

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**



**АДАПТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОЇ
ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ**

Монографія

**Дніпро
НГУ
2017**

УДК 622.278

А 28

Рекомендовано до видання вченою радою Державного вищого навчального закладу
«Національний гірничий університет» (протокол № 20 від 26. 12 2017).

Рецензенти:

М.С. Четверик – д-р техн. наук, проф., завідувач відділу геомеханічних основ технології розробки родовищ (Інститут геотехнічної механіки НАН України, м. Дніпро);

В.І. Голінько – д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри аерології та охорони праці (Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»).

Адаптація технології свердловинної підземної газифікації вугілля : монографія /
А 28 Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко, В.С. Фальштинський, В.Г. Лозинський, П.Б. Саїк ;
М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2017. – 189 с.

ISBN 976-966-350-678-4

Проаналізовано промисловий досвід реалізації технологій підземної газифікації вугілля. Охарактеризовано технічне оснащення, основні показники та якісні характеристики геотехнологічних методів видобутку корисних копалин. Проведено аналіз та встановлено відповідні коефіцієнти придатності вугілля до відпрацювання за допомогою технологій газифікації. Розглянуто основи термодинамічних процесів зміни агрегатного стану вугілля, значну увагу присвячено способам розкриття, підготовки та системам відпрацювання вугільних пластів для конкретних гірничо-геологічних умов залягання та змінних фізичних явищ, які відбуваються в бічних породах і пласті під дією високих температур і тиску.

Стане у пригоді студентам спеціальності 184 Гірництво, викладачам і студентам гірничих, енергетичних та хіміко-технологічних вищих навчальних закладів, а також інженерно-технічним працівникам вугільної, теплоенергетичної та гірничо-хімічної галузей промисловості, науково-дослідних і проектних організацій.

Присвячено 120-й річниці створення Державного вищого навчального закладу «Національний гірничий університет»

УДК 622.278

ISBN 976-966-350-678-4

© Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко,
В.С. Фальштинський, В.Г. Лозинський,
П.Б. Саїк, 2017

© Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет», 2017

ВСТУП

На цей 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 й 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, а запасів вугілля вистачить на 200 – 250 років.

Вугілля – це єдина енергетична сировина, запасів якої потенційно достатньо для забезпечення енергетичної безпеки держави, сприяння розвитку металургійної та хімічної промисловості. Аналіз тенденцій розвитку світової енергетики з урахуванням запасів основних видів органічного палива свідчить, що в структурі світових запасів органічного палива вугілля складає 67%, а в Україні – 95,45%. Роль вугілля в паливно-енергетичному комплексі України буде постійно зростати оскільки вугільна промисловість є стратегічною галуззю нашої держави.

Ці прогнозні оцінки виходять з економічно видобутих запасів вугілля, насправді їх значно більше. Прогнозні 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 актуальним стає завдання розробки ефективних технологій комплексної безвідхідної переробки низькосортного твердого палива.

На сьогодні на світовому ринку паливних ресурсів вугілля займає перше місце за обсягом споживання. Такий перебіг подій обумовлено низькими цінами у порівнянні з природним газом і нафтою та їх стабільним рівнем ціни на вугілля. Ресурси цієї органічної речовини є значними і їх можна імпортувати з багатьох стабільних джерел. Це надійна робота об'єктів енергетики та інших споживачів, які використовують вугілля як енергоносії. В енергетиці України вугілля є основним стабільним ресурсом, який має значні обсяги і може застосовуватися на перспективу.

Вугільна промисловість України – це багатогалузевий виробничо-господарський комплекс. У ньому функціонують холдингові компанії, виробничі об'єднання, самостійні шахти, виробничі об'єднання по збагаченню вугілля, шахтобудівні комбінати, заводи вугільного машинобудування, розвита мережа науково-виробничих об'єднань, науково-дослідних, проектно-конструкторських і проектних організацій.

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 розроблених 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 свердловинна підземна газифікація вугілля (СПГВ) з подальшим видобуванням та використанням продуктів газифікації, основними горючими компонентами яких є CO, CH₄, H₂. Проте на цей 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 є актуальним завданням.

Перспективний напрям технології свердловинної підземної газифікації пов'язаний з перспективою розробки родовищ мелінітових горючих сланців у Кіровоградській і Черкаській областях (Болтишевське родовище) і в західній частині Карпат. Тут загальні розвідані запаси становлять понад 20 млрд т.

Наприкінці XIX й на початку XX ст. більшість продуктів органічної хімії видобувалося 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 родовища нафти і газу будуть значною мірою вичерпані вже в перші десятиліття XXI століття. Запасів же вугілля повинно вистачити на найближчі кількості років. Висновок про необхідність постійного збільшення масштабів використання вугілля в енергетиці та хімічній промисловості підтверджується темпом розвитку світової економіки.

Пріоритетним розвитком вуглеенергетики в XXI столітті стане будівництво й експлуатація енергохімічних, геореакторних систем на базі технології підземної газифікації вугільних пластів з комплексною переробкою сировини на місці залягання й отриманням селекційного, високоякісного енергохімічного продукту. Актуальним завданням є зменшення залежності хімічної промисловості від органічних запасів нафти шляхом розширення використання як сировини і джерел енергії вугілля та природного газу.

На цей час у Національному гірничому університеті та 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 напрям використання вугілля, що припускає отримання синтезгазу, метанолу, рідкого палива й 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 синтезгазу, метанолу, аміаку, карбаміду та інших цінних хімічних продуктів.

1 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ СУЧАСНОГО ДОСВІДУ ВИДОБУТКУ Й ПЕРЕРОБКИ ЕНЕРГОНОСІЇВ ТА РИНКУ ПОТРЕБ ЕНЕРГОХІМІЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ У СВІТІ

1.1 Аналіз існуючих технологій свердловинної підземної газифікації вугілля в країнах колишнього Радянського Союзу

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

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

Низка співробітників кафедри підземної розробки Національного гірничого університету (ДГІ ім. Артема) з 1968 р. брали активну участь у дослідженнях і розробках технологій СПГВ на станціях «Підземгаз» у Росії (Шатська, Південно-Абінська станції), Узбекистані (Ангренська станція), на буровугільному родовищі Синельниковської дослідної ділянки (Україна) з науково-дослідними інститутами Росії (ІГС ім. О.О. Скочинського, «Вуглегаз» МГІ, Узбекистану (Ташкентський політехнічний інститут), України (Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Донецький НДІГазу, Дніпродіпрошахт, Криворізький гірничорудний інститут) та Польщі (Головний Гірничий Інститут, Катовіце, Краківська гірничо-металургійна академія, м. Краків, Науково-дослідний інститут радикальних технологій, м. Варшава) та ін.

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

Сутність процесу свердловинної підземної газифікації вугілля полягає у тому, що до вугільного пласта, який залягає на певній глибині під землею, по свердловинах, пробурених з поверхні, підводяться газоподібні реагенти, окремо або в сумішах (повітря, пара, кисень, вуглець). На певних стадіях термічної переробки вугільного пласта, у сформованому реакційному каналі, забезпечується контакт між поверхнею вугільного вибою із дуттям, з метою отримання газоподібних продуктів газифікації, що виводяться на поверхню для очищення і переробки, а також утилізації тепла [69, 80, 95].

Над отриманням рідких і газоподібних вуглеводнів із вугілля на місці залягання працює не одне покоління національних і закордонних науковців. Уперше ідея підземної газифікації вугілля була висунута 1880 р. відомим вченим Д.І. Менделєєвим. Перший проект реалізації цієї ідеї був

запропонований 1912 року англійським ученим Вільямом Рамсеєм, але він не був втілений у життя.

Практична реалізація СПГВ була виконана радянськими науковцями [80]. У практичному розвитку технологія СПГВ пройшла етапи перших невдач і пошуків у розробці схем підземних газогенераторів і способів керування процесом [95, 96]. Підземна газифікація вугільних пластів на пострадянському просторі здійснювалася на родовищах двох типів: платформного – Дніпровський і Підмосковний басейни, геосинклінального – Донецький і Кузнецький басейни.

Проміжне значення займало Ангренське буровугільне родовище. Відмітною особливістю родовищ платформного типу є порівняно спокійне (горизонтальне, полого-похиле і похиле) залягання вугільних пластів і породних шарів. Тоді як на родовищах геосинклінального типу кут падіння пластів досягає 55° , а їх підшошва і покрівля представлені міцними породами [70, 72, 73, 91].

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

1.1.1 Лисичанська станція

Лисичанська станція «Підземгаз» (рис. 1.1) розробляла 12 вугільних пластів, потужністю від 0,4 до 1,2 м. Розробки велися на глибинах від 60 до 200 м при кутах падіння пластів у межах від 30° до 60° . Материнська зольність пластів досягала 15%, а вихід летких речовин складав 40% [70].

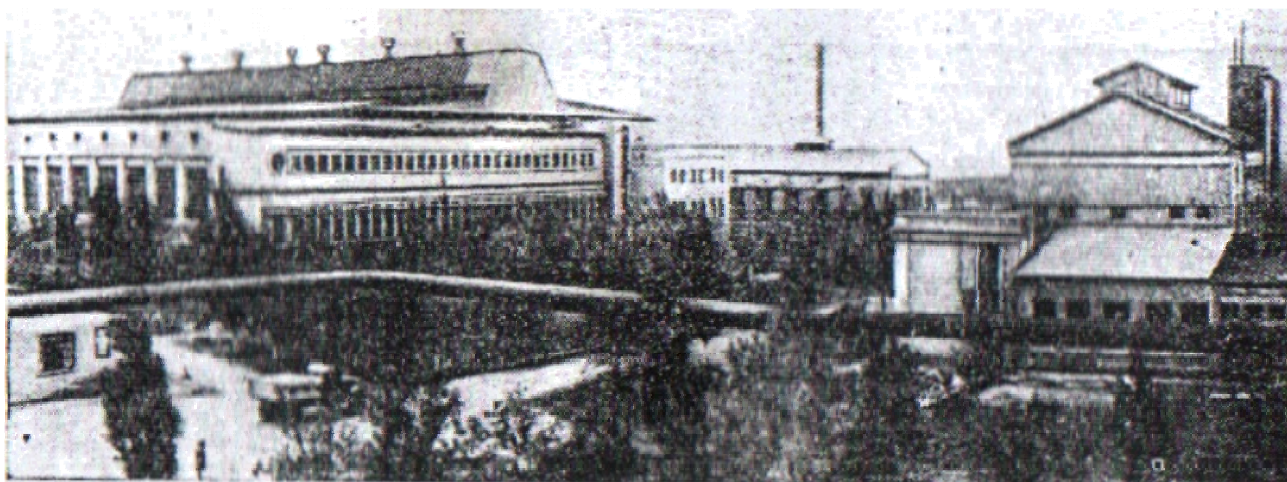


Рисунок 1.1 – Лисичанська станція «Підземгаз» (1958 р.)

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

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

У ході експериментальних робіт із газифікації вугільного пласта протягом чотирьох місяців одержували продуктивний газ з низькою теплотою згоряння від 0,9 до 1,2 МДж/м³. Одночасно із цими експериментами, на Лисичанській станції «Підземгаз» і на стендових установках, проводили досліди щодо безшахтного способу підземної газифікації вугілля без попереднього дроблення пластів.

Розкриття і подальша газифікація вугілля здійснювалась по свердловинах, пробурених на вугільний пласт із земної поверхні, що значно знижувало витрати та термін підготовки і введення в експлуатацію підземного газогенератора. При апробації способу свердловинної підземної газифікації вугілля отримали теплоту згоряння газу від 1,8 до 2,4 МДж/м³. На рис. 1.2 наведена технологічна схема підземного газогенератора в умовах Лисичанської станції «Підземгаз».

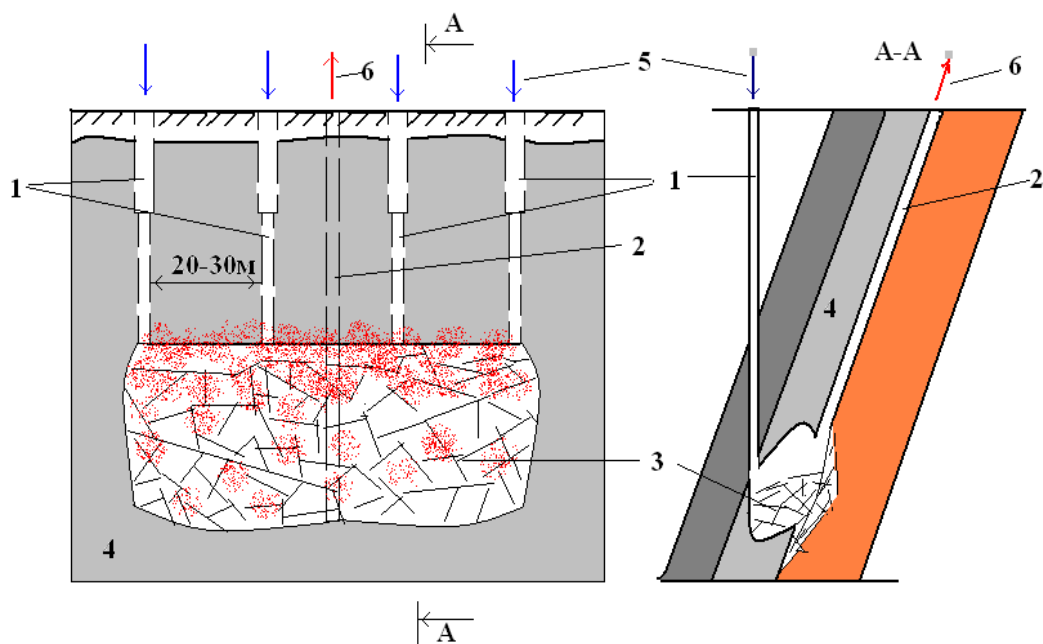


Рисунок 1.2 – Типова технологічна схема підземного газогенератора для станції «Підземгаз»: 1 – дуттьові свердловини (вертикальні або похилі); 2 – газовідвідна свердловина; 3 – вигазований простір; 4 – вугільний пласт, 5 – напрямок подачі дуття; 6 – напрямок відведення продуктів газифікації

На підземному газогенераторі №1 1954 року проводилися роботи із застосуванням мокрої закладки вигазованого простору. За результатами розкриття газогенератора було встановлено, що закладний матеріал добре розтікається, заповнюючи пустоти та тріщини. Проте мокра закладка негативно впливає на тепловий баланс газогенератора, а також, за наявності легко-обвалюваний порід покрівлі, приводить до обвалення покрівлі на вогневий вибій, утворення тріщин над реакційним каналом і відставання

вигазовування по нижній пачці вугільного пласта. При цьому втрати вугілля в надрах склали від 15,5 до 34,6%, втрати дуття і газу – 20 – 28,5%, а втрати тепла в породний масив до 36%.

За час експлуатації Лисичанської станції «Підземгаз» (1934 – 1966 рр.) було вироблено понад 1,7 млрд. м³ газу з середньою теплотою згоряння 3,4 МДж/м³, з середнім ККД газифікації – 47,5%. У табл. 1.1 наведено показники підземної газифікації вугілля в умовах Лисичанської станції «Підземгаз».

Таблиця 1.1 – Показники свердловинної підземної газифікації вугілля в умовах Лисичанської станції «Підземгаз»

Склад газів ПГВ, %		Вологість газу, г/м ³	Вихід газу, на		Втрати газу, %	Нижча теплота згоряння, МДж/м ³
			1 кг вугілля	1 кг дуття		
CO	4,50	300	2,80	1,34	16,80	3,68
CH ₄	3,15					
H ₂	15,60					
CO ₂	19,00					
N ₂	55,16					
O ₂	0,16					
C _n H _m	0,13					
H ₂ S	1,44					

На рис. 1.3 показано зміну складу генераторного газу при варіюванні повітряним і пароповітряним дуттям з метою отримання технічного і енергетичного газу підземної газифікації.

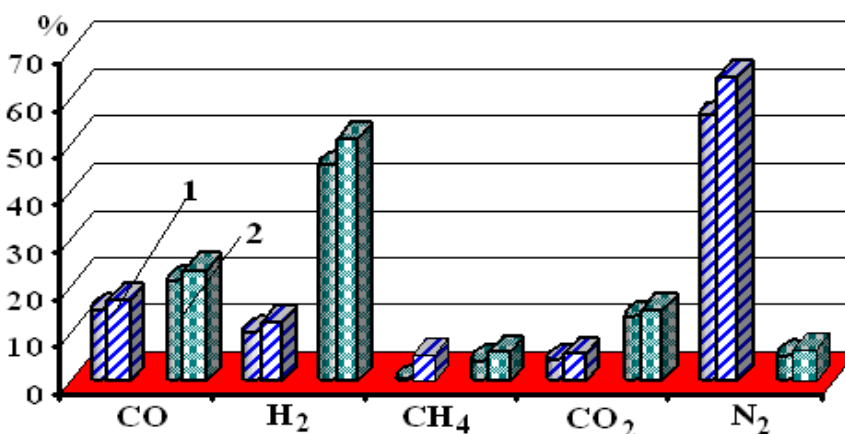


Рисунок 1.3 – Склад газу підземної газифікації вугілля при варіюванні дуттям: 1 – повітряне дуття; 2 – пароповітряне дуття

За результатами виконаних науково-дослідних робіт була розроблена базова технологія підземної газифікації вугілля та створена на її основі ціла низка промислових станцій СПГВ [70, 89, 92].

1.1.2 Горлівська станція

З 1934 по 1941 рр. на Горлівській дослідній станції «Підземгаз» проводилися випробування потокового методу газифікації вугільних пластів з кутом падіння $70 - 75^\circ$ і потужністю від 0,7 до 1,9 м. Уперше проводилися досліди з подачею в підземний газогенератор повітряного дуття, збагаченого киснем (O_2). У результаті експерименту підвищилася теплота згоряння газу до $4,3 \text{ МДж/м}^3$, концентрація горючих газів метану (CH_4), монооксиду вуглецю (CO) і водню (H_2) зросла більш ніж на 45%, при цьому спостерігалось зниження виходу баластових газів азоту (N_2) і вуглекислого газу (CO_2).

Поступово станція перейшла на двоциклічний режим роботи. При цьому теплота згоряння газу складала $4,55 - 11,9 \text{ МДж/м}^3$, концентрація метану (CH_4), водню (H_2) і оксиду вуглецю (CO) – 71,3% у складі енергетичного газу. В табл. 1.2 наведено склад газу, який був отриманий при газифікації кам'яновугільного пласта на кисневому дутті ($O_2 = 25,4 - 48,2\%$).

Таблиця 1.2 – Склад газу підземної газифікації вугілля на Горлівській станції «Підземгаз»

Вид газу	Склад газу ПГВ, %						Нижча теплота згоряння, МДж/м ³
	CO	CH ₄	H ₂	CO ₂	O ₂	N ₂	
Генераторний газ	13,2	5,6	57,1	19,9	0,17	4,0	11,98
Генераторний газ	16,3	2,3	16,1	13,9	0,26	51,2	4,64
Генераторний газ	17,1	2,3	14,7	22,6	0,15	43,1	4,48
Генераторний газ	17,2	4,7	50,0	17,4	0,12	10,6	9,30

Загальна кількість газу виробленого за період експлуатації станції (1934 – 1940 рр.) становила $73,7 \text{ млн м}^3$. Дослідно-промислові показники роботи Горлівської станції «Підземгаз» довели можливість промислової реалізації технології підземної газифікації вугілля з отриманням більш якісного продукту із впровадженням елементів керованості матеріальним балансом процесу [69, 91].

1.1.3 Південно-Абінська станція

Південно-Абінська станція, розташована поблизу м. Кисельовськ (Кемеровська область, Росія), була введена в експлуатацію у 1955 р. У межах гірничого відводу станції залягали 22 вугільні пласти потужністю від 0,5 до 9 м, глибина залягання від 55 до 320 м, кут падіння від 35 до 56° . Вміщуючі породи – глинисті сланці та пісковики. Ділянки газифікації вугільних пластів на станції «Підземгаз» характеризувалися складними гірничо-геологічними та гідрогеологічними умовами. У цих умовах на станції застосовувалися дві схеми газифікації вугільних пластів за простяганням і підняттям вугільного пласта. Підведення дуттьової суміші здійснювалося у нижню частину газогенератора через систему дуттьових свердловин (вертикальних і похилих), газ відводився через похилі свердловини. Вогневий вибій у міру вигазування вугільного пласта підіймався вгору за підняттям від горизонту первинного каналу газифікації.

При переході з 1978 року на експлуатацію підземних газогенераторів на глибині 250 – 320 м був розроблений новий спосіб буріння свердловин, що відводять продукти газифікації. Він полягав у створенні протитиску в них, що давало можливість понизити приплив підземних вод у газогенератор [72, 73]. Типова технологічна схема підземних газогенераторів зображена на рис. 1.4.

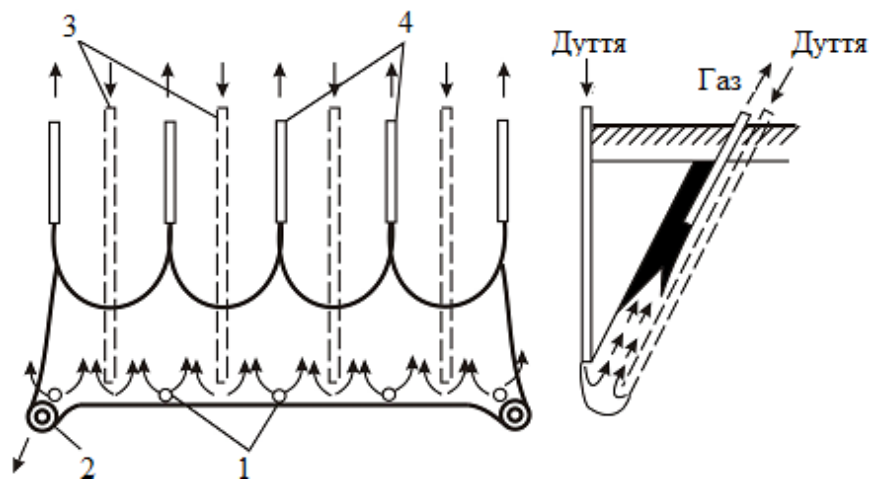


Рисунок 1.4 – Технологічна схема підземних газогенераторів для Південно-Абінської станції «Підземгаз»: 1 – дуттьові вертикальні свердловини; 2 – дренажні свердловини; 3 – польові та похилі, дуттьові свердловини; 4 – пластові газовідвідні свердловини

При роботі Південно-Абінської станції «Підземгаз» втрати дуття і газу склали 17 – 24%. На ділянках станції спостерігалось утворення провалів земної поверхні, що призводило до розгерметизації газогенератора і виходу газу на поверхню. Так, 1957 року, вихід газів на поверхню спостерігався на газогенераторі №2, витоки газу склали 46 – 55%. Після замулювання провалу витоки фіксувалися в межах 20%. Такий же випадок відбувся при експлуатації газогенератора №3. Протягом тривалого періоду, коли тиск у газогенераторі склав 0,64 – 1,1 МПа, втрати газу зросли до 56%. Після розвантаження газогенератора від тиску та закладки провалу густим глиняним розчином герметичність газогенератора була відновлена. Проте значне зниження тиску в газогенераторі у період розгерметизації викликало серйозні труднощі в отриманні товарного газу. Втрати вугілля при експлуатації газогенераторів №2 і №3 у середньому склали 46 – 53%, а при безаварійній роботі Південно-Абінської станції «Підземгаз» втрати вугілля склали 21 – 32%.

Мінімальна теплота згоряння газу підземної газифікації на вугіллі Прокоп'євсько-Кисельовського родовища встановлена у кількості 2,87 МДж/м³. Найвища продуктивність станції «Підземгаз» була досягнута 1966 року – 488 млн м³ газу, із собівартістю 1,98 карб/1000 м³ або 14 карб/т умовного палива. В період з 1967 до 1977 рр. продуктивність станції коливалася в межах 300 – 420 млн м³ газу на рік, а з кінця 1970-х відбувалося поступове зниження кількості вироблюваного газу. Загальна довжина газопроводів для перекачування газу підземної газифікації, побудованих безпосередньо у

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

Споживання газу протягом року було нерівномірним і визначалося сезонністю роботи. Так, у зимовий час потреба у газі визначалася у кількості до 50 тис. м³/год. кубометрів на годину, у літній – 10 тис. м³/год. Різке зниження споживання газу у літній час негативно позначалося на роботі станції «Підземгаз»: погіршувався технологічний режим процесу, знижувалися техніко-економічні показники.

Станція «Підземгаз» – підприємство підвищеної безпеки, але за час роботи не було жодного важкого або смертельного випадку.

Експлуатація станції була припинена 1996 року. За час експлуатації станцією обслуговувалося 12 котельень міста, середня теплота газу, яка використовувалася, складала 3,4 – 4,4 МДж/м³, за 41 рік на станції вироблено близько 5,6 млрд м³ газу.

1.1.4 Підмосковна і Шатська станції

Підмосковна станція «Підземгаз», розташована у Мосбасі, експлуатувалася у 1947 – 1968 рр. У межах гірничого відводу станції відпрацьовувалося буре вугілля марки Б2 потужністю від 2 до 4,5 м з глибиною залягання 30 – 110 м. Породи покрівлі та підшви буровугільних пластів склалися з вапняку, глини та піску. Технологічна схема підземного газогенератора Підмосковної станції «Підземгаз» наведена на рис. 1.5

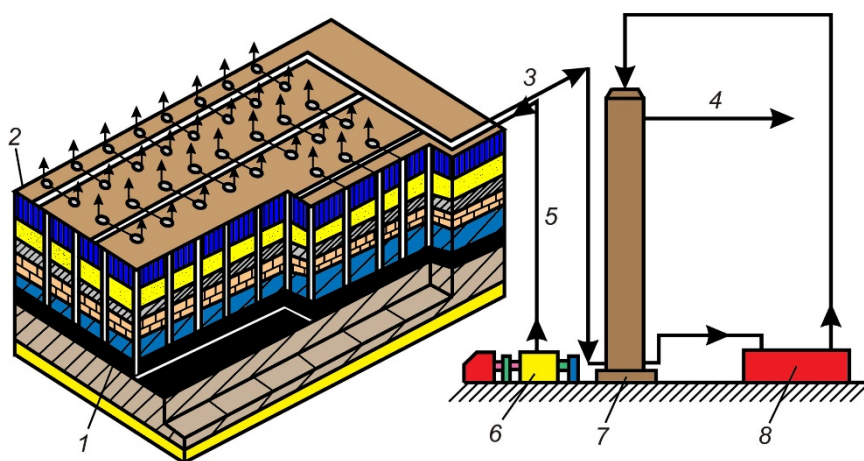


Рисунок 1.5 – Технологічна схема підземного газогенератора в умовах Підмосковного буровугільного басейну: 1 – буровугільний пласт; 2 – система свердловин і схема розгалуження дуттьових і газовідвідних трубопроводів; 3 – відведення газів газифікації; 4 – утилізація частини баластних газів; 5 – подача дуття; 6 – компресорний комплекс; 7 – комплекс поділу і переробки продуктів газифікації вугілля; 8 – акумулювання газів газифікації (технологічних газів: виробництво синтез газу, сірки і сірчистої кислоти синтетичних рідких палив, метанолу і т.д; генераторних газів: виробництво теплової та електричної енергії)

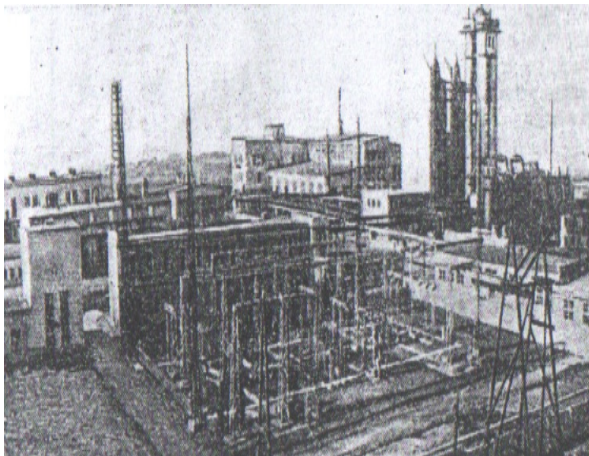
Одним із недоліків роботи підземних газогенераторів Підмосковної станції «Підземгаз» були відносно високі втрати вугілля і газу у надрах. При проведенні промислових та експериментальних досліджень було встановлено, що з 100% втрат генераторних газів на підземну частину газогенератора припадає 55%, а на втрати в експлуатаційних свердловинах і наземних комунікаціях – 45% [80, 96].

Прориви газу на поверхню спостерігалися у свердловинах що відводять газ, через провали породного масиву над вигазованим простором підземного газогенератора. Втрати вугілля від промислових запасів за період експлуатації склали 21 – 52%. У середньому втрати склали: 1952 р. – 48,6%, 1955 р. – 29,2%, 1960 р. – 31,6% [91, 96].

За час роботи станції отримано 4,75 млрд м³ газу, теплотворна здатність газу 1,5 – 3 МДж/м³, хімічний ККД газифікації – 43,6%.

На Підмосковній і Шатській станціях «Підземгаз» (рис. 1.6) практичне застосування отримали дві схеми підземної газифікації – з відведенням газу у бік вигазованого простору (Підмосковна) із попередньою термopідготовкою (Шатська) [91]. За роки експлуатації Шатської станції «Підземгаз» (1965 – 1974 рр.) було отримано 0,2 млрд м³ газу з теплою згоряння 3,1 МДж/м³, вибоком газу 29,6%. Хімічний ККД газифікації склав 52%.

(а)



(б)

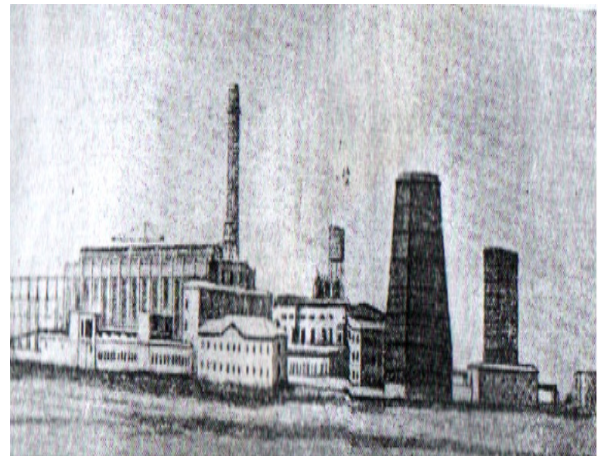


Рисунок 1.6 – Підмосковна (а) та Шатська (б) станції «Підземгаз» (1961 р.)

Цільовими дослідженнями, що проводились на Підмосковній станції «Підземгаз», під час підземної газифікації була отримана оцінка втрат дуття, газу і вугілля, встановлено основні чинники, що викликають ці втрати, і розроблено способи, що знижують втрати при свердловинній підземній газифікації вугілля. На станції були проведені експериментальні дослідження з переробки сірководню Н₂С з отриманням біля 65 тис.т сірки, сірчаної кислоти та сульфатних добрив, а також експерименти з отримання технічного високотехнологічного генераторного газу, придатного для синтезу аміаку й інших хімічних продуктів.

1.1.5 Ангреньська станція

Ангреньська станція «Підземгаз» (рис. 1.7) (середня Азія, м. Ангрень, Узбекистан, Ташкентська область). Промислова експлуатація підприємства почалася 1963 року. Проектна продуктивність складала 2,1 млрд м³ на рік або 650 тис. т вугілля. Максимальна продуктивність була досягнута 1965 року і складала 1,4 млрд м³/рік або 440 тис. т вугілля Ангреньського буровугільного родовища.



Рисунок 1.7 – Дільниця Ангреньської станції «Підземгаз» (1997 р.)

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

Виробництво газу при свердловинній підземній газифікації здійснюється в підземних газогенераторах на повітряному дутті. Всі свердловини підземного газогенератора з'єднуються між собою по вугільному пласту за допомогою фільтраційної збійки. Технологічні канали газифікації створюються за допомогою буріння похило-горизонтальних свердловин. Довжина буріння свердловин по вугіллю складає 150 – 200 м і визначається глибиною залягання вугільного пласта, відстань між свердловинами складає 30 – 40 м. Газовідвід продуктів газифікації, що утворюються, проводиться через групу похилих і вертикальних свердловин, інтенсивність газовідводу складає до 2500 м³/год на одну свердловину.

Глибина розробки буровугільного родовища сягає 200 м, потужність пластів 3,5 – 38,0 м. Характерною для ділянок газифікації є вельми низька проникність і водонасиченість вугільного пласта та вміщуючих порід (глини, пісковики та глинисті пісковики). Основний водоносний горизонт відокремлений від вугільного пласта товщею водотривких порід потужністю 55 – 80 м, за таких умов водопониження не потрібне.

Технологічна схема підземного газогенератора, яка застосовується на Ангренській станції «Підземгаз», зображена на рис. 1.8.

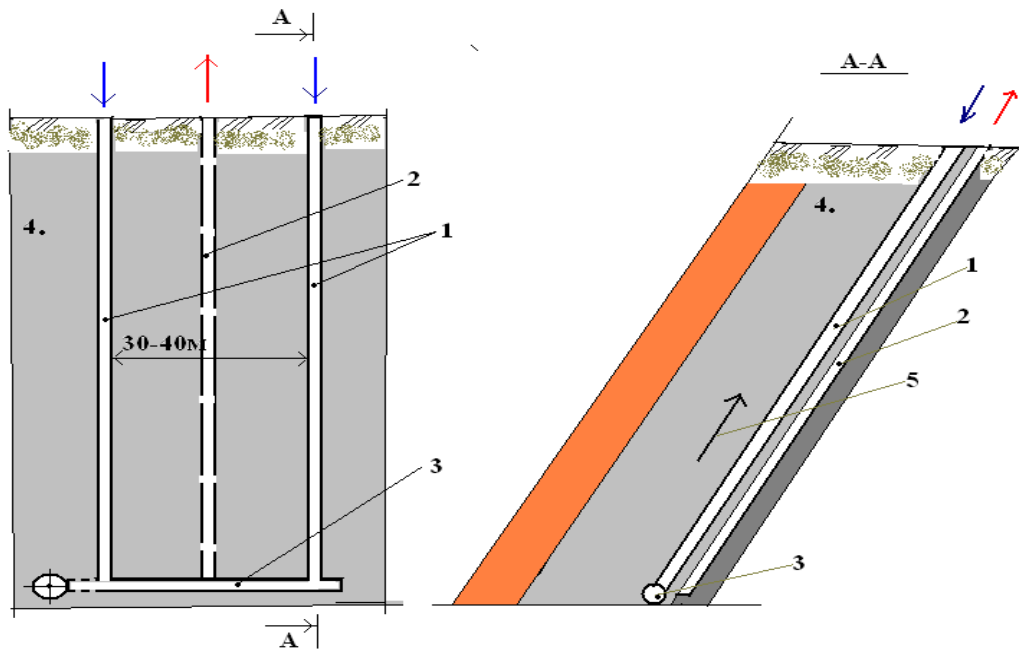


Рисунок 1.8 – Технологічна схема підземного газогенератора в умовах Ангренської станції «Підземгаз» при формуванні реакційного каналу похило-горизонтальною свердловиною: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – реакційний канал; 4 – буровугільний пласт; 5 – напрямок вигазовування вугільного пласта

Щорічно на станції газифікується 100 – 154 тис. т вугілля з продуктивністю 300 – 350 млн м³ газу, ККД газифікації – 42,1 – 49,3%, середні втрати газу – 18 – 25%, теплота згоряння газу – 1,7 – 3,34 МДж/м³. Це обумовлено технічним станом основного технологічного устаткування, обмеженням у прийманні споживачами газу СПГВ, сезонними коливаннями і через зношення трубопроводів та газового устаткування.

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

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

Продукція станції – газ підземної газифікації безперервно передається споживачу – Ангренській ГРЕС і на побутові потреби населенню [89].

Техніко-економічний аналіз діяльності підприємства показав, що при спалюванні газу СПГВ в об'ємі 300 млн м³/рік досягається економія мазуту в кількості 27 тис.т, при цьому поліпшуються екологічні показники Ангренської ГРЕС, що веде до зниження платні за викиди шкідливих речовин в атмосферу у сумі понад 70 тис. доларів. До 2007 р. Ангренською станцією «Підземгаз» відпрацьовано 3910 тис.т вугілля, отримано 14,8 млрд. м³ газу [81].

1.1.6 Південно-Синельниківська станція

Південно-Синельниківська станція СПГВ розташована у Дніпровському буровугільному басейні біля м. Синельниково. 1957 року почалися експлуатація та дослідження ділянки підземної газифікації буровугільного пласта марки Б4 потужністю 3,5 – 5,0 м з глибиною залягання 100 м. Породи, що вміщували пласт, складались із глини та піску. У покрівлі пласта знаходився водоносний горизонт з тиском 0,2 МПа, а у породах підшви на глибині 30 м – з тиском 0,4 – 0,6 МПа. Технологічна схема підземного газогенератора, що застосовувалася в умовах Південно-Синельниківської ділянки СПГВ, наведена на рис. 1.9.

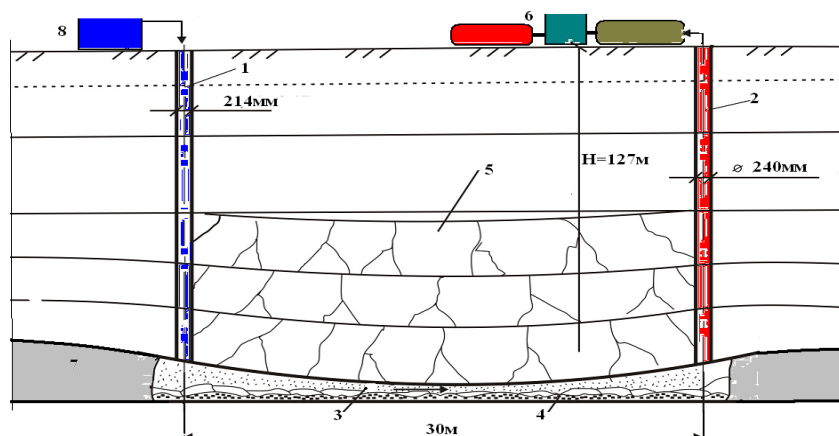


Рисунок 1.9 – Технологічна схема підземного газогенератора Південно-Синельниківської ділянки СПГВ: 1 – дуттьова свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – реакційний канал; 4 – золозалишок; 5 – деформовані породи; 6 – очищення генераторного газу підземної газифікації та лабораторний комплекс; 8 –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

При підготовці ділянки були проведені роботи з водопониження. Підготовка газогенератора виконувалась вертикальними свердловинами, розривом по вугільному пласту між ними, пропаленням реакційного каналу та розпалюванням вугілля й здійсненням газифікації. Протягом експерименту був отриманий газ теплотворною здатністю 2,9 МДж/м³. Через складні гідрогеологічні умови дослід було припинено [80, 91].

