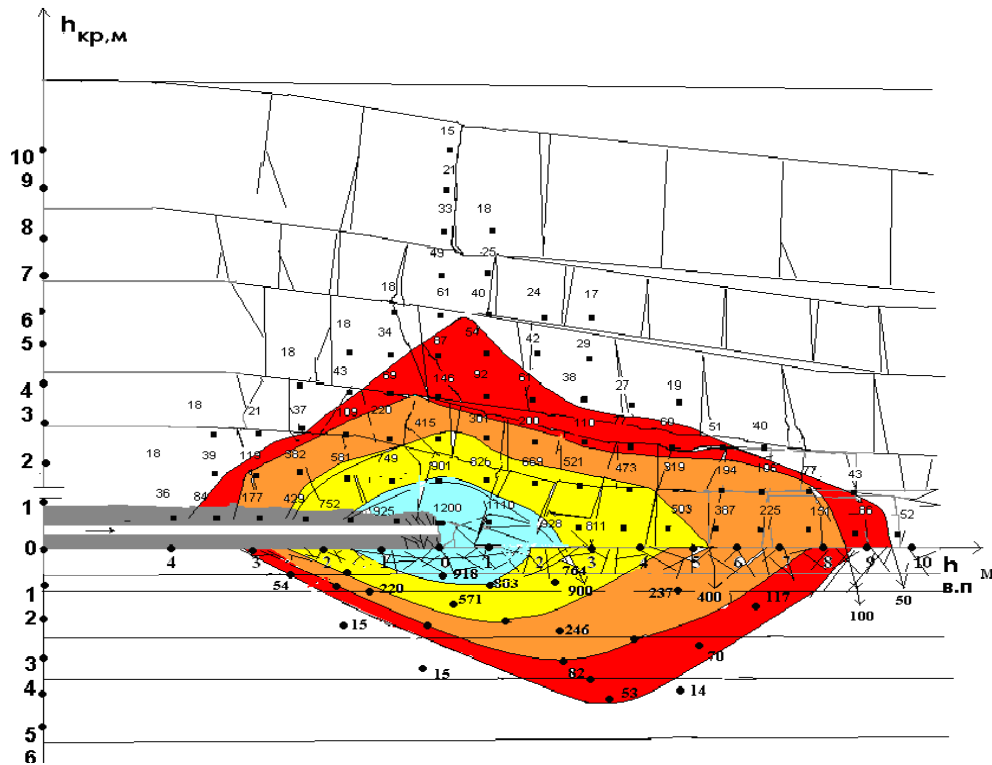


Рисунок 1.3 – Параметри розповсюдження температурного поля в породах при газифікації вугільного пласта

В результаті аналізу проведених експериментальних досліджень у вигазованій частині підземного газогенератора встановлено, що прогрів порід до 50 С складає 62,8%, до 100 °С – 39%, до 400 °С – 17,5%, до 900 °С – 6,9%. В свою чергу аналіз стендових досліджень в масиві розповсюдження температур показав, що до 50 °С прогріто 36,2%, до 100 °С – 19,3%, до 400 °С – 11,4%, до 900 °С – 4,4%, а розповсюдження температур при СПГВ по нашаруванню порід в 1,4 рази менше, чим перпендикулярно нашаруванню.

На рис. 1.4 по даним аналізу експериментальних підземних газогенераторів, лабораторних і стендових досліджень, побудований графік прогріву порід в опорній зоні у вигазованому просторі підземного газогенератора. З урахуванням теплового потоку виведений середній коефіцієнт теплопередачі від газу до порід – $K_{п} = 78,2 \text{ кДж/м}^2 \text{ ч } ^\circ\text{С}$. Якщо врахувати дросельний ефект породного масиву, який вміщує підземний газогенератор, то коефіцієнт складе $K_{п} = 43,5 \text{ кДж/м}^2 \text{ ч } ^\circ\text{С}$. В табл. 1.1 наведені отриманні профілі температур і тисків в вогневому каналі підземного газогенератора в залежності від його довжини.

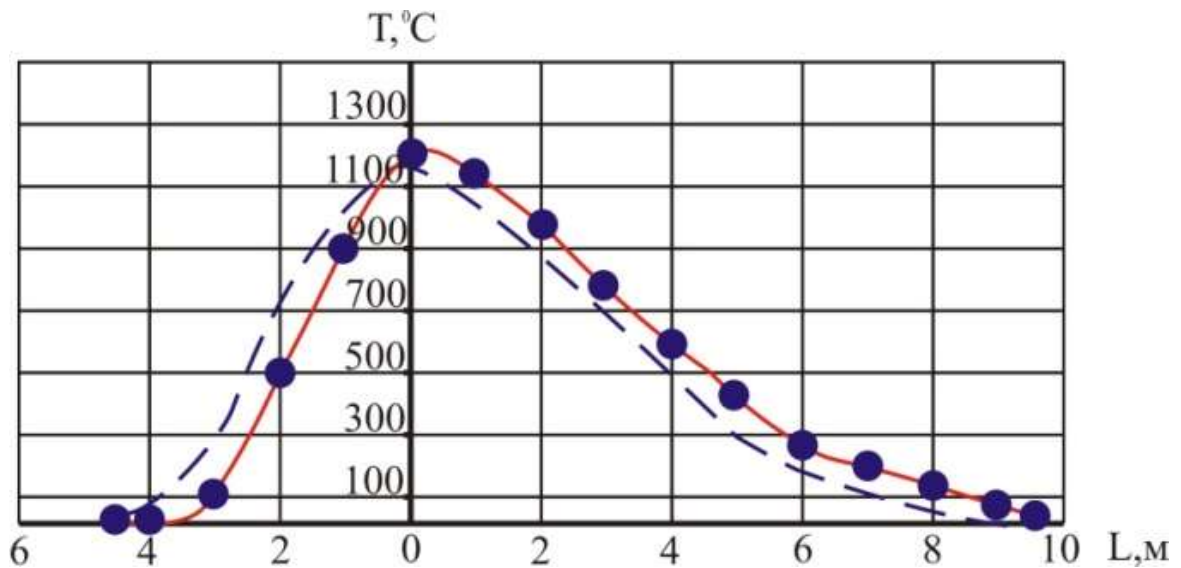


Рисунок 1.4 – Прогрів порід в опорній зоні та у вигазованому просторі підземного газогенератора

Таблиця 1.1 – Розрахунковий профіль температур і тисків по довжині вогневого каналу

Довжина вогневого каналу, м	Профіль температур по довжині вогневого каналу, °C			Тиск по довжині каналу, МПа
	25 м	30 м	60 м	
0	200	200	200	0,6
5	565	518	505	0,58
10	882	740	610	0,57
15	1180	809	770	0,54
20	864	1240	967	0,59
25	697	911	1190	0,6
30	-	589	1007	0,6
35	-	-	926	0,54
40	-	-	819	0,54
45	-	-	755	0,57
50	-	-	641	0,57
55	-	-	537	0,58
60	-	-	459	0,58

При проведенні експериментів було встановлено, що величина температури газифікації вугільного пласта змінюється по довжині реакційного каналу (6). Максимум температур (1100-1300 °С) спостерігається на межі переходу окислювальної зони у відновлювальну (рис. 1.5). Тому породи над вогневим вибоєм піддаються різним термічним навантаженням. Така ж ситуація спостерігається у вигазованому просторі. По мірі вигазовування вугільного пласта й посуванням вогневого вибою (7) під впливом гірського тиску та температур породи покрівлі (27) обвалюються формуючи вигазований простір газогенератора (5). Тепло з газогенератора виходить з продуктами газифікації по свердловині (4) і газовідвідній вертикальній свердловині (9), а частка тепла до 30-49% акумулюється в породах, що вміщують газогенератор.

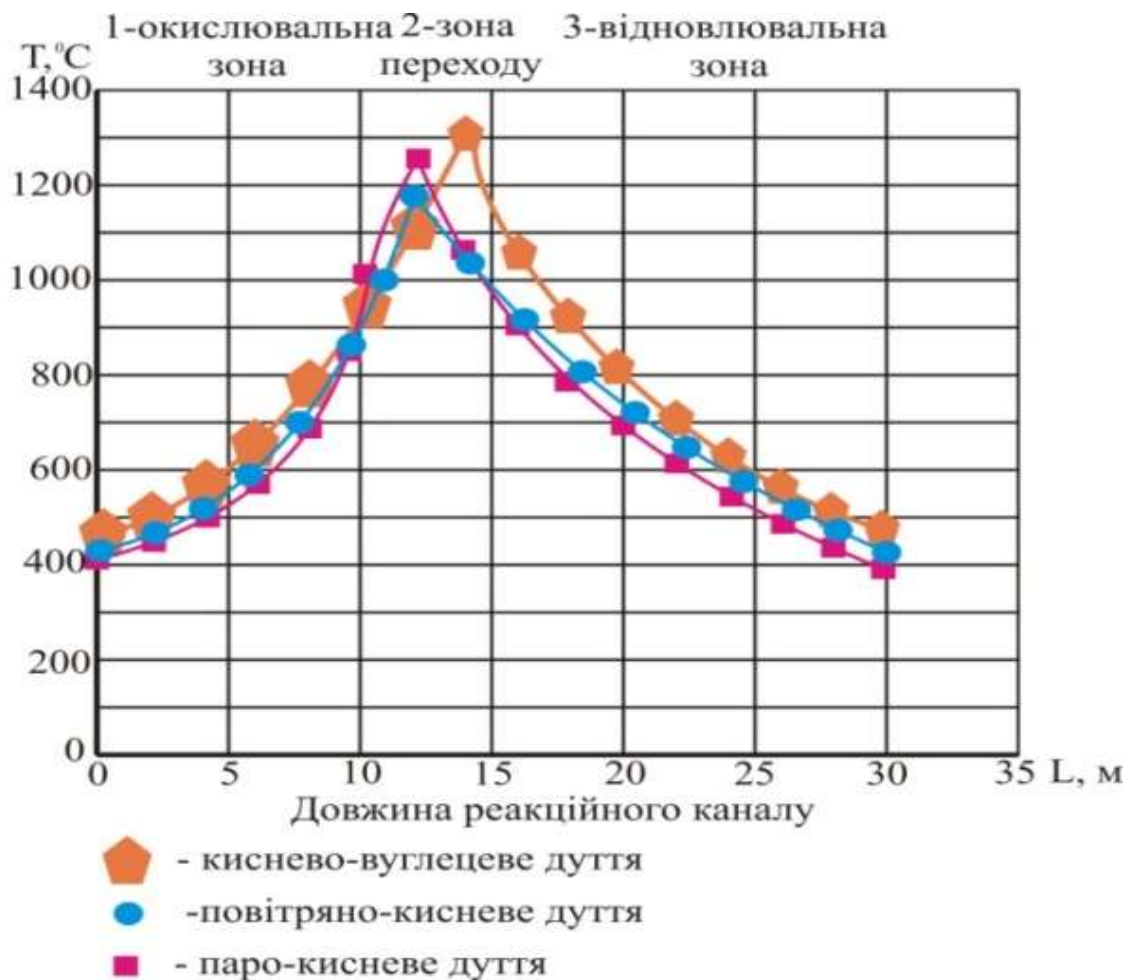


Рисунок 1.5 – Параметри розподілу температур у вогневому каналі підземного газогенератора

Акумуляоване тепло від порід у опорній зоні (25), вогневому вибої (7), вигазованому просторі (5) й підшві пласта (28) знімається рекуператором тепла «труба в трубі» згідно контурної схеми й параметрам формування температурного поля у підземному газогенераторі, з використанням теплоносіїв з різними теплофізичними якостями, що забезпечує ефективність і стабільність роботи системи по рекуперації тепла порід незважаючи на зміни показників матеріального, теплового балансу процесу та геомеханічних параметрів породної товщі, що вміщує газогенератор.

Зовнішній трубопровід (16) з теплоносієм (розчини рідких металів Na, Na-K, або гліколь) які мають температуру кипіння $T_k=260-620$ °C передають тепло отримане від порід газогенератора на внутрішній трубопровід у теплоносій-воду зі швидкістю 0,1-0,15 м/с попадаючи в зону температур більш 1000C трубопровід з парою (10) вода перетворюється в перегріту пару (контур 1 – $T_1=160-190$ °C з тиском $P_1=0,3-0,8$ МПа; контур 2 – $T_2=250-340$ °C з тиском $P_2=1,5-2,7$ МПа; контур 3 – $T_3=180-260$ °C з тиском $P_3=1,1-2,2$ МПа) далі по паропроводу (19), який обладнаний керованими клапанами пари (20), направляється на паротурбіну з показниками пари $T=230-280$ °C з тиском $P=1,8-2,3$ МПа.

При кипінні зовнішнього теплоносія на дільниці (22) трубопроводу (16) яке може статися зважаючи на показники температур у підземному газогенераторі на контурі 2, киплячий теплоносій скидається у зовнішній кожух котла-рекуператора де у внутрішньому кожусі знаходиться вода, яка під дією температур перетворюється у пару і направляється з температурою $T=150-260$ °C і тиском $P=0,8-1,8$ МПа за допомогою керованих клапанів (23) у паропровід (19).

Розрахунок теплової потужності контурної рекуперації тепла порід, що вміщує підземний газогенератор проводять наступним чином:

Використаємо формулу для визначення конвективного теплообміну від стінки труби до теплоносія:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot P_{rw}^{0,43} \cdot \left(\frac{P_{rw}}{P_{rc}}\right)^{0,25}$$

де Nu – число Нуссельта, Re – число Рейнольдса, P_{rw} – число Прандтля при відповідній температурі теплоносія, P_{rc} – число Прандтля при відповідній температурі стінки труби.

Число Рейнольдса визначаємо з формули:

$$Re = \frac{\nu \cdot d}{\nu_w}$$

де ν_w – коефіцієнт в'язкості (m^2/c)

Коефіцієнт тепловіддачі з рівняння:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_w \cdot Nu}{d}, \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$$

де λ_w – коефіцієнт теплопровідності ($\text{Вт/м} \cdot \text{°C}$);

Коефіцієнт теплопередачі від розжарених порід до теплоносія

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2 \cdot d_2} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_c} \cdot \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right)}, \text{ Вт/м} \cdot \text{°C}$$

де k_l – кількість тепла, яке передається від порід до теплоносія через 1м.п. труби при різниці температур на 1 °C;

λ_c – теплопровідність матеріалу стінки води, $\text{Вт/м} \cdot \text{°C}$.

Кількість тепла, яке отримує теплоносій

$$Q_w = G \cdot C_p \cdot \Delta t$$

де G – розхід теплоносія, який залежить від внутрішнього діаметра труби колектора і швидкості руху теплоносія в ньому, C_p – теплоємність теплоносія, Δt – різниця температур, яка виникає при передачі теплоти 1м.п.труби.

$$\Delta t = t_2 - t_1$$

де t_2 – температура розжарених порід, °C, t_1 – температура теплоносія, °C

З рівняння теплового балансу можна визначити швидкість теплоносія в трубопроводі для різних технологічних параметрів: діаметр труб, температура теплоносія в трубопроводі колектора на виході із зони горіння, величину зони горіння.

Враховуючи, що коефіцієнт корисної дії рекупераційних установок складає $\eta = 53-62\%$ та використовуючи загальновідомі принципи переведення просторової потужності у часову, розрахункова теплова потужність контурної рекуперації тепла порід що вміщують підземний газогенератор складатиме 4,6-8,5 Гкал/год, що відповідає 5336-9860 КВт/год.

Розрахункова теплова потужність контурної рекуперації тепла порід, що вміщає підземний газогенератор становитиме 4,6-8,5 Гкал/год. (5336-9860 КВт/год) з ККД 53-62%. Термін ефективної роботи рекуператора від 2,2 до 4,6 років.

Запропонований спосіб дозволить ефективно і мобільно знімати залишкове тепло по всій площі поширення температур у підземному газогенераторі під час вигазовування вугільного пласта, а також по закінченні процесу газифікації в стадії загасання робіт, з отриманням теплової та електричної енергії на місці підземної газифікації. Ефективно вести процес газифікації вугільних пластів в умовах техногенної порушеності масиву і забезпечити економічну доцільність процесу газифікації вугільних пластів малої потужності.

1.3 Обґрунтування технологічної схеми рекуперації тепла при стовбовій системі газифікації вугільного пласта

Освоєння забалансових і балансових запасів шахт, що ліквідуються або закінчують свій термін існування, вимагає впровадження мобільних, комплексних, екологічних технологій розробки, які базуються на процесах свердловинної підземної газифікації вугілля, що об'єднує видобуток вугілля і енергохімічне його використання.

Забезпечення екологічної чистоти процесу СПГВ обумовлено його керованістю, герметичністю підземного газогенератора і комплексним використанням когенераційних технологій в замкнутому циклі очищення і переробки продуктів газифікації.

Енергохімічний комплекс на базі СПГВ – мобільно модульне підприємство, яке забезпечує інтенсивне нарощування продуктивності, якості та різноманітності продуктів газифікації органічного палива, дає можливість динамічно і без втрат переорієнтувати випуск кінцевого продукту у вигляді теплової, електричної енергії, хімічних речовин і продуктів за рахунок гнучкості технологічних параметрів з урахуванням умов динамічного зміни гірничо-геотехнічного стану.

Рентабельність і ефективність даних підприємств очевидна, зростання цін на нафту і газ, а також зростання цін на вугілля, що пов'язано з витратами на видобуток, транспортування, переробку, охорону навколишнього середовища і виснаження балансових запасів енергетичної сировини.

Вирішення цих завдань потребує комплексного підходу, якому в повній мірі відповідають концепція розвитку технологічних схем СПГВ в шахтних умовах, розроблених у Національному гірничому університеті на кафедрі підземної розробки родовищ.

Технологічна схема відпрацювання вугільного пласта при впровадженні технології СПГВ на базі діючої шахти при відпрацюванні некондиційних запасів вугілля в умовах надробки і підробки вугільних пластів з когенераційною системою рекуперації тепла продуктів газифікації та порід, що вміщують підземний газогенератор представлена на рис. 1.6. Отримання теплової або електричної енергії та очистка продуктів СПГВ від H_2S (сірководню) здійснюється в шахтних умовах з дотримання теплового режиму вентиляційної мережі, очищенням і переробкою продуктів газифікації на проммайданчику шахти

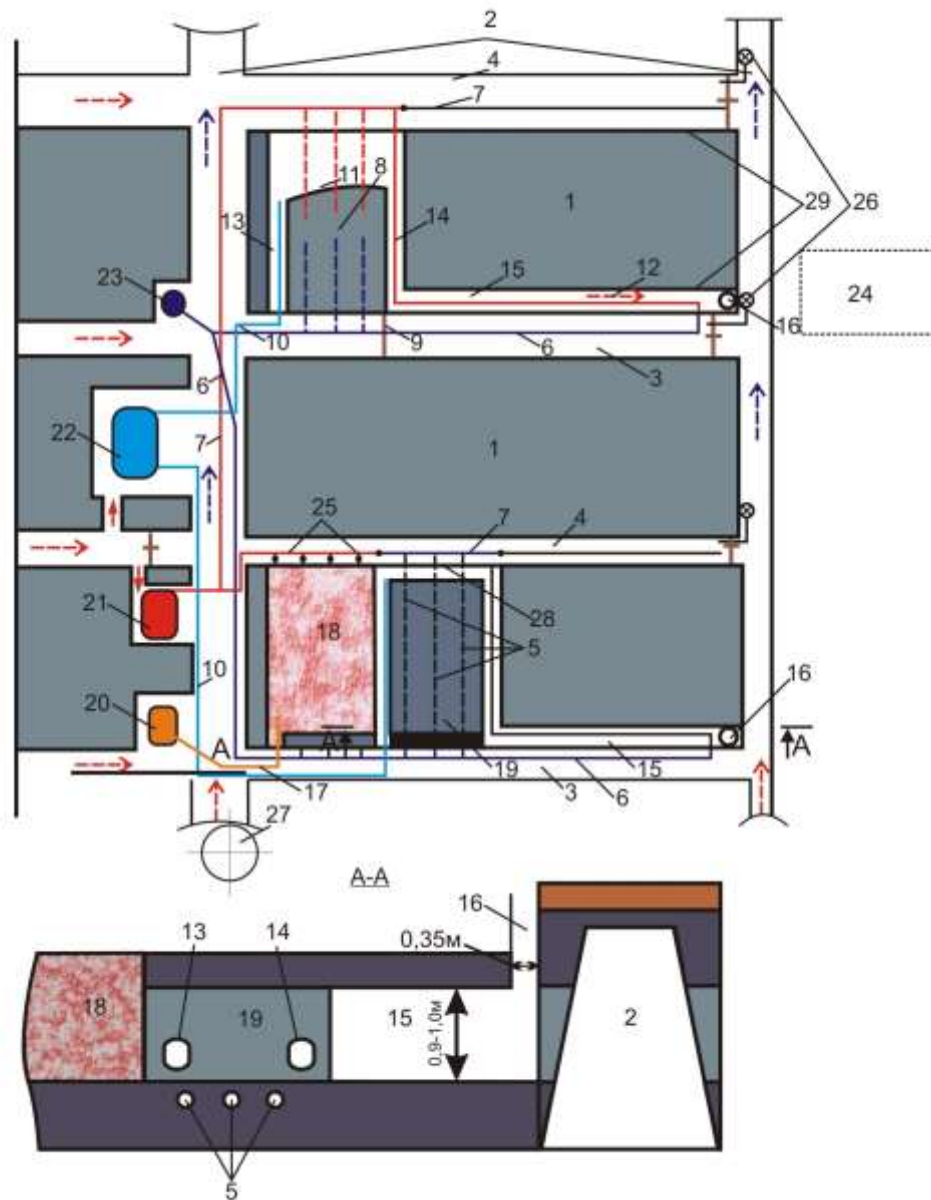


Рисунок 1.6 – Технологічна схема мобільно-модульного енергохімічного підприємств на базі діючої шахти при відпрацюванні некондиційних запасів вугілля в умовах надробки і підробки вугільних пластів з когенераційною системою рекуперації тепла продуктів газифікації та порід, що вміщують підземний газогенератор: 1 – виймальні стовпи, оконтурені по простяганню і падінню підготовчими виробками; 2 – повітряподаючий хідник; 3 – дуттьовий штрек; 4 – вентиляційний штрек; 5 – свердловини з установкою в них труб для подачі в активну зону теплоносія; 6 – магістральний трубопровід з теплоносієм; 7 – магістральний трубопровід; 8 - ділянки виробок прилеглих до діючого газогенератора; 9 – герметичні перемички; 10 – трубопровід від компресорного

комплексу до дуттєвої свердловини; 11 – реакційний канал; 12 – продукти газифікації; 13 – дуттєва горизонтальна свердловина; 14 – газовідвідна горизонтальна свердловина; 15 – берма дуттєвого штреку; 16 – вертикальна газовідвідна свердловина, пов'язана з поверхневим комплексом; 17 – перфорований закладний трубопровід; 18 – ділянки виробок затухаючого газогенератора; 19 – модуль-газогенератор; 20 – закладний комплекс; 21 – теплотурбіни; 22 – компресорний комплекс; 23 – активна зона теплоносія; 24 – поверхневий комплекс; 25 – штрековий трубопровід на теплотурбіну; 26 – трубопровід вентиляційного хідника; 27 – закладна свердловина; 28 – берма вентиляційного штреку; 29 – фосфогіпсова бар'єрна смуга

При шахтній підготовці підземного газогенератора передбачається нарізка трьох виїмкових стовпів по простяганню в шахтному полі з відпрацюванням модульними газогенераторами по падінню чи підняттю з утилізацією теплової енергії продуктів газифікації та прогрітих порід, що вміщують газогенератор в шахтних умовах.