1989 року на базі ІГС ім. О.О. Скочинського проводився конкурс на розробку технології створення екологічно чистого підприємства із виробництва видів енергоносіїв на основі підземної газифікації вугілля. Конкурс дозволив розробити довгострокову програму реалізації нових технологій СПГВ як альтернативу видобутку вугілля підземним способом (до 2000 р.). У зв'язку з розпадом СРСР і виникненням нових економічних відносин на колишньому пострадянському просторі програма не була реалізована [81]. Низка провідних науково-дослідних інститутів Росії мають розробки екологічно чистих технологій СПГВ: ІГС ім. О.О. Скочинського, ДСТУ, МГУ, КНДНУ. В Кузбасі планується спільно з китайськими фахівцями створення станцій «Підземгаз» з різними способами підготовки підземних газогенераторів (свердловинами з поверхні землі, шахтний і комбінований).

1.2 Досвід свердловинної підземної газифікації за кордоном

У США перші експерименти з підземної газифікації вугілля були проведені 1947 року під керівництвом Національного гірничого бюро на вугільному родовищі поблизу м. Горгас (штат Алабама) [32]. У середині 70-х і на початку 80-х років ХХ ст. зацікавленість промислових компаній до СПГВ переросла у низку успішних випробувань, що проводяться на вугільному родовищі Ханна (Ларамській технологічний центр досліджень енергії, Хоу-Крик (лабораторія Лоуренса, Лівермор), у штаті Техас (Техаський технічний університет) і Прейстауні (Моргантаунській технологічний центр із дослідження енергії). Фінансування здійснювалося частково бізнес-структурами і Гірничим бюро США [39, 65, 66].

1975 року фірмаю «Техас Юмілітиз сервіс ІНК» (США) придбала ліцензію у СРСР на розробку технологій СПГВ. У США з 1975 до 1990 рр. дослідження велись у штатах Вайомінг (буровугільний басейн Ханна), Техас та Кентуккі. Американські проекти встановили комерційну здійснимість, але не переходили на промислову експлуатацію підземних газогенераторів через низькі ціни на природний газ [3]. Ці умови дали новий напрям у газифікації вугільних пластів, висунутих ще у СРСР, із створенням газогенератора з довгими виїмковими стовпами вугілля й оконтуренням стовпа горизонтальними свердловинами та забезпеченням мобільної точки подачі дуття. Ця ідея вперше апробована у США (рис. 1.10). Урядові та приватно-промислові програми СПГВ у США наведено в табл. 1.3.

(а)



(б)



Рисунок 1.10 – Поверхневий комплекс ділянок підземної газифікації:
а – Рокі-Хілл І; б – Ролінс І

Департамент енергетики США 2000 року затвердив програму використання вугілля для промисловості та комунальних потреб «Чисте вугілля» на найближчі 6 – 10 років із загальним обсягом фінансування 6 млрд дол. США. Також у США реалізується спецпрограма, що передбачає пільгове кредитування в області розробки синтетичних твердих, газоподібних і рідких високоякісних палив з вугілля (за умови того, що їх вартість не перевищує вартості аналогічного за якістю продукту на основі нафти та природного газу) [39, 66].

Таблиця 1.3 – Урядові та приватно-промислові програми СПГВ у США

Дослідження в США					
Урядові програми					
Рік	Організація	Розташування	Тип вугілля	Потужність пласта, м	Глибина залягання, м
1971 – 81	Ларамський університет	Ханна, Вайомінг	суббітумне	7	80
1972 – 82	Лоїренс Лівермор	Хоу-Крик, Вайомінг	суббітумне	5	30
1977 – 80	Моргантаун	Прайстаун, Зах. Вірджінія	бітумне	3	300
1976 – 82	ДЕСША	Ролінс, Вайомінг	суббітумне	7	120 – 200
1981 – 85	Ларамський університет	Сентралія, Вайомінг	суббітумне	6 – 8	20 – 50
1986 – 93	Інст. дослідження газу, ДЕСША	Рокі-Хілл, Вайомінг	суббітумне	7	75
Приватно-промислові програми					
Рік	Організація	Розташування	Тип вугілля		
1978 – 80	Техаський університет	Рокдале, Техас	лігніт		
1976 – 80	Техас Утілітіс	Тенемі, Техас	лігніт		
1977 – 82	Атлантик Річфілд	Рокі-Хілл, Вайомінг	суббітумне		
Експеримент ПГУ	Рік	Тривалість, днів	Теплота згоряння газу, МДж/м ³	Газифіковано вугілля, т	
Ханна I	1973 – 74	180	4,662	4000	
Ханна II-I	1975	38	5,624	1260	
Ханна II-II	1975	25	6,475	2520	
Ханна II-III	1976	38	5,106	4200	
Ханна III	1977	38	4,810	2850	
Ханна IV	1977 – 79	24	4,921	1500	
Хоу-Крик I	1976	11	3,774	129	
Хоу-Крик II	1977	58	3,996	2480	
Хоу-Крик III	1979	47	8,029	3950	
Астервуд	1977	1	1,250– 4,210	2	
Рокі-Хілл	1978	60	7,400	3600	
	1978 – 79	197	2,997	212	
	1979	12	4,710	200	
Ролінс I	1979	30	5,550	1020	
		5	9,250	200	
Ролінс II	1981	65	12,950	8600	
	1982	20	-	140	
	1983	28	9,435	2000	
	1986 – 88	57	9,657	4443	
		93	10,619	1127	

Експериментальний підземний газогенератор з контрольованою точкою подачі дуття був розроблений і досліджений Національною Лабораторією Лоренса (м. Лівемор у Бухті Мотиґи, штат Вайомінґ) у 1983 р. Цей метод схематично наведено на рис. 1.11.

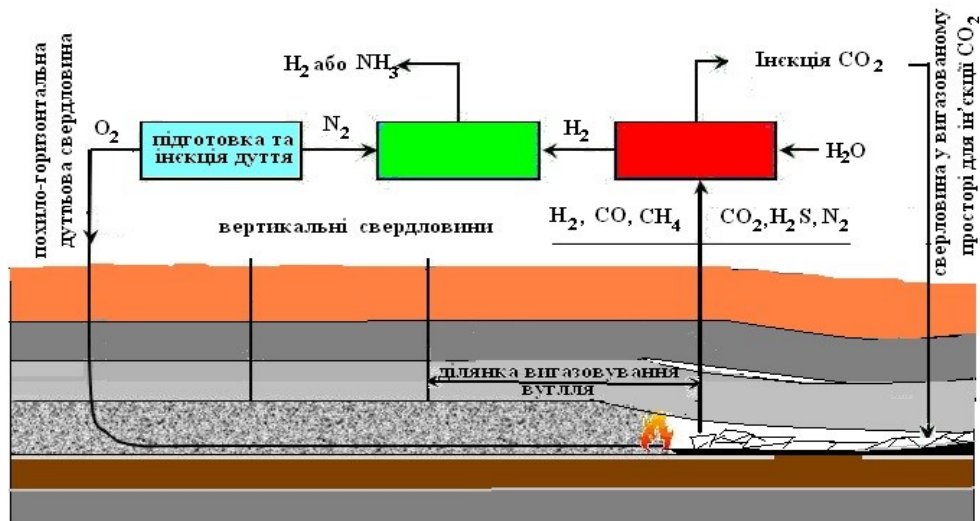


Рисунок 1.11 – Схема підземного газогенератора поверхневого комплексу із утилізації та переробки продуктів СПГВ

З 1984 р. велику увагу розвитку СПГВ надається у Китаї. Центр Дослідження СПГВ китайського університету Гірничої промисловості і технології (Пекін) виконує дослідження з підземної газифікації. Були розроблені теоретичні основи досліджень і проведена низка експериментів [71].

2007 р закінчився експеримент з апробації підземного газогенератора з довгими стінками, оконтуреними по вугільному пласту горизонтальними свердловинами, з рухомою точкою подачі дуття у міру вигорювання вугільного стовпа. Технологічна схема газогенератора наведена на рисунку 1.12.

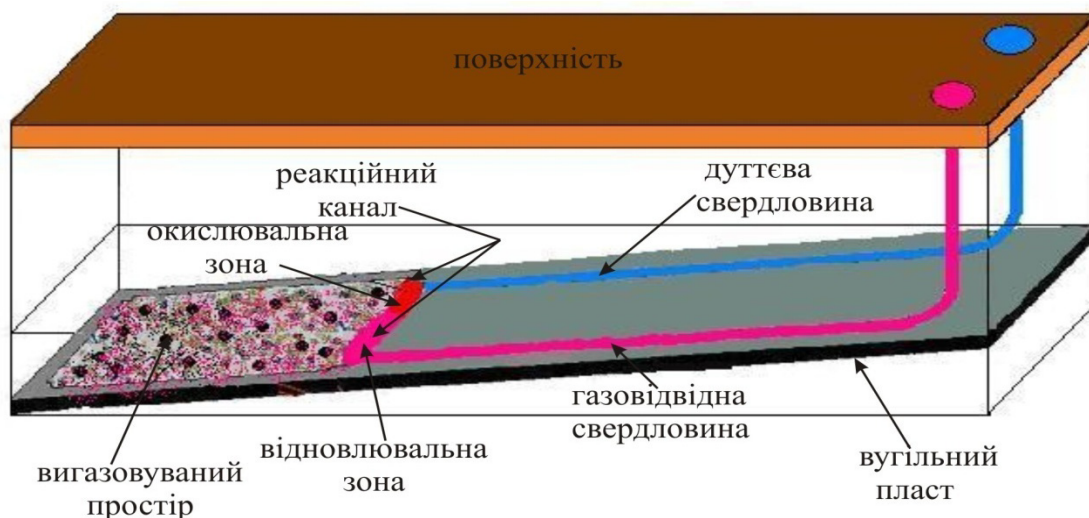


Рисунок 1.12 – Ескіз станції «Підземгаз» та підземного газогенератора з довгими вугільними стінками при двостадійній подачі дуття (Китай, провінція Ліхуань)

Під час проведення дослідів випробовувалася двостадійна подача дуття. У першій стадії подавалося повітря, а у другій – водяна пара. Склад водню (H₂) у паливних газах досягав 45 – 50% [85]. Результати експериментів проведених у вугільних провінціях КНР, наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Промислові експерименти із СПГВ у Китаї (1996 – 2007 рр.)

Місце проведення експерименту	Ліхуань	Хайнань	Хейлунцзян	Фангшан	Цинхай
Марка вугілля	Г	ЖК	Г	ЖК	ГД
Глибина залягання вугільного пласта, м	110 – 180	80	100	80 – 100	190
Потужність, м	1,3 – 2,5	3,5	1,2 – 1,8	1,3 – 1,5	2,0 – 6,3
Температура згоряння газу, МДж/м ³	6,2 – 12,2	5,26 – 11,8	5,21 – 8,7	6,09 – 7,7	5,4-10,9
Склад газу %					
H ₂	47,14	58,29	54,79	17,40	54,30
CH ₄	12,38	9,28	8,75	6,22	12,20
CO ₂	20,48	19,63	20,75	22,90	20,20
N ₂	6,64	4,21	5,21	49,50	9,10
Дата розпалювання	05.1998	03.1996	03.2003	10.2001	10.2001
Спосіб розкриття пласта	Похило – горизонтальними свердловинами	Різнострамовані свердловини (змішаний)			

Станом на 2015 рік у КНР працювало 14 станцій підземної газифікації вугілля. Із них: у провінції Шаньдун – 8 станцій, у провінції Шанси – 4, у провінції Нансі – 1, у провінції Куєцо – 1. У Китаї газифікуються пласти кам'яного вугілля потужністю 1 – 6 м з кутом залягання пластів від 5 до 40°. При будівництві станцій застосовуються способи підготовки підземного газогенератора – з поверхні, шахтна і шахтна підготовка разом із бурінням технологічних свердловин – із поверхні землі. Вартість проекту складає 100 млн юанів (8,25 млн USD) [36, 39].

Ціна газу, що відпускається населенню, складає приблизно 0,26 грн за 1 м³, що майже у три рази нижче за вартість природного газу. Газ повністю відповідає санітарним і екологічним нормам. У провінції Шаньдун газом СПГВ користуються понад 6000 сімей шахтарського селища Шизань, що знаходиться поблизу станції СПГВ. Середня продуктивність підземного газогенератора складає 4562 – 7879 м³/год.

Метою експериментів є вдосконалення й апробація розроблених технологій СПГВ для подальшого застосування у вугільній промисловості Китаю. Впровадження технологій, пов'язаних із виробництвом паливних газів, електроенергії і хімічних продуктів на основі вугілля, для Китайської республіки, яка володіє величезними запасами кам'яного вугілля та впровадження технологій із підземної газифікації вугільних пластів є важливим стратегічним завданням [36, 82].

1988 року Європейський Союз продовжує вивчення технології СПГВ. Для будівництва станції підземної газифікації вугілля був вибраний район Теруель в Іспанії (рис. 1.13). Вугільний пласт, який газифікувався, потужністю 0,55 – 1,05 м залягав на глибині 550 – 860 м.



Рисунок 1.13 – Експериментальна ділянка в Теруелі: зліва нагнітальний комплекс, у центрі диспетчерська, справа газовідвідний комплекс

Випробування в Теруелі розпочалися 1989 року і були завершені у 1998 р. [30]. Мета випробувань полягала в дослідженні технічної можливості СПГВ на середніх глибинах від 500 до 700 м, а також проведення апробації технології збійного буріння вертикально горизонтальними свердловинами по вугільному пласту завдовжки 100 м та можливості варіації тиском і кисневим дуттям і встановлення доцільності газифікації на великих глибинах тонких вугільних пластів. Трьома свердловинами було встановлено характеристики відібраного вугільного пласта. Безпосередня покрівля була представлена піском і глиною потужністю 2 і 5 м відповідно. Такі характеристики надвугільної товщі дозволяли воді мігрувати у вугільний пласт, а також втрачався генераторний газ у порідній товщі в кількості 17%. Безпосередня підшошва була складена вапняком. При експерименті використовувався метод CRIP – так званий метод з керованою точкою подачі дуття (рис. 1.14).

Для підготовки газогенератора використовувалося направлене буріння. Нагнітальна свердловина проводилася вертикально по пустих породах з горизонтальною частиною по пласту, а газовідвідна у свою чергу бурилася вертикально-перпендикулярно нагнітальній свердловині з точністю до метра. З'єднання свердловин забезпечувалося повітряним розривом пласта, що достатньо легко здійснилося. Розпалювання вугільного пласта здійснювалося на відстані 4 м від газовідвідної свердловини, після чого подавалися реагенти газифікації. Показники газу під час експерименту були такими CO_2 – 40%, CO – 12%, H_2 – 25%, CH_4 – 13%, H_2S – 8%. Вміст вологи досягав 50% через порушення герметичності газогенератора і, як результат, приплив води у напрямку до мережі газовідвідних свердловин (рис. 1.15).

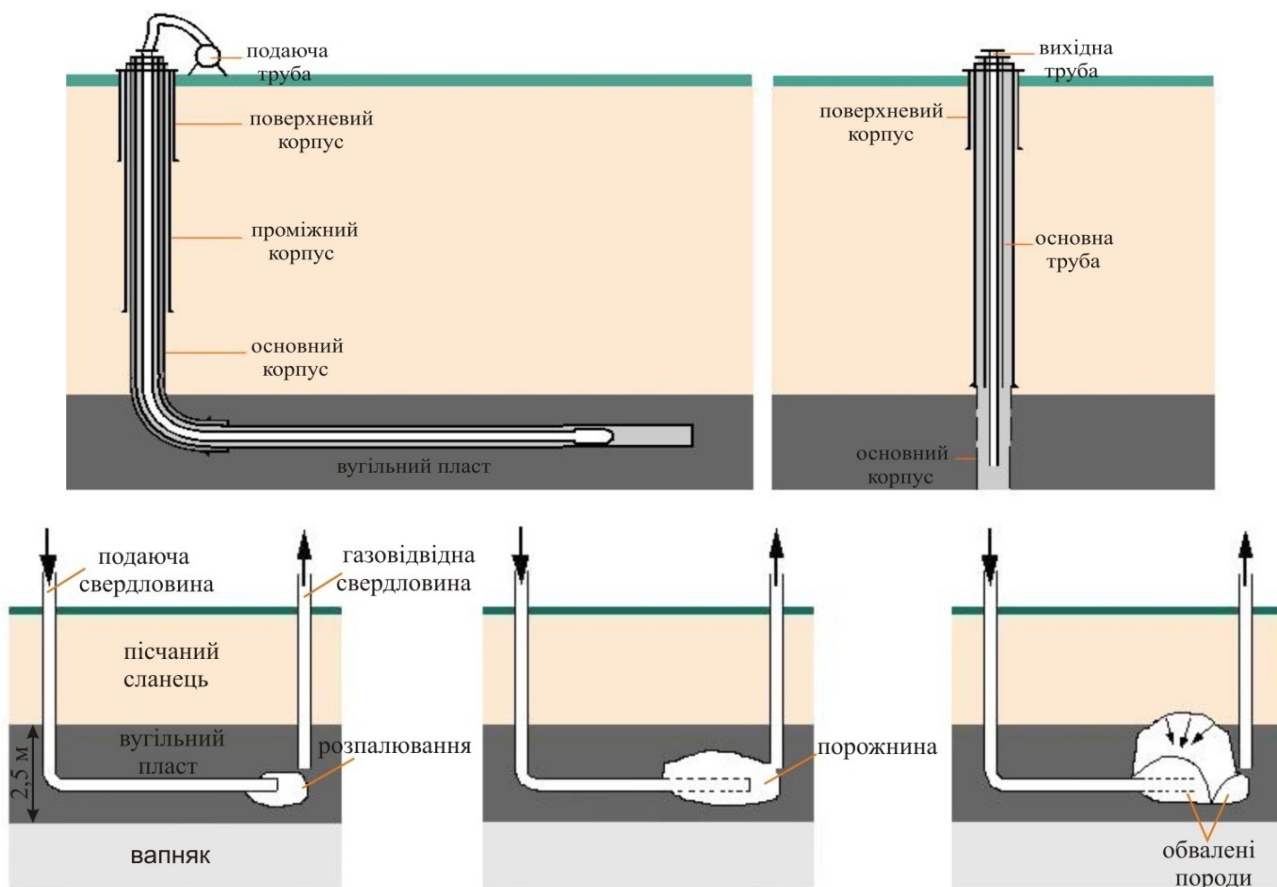


Рисунок 1.14 – Схематичне представлення методу з керованою точкою подачі реагентів дуття



Рисунок 1.15 – Система газовідвідних свердловини

Випробування в Теруелі встановили потенційну ефективність даної схеми підготовки газогенератора, але з деякими негативними аспектами. Проблема полягала у присутності зайвої води, що стало однією з причин припинення газифікації. Низка помилок у технологічному процесі вигазовування вугілля призвела до вибуху газогенератора. Витрати на даний технологічний проект, у рамках програми «Терми», склали 12 млн фунтів стерлінгів [51, 82].

У Бельгії проведення дослідів із СПГВ розпочалися 1947 року з підготовки й експлуатації шахтного газогенератора по кам'яновугільному пласту «Веріссо» потужністю 0,9 м, кутом падіння 87° , глибиною залягання 160 м. У результаті досліджень був отриманий газ СПГВ із теплотою згоряння $2,0 - 02,3$ МДж/м³. Експеримент було припинено через вибух. У 1950 – 1956 рр. проводилися дослідження на шахтних газогенераторах, температура згоряння отриманих газів складала $3,7 - 4,4$ МДж/м³. У 1978 – 1986 рр. у Бельгії поблизу м. Турин проводилися натурні дослідження технології СПГВ на глибині 1100 м.

Бельгійський експеримент 1947 року в м. Боїст ла Дамі був спрямований на газифікацію антрацитового вугілля з крутопохилим заляганням. Пізніше (1980 р.) проводилися експерименти на глибоких пластах з відносно горизонтальним заляганням у м. Турин як частини об'єданого Бельгійсько-Німецького проекту. Експеримент проводився на пласті з глибиною залягання 860 – 870 м, середньою потужністю вугілля з невеликими прошарками до 6 м Вугілля було напівантрацитове (або з невеликим виходом летких речовин за Британською класифікацією), з виходом летких речовин 13,5%.

Чотири вертикальні свердловини були розташовані навколо центральної свердловини на відстані 35 м. Проникність вугілля була низькою. Початковою метою проекту було створення збійки між двома вертикальними свердловинами, використовуючи зворотне згоряння. Випробування показали, що зворотна технологія не є надійною у зв'язку з глибоким заляганням вугільного пласта. Через два роки невдалих випробувань (1982 – 84 рр.) було вирішено спробувати з'єднати вертикальні свердловини направленим бурінням.

Цей підхід виявився успішним, і газифікація тривала приблизно 200 днів (1986 – 1987 рр.). Але процес газифікації був зупинений через завихрювання та обхід газу. Масовий баланс показав, що 157 тонн вугілля було газифіковано і 183 тонн непрореагованого вугілля залишилось в реакторі.

Після завершення газифікації проводилося дослідження породовугільної товщі, яке здійснювалося за рахунок буріння над каналом газифікації сітки свердловин. Завдяки цьому було успішно відтворено макроскопічне моделювання газогенератора, яке ґрунтується на термодинамічній рівновазі. Роботи з апробації технології вигазування вугілля фінансувалися Енергетичною комісією Європейського Союзу.

У Польщі з 1955 р. розпочалися експерименти із СПГВ у районі м. Катовіце [71]. Дослідний газогенератор був підготовлений шахтним способом у кам'яновугільному пласті (потужність 1,15 м, кут падіння $5 - 7^\circ$), два паралельно пройдені штреки були з'єднані свердловинами. За результатами досліджень теплота згоряння газів СПГВ на кисневому дутті складала $6,7 - 8,4$ МДж/м³ із складом горючих газів: CO – 28%, H₂ – 28%, CH₄ – 2,2%.

1968 року у Польщі дослідження проводились на експериментальних установках з газифікації вугілля [31, 61]. Більш широкі експерименти із апробації та вивчення технології газифікації вугільних пластів проводилися у 1983 – 1988 рр. за проектом «Марс» (рис. 1.16).

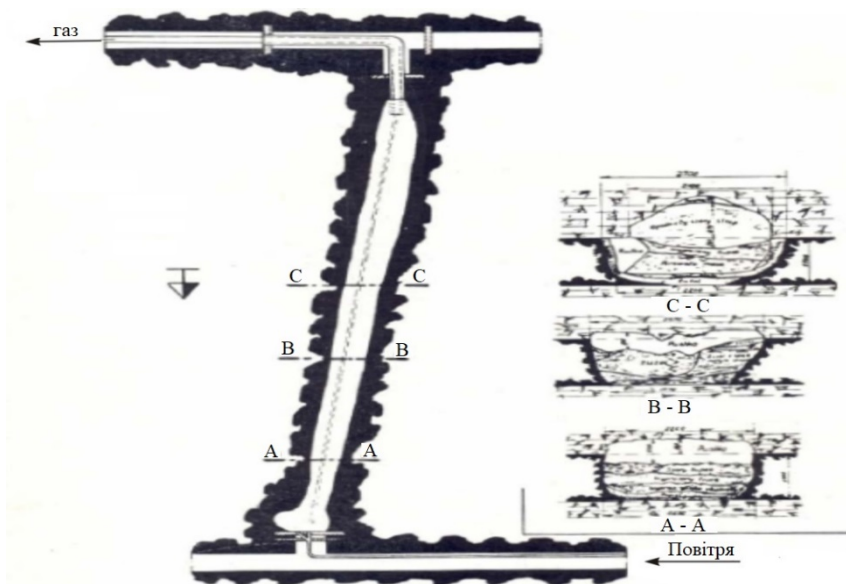


Рисунок 1.16 – Схема експериментального шахтного газогенератора «Марс»

Підземній газифікації піддавалися некондиційні кам'яновугільні пласти. Тривалість експериментів складала 9–18 днів. При цьому були отримані результати по генераторному газу зі складом паливних газів $\text{CO} - 26,2\%$, $\text{H}_2 - 37\%$, $\text{CH}_4 - 6,1\%$ та теплою згоряння $6,2 - 7,9 \text{ МДж/м}^3$ при застосуванні кисневого дуття. Проект виконувався у Головному інституті гірництва (м. Катовіце). Очолював групу вчених професор Ян Паларські. У результаті були розроблені математичні моделі процесу підземної газифікації, технологічні схеми газифікації вугільних пластів за підняттям та потужністю з висхідним потоком газів (рис. 1.17).

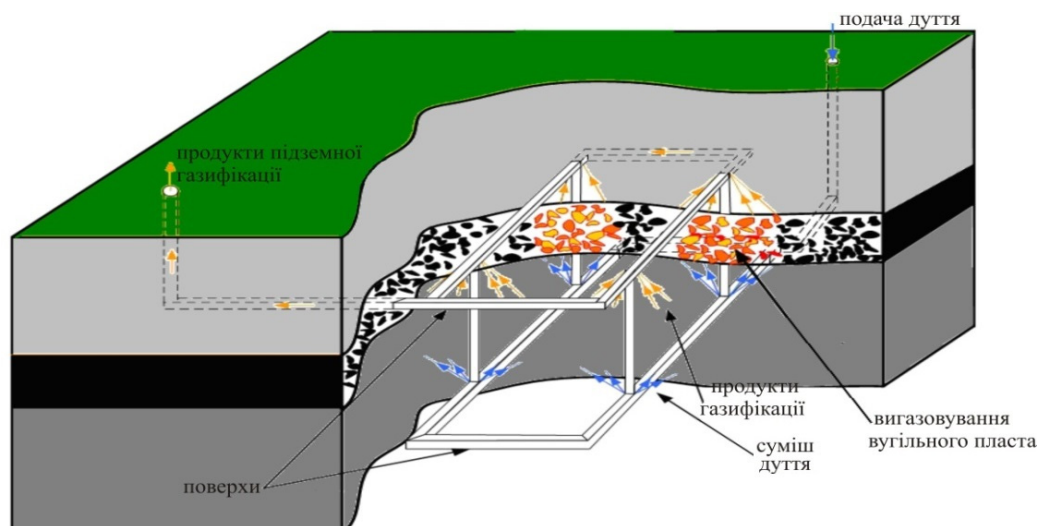


Рисунок 1.17 – Вертикально-орієнтований метод газифікації вугільної товщі

2004 року професором Богданом Жакевічем (м. Варшава, Польський Дослідний Інститут Радикальних Технологій) була розроблена радикальна технологічна схема підземного газогенератора, що забезпечує зміну спрямованості дії на вугільний пласт із отриманням газових і рідких продуктів термохімічного процесу (рис. 1.18).

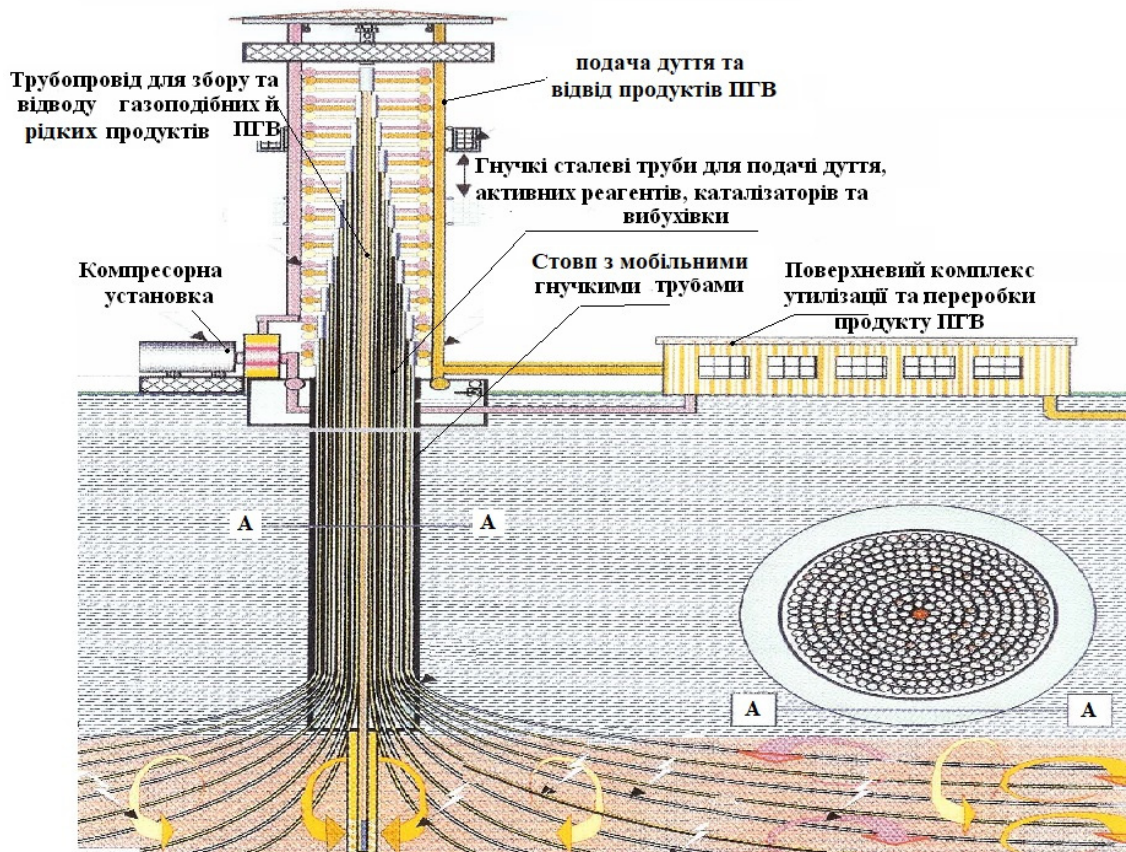


Рисунок 1.18 – Технологічна схема газогенератора «Дейзішафт»

Програма випробувальних робіт у Франції з підземної газифікації здійснювалася з 1979 по 1985 рр. експериментальні дослідження велися поряд з лабораторним і теоретичним вивченням процесу СПГВ. Перші випробування відбулися в північному кам'яновугільному басейні Бруай-Артос. Використовувалися різні технології для оцінки поведінки породного масиву, характеристик розпалювання і зворотного горіння.

Свердловини бурилися на відстані 170 м від крайньої межі ведення підземних робіт на глибину 1100 м на пласт найнижчого залягання. Відстань між свердловинами становила 65 м. Для підготовки реакційного каналу здійснювалося віджимання води в породувугільну товщу упродовж декількох місяців, після чого нагніталась вода під тиском близько 50 МПа. Після гідророзриву додавався пісок, щоб переконатися в ефективному виконанні такої технології. Пісок, виходячи через вихідну свердловину, свідчив про високу надійність такого методу. Вугільний пласт розпалювався за допомогою електричного струму та безперервної подачі реагентів у зону горіння. Проте процес було зупинено через займання дуттьової свердловини за два тижні після розпалювання вугільного пласта.

Також були проведені експерименти в м. Ечаукс (центр Франції) для вивчення процесу проведення електрозбійки. Вони здійснювалися на пласті, який залягав на 30-метровій глибині. У першому експерименті електроди були знищені менш ніж за 24 години після початку експерименту через дію високих температур – близько 1500°C.

У випробуваннях у Хойт-Деул у північному кам'яновугільному басейні проводилися свердловини від поверхні до вугільного пласта на глибину 880 м. Попередня ін'єкція води низького тиску здійснювалася протягом трьох місяців, після чого було досягнуто гідророзрив вугільного пласта між свердловинами завдяки використанню нітрогенної піни. Випробування показали, що проведена збійка в Хойт-Деулі за технічним виконанням була на порядок кращою ніж у Бруайн-Артосі. У цьому ж газогенераторі успішно було проведено зворотний процес газифікації. Незважаючи на успішність процесу виникли проблеми, пов'язані з корозією електричних запальників. Зворотний процес газифікації проводився з жовтня по листопад 1984 р. з ін'єкцією N_2 , O_2 , CO_2 , та C_3H_8 . Також з'явилася неочікувана проблема з блокуванням газовідвідної свердловини у зв'язку з утворенням смол, продуктів окислення і вугільних частинок.

В Англії промислові випробування СПГВ почалися у 1949 р 1950 року у м. Ньюмен-Спінні (поблизу м. Честерфілд) із вугільного розрізу по пласту потужністю 0,9 м, кутом падіння $8 - 10^\circ$ була пробурена похила свердловина довжиною 100 м (рис. 1.19), а з поверхні на неї була – вертикальна свердловина довжиною 25 м. Дослід тривав чотири місяці, теплота згорання газу СПГВ складала $2,1 - 2,6 \text{ МДж/м}^3$.

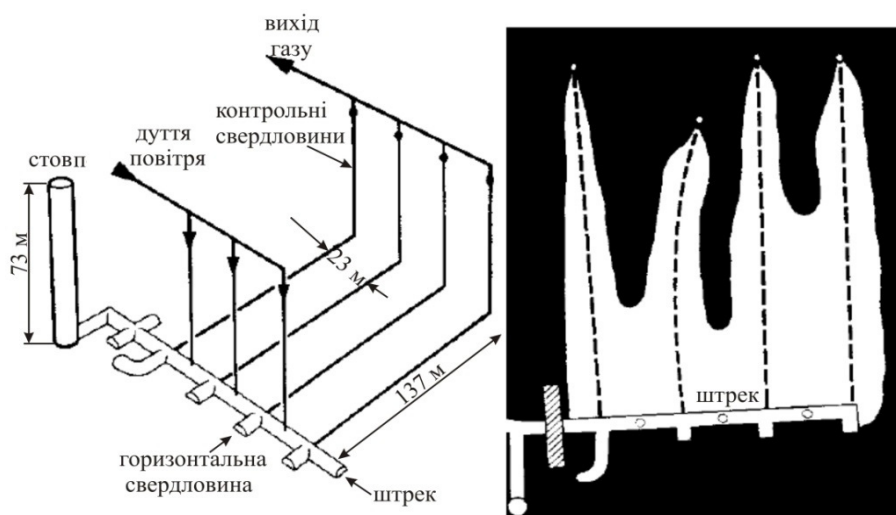


Рисунок 1.19 – Технологічні схеми експериментального газогенератора

Експеримент Ньюмен-Спінні здійснювався вертикальними свердловинами на відстані 15 м одна від одної. Таким чином було успішно газифіковано 180 тонн вугілля. Збійка між свердловинами здійснювалася розривом пласта примусовим повітряним тиском або електричним зарядом. Збійка пласта повітряним розривом була успішно здійснена 20 разів із 34 проведених.

При успішно проведеній збійці процес газифікації також загалом можна назвати успішним, але якість газу була досить низькою з теплою згорання лише $2,6 \text{ МДж/м}^3$. Електрична збійка застосовувалася досить рідко та не була рекомендована як ефективний метод створення реакційного каналу. Наступна технологія здійснювалася бурінням пластових свердловин через підземні виробки на відстань 60 – 90 м, але при цій технології випробування також отримувалася газ із середньою теплотворною здатністю лише $2,6 \text{ МДж/м}^3$.

При експериментуванні відповідної технології використовувалася одна свердловина. Повітряна труба була вставлена в свердловину для подачі повітря прореагований продуктивний газ виходив на поверхню навколо повітроподавальної трубки через ту ж свердловину.

Ця система надала кращі результати – теплотворна здатність коливалася від 3,2 до 3,7 МДж/м³ упродовж довгого періоду газифікації. Недоліком такої технології було те, що іноді експеримент зазнавав невдачі через дію високих температур на елемент подачі дуття.

Дослідна програма була удосконалена 1956 р. щоб зосередити використання підземної газифікації вугілля в комерційних масштабах для отримання електричної енергії у розмірі 4–5 МВт до 1959. Проект передбачав використання двох паралельних свердловин довжиною по 100 м і 6 м між ними для подачі повітря та відведення газових продуктів. Така програма зазнала невдачі через неможливість контролювання процесу газифікації, тому будівництво енергетичної установки було призупинене, а через деякий час повністю покинуте.

Програма СПГВ закінчилася в 1959 р. і не розглядалася до появи міжнародної нафтової кризи. 1967 р. проводилася низка експериментів на газогенераторах, підготовлених шахтним способом. Під час експерименту (поблизу м. Бейтон) який тривав 4,5 місяці, було отримано газ теплотою згоряння 2,5–3,7 МДж/м³. За наслідками 50 експериментів, було ухвалено рішення про промислове впровадження СПГВ. Британське Міністерство торгівлі і промисловості підтвердило доцільність технології підземної газифікації вугільних пластів, поєднану з утилізацією вуглекислого газу CO₂ як технології для внутрішнього розвитку енергетики [59, 71].

У Німеччині роботи з СПГВ проводились з 1975 року. З 1982 р. усі дослідні роботи із СПГВ координуються «Дослідним товариством нових технологій видобутку вугілля».

Розроблена програма досліджень із підземної газифікації твердих палив присвячена підземній газифікації вугільних пластів на великих глибинах із переробкою продуктів газифікації з урахуванням властивостей вугільних пластів і порід що їх вміщують [71]. Поки що роботи не пов'язані з практичним впровадженням СПГВ. Німецькі науковці мають великий досвід з наземної газифікації та гідрогенізації вугілля і брали участь у реалізації проекту СПГВ в Іспанії (1991–1998 рр.) [51].

Досліди по СПГВ проводилися також у Чехословаччині (1955–1966 рр.) на Юно-Моравському буровугільному родовищі на пластах потужністю 1–4 м з глибиною залягання 25 м, розкриття пластів здійснювалося горизонтальними і вертикальними свердловинами. У результаті експерименту було вироблено 5,34 млн м³ газу СПГВ із теплотою згоряння 2,42–3,7 МДж/м³. При експерименті на дослідно-промисловому підземному газогенераторі в районі Брезно отриманий газ СПГВ направлявся на вироблення пари, а пара подавалася на турбінну установку потужністю 2,5 МВт для вироблення електроенергії [33, 71].

Особливої уваги заслуговує австралійський комерційний проект Шиншила (Австралія, м. Квінсленд) підприємства «СПГВ-ТЕС» (рис. 1.20, 1.21). Проектні та дослідницькі роботи були розпочаті. Поетапне будівництво підземного газогенератора та поверхневого комплексу експериментальної станції з СПГВ велось з 1999 до 2003 рр [49].