Ділянка шахтного поля поділяють на три стовпа (1) оконтурення по простяганню і падінню підготовчими виробками, повітряподаючими хідниками (2), дуттєвим (3) і вентиляційним (4) штреками.

Довжина виїмальних стовпа $L_{пр} = 200 - 400$ м, ширина виїмальних стовпа $L_{п(в)} = 100$ м. У протилежній частині виїмального стовпа формують камери для теплотурбіни (20) і компресорного комплексу (21) (рис. 1.6).

Для відбору тепла від продуктів газифікації та розігрітих порід, в підшві газогенератора бурять свердловини (вертикально-горизонтальні свердловини – по вугільному пласту) з установкою в них рекуператора «труба в трубі» (5) з різними конструктивними особливостями і теплоносіями, що дасть можливість рівномірного зняття тепла з порід, що не вплине на розподіл температур в газогенераторі. Подача в активну зону теплоносія (6, 23) здійснюється з дуттєвого штреку (3), в якому розташовується магістральний трубопровід (6) з теплоносієм.

Проходячи по трубах (5) теплоносії перетворюється на пару і під тиском по магістральному трубопроводі (7), що розташований на вентиляційному штреку (4) поступає до теплотурбінної установки (21) для вироблення електроенергії. Швидкість потоку теплоносія в трубах рекуператора тепла порід підземного газогенератора – 0,05-0,1м/сек, залежно від стадії роботи газогенератора, теплоємності, теплопровідності порід підшви і температури продуктів ПГВ.

Довжина модульного генератора приймається виходячи з потужності пласта і можливостей бурового обладнання. Відстань між свердловинами визначається залежно від потужності пласта, геомеханічних показників, умов гідрогеології та технологічних параметрів процесу підземної газифікації.

Далі формують реакційну зону. Розпалювання вугільного пласта здійснюють з берми вентиляційного штреку (11), розжареним коксом і подачею дуття збагаченого киснем або за допомогою бінарних зарядів на з'єднанні з дуттєвою свердловиною (10).

Вигазовування стовпа прямим ходом здійснюють шляхом подачі з дуттєвого штреку (3) по дуттєвому трубопроводу (10) від компресорного комплексу (22) по дуттєвій горизонтальній свердловині (13), діаметром 290 - 350 мм і далі на вогненний вибій (берма вентиляційного штреку) (11), довжиною $l_{0,3} = 20 - 40$ м. Далі по мірі проходження окислювальної та відновлювальної зон, продукти газифікації (12) прямують по газовідвідній горизонтальній свердловині (14) діаметром 290 – 350 мм і по бермі дуттєвого штреку (15) у вертикальну газовідвідну свердловину (16) що пов'язана з поверхневим комплексом (24) очищення та переробки продуктів газифікації з метою отримання електроенергії та хімічної сировини.

В експлуатації перебувають не менше двох модульних генераторів. Порядок відпрацювання шахтного поля здійснюється через стовп, який забезпечує безпечний режим роботи вентиляції і модульних газогенераторів.

Ділянки виробок, що прилягають до діючого та затухаючого газогенератора (8, 9, 18, 26), ізолюються герметичними перемичками (9).

Після закінчення робіт виконується нагнітання ін'єкційного розчину у вироблений простір модульного генератора через дуттьову свердловину.

Закладні роботи проводяться в міру посування вогневого вибою модульного генератора, шляхом нагнітання ін'єкційного розчину в деформовану товщу порід покрівлі і у вироблений простір. Під час газифікації вугільного пласта по закладній свердловині (27), яка знаходиться над вугільним пластом, здійснюється ін'єкціювання деформованих порід покрівлі. Після вигазовування стовпа, проводяться роботи по затухання газогенератора, пов'язані із закладкою вигазованого простору (18). За допомогою перфорованого закладного трубопроводу (17), який прокладається в дуттьовій свердловині, закладний матеріал готується і подається із закладного комплексу (20). Залишкове тепло гірського масиву відбирається трубчатими рекуператорами (25) у вигляді водяного пару передається на теплотурбіну.

На час цих робіт в експлуатацію вводиться модуль-газогенератор (19) розташований в другому виїмковому стовпі, а після загасання робіт на модуль газогенератор (19) у роботу вступає модуль газогенератор в першому виїмковій стовпі. Генераторний газ і конденсат очищається і переробляється на поверхневому комплексі з отриманням електроенергії та хімічної сировини, тут же утилізується залишкове тепло продуктів газифікації.

РОЗДІЛ 2 АПРОБАЦІЯ РОЗРОБЛЕНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ І РІШЕНЬ З ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ НА СТЕНДОВІЙ УСТАНОВЦІ З МЕТОЮ ПЕРЕНЕСЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ В НАТУРНІ УМОВИ ШАХТИ

Процес підземної газифікації вугілля супроводжується значними геомеханічними і гідродинамічними змінами в масиві гірських порід, що вміщує вугільний пласт. Оцінка змін водопритоків в канал газифікації в міру вигазовування вугільного пласта досить складна і базується на врахуванні комплексу факторів: наявності залишкових напорів в покрівлі та підшві вугільного пласта; гідравлічної провідності самого вугільного пласта і вміщуючих його слабопроникних порід; підвищення вертикальної гідравлічної провідності гірських порід вище камери згоряння в результаті геомеханічних порушень; процесів температурного впливу на бічні породи навколо газогенератора.

З огляду на комплекс діючих факторів, що визначають геолого-гідрогеологічні та гірничотехнічні умови видобутку при підземній газифікації вугілля, однією з важливих задач для ділянки розміщення підземного газогенератора є мінімізація витрат за попереднє дренажування обводнених надвугільної і підвугільної товщ гірських порід.

Вирішення поставленої задачі можливе на основі встановлення просторових змін фільтраційних параметрів в породному масиві при підземній газифікації вугілля, та закономірностей формування водопритоків до каналу газогенератора, які в свою чергу залежать від геомеханічних змін в зоні впливу підземного газогенератора.

2.1 Зміни гідрогеомеханічного стану шаруватого породного масиву, що вміщує підземний газогенератор

Для дослідження фільтраційних полів та закономірностей їх змін в порушених процесом газифікації умовах створена чисельна геомеханічна модель

порідного масиву, характерного для буровугільних родовищ України і представленого товщею піщано-глинистих відкладень, що вміщує вугільний пласт.

В основу чисельної кінцево-елементної моделі ґрунтового масиву покладена деформаційна пружно-пластична модель середовища, яка є узагальненням пружного і жорстко-пластичного середовища з внутрішнім тертям та зчленовує дві теорії, на яких базується сучасна механіка гірських порід: теорію пружності та теорію граничного стану. Програмна реалізація алгоритму дозволяє одержувати пружно-пластичне рішення в умовах плоскої деформації та пружне рішення в умовах плоского напруженого стану в однорідному і неоднорідному середовищах.

Результатом чисельного рішення є встановлення переміщень вузлів моделі виходячи з заданих вузлових сил, обумовлених зовнішнім навантаженням і власною вагою елементів моделі (контурні й об'ємні сили). За встановленими значеннями переміщень розраховуються осьові і головні деформації і відповідні їм напруження.

Врахування граничного стану модельованого масиву гірських порід і реалізація пластичної течії в області позамежних деформацій у чисельній моделі базується на методі початкових напружень.

Чисельне рішення досягається при початково заданих пружних властивостях середовища і постійній матриці жорсткості системи.

В умовах плоскої деформації при напруженнях у середовищі, що не перевищують заданого граничного рівня, зв'язок напружень і деформацій описується законом Гука:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_1 &= E_n (\varepsilon_1 + \nu_n \varepsilon_3) / (1 - \nu_n^2) \\ \sigma_3 &= E_n (\varepsilon_3 + \nu_n \varepsilon_1) / (1 - \nu_n^2) \end{aligned} \right\},$$

де σ_1 і σ_3 - відповідно найбільше і найменше головні напруження; ε_1 і ε_2 - відповідно найбільша і найменша головні деформації; $E_n = E / (1 - \nu^2)$, $\nu_n = \nu(1 - \nu)$ - "плоскі" аналоги відповідно модуля деформації E і коефіцієнта Пуассона ν .

В області розтягання граничні деформації обмежуються міцністю на розтягання T ($T < 0$):

$$\sigma_3 = T,$$

а в області стискання - критерієм Кулона-Мора:

$$\sigma_1 = S + \sigma_3 \operatorname{Ctg} \varphi,$$

де $S = 2C \operatorname{Ctg}(45 - \varphi/2)$, $\operatorname{Ctg} \varphi = (1 + \operatorname{Sin} \varphi)/(1 - \operatorname{Sin} \varphi)$, C і φ – відповідно питоме зчеплення і кут внутрішнього тертя.

При виході деформованого стану елемента середовища на границю зони пружності напруження в елементі контролюються рівняннями стану, що на ділянці поза межних деформацій встановлені щодо головних напружень σ_1^T і σ_3^T :

$$\sigma_3^T = [E_n(\varepsilon_1 + \varepsilon_3) + S(\nu_n - 1)] / (1 - \nu_n \operatorname{Ctg} \beta + \operatorname{Ctg} \beta - \nu_n), \quad (2.1)$$

$$\sigma_1^T = S + \operatorname{Ctg} \psi \sigma_3^T. \quad (2.2)$$

Кут β у рівнянні (2.1) визначає закон пластичної течії: при значенні β , встановленому для використовуваної моделі рівним ψ , течія є асоційованою, що дозволяє врахувати розуцільнення порід в області поза межних деформацій.

Величини головних напружень σ_1^T і σ_3^T являють собою відповідні досягнутому рівню деформацій теоретичні напруження, до яких прагне чисельне рішення на i -ому кроці ітераційного процесу.

Врахування зменшення міцності ґрунтів в області поза межних деформацій реалізоване у чисельній моделі виходячи з розгляду деформаційного критерію міцності, представленого в головних напруженнях:

$$\sigma_{\tilde{n}\tilde{\varepsilon}} = \sigma_1 - (2\lambda + 1)\sigma_3,$$

$$\lambda = \operatorname{Sin} \varphi / (1 - \operatorname{Sin} \varphi),$$

де $\sigma_{\tilde{n}\tilde{\varepsilon}}$ - межа міцності на одноосьове стискання; σ_1 і σ_3 - відповідно максимальне і мінімальне головні напруження; φ - кут внутрішнього тертя.

В області пружних і поза межних деформацій напружено-деформований стан елементів моделі однозначно визначається виходячи з аналізу головних деформацій комплексом рівнянь:

- в області пружних деформацій ($\varepsilon_1 \leq \varepsilon_1^y$):

$$\sigma_1^T = (2\lambda + 1)\sigma_3 + \sigma_{сжс};$$

- при виході деформованого стану елемента за межу міцності при дотриманні умови відносно $\varepsilon_1 : \varepsilon_1^o < \varepsilon_1 < \varepsilon_1^o + (\sigma_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{e}} - \sigma_{\tilde{i}\tilde{m}\tilde{o}}) / E_c$:

$$\sigma_1^T = (2\lambda + 1)\sigma_3 + \sigma_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{e}} - E_c (\varepsilon_1 - \varepsilon_1^o); \quad (2.3)$$

- при зниженні властивостей міцності ґрунтів до величини залишкової міцності $\sigma_{\tilde{i}\tilde{m}\tilde{o}}$ ($\varepsilon_1 \geq \varepsilon_1^o + (\sigma_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{e}} - \sigma_{\tilde{i}\tilde{m}\tilde{o}}) / E_c$):

$$\sigma_1^T = (2\lambda + 1)\sigma_3 + \sigma_{\tilde{i}\tilde{m}\tilde{o}}. \quad (2.4)$$

У наведених співвідношеннях: ε_1 - подовжня деформація; ε_1^o - гранична пружна деформація; E_c - модуль спаду.

У чисельному алгоритмі зниження міцності порід в області поза межних деформацій враховується при розрахунку теоретичних головних напружень шляхом введення замість рівняння (2.2) співвідношень (2.3) чи (2.4) відповідно до досягнутого рівня деформацій.

Результати чисельного моделювання напружено-деформованого стану порідного масиву отримані при вирішенні задачі в пружно-пластичній постановці. Розрахункові параметри геомеханічної моделі встановлені за матеріалами виконаних раніше вишукувань і результатами вивчення механічних властивостей на зразках порід непорушеної і порушеної структури в умовах об'ємного напруженого стану.

Підтвердженням встановлення розміру зон найбільш активних геомеханічних змін в масиві за результатами моделювання можуть служити раніше отримані аналітичні залежності.

Дослідженнями зсуву в масиві гірських порід при підземній газифікації вугілля в різних гірничо-геологічних умовах за натурними даними встановлено, що параметри зсуву при газифікації вугільного пласта мало відрізняються від аналогічних при підземній розробці вугільних пластів, проте процес зрушення при газифікації вугілля відбувається більш плавно, а зона прогину порід з розривом суцільності (зона тріщин) значно менше.

При газифікації пологих пластів висоту розвитку тріщин розриву на підставі натурних досліджень запропоновано визначати за наступною залежністю:

$$H_T = n \cdot t \text{ при } H_T < H,$$

де H_T - висота розвитку тріщин, м; H - глибина залягання вугільного пласта, м; t - потужність вугільного пласта, що вигазовується, м; n - емпіричний коефіцієнт, що враховує розвиток тріщин в породах покрівлі в процесі газифікації.

Для родовищ, де є досвід підземної газифікації вугілля, коефіцієнт n відомий і знаходиться в межах від 6 до 15. Для нових родовищ величина коефіцієнта n може бути скоригована на основі запропонованих нами випробувань гірських порід і математичного моделювання.

Враховуючи встановлену в лабораторних умовах залежність техногенної проникності піщано-глинистих відкладень від досягнутого рівня деформацій і трансформуючи її на епюри, отримані за результатами моделювання, можна отримати уявлення про характер і зональність фільтраційних полів навколо ділянки газогенератору.

За результатами розрахунків на основі чисельного моделювання геомеханічного стану масиву та формування в ньому зон різної фільтраційної проникності встановлено наступне:

- при відсутності перекриваючої товщі водотривких порід об'ємні деформації розущільнення формуються в межах інтервалу 5...10 м безпосередньо над центральною частиною покрівлі каналу газифікації

(див. рис. 2.1). Величина таких зон змінюється від 5,5% до нуля в залежності від змін літологічних різностей порід;

- ділянки додатково стискування, що знаходяться на краях каналу газифікації формують зони додаткового ущільнення порід в інтервалі від 2 до 8%.

- основний приток формується в межах внутрішнього контуру ділянки газогенератора, і в залежності від рівня деформацій досягає величин близько $0,43 \text{ м}^3$ на один метр каналу газифікації. Характер розподілу поля гідравлічних напорів представлено на рис. 2.2.

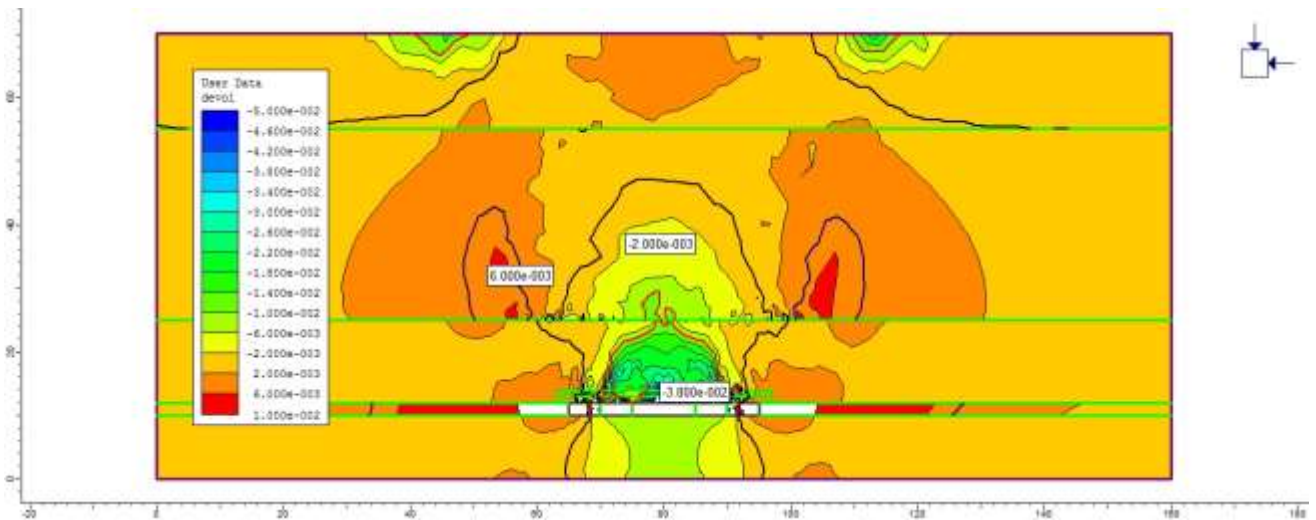


Рисунок 2.1 – Розподіл відносних об'ємних деформацій в шаруватому масиві, порушеному роботою газогенератора, дол. од.

Як видно з рисунку, при наявності проникних порід в покрівлі вугільного пласту зі значеннями коефіцієнту фільтрації $0,8...1,65 \text{ м/доб}$ в контурах газогенератора формується глибока депресія, яка супроводжується значним обводненням ділянки вигазовування. Питома величина притоку, що розраховується виходячи з швидкості потоку та гідравлічного ухилу, сягає $0,26... 0,78 \text{ м}^2/\text{доб}$ й розподіляється досить нерівномірно. В середньому приток підземних вод складає близько $0,37...0,48 \text{ м}^3$ на 1 т вугілля, що вигазується, без врахування природної вологості в робочому пласті. Зміна притоку в канал газифікації буде напряму залежати від залишкового напору на безпосередню покрівлю вугільного пласта.

При наявності в покрівлі та підшві вугільного пласту водотривких глинистих порід, навіть з вуглистою складовою, та характерними для них значеннями коефіцієнтів фільтрації – до 0,01 м/доб (рис. 2.3), величини питомих водопритоків в умовах зрушення порідної товщі при роботі газогенератора знаходяться в межах 0,16...0,25 м²/доб.

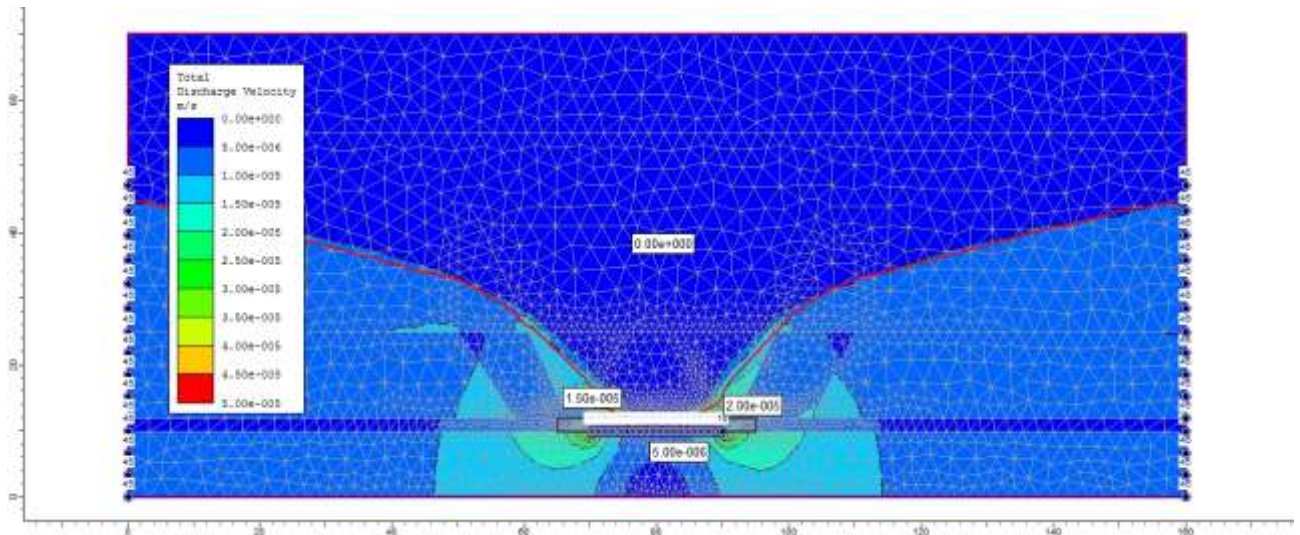


Рисунок 2.2 – Розподіл швидкостей фільтрації в шаруватому масиві, порушеному роботою газогенератора, за відсутності водотривкого шару в покрівлі вугільного пласту, м/с

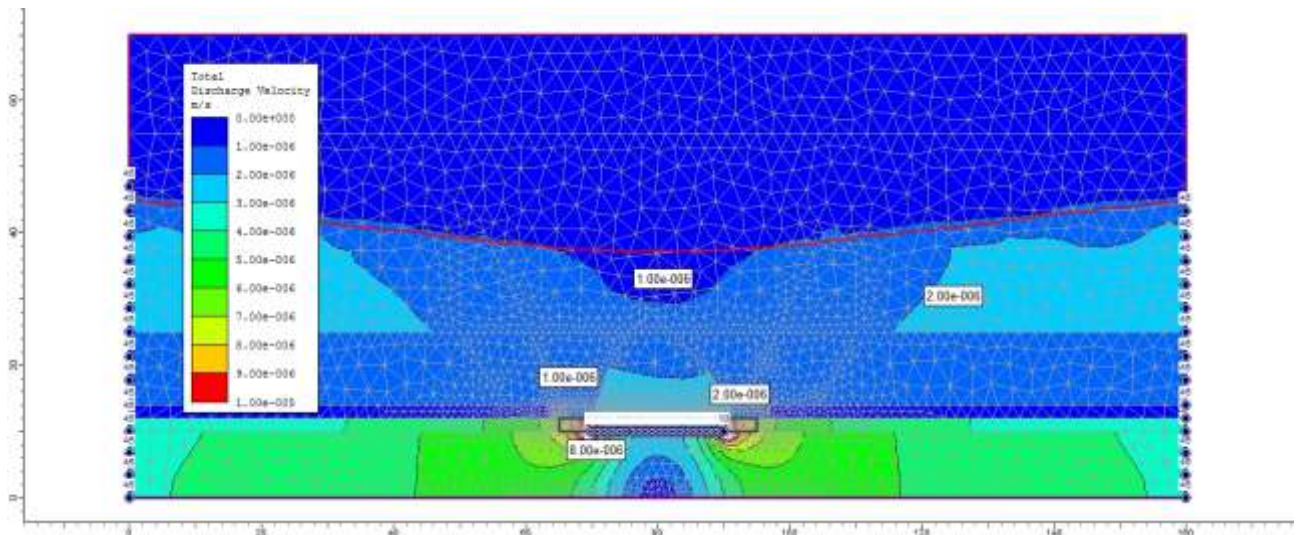


Рисунок 2.3 – Розподіл швидкостей фільтрації в шаруватому масиві, порушеному роботою газогенератора, за наявності водотривкого шару в покрівлі вугільного пласту, м/с

В наведених умовах для забезпечення сталого процесу вигазовування доцільно застосування дренажу за одноконтурною схемою – для осушення товщі водовміщуючих відкладень переважно за межами ділянки газогенератору. В цих умовах, за необхідності, доцільно застосування двоконтурного (по відношенню до границь газогенератору) дренажу, що на одному рівні перехоплює приток по площі газогенератору, на другому рівні – контурний приток, що формується по вугільному пласту.

Виконана прогнозна оцінка змін гідродинамічного режиму порідної товщі, яка вміщує газогенератор, показала, що формування полів фільтрації напряму залежить від зміни літологічного складу порід та залишкових гідравлічних напорів.

2.2 Закономірності формування водопритоку до каналу газогенератора в шаруватому масиві

Для дослідження фільтраційних полів і закономірностей їх змін у порушених процесом газифікації умовах створена чисельна гідродинамічна модель породного масиву, характерного для буровугільних родовищ України, і представленого товщею піщано-глинистих відкладень, що вміщує вугільний пласт.

Аналіз гідродинамічного режиму в гідрогеологічних прогнозах базується на вирішенні основного диференціального рівняння несталої фільтрації, яке для двовимірного в плані потоку підземних вод має вигляд:

$$T_x \frac{\partial^2 H}{\partial x^2} + T_y \frac{\partial^2 H}{\partial y^2} + W + Q_p + Q_n = \mu \frac{\partial H}{\partial t}, \quad (2.5)$$

де H – шукана функція напору; T_x – провідність водоносного горизонту в напрямку x ; W – величина одиничної інфільтрації; Q_p – одинична витрата, що відображує взаємозв'язок з річкою; Q_n – одинична витрата, що характеризує взаємозв'язок водоносних горизонтів через слабопроникні розділяючі шари; μ – пружна водовіддача, t – поточний час.

Початкові і граничні умови, при яких вирішується рівняння (2.5), формуються в залежності від природних і техногенних умов і заданих умов збурення потоку підземних вод, а саме рішення проводиться чисельними ітераційними методами, в основі яких лежить використання методу сіток, тобто системи кінцево-різницевого рівнянь.

Фільтраційний опір (величина зворотна водопровідності) між центрами сусідніх блоків представляє собою відношення втрат напору до витрати потоку на обраній ділянці:

$$\Phi = \frac{\Delta H}{Q} = \frac{\Delta H}{K\omega \frac{\Delta H}{\Delta x}} = \frac{\Delta x}{K\omega}, \quad (2.6)$$

де ω - площа поперечного перерізу потоку підземних вод.

Для планового потоку підземних вод шириною Δy рівняння (2.6) приймає вигляд:

$$\Phi = \frac{\Delta H}{q\Delta y} = \frac{\Delta H}{T\Delta y} = \frac{\Delta H}{T\Delta y \frac{\Delta H}{\Delta x}} = \frac{\Delta x}{T\Delta y}. \quad (2.7)$$

Фільтраційний опір (Φ) потоку між розрахунковими блоками виражається згідно (2.7), через розміри блоків ($\Delta x, \Delta y$) і значення водопровідностей (T)

Параметр W , що відображує живлення (розвантаження) пласта по площі розповсюдження, в даній постановці визначає перетікання через слабопроникні (розділяючі) шари. Його чисельне значення визначається із співвідношення

$$W = \frac{H - H'}{m_0/k_0},$$

де H, H' - напори підземних вод у водоносному горизонті, що розглядається, і суміжному з ним горизонті; k_0, m_0 - коефіцієнт фільтрації і потужність розділяючого шару.

Геофільтраційні задачі вирішуються ітераційними методами, сутність яких полягає в послідовному наближенні отриманих рішень до точного. Критерієм завершення ітераційного процесу є умова близькості результатів двох послідовних ітерацій:

$$\max_{j,i} |H_{j,i}^{k+1} - H_{j,i}^k| \leq \xi.$$

Приймається, що розрахункова ітерація відрізняється від точного рішення не більше, ніж на задане мале число ξ . Додатковим критерієм служить дотримання поточкового балансу для всієї області фільтрації.

Описане вище чисельне рішення стаціонарних і нестаціонарних задач геофільтрації застосовано для вирішення завдань прогнозування змін водопритоку в канал газогенератора на різних стадіях його розвитку.

Геофільтраційна схематизація умов.

Ділянка досліджень площею близько 5,54 км² знаходиться на деякій відстані від прибортової частини вугільного розрізу. Відповідно до геолого-гідрогеологічної будови ділянки розрізу модельована область схематизована тришаровою водоносною товщею. Перший розрахунковий шар представлений надвугільним водоносним комплексом (N_{1pl} , P_{2kv} , $P_{2b\check{c}1}$), другий – продуктивною вугільною товщею. Третій – підвугільним напірним водоносним горизонтом бучакських відкладень ($P_{2b\check{c}}$).

Водоносні горизонти мають тісний гідравлічний зв'язок, що підтверджується близькістю абсолютних відміток їх рівнів. Водовміщуючими породами першого розрахункового шару є щільні дрібнозернисті піски з середньою водопровідністю km близько 80 м²/доб, потужністю до 28 м, коефіцієнтом рівнепровідності 103 м²/доб, водовіддачею 0,02. Буровугільна товща, що залягає між двома відносними водотривами, представленими вуглистими глинами, розглядається як другий розрахунковий шар. Третій розрахунковий шар приурочений до різнозернистих підвугільних пісків з провідністю до 44 м²/доб при середній потужності близько 4 м.

Живлення водоносних шарів відбувається за рахунок підтоку води від вододілів. Розвантаження підземних вод здійснюється через бортову частину кар'єра. Гідрогеологічні параметри водоносних товщ і розділяючого шару в чисельній моделі прийняті за даними дослідно-фільтраційних робіт і режимних спостережень, і корегувалися в процесі вирішення зворотних задач.

Безперервне фільтраційне поле в моделі представлено мережею 75×77 розрахункових блоків. Прийнятий розмір блоків 2×2 м, зі зменшенням кроку по Y в межах ділянки газогенератора до 2×1 м. Граничні умови в усіх розрахункових шарах ідентичні, оскільки загальний напрямок потоку підземних вод спрямований до борту кар'єра. Віддалена від борту кар'єру границя схематизована як умова першого роду з забезпеченим живленням ($H = Const$), що відповідає реальному стану та розподілу рівнів підземних вод в умовах, що розглядаються. В прогнозних розрахунках дана гранична умова змінена на границю другого роду з заданим притоком у відповідності до балансових складових та рівнів підземних вод за варіантами рішень.

Зона розвантаження розрахункових шарів схематизована в плані як границя $H = Const$ з абсолютними відмітками виходу підземних вод в борт кар'єру. Бічні границі моделі співпадають з лініями токів в межах обводненої товщі і схематизовані в плані як гранична умова $Q = 0$. Параметр перетікання в розділяючих шарах при початкових потужностях слабопроникних порід до 2,0 м і значенні коефіцієнта фільтрації 0,001м/доб оцінювався виходячи із загального балансу геофільтраційної моделі при рішенні зворотних задач.

Оцінка відповідності моделі досліджуваному об'єкту.

Відповідність чисельної моделі натурним умовам встановлена в процесі вирішення зворотних задач за балансними складовими геофільтраційної моделі і початковим станом рівневих поверхонь в водоносних горизонтах. Критерієм при оцінці балансових складових була відповідність положення рівневих поверхонь в розрахункових шарах реальним умовам. При загальному балансі модельованої області близько $134 \text{ м}^3/\text{добу}$ нев'язка балансу склала 1,24% з похибкою $4,34 \text{ м}^3/\text{добу}$. Нев'язка балансу була максимальна в другому розрахунковому шарі (продуктивна товща) і не перевищувала 4,3%.

Для ідентифікації моделі щодо натурних умов в процесі чисельних розрахунків оцінювався вплив на рівні підземних вод і підземний стік послідовних змін водопровідності пластів, інфільтраційного живлення, параметрів взаємозв'язку водоносних горизонтів.

Рішення прогнозних задач для визначення динаміки розвитку водопритоків в канал підземного газогенератора здійснювалося за трьома варіантами. Перший варіант вирішення прогнозної задачі полягав у визначенні за результатами моделювання прогнозного питомого водопритоку в природних умовах залягання водотрива (непорушеному стан). Другий і третій варіанти рішень відповідали визначенню питомого водопритоку при різній потужності водотривких вуглистих глин з урахуванням температурних і геомеханічних змін в масиві (рис. 2.4).

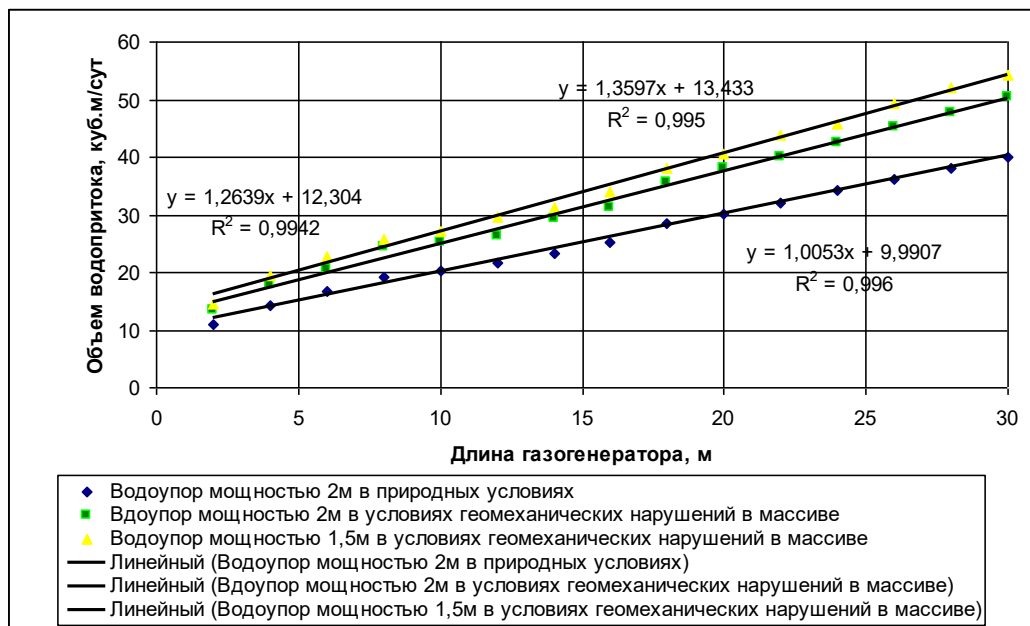


Рисунок 2.4 – Динаміка змін питомого водопритоку в канал підземного газогенератора при його розвитку

Постановка прогнозних завдань здійснювалася для умов нестационарного режиму, що визначався розвитком площі каналу газифікації у часі.

Як видно з отриманих результатів, величина зміни питомого водопритоку носить лінійний характер, залежить від потужності водотрива і порушень фільтраційної проникності масиву.

Дослідженнями змін напружено-деформованого стану масиву гірських порід при підземній газифікації вугілля в різних гірничо-геологічних умовах встановлено, що параметри зсуву при газифікації вугільного пласта подібні до

аналогічних при підземній розробці вугільних пластів, однак процес зрушення при газифікації вугілля відбувається більш плавно, а зона прогину порід з розривом суцільності значно менше.

Уявлення про характер і зональність фільтраційних полів отримано на підставі аналізу величин горизонтальних, вертикальних і об'ємних деформацій гірських порід навколо ділянки газогенератора. Встановлено, що формування зони підвищеної гідравлічної проникності характерне для центральної частини ділянки газогенератора, причому, найбільш інтенсивний приріст фільтраційної проникності в умовах зрушення порідної товщі, що вміщує вугільний пласт, відповідає 2...5 метровому інтервалу в межах безпосередньої покрівлі, та контакту змін літологічних різностей.

Оцінка величин водопритоків, що формуються до газогенератора в умовах сталого режиму фільтрації, свідчить про суттєвий вплив на якість генераторного газу гідродинамічного фактору, особливо при відсутності водотривких порід в покрівлі вугільного пласта. В досліджуваних умовах величина водопритоку до ділянки газогенератора сягає величин 0,37...0,48 м³ на 1 т вугілля, що вигазовується, без врахування природної вологості в робочому пласті, що у питомому виразі становить близько 0,26...0,78 м²/доб.

Для забезпечення сталого процесу газифікації у складних гідрогеологічних умовах доцільно застосування дренажного водозниження, що в залежності від умов залягання вугільного пласту та схеми газифікації може бути одно- або двоконтурним по відношенню до ділянки газогенератора. Наявність дренажного водозниження забезпечує підвищення якості генераторного газу за рахунок зниження витрати пару до 0,20 ...0,30 м³ на 1 т фактично газифікованого палива в зоні газифікації.

Визначення змін в динаміці водопритоків на даному етапі досліджень виконано за результатами моделювалося з урахуванням близьких до оптимального положень рівня підземних вод. Так, напір у підвугільному горизонті варіював в межах від 4 до 8 м, а залишковий напір в надвугільному водоносному комплексі відповідав 4...6 м. Зміни фільтраційної проникності

шаруватого масиву над каналом газогенератора досягають величин від 2 до 15%, що відповідає раніше отриманим результатами для гірничогеологічних умов, що розглядаються.

Отримані результати показують, що при вирішенні фільтраційної задачі при нестационарному режимі на розрахунковий період до 60 діб величина змін питомого водопритоку носить лінійний характер і залежить від потужності водотрива та порушень фільтраційної проникності масиву. Величина питомого водопритока на 1 м каналу газифікації при середній потужності пласта вугілля, що вигазовується, в межах 1,5...2,0 м, змінюється від 1,33 до 1,81 м³/добу.

РОЗДІЛ 3 ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОХІМІЧНОГО КОМПЛЕКСУ НА БАЗІ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

3.1 Використання генераторного газу діючих і експериментальних станцій підземної газифікації

За кордоном дослідні і промислові роботи з підземної газифікації вугілля та використання отриманого газу ведуться в США, країнах Євросоюзу, КНР, КНДР, Австралії, Монголії, Японії, Південній Африці, Росії та ін. В цілому досвід застосування технології підземної газифікації показав, що ця технологія дозволяє отримувати енергетичний газ і газ для хімічного синтезу в промислових масштабах, замінюючи собою природний газ.

У післявоєнні роки основні роботи по підземної газифікації вугілля здійснені на Лисичанській станції "Підземгаз", яка протягом багатьох років передавала по трубопроводу утворений в підземних газогенераторах газ Севдонгресу.

У 1955 р пущена у виробництво і постачала до 1996 р штучним газом парові котли міста Кисельова і однієї з шахт Південно-Абінська станція "Підземгаз" в Кузбасі, що працювала на потужних пластах Киселівського родовища. На станції використання газу протягом року було нерівномірним і визначалося сезонністю робіт споживачів. У зимовий час потреба в газі визначалася в кількості до 50 тис. м³/рік, у літній – 10 тис. м³/рік. Різке зниження споживання газу в літній час негативно відбивалося на роботі станції «Підземгаз», погіршувався технологічний режим процесу, знижувалися техніко-економічні показники.

Експлуатація Південно-Абінської станції «Підземгаз» була припинена в 1996 році. За час експлуатації станцією обслуговувалося 12 котелень міста, середня теплота газу склала 3,4 – 4,4 МДж/м³. За 41 рік на станції вироблено близько 5,6 млрд. м³ газу. На Підмосковній станції були проведені роботи з переробки сірководню H₂S з отриманням близько 65 тис. т сірки, кислоти та сульфатних добрив, а також експерименти з отримання технічного газу,

придатного для синтезу аміаку та інших хімічних продуктів. Результати аналізу газового конденсату Південно-Абінської станції представлені в табл. 3.1.

Одночасно почали виробництво штучного газу в підземних газогенераторах ще дві станції: Шатська, розташована поблизу м. Тули (друга Підмосковна станція), і Ангрєнська, розташована на буровугільному родовищі Узбекистану (запущена в кінці 1961). Продукція Ангрєнської станції – газ підземної газифікації безперервно передається споживачеві – Ангрєнській станції і на побутові потреби населенню.

Таблиця 3.1 – Кількість цінних хімічних елементів під час експлуатації Південно-Абінської станції «Підземгаз»

Найменування хімічних речовини	г/м ³	кг/1 т. вугілля
Газовий конденсат	350	875
Аміак	2,2	5,5
Бензолні вуглеводні	1,2	3
Смола	2,5	6,25
Піридинові основи	0,53	1,32
Сірководень	0,3	0,75
Нафталін	0,07	0,17
Ацетилен	0,035	0,087
Синильна кислота	0,007	0,0175
Феноляти	0,05	0,12
Сульфат амонію	0,82	2,05

Техніко-економічний аналіз діяльності підприємства показав, що при спалюванні газу СПГВ в обсязі 300 млн. м³/рік досягається економія мазуту в кількості 27 тис. т, при цьому поліпшуються екологічні показники Ангрєнської станції, що веде до зниження плати за викиди шкідливих речовин в атмосферу.

В результаті експерименту на Моравському буровугільному родовищі в Чехословаччині було вироблено 5,34 млн. м³ газу СПГВ, з теплою згорання 2,42–3,7 МДж/м³. При експерименті на дослідно-промисловому підземному

газогенераторі в районі Брезно отриманий газ СПГВ прямував на паротурбінну установку потужністю 2,5 МВт, для отримання електроенергії.

На Ново-Басовському родовищі поблизу м. Тули в підземних газогенераторах вироблявся газ і по газопроводу подавався Аульській ТЕС, ряду промислових і декільком комунальним підприємствам.

Особливу увагу заслуговує австралійський комерційний проект Шиншила (Австралія) підприємства «СПГВ-ТЕС». Проект реалізує концепцію енерготехнологічного комплексу на газі ПГВ, що включає підприємство ПГВ продуктивністю 100000 $\text{м}^3/\text{г}$ газу з теплотою згоряння 5,5 МДж/ м^3 і парогазову установку потужністю 67 МВт (газова турбіна – 45 МВт, парова турбіна – 22 МВт). Робота газогенератора проводиться на пароповітряному дутті під тиском 1,05 МПа.

За 28 місяців експлуатації станції СПГВ отримано 85106 тис. м^3 генераторного газу, вигазовано приблизно 32 тис. т вугілля. Експеримент проводився на повітряному і киснево-повітряному дутті. Генераторний газ мав середню теплоту згоряння 5,03 МДж/ м^3 . Температура продуктів (газоконденсату), які виходили з газогенератора, досягала 300 $^{\circ}\text{C}$ при тиску 1 – 2,27 МПа. Концентрація горючих газів (H_2 , CO , CH_4) склала 44,3 – 59,6%.

Якісний і кількісний склад горючих газів та теплота продуктів газифікації дає можливість застосовувати когенераційні системи з виробництва електроенергії на газотурбінних і паротурбінних установках, потужністю 15 – 400 МВт. Вартість електроенергії склала 0,02 – 0,03 дол. США/кВт год. (0,16 – 0,24 грн). Це менше ніж вартість електроенергії в іншому європейському проекті (в 1998-2000 р), яка становила 0,034 дол. США/кВт. год для станції СПГВ потужністю 15 – 200 МВт

На даний момент станції ПГВ в КНР виробляють 150000 – 240000 м^3 газу на день. З 1 тонни вугілля вихід газу складає в середньому 2 – 4,5 тис. м^3 для повітряного дуття і 2 – 2,5 тис. м^3 для дуття з парою. Найближчим часом планується доведення станцій до потужності 2 млн. м^3 газу на день. При цьому ціна газу, що відпускається населенню, становить приблизно 0,3 юаня (0,36

грн.) за 1 м³, що приблизно в три рази нижче вартості природного газу. Газ повністю відповідає санітарним та екологічним нормам. У провінції Шаньдун газом СПГВ користуються понад 6000 сімей шахтарського селища Шізань, який знаходиться поблизу станції СПГВ.

3.2 Перспективи використання генераторного газу свердловинної підземної газифікації вугілля

Впровадження технологій, пов'язаних з виробництвом паливних газів, електроенергії та хімічних продуктів на основі вугілля, для Китайської республіки, яка володіє величезними запасами кам'яного вугілля є важливим стратегічним завданням.

В даний час в КНР ведеться ряд досліджень в галузі хімічного використання газу ПГВ. Крім метанолу та інших традиційних продуктів, великі перспективи має виробництво аміаку. У провінції Шансі поблизу електростанції вводиться в дію хімічний комплекс з виробництва амонію на базі сировини, що подається з розташованої поблизу станції ПГВ. Проектна потужність хімічного комбінату становить 60000 т аміаку на рік.

Великий інтерес спостерігається в галузі використання газу ПГВ для синтезу С₂Н₆О (диметилового ефіруДМЕ) – нового, універсального, ефективного та екологічно чистого енергетичного продукту, вкрай необхідного, насамперед, в якості палива для транспортних засобів. Потреба в ДМЕ тільки в країнах Азіатського регіону становить понад 150 млн. т/рік.

Китайська компанія ЕНН керує веденням підготовчих робіт по СПГВ. Нещодавно цією компанією був розроблений проект керованої СПГВ близько Монголії. Виробництво газу склало 150 тис. м³/добу з більше 60% СО + Н₂. Саме тому ЕНН планує розширитися втричі до 2020 р. Два нових газогенератора були запущені в 2009 р кожен потужністю 500 тис. м³/добу генераторного газу протягом двох років. Генераторний газ планується генерувати на дві 10 МВт станції, які вже побудовані, а також переробляти на метанол в обсязі 20 тис. т/рік.

У Китаї на станції ПГВ Луанцап провінція Кюсю (Верхня Монголія) будується комплекс з отримання метанолу від 28 до 60 тис. т/рік. Проект направлений на газифікації буровугільного пласта потужністю 3,2 м. З отриманням метанолу в якості товарного продукту і використання попутних продуктів тепла (парогенерації) і хімічних речовин конденсату. Запуск проекту планується на 2 квартал 2012 р. В даний час газ ПГВ використовується як енергетичний продукт. Вартість метанолу знаходиться в межах 385-468 \$/т.

У Кемеровській області на основі даної технології реалізується інвестиційний проект зі створення комплексу автономних гірничо-енергетичних підприємств з виробництва електричної та теплової енергії на базі ПГВ. Проектом передбачається будівництво шести автономних гірничо-енергетичних підприємств, що виробляють електричну та теплову енергію на газотурбінних установках, які працюють на газі підземної газифікації вугілля, виробленому на цих же підприємствах. Планована сумарна електрична потужність шести підприємств даного типу – 850 МВт. Загальна вартість реалізації проекту – 15,5 млрд. рублів.

Департамент енергетики США в 2000 році затвердив програму використання вугілля для промисловості і комунальних потреб «Чисте вугілля» (Chemical clean coal project) на найближчі 6-10 років із загальним обсягом фінансування 6 млрд. дол. США. Також у США реалізується спецпрограма, яка передбачає пільгове кредитування в області розробки синтетичних твердих, газоподібних і рідких високоякісних палив з вугілля. Особливу увагу приділено підземної газифікації вугілля. Найбільш детально і кваліфіковано дослідженні можливості підземної газифікації вугілля здійснені компанією "Енерджі Інтернешинал".