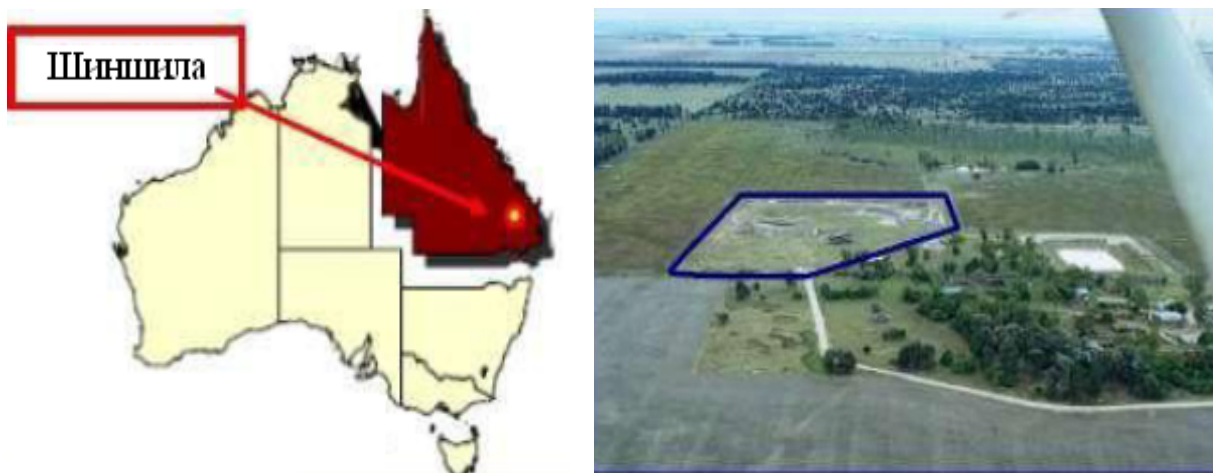


Рисунок 1.20 – Географічне розташування станції Шиншила



Рисунок 1.21 – Станція СПГВ Шиншила

Газифікації піддавався буровугільний пласт потужністю 10 м, який розміщувався у породах глинистого сланцю на глибині 140 м. За 28 місяців експлуатації станції СПГВ отримано $85 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ генераторного газу, вигазовано приблизно 32 тис. т вугілля. Експеримент проводився на повітряному і киснево-повітряному дутті. Генераторний газ мав середню теплоту згоряння $5,03 \text{ МДж/м}^3$. Температура продуктів сягала $300 \text{ }^\circ\text{C}$ при тиску $1 - 2,27 \text{ МПа}$. Концентрація горючих газів (H_2 , CO , CH_4) складала $44,3 - 59,6\%$. Була забезпечена повна керованість процесом вигазовування вугільного пласта. Якісний і кількісний склад горючих газів, теплота продуктів газифікації дає можливість застосування когенераційних систем із виробництва електроенергії на газотурбінних та паротурбінних установках потужністю $15 - 400 \text{ МВт}$ [6].

Вартість електроенергії складала 0,02 – 0,03 дол. США/кВт.год. Це менше ніж вартість електроенергії в іншому європейському проекті (1998 – 2000 рр.), яка становила 0,034 дол. США/кВт.год для станції СПГВ потужністю 15 – 300 МВт (вугільний пласт потужністю 1,1 – 2,5 м) [2, 5]. Проект витримав усі екологічні вимоги та мав капітальні і експлуатаційні витрати на 17 – 23% менше ніж при витратах на видобуток вугілля у кар'єрах Австралії. У проекті брали участь енергетичні компанії Японії, США, Канади.

1.3 Концепція розвитку технології СПГВ

Зростання цін на природні ресурси, такі як газ і нафта, викликало нові зусилля із вивчення і впровадження технології свердловинної підземної газифікації вугілля у багатьох країнах [4, 60]:

- підземні газогенератори проектують у Південній Африці потужністю до 1200 МВт, Індії - 750 МВт, а також у Пакистані та Канаді;

- технологічні проекти із переробці вугільних пластів на місці їх залягання з виробництвом теплової та електричної енергії, моторних палив і інших хімічних продуктів у Австралії та Канаді.

Поряд з Китаєм та Австралією на підземну газифікацію вугілля спрямовано цілу низку країн західної Європи і всього світу. Починаючи з 2000 року активно розробляються проекти на дослідження і впровадження технології СПГВ. Зацікавленими країнами до СПГВ є Індонезія, Монголія, Бразилія та Нова Зеландія. Для успішного проведення і контролю процесу необхідно з початку вивчити та змоделювати всі можливі непередбачувані процеси, які відбуваються у вугільному пласті [1].

Канада має великі запаси вугілля, більшість з яких ймовірно придатна до СПГВ. Головний офіс Ерго Енерджі розташований у Монреалі. Ерго Енерджі ліцензує власну технологію СПГВ, яка ґрунтується на досвіді країн колишнього Радянського Союзу. Лаурус Енерджі одна з перших Канадських компаній, яка придбала цю ліцензію. Вона оцінює придатність покладів вугілля в більшості провінцій Канади. 2008 року на конференції, присвяченій підземній газифікації вугілля в Х'юстоні, Лаурус Енерджі презентувала потенціал СПГВ. Наприкінці року було повідомлено, що Лаурус Енерджі розпочне виконувати проект СПГВ у Канадській провінції Альберта або в США [9].

На початку 2009 р. розпочато будівництво експериментальної станції підземної газифікації і провінції Альберта, що знаходиться на півночі від м. Едмонтон на відстані 250 км. Експериментальні дослідження оцінили в 30 млн дол. США, з яких 9 млн дол. США виділив уряд провінції Альберта [53, 54]. Під час здійснення проекту використовувалося збагачене парокисневе дуття для отримання генераторного газу високої теплотворної здатності у кількості – 900 тис. м³/день. У цей час проект знаходиться на кінцевій стадії підготовчих робіт. Якщо експеримент стане успішним, планується розробка проекту підземної газифікації вугілля біля м. Друмхелер. Це і буде початком промислового впровадження технології свердловинної підземної газифікації вугілля в Канаді.

Австралія – найбільший у світі експортер вугілля. В Австралії існує ціла низка компаній які займаються експериментальними випробуваннями, оскільки для Австралії вугілля є основним джерелом теплової та електричної енергії. Вугільні пласти залягають на глибині від 150 до 400 м, які розробляються як відкритим так і підземним способами. В свою ж чергу, за критеріями придатності до СПГВ в Австралії велика кількість вугілля може бути газифікована. Науковці зеленого континенту пліч-о-пліч співпрацюють з науковцями Південної Африки (проект Маюба). На даний момент розробляються два проекти в Суратському басейні (біля м. Квінсленд), а також перспективні проекти розробляються у Вікторії та Західній Австралії. Крім цього одна з приватних компаній планує газифікувати вугілля в Південній Австралії.

На початку 2000 р. компанія Лінк Енерджі здійснила низку випробувань СПГВ на вугільному пласті, що залягає на глибині 140 м у басейні Сурат. На цій ділянці використовувалася технологія, придбана в Ерго Енерджі, з розкриттям вугільного пласта вертикальними свердловинами й утворенням фільтраційного каналу (реакційного) між експлуатаційними свердловинами гідророзривом.

Генераторний газ вироблявся протягом двох років з пласта потужністю понад 8 м. За цей період було газифіковано більше як 35 тис. т вугілля з середньою теплою згоряння 4,5 – 5,7 МДж/м³. Зольність пласта складала 28%. При газифікації вугілля використовувалися 9 повітроподавальних і газовідвідних свердловин та 19 свердловин для контролю змін у хімічному складі ґрунтових вод (рис. 1.22)



Рисунок 1.22 – Повітроподавальна свердловина (а); газовідвідна свердловина (б)

У листопаді 1997 р. було вибрано місце для проведення дослідження, а у вересні 1999 р. завершено буріння свердловин. Будівництво станції закінчилося в грудні 1999 р., після чого було запущено газогенератор з отриманням першого об'єму газу. Після двох років проведення експериментів проект було закрито.

Після проведення експерименту було зроблено детальну екологічну оцінку впливу СПГВ на навколишнє середовище, за результатами якої газогенератор

не перевищив ГДК шкідливих речовин у навколишньому середовищі. Але слід зауважити, що ділянка газогенератора займала площу лише 100×30 м.

У травні 2006 р компанію Лінк Енерджі було внесено до списку австралійської фондової біржі, за рахунок чого в компанію були вкладені великі капіталовкладення, що дозволило виконувати подальші розробки. Оригінальний бізнес-план компанії полягав у ефективному використанні генераторного газу для виробництва електроенергії, але у зв'язку з низькою ціною на електроенергію в Квінсленді цей план виявився нереалізованим.

Генераторний газ містив у собі H_2 – 32%, CO – 17%, CH_4 – 18%. За десять місяців приблизно 2000 тонн вугілля було газифіковано (приблизно 7 тонн/добу) [38]. Для того щоб полегшити розвиток СПГВ, Лінк Енерджі придбала енергетичну компанію Сапекс, надавши компанії Лінк доступ до досліджень вугільного родовища у південній Африці. Вугілля суббітумне, з вологістю – 38% , вміст золи – 11%, сірки – 1%. Компанія Лінк брала участь у проекті Шиншила, витративши 50 млн дол. США [62] і на сьогоднішній день компанія планує розширити спектр своїх проектів у Шиншилі [45].

Лінк Енерджі придбала 74% контрольних пакетів акцій Еростігазу (Узбекистан), яка контролює Ангреньську станцію. Лінк Енерджі співпрацює з В'єтнамською компанією Вінакомін (з 2008 р.) та японською компанією Марубені з метою визначення придатності вугільних родовищ до СПГВ [38]. У травні 2009 року Лінк Енерджі підписала договір з американською компанією ГазТех про купівлю 40 тис. гектарів ділянки шахтного поля біля р. Павдер (Вайомінг) вартістю 5 млн дол. США.

Компанія Кугар Енерджі була заснована 2006 року і працює над проектом підземної газифікації вугілля в Квінсленді та Вікторії. Компанія керує розробкою СПГВ у Пакистані, Індії та Європі, також підписано договір щодо розробки проекту в провінції Сінд (Пакистан) на кам'яновугільному родовищі площею 47 км².

Кугар Енерджі планує використовувати технологію СПГВ компанії Ерго Енерджі – розкриття вертикальними свердловинами з гідророзривом на основі радянських розробок. Біля міста Кінгарой (штат Квінсленд) компанія володіє вугільним родовищем площею 4,5 км², де на глибині 150 м залягають вугільні пласти потужністю понад 10 м кожен. СПГВ на цій ділянці забезпечила б виробництво 400 МВт електроенергії протягом 30 років.

Перспективним для Кугар Енерджі є спільний проект з підприємством Вугільні Ресурси Вікторії, в якому планується газифікувати поклади буровугільного родовища що залягають на глибині від 100 до 700 м потужністю 10 – 70 м.

Компанія Карбон Енерджи являється власником частини вугільного басейну Сурат у Квінсленді, запаси якого оцінюються від 250 до 600 млрд т високозольного суббітумного вугілля, що залягає в пластах потужністю від 10 до 20 м. Карбон Енерджи брала участь у першому випробуванні СПГВ у Рокі Хілл. На цей час компанія використовує технологію направленої буріння, в якій дві свердловини з'єднуються біля розпалювальної свердловини (рис. 1.23).

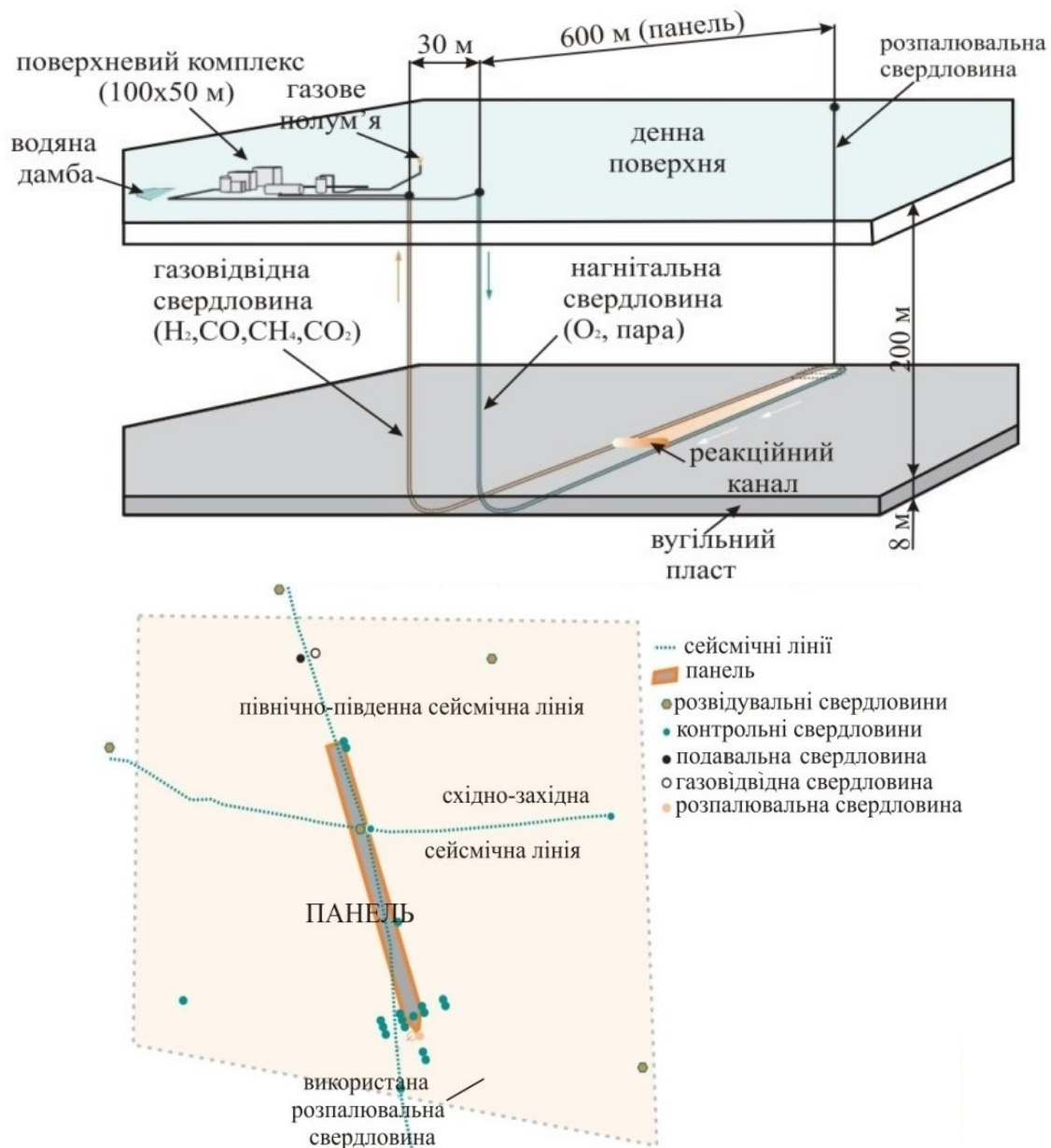


Рисунок 1.23 – Схема газогенератора з двома паралельними свердловинами

Як окислювач виступав кисень. Тривалий план розвитку компанії був оприлюднений у 2008 р. Планувалося провести 100-денне демонстраційне дослідження СПГВ з бюджетом 20 млн дол. США. Теплота згоряння газу становила 6 МДж/м³ при повітряному дутті та 13 МДж/м³ при кисневому. Склад отриманого газу був здебільшого стабільний, з невеликими відхиленнями в кількісному показнику. Варіювання сумішшю дуття призводило до якісних змін показників генераторного газу, в результаті чого був затверджений план для максимізації виробництва хімікатів і рідких палив. У грудні 2009 р. Карбон Енерджі клопотала щодо будівництва електростанції потужністю 5 МВт, яка буде використовувати генераторний газ для виробництва електроенергії та збільшить потужність станції протягом року до 20 МВт.

До довготривалих планів компанії входить:

– збільшити виробництво електроенергії від 150 МВт у 2015 р. до 300 МВт у 2020 р.;

- збудувати завод аміаку, який використовуватиме виключно газ підземної газифікації;
- виробляти хімікати різних видів;
- виробляти транспортне паливо.

Згідно прогнозів хімічний завод вироблятиме 1000 т аміаку на добу, понад 1000 т метанолу в день і/або 10 тис. барелів рідких транспортних палив за добу. За підрахунками такий завод коштуватиме компанії понад 1 млрд дол. США [29].

СПГВ в Індії як дослідницький проект почав розглядатися з 1980 р. для газифікації підроблених вугільних пластів, що залягали на глибині 600 м. Індійська корпорація нафти та газу 1986 року підготувала звіт щодо придатності родовища Гуярат до підземної газифікації, пробуривши того ж року свердловину на глибину 1005 м, з якої були отриманні всі необхідні дані щодо характеристики вугільного пласта. Незважаючи на позитивні відгуки керівництва проект було закрито.

У 2006 р. роботи по СПГВ проводилися за участі Міністерства вугільної промисловості Індії та Американського міністерства енергетики. В результаті співпраці планується виконати три експериментальні проекти. Перед проведенням експериментальних робіт передбачається детально вивчити результати дослідження в Австралії та Південній Африці.

Індійський уряд демонструє значний інтерес до СПГВ. Так на засіданні уряду в 2007 р. було заслухано звіт головного наукового радника “Про історію та перспективи розвитку газифікації в Індії” [29].

На думку індійського Міністерства енергетики демонстраційні експериментальні дослідження СПГВ необхідні для визначення доцільності й узагальнення економічної ефективності для залучення іноземних інвестицій до промислового виробництва генераторного газу.

Австралійський уряд підтримує ведення підготовчих робіт по впровадженні технології СПГВ в Індії і в наступній стадії програми розробив технічне обґрунтування і детальне планування для демонстрації СПГВ в районі Годаварі. Даний проект проводиться за підтримки австралійської компанії Карбон Енерджі на вугільному родовищі, що залягає на глибині 300 – 400 м з потужністю пластів від 5 до 15 м.

Японія не лише контролює велику кількість шахт по всьому світу, але і сама має значні запаси кам'яного вугілля в континентальному шельфі. Саме там відбувалося випробування СПГВ та була затверджена програма по вивченню на найближчі 10 років. Технічні й економічні дослідження проводив Університет Токіо [10]. Експеримент проходив за розробленою у США технології. Для експерименту було вибрано ділянку вугільного родовища на острові Хоккайдо, де знаходився вугільний пласт потужністю 3 – 7 м з кутом нахилу до 30°, що залягав на глибині від 150 до 350 м. 2008 року було оприлюднено дослідний звіт, за яким працювали 20 компаній, включаючи Мітсубісі та Марубені, в якому було розроблено технологію СПГВ до промислового використання, яка повинна була реалізуватися до кінця 2014 р.

В енергетичному секторі Бразилії вугілля складає лише 6%. Це пояснюється наявністю великої кількості гідроелектростанцій, які виробляють до 85% електроенергії. В такому використанні великої кількості води відчувається певна небезпека, яка може супроводжуватися катастрофічними наслідками для міст та сіл поряд з гідроакумуючими станціями. Причинами занепокоєнь є сезонні зміни клімату і, як наслідок збільшення кількості опадів, а також сам стан гідроелектростанцій.

Бразильські кам'яновугільні басейни знаходяться переважно в Парані, Санта Катаріні та Ріо Гран де Солі. Географічно – в південній частині країни і біля побережжя. Вугільні запаси частково почали розвідувати в 1982 р., які до кінця не були розвідані. За припущенням геологів, кам'яновугільний басейн простягається по дну континентального шельфу під Атлантичним океаном.

Перш за все, в Бразилії розглядаються питання щодо газифікації непідроблених вугільних пластів, які залягають на глибині понад 1000 м [11]. Дослідження в Бразилії повинні встановити параметри газифікації, контроль за веденням реакцій та якістю генераторного газу.

Центр Чистих Вугільних Технологій, що вивчає СПГВ, фінансується гірничою промисловістю та федеральним урядом. За прийнятим законом 11.909 від 4 березня 2009 р., чітко встановлено, що газова продукція, видобута з вугілля, належить власнику, для сприяння розвитку СПГВ. Це перший великий законодавчий крок щодо розвитку підземної газифікації вугілля.

У Словаччині на початку ХХІ ст. здійснювалася оцінка вугільного родовища для можливого застосування свердловинної газифікації вугілля біля шахти Валенія. Дана оцінка була оприлюднена на міжнародному форумі в Лондоні 2003 р.

Попередня оцінка була зроблена 1985 р., яка проводилася на глибинах від 400 до 600 м. Вологість вугілля складала в середньому від 20 до 45%, зольність 3 – 30% і теплота згоряння – 7,5 – 13,5 МДж/кг. Дослідження також містили детальне вивчення гідрогеології, мінеральних змін вод при дії підземного реактора та інших забруднень. У 1955 – 1966 рр. провадились дослідження, якими було встановлено, що реакції, які протікають в газогенераторі, можна контролювати за допомогою тиску, а також комбінацією дуттьових сумішей. Невідомими для науковців все ще залишаються температури в газогенераторі та їх розповсюдження в породовугільному масиві. Зацікавленість до СПГВ, починаючи з 2008 р., широко зросла на основі успішних досліджень по всьому світу. Говорячи про перспективу, слід зазначити, що перший етап за підготовки, а це – оцінка та визначення критеріїв придатності – вже пройшов.

Великобританія має великі запаси вугілля як на суші, так і на півдні Північного моря. Після іспанських випробувань в Ель Тремедаль, які частково фінансував уряд Великобританії, були проведені наукові дослідження на теренах туманного Альбіону [64].

Вугільна організація ініціювала дослідження по СПГВ як потенційну енергетичну альтернативу для об'єднаного Королівства. Цю роботу пізніше підтримав департамент торгівлі та промисловості [12].

Критерії, за якими визначалася детальна оцінка придатності до СПГВ:

– глибина залягання вугільного пласта від 600 до 1200 м (ці глибини вибрані для мінімізації будь-якого впливу на навколишнє середовище від можливої розробки);

– потужність пласта понад 2 м;

– відстань від колишніх шахтних підприємств понад 500 м;

– відстань від головних водоносних горизонтів понад 100 м.

Тому СПГВ у Великобританії спрямована на вугільні пласти, що залягають на вищезазначених глибинах, що значно глибше ніж у Австралії та Сполучених Штатах Америки.

Низка вугільних пластів відповідають критеріям придатності до СПГВ біля родовищ Йоркширі, Лінкоширі, Варвікширі та біля річки Ді, які знаходяться на глибині 600 м. Також придатними є родовища в Південному Уельсі та в кам'яновугільному басейні Клакман у Шотландії. А родовище біля річки Ді особливо привабливе через його близькість до промислових міст. Також не можна виключати запаси вугілля під Північним морем яке залягає на глибині понад 2000 м.

Детальна геологічна розвідка показала, що СПГВ придатна також з точки зору гідрогеології, оскільки пусті породи – магматичні, які є непроникними і саме тому зменшується ризик забруднення ґрунтових вод і нижніх водоносних горизонтів [67]. Компанія Британська газифікація вугілля, займається дослідженнями вугільного родовища в Північному морі.

Кардіфська інженерна школа (Уельс, Великобританія) займається такими дослідженнями:

– вивчає органічні та неорганічні забруднюючі речовини, що є результатом СПГВ, за допомогою лабораторного моделювання, використовуючи різні види вугілля та процес піролізу;

– вивчає розчинність та рухливість забруднюючих речовин у водах;

– вивчає комбінування гідрогеохімічних та геотехнічних моделей для визначення впливу газифікації на навколишнє середовище для недопущення перевищення ГДК шкідливих речовин згідно Британського законодавства.

Також безпосередньо у дослідженнях бере участь Едінбурзький університет Херіот-Ват, університет Кель, Імперський коледж та університет у Лондоні

Лабораторні випробування СПГВ у Польщі розпочалися 1950 р., які супроводжувалися експериментами на шахті Марс. Згодом дослідження СПГВ перенеслися на 1980 р. Роботи щодо можливості використання СПГВ були оприлюднені 2007 р. [47].

Починаючи з 01.07.2007 р. на території Польщі проводилася реалізація міжнародного проекту «HUGE: Воднево орієнтована підземна газифікація для Європи», в якому беруть участь вчені з України, Польщі, Німеччини, Бельгії та Англії, загальна вартість проекту складає 3,6 млн Євро з впровадженням в експлуатацію експериментального газогенератора в умовах шахти «Барбара». Основні фінансові витрати припадають на Європейський фонд «Вугілля і сталі».

Після експериментальних робіт у 1990 р. головна гірничча компанія Солід Енерджі Нової Зеландії (СЕНЗ) придбала ліцензію СПГВ у компанії Ерго Енерджі, яка за домовленістю здійснювала характеристику вугільних родовищ придатних до СПГВ [48].

Випробування також проводилося на кам'яновугільній шахті Хунтлей у 1994 році, де була використана технологія яка використовувалася в Рокі Хілл, США (з направленою точкою подачі дуття). Експеримент проводився на глибині 200 м і тривав 13 днів. За цей час було вигазовано 80 тонн вугілля.

Геологічні умови кам'яновугільного басейну в Новій Зеландії характеризуються складною геологічною структурою. Тут зустрічаються як диз'юнктивні, так і плікативні порушення. Крім того вугільне родовище знаходиться під великими ріками та озерами, головними автошляхами та культурно-побутовими спорудами. Геологія стала вирішальним чинником яка сприяла основному розвитку СПГВ.

СПГВ використовує комбінацію наступних методів, щоб визначити придатність вугільних родовищ до СПГВ:

- опрацювання геологічних даних за сіткою геологічних свердловин, включаючи літологію, якісні характеристики вугілля;
- вивчення геотехнічної моделі та проведення 3D сейсмічного моделювання;
- гідрогеологічне моделювання для визначення можливих забруднень ґрунтових вод та заходи щодо недопущенню цього процесу.

Використовуючи ці методи було встановлено межі свердловинної підземної газифікації вугілля згідно з якими майже половина вугільних запасів може бути газифікована. Найближчими роками після остаточного вивчення планується провести ще декілька експериментальних досліджень. Якщо експерименти пройдуть вдало, то СПГВ у Новій Зеландії стане на промисловий рівень [48].

Апробація технології СПГВ відбулася у вугільному басейні Кіш біля побережжя недалеко від Дубліна 2008 р. Проект розвідки та визначення придатності здійснює місцева компанія. За даними розвідки, розробка критеріїв, а також вивчення можливих технологій підземної газифікації планується прийняти законопроект щодо фінансування експериментальних досліджень [44].

У Південній Африці на сьогоднішній день існує два проекти. Еском – ініційований 2001 р., де роботи починалися в 2006 р., а другий – Сасол, де розпочався керований процес 2009 р. У короткому звіті [29] представлено економічну вигоду при широко-масштабному застосуванні СПГВ. Згідно звіту, Південна Африка має великі запаси вугілля, яке залягає в підроблених пластах. Поточні випробування проводяться для вивчення процесу СПГВ для постійного виробництва електроенергії в майбутньому.

Основні роботи за проектом СПГВ Маюба (рис. 1.24) у Південній Африці проводяться в Мпумалангі, де знаходиться енергетична станція потужністю 4110 МВт біля вугільного родовища, що розробляється різними способами. СПГВ Маюба є власністю Ескому, яка використовує ліцензію канадської фірми Ерго Енерджі. Ліцензія даної технології передбачає розкриття вугільного пласта вертикальними свердловинами з подальшим гідророзривом. При даній технології використовується повітряне дуття.



Рисунок 1.24 – Буріння першої свердловини (а) і вихід генераторного газу (б)

Основний вугільний пласт у Маюбі – газовий, який залягає на глибині від 250 до 380 м, з запасами вугілля до 1 млрд т. Газовий пласт змінює свою потужність від 1,8 до 4,5 м. Не дивлячись на розширені дослідні роботи перед тим як відкривалися шахти і будувалася енергетична станція, витрати на промисловість перевищили заплановані. Очевидно для експериментальних випробувань і для демонстрації СПГВ найзручнішим є використання станції в промисловому масштабі (в перспективі). Проект СПГВ був ініційований 2001 р. Вивчення попередньої вірогідності проводилося в 2003 р. де було вказано на потенціал для ведення підготовчих робіт. Дослідна програма передбачала виробництво генераторного газу в об'ємі 3000 – 5000 м³/год. Генераторний газ направлявся для виробництва 100 кВт електроенергії [67].

Керований процес розпочався в січні 2007 р., і його результати були повністю схвальними, що забезпечило розробку документації до великомасштабного виробництва генераторного газу. На даний час Еском проводить великомасштабне випробування СПГВ.

Нещодавно компанія Сасол вирішила розглянути на практиці метод підземної газифікації вугілля для виробництва генераторного газу. Випробування СПГВ вирішено провести неподалік шахти Секунда. Вибрана ділянка шахтного поля знаходиться на відстані 500 м від шахтного комплексу. Запаси вибраної ділянки складають приблизно 2 млрд т вугілля, що залягає в пласті на глибині 160 м з середньою потужністю 3 м. Характеристика вугільного пласта наступна:

- вологість 4,5%;
- зольність 22,2%;
- вихід летких речовин 22,0%;
- вміст вуглецю 50,8%

При успішному проведенні СПГВ ще 30 млрд т вугілля неподалік шахти Секунда може бути передане компанії Сасол. Відносно недалека відстань від шахти сприяє проведенню проекту в плані постачання електроенергії, а генераторний газ може перероблятися в комплексі Секунда для виготовлення рідких палив. Передбачається використовувати технологію з проведенням вертикальних свердловин та їх з'єднання гідророзривом.

Проблема проведення газифікації полягає перш за все в постійному контролюванні розміру вигазованого простору та можливого осідання породної товщі, що може призвести до розгерметизації підземного газогенератора і, як наслідок, втрати дуття та генераторного газу. Для запобігання витoku газу у породні тріщини необхідно підтримувати тиск у газогенераторі нижчий за гідростатичний, який в свою чергу визначає рівень водоносного горизонту. Проектом передбачено запуснення чотирьох експериментальних газогенераторів з різними технологіями проведення та подачі дуттьової суміші для оптимізації параметрів до вугільного родовища. П'ятий газогенератор повинен стати на рівень промислового виробництва генераторного газу.

Австралійська компанія Лінк Енерджі та Корпорація Марубені закінчили переговори з В'єтнамською національною вугільно-промисловою групою (Вінакомін) щодо проведення першого етапу проекту СПГВ біля міста Тонкін, недалеко від дельти Червоної річки [16]. Перший етап передбачає проведення свердловин на місці майбутнього газогенератора. Розташовуватиметься газогенератор приблизно в 60 км на південний схід від м. Ханоя в провінції Ханг Єн [38].

Інші організації у В'єтнамі також мають намір проводити випробування, але поки що не спостерігаються суттєві проекти. Російська компанія Газпром підписала угоду щодо поставки обладнання для виконання проекту СПГВ. Буровугільні пласти, придатні за критеріями до СПГВ, залягають на глибині 250 – 1200 м і простягаються на площі 3500 км². Середня потужність коливається в межах 20 – 100 м з оцінкою запасів у 210 млрд т. Розвідка пласта свідчить про наявність низько-зольного буровугільного пласта зі стабільною геологією.

Китай має величезні ресурси вугілля, і його видобуток зріс з 1 млрд т/рік 2000 р. до 2,5 млрд т/рік у 2015 р. ставлячи Китай на перше місце з видобутку та використанні вугілля. За оцінками запаси вугілля, що знаходяться на глибині понад 1000 м, складають 1000 млрд т, а на глибині понад 2000 м – понад 5000 млрд т. Саме на цю глибину спрямовано промислове використання СПГВ.

Науковий склад Китаю, який займається СПГВ, налічує близько сотні аспірантів та 52 докторів і кандидатів технічних наук, які працюють над різними напрямками СПГВ у китайському університеті гірничих технологій. Протягом останніх 20 років було проведено 16 експериментальних досліджень які були продовженням експериментів розпочатих 1958 р. За цей час було газифіковано вугілля всіх видів, що залягають у Китаї. Продукт генераторного газу, який був результатом досліджень, використовувався як для вироблення електроенергії, так і для вироблення аміаку. Зараз стоїть питання щодо використання генераторного газу для виробництва інших видів хімікатів [37].

Компанія ЕНН керує веденням підготовчих робіт із СПГВ [27]. Нещодавно цією компанією був розроблений проект керованої СПГВ біля Монголії. За даним проектом було пробурено дуттьові та газовідвідні свердловину безпосередньо у непідроблений вугільний пласт. Всього було сім дуттьових і газовідвідних свердловин, які були вперше розпалені в жовтні 2007 р. Виробництво газу склало 150 тис. м³/добу з більше як 60% CO+H₂. Саме тому

ЕНН планує розширитися втричі до 2020 р. [27]. Два нових газогенератори були запуснені в 2009 р., кожен потужністю 500 тис. м³/добу генераторного газу протягом двох років. Газ планується генерувати на дві станції потужністю 10 МВт, які вже збудовані, та переробляти на метанол в обсязі 20 тис. т/рік [26].

Зацікавленість до СПГВ демонструє Казахстан. Буровугільне родовище розташоване в північному Казахстані, приблизно у 120 км від м. Костанія. Для розробки проекту залучена низка компаній, зокрема Промгаз, Шкотський гірничий інститут, Казгеологія, Центергеоланіт. Перший етап реалізації проекту – геологічна розвідка розпочався в грудні 2009 р. для встановлення обсягів потенційних запасів. Бюджет проведених робіт складає 1 млн дол. США. Другий етап – підготовчі роботи та буріння перших свердловин – 2013 р. Бюджет проведених робіт – 37 млн дол. США.

На території США знаходяться величезні запаси вугілля, що на сьогоднішній день повністю не підраховані. Американське міністерство енергетики керувало програмою випробувань СПГВ з 1973 по 1989 рр. У штатах Вашингтон, Західна Вірджінія та Вайомінг проводилися основні випробування.

Зараз розробляються два проекти, один в Індіані, а другий у Вайомінгу, де знаходяться значні запаси некондиційного суббітумного вугілля. ГазТех об'єднався з Брітіш Петроліум для великомасштабного проекту СПГВ.

ГазТех взяв в оренду площу 32 тис. гектарів у штаті Вайомінг, де залягає більше ніж 13 млрд т вугілля на глибині 150 м з потужністю пласта понад 10 м для будівництва станції СПГВ.

В Індіані детальну оцінку потенціалу СПГВ виконує Університет Пурде, Індіанapolis [44]. У той же час Індіанський центр дослідження вугільних технологій разом із школою хімічної інженерії виконує аналіз вугілля та інші аспекти на даному родовищі, а саме:

- теплота згоряння, та зольність вугілля;
- концентрації сірки, ртуті та інших забруднюючих речовин;
- ймовірність використання вигазованого простору для захоронення CO₂;
- транспортування продукції газифікації;
- екологічні ризики, зокрема можливе забруднення ґрунтових вод та безконтрольне горіння.

Висновки

Підземна газифікація є радикальною технологією видобутку вугілля з комплексною переробкою вугільних пластів на місці залягання. Існуючий досвід роботи станцій «Підземгаз» і підземних газогенераторів у багатьох країнах світу показує дієздатність та ефективність термохімічної технології переробки вугільних пластів.

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

Технологія СПГВ з розробкою нових технологічних схем і конструкцій газогенератора забезпечує керованість, екологічність і економічність процесу підземної газифікації вугілля з підготовкою газогенераторів з поверхні землі та в шахтних умовах.

Розширення застосування технології СПГВ забезпечить газифікацію вугільних пластів у складних гірничо-геологічних умовах при порушенні суцільності порід покрівлі та подошви, при локальних покладах вугілля на різних глибинах з різною потужністю пластів та якісним складом корисних копалин.

Незважаючи на доцільність промислового розвитку новітніх технологій підземної газифікації вугільних пластів і переваг з погляду традиційних способів видобутку, переробки, використання паливних корисних копалин, охорони навколишнього середовища, безпеки й економічності, технологія СПГВ, яка займає у світовій вугільній галузі провідне місце, немає фінансової підтримки і промислового впровадження в Україні [93].

Над проблемою розвитку і впровадженням радикальних, екологічних технологій підземної газифікації вугільних пластів кафедра підземної розробки родовищ Національного гірничого університету працює з 1964 року. За цей час групою дослідників, на базі виконаних науково-експериментальних робіт, розроблено інноваційні технологічні схеми поверхневого комплексу і підземної частини газогенератора, які можуть впроваджуватися при проектуванні, будівництві й експлуатації станцій «Підземгаз» в першу чергу на родовищах з некондиційними запасами кам'яного і бурого вугілля в енергетично бідних регіонах з подальшим завданням перспективного розвитку екологічно чистої, комплексної вугільної енергетики на основі радикальних технологій підземної та наземної газифікації паливних копалин.

2 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОМИСЛОВО-СИРОВИННОЇ БАЗИ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ, З УРАХУВАННЯМ КРИТЕРІЇВ СОЦІАЛЬНОГО РАЙОНУВАННЯ ВУГЛЕДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ, ЕНЕРГОСПОЖИВАЧІВ ТА ХІМІЧНИХ ВИРОБНИЦТВ

2.1 Гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови відпрацювання вугільних пластів

Україна за розвіданими запасами вугілля в світі посідає сьоме місце – 34,2 млрд т, загальні запаси оцінюються в 117 млрд т. При цьому запаси нафти і газу складають 2,4% від запасів вугілля.

У зв'язку з обмеженістю запасів нафти і природного газу (на цей час видобуток становить 8–9,3% від потреби) роль вугілля в промисловому комплексі країни зростає, і розвиток економіки України тісно пов'язаний з розвитком вугільної промисловості [79].

Слід зазначити, що вугілля потужністю до 1,2 м складає 90% всіх запасів вугілля в Україні. Середня динамічна потужність становить 1,05 м. У міру вичерпання запасів, цей показник буде знижуватися. Причому, глибина розробки збільшується, і в окремих випадках досягає 1380 м.

Зниження потужності виїмкових пластів вимагають якісної зміни технологій видобутку вугілля. Цьому також сприяють пласти, які є небезпечними за геодинамічними явищами і гірськими ударами. Кожен видобутий в Україні мільйон вугілля забирає 2–4 життя шахтарів.

Українська промисловість займає друге місце в світі за споживанням природного газу, який обумовлюється низкою причин, але залишається фактом упродовж 25 років незалежності.

Незважаючи на досить високий видобуток вугілля і можливості отримання з нього хімічних продуктів у структурі, споживання первинної енергії у цілому в Україні вугілля займає значно меншу питому вагу (19%) в порівнянні з природним газом (41%). Українець споживає на рік у 4 рази менше вугілля ніж німець, у 3 рази менше, ніж поляк, і у 2 рази менше ніж один європеець.

Це пов'язано з низькими якісними показниками енергетичного вугілля, цінової політики, зменшенням видобутку кам'яного вугілля, закриттям вугільних шахт, згортанням видобутку буровугільних запасів вугілля і так далі. Тому важливим чинником є не тільки збільшення обсягів видобутку вугілля, а й удосконалення технологій його переробки і використання.

Саме для таких умов вкрай необхідним є застосування технологій без присутності людей в очисних вибоях. Застосування передових технологій стругового і бурошнекового виїмання вугілля лише частково дозволяють вирішити дану проблему. Необхідно переходити на якісно нові технології видобутку і комплексної переробки твердого палива. Одним з нових напрямків такої технології є свердловинна підземна газифікація вугілля.

Забезпечення повноцінного розвитку вугільно-енергохімічної галузі в нашій країні тісно пов'язане з якісним розвитком радикальних технологій перетворення вугілля в теплову та електричну енергію.