Австралійська компанія Кугар Енерджі планує використовувати технологію СПГВ поблизу міста Кінгарое (штат Квінсленд) де компанія володіє вугільним родовищем площею 4,5 тис. км², де залягають вугільні пласти на глибині 150 м, потужністю більше 10 м кожен. СПГВ на цій ділянці забезпечила б виробництво 400 МВт електроенергії протягом 30 років. Дана

програма оцінюється в 500 млн. \$ США, і повинна запуснитися в кінці 2016 р

Друга австралійська компанія Карбон Енерджі в грудні 2009 р. розробила будівництво 5-ти МВт електростанції, яка буде використовувати генераторний газ для виробництва електроенергії із збільшенням потужності станції протягом року до 20 МВт.

У довготривалих планах компанії КЕ на базі технології СПГВ передбачається:

- збільшити виробництво електроенергії від 150 МВт в 2015 р, до 300 МВт в 2020 р;

- побудувати завод аміаку, який буде використовувати виключно газ підземної газифікації;

- виробляти хімікати різних видів (аміак, карбамід, олефіни, парафіни та інші цінні хімічні продукти зокрема транспортне паливо;

Великий хімічний завод зміг би виробляти 1000 тонн аміаку на добу, більше 1000 тонн метанолу на день або 10 тис. барелів рідкого транспортного палива на добу. За підрахунками такий завод буде коштувати компанії більше 1 млрд. \$ США

Програма Еском (Південна Африка) передбачає виробництво генераторного газу в обсязі до 5000 м³/год. Генераторний газ буде використовуватися для виробництва 100 кВт електроенергії. Крім вищезазначеного підземні газогенератори проектуєть в, Індії потужністю до 750 МВт, Південній Африці – 1200 МВт, а також в Пакистані та Канаді.

3.3 Шляхи використання енергетичного генераторного газу

Енергетичний газ СПГВ по своїх теплотехнічних якостях може використовуватися в топках котелень і електростанцій для заміни вугілля та інших видів палива. Досвід підземної газифікації вугілля показав, що є можливість виробляти енергетичний газ зі стійким складом і нижчою теплотою згоряння 3,8-9 МДж/м³. Використання такого газу як палива на електростанції для отримання електроенергії незначно поступається природному газу (табл. 3.2).

Генераторний газ СПГВ може використовуватися в якості палива для виробництва електроенергії на теплових електростанціях (ТЕС, ГРЕС, ТЕЦ та ін.). Його можна направляти в газові, парогазові турбіни, когенераційні установки для вироблення додаткової електроенергії. Відпрацьовані гази від турбін надходять в теплообмінники-утилізатори, де підігрівається вода, виробляється пара, що використовується в паровій турбіні, а також для підігріву дуття та інтенсифікації процесу СПГВ в котельнях, для теплофікації населених пунктів, експлуатації розгалуженої мережі тепличного господарства, для теплового поливу зрошуваних сільськогосподарських угідь і т.д.

Таблиця 3.2 – Порівняльна оцінка теплотехнічних якостей палив по ККД звичайних котелень та електростанцій

Найменування виду палива	ККД котельні	ККД електростанції
Газ природній (35,7 МДж/м ³)	0,92	0,285
Газ ПГВ,(3,5–4,2 МДж/м ³)	0,88	0,275
Вугілля	0,86	0,265

В рамках розглянутої проблеми заманливо виглядає комплексне електроенергетичне підприємство «СПГВ-ТЕС». Теплоелектростанція і виробництво газу СПГВ розміщуються в безпосередній близькості. Практична реалізація проектів комплексних підприємств «СПГВ-ТЕС» буде ефективно сприяти створенню дійсно екологічних чистих вугільних технологій в паливній енергетиці. Крім того, такі підприємства являють собою реальні приклади заміщення природного газу і мазуту вугіллям і продуктами його переробки. Широке впровадження комплексних підприємств істотно підвищить частку використання вугілля. Теплоенергетичні і техніко-економічні параметри таких комплексів підтверджують перспективність СПГВ як джерела газоподібного теплоносія для виробництва електричної енергії з різних циклів (парові турбіни, газові турбіни, комбіновані парогазові установки).

Енерготехнологічний комплекс «ПГВ-ТЕС», у схемі техніко-технологічних рішень, що забезпечують підвищення ККД за рахунок використання парогазових установок, екологічну чистоту комплексу, застосування замкнутої схеми утилізації шкідливих викидів, в т.ч. напрямок діоксиду вуглецю в технологічний цикл дуття, підвищення енергетичної цінності ПГВ за рахунок застосування нових систематизованих рішень, використання парокисневого і пароповітряного дуття з підвищеним вмістом діоксиду вуглецю.

При використанні газів для виробництва електроенергії їх теплота згоряння в розглянутих межах 3,5 і 35,7 МДж/м³ не є показником, який визначає ККД електростанції. Це пов'язано з тим, що в енергоустановках спалюється газ разом з повітрям і чим вище теплота згоряння газу, тим більше витрачається повітря. Тому теплота згоряння горючих сумішей різної калорійності не відрізняється значно від теплоти згорання газів. Наприклад, для суміші газу ПГВ з повітрям вона складе 2,1 МДж/м³, а для природного газу – 3,0 МДж/м³.

Енергетичний газ більш широко застосовується для отримання електричної, теплової енергії і як газове моторне паливо на місці газифікації в умовах енергокомплексу (ГТУ, ПГВ-газотурбінні, парогазотурбінні установки або вільнопоршневі агрегати – СВАГ) промайданчика підземного газогенератора.

На сьогоднішній день в Україні успішно працюють такі види вільнопоршневих агрегатів компанії General Electric (США): J316 GS, J420 GS, JMS 620 GS-SL, останній з яких на ш.ім. А.Ф Засядька. Це найбільша в світі когенераційні міні-ТЕЦ, що працює на метаноповітряній суміші, що витягується з діючої вугільної шахти.

В даний час процес підземної газифікації вугілля ведеться в більшій мірі з метою одержання енергетичного газу. Існуючий стан не можна визнати правильним. Відомо, що в процесі ПГВ, також як і при інших методах піролізу вугілля, утворюється значна кількість хімічних продуктів, багато з яких можуть використовуватися в якості сировини для хімічної промисловості.

3.4 Шляхи використання технічного генераторного газу

На сьогоднішній день існують детально опрацьовані технології по переробці газу ПГВ, які забезпечують виділення певних хімічних продуктів. Проте значне коливання цін і відсутність фіксованих споживачів даної продукції обумовлюють наближений характер розрахунків, необхідних для визначення економічної ефективності ПГВ.

В останні роки в ряді країн розпочато виробництво аміаку, метанолу, сечовини на основі газів, отриманих технологією газифікації вугілля. Наприклад, в Індії діє підприємство з продуктивністю понад 1 млн. т сечовини в рік за даною технологією.

Одним з основних вимог до газу або сировини для хімічного виробництва – низький вміст сполук сірки. Це пов'язано з необхідністю сіркоочистки газів ПГВ від сірководню. Технічний газ СПГВ використовується для отримання синтез газу, аміаку, метанолу, дизельного палива, бензину, синтетичних зріджених палив (СЗП). Хімічні продукти СПГВ (сірководень, вугільна смола, феноли, піридинові основи і т.д.) широко використовуються в хімічній промисловості для одержання сірки, сірчаної кислоти, поверхнево-активних речовин і т.д.

Широкий досвід з виробництва елементарної сірки і гіпосульфатом отриманий на Підмосковній і Шатській станціях «Підземгаз». Після знесірчення газ піддають різного роду обробкам залежно від подальшого синтезу. Для синтезу аміаку проводиться каталітичне перетворення окису вуглецю з воднем (або водяною парою) в двоокис вуглецю і водень – конверсія CO, потім відбувається аміачне вимивання окису вуглецю. В оброблений таким чином газ вводять азот для отримання аміаку з стехіометричним співвідношенням.

Технологічний газ свердловинної підземної газифікації вугілля придатний для синтезу різних хімічних продуктів. Досягнення наукової думки і невеликий досвід виробництва технологічного газу на газостанціях дають

підстави до постановки більш великих експериментів з вироблення технологічного газу на парокисневому і вуглекисневому дутті.

Одночасно з виробництвом енергетичного та технологічного газів можливе отримання великої кількості цінних хімічних продуктів, які можуть знайти застосування в якості сировини для хімічної промисловості. Серед різних хімічних сполук, що містяться в газовому конденсаті, необхідно, перш за все відзначити групу фенолів і аміаку. Це дозволить використовувати конденсат як азотне добриво.

Хімічні речовини одержані з конденсату газу СПГВ можуть відпускатися хімічним підприємствам як сировини (кам'яновугільна смола, бензол, аміачна вода, феноли, олефіни, ацетилен, піридинові основи і т.д.) або переробляється на місці для отримання кінцевих продуктів (сірки, технічні гіпосульфати, поверхово-активних речовин, розчинників, сажі, барвників, полімерів, нафталінів і т.д.).

Перспективним напрямком є використання на станціях газифікації газотурбінних установок. Перша така спроба була зроблена ще в 1939 р. в м. Горлівка, для чого була спеціально сконструйована газотурбінна установка. Для використання газотурбінних установок проектувалася Шатська станція «Підземгаз». Промисловістю випускаються газові турбіни переважно великої потужності (28-75 МВт), але для початку краще використовувати турбіни заводу «Економайзер» (потужність 3000 кВт, температура робочих газів 750 °С) або Санкт-Петербурзького заводу типу ГТУ-600-1,5 (потужність 18000 кВт, температура робочих газів 600 °С) або аналогічних. Газотурбінна установка може бути приводом електрогенератора.

Вироблена електроенергія може безпосередньо подаватися в енергосистему. Можна використовувати і піридинові основи. При коксуванні вугілля також виділяються хімічні продукти. У табл. 3.3 наведено кількісний вихід хімічних продуктів при підземної газифікації і коксуванні кам'яного вугілля.

Таблиця 3.3 – Порівняльні дані по виходу деяких з'єднань при коксуванні і підземній газифікації вугілля

Хімічні продукти	Підземна газифікація вугілля	Коксування
Газ; м ³ /т	4000	340
Аміак, кг/т	8,5	3,5
Піридинові основи, кг/т	2,1	0,15
Феноли, кг/т	1,7	0,09

З таблиці випливає, що при підземній газифікації кам'яного вугілля вихід піридинових основ і фенолів приблизно в 20 разів, аміаку в 2,4 рази більше, ніж у процесі коксування. Таким чином, на газостанціях можна виробляти не тільки газ, а й здійснити комплексне отримання широкого асортименту хімічних продуктів. Вуглекислий газ може вилучатись з продуктів газифікації та використовуватися для отримання товарної вуглекислоти. Крім цього може бути використаний у промисловості, для електродугового зварювання, наповнення балонів вогнегасників; в ливарних виробництвах в якості затверджувача для ливарних форм і стрижнів; у контурних схемах енергетичних установок в якості тепло- і енергоносія.

У харчовій промисловості вуглекислий газ може успішно застосовуватися для тривалого зберігання овочевої, плодово-ягідної продукції, силосу, а також м'яса, риби, яєць та інших харчових продуктів. Вуглекислий газ використовується для отримання екстрактів з рослинної і тваринної сировини. Швидке заморожування при використанні рідкої вуглекислоти з охолодженням до -100 °С може застосовуватися в промисловості, медицині, при роботах в аварійних умовах або установці устаткування.

Одним з перспективних напрямків використання газу ПГВ при парокисневому дутті є отримання цінного хімічного продукту – метанолу.

Для синтезу метанолу необхідно підтримувати певне співвідношення Н₂:СО або Н₂:(СО + СО₂) в залежності від типу каталізаторів. Основними стадіями цього синтезу є: компресія газу, синтезу метанолу, його перегонка (дистиляція).

3.5 Утилізація теплової енергії та переробка хімічних продуктів ПГВ

Рекуперація тепла порід, що вміщують газогенератор і продуктів СПГВ забезпечується рекупераційними системами з напрямком теплоносія на паротурбінну установку для отримання електроенергії. Залишкове тепло використовується для технічних (підігрівання дуття, процесу каталітичної конверсії) і побутових потреб (обігрів приміщень, проммайданчика).

Утилізація теплової енергії газів і порід, що вміщують підземний газогенератор, підвищує енергетичний ККД газифікації з 50% до 70%.

Використання фізичного тепла газів можливо за кількома варіантами. Найбільш поширеним є система утилізаційних котлів, результатом процесу утилізації тепла при цій системі є водяна пара. Пара або гаряча вода може використовуватися для виробництва сільськогосподарської продукції на енерго-біологічному комплексі.

Другий варіант утилізації теплової енергії газів ПГВ передбачає введення в технологічну схему ПГВ газової турбінної установки з камерою згоряння, паро і електрогенераторами. Паронагрівачі, аеротурбінні установки з вироблення електроенергії, електролізер з виробництва кисню.

Третій варіант передбачає утилізацію тепла газів підземної газифікації для вироблення електроенергії в газовій турбіні без камери згоряння.

Утилізація тепла газів широко може використовуватися для опалення станції «Підземгаз», в підсобних сільськогосподарських об'єктах, сушка зневоднених кормів у літній період, підігрів на риборозплідних заводах та ін.

При хімічній переробці продуктів ПГВ отримують смоли і газ для синтезу органічних продуктів, а при необхідності кінцевий продукт: сажу, полімери, мономери, ПАР, барвники, розчинники для лаків і фарб, штучне рідке паливо (ШРП). Глибоке хімічне очищення дозволить використовувати воду в циклах охолодження апаратури і для конверсії H_2 і CO з газу ПГВ.

Отримана конверсією парогасова суміш, вироблена при ПГВ може використовуватися у чорній металургії, що скоротить витрату коксу в

енергетиці – спалювання конверсії газу в котлах «ТЕЦ», на автотранспорті – використання ШРП в двигунах внутрішнього згоряння як пального, в комунальному господарстві – центральне теплопостачання і побутові потреби.

Генераторний газ застосовується для синтезу рідких вуглеводів з суміші газів CO і H_2 методом каталітичної конверсії. Продуктами конверсії є синтетичне моторне паливо (дизель, високооктановий бензин, метиловий спирт і метанол), а також синтетична нафта.

Стан технології синтезу рідких вуглеводів з суміші газів CO і H_2 методом каталітичної конверсії представлена на рис. 3.1.

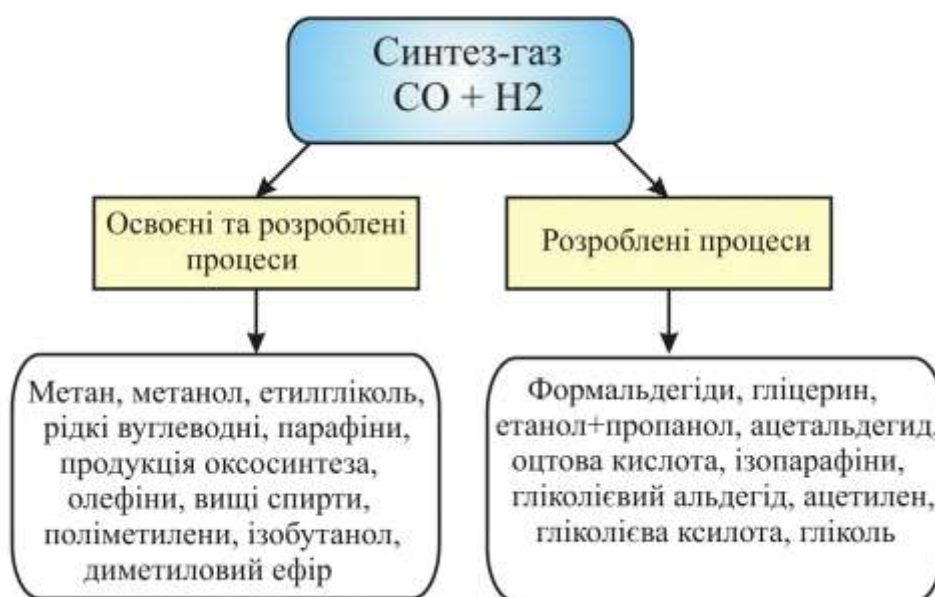


Рисунок 3.1 – Стан технології синтезу рідких вуглеводів із суміші газів CO і H_2 методом каталітичної конверсії.

Обробка великого експериментального матеріалу показала, що при отриманні енергетичного газу на сталому технологічному режимі роботи газогенератора вміст аміаку, піридинових підстав, бензольних вуглеводнів, смоли та інших хімічних компонентів значною мірою зумовлює їх подальшу переробку.

Подальша переробка газового конденсату являє собою значний інтерес, оскільки вміст у ньому цінних хімічних продуктів складає величини, цілком достатні для промислового отримання. Раціональне виробництво хімічних

продуктів з газу ПГВ має здійснюватися комплексно. В основу такої переробки покладено такі технологічні процеси:

- конденсація продуктів з газу;
- очищення газу від сірководню;
- утилізація тепла газу;
- уловлювання аміаку і піридинових основ з газу і переробка газового конденсату;
- уловлювання бензольних вуглеводнів з газу і переробка сирого бензолу;
- переробка смоли;
- реалізація хімічної продукції.

Технологічна схема уловлювання хімічних продуктів включає:

- охолодження газу;
- утилізація тепла;
- поділ газу та газового конденсату;
- уловлювання аміаку, піридинових основ і бензольних вуглеводнів;
- переробка газового конденсату з отриманням аміаку, піридинових основ і фенолів.

Одночасно з охолодженням газу ПГВ здійснюється очищення його від твердих частинок, а також конденсація висококиплячих смол. Смоли становлять значний інтерес як сировина для одержання ряду цінних хімічних продуктів.

На комбінованих енергохімічних підприємствах передбачено використання як енергоносія одержуваного газу, а також переробка синтез-газу ($\text{CO} + \text{H}_2$) в моторні палива, смоли, полімери, волокна, добрива на більш високому рівні.

Організація комплексної переробки газу і хімічних продуктів ПГВ до товарної продукції значно підвищить рентабельність процесу підземної газифікації вугілля і перетворить станції «Підземгаз» з енергетичних підприємств в енергохімічні. Відпрацювання технології отримання хімічних продуктів буде проводитися в період роботи експериментальної ділянки.

3.6 Розробка структурного ланцюжка виробництва енергоносіїв і хімічних речовин продуктів ПГВ

Накопичений досвід ПГВ і надземної газифікації вугілля свідчить про те, що вже зараз існують всі умови для технічної реалізації технології ПГВ з переробкою газу на сірку, аміак, метанол. Схема переробки газу СПГВ наведено в рис. 3.2.

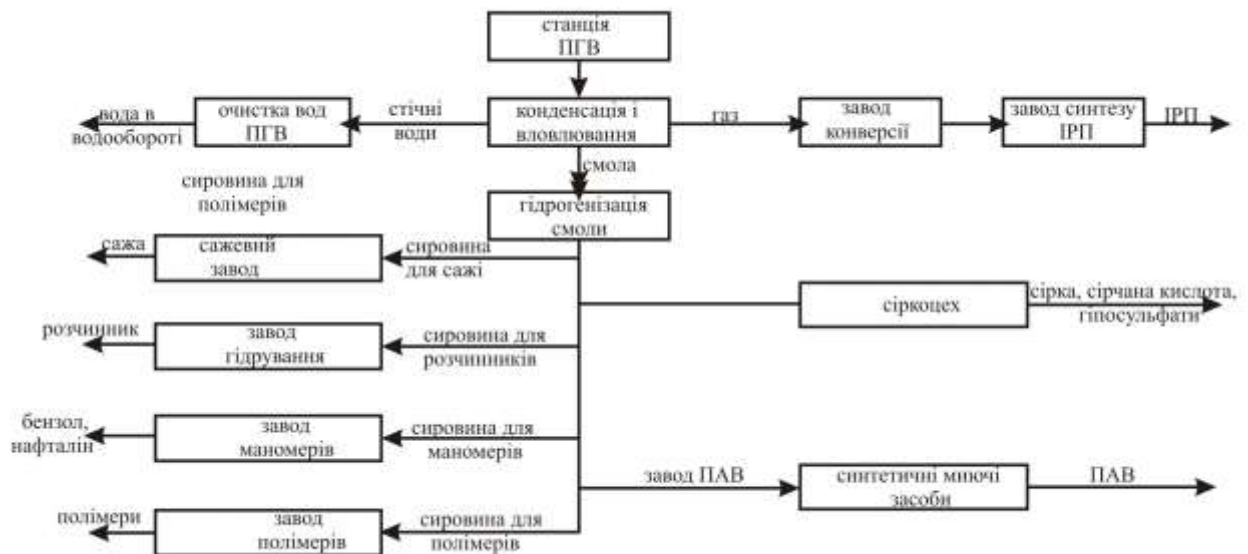


Рисунок 3.2 – Хіміко-технологічний процес переробки продуктів підземної газифікації вугілля

Враховуючи постійне зростання цін на енергетичну сировину, збільшення теплоспоживання та димових викидів від теплоенергетичних об'єктів, для радикального зниження задимленості атмосфери і, відповідно, запобігання кислотних дощів необхідно здійснити переорієнтацію теплових електростанцій на штучний газ. Для цього слід створити замкнуту технологічну систему «ТЕС – станція СПГВ», яка практично не чинитиме негативного навантаження на середовище існування.

У цьому випадку відкривається можливість утилізації димових викидів ТЕС за принципом замкнутого циклу. Димові (парникові) гази CO_2 надходять з електростанції назад у підземний газогенератор, де при взаємодії з розпеченим вуглецем переходять в горючий газ-монооксид вуглецю (CO) і кисень O_2 .

Додавання CO_2 до дуття і при підігріві дуттьового потоку або при збагаченні його киснем калорійність вугільного газу, одержуваного пропонованим способом, не поступатиметься природному газу.

Принципово новим у пропоновані рішення є перехід на безвідходну технологію, що передбачає виробництва штучних енергоносіїв та хімічних речовин при СПГВ, утилізацію CO_2 , O_2 і твердих відходів традиційного виробництва (рис. 3.3)

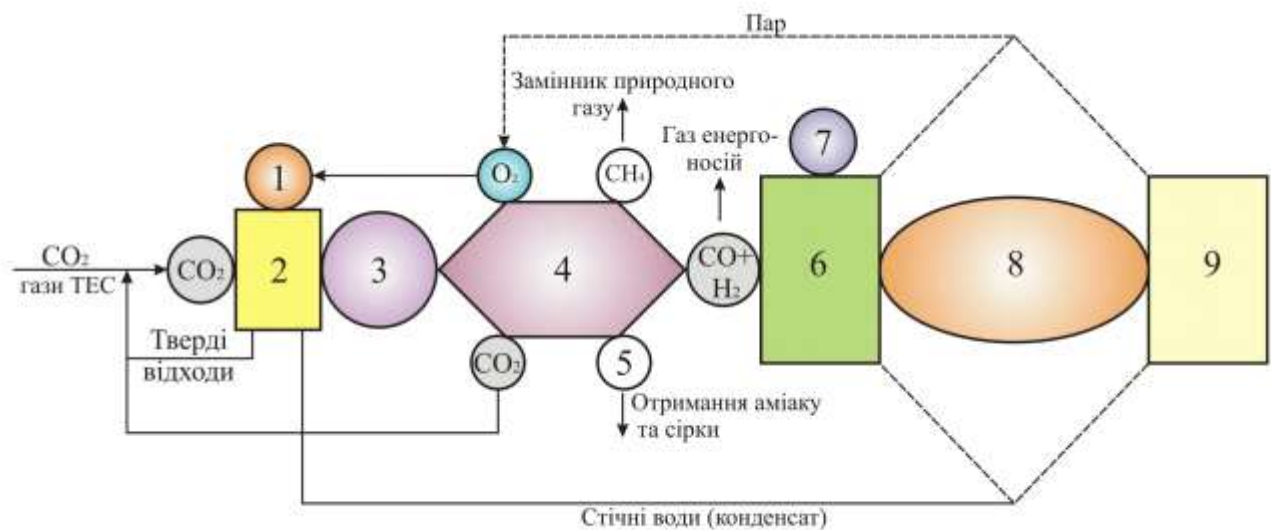


Рисунок 3.3 – Схема екологічно безпечного виробництва штучних енергоносіїв та хімічних речовин при СПГВ. 1 – дуття ($\text{O}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}$), 2 – підземна газифікація $\text{C} + \text{O}_2$. Дисоціація CO_2 в CO і O_2 , 3 – продукти газифікації CO , H_2 , CH_4 , N_2 , CO_2 , H_2S , $\text{C}_n\text{H}_{2m} + 2$, O_2 , 4 – поділ газів, 5 – N_2 , H_2S , 6 – Синтез на основі $\text{CO} + \text{H}_2$, 7 – каталізатор, 8 – суміш вуглеводнів $\text{C}_n\text{H}_{2m} + 2$, C_nH_{2m} , 9 – синтез паливних продуктів і хімічних речовин

У підземний газогенератор направляють окисли сірки SO_n та азоту NO_n та інші токсичні елементи димових викидів ТЕС, що працюють на вугіллі. У цьому випадку, при наявності вологи, можливе руйнування оксидів сірки та азоту до нетоксичних станів.

Шкідливі для навколишнього середовища хімічні сполуки, миш'як, стронцій та інші елементи також залишаються в газогенераторі. Негорючі

мінеральні частки при вигазовуванні вугілля у вуглевмісних породах залишаються у вигазованому просторі підземного газогенератора, так як вони не піддаються термічному розкладанню.

На основі органічного синтезу $\text{CO} + \text{H}_2$, отримані вуглеводні використовуються в хімічній промисловості приблизно так само як і похідні нафти. Частина утворених газів направляються на поршневі агрегати або парогазотурбіни для вироблення електроенергії. Пара отримана від охолодження каталітичних реакцій при органічному синтезі направляється в паротурбінну установку та використовується для інтенсифікації процесу ПГВ.

3.7 Розрахунок кількісного складу кінцевої хімічної та енергетичної продукції

Кількісний склад основної хімічної продукції визначається при розрахунку матеріально-теплого балансу процесу підземної газифікації, табл.3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок виходу основних хімічних продуктів при експлуатації підземного газогенератора

Види дуттьових сумішей	Вихід хімічних продуктів СПГВ з однієї тони вугілля, (%)				Кількість основних хімічних продуктів отриманих за час експлуатації газогенератора, т			
	Кам'яно-вугільна смола	Бензол	Аміак	Сірка	Кам'яно-вугільна смола	Бензол	Аміак	Сірка
O_2N_2	19,8	3,2	11,5	0,14	3861	624	2242,5	27,3
$\text{H}_2\text{O}(\text{пар})+\text{O}_2 \text{N}_2$	19,7	4,2	9,1	0,16	3841,5	819	1774,5	31,2
$\text{O}_2(30-62\%)\text{N}_2$	19,6	5,8	10,4	0,1	3822	1131	2028	19,5
$\text{O}_2 + \text{CO}_2$	21,3	5,5	8,6	0,1	4153,5	1072,5	1677	19,5
$\text{O}_2+\text{CO}_2+\text{пар}(\text{H}_2\text{O})$	19,9	6,2	9,9	0,124	3880,5	1209	1930,5	24,18

Виходячи з табл. 3.4 видно що вихід хімічних продуктів значною мірою залежить від виду дуттьової суміші (окремих компонентів). Так як процес

газифікації ведеться за допомогою варіювання дуттьових компонентів, можна точно визначити кількість хімічних продуктів з газогенератора. Так максимальний вихід кам'яновугільної смоли очікується при застосуванні вуглекислого дуття. Вихід основних хімічних продуктів представлено в табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Розрахунковий вихід основних хімічних продуктів з 1 т. вугілля при моделюванні процесу СПГВ (кг)

Види дуттьових сумішей	Вихід хімічних продуктів газифікації (кг)			
	Кам'яно- вугільна смола	Бензол	Аміак	Сірка
O ₂ N ₂	73,7	20,48	32,8	1,2
H ₂ O(пара)+O ₂ N ₂	84,9	43	57,3	1,02
O ₂ (30–62%)N ₂	96,2	44	66,5	1,2

Технологічні показники (теплова і енергетична потужність, вихід горючої групи H₄; CO; H₂ газів) роботи підземного газогенератора при газифікації вугільного пласта С₅ на ділянці №4 представлені в табл. 3.6

Таблиця 3.6 – Технологічні показники роботи підземного газогенератора (ділянок №4, вугільного пласт С₅)

Показники	Склад дуття			
	Повітряне	Кисневе	Кисень +CO ₂ +пара	Кисень + CO ₂
Теплова потужність підземного газогенератора	Гкал			
	9,44	15,65	21,2	19,63
Енергетична потужність підземного газогенератора	МВт			
	10,9	18,1	24,6	22,8
Продуктивність підземного газогенератора по групі горючих газів (CH ₄ ;CO;H ₂)	·10 ⁶ м ³ /добу			
	19,03	31,9	36,62	46,54

З аналізу складу дуття видно, що одержання енергетичного газу при газифікації пласта С₅ з водопрпливом 3 м³/год, може забезпечуватися при подачі пари (0,5-2,43 м³/кг. вугілля) в дутті (Н₂О (пара) + О₂, N₂, СО₂ + О₂ + Н₂О (пара), при зниженні О₂ у складі дуття на 12-17 % або підвищенні подачі Н₂О (пара) 2,55-3,34 м³/кг вугілля, буде спостерігатися вихід технологічного газу. Аналітичні показники матеріально-теплого балансу газифікації вугільного пласта С₅ на повітряному дутті забезпечують отримання технологічного газу СО₂ + О₂, О₂ (30-62%) N₂ забезпечується вихід енергетичного газу.

3.8 Визначення кількісного складу отриманої хімічної і енергетичної продукції на стендовій установці

Повна енергія газу Q, що отримується при згоранні 1 кг вугілля, складається з: фізичного тепла газу – Q_Г, відкритої теплоти випаровування води – Q_В, що входить в склад газу у вигляді пари.

$$Q = Q_G + Q_B,$$

Для газовідвідної свердловини величина Q_Г и Q_В визначається з виразу:

$$Q_G = V^k C_T \cdot [T_{y.скв.} - T_0]$$

$$Q_B = 4187 \cdot 600 \cdot V_B^n \cdot \rho_2$$

Підставимо числові значення:

$$Q = 2,4 \cdot 1923 \cdot [349 - 273] + 4187 \cdot 600 \cdot 3,4 \cdot 1,05 = 9319309 \text{ Дж} / \text{кг. угля},$$

Потужність стендового газогенератора по виділенню енергії:

$$N = (Q_G + Q_B) \cdot Q_y = 9319309 \cdot 0,036 = 335495 \text{ Вт} = 3355 \text{ кВт} = \\ = 3,35 \text{ МВт} = 2,89 \text{ Гкал} / \text{час}$$

Таблиця 3.7 – Енергетичні показники процесу на стендовій установці СПГВ

Кількість вигазованого вугілля, кг	Кількість генераторного газу, м ³		Теплова потужність стенда СПГВ, Гкал	Потужність стенда СПГВ, МВт	Q Згорання газу, МДж/м ³	Вихід хімічних продуктів, кг/кг. вигаз.вуг.
	газ СПГВ	горючі гази (СН ₄ , СО, Н ₂)	Гкал/ч			
612	1432,1	529,4	2,89	3,35	2,13	0,14

Лабораторні дослідження хімічних продуктів проводилася для визначення кількісного вмісту хімічних речовин в рідкій фракції конденсату. Проба представляла собою рідину, забарвлену в світло-зелений колір з наявністю твердих речовин і нехарактерним для коксохімічного виробництва запахом, що нагадує запах дьогтю. При тривалому контакті з повітрям проба набуває чорний колір. Якісний аналіз показав відсутність сульфід-іонів, карбонат-іонів, роданид-іонів, рН – 4,21.

Таблиця 3.8 – Якісний склад хімічної продукції експериментальної стендової установки

№ п/п	Найменування показників	Кількість мг/дм ³	Кількість г/дм ³	кг/612 кг вугілля	кг/1 т вугілля
1	Феноли	750	0,75	0,460	0,753
2	Сірководень	1190	1,19	0,731	1,195
3	Аміак леткий	310	0,31	0,190	0,311
4	Аміак зв'язаний	258	0,258	0,158	0,259
5	Смолисті речовини	545	0,545	0,334	0,547
6	Ароматичні з'єднання	10	0,010	0,006	0,010
7	Амоній тиосульфата	11 200	11,2	6,880	11,243
8	Амоній сульфата	2 700	2,7	1,658	2,710
	Всього	14 263	14,263	8,762	14,318

3.9 Шлях використання отриманої хімічної продукції

Феноли – органічні сполуки ароматичного ряду, в молекулах яких гідроксильні групи пов'язані з атомами вуглецю ароматичного кільця. Групу фенолів утворюють ароматичні, гідровміщуючі з'єднання.

Фенол (карболова кислота) являє собою безбарвні кристали, легко розчиняються у воді, що викликає труднощі використання газового конденсату як добрива. Для цього необхідно побудувати спеціальні установки для виділення з конденсату фенолів з подальшою їх переробкою в фенометнатрію.

Кам'яновугільну смолу, яка містить в якості одного з компонентів фенол, обробляють спочатку розчином лугу (утворюються феноляти), а потім – кислотою. Феноли застосовуються у виробництві синтетичних смол, пластмас, поліамідів і інших полімерів, лікарських препаратів, барвників, поверхнево-активних речовин, антиоксидантів, антисептиків, вибухових речовин. Ціна фенолів на світовому ринці знаходиться в межах 52 грн / кг, *Aversus, ChP*.

Сірководень (сірчистий водень, сульфід водню) – безбарвний газ із запахом тухлих яєць і солодкуватим смаком. Хімічна формула – H_2S . Погано розчинний у воді, добре – в етанолі. Отруйний. При великих концентраціях роз'їдає багато металів. Концентраційні межі запалення з повітрям складають 4,5 – 45% сірководню. В аналітичній хімії сірководень і сірководнева вода використовуються як реагенти для осадження важких металів, сульфідів яких дуже слабозчинні. У медицині – у складі природних і штучних сірководневих ванн, а також у складі деяких мінеральних вод. Сірководень застосовують для отримання сірчаної кислоти, елементної сірки, сульфідів. Використовують в органічному синтезі для отримання тиофена і меркаптанів.

В останні роки розглядається можливість використання сірководню, накопиченого в глибинах Чорного моря, в якості енергетичної (сірководнева енергетика) і хімічної сировини. Ціна сірководню становить 5,0 грн/кг.

Аміак – NH_3 , нітрид водню, при нормальних умовах – безбарвний газ з різким характерним запахом (запах нашатирного спирту), майже вдвічі легший за повітря, дуже отруйний.

Аміак використовується у виробництві азотних добрив, таких як сульфат амонію, сечовина, нітрат. Також аміак використовують у виробництві вибухових речовин, азотної кислоти, соди, полімерів та інших речовин. Рідкий аміак знайшов своє застосування як розчинник для великого числа органічних і неорганічних сполук і активних металів. У медицині аміак застосовується у вигляді водного розчину – нашатирний спирт.

Аміак відноситься до числа найважливіших продуктів хімічної промисловості, щорічне його світове виробництво досягає 150 млн. Тонн. В основному використовується для виробництва азотних добрив (нітрат і сульфат амонію, сечовина), вибухових речовин і полімерів, азотної кислоти, соди (по аміачним методом) та інших продуктів хімічної промисловості. Рідкий аміак використовують як розчинник. У холодильній техніці використовується як холодильного агента (R717).

На виробництво однієї тонни аміаку в Росії витрачається в середньому 1200 м³ природного газу, в Європі – 900 м³. Українські виробники споживають від 750 м³ до 1170 м³ природного газу на тонну аміаку www.ukrrudprom.ua.

У медицині 10% розчин аміаку – нашатирний спирт, застосовується при непритомних станах (для порушення дихання), для стимуляції блювоти, а також зовнішньо – невралгії, міозити, укуси комах, обробка рук хірурга. Ціна аміаку на світовому ринці становить 12 грн/кг. www.evrohimservis.ru.

Амоній сульфату (NH₄)₂SO₄ – безбарвні кристали. Отримують шляхом поглинання сірчаною кислотою NH₃, міститься в коксовому газі; нейтралізацією H₂SO₄ синтетичний NH₃; взаємодією (NH₄)₂CO₃ або сумішшю NH₃ з CO₂; як побічний продукт у виробництві капролактаму, при очистці топкових газів від SO₂ розчинами NH₃.

Амоній сульфату в основному використовують як добриво. Його також застосовують як компонент при формуванні віскози, в якості добавки до скляної шихти (для поліпшення її плавкості). При нагріванні амонію сульфату до 147 °С отримують гідросульфат NH₄HSO₄. Ціна амоній сульфату на світовому ринку становить 18 грн/кг. www.songfengsd.cn.

Амоній тіосульфат $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_3$. Безбарвні гігроскопічні кристали, добре розчинні у воді. Використовується в фіксуючих розчинах замість тіосульфату натрію. 10 – 15% -ний розчин тіосульфату амонію фіксує швидше, ніж 35 – 40% -ний розчин тіосульфат натрію.

Амоній сірноватистокиислого (тіосульфат амонію) використовується в:

- фотографії, аналітичної та органічної хімії;
- гірничорудної, текстильної та целюлозно-паперової промисловості;
- харчовій промисловості, медицині та ін.

Ціна амоній тіосульфата на світовому ринку становить 70 грн/кг. www.tjhfe.com/En/-Default.asp.

Піридинові основи – рідина від світло- до темно-коричневого кольору, має різкий неприємний запах. Основним джерелом для отримання піридину є кам'яновугільна смола. Витягуються з коксового газу і складаються з піридину (63 – 90%), піколіни (близько 7,5), хінолінів (до 12%), лутідінов (1 – 2%). Використовуються для виробництва сульфамідних препаратів, як розчинник у гумовій і лакофарбовій промисловості, при виробництві отрутохімікатів для боротьби з сільськогосподарськими шкідниками, для денатурації спирту. Сировина для приготування вітамінів. Застосовують у синтезі барвників, лікарських речовин, інсектицидів, в аналітичній хімії, як розчинник багатьох органічних і деяких неорганічних речовин, для денатуровання спирту. Ціна піридинових основ на світовому ринку становить 240 грн/кг www.chem-service.com.

Кам'яновугільна смола – чорна, в'язка рідина з сильним їдким запахом. Складна суміш більш ніж 1000 ароматичних сполук, особливо поліциклічних ароматичних вуглеводнів і гетероциклічних сполук, з яких виявлено та ідентифіковано близько 500. Кам'яновугільна смола виходить в процесі виробництва металургійного коксу. При коксуванні вугілля виділяється коксовий газ, при конденсації якого виходить кам'яновугільна смола. З кам'яновугільної смоли методом перегонки отримують бензол, толуол, нафталін, кам'яновугільні масла, інден-кумаронові смоли, оліфи, високотемпературний пек. Ціна кам'яновугільної смоли на світовому ринку складає 3,0 грн/кг.

РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА ЕКОНОМІЧНОЇ КОНЦЕПЦІЇ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ СПГВ ІЗ УРАХУВАННЯМ ГІРНИЧО- ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ ТА РЕГІОНАЛЬНИХ ПОТРЕБ У ЕНЕРГЕТИЦІ, ГОРЮЧИХ ГАЗІВ ТА ХІМІЧНИХ ПРОДУКТІВ І СИРОВИНИ

4.1 Вибір методики економічної оцінки

За своєю суттю технічне оснащення процесу видобування вугілля даного виймального стовпа та технологічне супроводження очисних робіт являє собою високобюджетний інвестиційний проект. Відповідно, для здійснення капіталовкладень необхідно всесторонньо оцінити доцільність даної ініціативи. Власник прав на видобування зазначених запасів (ДП «Львіввугілля») та сторонні зацікавлені інвестори всесторонньо провадять аналіз економічної ефективності проекту відпрацювання дільниці для інвестування коштів у реалізацію запропонованих рішень. Тому автори статті приділяють особливу увагу вибору методу економічної оцінки представленого інвестиційного проекту.

Практично всі нині наявні підходи та математичні механізми з оцінки інвестиційної привабливості проектів гірничодобувної та супутніх промисловостей базуються на методиці, що розроблена комітетом промислового розвитку ООН (UNIDO – United Nations Industrial Development Organization) ще у 70-х роках минулого століття. Вона дає можливість зібрати усю необхідну інформацію для здійснення прогнозу руху грошових коштів і, відповідно, оцінити проект з використанням кількісних показників. Згідно даної методики можна здійснити попереднє та повне техніко-економічне обґрунтування фінансових ініціатив і встановити ризики щодо їх практичної реалізації.

Проблема оперативної оцінки інвестиційних проектів не втрачає своєї актуальності, оскільки існує зацікавленість в інвестуванні в українські промислові підприємства з боку вітчизняних і закордонних інвесторів. Використання міжнародних стандартів у даній ситуації є найбільш аргументованим доводом при вирішенні доцільності фінансових впливань з боку бізнесових структур.

Нині методика, запропонована комітетом промислового розвитку ООН, є однією з найбільш вірогідних і доречних. Іншим позитивним елементом її застосування є той факт, що Комітет займається розробкою стратегій розвитку багатьох країн.

Критерії оцінки інвестиційних проектів на базі рекомендованих стандартів UNIDO є предметом постійного дослідження й аналізу науковців, оскільки методика, незважаючи на свій досить універсальний характер, має спірні аспекти щодо обчислення деяких параметрів, пов'язаних з оцінкою грошових потоків. Процес приведення майбутньої вартості грошей до їх поточної (наявної) вартості називається дисконтуванням. Він дозволяє визначити обсяги нинішніх інвестувань, щоб отримати прибуток у майбутньому. Практично йдеться мова про визначення поточної вартості необхідних капіталовкладень. Такий розрахунок доречно здійснити за допомогою коефіцієнта дисконтування:

$$E = \frac{1}{(1+r)^t} \quad E = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (1)$$

де r – вартість капіталу, залученого до інвестиційного проекту (ставка дисконту); t – тривалість реалізації проекту.

Детальний опис методики наведено у працях. Автори цих робіт проводять оцінку ефективності інвестицій ґрунтуючись на наступні основні показники.

Дисконтований період окупності (DPB Discounted Pay-Back Period) – даний показник дає можливість визначити період окупності інвестиційного проекту, тобто рік (місяць, день), з якого проект починає приносити власникам прибуток:

$$DPB = \min \left(\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \right) \geq \left(\sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+r)^t} \right), \quad (4.1)$$

де CF – чистий грошовий потік за рік, t ; IC – сума капіталовкладень у проект за t років; r – вартість капіталу, залученого до інвестиційного проекту (ставка дисконту); t – тривалість реалізації проекту.

Чиста наявна вартість (NPV Net Present Value) – визначає ймовірну

очікувану суму грошових коштів, яку принесе підприємству чи власнику реалізація проекту:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4.2)$$

Якщо ж обчислення чистої наявної вартості проекту здійснюється частіше ніж раз на рік, тоді застосовується формула:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{\left(1 + \frac{r}{m}\right)^t}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{\left(1 + \frac{r}{m}\right)^t}$$

у даному випадку m – кількість місяців, а t – порядковий номер місяця.

Розрахунок NPV має дискусійний характер, оскільки інвестиційний проект може приносити як додатні, так і від'ємні грошові потоки, особливо на перших етапах реалізації проекту. Тому Шеметєв О.О. пропонує при ситуаціях коли грошові потоки є від'ємними, використовувати іншу залежність для визначення цього параметра:

$$NPV = \sum_{t=0}^n CF_t \left(1 + \frac{r}{m}\right)^t \quad (4.3)$$

При використанні формул (1) і (2) за умови від'ємних грошових потоків фактично отриманий результат являє собою «ефект викривлення» величини інвестиційного проекту. Відповідно, застосовуючи таким чином розрахунки, практично провадиться штучне завищення вартості проекту. Кінцевий результат може суттєво відрізнятись від реальних значень показників економічної ефективності ініціативи. Саме тому за умови від'ємних грошових потоків у роботі застосовано математичні підходи розрахунку NPV, запропоновані О.О. Шеметєвим, і для оцінки запропонованих технологічних рішень використовувалася формула (3).

Вибір доцільного варіанта інвестиційного проекту визначається

величиною показника NPV (який часто називають ще запасом фінансової стійкості). Для прийняття рішення про інвестування достатньою умовою є дотримання нерівності $NPV > 0$. Проте таке твердження стосується в основному комерційних проектів, оскільки їх першочерговим завданням є отримання максимального прибутку. При оцінці інших проектів до аналізу також можуть прийматися інші пріоритети (екологія, соціальна політика тощо).

Наступним показником, який характеризує економічну ефективність інвестиційного проекту, є внутрішня норма рентабельності (IRR internalrateofreturn). Цей показник визначає максимальну вартість залученого капіталу, при якій інвестиційний проект вважається доцільним. Показник розраховується як значення ставки дисконтування, при якій $NPV = 0$. Як правило, значення ставки дисконтування знаходять за допомогою графічного методу (функція залежності NPV від ставки дисконтування) або за допомогою спеціального програмного забезпечення.

$$\sum_{t=1}^T \frac{CF}{(1 + IRR)^t} = INV$$

де INV – величина інвестицій.

Також інформативним показником є індекс прибутковості проекту (Profitability Index). Він є відносним показником, котрий показує відношення приведеної вартості грошових потоків до вартості інвестицій. Інвестиції можуть враховуватися на початок періоду реалізації проекту, якщо це класичний варіант інвестування, або з поправкою на дисконтування, якщо інвестиції носять поточний характер протягом усього часу реалізації проекту. Даний показник є досить зручним при виборі одного проекту з низки альтернативних:

$$PI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{I}$$

де: I – початкова сума інвестиції (за умови застосування класичного інвестування).

Маючи в розпорядженні низку показників, які запропоновані Комітетом

промислового розвитку ООН, слід враховувати переваги і недоліки використання кожного з цих показників.

4.2 Поверхневий комплекс станції СПГВ

Перевірка рекомендацій щодо технологічного виконання із підземної газифікації вугілля використовувалося для забалансових запасів вугілля діляниць шахтних полів для умов шахт ДП «Львіввугілля» та компанії ДТЕК.

Для проведення спорудження поверхневого комплексу передбачається відвід земель під розміщення станції СПГВ.

Поверхневий комплекс для відпрацювання технології газифікації включає мінімум будівель, споруд і комунікацій. Будівлі і споруди в основному інвентарного і пересувного типу. Поверхневий комплекс включає 16 найменованих будівель і споруд (Рис. 4.1).