Розвиток і впровадження цих технологій, які забезпечують видобуток і комплексну переробку вугільних пластів на місці їх залягання з отриманням теплової, електричної енергії і хімічних продуктів, є якісним стрибком енергохімічного комплексу, який спровокує розвиток всіх сегментів вугільної, енергетичної та хімічної галузі. Кінцевим продуктом такого виробництва стає не вугілля, як сировина для подальшої переробки, а кіловати теплової, електричної енергії та хімічна сировина.

Запаси вугілля для потреб СПГВ в Україні, за результатами оцінки ресурсів проектним інститутом “Донгіпрошахт”, становлять 20,2 млрд т балансових і 3,8 млрд т забалансових запасів кам’яного вугілля, 1,18 млрд т балансових і 0,24 млрд т забалансових запасів бурого вугілля, що дорівнює 45 – 55% запасів вугілля, яке в першу чергу може бути застосовано для потреб підземної газифікації.

Попередньо встановлений баланс запасів вугільних пластів, придатних до СПГВ становить 40,07 млрд т із загальних запасів вугільних родовищ України (117 млрд т) наведено на рис. 2.1.

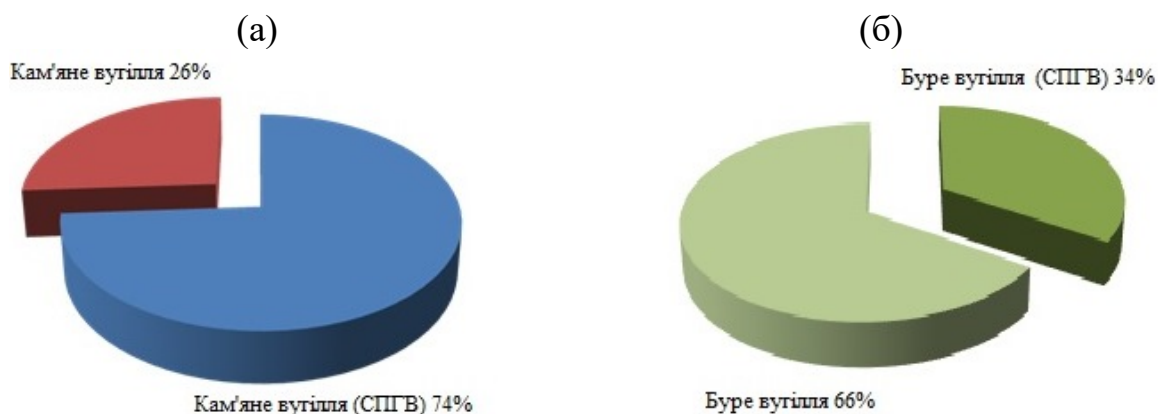


Рисунок 2.1 – Баланс вугільних запасів, які можуть бути придатні до підземної газифікації: а – кам’яного вугілля; б – бурого вугілля

На території України знаходяться: Донецький басейн, який представлений широким діапазоном марочного складу кам’яного вугілля (Г, Д, ДП, КЖ, КС, А, П), кам’яновугільне родовища Західного Донбасу, яке представлено марками кам’яного вугілля Г, Д, ДГ, ГР; Львівсько-Волинський кам’яновугільний басейн який має в своєму складі вугілля марок Г Д, ДГ, Ж. Буровугільні родовища представлені: Дніпровським буровугільним родовищем (Олександрійське і Ватутінське) технологічної групи 1Б, 2Б; у межах Дніпровсько-Донецької западини (Ново-Дмитрівське, Суло-Удайське, Берекське, Бантиневське і Юно-Перещепинське) технологічної групи 2Б, 3Б; Придністров’я (Золочівське, Дібривське, Ясенівське) технологічної групи 1Б, 2Б; Прикарпаття (Тростницьке, Каранчеївське, Новоселище-Джеравське, Коломийське), технологічної групи 3Б; Закарпаття (Березинське, Ужгородське, Горбське, Велико-Роковецьке, Ільницьке) технологічної групи 3Б.

Запаси вугільних родовищ по областях з урахуванням придатності до СПГВ показано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Запаси вугільних родовищ України по областях

Родовище, область	Марка вугілля	Кількість ділянок, придатних до СПГВ	Запаси вугілля, придатні до СПГВ, млн т	
			Балансові	Забалансові
Кам'яновугільні пласти				
Донецький басейн				
Донецька	Г, ГЖ, ДГ	27	2077,2	589,8
Луганська	Д, Г	58	5220,7	1183,7
Харківська	Г	5	2477,8	309,2
Західний Донбас				
Дніпровська	Г, ГЖ, Д	22	10626,2	1530,6
Львівсько-Волинський				
Львівська	Г, ГЖ, Д	6	409,0	67,4
Волинська	Д, Г	9	138,3	107,2
Україна	Г, ГЖ, ДГ, Д	127	20231,6	3787,8
Буровугільні пласти				
Дніпровський				
Дніпровська	1Б, 2Б	1	155,4	10,5
Запорізька	1Б, 2Б	2	78,8	8,9
Кіровоградська	2Б	3	136,7	13,3
Дніпровсько-Донецька западина				
Полтавська	2Б, 3Б	2	323,3	102,0
Черкаська	2Б	4	21,7	9,4
Прикарпаття				
Івано-Франківська	3Б	1	11,2	5,8
Львівська	3Б, Д	4	20,6	7,1
Волинська	3Б, Д	3	12,5	8,0
Закарпаття				
Закарпатська	3Б	3	39,3	14,5
Україна	1Б, 2Б, 3Б	23	1177,8	240,3
По всіх марках вугілля	Г, ГЖ, ДГ, Д 1Б, 2Б, 3Б	150	21409,4	4028,1

Донецький вугільний басейн є найважливішим вугільним басейном України і розташовується на теренах Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей. Загальна площа басейну складає близько 60 км², витягнутої у вигляді смуги в широтному напрямку на 650 км при максимальній ширині близько 200 км. Вона займає степову, злегка припідняту частину країни, що знаходиться між р. Сіверський Донець і Азовським морем. У центрі знаходиться Донецький кряж з найбільшою відміткою біля м. Дебальцеве над рівнем моря для Лівобережної частини України. На площі протікають річки: Сіверський Донець, Кальміус, Самара. Розвиток залізничної та автомобільної транспортних мереж відповідає добре розвинутій інфраструктурі регіону, де крім видобутку вугілля розвиваються підприємства чорної та кольорової металургії, хімічної промисловості та енергетики. Щільність населення є найбільшою в Україні. Розвиток промисловості концентрується у містах Донецьк, Луганськ, Горлівка, Єнакієве, Держинськ, Краснодон, Павлоград, Красноармійськ. Поблизу

границі басейну розташовані великі промислові центри: Артемівськ, Дніпропетровськ, Маріуполь, Харків. Східна частина басейну постягається на територію Росії.

У структурному відношенні Донбас представляє велику синкліналь, що витягнута майже в широтному напрямку та в ускладненій системі складчастих структур і розривних порушень – скидами і насувами. Вугленосні відкладення кам'яновугільного віку, з яких у центральній і південно-східній частинах басейну розвинуті відкладення середнього і верхнього, а на північно-заході – нижнього відділу карбону. Максимальна вугленосність відноситься до світ середнього карбону.

Потужність робочих пластів у басейні змінюється від 0,5 до 2,5 м. Переважне поширення мають пласти потужністю 1 – 1,5 м. У покрівлі пластів залягають аргіліти, іноді алевроліти, піщаники, рідко вапняки. У подошві вугільних пластів знаходяться аргіліти та алевроліти. Коефіцієнт робочої вугленосності продуктивної товщі складає в середньому 0,77.

Розвідані запаси промислових категорій вугілля складають 57,5 млн т., перспективні – 18,3 млрд т. Вони представлені всіма основними марками кам'яного вугілля – від довгополуменевих до антрацитових, а також перехідними від бурого вугілля до довгополуменевого. Вугілля відноситься до класу гумусових, іноді містить сапропелево-гумусові прошарки.

Структура вугілля в Донбасі характеризується високою питомою вагою антрацитів (30%) і вугілля, придатного для коксування (42%), причому останні на 63% представлені кращими спікливими марками (Ж, К і ПС).

Особливе місце в балансі видобувного в басейні палива належить вугіллям марки Г, частка яких у розвіданих геологічних запасах перевищує 42%, а разом із близькими до них по властивостях вугілля марки Д складає майже 60%. Завдяки гарній (по багатьох шахтах) спікливості та зниженому вмісту сірки вугілля марки Г включаються в шихту для коксування (у кількості 32 – 35%). Володіючи високим виходом летких речовин, вони сприяють одержанню при коксуванні великої кількості цінних хімічних продуктів. Більш половини газового вугілля, що видобувається, використовується для енергетичних цілей.

Середня теплота згоряння товарного робочого палива 21,2 – 26,1 МДж/кг. Вугілля малофосфористе, від мало- до багатосірчистих. Усі пласти (за винятком антрацитів) газоносні. Геологічні запаси вуглеводневих газів у вугільних пластах і прошарках перевищують 2,5 трлн м³. У зв'язку з цим Донбас можна розглядати як найбільше газове родовище.

З урахуванням тектонічної структури, марочного складу вугілля, умов залягання вугільних пластів, а також географічних, економічних і історичних особливостей Української частини Донбасу виділено 16 геолого-промислових районів (Петропавлівський, Красноармійський, Донецько-Макіївський, Чистяково-Сніжнянський, Центральний, Лисичанський, Краснодонський, Луганський, Должанно-Ровенецький і ін.). Розробку вугільних пластів здійснюють 118 шахт, що входять до складу 16 холдингових компаній і 10 виробничих об'єднань; 13 шахт самостійні. Видобуток вугілля склав 70,2 млн т на рік, у тому числі 38,5% коксівного і 61,5% енергетичного. Зольність товарної продукції 24,4%.

Шахтний фонд – це в основному старі, зношені, що потребують реконструкції і відновлення, шахти. Середня глибина розробки перевищує 700 м, 28 шахт ведуть очисні роботи на глибині понад 1000 м. Середній щорічний приріст глибини складає 15 м.

Умови розробки вугільних пластів на досягнутих глибинах характеризуються як дуже складні: температура гірських порід складає 45 – 50°C, висока газонасиченість, значний гірський тиск, багато пластів небезпечні з раптових викидів вугілля і газу та гірських ударів. На 30% шахт вугілля схильні до самозаймання.

У цих умовах довжина очисних вибоїв складає 120 – 220 м. Середній рівень комплексної механізації очисних робіт 53,2%, досягаючий на низці шахт 96%. Високого навантаження на лаву досягли колективи шахт «Красноармійська-Західна», «Краснолиманська», ім. Засядька, де середньо-добовий видобуток з одного очисного вибою становить 3 – 5 тис. т, а добове посування – 8 – 12 м.

Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн розташований на території Львівської та Волинської областей. Площа промислової вугленосності 3,2 тис. км². Геологічні запаси вугілля – 2,1 млрд т, з них балансові запаси – 1,05 млрд т. Басейн містить в собі 6 вугільних родовищ: Межирічанське, Забугзьке, Волинське, Сокальське, Тяглівське, Карівське.

На території басейну кам'яновугільні відкладення візейського, намюрського і башкирського ярусів складають Львівську мульду (грабен-синкліналь). Їх потужність дорівнює 630 м на північному сході та 1250 м – на південному заході басейну. У цих відкладеннях залягають до чотирьох пластів робочої потужності (0,7 – 1,2 м). Глибина залягання пластів змінюється від 250 м на сході до 750 м на заході. Кути падіння – 5 – 7°. Широко розвинуті диз'юнктивні геологічні порушення.

Марочний склад вугілля робочих пластів представлений марками Д, Г, ГЖ і Ж. Вугільні пласти складені не тільки гумусовими, але і сапропелевими вугіллями щільністю 1,65 – 2 т/м³. Зольність гумусового вугілля – 20 – 25%, сапропелевих – 50 – 65%. Їх співвідношення в класі менш 10 мм дорівнює 5:1, у класі більш 10 мм – 1:1.

Розробляється Межирічанське, Волинське і Забугзьке родовища. Глибина розробки 330 – 600 м. Якість товарного вугілля характеризується наступними показниками: вологість 5 – 10%, зольність 23 – 42%, вихід летких – 36 – 39%, вміст сірки 3,3 – 5,5%. Вища теплота згоряння 32,15 – 34,54 МДж/кг, нижча – 16,3 – 21,4 МДж/кг. Вугілля використовуються в основному як високоякісне енергетичне паливо, частково як коксохімічна сировина.

При сучасних обсягах видобутку українська вугільна промисловість може ефективно працювати протягом найближчих 200 років. На жаль, 65,9% зі всіх запасів, що готувалися для видобування, закриваються через потужність, яка не перевищує 1,2 м. Відмінною особливістю вугільних пластів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну є те, що головні запаси сконцентровані в пологих пластах (рис. 2.2).

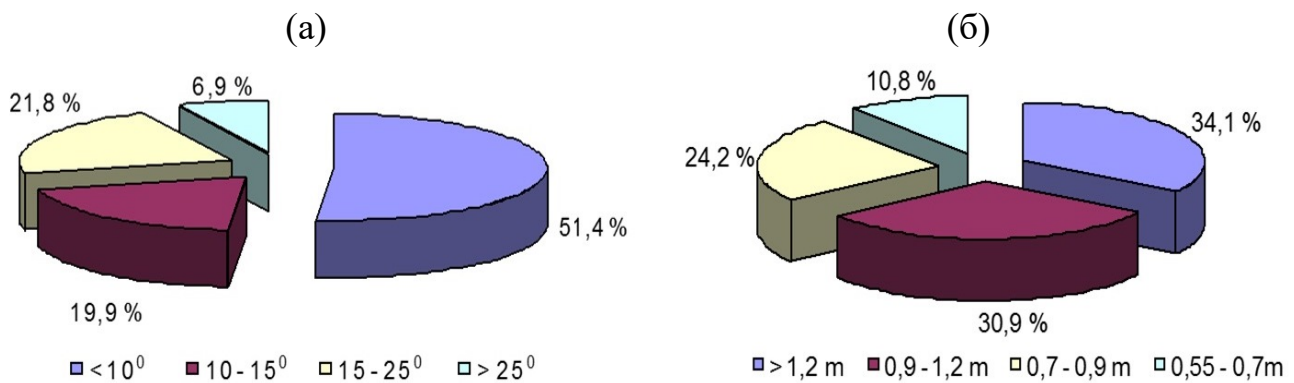


Рисунок 2.2 – Розповсюдження вугільних запасів за потужністю (а) і кутом залягання (б)

Запаси вугілля України зосереджено в Донецькому, Львівсько-Волинському, Дніпровському басейнах, а також на Новодмитрівському родовищі Дніпровсько-Донецької западини та Ільницькому, Рокосівському родовищах Закарпатської вугленосної площі. Кам'яне вугілля поширене в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах, буре вугілля – у Дніпровському, Донецькому басейнах, Дніпровсько-Донецькій западині та на Закарпатській площі.

Станом на 01.01.2015 р. балансові запаси вугілля в Україні складають: по категорії А+В+С₁ – 45536 млн т; по категорії С₂ – 11245 млн т (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Розподіл запасів вугілля за групами освоєння в Україні

Ступінь освоєння запасів Тип вугілля	Кількість шахт, розрізів, ділянок	Балансові запаси, млн т				
		А+В	А+В+С ₁			С ₂
			всього	% від запасів держави	зміна запасів за 2015 р.	
1	2	3	4	5	6	7
Діючі шахти	237	4303,3	9774,0	21,4	+222,0	577,3
Буре	1	12,1	16,6	0,04	-13,5	-
Кам'яне	236	4291,2	9757,4	21,4	+235,5	577,3
Коксівне	93	1746,2	4384,6	9,6	+284,7	326,9
З них особливо цінні марки	-	714,8	1858,1	4,1	+208,8	149,7
Антрацит	87	1122,0	2103,2	4,6	-11,3	94,3
Діючі розрізи(буре)	7	63,4	88,5	0,2	-2,7	0,3
Шахти, що будуються	5	460,3	885,9	2,0	-165,7	181,9
Коксівне	1	234,4	448,9	1,0	-165,7	151,7
З них особливо цінні марки	-	21,4	61,1	0,1	-141,0	62,8
Антрацит	3	208,5	400,4	0,9	-	30,2
Резерв групи «а» для шахт	57	4493,6	9009,9	19,7	-83,2	796,5
Буре	6	178,4	338,9	0,7	-2,7	8,7
Кам'яне	51	4315,2	8671,0	19,0	-80,5	787,8
Коксівне	26	1658,0	3521,0	7,7	-35,9	434,6
З них особливо цінні		483,7	1156,8	2,5	-12,0	133,2
Антрацит	1	480,5	966,8	2,1	-	139,6
Резерв групи «а» для	9	522,0	711,2	1,6	-	-

Ступінь освоєння запасів Тип вугілля	Кількість шахт, розрізів, ділянок	Балансові запаси, млн т					C ₂
		A+B	A+B+C ₁			зміна запасів за 2015 р.	
			всього	% від запасів держави			
1	2	3	4	5	6	7	
розрізів (буре)							
Резерв групи «б» для шахт	63	933,4	2666,2	5,8	-115,3	473,8	
Буре	1	2,6	8,5	0,02	-	-	
Кам'яне	62	930,8	2657,7	5,8	-115,3	473,8	
Коксівне	21	181,8	649,1	1,4	-69,3	175,9	
3 них особливо цінні марки		98,6	363,1	0,8	-57,3	116,4	
Антрацит	27	488,3	1299,5	2,8	-5,9	195,0	
Резерв групи «б» для розрізів (буре)	3	9,9	20,6	0,04	-	-	
Всього по діючих та підготовлених до освоєння	381	10786,0	23159,9	50,9	-144,9	2029,9	
Буре	27	788,4	1184,3	2,6	-18,9	9,0	
Кам'яне	354	9997,6	21975,6	48,3	-126,0	2020,9	
Коксівне	141	3824,1	9003,7	19,8	+13,9	1089,2	
3 них особливо цінні марки		1322,3	3439,2	7,5	-1,4	462,1	
Антрацит	124	2299,8	4769,9	10,5	-17,2	459,1	
У т.ч. відкритої розробки (буре)	19	595,3	820,3	1,8	-2,7	0,3	
Розвідувальні ділянки для шахт	8	40,0	377,4	0,8	-49,6	171,0	
Буре	1	-	11,6	0,02	-	20,2	
Кам'яне	7	40,0	365,8	0,8	-49,6	150,8	
Коксівне	-	20,0	222,2	0,5	-44,7	84,8	
3 них особливо цінні марки	-	20,0	222,2	0,5	-	84,8	
Антрацит	-	-	-	-	-	-	
Розвідувальні ділянки для розрізів (буре)	2	1,0	19,6	0,04	+1,3	5,0	
Перспективні для розвідки ділянки для шахт	172	2818,3	19672,1	43,1	+75,9	8579,6	
Буре	24	173,8	1168,2	2,6	-1,0	280,5	
Кам'яне	151	2632,5	18427,1	40,5	+74,9	8299,1	
Коксівне	-	437,0	3493,8	7,7	+59,7	2699,2	
3 них особливо цінні марки	-	151,0	1231,9	2,7	-0,6	717,2	
Антрацит	-	130,1	1747,4	3,8	-	926,9	
Перспективні для розвідки ділянки для розрізів (буре)	8	18,8	67,5	0,1	-	3,6	
Вільні ділянки поблизу діючих шахт	114	199,1	1439,4	3Д	-2,1	400,2,	
Буре	8	7,8	48,9	0,1	-	-	
Кам'яне	106	191,3	1390,5	3,0	-2,1	400,2	
Коксівне	-	97,3	432,9	0,9	-0,2	119,4	
3 них особливо цінні марки	-	14,2	173,3	0,4	-	37,1	
Антрацит	-	16,3	174,2	0,4	-	54,1	
Вільні ділянки поблизу	1	0,3	0,8	-	-	-	

Ступінь освоєння запасів Тип вугілля	Кількість шахт, розрізів, ділянок	Балансові запаси, млн т				
		A+B	A+B+C ₁			C ₂
			всього	% від запасів держави	зміна запасів за 2015 р.	
1	2	3	4	5	6	7
діючих розрізів (буре)						
Закриті шахти	68	293,8	795,2	1,7	+34,7	55,7
Буре	5	32,2	71,6	0,1	+13,2	2,0
Кам'яне	63	261,6	723,6	1,6	+21,5	53,7
Коксівне	-	153,5	445,5	1,0	+0,1	42,3
З них особливо цінні марки	-	119,1	327,2	0,7	-	27,2
Антрацит	-	59,9	140,0	0,3	+3,6	2,6
Закриті розрізи (буре)	1	1,8	5,2	0,01	-	-
Всього по Україні						
Буре	77	1024,0	2577,6	5,7	-5,5	320,4
Кам'яне	684	13135,2	42959,3	94,3	-79,4	10924,6
Коксівне	-	4532,0	13598,2	29,9	+28,8	4035,5
З них особливо цінні марки	-	1626,5	5393,9	11,8	-2,1	1328,4
Антрацит	-	2506,1	6831,5	15,0	-13,5	1442,7
У т.ч. для відкритої розробки (буре)	31	617,2	913,3	2,0	-1,4	9,0

Забалансові запаси оцінюються в 17379,3 млн т. Балансові запаси коксівного вугілля по категоріях A+B+C₁ становлять 13598,2 млн т, або 29,9% від загальних балансових запасів. Балансові запаси вугілля категорії A+B+C₁, придатні для відкритої розробки, складають 913,3 млн т (буре вугілля), або 2% від загальних запасів вугілля в Україні.

Розробляються і підготовлені до промислового освоєння 23159,9 млн т балансових запасів категорії A+B+C₁, з яких експлуатуються й обліковуються на балансі діючих підприємств 9862,5 млн т. Ще не підготовлені до промислового освоєння 22377,7 млн т балансових запасів вугілля категорії A+B+C₁, які розподіляються таким чином: розвідувальні ділянки – 397,0 млн т (10 ділянок), перспективні для розвідки ділянки – 19739,6 млн т (180 ділянок), вільні ділянки – 1440,2 млн т (114 ділянок), закриті шахти – 800,4 млн т (68 шахт).

Україна має резерв розвіданих ділянок, підготовлених для будівництва нових вугільних підприємств, який складається з 66 ділянок загальною виробничою потужністю 124,5 млн т вугілля на рік, у тому числі для будівництва шахт – 57 ділянок потужністю 106,4 млн т, для будівництва розрізів – 9 ділянок потужністю 18,1 млн т бурого вугілля на рік. Резерв для будівництва нових шахт з бурого вугілля включає 6 ділянок потужністю 5,8 млн т. Кам'яне вугілля міститься на 51 ділянках для будівництва шахт загальною виробничою потужністю 100,6 млн т вугілля на рік. Підготовлені до освоєння та знаходяться на резервних розвіданих ділянках для будівництва нових вугільних підприємств або реконструкції та діючих підприємств 9721,1 млн т. Головним чином підготовлюється до розробки коксівне вугілля, запаси якого становлять 37,5% від загальних.

У державному балансі на вугільних родовищах України затверджено запаси германію, води, газу метану і бітуму (гірського воску). Запаси германію в вугільних пластах затверджено на 87 шахтах в кількості 19 тис. т, але тільки вугілля 13 шахт має мінімальний промисловий рівень 8 г/т.

Слід відмітити постійне зменшення за останні роки балансових запасів категорії A+B+C₁, при постійному збільшенні запасів категорії C₂. Вказане свідчить про недостатні темпи введення нових виробничих потужностей в експлуатацію, недостатні темпи будівництва нових шахт і розрізів.

Великі глибини розробки вугільних родовищ, складні гірничо-геологічні умови, наявність великої кількості метану, який постійно створює загрозу нормальної експлуатації шахт, потребують вдосконалення технологій розвідки, підготовки і видобутку вугілля [8, 28, 46].

У наступному підрозділі наводиться коротка геологічна характеристика вугільних басейнів і родовищ України, які за результатами попередньої оцінки можуть бути використані як потенційно придатні для розробки способом підземної газифікації вугілля.

2.2 Характеристика вугільних ресурсів України, придатних до свердловинної підземної газифікації

2.2.1 Дніпровський буровугільний басейн

Цей басейн може стати великою сировинною базою для розвитку підземної газифікації. Буровугільні родовища розташовані на території семи областей України: Житомирської, Вінницької, Київської, Черкаської, Кіровоградської, Дніпровської та Запорізької. У басейні є великі запаси бурого вугілля зі сприятливими геологічними умовами залягання і великі споживачі штучного газу. Загальна площа басейну дорівнює 100 тис. км. Вугленосна зона поширена з північного заходу на південний схід на 680 км при середній ширині 150 км (рис. 2.3).

Гідрогеологічні умови буровугільних родовищ Дніпробасу в цілому однотипні. У підошві пласта всіх родовищ залягають дрібнозернисті піски бучакської світи, що утворюють підвугільний водоносний горизонт. У його покрівлі київські, харківські та полтавські піски утворюють надвугільний водоносний горизонт. Підвугільний горизонт на всіх родовищах має високі фільтраційні властивості та відповідно високу багатоводність. Нижній пласт бурого вугілля залягає безпосередньо на підвугільних пісках або малопотужних вуглистих глинах. Межа поширення підвугільних пісків відповідає контурам родовищ. Багатоводність надвугільного водоносного горизонту значно менша. Він залягає на пласті бурого вугілля або відділений від нього пластом вуглистих глин.

Досвід осушення розрізів і експлуатації шахт у басейні показує, що осушення пластів відбувається досить швидко, оскільки водоносні горизонти містять в основному, статичні запаси води, при знятті яких динамічні припливи відсутні. Дослідження зразків дніпровського бурого вугілля показали, що середній гідравлічний діаметр пор цього вугілля дорівнює 7,1 м.



Рисунок 2.3 – Геолого-промислові райони Дніпровського буровугільного басейну та їх основні родовища: 1 – Новомиргородське; 2 – Бандурівське; 3 – Морозівське; 4 – Семенівсько-Олександрійське; 5 – Миронівське; 6 – Золотарівське; 7 – Верхньодніпровське; 8 – Аннівське; 9 – Новоолександрівське; 10 – Синельниківське; 11 – Орхівське; 12 - Пичугінське; 13 – Юрківське

Газопроникність дніпровського вугілля в 10 – 100 разів вище газопроникності ангрєнського і в 100 – 1000 разів вище підмосковного бурого вугілля. Застосування тиску віджимання до 15-ти атмосфер призводить до зниження вологості дніпровського вугілля від 58% до максимум 50%.

Згідно з проектними опрацюваннями колишнього інституту Гіпро-підземгаз, на території басейну можна побудувати до 20 станцій підземної газифікації вугілля з річною виробничою потужністю 45 млрд м³ газу (при теплоті згоряння 8,4 МДж/м³), що відповідає видобутку 20 млн т вугілля на рік.

2.2.2 Верхньодніпровський геолого-промисловий район

Район приурочений до північного сходу Дніпробасу, розташований на території Дніпровської та частково Кіровоградської та Запорізької областей. У Дніпровській області методом ПГВ можуть розроблятися такі родовища: Синельниківське, Новоолександрівське, Верхньодніпровське, Аннівське.

Синельниківське родовище бурого вугілля розташоване на відстані 18 км на захід від м. Синельникове і на відстані 30 км на південний схід від м. Дніпровська. Буровугільне родовище було відкрито 1947 року Первозванською геологорозвідувальною партією (ГРП).

Промислову цінність має вугільний пласт, що розташований у верхній частині вугленосних відкладень. Будова пласта – проста, на окремих ділянках складна, дво- і трипачкова. Породні прошарки (вуглисті піски і глини) мають потужність 0,05 – 1,0 м. На окремих лінзах (центральна частина родовища) Лозоватської та Північної ділянок потужність породного прошарку досягає 7 м. Потужність вугільного пласта 3,8 – 5,8 м, по окремих свердловинах на Петровській і Південній ділянках сягає 21 м. Глибина залягання вугільного пласта змінюється від 10,6 до 136,2 м із середнім значенням 80 – 120 м. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.4.

Вік	Літологічна колонка	Потужність
Q		$\frac{0,2-50,0}{16,0}$
N _{1s}		$\frac{0-20,0}{13,0}$
N _{1pt}		$\frac{0-44,3}{22,3}$
P _{3hr}		$\frac{0-38,0}{15,0}$
P _{2kv}		$\frac{0-30,0}{9,3}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{3,2-53,4}{26,0}$
PZ-MZ		
PE		

Рисунок 2.4 – Зведена стратиграфічна колонка Синельниківського родовища

Якість вугілля: зольність (A^c) – 19,4%, вміст сірки (S^r) – 4,2%, бітуми – 6,6%, вологість (W^r) – 55,8%, вихід летких речовин (V^r) – 61,0%. Запаси вугілля перевищують 243 млн т. Споживачами газу можуть бути Придніпровська ГРЕС, що розташована на відстані 20 км від родовища, підприємства м. Дніпровська і м. Синельникове.

Новоолександрівське родовище бурого вугілля приурочене до с. Новоолександрівка Верхньодніпровського району. Відкрито 1948 року Верхньодніпровською ГРП при веденні геолого-пошукових робіт.

Промислову цінність має один пласт простої будови, який в окремих випадках ускладнений наявністю породних прошарків і лінз вуглистих глин або вуглистого піску. Глибина залягання пласта – 100 м, потужність – 4,6 – 5,8 м. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.5.

Q		4,5-42
N _{1s}		<u>2-72,0</u>
		14
N _{1pt}		<u>10-40,0</u>
		-
P _{3hr}		<u>4-26,0</u>
		14
P _{2kv}		<u>2-38,0</u>
		13
P _{1-2bc^v}		<u>0-46,0</u>
		26
PZ-MZ		<u>0-38,0</u>
PE		

Рисунок 2.5 – Зведена стратиграфічна колонка Новоолександрівського родовища

Якість вугілля: зольність (A^c) – 12,5%, вміст сірки (S^r) – 3,28%, бітуми – 5,8%, вологість (W^r) – 60,5%. На Новоолександрівському родовищі з запасами вугілля 224 млн т можна побудувати станцію «Підземгаз» у комплексі з тепловою електростанцією.

Верхнедніпровське родовище бурого вугілля розташоване у Верхньодніпровському і П'ятихатському районах (села Підлужжя, Мартинівка, Первомайське, Тарасівка, Петрівка). Відкрито 1948 року Верхньодніпровською ГРП при проведенні геологічно-пошукових робіт. Промислову цінність має один потужний пласт, приурочений в основному до верхньої частини розрізу. В західній частині родовища пласт має просту будову.

Зрідка вище і нижче пласта виділяються лінзи вугілля, що не мають значної площі у східній частині родовища пласт має складну будову, занурюється із заходу на схід і південний схід. Потужність вугільного пласта коливається від 1,0 до 26,6 м, у середньому 4,0 м. Глибина залягання змінюється від 35,0 до 160,0 м, у середньому 74,0 м. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.6.

Якість вугілля: зольність (A^c) – 19,1%, вміст сірки – (S^r) – 4,73%, бітуми – 8,9%, вологість (W^r) – 56,1%, вихід летких речовин (V^r) – 61,4%. Родовище із запасами вугілля 160 млн т розташоване під високопродуктивними сільськогосподарськими угіддями площею понад 3 тис. га. Освоєння буровугільного родовища методом свердловинної підземної газифікації дозволить зберегти земельні ресурси при мінімальних витратах на природоохоронні заходи.

Q		0-58,0
N _{1s}		<u>0-29,0</u> 1-2
N _{1pt}		<u>0,-30,0</u> -
P _{3hr}		<u>1,9-38,5</u> 10-20
P _{2kv}		<u>0-33,2</u> 15-25
P _{1-2bc^v}		<u>0-45,7</u> 18-23
PZ-MZ		<u>0-13,6</u>
PE	+ + +	-

Рисунок 2.6 – Зведена стратиграфічна колонка Верхньодніпровського родовища

Аннівське родовище бурого вугілля розташоване в Лихівському районі на відстані 7 км на північний схід від смт. Лихівка і на відстані 40 км на південь від станції Верхівцеве. Відкрито 1947 року Кременчуцькою ГРП.

Промислову цінність представляє один пласт простої будови. Потужність вугільного пласта змінюється від 1,0 м до 10,8 м, у середньому 3,1 м. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.7.

Q		0-45
N _{1s}		мала потужн.
N _{1pt}		<u>0-15,0</u> 6,0
P _{3hr}		<u>1-23,0</u> 10,0
P _{2kv}		<u>3-32,0</u> 13,0
P _{1-2bc^v}		<u>0-42,0</u> 22,0
PZ-MZ		<u>0-25,0</u>
PE	+ + + + +	-

Рисунок 2.7 – Зведена стратиграфічна колонка Аннівського родовища

Глибина залягання – 80 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 23,4%, сірчистість (S^r) – 2,0%, вихід летких речовин (V^r) – 60,6%, вологість (W^r) – 19%, бітуми – 3,64%. Споживачами газу можуть бути діюча ТЕС і підприємства Кривого Рогу.

2.2.3 Олександрійський геолого-промисловий район

Розташований у центральній частині басейну на території Кіровоградської і частково Черкаської областей і є основним вугледобувним районом у басейні.

У Кіровоградській області можуть бути побудовані станції підземної газифікації на Морозівському, Верболозівському, Бандурівському, Миронівському та Золотарівському родовищах. В регіоні зосереджено 48% запасів вугілля басейну.

Морозівське родовище розташоване в Олександрійському районі на відстані 15 км на захід від м. Олександрія. Відкрито в 1946 – 1951 рр. при геологічній зйомці. Морозівська-Світлопольська ділянка займає південну частину родовища. Морозівський вуглерозріз знаходиться в Центральній частині і межує на заході з Західно-Морозівською ділянкою, на півночі – з Морозівською №3, на сході – з Морозівською №4, яка складається з двох вугільних покладів – східного та західного.

У межах ділянки знаходиться низка плікативних і диз'юнктивних геологічних порушень. Потужність буровугільного пласта змінюється від 6,2 до 15,6 м, глибина залягання в середньому 76 – 123 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 16 – 19%, вміст сірки (S^r) – 2,4 – 4,0%, бітуми – 6,5 – 7,8 %, вологість (W^r) – 55,5%, вихід летких речовин (V^r) – 62,0%. Запаси вугілля 175 млн т. Зведена стратиграфічна колонка Морозівського родовища наведена на рис. 2.8.

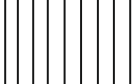
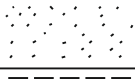

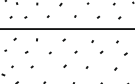
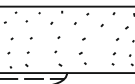

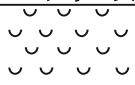
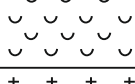
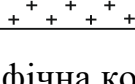
Q		$\frac{0,8-25,0}{19,5}$
N ₂		$\frac{1-12,0}{3,0}$
N _{1s}		$\frac{0,5-10,0}{2,5}$
N _{1pt}		$\frac{0,9-35,0}{16,0}$
P _{3hr}		$\frac{1-25,0}{9,0}$
P _{2kv}		$\frac{0,5-27,0}{3,0}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{4,5-42,0}{23,0}$
PZ-MZ		$\frac{0-62,0}{22,5}$
PE		-

Рисунок 2.8 – Зведена стратиграфічна колонка Морозівського родовища

Бандурівське родовище розташоване в Олександрійському районі на відстані 15 км на північний захід від м. Олександрії. Геологічні пошуки і розвідка розпочаті в 1929 р. Родовище поділено на 4 ділянки: Південно-Бандурівська, Медвежеярська, Протопопівська, Макаріхська. Будова пласта – складна, трипачкова, рідше проста. Потужність у середньому – 4,4 – 5,7 м, глибина залягання – 35 – 65 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 17,4 – 23,7%, вміст сірки (S^r) – 2,8 – 4,3%, бітуми – 5,4 – 5,8%, вологість (W^r) – 56,0%, вихід летких речовин (V^r) – 62,0%. Запаси вугілля складають 108 млн т. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.9.


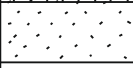

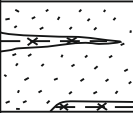


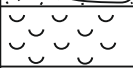
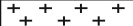
Q		$\frac{5-37,0}{17,5}$
N ₂		$\frac{0,5-27,0}{15,0}$
N _{1pt}		$\frac{0,7-12,0}{4,0}$
P _{3hr}		$\frac{1-28,0}{12,0}$
P _{2kv}		$\frac{0-20,0}{10,0}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{1-38,0}{25,0}$
PZ-MZ		$\frac{1-61,0}{12,5}$
PE		-

Рисунок 2.9 – Зведена стратиграфічна колонка Бандурівського родовища

Миронівське родовище розташоване на відстані 20 км на північ від м. Олександрія і на відстані 7 км від ст. Лікарівка. Відкрито в 1945 – 1947 рр. Укргеологоуправлінням при веденні пошукових робіт. Родовище поділено на 4 ділянки: Миронівська, Косівська, Костянтинівська і Березівська. Миронівська ділянка займає північну частину родовища. З півдня до нього примикає Косівська ділянка, з південного сходу Костянтинівська. Поклад Миронівської ділянки витягнутий з півдня на північний схід на 12 км шириною від 1 до 5 км. Поклад Костянтинівської та Березівської ділянок простягається з південного сходу на північний захід на 15 км, шириною від 0,2 до 0,4 км. На Миронівській ділянці будова пласта проста, потужність у середньому – 3,8 м, глибина залягання 85,0 м. На решті ділянок будова пласта складна, двопачкова, Потужність у середньому – 4,1 – 5,6 м, глибина залягання – 55 – 82 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 17,2%, вміст сірки (S^r) – 2,4%, бітуми – 4,4%, вологість (W^r) – 56,0%, вихід летких речовин (V^r) – 47 – 62%. Запаси вугілля складають 337 млн т. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис.2.10.


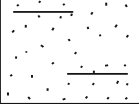
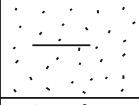
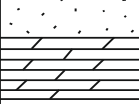
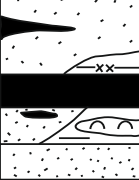

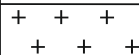
Q		$\frac{2-54,0}{28,0}$
N ₁ -N ₂		$\frac{0-47,0}{21,0}$
P ₃ hr		$\frac{0-35,0}{14,0}$
P ₂ kv		$\frac{0-45,0}{28,0}$
P ₁₋₂ bc ^v		$\frac{0-45,0}{27,0}$
PZ-MZ		$\frac{0-45,0}{26,0}$
PE		-

Рисунок 2.10 – Зведена стратиграфічна колонка Миронівського родовища

Золотарівське родовище розташоване у Світловодському районі на відстані 10 км на південний захід від м. Світловодськ. Вперше геологічні роботи проводилися в 1940 р. Корсунь-Перещепинською ГРП. Пласт простої будови, іноді складної. Потужність в середньому – 3,5 – 5,3 м, глибина залягання – 53,9 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 4,8 – 26,6%, вміст сірки (S^r) – 2,6 – 3,35%, бітуми – 3,1 – 5,6%, вологість (W^r) – 58,0%, вихід летких речовин (V^r) – 60,2%. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.11.

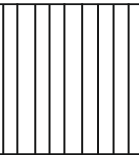
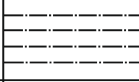
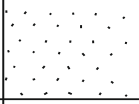

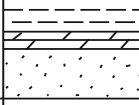

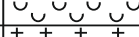

Q		$\frac{1,0-56,0}{17,2}$
N ₁ -N ₂		$\frac{0-6}{-}$
N ₃ pt		$\frac{0-46,9}{13,4}$
P ₃ hr		$\frac{0,5-41,7}{20,7}$
P ₂ kv		$\frac{0-29,0}{15,7}$
P ₁₋₂ bc ^v		$\frac{0,8-38,4}{15,1}$
PZ-MZ		$\frac{0-32,0}{-}$
PE		-

Рисунок 2.11 – Зведена стратиграфічна колонка Золотарівського родовища

Запаси Золотарівського родовища складають 92 млн т. Частина родовища затоплена Кременчуцьким водосховищем. Семенівсько-Олександрійське (Верболозовське) родовище розташоване в Олександрійському, Новопраському і Петровському районах, на відстані 7 км на північний захід від м. Олександрія.

Будова пласта складна, трипачкова. Пачки розділені прошарками вуглистих глин і пісків. Пласт промислового значення має просту будову. Потужність в середньому – 4,1 – 4,4 м, глибина залягання – 58,0 – 75,0 м.

Якість вугілля: зольність (A^c) – 19,6 – 20,8%, вміст сірки (S^r) – 2,5%, бітуми – 5,8 – 6,2%, вологість (W^r) – 55,5%, вихід летких речовин (V^r) – 51,8 – 60,9%. Запаси вугілля складають 48 млн т. Газ може бути використаний Семенівським заводом з виробництва воску, брикетною фабрикою та ін. Зведена стратиграфічна колонка наведено на рис. 2.12.

Q		-
N ₂		$\frac{0-7}{2}$
N _{1sm+pt}		$\frac{0-30,0}{17,5}$
P _{3hr}		$\frac{3-25,0}{10,0}$
P _{2kv}		$\frac{0-25,0}{7,0}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{10-30,0}{26,5}$
PZ-MZ		$\frac{3-30,0}{16,5}$
PE		-

Рисунок 2.12 – Зведена стратиграфічна колонка Семенівсько-Олександрійського родовища

2.2.4 Оріхівський вугленосний район

Розташований у південно-східній частині Дніпробасу на території Запорізької та частково Дніпровської областей. На території Запорізької області розташоване Оріхівське родовище. Там може бути споруджена станція «Підземгаз» у комплексі з ТЕС, газом можна постачати підприємствам Запоріжжя. Родовище відоме з 90-х років XIX ст.

Будова пласта складна, двопачкова. Середня потужність 2,6 – 2,75 м, глибина залягання – 54,0 – 93,0 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 24,1 – 29,6%, вміст сірки (S^r) – 2,2 – 2,7%, бітуми – 3,5 – 6,9%, вологість (W^r) – 53,6 – 55,6%, вихід летких речовин (V^r) – 50,0 – 58,0%. Запаси вугілля складають 22 млн т. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.13.

Q		0-400
N _{1s}		$\frac{1,0-31,0}{12,2}$
N _{1pt}		$\frac{5,0-52,0}{25,2}$
P _{3hr}		$\frac{0,9-65,0}{30,5}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{6-38,0}{28,0}$
PZ-MZ		$\frac{1,5-23,0}{8,5}$
PE		-

Рисунок 2.13 – Зведена стратиграфічна колонка Оріхівського родовища

2.2.5 Криворізький вугленосний район

Охоплює південну частину Дніпровського басейну на території Дніпровської області, а також у Миколаївській та Херсонській областях. У Дніпровській області може бути побудована станція на Пічугінському родовищі, яке розташоване на південь від Весело-Термовського родовища, на відстані 15 – 20 км на північний схід від м. Кривий Ріг. Представлено трьома відокремленими ділянками: Північною, Південною та Шевченківсько-Коломийцівською. Будова пласта проста, рідше складна. Потужність у середньому – 3,5 – 5,88 м, глибина залягання пласта – 70,0 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 19,5 – 22,7%, вміст сірки (S^r) – 4,1%. Прогнозні запаси вугілля становлять 48,9 млн т.

2.2.6 Ватутінський геолого-промисловий район

Розташований на території Черкаської, Київської та частково Кіровоградської та Вінницької областей. У цьому районі станція може бути побудована на Новомиргородському родовищі, яке знаходиться поблизу м. Новомиргород, сіл Кам'янка, Панчево, Пурпурівка та ін., на лівому березі р. Велика Вись. Відкрито 1947 року Златопільською ГРП.

Поклад має витягнуту, дуже складну форму. Протяжність її з півночі на південь досягає 10 км, ширина південної частини від 0,3 – 0,5 до 1,0 км, північної – 2,5 км. Поклад поділений на три ділянки: Північна, Південна і Східна.

Будова пласта складна, трипачкова, рідше проста. Середня потужність – 9,3 м, глибина залягання 102,0 м. Якість вугілля: зольність (A^c) – 20,5 – 22,1%, вміст сірки (S^r) – 2,6 – 3,7%, бітуми – 5,0 – 11,0%, вологість (W^r) – 55,0%, вихід летких речовин (V^r) – 60,0%.

Запаси вугілля складають 75 млн т. Зведена стратиграфічна колонка наведена на рис. 2.14.

Q		$\frac{16-25,0}{20,0}$
N ₂ -Q ₁		$\frac{1-15,0}{5,0}$
N _{1s}		$\frac{5-24,0}{10,0}$
N _{1pt}		$\frac{5-28,0}{12,0}$
P _{3hr}		$\frac{5-30,0}{15,0}$
P _{2kv}		$\frac{5-23,0}{8,0}$
P _{1-2bc^v}		$\frac{2-58,0}{34,0}$
PZ-MZ		$\frac{1-36,0}{5,0}$
PE		-

Рисунок 2.14 – Зведена стратиграфічна колонка Новомиргородського родовища

Це родовище розташоване в густонаселеному сільськогосподарському районі. Споживачами газу можуть бути підприємства з переробки сільськогосподарської продукції або ГЕС, споруджені в комплексі зі станціями «Підземгаз».

2.2.7 Барвінківське (Ново-Олександрівське) буровугільне родовище

Знаходиться на півдні Харківської області, в Барвінківському районі. Ступінь розвіданості родовища достатня для промислового освоєння. Площа родовища близько 12 км. Представлено трьома вугільними лінзами, з яких промислове значення мають «складна» і «основна» середньою потужністю відповідно 22 – 25 м і 40 – 60 м. Глибина залягання «основної» (нижньої) лінзи становить від 100 – 150 на крилах до 300 – 340 м у центральній частині. Промислові запаси вугілля – 403,8 млн т, у тому числі «складної» лінзи – 118,9 млн т, «основної» – 284,9 млн т.

Якість вугілля характеризується такими усередненими показниками (на робочу масу): теплота згоряння – 2000 ккал/кг, вологість (W^r) – 45%, зольність (A^c) – 13,7%, вміст сірки (S^r) – 1,5%, вихід летких (V^r) – 60%. За якістю це вугілля близьке до бурого вугілля Уралу, Олександрійського родовища, Кансько-Ачинського басейну, а також югославського, болгарського м'якого вугілля (лігніту) і німецького бурого вугілля, широко використовуваного в енергетиці.

2.2.8 Донецький кам'яновугільний басейн

Донецький басейн знаходиться в межах Дніпровської, Донецької та Луганської областей України. Це найстаріший басейн, що займає перше місце за промисловим значенням і розмірами вуглевидобутку. Площа становить близько 60 тис. км², площа Старого Донбасу – 23 тис. км². Сумарні запаси вугілля до глибини 1800 м оцінюються в 104,8 млрд т.

Донбас складають головним чином осадові породи палеозою, мезозою та кайнозою, що залягають на кристалічних породах докембрійського фундаменту. Загальна потужність кам'яновугільних відкладень у центральній частині становить 18 км, до периферії зменшується до 3 – 6 км. Представлені вони вапняками, пісковиками, сланцями з прилеглими пластами вугілля і вапняків. Пласти і прошарки вугілля розташовуються через 20 – 40 м один від одного, до 100 м у східній частині басейну. Потужність більшості пластів від 0,6 до 1,2 м, зрідка до 2,5 м. Вся товща відкладень карбону містить до 300 пластів і прошарків вугілля. Робоча вугленосність головним чином зосереджена в чотирьох вугленосних свитах середнього карбону: C_2^3 ; C_2^5 ; C_2^6 ; C_2^7 . У східній частині Донбасу значну вугленосність має свита C_2^4 . У західних і південно-західних районах встановлена робоча вугленосність нижнього карбону в свиті C_1^3 .

Пласти вугілля простої, рідше складної будови. Покрівля пластів представлена аргілітами, алевролітами, рідко пісковиками і вапняками. Підшва пластів вугілля представлена аргілітами й алевролітами типу «кучерявчик» з обвугленими рештками рослин. Основна властивість більшості донецьких пластів вугілля – відносно постійна робоча потужність їх на значних площах.

Відповідно до ДСТУ 8180-75 у Донбасі виділені всі основні марки кам'яного вугілля – довгополуменева (Д), газове (Г), газове жирне (ГЖ), жирне (Ж), коксівне (К), пісне спікливе (ПС), пісне (П), антрацитове (А), а також перехідні від бурого вугілля до довгополуменевого. Петрографічний склад вугілля однорідний. Вугілля відносяться до класу гумітів, іноді з сапропелево-гумусовими прошарками. Вугілля нижнього відділу карбону – спорові дюрено-кларенові. Якісна характеристика та елементний склад донецького вугілля різних марок наведено в табл. 2.3 і 2.4.

Таблиця 2.3 – Середні кількісні показники вугілля Донбасу по марках

Марка вугілля	W^r , %	W , %	A^c , %	V^r , %	S^r , %	Q^r_p , МДж/кг	Q_p , МДж/кг	γ , т/м ³
Д (середньокарбонове)	4,5	13	15,7	43	1,8 – 4,0	32,3	20,2	1,20
Д (нижньокарбонове)	6 – 12	14	10	45	1,0 – 2,0	31,4	–	1,20
Г (середньокарбонове)	3	7	14,7	39	2,0 – 5,0	33,8	24,7	1,25
Г (нижньокарбонове)	3	8	8	42	1,5 – 2,0	34,7	–	1,20
Ж (середньокарбонове)	1	5	15,9	32	1,1 – 4,5	35,2	25,3	1,26
Ж (нижньокарбонове)	1 – 1,5	6	8	37 – 42	1,5 – 2,0	35,1	–	1,26
КЖ(середньокарбонове)	1	4	16	25	1,0 – 4,0	35,0	26,8	1,27
К	1	3,5	16	21	1,0 – 3,5	35,7	27,2	1,25
ПС	1	3,5	17	16	1,5 – 3,0	35,9	27,4	1,30
П	1	3,5	15,9	13	1,1 – 2,5	35,5	27,1	1,40
ПА	1,2	5,5	14	8	0,8 – 3,5	34,4	26,6	1,50
А	2	5-7	14	4	0,8 – 3,5	33,7	25,2	1,60

Таблиця 2.4 – Елементний склад вугілля Донбасу різних марок, %

Марка вугілля	C^e , %	H^e , %
Д	76 – 86	5,6 – 6,4
Г	78 – 89	4,8 – 6,3
Ж	84 – 90	4,5 – 6,0
К, КС	87 – 91	4,4 – 5,6
ПС	89 – 94	4,1 – 5,2
П	90 – 95	2,7 – 4,0
А	91 – 96	1,2 – 2,7

Осадова товща басейну містить численні водоносні горизонти (в основному в пісковиках і вапняках). Водоносність порід обумовлена їх тріщинуватістю, на заході та півночі басейну – також їх пористістю. Найвні розривні порушення слугують природними екранами або підпорами.

У Донецькому басейні виділено 24 геолого-промислових райони. Таке районування обґрунтоване тектонічною структурою з урахуванням марочного складу вугілля, умов залягання і комплексу робочих пластів вугілля, а також географічними й економічними особливостями. Схема районування Донбасу наведена на рис. 2.15.

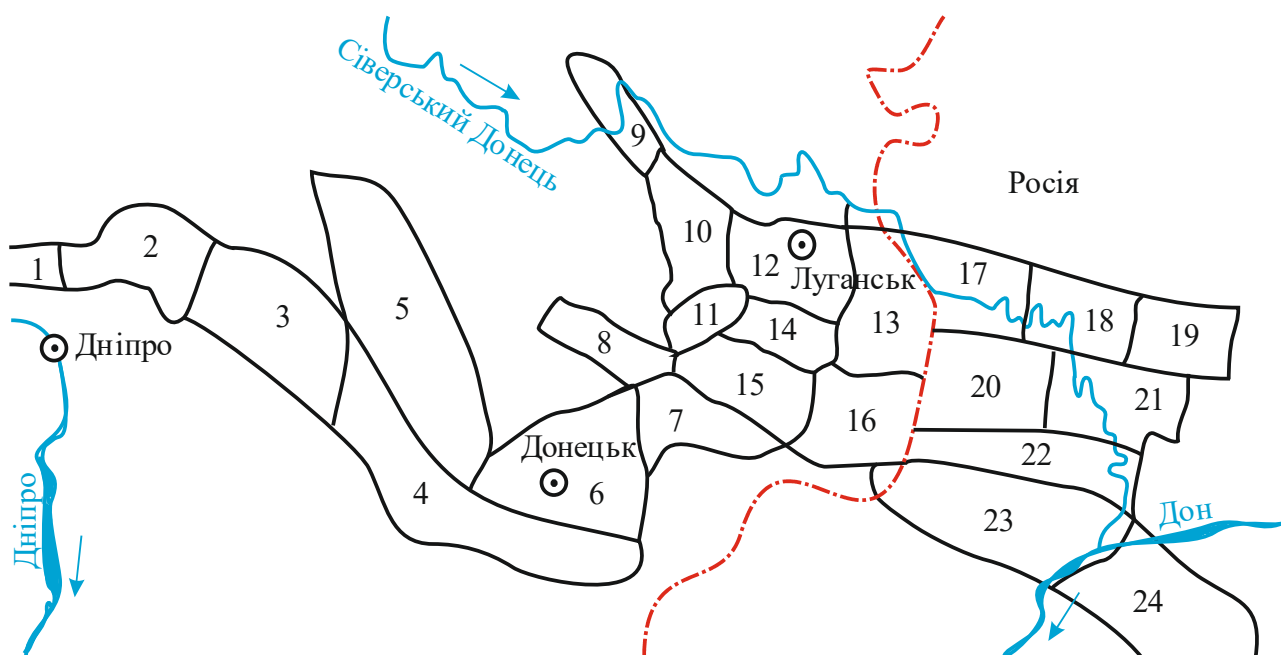


Рисунок 2.15 – Геолого-промислові райони Донецького басейну: 1 – Петриківський; 2 – Новомосковський; 3 – Петропавлівський; 4 – Південно-Донбаський; 5 – Красноармійський; 6 – Донецько-Макіївський; 7 – Чистяково-Сніжнянський; 8 – Центральний; 9 – Лисичанський; 10 – Алмазно-Марівський; 11 – Селезнівський; 12 – Луганський; 13 – Краснодонський; 14 – Оріхівський; 15 – Боково-Хрустальський; 16 – Должано-Ровенецький; 17 – Камінський; 18 – Білокалітвенський; 19 – Тацинський; 20 – Гуково-Зверинський; 21 – Краснодонський; 22 – Суліно-Садкінський; 23 – Шахтинсько-Несвітаєвський; 24 – Задонський

У зв'язку з тим, що планується проведення натурального експерименту з відпрацювання параметрів технології підземної газифікації вугілля на полі шахти ім. Сташкова в Західному Донбасі, здійснювалося детальне вивчення цього регіону з урахуванням критеріїв оцінки придатності вугільних пластів до СПГВ. Нижче наводиться їх характеристика.

2.2.9 Західно-Донбаський вугільний басейн

Західно-Донбаський вугільний басейн містить у собі три геолого-промислових райони: Петриківський, Новомосковський та Петропавлівський. Видобуток вугілля в цьому регіоні здійснює ДТЕК «Павлоградвугілля», яке було засноване 1974 року. До його складу входять 11 шахт, Павлоградська збагачувальна фабрика та інші підприємства (рис. 2.16).

Вугленосність Західного Донбасу приурочена до нижньокам'яновугільних відкладів свити C_1^3 . Залягання порід спокійне, з падінням на північ, північний схід під кутом $3 - 4^\circ$, збільшується біля зон тектонічних порушень до $5 - 8^\circ$.

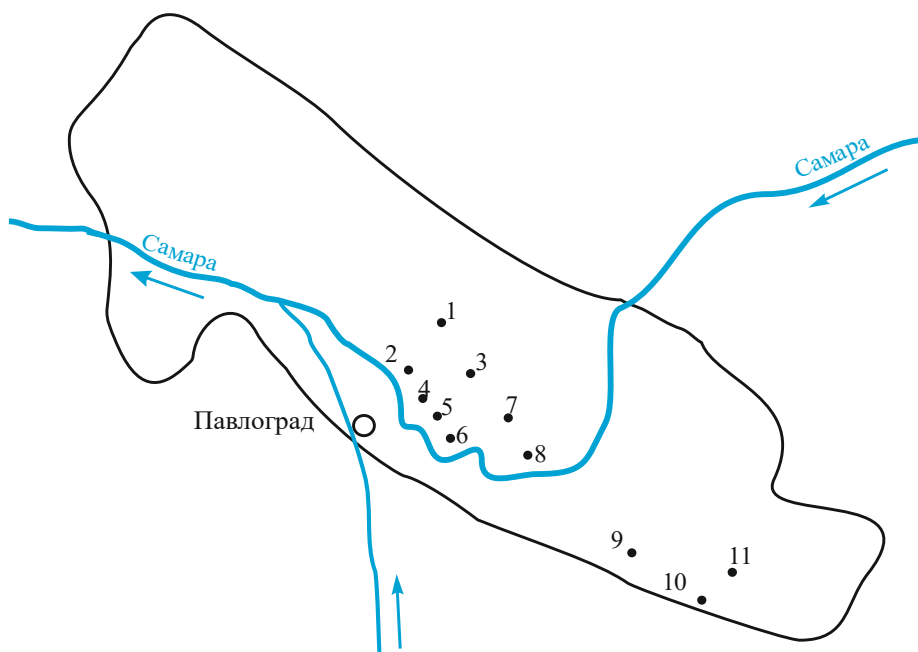


Рисунок 2.16 – Схема територіального розташування діючих шахт у Західному Донбасі: 1 – Героїв космосу; 2 – Благодатна; 3 – Західно-Донбаська; 4 – Павлоградська; 5 – Тернівська; 6 – Самарська; 7 – Дніпровська; 8 – Сташкова; 9 – Степова; 10 – Ювілейна; 11 – Першотравенська

2.2.10 Богданівське кам'яновугільне родовище

Розташоване в межах Старобільського геолого-промислового району Донбасу на півночі Луганської області і має площу 494 км^2 . За простяганням його розміри складають 24 км, за падінням – 20,5 км. Балансові запаси – 1068 млн т, промислові – 860 млн т. На півночі та південному заході родовище обмежене контуром заміщення вугільного пласта піщаником, на південному сході – державним кордоном з Російською Федерацією, на північному сході – виходом пласта k_2^H під крейдові відкладення.

У географічному відношенні площа являє степову рівнину. Відмітки рельєфу місцевості змінюються від 90 до 190 м. У геологічній будові району беруть участь породи кристалічного фундаменту, кам'яновугільні, верхньокрейдові, палеогенові, неогенові та четвертинні відкладення. Вугільні пласти k_2^H , k_1 , h_8 потужністю 1,2 – 3 м приурочені до свит C_2^5 і C_2^3 . Простягання північно-західне, падіння південно-західне під кутом 1 – 7°. Глибина залягання 550 – 770 м, газоносність 5 – 8 м³/т, пласти вибухонебезпечні, але не небезпечні за раптовими викидами вугілля і газу.

Богданівське вугілля за своєю характеристикою близьке до газового вугілля Донбасу, однак має підвищену вологість і високий вміст оксидів натрію та поєднання натрію і калію, тобто є «солоним». До негативних чинників які ускладнюють освоєння родовища, відносять: нестійкість порід; високий вміст солей шахтних вод, що вимагає необхідність розробки спеціальних методів їх очищення і знесолення; підвищений вміст у вугіллі солей лужних металів, що вимагає реконструкції котельних агрегатів для спалювання вугілля або створення нових.

Після збагачення якість вугілля характеризується такими показниками: калорійність (середня) (Q^r) – 18,23 МДж/кг, зольність (A^c) – 24,8%, вологість (W^r) – 17,2%, вміст сірки (S^r) – 1,6%, вихід летких (V^r) – 45,9%, температура плавлення золи 1100 °С, вміст лужних металів натрію (N₂O) в товарному вугіллі – 1,2%.

Вугілля Богданівського родовища може бути використане для комплексної хімічної переробки з отриманням напівкоксу для металургії, горючого газу калорійністю 16,7 МДж/кг, рідкого топкового мазуту, бензину, дорожнього бітуму, хімпродуктів типу фенолів. Підземна газифікація цього термічно стійкого кам'яного вугілля низької стадії метаморфізму не супроводжуватиметься явищем важкого шлакоутворення, що має місце при пилоподібному спалюванні вугілля в котлах, внаслідок утворення золених відкладень на поверхні нагрівання.

Згідно з проектними опрацюваннями інституту Донгіпрошахт, виходячи з критеріїв мінімальної глибини розробки, найменших втрат запасів вугілля в ціликах під будівлями і спорудами на земній поверхні, ступеня розвіданості запасів, а також з огляду на рекомендації щодо першочергового будівництва шахти на Богданівській ділянці №1, найбільш доцільним для підземної газифікації є ділянка Богданівська-Верхня №2. Ділянка примикає західною стороною до безвугільної зони, на якій можна розмістити проммайданчик.

Запаси вугілля на ділянці підраховані по пластах k_2^H , k_1 , h_8 і складають 210,2 млн т категорій А+В+С₁ і 8,3 млн т категорії С₂. Для СПГВ виділена північна половина ділянки з балансовими запасами 119,7 млн т і промисловими 96,9 млн т площею 240 км².

Пласт k_2^H , що залягає на глибині 390 – 470 м, є основним промисловим пластом простої будови з середньою потужністю 1,6 м, він містить 78,7 млн т балансових запасів. Теплотворна здатність вугілля в середньому 21,6 МДж/кг. Елементний склад на робочу масу наступний: зольність (A^c) – 10,3%, волога (W^r) – 9,6%, вміст вуглецю (С) – 62,3%, сірки (S^r) – 0,9%, водню (Н₂) – 4,3%,

(O₂) – 10%, азоту (N₂) – 2,6%. Нижче, на глибині від 18 до 32 м, залягає пласт k_1 простої будови із середньою потужністю 0,65 м з запасами 6,2 млн т. Контур робочої потужності витягнутий з північного сходу на південний захід по центральній частині поля.

Пласт h_8 двопачкової будови з середньою потужністю 0,9 м (робоча потужність у північній і східній частинах ділянки) залягає на глибині 200 – 233 м нижче пласта k_1 . Якісний склад вугілля цих пластів аналогічний складу пласта k_2^H . Бічні породи в основному представлені глинистими і піщано глинистими сланцями, рідко піщаником з низькою межею міцності на стиск. Широко поширена «хибна» покрівля. Породи ділянки до горизонту – 280 м дегазовані. Води кам'яновугільних відкладень на ділянці – напірні, багатоводність різна – від практично безводних інтервалів у північній і східній частинах поля до 4 л/с у південній. Мінералізація досягає 30 г/л, води хлоридно-сульфатно-натрієві та хлоридно натрієві. Максимальний приплив у газогенератор очікується 0,25 м³/год.

Гірничо-геологічні умови ділянки викликають необхідність регламентації порядку відпрацювання пластів у свиті. З огляду на відносно велику (від 17 до 53 м) кратність підробки пласта k_2^H пластом k_1 , а також залягання пласта h_8 як одиночного у принципі можливий як висхідний, так і низхідний порядок відпрацювання свити. Однак беручи до уваги ту обставину, що майже 2/3 запасів зосереджено у верхньому пласті k_2^H , а ділянки пласта k_1 робочої потужності мають локальний характер, то в цьому випадку кращим буде низхідний порядок відпрацювання.

2.2.11 Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн

Львівсько-Волинський басейн знаходиться на території Львівської та Волинської областей України (рис. 2.17). Вугленосні відкладення розташовані вздовж річки Західний Буг від м. Рава-Руська та м. Львова до м. Володимира-Волинського протяжністю 125 км. Загальна площа басейну 7,5 тис. км², промислово-вугленосна площа – 3,2 тис. км². У межах басейну виділяють 6 районів: Волинський, Сокальський, Забузький, Межирічанський, Тяглівський, Косровський. Басейн займає північно-західну лісостепову частину Волино-Подільського плато.

Найбільш древні осадові відкладення – кембрійські, представлені пухкими пісковиками й алевролітами. Залягають на кристалічних породах протерозою. На кембрійських відкладеннях залягають конгломератовидні вапняки і глауконітові пісковики потужністю 45 м (ордовік), а також вапняні сланці та вапняки потужністю 225 м (силур).

Загальна потужність девонських (Д) відкладень 1040 м. Нижній девон (Д₁) складається з потужної товщі (330 м) червоних пісковиків і піщано-глинистих порід. Середній девон (Д₂) представлений товщею вапняків, пісковиків, аргілітів і алевролітів потужністю 160 м. Верхній девон (Д₃) представлений двошаровою товщею: внизу – доломіт, вгорі – вапняки. Потужність 550 м. Вугленосні відкладення відносяться до нижнього і середнього карбону. Сумарна потужність їх на півночі досягає 950 – 1000 м, на півдні – 1100 – 1250 м.

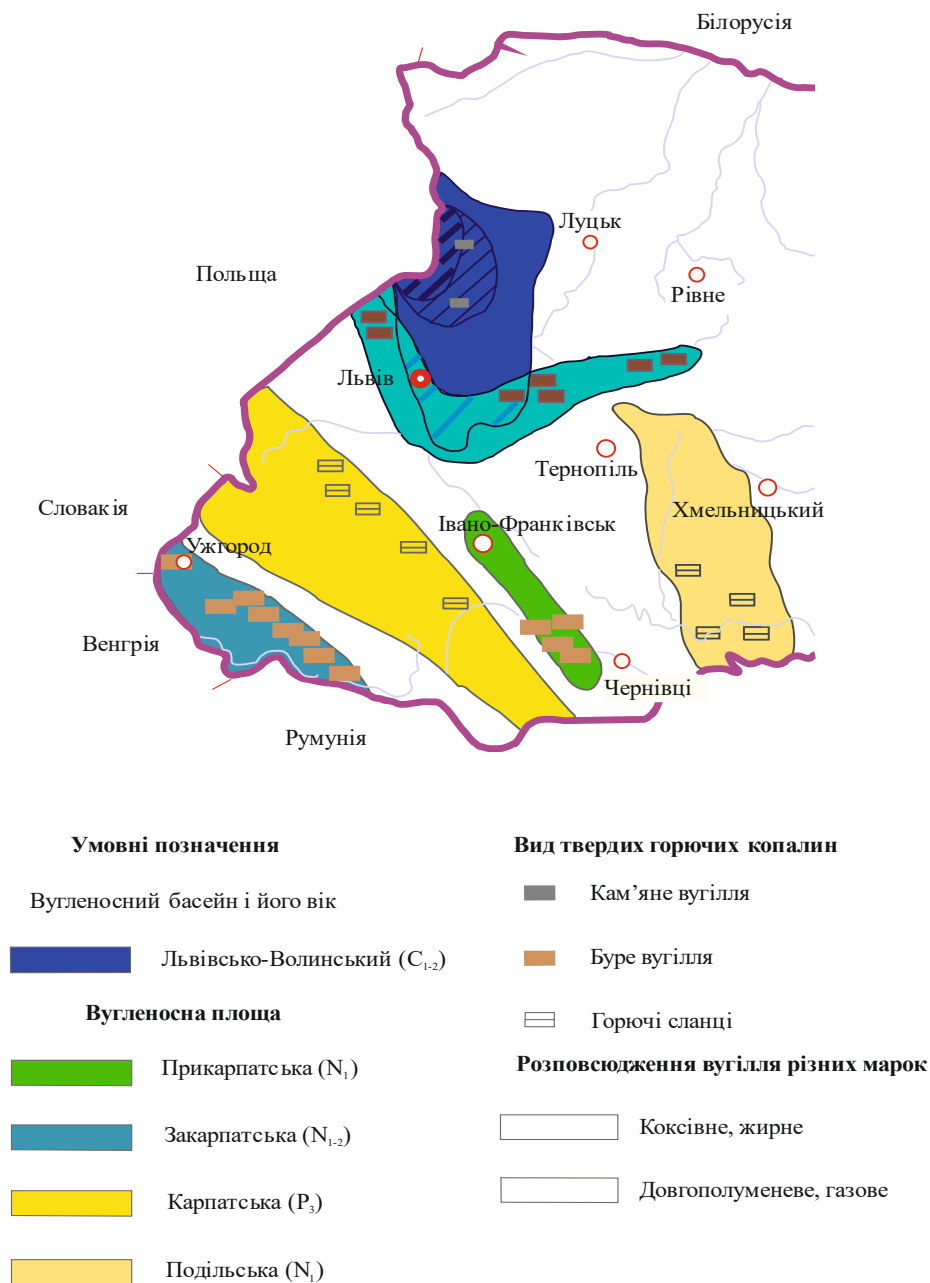


Рисунок 2.17 – Поширення вугленосних відкладень на території Львівсько-Волинського басейну

Загальне моноклінальне залягання кам'яновугільних відкладень з падінням на північний захід під кутами $0,5 - 1^\circ$ ускладнене широкими пологими синкліналями: Волинською, Сокальською, Межирічинською, Тяглівською і Карівською, з якими пов'язані однойменні родовища. Кути падіння порід на крилах цих складок $5 - 7^\circ$.

Основна вугленосність в басейні приурочена до відкладів намюрського ярусу (C_1^3), в яких міститься до 19 вугільних пластів потужністю від декількох сантиметрів до $1,6 - 2,0$ м. Основне промислове значення мають два шари: n^7 і n^8 . Вони зустрічаються на всіх родовищах. У підшві майже всіх пластів залягають пісковики й алевроліти типу «кучерявчик». Покрівля пластів складається переважно з тонкошаруватого аргіліту чорного кольору. Підшва і покрівля досить стійкі. Природна вологість 3%.

Вугілля басейну гумусове, дюрено-кларенове, щільне, в'язке, чорного кольору, смугасте. Об'ємна маса 1,25 – 1,3 г/см³. Якісні показники вугілля наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. – Якісні показники вугілля

Ярус	Індекс пласта	A^c , %	V^r , %	Q_r , МДж /кг	C^r , %	H^r , %	$O^r+N^r+S^r$, %
	n_8	5,2	35,4	29,3	79,0	5,5	–
Візейський	n_7	4,5	35,0	30,7	81,2	5,2	–
C_1^2	n_4	3,4	40,7	31,5	79,3	5,4	11,0
	n_2	3,8	38,6	32,3	–	–	–
	n_1^2	3,4	41,2	31,1	–	–	–
	n_8^B	3,0	39-38	32,4	–	–	–
Намюрський	n_8	3,7	37-32	32,7	80,7	5,1 – 5,7	16,5 – 13,6
C_1^3	n_7^B	4,4	34-35	32,6	84,0	4,8	11,4
	n_7	3,6	37,5	31,7	80,5	5,1	18,0
	n_7^H	1,1	33	32,9	84,7	4,9	10,4

Вугілля басейну відносяться до марок Д, Г, рідко Ж, ГР. Зольність (A^c) в середньому 12 – 14% і пов'язана в основному з прошарками мінеральної речовини. Вміст сірки (S^r) в середньому 3,3 – 4%. Вугілля басейну є високоякісним енергетичним паливом і придатне для газифікації: $Q_r = 20,7$ МДж/кг.

Багатоводність водоносних горизонтів у відкладеннях карбону характеризується питомим дебітом 0,0008 – 0,035 л/с. Вугленосні відкладення перекриті зверху юрськими, крейдовими і четвертинними відкладеннями загальною потужністю 100 – 600 м.

Балансові запаси вугілля Львівсько-Волинського басейну по категорії А+В+С складають 969 млн т, по категорії C_2 – 9 млн т. Геологічні ресурси вугілля – 2,1 млрд т.

Крім розроблюваних вугільних пластів, у розрізі продуктивної товщі Львівсько-Волинського басейну налічується близько 60 пластів і прошарків, некондиційних по потужності проте задовільної якості. Їх розробка шахтним способом нерентабельна, а сумарні запаси орієнтовно становлять 2 млрд т і віднесені до забалансових.

Поряд із запасами некондиційного вугілля в надрах басейну є значні запаси сапропелітового вугілля. Вони супроводжують усі вугільні пласти гумусового вугілля, часто перешаровуються з ними, а іноді утворюють самостійні промислові поклади. Розвинені вони по всій площі басейну. На деяких ділянках площа суцільного розвитку сапропелітів досягає 50 – 80 км² при середній потужності 0,5 – 0,7 м. Зазвичай розробка сапропелітів ведеться попутно при вийманні гумусового вугілля у випадках спільного залягання пластів. Незважаючи на високу теплотворну здатність (від 29 до 34 МДж / кг), паливно-енергетичні підприємства відмовляються використовувати сапропеліти через високий вміст золи.

Сапропелітове вугілля пласта n_7^H широко поширене на Межирічанському і Забузькому родовищах. Вони залягають в основному в підшві гумусової пачки пласта потужністю до 0,6 м, а запаси їх по діючих шахтах (Червоноградська – 1, 2 і Великомоствська – 2, 3, 4, 10) обчислюються десятками мільйонів тонн. У верхній частині гумусової пачки пласта залягає сапропелітова пачка вугілля потужністю до 0,6 м, яка поширена на Волинському і Межирічанському родовищах.

Пласт n_8 найбільш насичений сапропелітовим вугіллям у межах Межирічанського і Забузького родовищ поширений вздовж декількох десятків кілометрів. Аргілітовий прошарок потужністю до 1 м розділяє гумусовий і сапропелітовий пласти. Геологічні запаси останнього оцінюються в кілька десятків мільйонів тонн. Пласти сапропелітового вугілля містяться також у Візейських відкладеннях нижнього карбону на глибинах 800 – 1000 м.

Хіміко-технологічна характеристика сапропелітів Львівсько-Волинського басейну наведена в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Хіміко-технологічна характеристика сапропелітів Львівського-Волинського басейну

Найменування показника	Вміст, %
Волога аналітична	0,6 – 1,3
Зола на суху масу	5,75 – 23,0
Леткі на горючу масу	46,2 – 67,4
Елементний склад:	–
вуглець	81,9 – 82,3
водень	7,1 – 8,95
кисень	7,0 – 8,82
сірка (загальна)	0,5 – 3,2
Калорійність, МДж/кг	31 – 37

Термічна переробка сапропелітового вугілля вельми сприятлива для підземної газифікації. Процес газифікації сапропелітового вугілля високо екзотермічний, стійкий, не боїться значних добавок води, яка при газифікації сприяє процесам відновлення і збільшення вмісту в продуктивному газі водню й окису вуглецю. Запаси сапропелітового вугілля розглядаються як резерв для отримання енергоносіїв і хімічних продуктів. З 1 тонни вугілля, що містить 45 – 50% горючих компонентів, можна отримати 250 кг смоли і близько 150 кг умовного палива у вигляді висококалорійного газу.

Висновки

Сучасна вугільна промисловість України характеризується низкою особливостей, частина яких сприяє її подальшому розвитку, а частина створює труднощі.

З цих особливостей відзначимо такі:

– значні геологічні запаси вугілля різних марок, придатних для вироблення електричної і теплової енергії та технологічних цілей;

– територіальна близькість вугільних, залізорудних та інших родовищ корисних копалин;

– близькість найбільших енергоємних підприємств і споживачів металу (підприємств металургійної, хімічної, машинобудівної та інших галузей промисловості);

– наявність розвитку промислової інфраструктури;

– великий промисловий потенціал у вигляді діючого шахтного фонду;

– складні та вельми складні гірничо-геологічні умови при низькій вугленосності; необхідність розробки запасів кам'яного вугілля й антрацитів виключно підземним способом;

– несприятлива структура діючого шахтного фонду, де переважають застарілі шахти, що функціонують тривалий час без реконструкції або після малоефективної реконструкції, що призвело до погіршення їх гірничотехнічних характеристик і техніко-економічних показників роботи;

– великий знос основних фондів, особливо обладнання;

– низький рівень комплексної механізації допоміжних процесів, особливо транспортних робіт;

– недовикористання останніми роками виробничих потужностей;

– відсутність економічних механізмів, що стимулюють підвищення ефективності роботи окремих підприємств і галузей у цілому;

– падіння трудової дисципліни, висока соціальна напруженість;

– неефективна організаційна структура управління вугільною промисловістю.

Як результат впливу несприятливих чинників всередині галузі та за її межами – вугільна промисловість знаходиться зараз у стадії глибокої кризи.

Вихід з кризи вбачається у переході на ринкові відносини і в реструктуризації вугільної промисловості.

Закриття шахт при практичному здійсненні зіткнулося з багатьма труднощами технічного, фінансового, соціального, організаційного та правового характеру. Залишені шахти мають зробити фундаментальну реконструкцію, яка забезпечить сталу роботу галузі протягом тривалого часу.

Стійка робота вугільної промисловості поряд з реструктуризацією діючого шахтного фонду повинна підтримуватися і будівництвом нових шахт.

Разом з тим слід зазначити, що видобуток і переробка вугілля з неекономічною технологією спричиняють негативний вплив на навколишнє середовище [13].

Розроблена в Національному гірничому університеті нова технологія свердловинної підземної газифікації вугільних пластів (СПГВ) дозволяє успішно вирішувати технологічні та соціальні проблеми, захистити навколишнє середовище від негативного впливу діючого паливно-енергетичного комплексу. Зокрема, технологічний процес СПГВ дозволяє ліквідувати відвали шахтних порід, відходи вуглезбагачення, золошлаки теплових електростанцій і котелень, димові викиди шкідливих продуктів згоряння вугілля, і тим самим утворення кислотних дощів, і знизити парниковий ефект [94, 97].

3. ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИДАТНОСТІ ВУГІЛЛЯ ДО ГАЗИФІКАЦІЇ В УМОВАХ НАЙМЕНШИХ ВИТРАТ НА ЙОГО ПІДГОТОВКУ З УРАХУВАННЯМ ЗАСТОСУВАННЯ РІЗНИХ МЕТОДІВ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ

3.1 Аналіз придатності вугільних пластів до свердловинної підземної газифікації вугілля

3.1.1 Загальні відомості

Процес свердловинної підземної газифікації вугільних пластів супроводжується високою температурою, тиском, деформаціями порід, утворенням депресійних воронки, витокami газу і дуття. Вибір критеріїв оцінки придатності до СПГВ проводиться з урахуванням впливу геологічних, гідрогеологічних та гірничотехнічних умов з одного боку і впливу техногенних чинників процесу газифікації вугільних пластів на геологічне середовище, з іншого боку. Необхідно враховувати розвиток новацій у техніці та технології при впровадженні свердловинної підземної газифікації вугілля, а також інфраструктуру та соціальну сферу району, на території якого здійснюється підземна газифікація вугільних запасів.

З усього різноманіття чинників, що впливають на обґрунтування критеріїв придатності вугільних родовищ для СПГВ, важко виділити головні, тому вибір родовищ слід проводити за сукупністю впливу різних альтернативних чинників. Вони визначаються наявністю в зоні газифікації осередок горіння, який підтримується досягненням необхідної температури, утворенням штучного газу, особливостями геологічного середовища, гідрогеологічними умовами, прогнозним водопритливом, витокami дуття і газу, а також якістю вугільних пластів.

При виборі вугільних родовищ необхідно враховувати наступні техногенні чинники процесу СПГВ:

- процес СПГВ штучно впливає на природні умови з утворенням локальних розвантажень, з ослабленням або зростанням гірського тиску, утворенням деформацій гірських порід, гідродинамічних, температурних та хімічних аномалій у водоносних горизонтах, а також інші фізико-хімічні та геологічні явища;

- підземна газифікація вугілля здійснюється через буріння з поверхні землі на вугільний пласт експлуатаційних свердловин (орієнтованих, вертикальних або похилих), по яких подають дуття і відводять газ;

- реакційні канали газифікації створюються у вугільному пласті за допомогою буріння свердловин по вугіллю, фільтраційною збійкою свердловин, гідро-пневморозривом або електрозбійкою;

- процес ПГВ здійснюють на повітряному підігрітому дутті при робочому тиску нагнітання 0,2 – 0,6 МПа або пароповітряному (кисневому) дутті (0,4 – 1,2 МПа);

- гідро-пневморозривна збійка свердловин здійснюється при тисках, що перевищують гірський тиск верхньої товщі порід;

– вогнева фільтраційна збійка свердловин проводиться під тиском, що перевищує тиск стовпа води в зоні збійки або направленим бурінням з експлуатаційних свердловин;

– у міру газифікації вугільного пласта відбуваються структурні зміни бічних порід (обшлакування), змінюються фільтраційні властивості за рахунок високих температур, зрушення масиву порід і заповнення виробленого простору обваленими породами;

– підвищений тиск і висока температура в зоні горіння (1100 – 1300 °С) змінюють термо- і гідродинамічні процеси в бічних породах. Так, під дією цієї температури породи покрівлі прогріваються до 100 – 120 °С на глибину близько 3,6 – 5,7 кратної потужності вугільного пласта, а породи підосви – до 100 – 120 °С на глибину 2,8 – 3,2 м;

– у процесі газоутворення беруть участь волога вугільного пласта, а також статичні і динамічні водоносні горизонти;

– водоносні горизонти в зоні підземного газогенератора нагріваються, відповідно змінюється їх хімічний склад. Вони насичуються газами, фенолами, смолами та іншими шкідливими домішками;

– підвищений тиск у підземних газогенераторах при особливому режимі дуття або при проведенні збійки викликає віджимання підземних вод у породний масив, сприяє прориву дуття і газу в проникні породи, викликаючи при цьому гідродинамічні аномалії, витіки дуття і газу;

– потрапляння дуття і газу в дренажні свердловини веде до зниження дебіту свердловин, що негативно позначається на дренажних заходах.

Вищенаведене свідчить про те, що підземна газифікація вугільних пластів це досить складний процес з активним впливом на навколишнє середовище, що вимагає детального обґрунтування оцінки придатності ділянок вугільних пластів до ПГВ за критеріями придатності, а також відпрацювання параметрів підготовки й експлуатації підземних газогенераторів, на стендових і лабораторних установках, з моделюванням подібності:

- технологічних схем ПГВ;
- конструкцій газогенераторів;
- геологічних і гідрогеологічних умов;
- параметрів процесу вигазування вугільного пласта.

Взаємодії всіх складових технології ПГВ у подібності до реальних геологічних і гідрогеологічних умов родовища виконується з метою переведення їх в натурні умови для мінімізації вищенаведених техногенних чинників.

З урахуванням критеріїв придатності вугільних пластів до СПГВ проводиться аналіз гірничо-геологічних, гідрогеологічних і гірничотехнічних умов залягання вугільних пластів з метою обґрунтування вибору експериментальної ділянки з газифікації вугільного пласта. Потужність вугільного пласта, його елементний і якісний склад, фізико-механічні властивості, глибина залягання, текстура, структура й елементний склад порід, що вміщують вугільний пласт, водопритлив, диз'юнктивні та плікративні порушення є основними критеріями придатності вугільного пласта до СПГВ [40]. Необхідна проектна потужність

ділянки підземної газифікації вугілля та її термін служби розраховуються виходячи із запасів вугілля з урахуванням окупності капітальних вкладень на будівництво й експлуатацію газогенераторів.

Елементний склад (вихід горючих $V = 27 - 36\%$), текстура і структура кам'яновугільних пластів, вугілля марок ДГ, Д, Г, Ж, К, ПС роблять їх найбільш придатними до процесу підземної газифікації.

Змінювання товщини вугільного пласта впливає на теплоту згоряння генераторного газу і хімічний ККД процесу газифікації. Позитивний вплив на показники процесу СПГВ надає збільшення потужності вугільного пласта, а при зменшенні цього показника результати підземної газифікації виходять менш ефективними. Елементний склад і потужність вугільних пластів впливають на техніко економічні показники перетворення вугілля в газоподібне паливо. Зі збільшенням потужності всі показники газифікації покращуються. Однак при великих значеннях потужності спостерігаються ускладнення у вигляді обвалення вугільного масиву і бічних порід, як це відбувалося при газифікації потужних крутих пластів Кузбасу.

Газифікація тонких і надтонких вугільних пластів (0,7 – 0,3 м) без технічних рішень, розроблених у сучасних технологічних схемах підземних газогенераторів, неефективна.

Газифікацію потужних вугільних пластів слід проводити пошарово, при розроблених технічних рішеннях в області конструкцій газогенераторів. Ведення процесу СПГВ можна проводити в низхідному і висхідному порядку із забезпеченням рекуперації тепла процесу, ефективного дренажу підземних вод з герметизацією порід та закладкою вигазованого простору.

Виходячи з досвіду роботи Лисичанської та Горлівської станцій «Підземгаз» мінімальна потужність кам'яновугільних пластів складає 0,7 – 0,9 м, а мінімальна потужність для буровугільних пластів – 2 м і більше з досвіду роботи Підмосковної та Ангренської станцій «Підземгаз».

Якісний склад вугілля також впливає на ефективність процесу СПГВ (теплота згоряння генераторного газу, якісний склад хімічного продукту газифікації, інтенсивність і ступінь газифікації вугільних пластів). Найбільш сприятливими для газифікації є пласти простої будови без породних прошарків по потужності вугільного пласта. Ефективність газифікації кам'яновугільних пластів залежить багато в чому від ступеня прогріву породного прошарку і можливості його термічного руйнування.

При газифікації бурого і кам'яного вугілля (Ангренська і Південно-Абінська станції «Підземгаз») висота зони прогріву порід покрівлі до 1000 – 1100 °С утворювалася за рахунок конвекційного і кондуктивного теплообміну (продукти СПГВ-порода).

Кам'яне вугілля придатне до СПГВ із зольністю до 30 – 35% при потужності пласта 0,7 – 1,2 м. Зі збільшенням зольності вугілля зменшується відносний вміст вуглецю в паливі; зростає витрата тепла на нагрів золи та спостерігається нерівномірне вигазовування по потужності пласта.

СПГВ економічно доцільна при будь-якій глибині залягання. З технічної точки зору існують обмеження по мінімальній глибині залягання через відсутність герметичності підземного газогенератора та його безпосереднього зв'язку з верхніми водоносними горизонтами, при цьому мінімальна глибина розробки становить близько 70 м [87].

Накопичений досвід роботи промислових станцій «Підземгаз» при підземній газифікації кам'яновугільних пластів показує, що за критерієм «кут падіння вугільного пласта» можна відпрацьовувати горизонтальні, похилі, крутопохилі та круті вугільні пласти.

На стійке ведення процесу ПГВ негативно впливають тектонічні порушення, розмиви вугільного пласта, закарстування ділянок, оскільки вони знижують теплоту згоряння газу, збільшують втрати вугілля, витоки дуття і первинного газу. Диз'юнктивні порушення з амплітудою 0,4 – 0,9 м і більше, розташовані за простяганням пласта, можуть викликати припинення газифікації, що потребує нового розпалювання і створення реакційного каналу при переході зони порушення. Значні втрати вугілля та газу можуть очікуватися в зонах зруйнованих порід. Тектонічні порушення можуть відігравати позитивну роль у тому випадку, коли розташовані на межі шахтного поля. Не викликають ускладнення порушення, розташовані за падінням пласта. Найбільш придатні до газифікації ділянки розташовані між порушеннями (за умови відсутності витоків дуття і газу).

Літологія порід покрівлі та підшви пласта займає особливе місце при виборі ділянок для ПГВ. Найбільш сприятливі умови з точки зору літології бокових порід такі:

- в покрівлі та підшві повинні залягати породи меншої газопроникності ніж вугільний пласт;

- потужність порід покрівлі повинна бути більше висоти зони безладного обвалення, а підшви – більше потужності, при якій відбувається руйнування порід від перегріву або здимання;

- відстань від покрівлі до пласта тріщинуватих вапняків або аналогічних порід має бути не менше (7 – 15) *m* (для бурого вугілля), (6,5 – 7) *m* (для кам'яного вугілля).

Потужність малопроникних порід покрівлі (глинистих аргілітів, алевролітів, глин) приймається:

- для кам'яного вугілля при потужності пласта 0,8 – 2,2 м не менше (0,9 – 1,8) *m*;

- для кам'яного вугілля при потужності пласта 2,5 – 10,0 м – не менше (2,1 – 4,2) *m*.

- потужність малопроникних порід підшви з урахуванням глибини прогріву до 1 м повинна бути не менше 1,5 – 2,0 м.

Наявність надійних непроникних бічних порід вугільного пласта гарантує успішне застосування методу ПГВ, бо це запобігає витоку дуття і газу, знижує втрати тиску і теплової енергії газифікації, зменшує забруднення навколишнього середовища. Потужність водонепроникних шарів повинна бути

достатньою для запобігання проривів підземних вод в зону газифікації. Непроникність бокових порід повинна зберігатися і тоді, коли з'являється деформація порід покрівлі та підшви вугільного пласта. Наявність в геологічному розрізі необводнених проникних порід (тріщинуваті пісковики чи вапняки) є несприятливим чинником. Для забезпечення герметичності газогенератора необхідна наявність водонасичених щільних монолітних порід або пластичних глин.

Водоприплив до ділянки газифікації впливає на теплоту згоряння газу та інші показники процесу СПГВ. Рясне надходження підземних вод знижує теплоту згоряння газу, а в окремих випадках може повністю зупинити процес газифікації. На ділянках з великим водоприпливом (10 – 50 м³/год) необхідно проводити дренажні заходи (водозниження, осушення) до початку процесу СПГВ. Дуже важко проводити такі заходи за наявності водоносних дрібнозернистих глинистих пісків, які мають малу водовіддачу. Негативну роль відіграють місцеві зниження й угнутості вугільного пласта, тому що це викликає скупчення підземних вод, що призводить до підвищення обводнення пласта в цих місцях.

Слід зазначити, що з урахуванням розкриття пласта свердловинами з ізоляцією всієї верхньої товщі порід водоносні горизонти, навіть високонапірні, не чинитимуть негативного впливу на процес СПГВ, а навпаки, будуть забезпечувати герметичність підземного газогенератора. Нестача вологи може призвести до зайвого розвитку температур, розплавлення зольної частини вугілля, утворення шламу, порушення рівномірності руху дуттьового потоку. При помірній кількості вологи вона, не доводячи процес СПГВ до зайвого охолодження, поглинає тепло газифікації, збагачуючи при цьому газ воднем і монооксидом вуглецю. У зв'язку з цим зростає коефіцієнт корисної дії процесу свердловинної підземної газифікації кам'яного вугілля. Найбільш придатним способом зменшення несприятливого впливу вологи є рівномірне зниження з перекиданням води за спеціально утворені екрани.

Процес газифікації відбувається в природних умовах, тому фільтраційні властивості пластів відіграють велику роль. Визначальним же критерієм в оцінці вугільних родовищ за придатністю до СПГВ є не стільки проникність самого вугільного пласта, скільки співвідношення проникності вугільного пласта і бокових порід. Це співвідношення повинно бути не менше 18 – 22.

Проникність вугілля впливає на водоприплив в осередок горіння і залежить від величини напору стовпа підземних вод і потужності самого пласта. Ці чинники потрібно враховувати одночасно з оцінкою загального водоприпливу з вугільного пласта та порід.

Питаннями принципової важливості для технології свердловинної підземної газифікації вугілля є герметичність і стійкість порід покрівлі з підтриманням ефективних розмірів реакційного каналу підземного газогенератора. Ін'єкційна закладка деформованих порід покрівлі, виробленого простору та підтримання оптимальних параметрів реакційного каналу газогенератора забезпечує керованість і стійкий процес свердловинної підземної газифікації вугілля.

При відсутності закладки та наявності породомостів в покрівлі пласта відбувається зависання й обвалення породних шарів із затримкою в часі [34, 84], що призводить до розширення виробленого простору, а значить до зростання втрат дуття і продуктів газифікації, погіршення умов взаємодії дуттьового потоку з реакційною поверхнею вогневого вибою.

У результаті свердловинної підземної газифікації вугілля відбуваються деформація порід породної товщі і внаслідок цього осідання земної поверхні. Ступінь і природа осідання поверхні залежать від низки геологічних чинників (міцність і потужність надвугільної товщі), виду обвалення, їх кількості та розподілу вугільно-породного залишку,

Втрати корисної копалини при СПГВ становлять 20 – 25%, іноді 30 – 40%. Вони розподіляються за потужністю та площею. Втрати по потужності в кілька разів перевищують втрати по площі.

З досвіду робіт станції «Підземгаз» відома тенденція до зміщення вогневого вибою в напрямку кліважних тріщин. Тому для зниження втрат вугілля і поліпшення процесу слід орієнтувати сітку свердловин у напрямку кліважних тріщин. Одним з важливих чинників зниження втрат вугілля в надрах є створення раціональної системи газифікації за умови ведення робіт з урахуванням напрямку кліважних тріщин.

Процес СПГВ супроводжується утворенням таких шкідливих продуктів, як смоли, феноли, ціаніди, роданіди, піридинові основи та інші хімічні речовини, які можуть забруднити водоносні горизонти. У зв'язку з цим вибір вугільних родовищ слід здійснювати з урахуванням наявності в геологічному розрізі водоносних горизонтів, які використовуються для питного і промислового водопостачання. Знаходження в районі станції СПГВ гірничодобувних підприємств може призвести до того, що газ буде фільтруватися в гірничі виробки, а це небезпечні та небажані моменти.

Генераторний газ СПГВ може використовуватися як паливо для виробництва електроенергії на теплових електростанціях (ТЕС, ГРЕС, ТЕЦ та ін.). Його можна направляти в газові та парогазові турбіни 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 й інтенсифікації процесу СПГВ, а також в котельні населених пунктів, експлуатації розгалуженої мережі тепличного господарства і теплового поливу зрошуваних сільськогосподарських угідь тощо [88].

Технічний газ СПГВ використовується для отримання синтез газу, аміаку, метанолу, дизельного палива, бензину, рідких вуглеводів та синтетичних рідких палив (СРП). Хімічні продукти СПГВ (сірководень, вугільна смола, феноли, піридинові основи та ін.) широко використовуються в хімічній промисловості для одержання сірки, сірчаної кислоти, поверхнево-активних речовин і т.д. Утилізація теплової енергії газів і теплової потужності підземного газогенератора підвищує коефіцієнт корисної дії газифікації з 50 до 70%.

3.1.2 Оцінка придатності вугільних пластів до підземної газифікації

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 промислову 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 та 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_n – 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 $m > 0,25$ $k_m = 0,5$,

$k_{с.т}$ – 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 складом, формою, розмірами і структурою.

У межах лігнітів одного ступеня метаморфізму текстура та 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;

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

$k_{л.п}$, $k_{л.пок}$ – коефіцієнти літологічної різниці порід, підшови та покрівлі. Найбільш прийнятними породами, з точки зору літологічної будови, є високов'язкі пластичні глини, за наявності тріщинуватих порід необхідно застосовувати технології герметизації газогенератора;

k_z – 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 сильно тріщинуватих порід підземна газифікація є неможливою без додаткових заходів щодо герметизації зони газифікації;

$k_{г.п}$ – 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 куцем газогенераторів у межах однієї ділянки;

$k_{н.в}$ – 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;

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

$k_{п.п}$ – 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;

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

$K_{в.в}$ – 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 ПГУ. Найбільш доцільний вміст сірки в пласті – до 1%;

k_e – коефіцієнт екологічного впливу процесу газифікації й охорони довкілля;

k_c – 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 визначається за виразом:

$$K = \frac{\left(k_n + k_{c.m} + k_z + k_{o.n} + k_{л.n} + k_{n.пoк} + k_z + k_{z.n} + \right. \\ \left. + k_{n.в} + k_{o.n} + k_{n.n} + k_{к.m} + k_{в.в} + k_s + k_e + k_c \right) k_v k_m}{z_i k_r},$$

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

k_m – коефіцієнт, що враховує ступінь метаморфізму вугілля. Для кам'яного вугілля, прийнятого до дослідження гірничодобувних регіонів, він рівний 0,95 – 1,1;

k_r – коефіцієнт, що враховує міру розвіданості ділянки газифікації.

Для розвіданих запасів по категоріях:

A – $k_r = 1,1 - 1,2$;

B – $k_r = 1,0 - 1,1$;

C₁ – $k_r = 0,92 - 1,0$;

C₂ – $k_r = 0,85 - 0,92$;

C₃ – $k_r = 0,8 - 0,85$;

z_i – емпіричний еквівалент, що враховує кількість досліджуваних параметрів.

Виходячи з практичного досвіду оцінки придатності газифікації в умовах українських шахт, для розрахунків приймаємо такі 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 у технологічному процесі СПГВ;

> 0,5 – на даному етапі розвитку техніки і технології ПГУ 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 [83, 90]. Цей процес виробляється під час газифікації в порожнині розшарування порід у покрівлі вугільного пласта;

– зміна потужності – при збільшенні потужності пласта понад 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 підосві 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 з аналізу роботи промислових станцій, найбільш придатними у таких умовах стає кам'яне вугілля марки Д і Г із максимальним припливом води до 8 – 10 м³/год. Враховуючи також обсяги запасів саме для якісних показників такого вугілля плануються провести дослідження матеріально-теплого балансу, режимів та технологій газифікації.

3.2 Обґрунтування придатності вугільних пластів Західного Донбасу до СПГВ

3.2.1 Геологічні умови кам'яновугільного родовища Західного Донбасу

Вугленосність Західного Донбасу приурочена до нижньокам'яновугільних відкладів свити S_1 . Вугільні пласти залягають під кутом $3 - 12^\circ$ на північний схід. Надалі слід детально вивчити родовища Західного Донбасу, підземна розробка яких традиційним способом неефективна і недоцільна, а також ділянки вугільних пластів (балансові та забалансові запаси), які залишені у ході експлуатації шахт і які за критеріями можуть бути придатні для ПГВ. Нижче наводиться характеристика вибраних ділянок.

3.2.1.1 Ділянки №1, 2, 3

Ділянки №1, 2, 3 розташовані на полі шахти «Павлоградська», яка знаходиться в Павлоградському районі Дніпропетровської області, північно-східного схилу Українського кристалічного масиву і простягається вздовж південно-західного борту Дніпровсько-Донецької западини. На відстані 8,0 км на південний-захід розташоване м. Павлоград. Недалеко проходить автострада Донецьк-Київ і залізниця Павлоград-Лозова та Павлоград- Красноармійськ.

Ділянка №1 розташована в східному крилі поля шахти. Має розміри: за простяганням – 2000 м, за падінням – 350 м. Площа ділянки – 700000 м². Ділянка обмежена на півночі Південно-Тернівським скидом ($H - 30 - 130$ м). У центральній частині ділянки від цього скиду відходить дрібне відгалуження – скиду №11 ($H - 1,5$ м) (рис. 3.1).

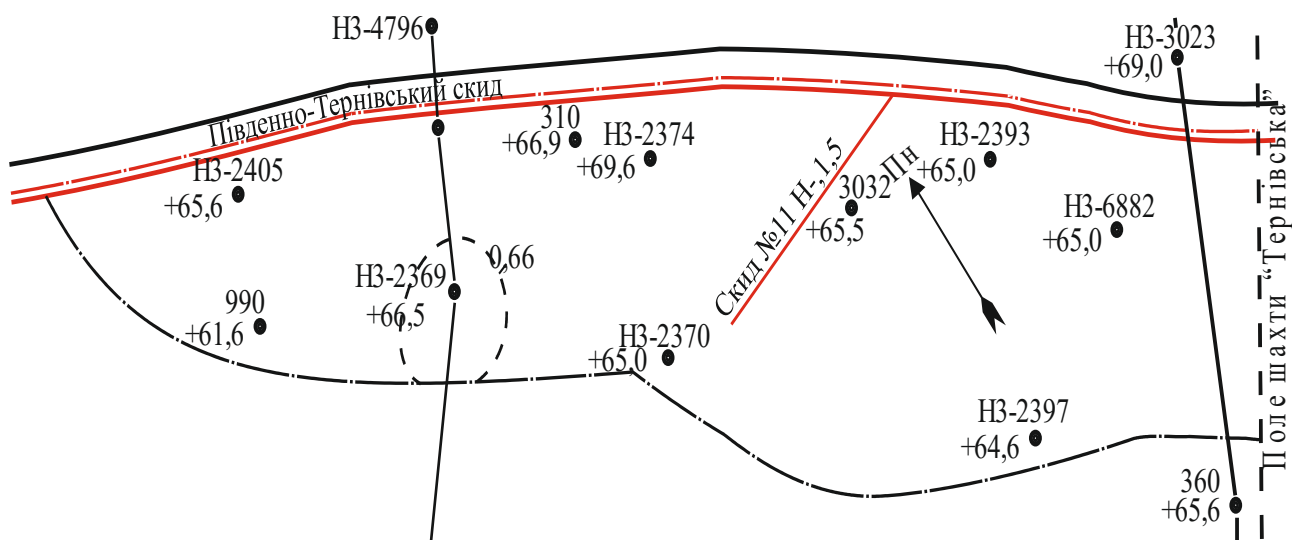


Рисунок 3.1 – План ділянки №1

Ділянка №2 розташована в бремсберговій частині західного поля шахти «Павлоградська». Має розміри: за простяганням – 1500 м, за падінням – 1400 м. Площа ділянки – 610000 м². Ділянка на півночі обмежена Південно-Тернівським скидом №11 ($H - 30 - 130$ м, $58 - 68^\circ$). На заході ділянка межує з полем шахти «Благодатна» (рис. 3.2).

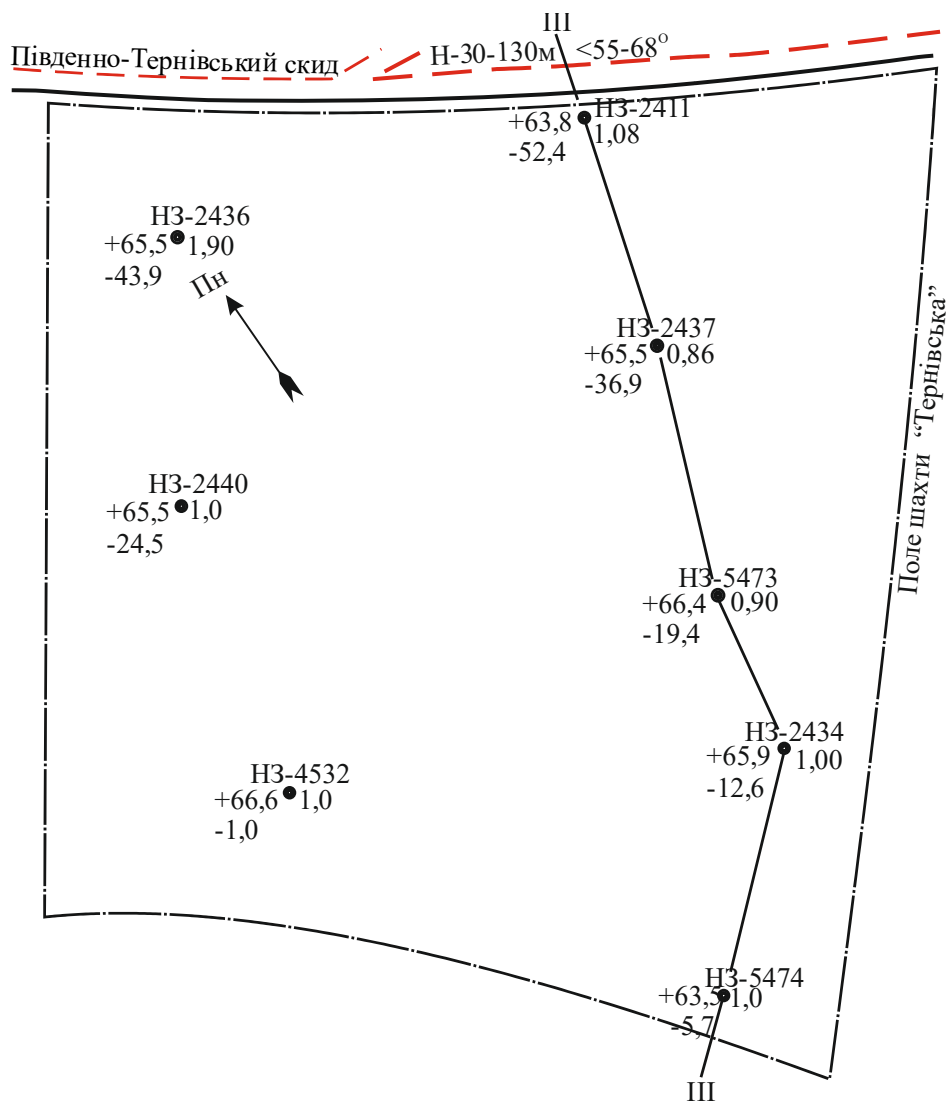


Рисунок 3.2 – План ділянки №2

Ділянка №3 розташована в східному крилі поля шахти. Має розміри: за простяганням – 900 м, за падінням – 850 м. Площа ділянки – 765000 м². Ділянка на заході обмежена скидом №12 ($H = 0 - 35$ м, $<55^\circ$), на сході межує з полем шахти «Тернівська» (рис. 3.3).

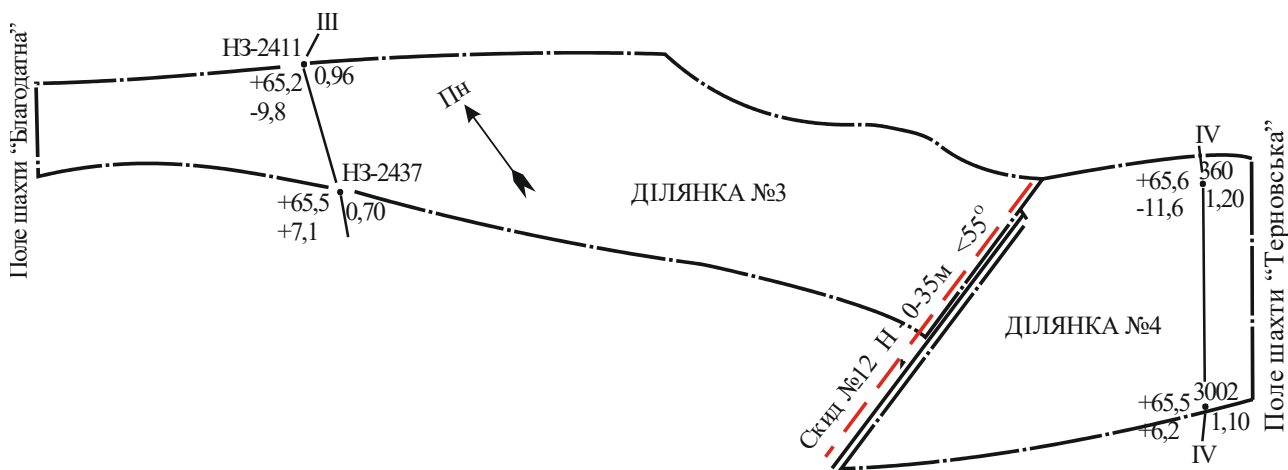


Рисунок 3.3 – План ділянки №3

У межах шахтного поля міститься до 50 вугільних: пластів, з яких лише 9 досягають робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). Вугілля відносяться до марок Д; ДГ; ДДГ. З цих пластів для ПГВ підходять по одному з основних критеріїв потужності пласти C_4 і C_5 . Нижче наводиться характеристика цих пластів за всіма критеріями з метою визначення їх придатності для СПГВ.

Пласт C_4^1

Пласт простої будови, залягання спокійне з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом $3 - 4^\circ$, збільшується у зон тектонічних порушень до $5 - 8^\circ$. Середня потужність пласта $0,77$ м, змінюється в межах $0,54 - 1,1$ м. Якісна характеристика вугілля наведена в табл.3 3.1.

Таблиця 3.1 – Якісна характеристика вугілля по пласту C_4^1

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
$\frac{1,5 - 5,9}{2,4}$	$\frac{8,2 - 23,3}{16,47}$	$\frac{0,52 - 3,4}{1,4}$	$\frac{33 - 42,6}{40}$	$\frac{78 - 80,5}{80}$	$\frac{5 - 5,8}{5,5}$	$\frac{12 - 12,9}{12,4}$	1,28

Вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах від $21,4$ до $23,1$ МДж/кг при середньому значенні $22,1$ МДж/кг. Нижча теплота згоряння $17,3$ ккал/кг. Запаси по пласту в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_4^1 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
11	$\frac{100 - 111}{105}$	$\frac{0,4 - 0,75}{0,61}$	ДГ	537,0
12	$\frac{57,8 - 117,6}{95}$	$\frac{0,86 - 1,5}{1}$	ДГ	2600,0

Основна покрівля та подошва пласта – кам'яновугільні відкладення (C_1), представлені чергуванням шарів аргілітів, алевролітів і пісковіку. Безпосередня покрівля пласта переважно представлена щільними масивними аргілітами. Аргіліт може бути заміщений горизонтально-шаруватим слюдистим алевролітом. Стійкість алевролітової покрівлі трохи вище ніж у аргілітів.

Основна покрівля пласта представлена переважно горизонтально-шаруватим, монолітним, середньостійким алевролітом.

Безпосередньою й основною подошвою пласта виступає переважно алевроліт, горизонтально-шаруватий, щільний, середньої стійкості, вгорі шару потужністю $0,9 - 1,2$ м типу «кучерявчик». У воді алевроліт схильний до розмокання і руйнування. У безпосередній подошві може залягати аргіліт типу «кучерявчик». При обводнюванні – нестійкий.

Таким чином, породи можна охарактеризувати як слабо- і середньостійкі, за винятком зон підвищеної тріщинуватості поблизу тектонічних порушень. Водонесний горизонт приурочений до кам'яновугільних відкладень. Висота напору досягає 54 м і більше. Питомий дебіт – 0,0036 – 0,073 м/с, K_{ϕ} – 0,0056 – 1,72 м/доб.

Пласт C_5

Пласт простої будови, по потужності витриманий, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом 3 – 4°, збільшується у зон тектонічних порушень до 5 – 80. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3. – Якісна характеристика вугілля по пласту C_5

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
$\frac{1,8-6}{2,8}$	$\frac{1,6-19,6}{8,4}$	$\frac{0,6-3,8}{1,9}$	$\frac{31-49,3}{43}$	$\frac{79-81,2}{80}$	$\frac{5,3-5,84}{5,6}$	$\frac{10,2-13,1}{11}$	1,22

З таблиці видно, що вугілля середньої зольності, середньосірчисте. Теплота згоряння вугілля змінюється в межах 24,5 – 25,7 МДж/кг при середньому значенні 24,9 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 19,1 МДж/кг. Запаси по пласту C_5 , потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4. – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_5 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{72,6-99}{94}$	$\frac{1-1,2}{1,1}$	ДГ	940,0
3	$\frac{68,5-77,8}{69}$	$\frac{0,7-1,3}{1,12}$	ДГ	2200,0
4	$\frac{67,6-83,4}{75}$	$\frac{0,92-1,2}{1,05}$	ДГ	1000,0

Основною покрівлею і подошвою пласта виступають кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів аргілітів, алевролітів, пісковика. Безпосередня покрівля представлена переважно алевролітом і аргілітом. Основна покрівля середньообвалювана A_2 . Безпосередня подошва представлена переважно алевролітами й аргілітами.

Алевроліт верхнього шару типу «кучерявчик» потужністю 0,6 – 1 м, нижче по шару з прошарками пісковіку. Середньостійкий.

Аргіліт верхнього шару (0,8 – 1,0 м) типу «кучерявчик», нижче по шару більш щільний. Середньостійкий, а при обводнюванні нестійкий. Геологічні розрізи по ділянках наведено на рис. 3.4 – 3.7.