Територія промислової площадки планується і упорядковується. Родючий шар підшви знімається і складається для подальшої рекультивації земель. Водовідвід здійснюється по спланованій території канавам в пониженій місця рельєфу.

Розміщення проєктованих об'єктів виконується з дотриманням санітарних і протипожежних вимог.

Після закінчення робіт по підземній газифікації вугільного пласта і проведення аналізу експлуатації підземного газогенератора і поверхневого комплексу, здійснюється підготовка наступної ділянки з вторинним використанням компресорного господарства, комплексу очистки і переробки продуктів СПГВ і т.д.

При необхідності частина капітальних споруд (компресорна, резервуари, автодорога і лінії електропередач) можуть використовуватися землевласником для власних потреб. Фактичний відвід земель складає 1,5 гектара на тимчасове використання.

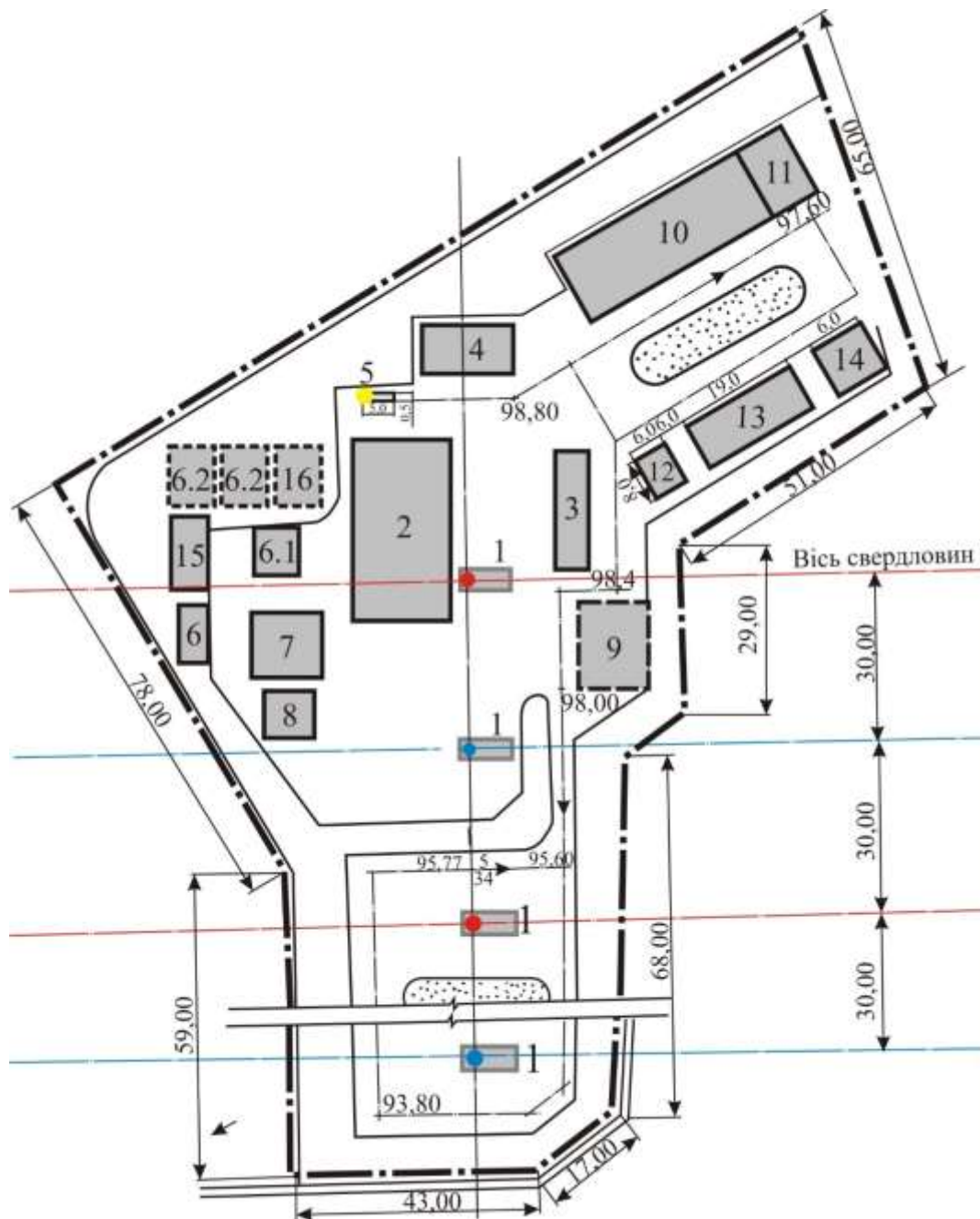


Рисунок 4.1 – Розташування споруд на поверхневому комплексі СПГВ:
 1 – свердловина з установкою для переміщення довгомірних труб, 2 – адміністративно побутовий комплекс, 3 – блок підготовки газових сумішей, 4 – установка обезжирювання газу, 5 – димова труба, факел, 6 – вузол водопостачання, 6.1 – насосна, 6.2 – резервуари, 7 – котельня, парогенераторна, 8 – склад закладного матеріалу, 9 – газонакопичувачі (ресивери), 10 – компресорна, 11 – високовольтна комірка (РУ-6кВ), 12 – трансформаторна підстанція (ТП 6/0,4кВ), 13 – хімічна лабораторія, 14 – побутові приміщення, 15 – матеріальний склад, 16 – резервуар дистиллятор

4.3 Вибір ділянок для відпрацювання технологією СПГВ

Попередній вибір ділянок до свердловинної підземної газифікації виконувався по 10 вугільних пластах з урахуванням критеріїв придатності до підземної газифікації. Вугленосність вугільних пластів відноситься до нижньокам'яновугільного відкладення свити S_1 . Вугільні пласти – залягають під кутом 3-12° на північний схід.

В подальшому необхідно детально вивчити родовище, підземна розробка яких традиційним способом неефективна і недоцільна, а також ділянки вугільних пластів (балансові і забалансові запаси) залишені після експлуатації шахт і які по критеріям можуть бути придатні до СПГВ.

Нижче приводиться характеристика чотирьох вибраних ділянок.

Спосіб розкриття і підготовки газогенератора прийнятий по безшахтній технології (крім Межирічанської ділянки), шляхом буріння з поверхні землі вертикально-похило горизонтальних свердловин. Переміщення дуттєвих насадок здійснюється за допомогою гнучких довгомірних труб.

Газифікація вугілля передбачається по схемі з прямоочною термопідготовкою вугілля і періодичним реверсуванням дуттєвого потоку. Утворення початкового каналу газифікації здійснюється бінарними зарядами через дуттєву вертикально-похило-горизонтальну свердловину.

Ділянка № 1. Дана ділянка розташована в бремсберговій частині західного поля шахти «Павлоградська» яка знаходиться в Павлоградському районі Дніпропетровської області, примикає до північно-східного схилу Українського кристалічного масиву і тягнеться уздовж південно-західного борта Дніпровсько-Донецької впадини, де на відстані 8,0 км знаходиться м. Павлоград. Неподалік проходить автострада Донецьк-Київ і залізниця Павлоград-Лозова і Павлоград-Красноармійськ.

Ділянка має розміри: по простяганню – 1500 м, по падінню – 1400 м. Площа ділянки – 2 100 000 м². Ділянка на півночі обмежена Південно-Терновським скидом № 11 (Н – 30-103 м, 58-68°). На заході ділянка граничить з полем шахти «Благодатна» (Рис. 4.2).

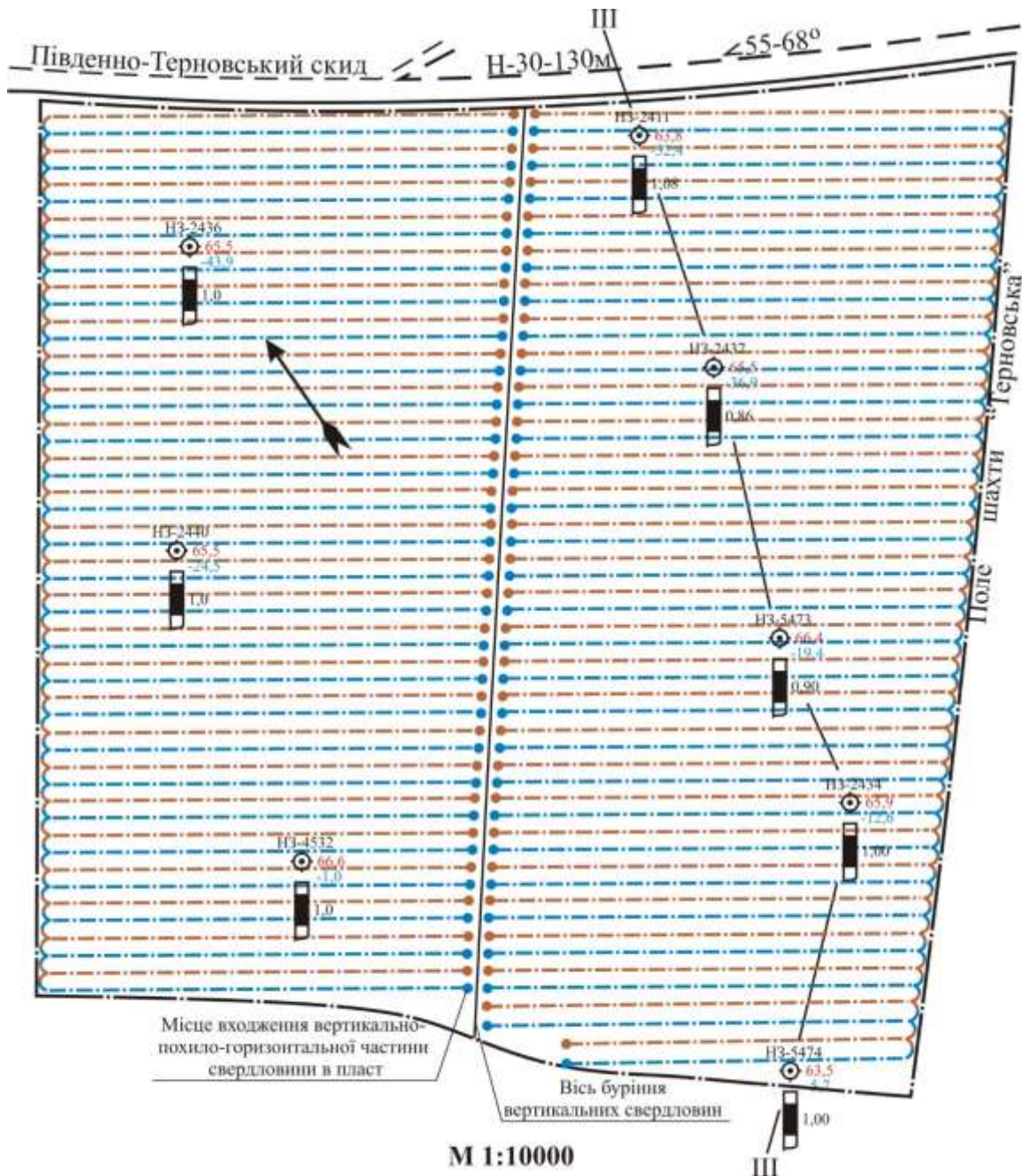


Рисунок 4.2 – План ділянки шахти «Павлоградська»

В межах шахтного поля залягають до 50 вугільних пластів, з яких лише 9 досягають робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). Вугілля відноситься до марок Д; Д_г; Д_{дг}. З цих пластів для СПГВ підійде, по одному з основних критеріїв потужності, пласт с₅.

Пласт с₅ простої будови, по потужності витриманий, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом $3-4^{\circ}$, що збільшується у зоні тектонічних порушень до $5-8^{\circ}$.

Якісна характеристика вугілля приведена в звідній таблиці. 4.1. З таблиці видно, що вугілля середньо зольне, середньо сірчане. Теплота згорання горючого палива змінюється в межах 24,5-25,7 МДж/кг, при середньому значенні 24,9 МДж /кг. Нижча теплота згорання 19,1 МДж /кг.

Основною покрівлею і подошвою пласта служать кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів аргіліту, алевроліту та пісковіку.

Безпосередня покрівля пласта представлена переважно алевролітом і аргілітом. Основна покрівля очікується середньо обрушувана (A_2).

Шар алевроліту типу «кучерявчик» потужністю 0,6-1,0 м. Середньо стійкий. Аргіліт вгорі шару (0,8-1,0 м) типу «кучерявчик», нижче по шару щільніший. Середньо стійкий, а при обводненні нестійкий.

Водоносний горизонт тріщинуватого типу. Величина напору змінюється від 58 м до 165 м. Питомий дебіт коливається від 0,0012 до 0,089 л/с, K_f – 0,0037-1,36 м/доб.

Враховуючи, що по підняттю природних екранів немає, можна очікувати водопріплив 3 м³/г. Надходження води походитиме з вищерозміщеного пісковіку, а також з самого пласта.

Ділянка № 2. Дана ділянка розташована на полі шахти ім. М.І. Сташкова, яке знаходиться в східній частині Павлоградського геолого-промислового району на відстані 30 км від м. Павлограду і в 20 км від р. Першотравенська. Шахтне поле шахти ім. Н.І. Сташкова характеризується сильною тектонічною порушеністю, особливо західне крило шахтного поля. Відпрацювання ряду ділянок біля західної технічної межі не вівся. У зв'язку з цим значний інтерес викликають ділянки пласта c_5 , розташовані по падінню вище повздовжнього скиду А і обмежені по простяганню і підняттю скидами № 5 і № 3 амплітудою до 20 м.

Ділянка має розміри: по простяганню – 1200 м, по падінню – 350 м. Площа ділянки – 420000 м². Ділянка обмежена на півночі скидом А, на півдні – скидом № 3 (Н – 0-20 м), на заході – Богдановським скидом (Н – 100 м), на сході – скидом № 5 (Н – 0-10 м) (Рис. 4.3).

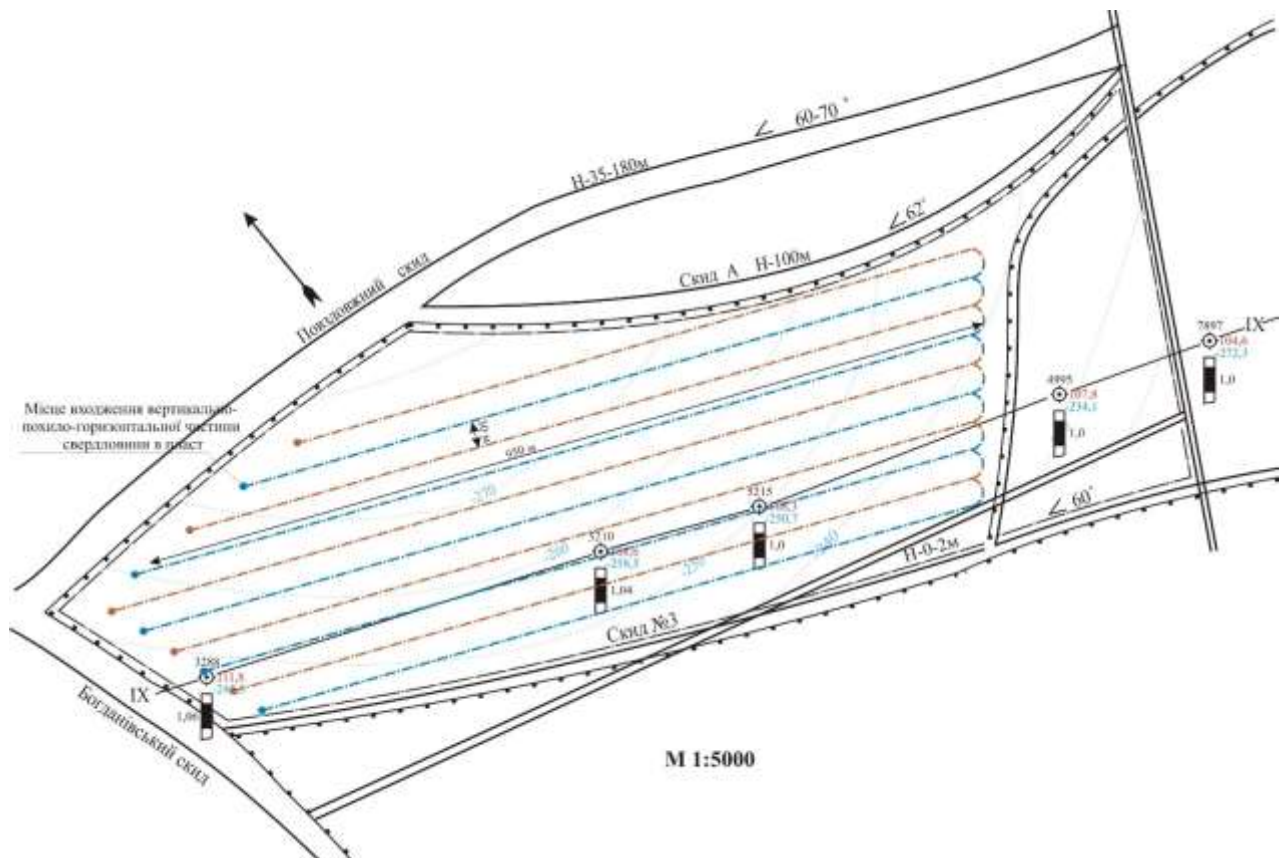


Рисунок 4.3 – План ділянки шахти ім. М.І. Сташкова

У межах площі марка вугілля $D_{ГК}$ і $Г_{К}$. Вугленосна товща містить два вугільні пласти робочої потужності ($m - 5,0,45$ м). Для підземної газифікації по одному з основних критеріїв, потужності пласта, підходить пласт c_5 .

Глибина залягання пласта c_5 змінюється від 340 м до 390 м. Потужність пласта в середньому 1,05 м і коливається в межах від 0,9-1,14 м.

Пласт простої будови, залягання спокійне, витримане, кут падіння 3-5°. Якісна характеристика вугілля приведена в табл. 4.1 З таблиці видно, що вугілля малозольне, середньо сірчане.

Теплота згорання горючого палива змінюється в межах від 24,7 до 26,4 МДж/кг при середньому значенні 25,4 МДж/кг. Нижча теплота згорання 18,1-18,8 МДж/кг. Запаси по пласту c_5 в межах досліджуваної ділянки оцінюються в 540 000 т.

Основною покрівлею і подошвою пласта служать кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, що представлені чергуванням шарів аргіліту, алевроліту і пісковіку.

Породи безпосередньої покрівлі представлені аргілітом потужністю 4,0 м, вище алевролітом – 12,5 м, аргілітом – 9,0 м з прошарками пісковіку – 2,0 м. Вище по розрізу чергуються пісковик і піскуватий алевроліт.

Аргіліт і алевроліт оберігатимуть вогняний вибій від попадання статичних вод, що знаходяться в пісковіку. Безпосередньо у підшві залягає аргіліт потужність 2,0 м і алевроліт – 2,5 м типу «кучерявчик». Породи безпосередньої і основної покрівлі слабо тріщинуваті, горизонтально шаруваті, що в значній мірі сприяє їх обваленню. Породи безпосередньої покрівлі від слабо стійких до середньо стійких. Основна покрівля легко обрушувана. Пісковики, враховуючи незначність прогину між робочими свердловинами, поводитимуться як середньо – і важко обрушувані. Газопроникність вуглевміщуючих порід незначна. Пісковик слабо проникний (0,1 мілідарсі), алевроліт і аргіліт непроникні.

Вугілля в пласті тріщинувате, в якому простежується дві системи кліважних тріщин, простягання яких практично співпадає з простяганням пласта. Вугілля проникне, коефіцієнт водопровідності у вугільному пласті $K_T = 25,61 \text{ м}^2/\text{доб}$. При площі вигорання, що дозволяє посадку основної кривлі, у вигазований простір можливий приплив води в межах $3 \text{ м}^3/\text{г}$.

Гідрогеологічні умови ділянки відносно сприятливі. Ділянка ізольована з усіх боків тектонічними порушеннями від гідравлічного зв'язку з вище розміщеними водоносними горизонтами. Натиск (Н) змінюється в межах від 49,35 до 71,90 м. Коефіцієнт фільтрації $K_\phi = 0,0045-0,914 \text{ м}/\text{доб}$. Коефіцієнт водопровідності $K_m = 5,28-13,30 \text{ м}^2/\text{доб}$. Враховуючи, що пісковик обмежений тектонічними порушеннями, в пісковиках покрівлі містяться тільки незначні запаси статичних вод. Обводнення вугільного пласта відбуватиметься за рахунок запасів води, що знаходяться самому пласті.

Ділянка 3. Ділянка розташованій в східному крилі бремсбергової частини поля шахти «Терновська» в Павлоградському районі. Поблизу шахти знаходяться населені пункти Благодатне і Тернівка, а 13 км на південний захід – м. Павлоград. Розміри ділянки: по простягання – 1150 м, по падінню – 1500 м. Площі ділянки – 1700000 м (Рис. 4.4).

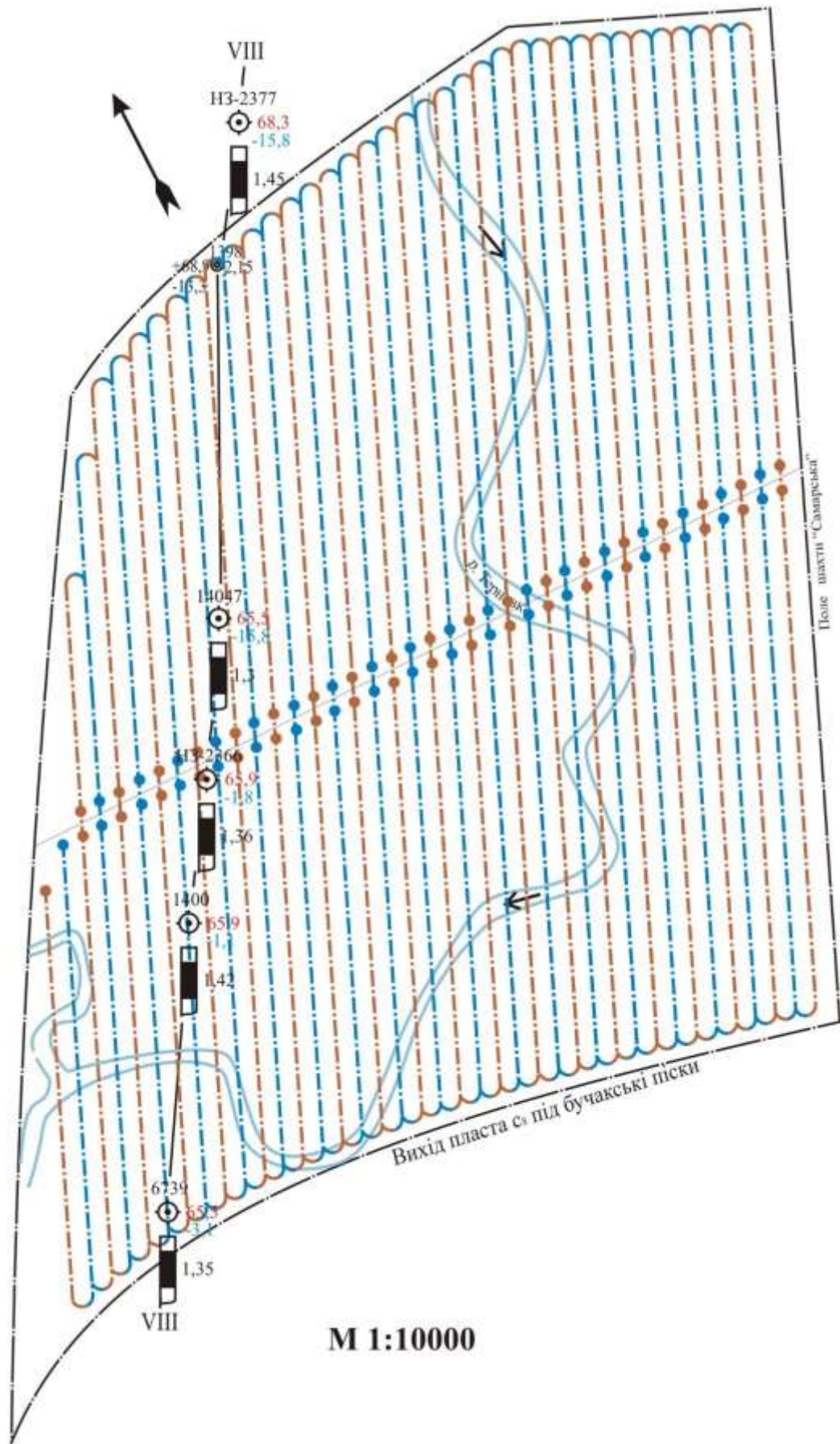


Рисунок 4.4 – План ділянки шахти «Терновська»

В межах оцінюваної площі вугілля марки $D_{гк}$. Вугленосна товща містить 9 пластів робочої потужності ($m = 0,45$ м). З цих пластів, по одному з основних критеріїв, підходить для СПГВ пласт c_8 .

Глибина залягання пласта c_8 змінюється від 65,0 м до 85,0 м. Потужність в середньому 1,50 м. Залягання порід спокійне, витримане. Будова пласта складна, потужність прошарку в середині пласта 0,1-0,2 м. Падіння пласта на північ та північний схід під кутом 3-5°.

Якісна характеристика вугілля приведена в табл. 4.1. З таблиці видно, що вугілля малозольне, середньо сірчане. Теплота згорання змінюється в межах 22,9-25,6 МДж/кг, середнє значення – 23,8 МДж/кг. Нижча теплота згорання – 18,2 МДж/кг. Безпосередньою покрівлею пласта c_8 служить масивний аргіліт, слабослюдистий, розбитий рідкісними тріщинами. Аргіліт має грудкувату текстуру із залишками рослинності. Схильний до обвалення та осипання. Алевроліт слабослюдистий, горизонтально-шаруватий, потужність від 3,0 до 15,5 м. Розбитий тріщинами.

Основна покрівля переважно складена алевролітом та пісковиком. Породи середньої стійкості. Умови відробітку складні унаслідок близькості Бучакського водоносного горизонту. У безпосередній покрівлі переважає однорідний аргіліт ($m = 1,0-17,0$ м), у верхній частині (0,6-1,0 м) грудкуватої текстури типу «кучерявчик».

Породи основної і безпосередньої покрівлі характеризуються слабкою стійкістю і схильністю до розмокання при зволоженні. Проникність порід менша проникності вугілля. Запаси по пласту в межах ділянки складають 3100000 т. Найбільш обводнює товщу карбону зона вивітрювання а також ділянки виходу вугільних пластів і пісковиків під піски Бучакської свити. Висота натиску – 54 м. Питомий дебіт – 0,0036-0,073 л/с, $K_f = 0,0056-1,72$ м/доб.

У обводненні пласта беруть участь Бучакські піски. Зважаючи на невелику глибину залягання пласта, водоприплив можна очікувати в межах 25-30 м³/г.

Ділянка № 4. Ділянка розташованій на полі шахти «Ювілейна» в Павлоградсько-Петропавлівському районі Західного Донбасу. У безпосередній близькості розташований населений пункт Першотравенськ, селище Петропавлівка розташоване на відстані 12 км.

Ділянка № 10 розташована в ухильному полі шахти. Обмежений скидами: на півночі – Повздовжним № 3 ($H - 6-10 \text{ м} < 70^\circ$), на півдні – Повздовжним ($H - 40-125 \text{ м} < 60-70^\circ$). Ділянка має розміри: по простяганню – 2000 м, по падінню – 300 м. Площа ділянки – 600000 м² (Рис. 4.5).

В межах оцінюваної площі марка вугілля Д_{гк}.0972691273 Вугленосна товща містить 10 пластів робочої потужності ($m - 0,45 \text{ м}$). З них по одному з основних критеріїв – потужності пласта, підходить для СПГВ пласт с₆.

Глибина залягання пласта змінюється від 250 до 280 м. Потужність коливається в межах від 0,85 м до 1,20 м, при середньому значенні 0,90 м.

Пласт простої будови, залягання порід спокійне, витримане. Падіння пласта на північ та північний схід під кутом 3-5°. Якісна характеристика вугілля приведена в табл. 4.1.

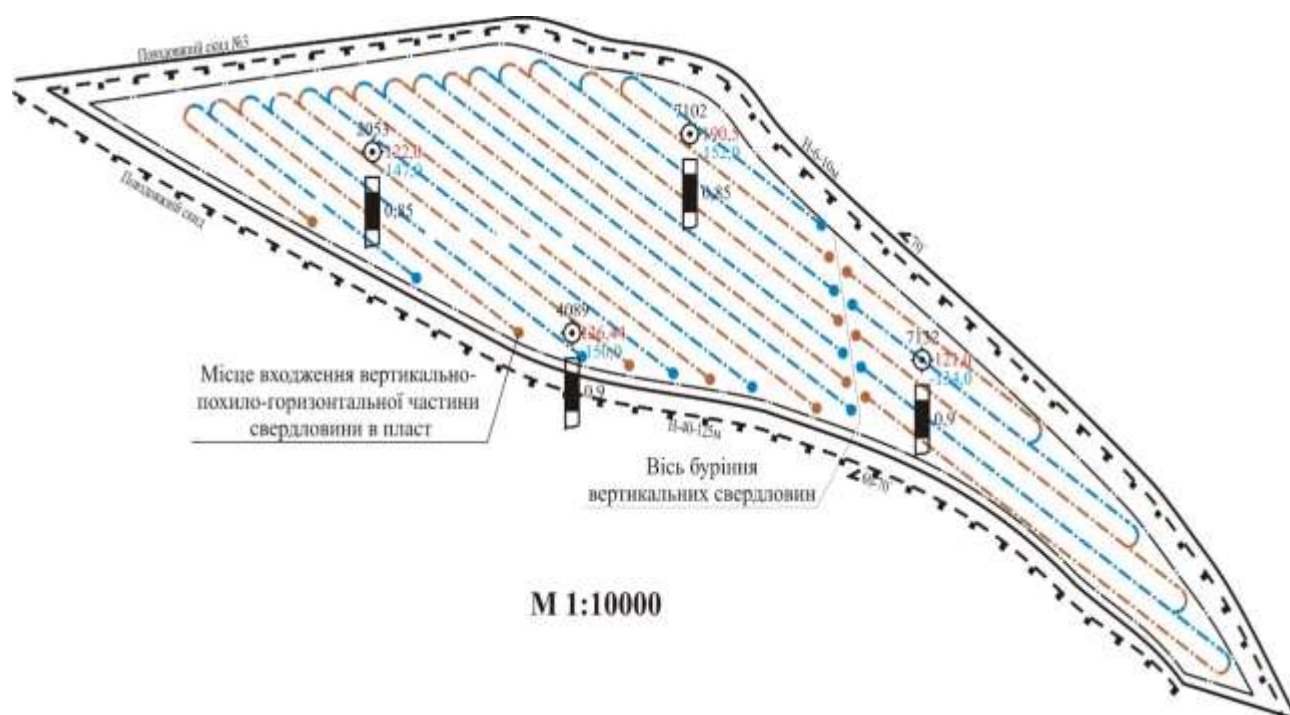


Рисунок 4.5 – План ділянки шахти «Ювілейна»

З табл. 4.1 видно, що вугілля середньо зольне, середньо сірчане. Теплота згорання змінюється в межах 22,3-25,4 МДж/кг, при середньому значенні – 23,1 МДж/кг. Нижча теплота згорання палива – 17,7 МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею пласта є аргіліт (60%), рідше – алевроліт (40%). Аргіліт темно-сірий, потужність змінюється від 1,20 м до 17,0 м. Малостійкий. У зонах підвищеної тріщинуватості (8-10 тр/п.м). Алевроліт сірий, перешаровується з пісковиком. Потужність 0,75-1,1,0 м, малостійкий, в зонах підвищеної тріщинуватості – нестійкий.

Безпосередня підшва представлена алевролітом (70 %), аргілітом (30 %), пісковиком (1%). Алевроліт сірий, слюдяний із залишками флори типу «кучерявчик». Потужність коливається від 0,35 м до 15,0 м. Схильний до розмокання і спучення. Підшва середньої стійкості, при зволоженні нестійка.

Основна покрівля представлена темно-сірим аргілітом із залишками флори у верхній частині. потужність коливається від 0,5 до 12,0 м. Розмокає, схильна до інтенсивного спучення, нестійка. Водоносність залежить від ступеня тріщинуватості.

Водоносний горизонт тріщинуватого типу. Дебіт свердловин, що розкривають кам'яновугільні горизонти, при максимальних пониженнях 3,6-79,5 м змінюються від 0,052 до 1,8 л/с, а питомий дебіт 0,0013 – 0,178 л/с.

Ділянка екранована від вище розташованих водоносних горизонтів. Очікуваний приплив води може скласти 3 м³/г.

Запаси по пласту в межах ділянки складають 1 200 000 т.

Ділянка «Межирічанська». Шахта «Межирічанська» знаходиться поблизу села Межиріччя Львівської області, біля автомагістралі Львів – Володимир – Волинський. Шахта здана в експлуатацію у вересні 1969р., з проектною потужністю 750 тис.т. вугілля в рік.

Шахта має розміри: по простяганню – 5600 м, по падінню – 2500 м.

В геологічній будові шахтного поля переважають поклади: мезозой і кайнозой. Продуктивність покладу представлені конструктивним ярусом кам'яного вугільного періоду. Залягання пластів полого з кутом падіння від 0

до 5о. Падіння пластів полого з Пд. Сх. на Пн. Зх. Основні робочі пласти: п8 “Межирічанський”, п7в “Західно - Бузький”, п7н “Сокальський”.

Пласт п7н “Сокальський” має загальне розповсюдження за винятком Пд. Зх. частини шахтного поля, де він розмитий. Залягання пласта від поверхні 430м. Робоча потужність коливається від 0,5 до 1,7м. Безпосередня покрівля – глинистий сланець, потужністю 3-8м і підшва піщаний сланець, потужністю 2-3м. Якісна характеристика вугілля приведена в табл. 4.1.

З таблиці видно, що вугілля малозольне, середньо сірчане. Теплота згорання змінюється в межах 23,3-24,9 МДж/кг, середнє значення – 24,1 МДж/кг. Нижча теплота згорання – 18,2 МДж/кг.

Для дослідження була вибрана ділянка з неробочою потужністю вугільного пласта п7н “Сокальський” з розмірами 1050×900 м, що знаходиться у центральній частині шахти (Рис. 4.6).

Породи основної і безпосередньої покрівлі характеризуються слабкою стійкістю і схильністю до розмокання при зволоженні. Проникність порід менша проникності вугілля. Запаси по пласту в межах ділянки складають 700000 т.

Базуючись на аналізі фактичного матеріалу по газифікації вугілля на станціях «Підземгаз» та проведених досліджень на експериментальній стендовій установці, описанні вище вугільні пласти задовольняють критерії щодо придатності вугілля до свердловинної підземної газифікації на вибраних ділянках. Геометрична характеристика ділянок приведена в таблиці 4.2

Проте найбільш сприятливими гірничо-геологічними чинниками, що забезпечують ефективність проведення процесу підземної газифікації вугільного пласта, являється ділянка шахти ім. М.І. Сташкова (рис. 4.3). Вугільний пласт с₅, обмежений з усіх боків тектонічними порушеннями, надійно захищений від водоносного Бучакського горизонту потужною водонепроникною покрівлею. У цих умовах очікуваний водоприплив в підземний газогенератор складе 3-4 м³/г. Тому проведення перших польових досліджень пропонується саме на цій ділянці.

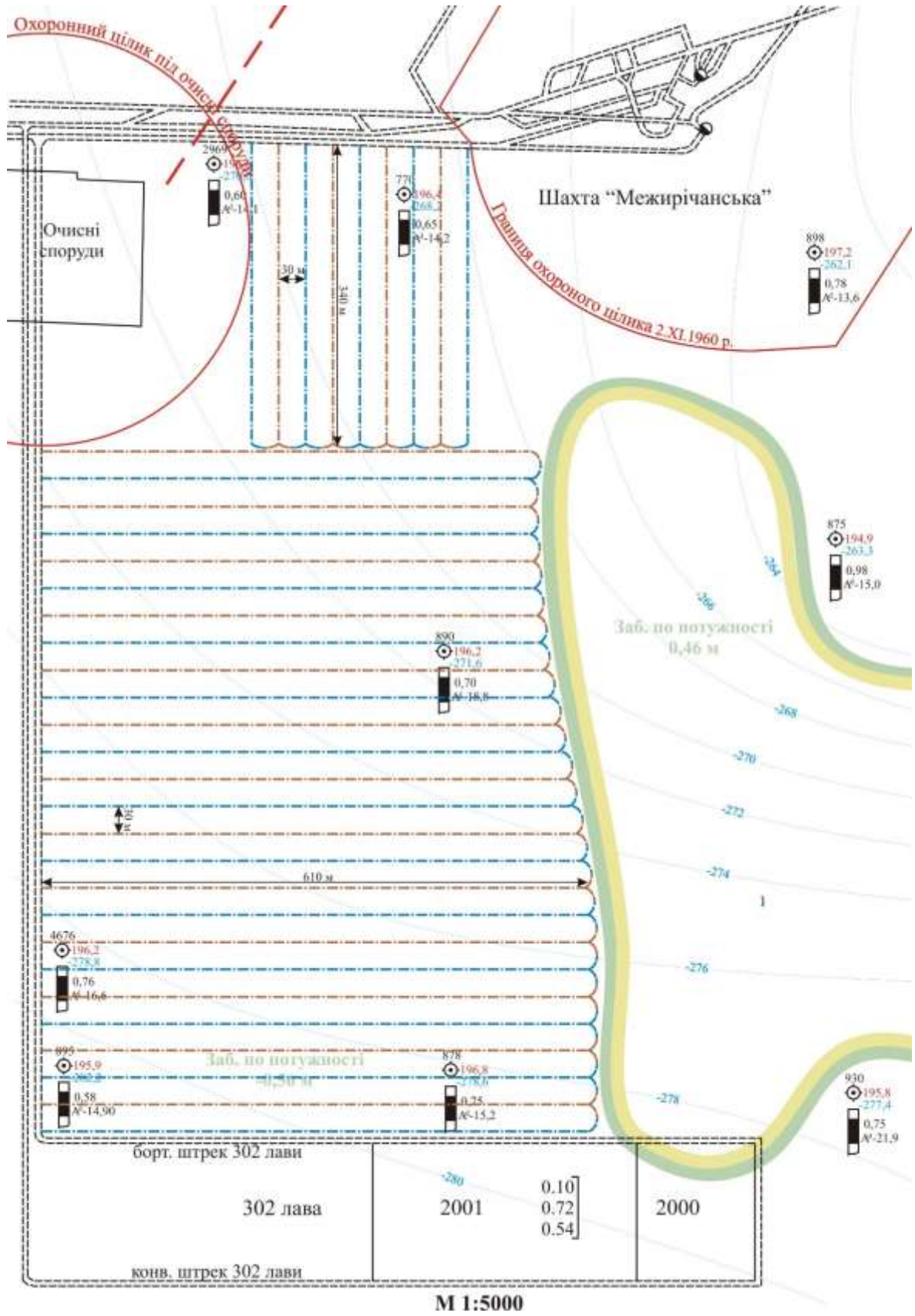


Рис. 4.6 – План ділянки шахти «Межирічанська»

4.4 Загальна економічна оцінка

Важливим аспектом встановлення ефективності інвестиційної привабливості є створення власних моделей чи використання наявних аналітичних механізмів економічної оцінки інвестиційних проектів на усіх етапах ведення гірничодобувних робіт від введення у експлуатацію до виведення їх із роботи.

Використовуючи математичні підходи наведені у пункті 4.1., було проведено економічну оцінку щодо відпрацювання вибраних ділянок шахтних полів. Результати даних досліджень наведено у табл. 4.3.

Економічні розрахунки хімічного комплексу підземної газифікації вугілля, тобто розрахунки, пов'язані з витратами і економічною ефективністю переробки так званих побічних продуктів ПГВ, пов'язані із значними труднощами, пояснюється відсутністю на даний момент конкретних детально опрацьованих технологій переробки та отримання з газу ПГВ певних хімічних продуктів. Крім того, в даний час мають місце значні коливання як в розцінках на окремі хімічні продукти, так і в собівартості різних технологічних процесів, що пов'язані з отриманням товарної продукції.

Найбільш підходящим для порівняння з технологією свердловинною підземною газифікацією вугілля є метод переробки вугілля коксуванням. Досвід розвитку технології коксування вугілля, використання отриманих при цьому хімічних продуктів можуть служити базою для створення технології хімічних виробництв на основі підземної газифікації вугілля. Крім цього велику увагу заслуговують попутні продукти.

Вартість реалізованої товарної продукції складається з двох частин:

- вартості виробленого і відпущеного споживачеві газу;
- вартості теплової енергії, отриманої за рахунок утилізації тепла вихідних газів і реалізованої продукції промисловим підприємствам і житлово-побутовим комплексам.

Крім того, необхідно врахувати прибуток від реалізації хімічних продуктів (конденсат СПГВ).

Таблиця 4.1

Якісна характеристика вугілля

Найменування ділянки	Пласт	Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса т/м ³	Теплота згорання, МДж/кг
		W _{заг}	A _c	S _r	V _r	C _r	H _r	(O+N) _r		мін.–макс. середня
2	c ₅	<u>1,8–6,0</u> 3,9	<u>1,6–19,6</u> 10,6	<u>0,6–3,8</u> 2,2	<u>31,0–49,3</u> 40,2	<u>80,0–81,2</u> 80,6	<u>5,3–5,84</u> 5,57	<u>10,2–13,1</u> 11,65	1,22	<u>24,5–25,7</u> 25,1
4	c ₅	<u>0,3–6,9</u> 3,6	<u>10–12</u> 11	<u>0,6–3,5</u> 2,05	<u>36,2–50,6</u> 43,4	<u>78,0–86,4</u> 82,2	<u>5,2–5,8</u> 5,5	<u>10,7–13</u> 11,85	1,24	<u>24,4–25,9</u> 25,2
9	c ₈	<u>1,3–4,5</u> 2,9	<u>2,8–35,5</u> 19,5	<u>0,75–3,9</u> 2,3	<u>36,7–42,8</u> 39,8	<u>73,5–82,6</u> 78,1	<u>7,9–8,1</u> 8,0	<u>11,9–12,78</u> 12,3	1,23	<u>22,9–25,6</u> 24,3
10	c ₄ ^H	<u>0,4–3,7</u> 2,0	<u>2,0–26,9</u> 14,45	<u>0,8–4,9</u> 2,85	<u>36,0–47,7</u> 41,9	<u>81,4–83,8</u> 82,6	<u>4,8–6,0</u> 5,4	<u>7,7–12,5</u> 10,1	1,24	<u>22,3–25,4</u> 23,9
Межирічанська	n ₇ ^H	<u>0,6–6,2</u> 3,4	<u>8,2–21,4</u> 14,8	<u>0,9–3,7</u> 2,3	<u>33,2–48,4</u> 40,8	<u>74,2–80,3</u> 77,3	<u>5,1–6,3</u> 5,7	<u>9,4–12,9</u> 11,15	1,22	<u>23,3–24,9</u> 24,1

Таблиця 4.2

Геометрична характеристика ділянок

	Шахти «Павлоградська»	Шахти ім. М.І. Сташкова	Шахти «Терновська»	Шахти «Ювілейна»	Шахти «Межирічанська»
Довжина L, м	1500	1200	1150	2000	1100
Ширина V, м	1400	350	1500	300	600
Площа S, м²	2100000	420000	1725000	600000	660000
Глибина залягання h, м	67-109	340-390	65-85	250-280	398-477
Довжина газо- генераторів l_{гг}, м	510-750	730-950	360-790	300-850	340-625
Кількість газо- генераторів n_{гг}	106	9	74	19	33
Потужність пласта m, м	1,0	1,02	1,4	0,88	0,7
Площа вигазування S_в, м²	2000000	250000	1550000	480000	400000

Таблиця 4.3

Економічна оцінка запропонованих заходів

Найменування ділянки		Шахти «Павлоградська»		Шахти ім. М.І. Сташкова		Шахти «Терновська»		Шахти «Ювілейна»		Шахти «Межирічанська»		
Площа вигазовування S_v, m^2		2 000 000		250 000		1 550 000		480 000		400 000		
Вигазовано вугілля, т		2 440 000		316 200		1 982 760		523 776		341 600		
Отримання генераторного газу, тис.м ³	з урахуванням втрат, тис.м ³	5 856 000	4 392 000	758 880	569 160	4 758 624	3 568 968	1 257 062	942 796	819 840	614 880	
Середній вміст генераторного газу, тис.м ³	CH ₄	468 480	351 360	60 710	45 533	380 690	285 517	100 565	75 424	65 587	49 190	
	CO	936 960	702 720	121 421	91 066	761 380	571 035	201 130	150 847	131 174	98 381	
	H ₂	1 873 920	1 405 440	242 842	182 131	1 522 760	1 142 070	402 260	301 695	262 349	196 762	
	Balast	2 576 640	1 932 480	333 907	250 430	2 093 795	1 570 346	553 107	414 831	360 730	270 547	
Середня теплота згорання генераторного газу, МДж/м ³		8,2										
Вартість 1 МДж енергії, грн		0,08										
Вартість реалізації енергії, грн		2 881 152 000		373 368 960		2 341 243 008		618 474 701		403 361 280		
Вихід хім.прод. за час експлуатації ділянки, кг	Смола	2 600	158 600	412 360 000	20 553	53 437 800	128 879	335 086 440	34 045	88 518 144	22 204	57 730 400
	Бензол	50 000	95 160	666 120 000	12 332	86 322 600	77 328	541 293 480	20 427	142 990 848	13 322	93 256 800
	Аміак	3 000	241 560	724 680 000	31 304	93 911 400	196 293	588 879 720	51 854	155 561 472	33 818	101 455 200
	Сірка	2 800	29 280	81 984 000	3 794	10 624 320	23 793	66 620 736	6 285	17 598 874	4 099	11 477 760
	Феноли	26 000	18 300	475 800 000	2 372	61 659 000	14 871	386 638 200	3 928	102 136 320	2 562	66 612 000
Амоній	35 000	34 160	1 195 600 000	4 427	154 938 000	27 759	971 552 400	7 333	256 650 240	4 782	167 384 000	
Вихід хімічних продуктів, кг	Вартість реалізації хім. прод. грн	577 060	3 556 544 000	70 399	460893 120	468 923	2 890 070 976	123 873	763 455 898	73 517	497916 160	
Всього, грн		6 437 696 000		834 262 080		5 231 313 984		1 381 930 598		901 277 440		

Економічний ефект ПГВ складається з наступних факторів:

- економії палива;
- скорочення капітальних і експлуатаційних витрат на видобуток палива;
- скорочення транспортних витрат на передачу палива споживачам і вивіз золи при виробництві та використанні палива;
- економії експлуатаційних витрат у споживача на підготовку палива до спалювання;

Переведення ТЕС для вироблення – електроенергії та тепла з твердого палива на газоподібне дає зниження трудомісткості приблизно на 20% або на 0,26 чол. на 1000 кВт потужності.