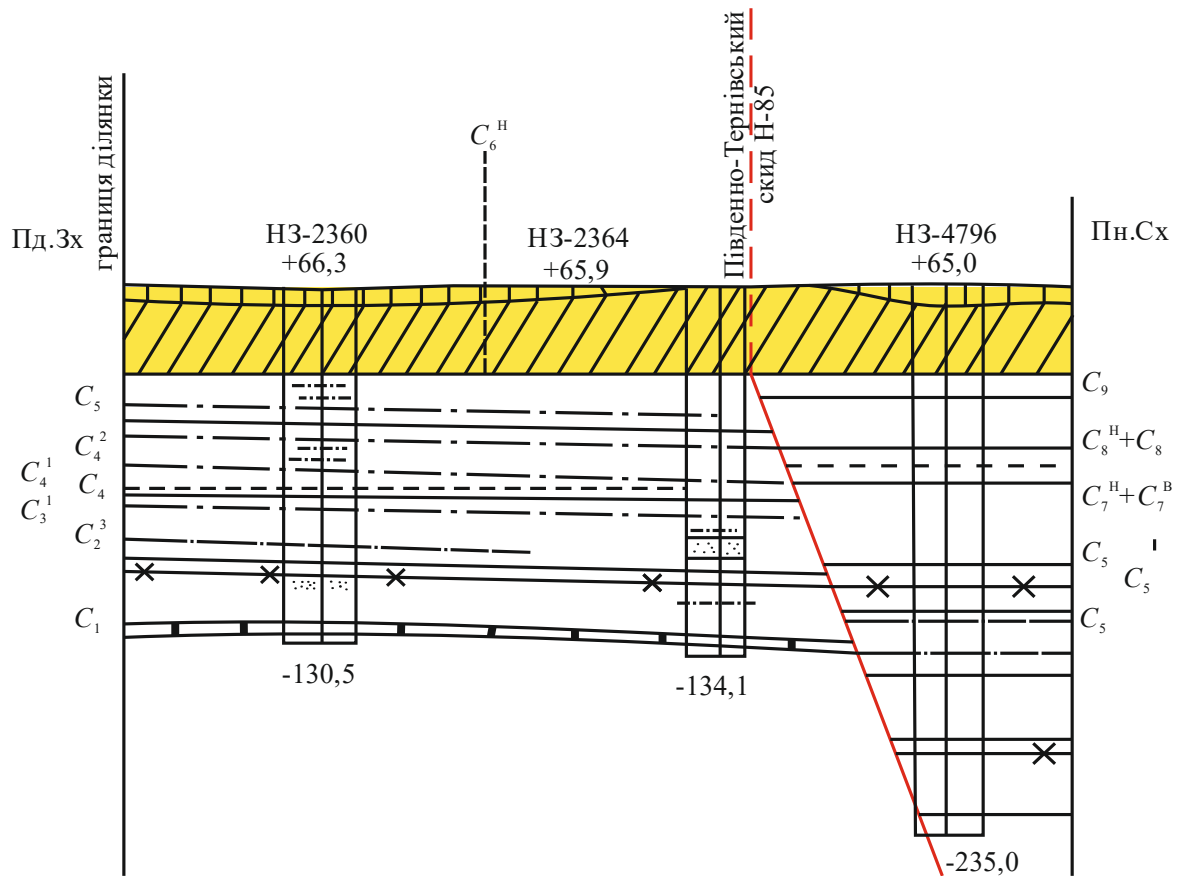


Рисунок 3.4. – Геологічний розріз I-I

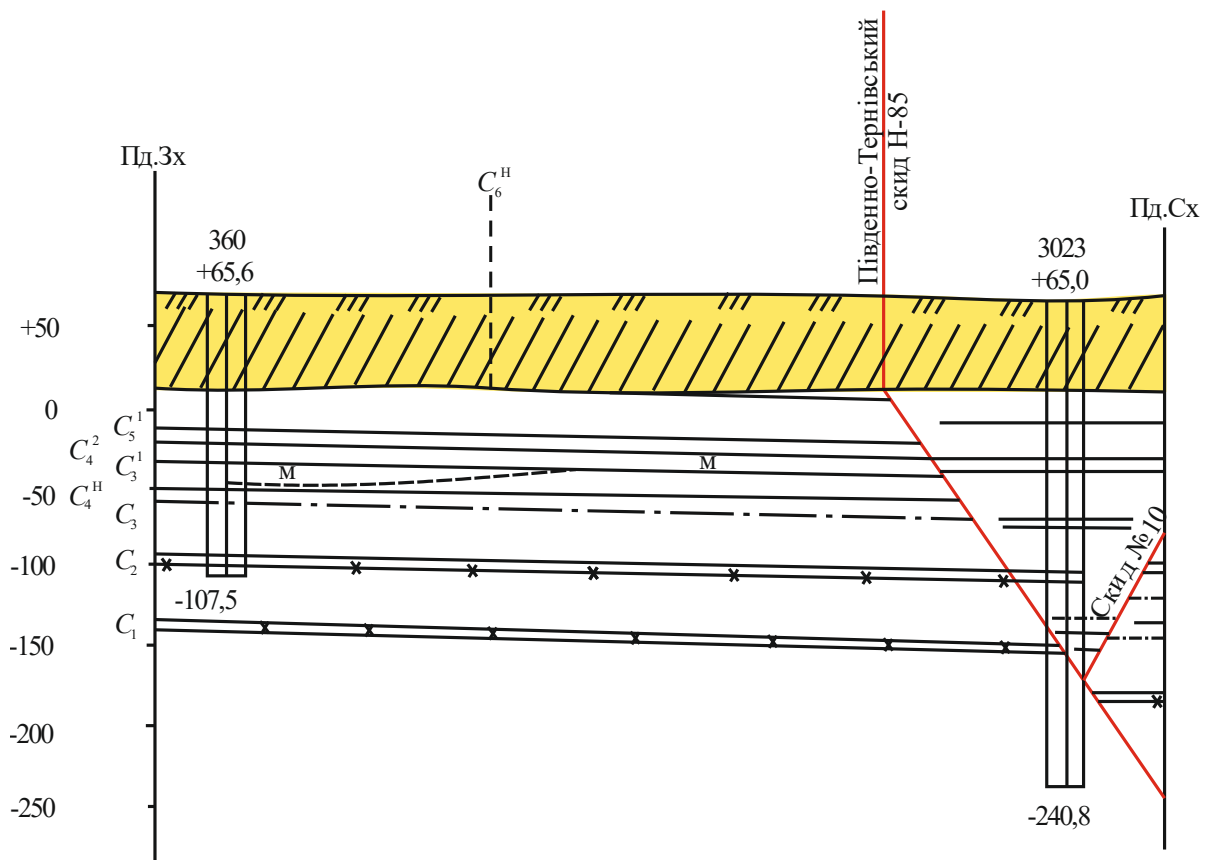


Рисунок 3.5. – Геологічний розріз II-II

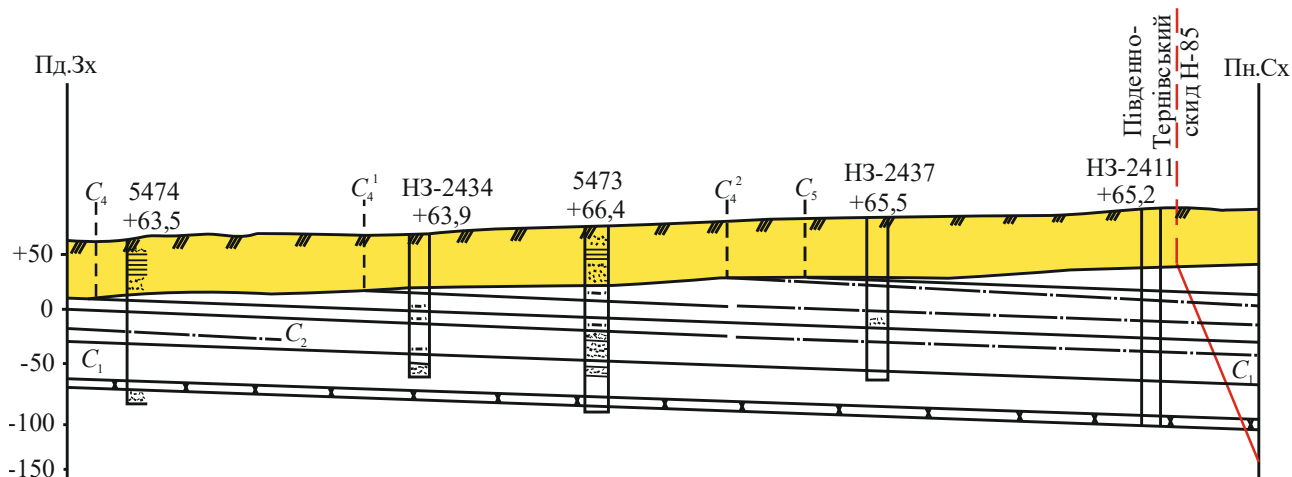


Рисунок 3.6. – Геологічний розріз III-III

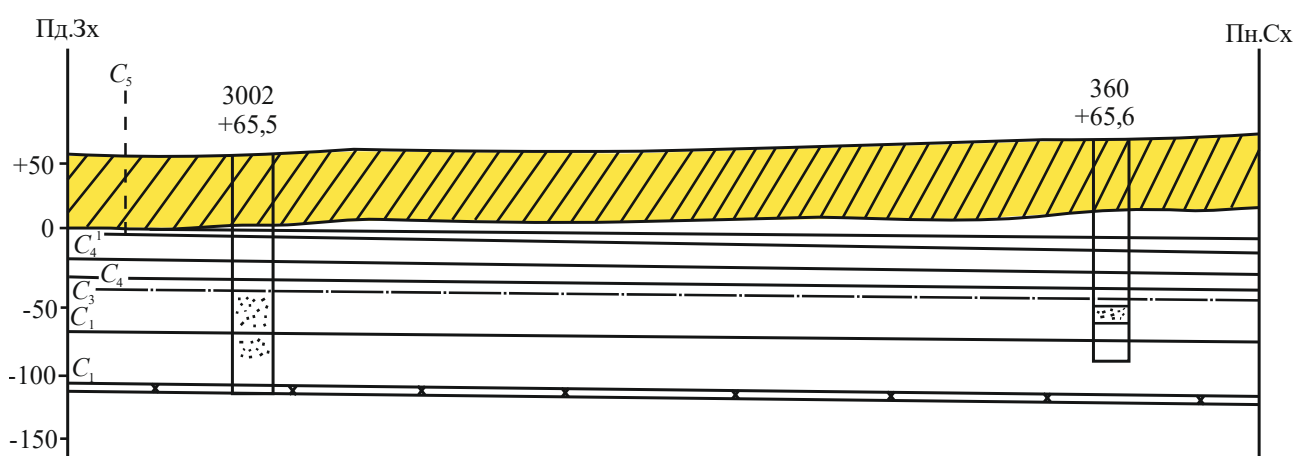


Рисунок 3.7. – Геологічний розріз IV-IV

Водоносний горизонт тріщинуватого типу, напірний, величина його змінюється від 58 до 165 м. Питомий дебіт коливається від 0,0012 до 0,089 л/с, $K_{\phi} - 0,0037 - 1,36$ м/доб. З огляду на, що за підняттям природних екранів немає, можна очікувати водоприплив до 3 м³/год. Надходження води буде відбуватися з розташованих вище пісковиків, а також з самого пласта.

3.2.1.2 Ділянка №4

Ділянка №4 розташована на поле шахти ім. Сташкова, яка знаходиться в східній частині Павлоградського геолого-промислового району, в 30 км від м. Павлограда і в 20 км від м. Першотравенськ. Шахтне поле шахти ім. Сташкова характеризується сильною тектонічною порушеністю, особливо західне крило шахтного поля. Відпрацювання низку ділянок біля західної технічної границі не велось.

Ділянка №4 має розміри: за простяганням – 1200 м, за падінням – 350 м. Площа ділянки – 420 800 м². Ділянка обмежена на півночі скидом А (Н – 10 м), на півдні – скидом №3 (Н – 0 – 20 м), на заході – Богданівським скидом (Н – 100 м), на сході – скидом №5 (Н – 0 – 10 м) (рис. 3.8). У межах площі марка вугілля ДГ_к, та Г_к

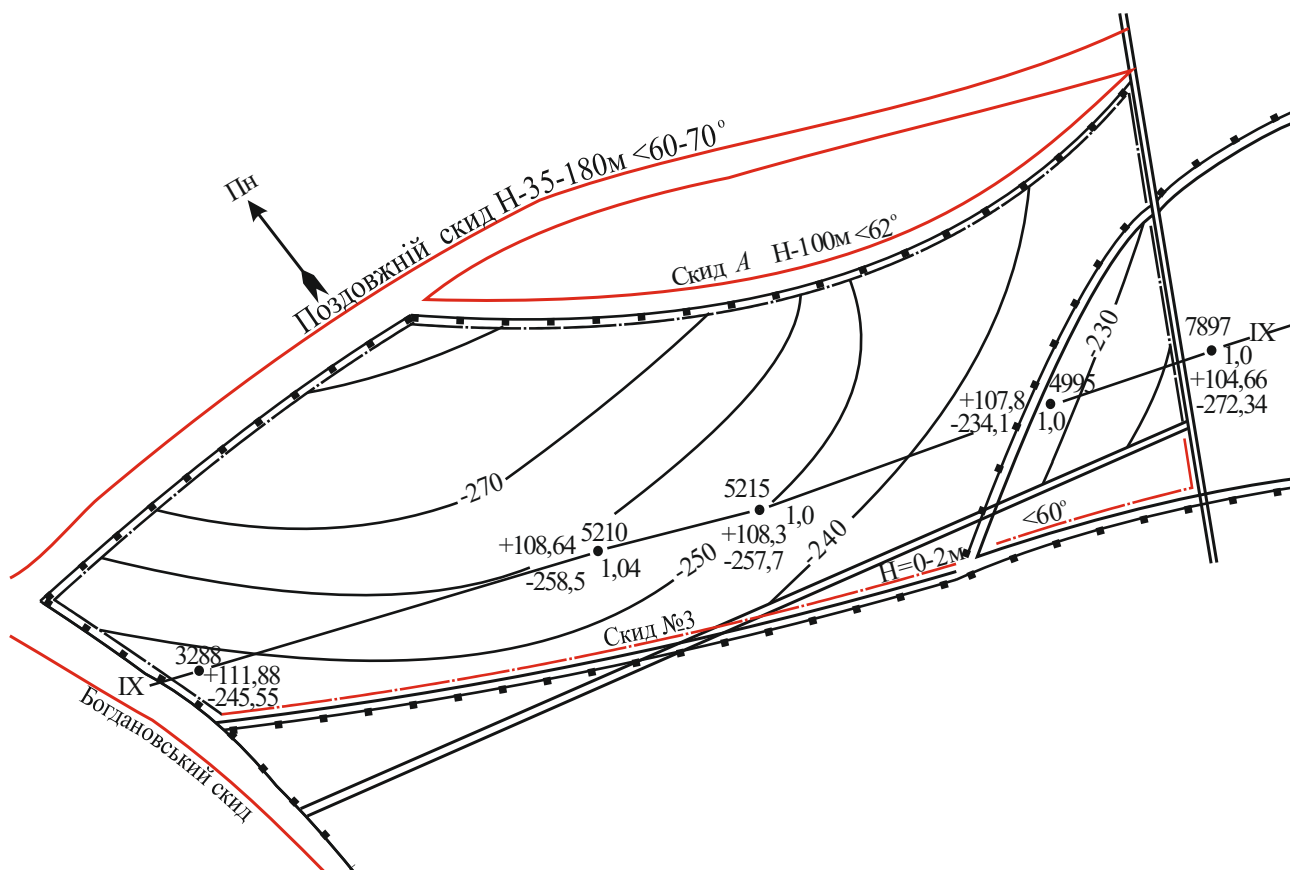


Рисунок 3.8. – План ділянки №4

Вугленосна товща містить два вугільні пласти робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). Для підземної газифікації по одному з основних критеріїв – потужність пласта підходить пласт C_5 . Далі наводиться їх характеристика за всіма критеріями з метою визначення придатності до СПГВ.

Пласт C_5

Шахтне поле шахти ім. Сташкова характеризується сильною тектонічною порушеністю, особливо західне крило шахтного поля. Відпрацювання низки ділянок біля західної технічної границі не велось. У зв'язку з цим значний інтерес викликають ділянки пласта C_5 , розташовані за падінням вище Поздовжнього скиду і скиду А й обмежені за простяганням і підняттям скидами №5 і №3 амплітудою до 20 м. Глибина залягання пласта C_5 змінюється від 340 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°. Характеристики вугілля наведена в табл. 3.5 і 3.6. З табл. 3.5 видно, що вугілля малозольне, середньосірчисте.

Таблиця 3.5. – Якісна характеристика вугілля по пласту C_5

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^e	V^e	C^e	H^e	$(O+N)^e$	
$\frac{3-9,6}{5,8}$	$\frac{102-125}{11}$	$\frac{1,2-2}{1,5}$	$\frac{36,2-50,6}{47,8}$	$\frac{78-86,8}{80,3}$	$\frac{5,2-5,9}{5,5}$	$\frac{10,7-13,4}{5,5}$	1,24

Таблиця 3.6. – Технічні характеристики вугілля по пласту C_5

Пласт	Теплота згоряння, ккал/кг	Нижча теплота згоряння, ккал/кг
C_5	$\frac{7910 - 8300}{8133}$	6300 – 6 550

Теплота згоряння вугілля змінюється в межах від 24,7 до 26,4 МДж/кг при середньому значенні 25,4 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 18,1 – 18,8 МДж/кг. Запаси по пласту C_5 в межах досліджуваної ділянки оцінюються в 540 тис. т.

Основною покрівлею і підшвою пласта виступають кам'яновугільні відкладення (C_1), представлені чергуванням шарів аргілітів, алевролітів і пісковиків. Вуглевмісні породи безпосередньо в покрівлі представлені аргілітами (потужність 4 м), вище алевролітом (потужність 12,5 м), над ним аргіліти (потужність 9 м) з прошарками пісковиків потужністю 2 м. Вище по розрізу чергуються піщаник і піщанистий алевроліт. Аргіліт і алевроліт є надійним водоупором і будуть охороняти вогневої вибій від попадання статичних вод, що знаходяться в піщанику.

Безпосередньо в підшві залягають аргіліт (потужність 2 м) і алевроліт (потужність 2,5 м) типу «кучерявчик».

Породи безпосередньої й основної покрівлі слаботріщинуваті, горизонтально шаруваті, що значною мірою сприяє їх обваленню. Породи безпосередньої покрівлі від слабостійких до середньостійких. Пісковики, з огляду на незначність прогину між робочими свердловинами, будуть вести себе досить стабільно. Геологічний розріз наведено на рис. 3.9.

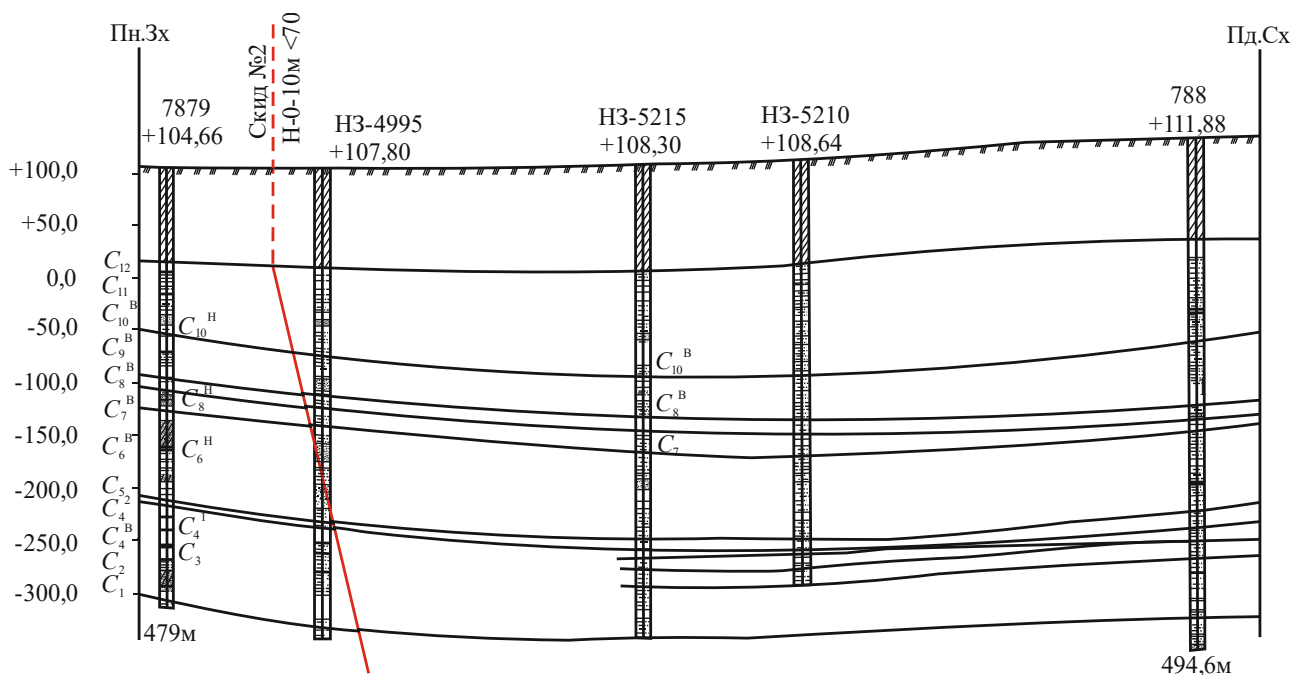


Рисунок 3.9. – Геологічний розріз IX-IX

Газопроникність порід незначна, пісковик слабопроникний (0,1 міллі Дарсі), алевроліт і аргіліт непроникний.

Вугілля в пласті тріщинувате, в якому простежуються дві системи кліважних тріщин, простягання яких практично збігається з простяганням пласта. Вугілля проникне, коефіцієнт водопровідності у вугільному пласті $K_m = 25,61 \text{ м}^2/\text{доб}$. На площі вигорання вугільного пласта можливий приплив води в межах $3 \text{ м}^3/\text{год}$.

Гідрогеологічні умови ділянки відносно сприятливі. Ділянка ізольована з усіх боків тектонічними порушеннями від гідравлічного зв'язку з встановленими вище водоносними горизонтами. Води приурочені до пластів вугілля і пісковиків. Водоносний горизонт карстових відкладень пластово-тріщинуватого типу з напірною поверхнею. Напір (H) змінюється в межах від 49,35 до 71,9 м. Коефіцієнт фільтрації $K_f = 0,0045 - 0,914 \text{ м}/\text{доб}$. Коефіцієнт водопровідності $K_m = 5,28 - 13,3 \text{ м}^2/\text{доб}$. З огляду на, що піщаник обмежений тектонічними порушеннями, в пісковиках покрівлі містяться тільки незначні запаси статичних вод. Обводнення вугільного пласта буде відбуватися за рахунок запасів води, укладених в самому пласті.

3.2.1.3 Ділянки №5, 6

Ділянка №5 межує на півночі з полем шахти «Західно-Донбаська», на півдні – з полем шахти «Ювілейна» і знаходиться на площі за технічними межами. Ділянка №6 розташована на полі шахти «Західно-Донбаська». Поле шахти знаходиться на території Петропавлівського району Дніпропетровської області. Районний центр – с. Петропавлівка на відстані 20 км від шахти. Крім того, поблизу розташовані м. Першотравенск і залізнична станція Брагинівка.

Ділянка №5 має розміри: за простяганням – 2400 м; за падінням – 400 м, площа ділянки – 960000 м^2 . Обмежена на півночі поздовжнім скидом №1 ($H = 18 - 8 \text{ м}$, $<57 - 75^\circ$), на півдні – скидом №4 ($H = 0 - 12 \text{ м}$, $<65 - 75^\circ$) (рис. 3.10).

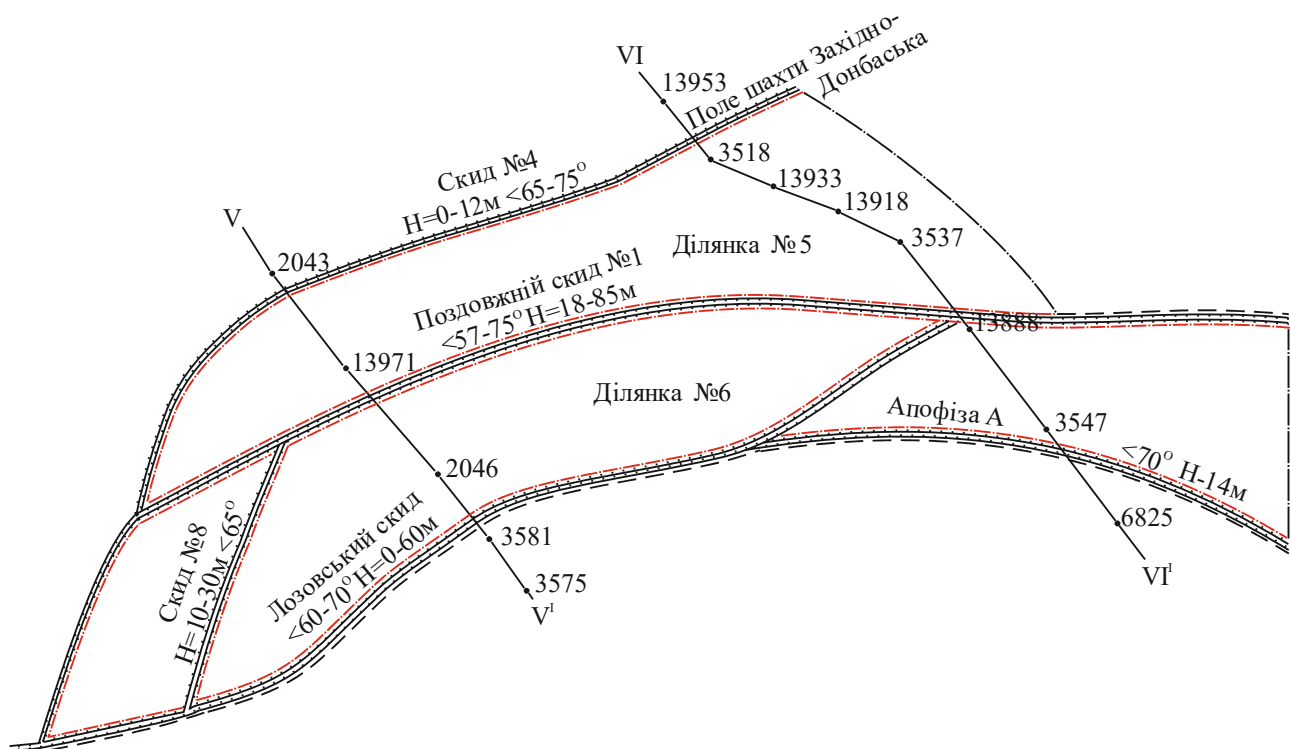


Рисунок 3.10. – План ділянок №5, 6

Ділянка №6 розташована на бремсберговій частині шахтного поля. Має розміри: за простяганням – 3600 м, за падінням – 400 м. Площа ділянки – 1440000 м². Обмежена за підняттям Лозовським скидом ($H - 0 - 60$ м, $<60 - 70^\circ$), за падінням – поздовжнім скидом №1 ($H - 18 - 85$ м, $<57 - 75^\circ$) (рис. 3.10).

У межах поля шахти розкрито до 40 вугільних пластів і прошарків, з яких 13 пластів досягають робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). Марка вугілля Г, ГЖ. По одному з основних критеріїв – потужність для цілей газифікації становить інтерес пласт $C_6 + C_6^B$, характеристика якого наводиться нижче.

Глибина залягання пласта $C_6 + C_6^B$ у середньому по ділянці №5 – 240 м, по ділянці №6 – 285 м. Потужність змінюється від 1,14 до 1,18 м, при середньому значенні – 1,15 м по ділянці №5; від 1,00 до 1,40, при середньому значенні 1,12 м по ділянці №6. Пласт $C_6 + C_6^B$ є витриманим пластом простої будови, залягання порід полого з кутом падіння порід 2 – 5°. Якісна характеристика вугілля наведена в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7. – Якісна характеристика вугілля по пласту C_6

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
$\frac{2,6-4}{3}$	$\frac{9,2-21,5}{11,8}$	$\frac{0,5-4,8}{1,7}$	$\frac{33-48,9}{38,8}$	$\frac{77-89,4}{83}$	$\frac{4,8-5,9}{5,6}$	$\frac{7,7-11,5}{10,2}$	1,24

Вугілля середньої зольності, середньосірчисте. Теплота згоряння вугілля змінюється від 23,9 до 26,2 МДж/кг при середньому значенні 25,1 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 17,8 МДж/кг. Запаси по пласту C_6 в межах ділянок, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.8.

Таблиця 3.8. – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_6 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
5	240	$\frac{1,14-1,2}{1,16}$	Г	1300,0
6	285	$\frac{1-1,4}{1,12}$	Г	1950,0

Безпосередньою покрівлею пласта є аргіліт (60%), алевроліт (39%), дуже рідко піщаник (1%). Аргіліт і алевроліт тріщинуваті, з залишками флори, Малостійкі до нестійких і вельми нестійких. Основна покрівля нестійка і легкообвалювана.

Безпосередня підшошва представлена алевролітом (65,5%), аргілітом (34%) і в одиничних випадках піщаником (0,5%). Алевроліт і аргіліт грудкуватої текстури, вгорі шару типу «кучерявчик» потужністю до 1–1,5 м, з обвугленими рештками флори. Середньої стійкості, при зволоженні нестійкий. Геологічні розрізи по ділянках зображені на рис. 3.11 і 3.12.

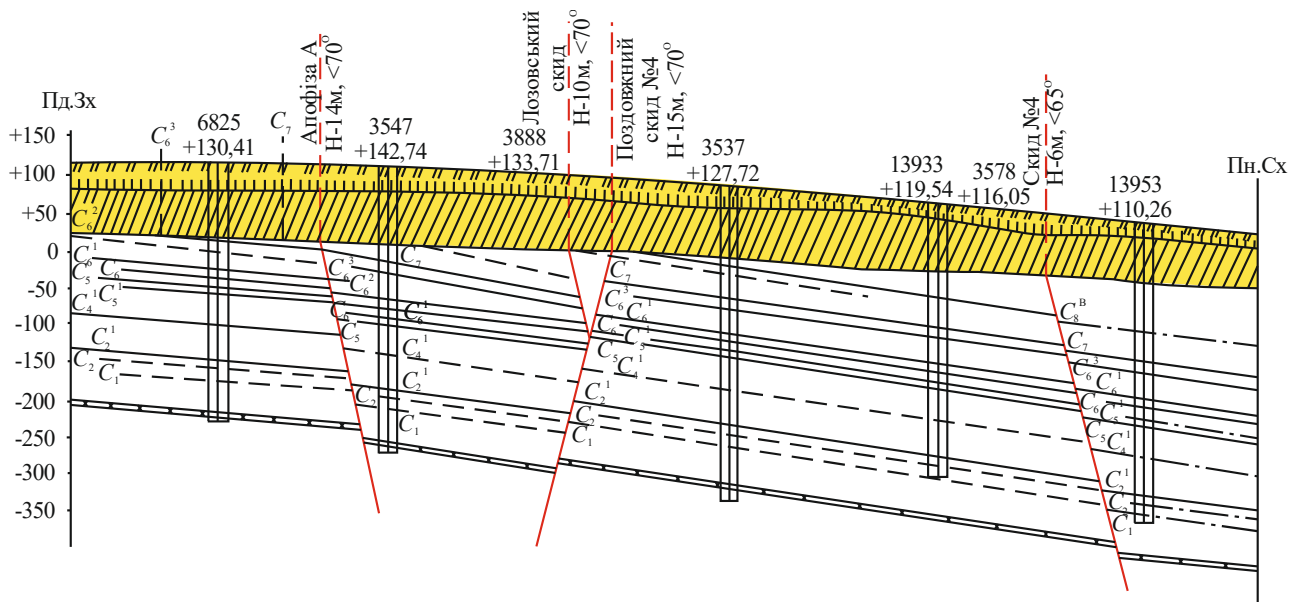


Рисунок 3.11. – Геологічний розріз VI-VI

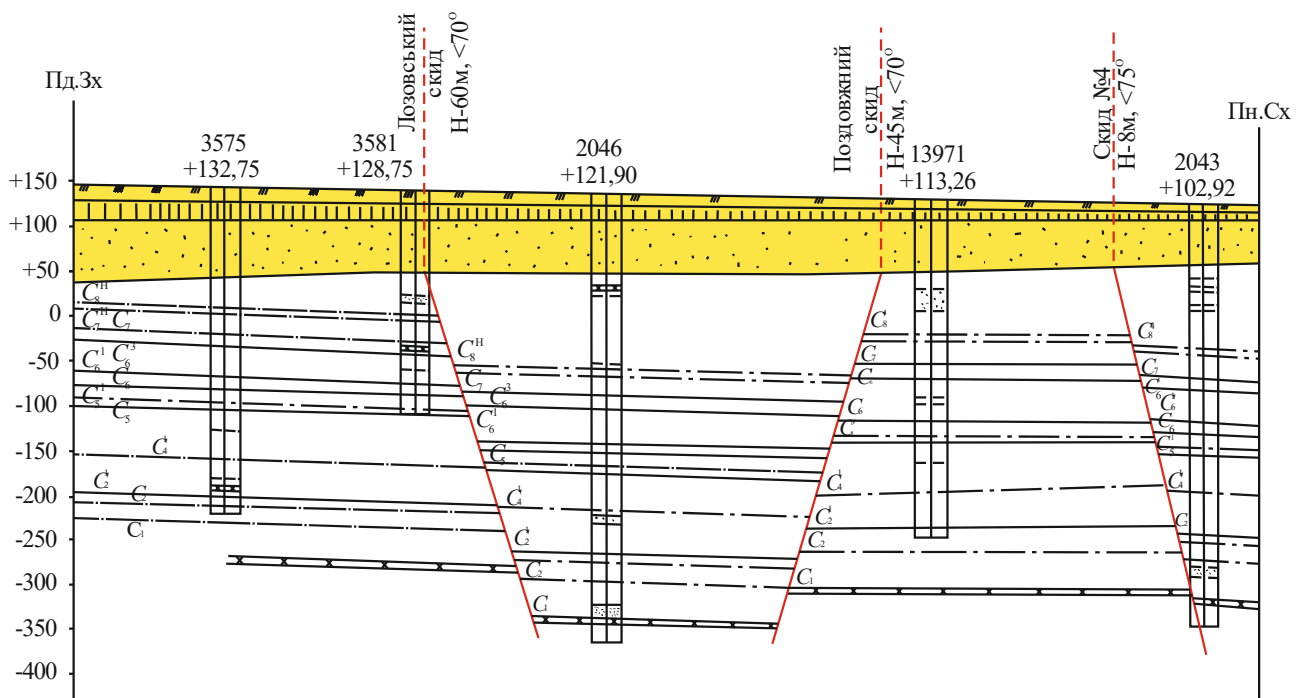


Рисунок 3.12. – Геологічний розріз V-V

Водоносні горизонти приурочені до пластів вугілля, пісковиків, вапняків. Покрівлею виступають піски Бучакської свити палеогену. Водоносний комплекс пластово-тріщинуватою типу з напірною поверхнею. Коефіцієнт фільтрації в середньому 0,68 м/добу. Верхня частина розрізу має вищі фільтраційні властивості. Водоносні горизонти карбону мають гідравлічний зв'язок з неоген-палеогеновими і четвертинними відкладеннями.

З огляду на те, що ділянки ізолювані тектонічними порушеннями від гідравлічного зв'язку з встановленими вище водоносними горизонтами, обводнення вугільного пласта буде відбуватися за рахунок запасів води, укладених в самому вугільному пласті. У пісковнику містяться незначні запаси статичних вод. Очікуваний водоприплив – 9 м³/год.

3.2.1.4 Ділянки №7, 8

Ділянки №7, 8 розташовані на полі шахти «Благодатна», яке знаходиться в Павлоградському районі Дніпропетровської області. Площа шахтного поля 32 км². Північна межа проходить по Вербському скиду, несправжня – по Павлоградському-В'язівському скиду.

На полі шахти розташований населений пункт Благодатне, а в 8,0 км на південний захід – м. Павлоград. У безпосередній близькості проходить автострада Донецьк-Київ і залізниця Павлоград-Лозова та Павлоград-Армійськ. У південній частині шахтного поля протікає річка Самара – ліва притока річки Дніпро.

Досліджувана ділянка №7 розташована в бремсберговій частині шахтного поля. Має розміри: за простяганням – 850 м, за падінням – 1350 м. Площа ділянки – 1147500 м². Ділянка обмежена на півночі Південно-Тернівським скидом, на півдні ділянка – Апофізою А-А ($H = 2,5$ м, $<55^\circ$) (рис. 3.13).

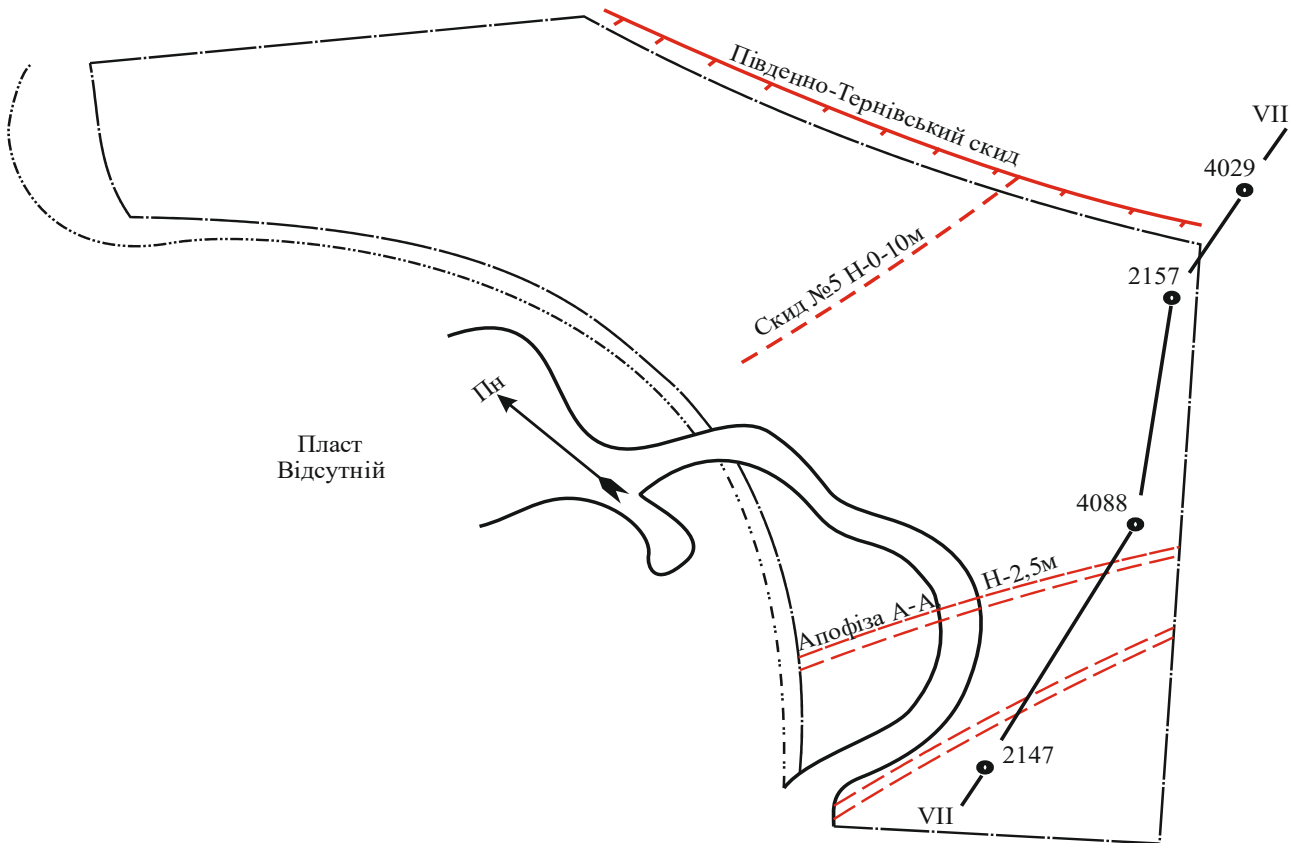


Рисунок 3.13. – План ділянки №7

Ділянка №7 ізольована від верхніх водоносних горизонтів тектонічними порушеннями. Надходження води буде відбуватися з пісковика і з самого пласта. Очікуваний водоприплив – до 8 м³/год.

Ділянка №8 розташована в бремсберговій частині поля. Має розміри: за простяганням – 2300 м, за падінням – 1000 м. Площа ділянки – 2300000 м². Ділянка обмежена на півночі Південно-Тернівським скидом ($H = 30 - 130$ м, $<55 - 65^\circ$), на сході межує з полем шахти «Павлоградська» (рис. 3.14).

На балансі шахти – 12 пластів. Вугілля марок Д, ДГ_к. По одному з основних критеріїв – потужність пласта, для СПГВ представляють інтерес пласти С₅ – С₅^В ділянки №7. Ділянка №8 представлена вугільними пластами С₄ – С₄^Н. Нижче наводиться характеристика цих пластів.

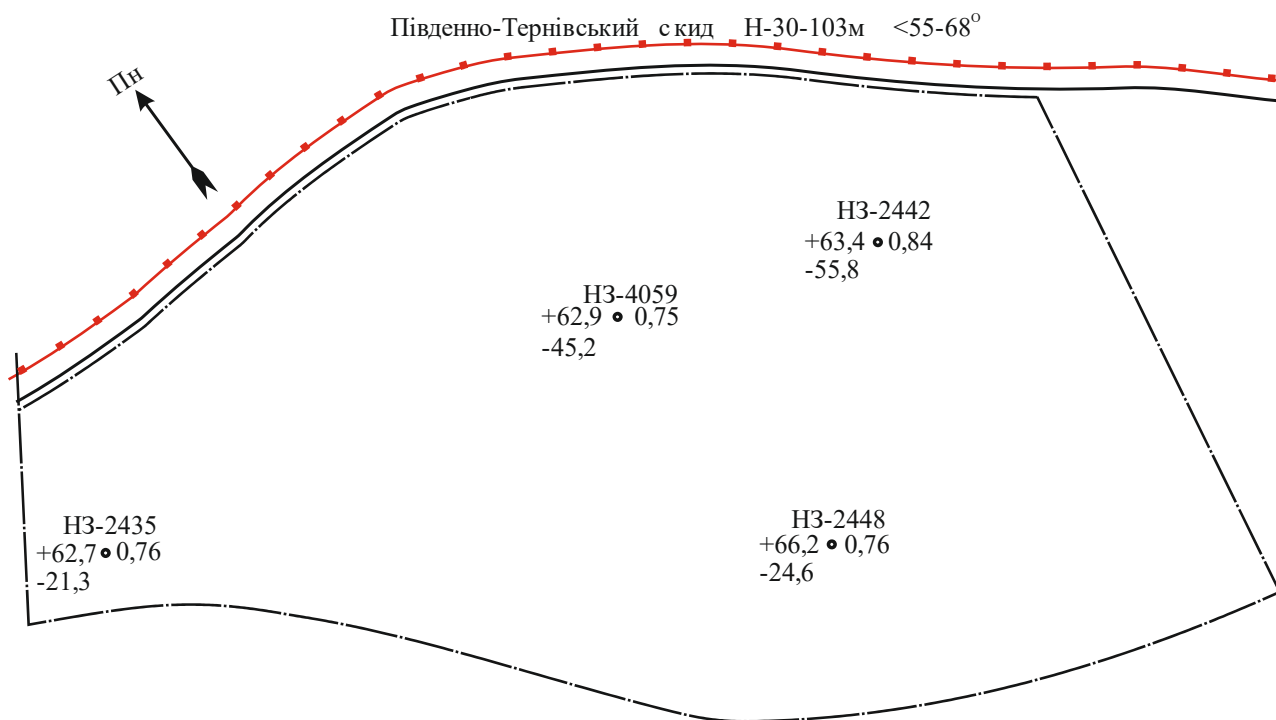


Рисунок 3.14. – План ділянки №8

Пласт С₅ – С₅^В

Пласт простої будови, в межах ділянки витриманий по потужності, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом 3 – 4°. Пласт розбитий диз'юнктивними порушеннями. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.9.