Таким чином, процес свердловинної підземної газифікації вугілля веде до ряду соціальних, економічних та екологічних переваг в порівнянні з шахтною розробкою:

- дозволяє реалізувати ідею безлюдної виїмки вугілля;
- з'являється можливість освоїти забалансові запаси вугілля;
- термін окупності капітальних вкладень не перевищує 1,7 року;
- відбувається економія палива
- скорочуються транспортні витрати на доставку палива споживачам і на транспортування породи у відвали
- переведення з твердого палива на газоподібне призводить до економії експлуатаційних витрат у споживача при роботі на газі ТЕС;
- виключення процесів видобутку і транспортування вугілля, а також спорудження та утримання золовідвалів значною мірою поліпшує екологічну обстановку в місцях розташування паливно-енергетичних комплексів

ВИСНОВКИ

Підземна газифікація є радикальною технологією видобутку вугілля з комплексною переробкою вугільних пластів на місці його залягання.

Продуктами підземної газифікації є не вугілля, а фізичне тепло із порід, що вміщують газогенератор і продукти СПГВ, горючі гази CO, CH₄, H₂, синтез технічного газу СПГВ (СРП – синтетичне рідке паливо, аміак, метанол та ін. важкі вуглеводи), а також хімічні речовини (вугільна смола, феноли, піридинові основи, сірка, сірчиста кислота та ін.).

Прийняті рішення дозволять замкнути в кругообіг тверді відходи, діоксид вуглецю, пар і кисень безпосередньо в підземному газогенераторі. Це забезпечить зниження техногенного навантаження на навколишнє середовище, скоротить відбирання кисню з атмосфери, що має місце при прямому спалюванні органічного палива на ТЕС.

Технологічний процес дозволяє витягти азот для отримання аміаку, сірку – отримання сірковмісних сполук та інших хімічних продуктів. Тут же здійснюється парова конверсія CO, CH₄ для вироблення H₂.

Розроблено технологію рекуперації тепла порід, що вміщують підземний газогенератор і продуктів газифікації, що дає можливість додатково отримувати теплову та електричну енергію, що складе 16 – 28% енергії, що виробляється на станції СПГВ.

Організувати на базі СПГВ утилізацію відходів вугільних шахт і збагачення, топкових систем (котелень, ТЕЦ, ТЕС, ГРЕС, коксохімзаводів та ін.), а також твердих побутових відходів. Це істотно оздоровить екологію в районах видобутку та переробки вугілля.

Пропоновані технологічні рішення спрямовані на створення енергохімічного комплексу, що дозволить здійснювати експлуатацію мобільних паливно-енергетичних комплексів, заснованих на прогресивній комбінованій, екологічно чистій, безвідхідній технології СПГВ.

Створення сучасної міжгалузевої форми організації виробництва з комплексної переробки вихідної сировини та утилізації відходів дозволить

сформувати окремі безвідхідні підприємства на базі:

- комплексу по видобутку і переробки вугільних пластів під землею без присутності людей з виробництвом штучного газу – енергоносія і синтез-газу ($\text{CO} + \text{H}_2$) на основі СПГВ з утилізацією в підземному газогенераторі твердих і димових відходів енерготехнологічного виробництва;
- комплексів з органічного синтезу паливних продуктів і хімічних речовин, а також замітника природного газу, вилучення сірки та азоту;
- паро-газотурбінних когенераційних установок з вироблення електроенергії і тепла, пілотних установок з виробництва водню, смол, полімерів, добрив і кормових білків;

При використанні газу СПГВ на промислових та комунальних підприємствах поліпшуються екологічна обстановка, санітарні умови праці підвищуються ефективність і економічні показники.

Потенційними споживачами хімічної продукції СПГВ в Україні є: ВАТ Дніпроазот, концерн Стирол, ВАТ Рівнеазот, об'єднання АЗОТ, Сєверодонецьке ДПП, ВАТ «Черкаське Хімволокно» і т.д.

У Національному гірничому університеті на кафедра підземної розробки родовищ, розроблено технологічні концепції енергохімічної підприємства з видобутку і переробки пластів твердого палива з урахуванням геологічних і техногенних факторів у безпечному екологічно чистому циклі при утилізації та переробки димових газів, шламу і золозалишків ТЕС, ТЕЦ і котелень.

Замкнутий цикл підземної газифікації вугілля дає можливість вирішити актуальну екологічну проблему утилізації, переробки димових газів і відходів енергетичних підприємств. Газ ПГВ не вимагає додаткової підготовки і використовується, як енергоресурс для отримання теплової, електричної енергії на самій станції «Підземгаз» за допомогою поршневих агрегатів, паротурбінних або газотурбінної установок.

REFERENCES

1. Aghalayam, P. (2010). Underground Coal Gasification: A Clean Coal Technology. *Handbook of Combustion*. <https://doi.org/10.1002/9783527628148.hoc082>
2. Aghalayam, P. (2010). Underground Coal Gasification: A Clean Coal Technology. *Handbook of Combustion*. <https://doi.org/10.1002/9783527628148.hoc082>
3. An IGCC Project at Chinchilla. (2001), Australia based on Underground Coal Gasification, Proceedings of the 2001 Gasification Technologies Conference, San Francisco, USA.
4. Bell, D. A., Towler, B. F., & Fan, M. (2011). Underground Coal Gasification. *Coal Gasification and Its Applications*, 101-111. <https://doi.org/10.1016/b978-0-8155-2049-8.10005-1>
5. Bell, D. A., Towler, B. F., & Fan, M. (2011). Underground Coal Gasification. *Coal Gasification and Its Applications*, 101–111. <https://doi.org/10.1016/b978-0-8155-2049-8.10005-1>
6. Blinderman, M.S., Jones, R.M. (2002), The Chinchilla IGCC Project to Date: UCG and Environment, 2002 Gasification Technologies Conference, San Francisco, USA, 27-30.
7. Bradbury, D. (2008). Canadian firm to take clean coal underground. *Business Green*.
8. Burton, E, Friedmann, J, Upadhye, R. (2006). *Best practices in underground coal gasification*. Draft. US DOE contract no W-7405-Eng-48. Livermore, CA, USA, Lawrence Livermore National Laboratory.
9. Dantas, A. (2008). Brazilian geological knowledge. In: Proceedings of PDAC 2008 Toronto, Ontario, Canada.
10. DTI. (2004). Review of the feasibility of underground coal gasification in the UK. DTI/Pub URN 04/1643, Didcot, Oxfordshire, UK, Harwell International Business Centre.
11. Dychkovskiy, R., Falshtynskiy, V., Lozynskiy, V., & Saik, P. (2014). Analytical investigations of massive stress in the zone of disjunctive fault influence. *Mining of Mineral Deposits*, 8(3), 361-365. <https://doi.org/10.15407/mining08.03.361>

12. Ecplaza. (2009), Linc Energy Limited (ASX:LNC) commences Stage 1 of the UCG project in Vietnam.
13. Falshtyns'kyyy, V., Dychkovs'kyyy, R., Lozyns'kyyy, V., & Saik, P. (2013). Justification of the gasification channel length in underground gas generator. *Mining of Mineral Deposits*, 125-132. <https://doi.org/10.1201/b16354-23>
14. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Lozynskyi, V.G., & Saik, P.B. (2013). Determination of the Technological Parameters of Borehole Underground Coal Gasification for Thin Coal Seams. *Journal of Sustainable Mining*, 12(3), 8-16. <https://doi.org/10.7424/jsm130302>
15. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Lozynskyi, V.G., & Saik, P.B. Some aspects of technological processes control of an in-situ gasifier during coal seam gasification. *Progressive technologies of coal, coalbed methane, and ores mining*, 109-112. <https://doi.org/doi:10.1201/b17547-20>
16. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Lozynskyi, V.G., & Saik, P.B. (2012). Research an adaptation process of the system «rock and coal massif – underground gasgenerator» on stand setting. In *Szkola Eksploatacji podziemnej*, (pp. 241-254). Krakow: Instytut Gospodarki Surowcami mineralnymi i energią Polskiej akademii nauk.
17. Falshtynskyy, V., Dychkovskyy, R., Lozynskyy, V., & Saik, P. (2012). New method for justification the technological parameters of coal gasification in the test setting. *School of Underground Mining 2012*, 201-208. <https://doi.org/10.1201/b13157-35>
18. Falsztinskij, W., Diczkowski, E., & Łozinskij, W. (2010). Ekonomiczne uzasadnienie celowości doszczelniania skał stropowych nad obszarem podziemnego zgazowania węgla metodą otworów wiertniczych. *Prace Naukowe GIG. Górnictwo i Środowisko/Główny Instytut Górnictwa*, (3), 51-59.
19. Feng, C. (2008). The UCG progress in China. In: Proceedings of the 3rd international UCG conference. London, UK.

20. Gan, Z, Sung, M. (2008). ENN. GasTech UCG Project, Powder River Basin, Wyoming. In: Proceedings of the 2nd International Conference on Underground Coal Gasification.
21. Ganushevych, K., Sai, K., & Korotkova, A. (2014). Creation of gas hydrates from mine methane. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*, 505-509. <https://doi.org/10.1201/b17547-85>
22. Government of India. (2007). Status report on underground coal gasification. PSA/2007/1. New Delhi, India, Office of the Principal Scientific Adviser.
23. Jones, N. S., Holloway, S., Creedy, D. P., & Garner, K. (2005). Can UK coal resources contribute to a gas renaissance? *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives – Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*, 715-722. <https://doi.org/10.1144/0060715>
24. Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
25. Khadse, A., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, 32(11), 2061-2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>
26. Kraass, U. (1983). Special Aspects of Underground Coal Gasification in Western Europe. *Improved Techniques for the Extraction of Primary Forms of Energy*, 145-145. https://doi.org/10.1007/978-94-009-6649-9_17
27. Li, Y., Liang, X., & Liang, J. (2007). An Overview of the Chinese UCG Program. *Data Science Journal*, 6, 460-466. <https://doi.org/10.2481/dsj.6.s460>
28. Linc, 2008, Queensland company promotes cleaner energy in Vietnam. *Linc Energy press release*.
29. Liu, S., Li, J., Mei, M., & Dong, D. (2007). Groundwater Pollution from Underground Coal Gasification. *Journal of China University of Mining and Technology*, 17(4), 467-472. [https://doi.org/10.1016/s1006-1266\(07\)60127-8](https://doi.org/10.1016/s1006-1266(07)60127-8)

30. Lozynskyi, V., & Zinchuk, M. (2015). Modern Conceptualization of the Most Important Chemical Reactions Taking Place during Underground Coal Gasification. In *The 10th International Forums for Students and Young Researches «Widening our horizons»*. Dnipropetrovsk: National Mining University.
31. Lozynskyi, V.G (2010). Mathematical Model of Rockmass Behaviour in Underground Coal Gasification. In *The 5th International Forums for Students and Young Researches «Widening our horizons»* (pp. 22-23). Dnipropetrovsk: National Mining University.
32. Mayne, D. (2009). Personal communication.
33. Minchener, A. J. (2005). Coal gasification for advanced power generation. *Fuel*, 84(17), 2222-2235. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2005.08.035>
34. Minggao, Q. (2010). On sustainable coal mining in China. *Journal of China Coal Society*, 35(4), 529-534.
35. Minotti, M. (2009). Personal communication. Project Manager, Linc Carbon Solutions, Chinchilla, Queensland, Australia.
36. Ovchynnikov, M., Ganushevych, K., & Sai, K. (2013). Methodology of gas hydrates formation from gaseous mixtures of various compositions. *Mining of Mineral Deposits*, 203-205. <https://doi.org/10.1201/b16354-37>
37. Palarski, J. (2007). Polish activities in underground coal gasification. Society of Mining Professors, 18th annual general meeting. Belgrade.
38. Pearce, S. (2008). Maximising the potential for UCG by leveraging core mining competencies. *Proceedings of the underground coal gasification conference*. 21-22.
39. Pirard, J., Brasseur, A., Coëme, A., Mostade, M., & Pirlot, P. (2000). Results of the tracer tests during the El Tremedal underground coal gasification at great depth. *Fuel*, 79(5), 471-478. [https://doi.org/10.1016/s0016-2361\(99\)00149-0](https://doi.org/10.1016/s0016-2361(99)00149-0)
40. Roehl, A.A., Brown, R.A., & Jensen, E.J. (1978). Underground coal gasification in Canada-excavation of the Alberta test site. *Proceedings of SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2523/7514-ms>

41. Roehl, A.A., Brown, R.A., & Jensen, E.J. (1978). Underground Coal Gasification In Canada-Excavation Of The Alberta Test Site. *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/7514-ms>
42. Shackley, S., Mander, S., & Reiche, A. (2006). Public perceptions of underground coal gasification in the United Kingdom. *Energy Policy*, 34(18), 3423-3433. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.07.010>
43. Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196-208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
44. Syngas Refining. (2008) Linc moving Chinchilla UCG/GTL project south. *Zeus Syngas Refining Report, IV* (21), 13-14.
45. Tabachenko, N., Dychkovskiy, V., Falshtynskiy, V., Lozinskiy, V., & Saik, P. (2013). Substantiation of coal seams gasification methods. *Mining of Mineral Deposits*, 8(3), 345-353. <https://doi.org/10.15407/mining07.04.345>
46. Thompson, P. N. (1977). Underground coal gasification. *Energy Policy*, 5(4), 349-350. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(77\)90032-5](https://doi.org/10.1016/0301-4215(77)90032-5)
47. Thorsness, C.B., 1987, Unconfined Flow As A Mechanism Of Water Influx To A UCG System. Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA. UCRL-97203.
48. Upadhye, R., Burton, E., & Friedmann, J. (2006). *Science and Technology Gaps in Underground Coal Gasification*. <https://doi.org/10.2172/897969>
49. Van der Riet. (2008). Underground coal gasification. *Energize*, 40-43.
50. Veber, I. (2003). Feasibility study of UCG in Velenje, Slovenia. Paper presented at the DTI international workshop.
51. Xie, K., Li, W., & Zhao, W. (2010). Coal chemical industry and its sustainable development in China. *Energy*, 35(11), 4349-4355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.029>

52. Zvyaghintsev, K. N. (1981). Trends of Development of Underground Coal Gasification in the USSR. *Natural Resources Forum*, 5(1), 99–107. <https://doi.org/10.1111/j.1477-8947.1981.tb00444.x>
53. Бирюков, В.Ф., Круглов, О.В., Юдин, И.Д. Опыт работы Лисичанской станции «Подземгаз». *Труды ВНИИ Подземгаз*, 86-102.
54. Ван-Хек, К.Г. (1980). Обзор международного уровня подземной газификации углей. *Глюкауф*, (3), 62-66.
55. Гаркуша, И.С. (1964). Подземная газификация углей. *Труды ин-та и производственный опыт*, 164.
56. Гершевич, Э.Г., Кошкин, А.А., Крейнин, Е.В. (1961). Основные итоги работы Южно – Абинской станции «Подземгаз» за 1961 г. *Научн. тр. ВНИИ Подземгаз*, (8), 87-90.
57. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В. С., Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2011). Економічна доцільність сумісного відпрацювання вугільних пластів способом свердловинної підземної газифікації. В *Матеріали V міжнародної науково-практичної конференції “Школа підземної розробки”* (рр. 403-411). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.
58. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2011). Особливості застосування технології свердловинної підземної газифікації при сумісній розробці свити вугільних пластів. В *Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників”* (рр. 73-78). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.
59. Ілляшов, М.О., Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2012). До питання створення замітника природного газу при свердловинній підземній газифікації вугілля. В *Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників”*, (рр. 41-49). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.
60. Колоколов, О.В. (2000). Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля. Днепропетровск: НГА Украины.

61. Колоколов, О.В., Табаченко, Н.М. (1990). Основные принципы развития подземной газификации угля. *Подземная разработка тонких и средней мощности угольных пластов*, 37-43.
62. Крейнин, Е.В., Сильвестров, Л.К. (2000). Научные исследования подземной газификации угля в Испании. *Уголь*, (2), 62-64.
63. Лозинський, В. Г., Саїк, П. Б., Паваленко, О. В., & Кошка, Д. О. (2010). Аналіз сучасного стану і перспективи промислового застосування свердловинної підземної газифікації вугілля в Україні. В *Матеріали IV міжнародної науково-практичної конференції “Школа подземной разработки”* (pp. 351-363). Дніпропетровськ: Національний гірничий університет.
64. Лозинський, В.Г. (2014). Стендові експериментальні дослідження температурного режиму підземного газогенератора в зоні впливу геологічних порушень. *Збірник наукових праць НГУ*, (44), 33-43.
65. Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2012). Інтенсифікація процесу свердловинної підземної газифікації вугілля малопотужних вугільних пластів. В *Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів, аспірантів і молодих вчених “Наукова весна”* (pp. 39-40). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.
66. Нусинов, Г.О., Забывалов, Г.П. (1961). Первые данные о СПГУ на опытном газогенераторе Ангренской станции «Подземгаз». *Тр. ВНИИ Подземгаз*, (6), 3-11.
67. Петелеваный, М.В. (2011). Влияние дисперсности закладочных материалов на структурные особенности закладочного массива при подземной добыче руд. *Геотехническая механика*, (94), 168-173.
68. Петелеваный, М.В. (2011). Влияние дисперсности закладочных материалов на структурные особенности закладочного массива при подземной добыче руд. *Геотехническая механика*, (94), 168-173.

69. Петлеваный, М. (2016). Влияние конфигурации очистных камер на формирование напряжений в разномодульном массиве. *Разработка родовищ*, 48-54.
70. Петлеваный, М. В. (2012). Влияние структуры закладочного массива на его прочность. В *Школа подземной разработки*, (pp. 253-258) Днепропетровск, НГУ.
71. Петлеваный, М.В. (2010). Повышение эффективности применения твердеющей закладки при отработке рудных запасов на глубоких. *Проблемы недропользования, Международный форум-конкурс молодых ученых 21-23 апреля 2010 г. Сборник научных трудов, Часть I*, Санкт-Петербург.
72. Петлеваный, М.В. (2010). Рациональное использование материалов при производстве закладочных работ на рудниках. *Геотехнічна механіка*, (89) 213.
73. Петлеваный, М.В. (2011). Влияние дисперсности закладочных материалов на структурные особенности закладочного массива при подземной добыче руд. *Геотехническая механика*, 94, 168-173.
74. Петлеваный, М.В. (2012). Рекомендации параметров технологии заполнения очистных камер твердеющей закладкой. *Геотехническая механика*, 160-165.
75. Петлёваный, М.В. (2012). Совершенствование схемы приготовления твердеющей закладки при разработке рудных месторождений. *Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках: материалы XXII Международной научной школы*. Симферополь: Таврич. нац. ун-т, 267-271.
76. Петлеваный, М.В. (2012). Управление структурой твердеющей закладки при подземной добыче железных руд. *Горный вестник*, 1(95-1), 198-202.
77. Петлёваный, М.В. (2013). Обоснование рациональных параметров твердеющей закладки при разработке руд в сложных горно-геологических условиях. *Сборник научных трудов, «Проблемы недропользования»*,

Международный форум-конкурс молодых ученых, Часть I, Санкт-Петербург, 53-56.

78. Петлёваный, М.В. Повышение устойчивости закладочного массива из твердеющей закладки при добыче руды на глубоких горизонтах. *Геотехнічна механіка*, (98), 287-296.
79. Петлеваний, М.В. Физико-химическое исследование компонентов и структуры шлако-доломитной закладки при подземной добыче железных руд. *Школа подземной разработки: Сборник научных трудов V Международная научно - практическая конференция*, Днепропетровск, НГУ, 271-280.
80. Петльований, М.В. (2013). Обґрунтування раціональних параметрів твердіючого закладення при відпрацюванні рудних запасів у складних гірничо-геологічних умовах. *Школа подземной разработки: Сборник научных трудов/ V Международная научно - практическая конференция*, Днепропетровск, НГУ, 271-280.
81. Подземная газификация углей. (1965). *Труды ин-та и производственный опыт* – Москва: Недра.
82. Разработка месторождений твердых полезных ископаемых (1990). *Специальные способы добычи (итоги науки и техники)*.
83. Саранчук, В.И., Збыковский Е.И. (2005). Поиск путей обеспечения Украины собственными источниками энергии. *Производство синтетического моторного топлива из угля донецкого бассейна, как составляющая энергетической безопасности Европы*. 17-22.
84. Скафа, П.В. (1960). *Подземная газификация угля*. Москва: Госгортехиздат.
85. Табаченко, М.М., Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., & Лозинський, В.Г. (2014). Особливості експлуатації геотехнологічних свердловин при підземній газифікації вугільних пластів. В *Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників”*, (pp. 57-63). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.

86. Табаченко, М.М., Тимошенко, Є.В., & Лозинський, В.Г. (2011). Геотермальні системи виробництва енергоносіїв. *Гірничі електромеханіка та автоматика*, (86), 198-205.
87. Табаченко, Н.М., Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2013). К вопросу управления горным давлением при газификации угольных пластов. *Форум гірників*, Дніпропетровськ: НГУ, 42-47.
88. Фальштинський, В. С., Дичковський, Р. О., Станьчик, К., Свядровські, Є., & Лозинський, В. Г. (2010). Обґрунтування технологічних схем експериментального шахтного газогенератора. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, (3), 34-38.
89. Фальштинський, В., Дычковский, Р., Светкина, Е., & Лозинский, В. (2010). Математическая модель поведения породноугольного массива при газификации угольных пластов. In *Szkoła Eksploatacji podziemnej* (pp. 604-617). Cracow: Instytut Gospodarki Surowcami mineralnymi i energią Polskiej akademii nauk.
90. Фальштинський, В.С. (2009). *Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля*. Дніпропетровськ: НГУ.
91. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2011). Дослідження адаптаційних процесів системи «породо-вугільний масив – підземний газогенератор» на стендовій установці. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, (37), 65-69.
92. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2012). Комбінований спосіб видобування бідних газових сумішей при дегазації вугільних пластів та їх адаптація для промислового використання. *Збірник наукових праць НГУ*, (37), 65-69.
93. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б. (2012). Комбінований спосіб видобування бідних газових сумішей при дегазації вугільних пластів та їх адаптація для промислового використання. *Збірник наукових праць НГУ*, (37), 65-69.

94. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Лозинський, В.Г., & Саїк, П.Б (2013). Визначення параметрів порожнин розшарування над підземним газогенератором. *Збірник наукових праць НГУ*, (42), 114-124.
95. Фунт, Е.А. (1958). Меры предупреждения прорыва газа СПГУ на поверхность при выгазовывании участков пластов близко расположенных к поверхности. *Подземная газификация углей*, (4), 40-43.