Таблиця 3.9. – Якісна характеристика вугілля по пласту С₅ – С₅^В

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A ^c	S ^c	V ^c	C ^c	H ^c	(O+N) ^c	
0,3 – 6,3	2,7 – 19,2	1,4 – 1,8	37,8 – 46,6	80 – 82,1	5,3 – 5,8	11,5 – 13	1,22
3	8,3	1,5	44	80,7	5,6	12,2	

Вугілля середньої зольності, середньосірчисте. Теплота згоряння вугілля змінюється в межах 24,4 – 25,2 МДж/кг при середньому значенні 24,8 МДж/кг. Нижча теплота згоряння – 18,9 МДж/кг. Запаси по пласту С₅ – С₅^В, залягання і потужність наведено в табл. 3.10.

Безпосередня покрівля пласта представлена переважно алевролітом і аргілітом. Алевроліт горизонтально-шаруватий, середньої міцності, від малостійкого до нестійкого. Аргіліт шаруватий, з невеликою кількістю тріщин відкритого типу, середньої міцності.

Таблиця 3.10 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту $C_5 - C_5^B$ в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
7	$\frac{100-152}{121}$	$\frac{0,9-1,1}{1}$	ДГ _к	1400,0
8	$\frac{69-109}{80}$	$\frac{0,74-1}{0,9}$	ДГ _к	1200,0

Основною покрівлею і підшвою пласта є аргіліт, алевроліт, піщаник. Основна покрівля середньообвалювана. Безпосередня підшва представлена переважно алевролітом і аргілітом. Алевроліт слаботріщинуватий, вгорі шару типу «кучерявчик» потужністю 0,6 – 1,0 м. Аргіліт горизонтально-шаруватий, вгорі шару типу «кучерявчик» ($m = 0,8 - 1,0$ м). Геологічний розріз наведено на рис. 3.15.

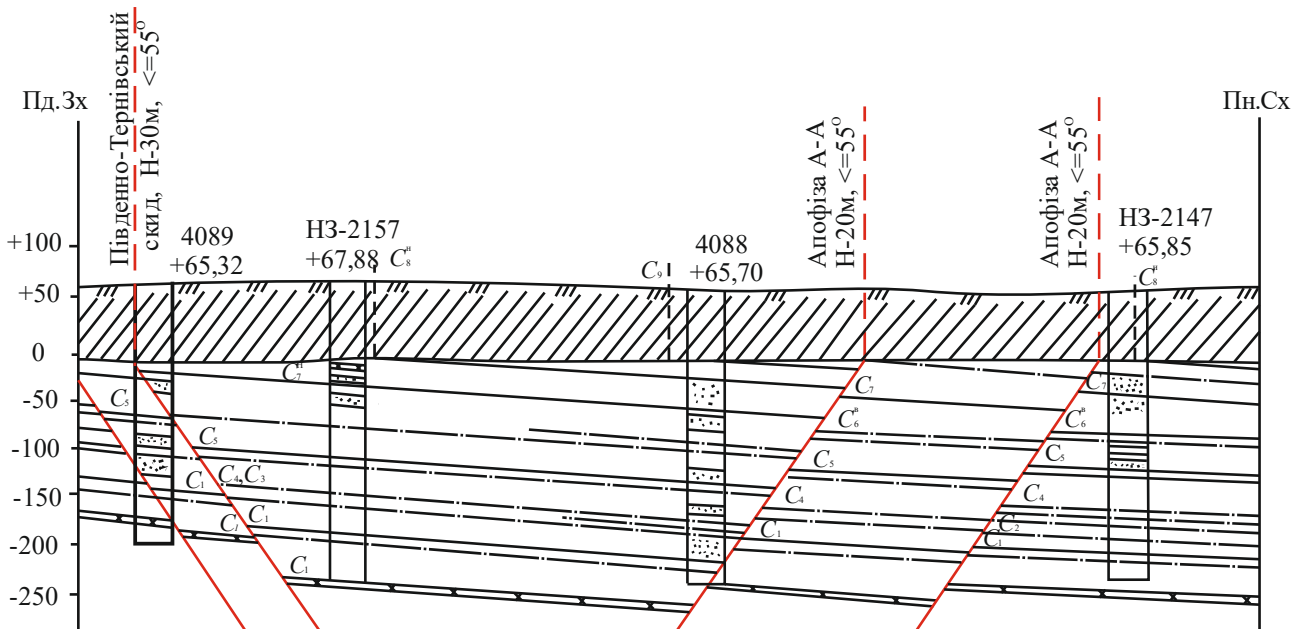


Рисунок 3.15 – Геологічний розріз VII-VII

Пласт $C_4 - C_4^H$

Пласт простої будови, залягання спокійне, витримане з падінням порід на північний схід під кутом 3 – 5°. Глибина залягання вугільного пласта змінюється від 84,0 до 122,0 м. Потужність коливається в межах від 0,75 до 1,10 м при середньому значенні 0,85 м. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.11.

Вугілля середньої зольності, середньосірчисте. Теплота згоряння вугілля змінюється в межах від 24,05 до 26,6 МДж/кг при середньому значенні 25,5 МДж/кг, Нижча теплота згоряння – 17,4 МДж/кг. Запаси по пласту в межах ділянки №8 складають 2,2 млн т. Геологічні умови аналогічні умовам на ділянці №2.

Таблиця 3.11 – Якісна характеристика вугілля по пласту $C_4 - C_4^H$

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
$\frac{3,1-8,2}{4,4}$	$\frac{112-288}{19}$	$\frac{1,2-5}{2,3}$	$\frac{37,6-49,5}{44,2}$	$\frac{79,4-82}{80,1}$	$\frac{5,2-5,9}{5,6}$	$\frac{11,4-12,9}{11,8}$	1,28

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена аргілітами: щільним, масивним, який місцями заміщений горизонтально-шаруватим алевролітом. Стійкість алевролітової покрівлі трохи вище ніж у аргілітів. Основною покрівлю і підшовою пласта є шари аргіліту, алевроліту і пісковіку. Основна покрівля пласта представлена переважно алевролітом горизонтально-шаруватим, монолітним, середньої стійкості.

Безпосередньою підшовою пласта є переважно алевроліт, горизонтально-шаруватий, щільний, середньої стійкості, вгорі шару потужністю 0,6 – 1,4 м типу «кучерявчик». У воді алевроліт схильний до розмокання і руйнування. В безпосередній підшві може залягати аргіліт. При обводнюванні – нестійкий. Вміщуючі породи пласта $C_4 - C_4^H$ відносяться до слабостійких за винятком зон підвищеної тріщинуватості поблизу тектонічних порушень.

Водонесний горизонт пластово-тріщинуватого типу з напірною поверхнею. Питомий дебіт – 0,0036 – 0,073 л/с, $K_{\phi} - 0,0056 - 1,72$ м/доб. З огляду на те що з боку виходів пласта під наноси на півдні ділянки екран відсутній, можна очікувати водоприток до 30 м³/год.

3.2.1.5 Ділянка №9

Ділянка №9 розташована на полі шахти «Тернівська». Шахта розташована в Павлоградському районі. Поблизу шахти знаходяться населені пункти Благодатне і Тернівка, а на відстані 13 км на південний захід – м. Павлоград. Поблизу шахти проходить автострада Донецьк-Київ і залізниця, що з'єднує міста Донецьк і Дніпро. Ділянка розташована в східному крилі бремсбергової частини шахтного поля. Має розміри: за простяганням – 1150 м, за падінням – 1500 м. Площа ділянки – 740000 м² (рис. 3.16).

У межах площі вугілля марки ДГ_к. Вугленосна товща містить 9 пластів робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). З цих пластів по потужності пласта підходить для газифікації пласт $C_8 - C_8^H$. Нижче наводиться характеристика пласта.

Пласт $C_8 + C_8^H$

Глибина залягання пласта змінюється від 65,0 до 85,0 м. Середня потужність пласта 1,4 м. Залягання порід спокійне, витримане. Будова пласта складна, потужність прошарку в середині пласта – 0,1 – 0,5 м. Падіння порід на північ, північний схід під кутом 3 – 5°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.12.

З табл. 3.12 видно, що вугілля малозольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах 22,9 – 25,6 ккал/кг, середнє значення 23,8 ккал/кг. Нижча теплота згоряння – 18,2 ккал/кг.

Таблиця 3.12 – Якісні характеристики вугілля по пласту C_8^H

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
$\frac{4-15,2}{12,7}$	$\frac{8,8-30,5}{14}$	$\frac{0,75-4}{2,8}$	$\frac{36,7-42,6}{40}$	$\frac{5,4-6,4}{5,5}$	$\frac{78,2-83,5}{80,4}$	$\frac{12-13,8}{12,4}$	1,23

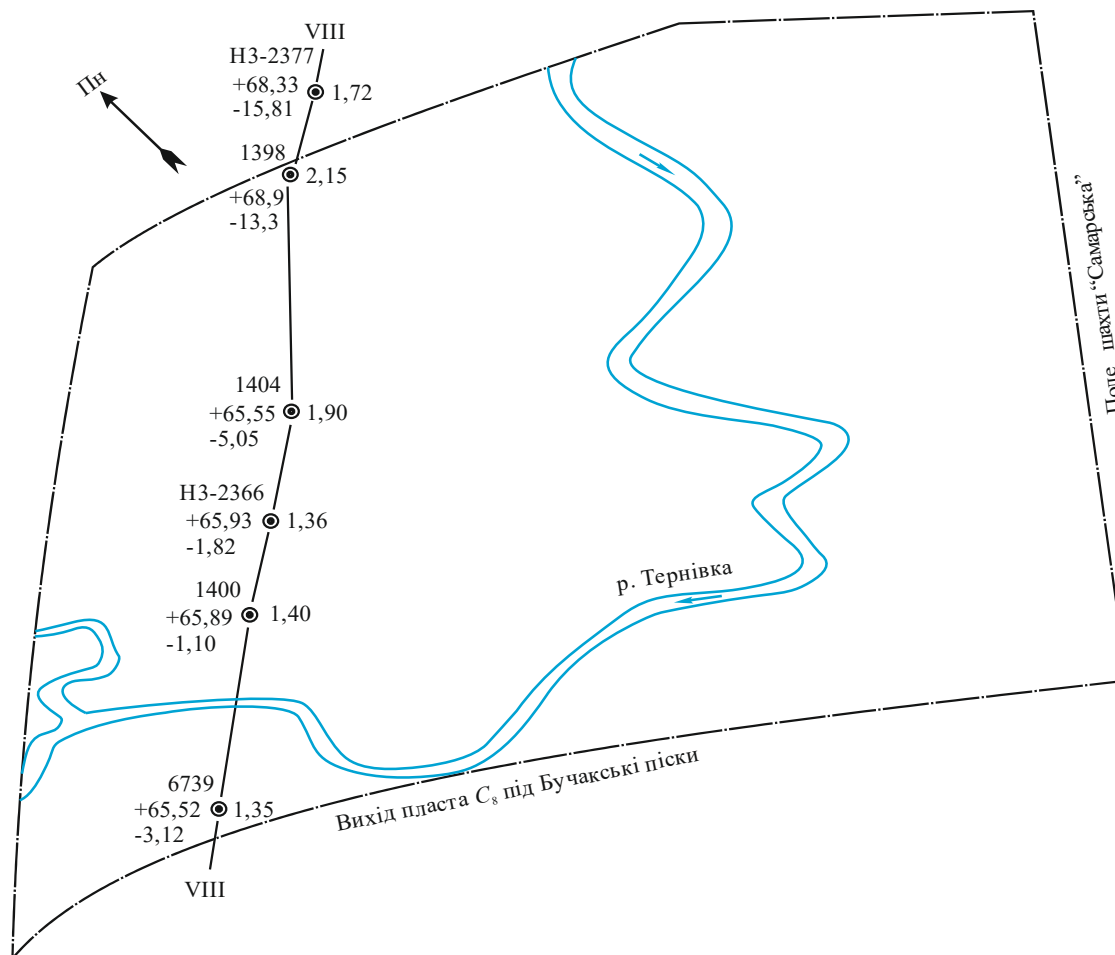


Рисунок 3.16 – План ділянки №9

Безпосередньою покрівлею пласта C_8^H є розділяючий породний прошарок, аргіліт, масивний, слабослюдистий, розбитий рідкісними тріщинами. При потужності менше 1 м – «несправжня» покрівля. Аргіліт має грудкувату текстуру із залишками рослинності. Схильний до обвалення, осипання. Алевроліт слабослюдистий, горизонтально-шаруватий, слабостійкий, потужність від 3 до 15,5 м. Розбитий тріщинами. Основна покрівля переважно представлена алевролітом і пісковиком. Умови відпрацювання складні внаслідок близькості Бучакського водоносного горизонту.

У безпосередній підосві переважає аргіліт ($m = 1 - 17$ м) однорідний, масивний, у верхній частині (0,6 – 1 м) грудкуватої текстури типу «кучерявчик». Нестійкий. Породи основної та безпосередньої підосві характеризуються слабкою стійкістю і схильністю до розмокання при обводненні. Геологічний розріз наведено на рис. 3.17.

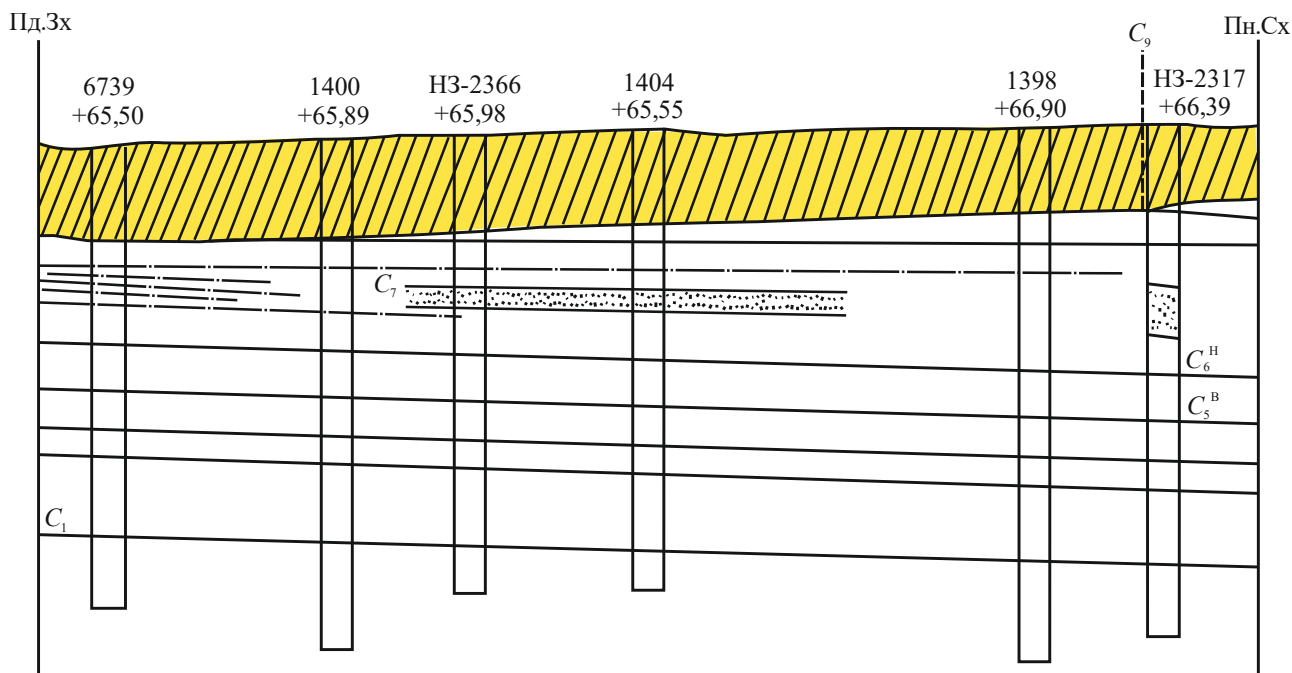


Рисунок 3.17 – Геологічний розріз VIII-VIII

Проникність вміщуючих порід менше проникності вугілля. Запаси по пласту в межах ділянки складають 3,1 млн т.

Серед відкладень карбону водомісткими є пісковики, вапняки, вугільні пласти. Найбільш обводненою в товщі карбону є зона вивітрювання, розвинена до глибини 150 – 200 м, а також ділянки виходу вугільних пластів і пісковиків під піски Бучакської свити. Водонесний горизонт пластово-тріщинуватого типу з напірної поверхнею. Висота напору – 54 м і більше. Питомий дебіт – 0,0036 – 0,073 л/с, K_f – 0,0056 – 1,72 м/доб. В обводнюванні пласта беруть участь Бучакські піски і пласт, який залягає вище на 25 – 30 м. З огляду на невелику глибину залягання пласта і значне його обводнення можна очікувати водоприток до 20 – 26 м³/год.

3.2.1.6 Ділянка №10

Ділянка №10 розташована на полі шахти «Ювілейна» у Павлоградсько-Петропавлівському районі Західного Донбасу. В безпосередній близькості знаходяться населені пункти м. Першотравенськ, селище Петропавлівка розташоване на відстані 12 км на північний схід і м. Павлоград на відстані 45 км.

У районному центрі селища Петропавлівка розташовані Лубзавод, борошномельний і маслоробний заводи. Поблизу шахти розташовані села Росинки, Миколаївка, залізнична станція Брагинівка. Залізнична магістраль Ясинувата-Павлоград-Дніпро проходить на відстані 5 км від границі ділянки і з'єднана з шахтою «Ювілейна» під'їзними шляхами через станцію Миколаївка.

Ділянка №10 знаходиться в похилому полі шахти. Обмежена скидами: на півночі – Подовжнім №3 (H – 6 – 10 м, $<70^\circ$), на півдні – Подовжнім (H – 40 – 125 м, $<60 - 70^\circ$). Має розміри: за простяганням – 2000 м, за падінням – 300 м. Площа ділянки – 600000 м² (рис. 3.18).

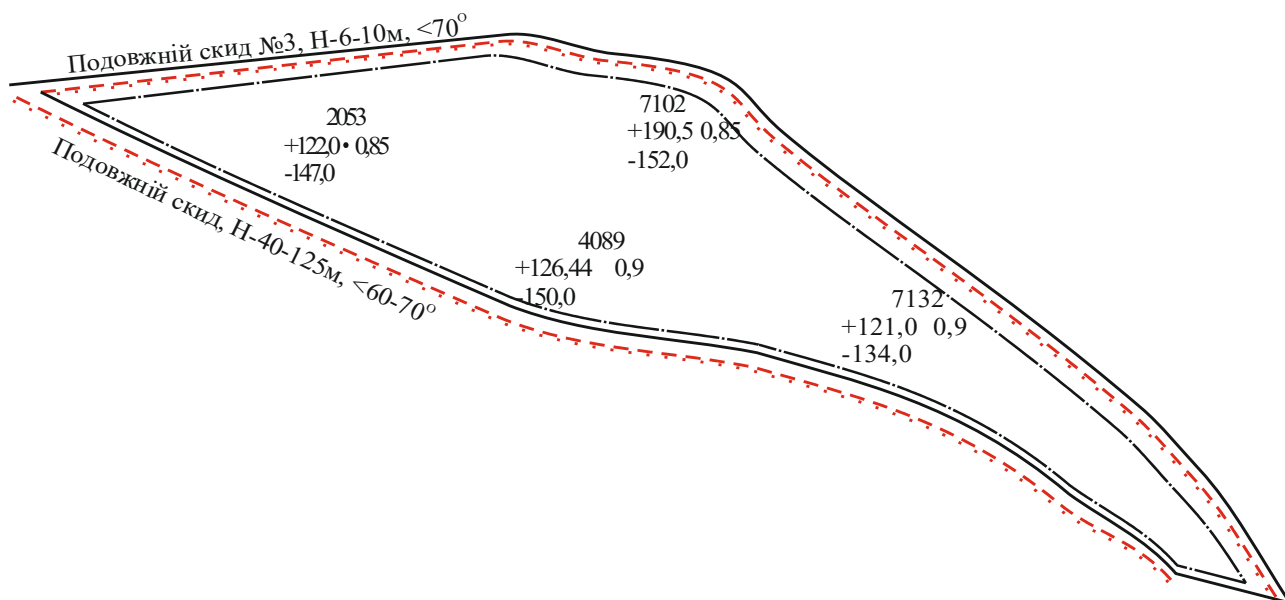


Рисунок 3.18 – План ділянки №10

У межах оцінюваної площі марка вугілля ДГ_к. Вугленосна товща містить 10 пластів робочої потужності ($m \geq 0,45$ м). З них по одному з основних критеріїв потужність пласта підходить для ПГВ пласт С₆. Нижче наводиться його характеристика.

Пласт С₆

Глибина залягання пласта змінюється від 250 до 280 м. Потужність коливається в межах від 0,85 до 1,2 м при середньому значенні 0,9 м. Пласт простої будови, залягання порід спокійне, витримане. Падіння порід на північний схід під кутом 3 – 5°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Якісна характеристика вугілля по пласту С₈^н

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
<i>W</i>	<i>A^c</i>	<i>S^c</i>	<i>V^c</i>	<i>C^c</i>	<i>H^c</i>	<i>(O+N)^c</i>	
$\frac{4,1-10,6}{9,5}$	$\frac{10-26,6}{15}$	$\frac{0,8-5}{2,2}$	$\frac{36-45,8}{40,5}$	$\frac{80,4-83}{81}$	$\frac{4,8-6,2}{5,3}$	$\frac{7,7-12,4}{10,6}$	1,24

З табл. 3.13 видно, що вугілля середньої зольності, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах 22,3 – 25,4 МДж/кг при середньому значенні – 23,1 МДж/кг. Нижча теплота згоряння палива – 17,7 МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею пласта є аргіліт (60%), рідше – алевроліт (40%). Аргіліт темно-сірий, потужність змінюється від 1,2 до 17 м, малостійкий. В зонах підвищеної тріщинуватості – (8 – 10 тр/п.м). Алевроліт сірий, перешаровується з піщаником. Потужність 0,75 – 1,1 м, слабостійкий, в зонах підвищеної тріщинуватості – нестійкий. Безпосередня покрівля представлена алевролітом (70%), аргілітом (29%) і піщаником (1%). Алевроліт сірий, слюдяний, із залишками флори, типу «кучерявчик» вгорі шару. Потужність коливається від 0,35 до 15 м. Схильний до розмокання. Середньої стійкості, при обводненні нестійкий.

Основна покрівля легкообвалювана. Представлена темно-сірим аргілітом, із залишками флори, у верхній частині шару типу «кучерявчик». потужність коливається від 0,5 і до 12 м. розмокає, схильний до інтенсивного підняття, нестійкий. Обводненими породами є пісковики, вапняки і пласти вугілля. Водоносність залежить від ступеня тріщинуватості. Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу. Дебіти свердловин 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.

З огляду на те, що ділянку екрановано від верхніх водоносних горизонтів скидами, очікуваний приплив води може становить 3 м³/год. Запаси по пласту в межах ділянки – 1,2 млн т.

Висновки

Критерії придатності до СПГВ ділянок вугільних пластів Західного Донбасу на території «ДТЕК Павлоградвугілля» встановлювалися з урахуванням:

- аналізу роботи станцій «Підземгаз», на території України, при газифікації кам'яного вугілля;

- проведених досліджень на експериментальному шахтному газогенераторі і стендових установах;

- геологічних, гідрогеологічних та структурних умов залягання вугільних пластів;

- рельєфу місцевості та розгалуженості інфраструктури.

Встановлений коефіцієнт зміни придатності ділянок кам'яновугільних пластів до газифікації обумовлений наявністю на межі ділянок природних екранів (диз'юнктивних порушень), що забезпечують герметизацію підземних газогенераторів за напластуванням. Глибини залягання пластів – 65 – 390 м і відстань між вугільними пластами 26 – 45 м з урахуванням вигазовуваної потужності вугільних пластів 0,77 – 1,4 м забезпечують безпеку їх відпрацювання способом підземної газифікації. Водоприплив у підземний газогенератор становить 0,86 – 3,24 м³/год, що потребує додаткових витрат при підготовці й експлуатації підземних газогенераторів на ділянках СПГВ №1, 7, 8 і 9.

На основі аналізу досвіду станцій «Підземгаз», проведених натурних, стендових, лабораторних, аналітичних досліджень і врахування чинників, що впливають на процес газифікації кам'яновугільних пластів «ДТЕК Павлоградвугілля», обґрунтовано коефіцієнти придатності, які наведено в табл. 3.14 та 3.15 і відображають можливість відпрацювання вугільних пласти ділянок методом СПГВ з урахуванням впровадження технологічних параметрів, що забезпечують успішність даної технології.

Експериментальний газогенератор рекомендується встановлювати на кам'яновугільному пласті С₅ ділянки СПГВ №4, розташованої на території з найбільш розвиненою інфраструктурою й оптимальними критеріями придатності до газифікації. Досвід відпрацювання ділянки СПГВ №4 експериментального газогенератора дозволить скорегувати параметри технології для подальшого промислового тиражування.

Таблиця 3.14 – Основні критерії доцільності підземної газифікації кам'яно-вугільних пластів Західного Донбасу

Вугільні пласти Г, ДГ	m, м	A ^c , %	Структура вугільного пласта		Бічні породи (покрівля, підшошва); сумарна			Вміст сірки в пласті; S ^c , %
			Відношення потужності прошарків до потужності пласта; $m_{пр}/m$	Розповсюдження прошарків по площі ділянки	Потужність глин або інших мало проникних порід у покрівлі; h^1 , м $h^1/m > H_{обв}$;	Потужність глин або інших мало проникних порід у підшосві; h , м $H \geq 2,0$ м	Відстань від покрівлі пласта до окремих сильно проникних шарів або неосушених водоносних горизонтів (h_2); $h_2 > h_m$, h_m – висота зони тріщин, м	
C ₄ ¹	0,77	8,2 – 23	–	–	6,2 > 4	3,2 > 2	8,0 > 6,9	1,4
C ₅	1,05	10,2 – 12	–	–	8,8 > 5,3	4,0 > 2	10,2 > 8,8	1,5
C ₆	1,15	9,2 – 21	–	–	8,1 > 5,9	3,5 > 2	9,5 > 9,2	1,7
C ₄	0,85	11,2 – 28	–	–	7,7 > 4,3	2,5 > 2	11,3 > 7,8	2,3
C ₈	1,40	8,8 – 30	0,36	0,68	9,8 > 7,3	3,6 > 2	12,0 > 11,2	2,8
C ₆	0,9	10 – 26	–	–	14,5 > 4,6	2,2 > 2	10,6 > 8,5	2,2

$H_{обв}$ – висота зони безладного обвалення по відношенню до потужності пласта, $h_{обв}/m$

Продовження табл. 3.14

Вугільні пласти Г, ДГ	Мінімальна безпечна глибина розробки (H_b , м) і кут падіння пласта $\alpha = 0$ до 45° ; $H/m \geq 15$, де $n = 15$ $H_b = m \cdot n$	Тектонічні порушення $L_H \geq L_G$	$Q_{пов}$, МДЖ /м ³	$Q_{кис}$, МДЖ /м ³	$Q_{пов}$, МДЖ/ м ³	$Q_{кис}$, МДЖ /м ³	Співвідношення газопроникності вугілля і порід
			водоприплив в реакційний канал, м ³ /год		вологість газу СПГВ, г/м ³		
C ₄ ¹	29,6 м > 11,5; $H_b = 11,5$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,2	7,14	3,2	7,14	17 – 28
			1,3 – 2,4		421	265	
C ₅	96,8 м > 15,8; $H_b = 15,8$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,48	7,5	3,48	7,5	16 – 24
			0,86 – 1,2		308	226	
C ₆	72,5 м > 17,3; $H_b = 17,3$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	2,94	6,68	2,94	6,68	19 – 29
			1,0 – 1,45		375	254	
C ₄	44,7 м > 12,8; $H_b = 12,8$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	2,4	5,42	2,4	5,42	18 – 30
			2,12 – 3,07		505	378	
C ₈	25,4 м > 21; $H_b = 21$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	2,6	5,5	3,63	7,66	17 – 32
			2,2 – 3,24		493	365	
C ₆	17,5 м > 9,7; $H_b = 9,7$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	2,71	5,65	3,31	7,34	19 – 28
			1,8 – 2,52		476	334	

Таблиця 3.15 – Коефіцієнт придатності кам'яновугільних пластів ділянок Західного Донбасу до СПГВ

Геологічний чинник							Гідрогеологічний чинник					
Вугільний пласт	Запаси і марка вугілля	Потужність вугільного	Структура і текстура пласта	Зольність вугілля	Глибина розробки	Порушеність ділянки СПГВ	Літологія бокових порід		Обводненість і проникність порід	Водоприплив у газогенератор і реакційний канал	Обводненість пласта	Проникність пласта
							покрівля	підшва				
	1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
<i>C₄¹</i>	0,66	0,54	0,61	0,82	0,64	0,65	0,71	0,6	0,62	0,64	0,82	0,76
<i>C₅</i>	0,65	0,65	0,82	0,84	0,85	0,74	0,76	0,71	0,74	0,72	0,85	0,84
<i>C₆</i>	0,68	0,66	0,8	0,82	0,81	0,63	0,7	0,55	0,70	0,66	0,82	0,84
<i>C₄</i>	0,73	0,56	0,66	0,76	0,64	0,67	0,72	0,56	0,61	0,58	0,80	0,76
<i>C₈</i>	0,74	0,68	0,55	0,67	0,62	0,64	0,68	0,50	0,63	0,61	0,8	0,78
<i>C₆</i>	0,67	0,6	0,65	0,72	0,83	0,74	0,69	0,52	0,65	0,64	0,78	0,80

Продовження табл. 3.15

Гірничотехнічний чинник							Коефіцієнт придатності вугільних пластів до СПГВ
Вугільний пласт	Гірський тиск	Втрати вугілля в надрах	Втрати дугтя і газу	Охорона навколишнього середовища	Тепловтрати	Наявність споживачів продуктів газифікації	
12	13	14	15	16	17	18	19
<i>C₄¹</i>	0,82	0,78	0,80	0,77	0,52	0,83	0,64
<i>C₅</i>	0,80	0,88	0,90	0,87	0,62	0,85	0,70
<i>C₆</i>	0,80	0,86	0,88	0,85	0,63	0,80	0,71
<i>C₄</i>	0,83	0,78	0,80	0,78	0,54	0,84	0,67
<i>C₈</i>	0,85	0,74	0,77	0,74	0,64	0,80	0,68
<i>C₆</i>	0,80	0,84	0,86	0,82	0,57	0,85	0,66

3.3 Обґрунтування придатності вугільних пластів Солонівської кам'яновугільної площі

3.3.1 Геологічні умови Солонівської кам'яновугільної площі

Вугленосність Солонівської кам'яновугільної площі приурочена до нижньокам'яновугільних відкладень свити C_1 . Вугільні пласти (C_2^9 , C_6^1 , C_6 , C_1^5 , C_5 , C_3^4) залягають під кутом $8 - 23^\circ$ на північний схід.

Геолого-економічна оцінка промислового освоєння запасів вугілля Солонівської площі – 1, 2, 3 виконана ДРГП «Донецькгеологія» спільно з ВАТ «Донгіпрошахт».

Ділянка розташована в Червоноармійському вугленосному районі і включає 11 вугільних пластів C_4^3 (C_4^2), C_5 , C_5^1 , C_6 , C_6^1 , C_8 , C_8^1 , C_9^2 (C_{10}), C_{10} (C_{11}), C_{11}^2 (C_{16}), C_{12} (C_{17}) свити C_1^3 у породах нижнього карбону. Розміри площі в зазначених межах складають: за простяганням – 16 км, навхрест простяганням – 7 км.

Характеристика вугільних пластів

Промислова вугленосність Солонівської площі – 1, 2, 3 пов'язана з відкладеннями самарської свити – C_1^3 (C). Світа вміщує до 150 зближених вугільних пластів і прошарків, з яких 11 досягають робочої потужності – C_{11}^2 (C_{16}), C_{12} (C_{17}), C_4^3 (C_4^2), C_5 , C_5^1 , C_6 , C_6^1 , C_8 , C_8^1 , C_9^2 (C_{10}), C_{10} (C_{11}). Всі робочі пласти віднесені за потужністю до групи тонких (табл. 3.16).

Вугілля більшості пластів малозольне ($A^d = 2,6 - 7,9\%$), а пластів C_{11}^2 (C_{16}), C_8 , C_4^3 (C_4^2) – середньої зольності ($A^d 8,7 - 12,3\%$). Середня пластова зольність становить $2,6 - 12,3\%$, а очікувана експлуатаційна – $17,5 - 27,2\%$. За комплексом показників якості вугілля, пласти відповідають II – IV стадіям метаморфізму. Вугілля пластів середньосірчисте ($S_r^d = 1,9 - 2,5\%$), пласта C_{12} (C_{17}) малосірчисте ($S_r^d = 1,2\%$) і пласта C_8 сірчисте ($S_r^d = 3,1\%$). Теплота згоряння вугілля складає $35,6 - 35,9$ МДж/кг.

Вугілля переважно напівматове, штриховане, іноді смугасте, рідше напівблискуче і тонкосмугасте (C_{11}^2 (C_{16}), C_8) і перехідне від напівматового до напівблискучого (C_5 , C_4^3 (C_4^2)). Відзначено лінзи і примазки фюзена. Вугілля тріщинувате, по стінках тріщин присутні плівки кальциту. Крім того, присутні включення піриту у вигляді дрібних крапель і лінз.

Мікроскопічно вугілля пластів переважно дюрено-кларенове з прошарками кларен-дюрену, по пластах C_6^1 і C_6 відзначено перешарування кларенового і дюренового і по пласту C_5^1 ще й кларено-дюренового вугілля. По пластах C_5 і C_4 (C_4^2) відзначено тонке чергування різних літотипів (кларен-дюрену, дюрено-кларену, кларену, дюрену і фюзену). Вміст вітриніту становить від 54% (пласт C_6^1) до 73% (пласт C_{11}^2 (C_{16})), вітриніту від 12% (пласт C_{10} (C_{11})) до 23% (пласт C_6^1), напіввітриніту від 4% (пласт C_8) до 10% (пласт C_6), лейптиніту від 4% (пласт C_{11}^2 (C_{16})) до 16% (пласт C_6). Сума фюзенизованих компонентів вугілля становить $17 - 30\%$. За петрографічними ознаками вугілля пластів змінюється від маловстановленого типу «а» і перехідного типу «аб» і «ба» до проміжного типу «б» і «бв»), що підтверджується хіміко-технологічними показниками.

Таблиця 3.16 – Зведена таблиця запасів вугілля по Соленівській площі – 1, 2, 3

№	Пласт	Марка	Балансові запаси вугілля, тис. т						Забалансові запаси вугілля, тис. т		
			A	B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	Всього балансових	C ₁	C ₂	Всього забалансових
1	C ₉ ² (C ₁₀)	Г	–	–	6733	6733	825	7558	215	3454	3669
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	6733	6733	825	7558	215	3454	3669
2	C ₆ ¹	Г	–	–	13389	13389	7575	20964	440	6954	7394
		Ж	–	–	–	–	13958	13958	–	267	267
		всього	–	–	13389	13389	21533	34922	440	7221	7661
3	C ₆	Г	–	–	8404	8404	6280	14684	1012	3409	4421
		Ж	–	–	613	613	24245	24858	–	975	975
		всього	–	–	9017	9017	30525	39542	1012	4384	5396
4	C ₅ ¹	Г	–	–	11768	11768	5581	17349	1204	5325	6529
		Ж	–	–	–	–	6439	6439	–	361	361
		всього	–	–	11768	11768	12020	23788	1204	5686	6890
5	C ₅	Г	–	–	13568	13568	7830	21398	–	2718	2718
		Ж	–	–	–	–	15654	15654	–	350	350
		всього	–	–	13568	13568	23484	37052	–	3068	3068
6	C ₄ ³ (C ₄ ²)	Г	–	–	3697	3697	2917	6614	3934	4421	8355
		Ж	–	–	–	–	8022	8022	429	6629	7058
		всього	–	–	3697	3697	10939	14636	4363	11050	15413
Разом		Г	–	–	57559	57559	31008	88567	6805	26281	33086
		Ж	–	–	613 ¹	613	68318	68931	429	8582	9011
		всього	–	–	58172	58172	99326	157498	7234	34863	42097
7	C ₁₂ (C ₁₇)	Г	–	–	–	–	301	301	–	1395	1395
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	–	–	301	301	–	1395	1395
8	C ₁₁ ² (C ₁₆)	Г	–	–	–	–	–	–	–	668	668
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	–	–	–	–	–	668	668
9	C ₁₀ (C ₁₁)	Г	–	–	–	–	–	–	–	2669	2669
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	–	–	–	–	–	2669	2669
10	C ₈ ¹	Г	–	–	–	–	–	–	–	1127	1127
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	–	–	–	–	–	1127	1127
11	C ₈	Г	–	–	–	–	439	439	–	4164	4164
		Ж	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		всього	–	–	–	–	439	439	–	4164	4164
Всього		Г	–	–	57559	57559	31748	89307	6805	36304	43109
		Ж	–	–	613 ¹	613	68318	68931	429	8582	9011
Всього			–	–	58172	58172	100066	158238	7234	44886	52120

З урахуванням виходу летких речовин більше 37,1% (або менше 0,85%) і товщини пластичного шару більше 16 мм вугілля відносяться до марки Г, що і було використано при побудові умовної межі вугілля марок Г і Ж.

Вугілля пластів середньосірчисте ($S_t^d = 1,9 - 2,5\%$), пласта C_2 (C_{17}) малосірчисте ($S_t^d = 1,2\%$) і пласта C_8 сірчисте ($S_t^d = 3,1\%$). В складі сірки вугільних пластів переважає піритова сірка (66 – 80%), кількість сульфатної і органічної сірки відповідно складає 1,1 – 2,0% і 18,5 – 33%.

Вміст фосфору у вугіллі становить 0,001 – 0,29%.

Середня теплота згоряння складає 35,6 – 35,9 МДж/кг, нижча теплота згоряння в перерахунку на робоче паливо змінюється від 30,9 МДж/кг (пласт C_9^2 (C_{10}) до 32,0 МДж/кг (пласт C_{12} (C_{17}), а калорійний еквівалент вугілля – від 1,05 до 1,09.

По енергетичному пласту C_8 питома теплота згоряння змінюється від 34,6 до 31,4 МДж/кг, у середньому становить 33,6 МДж/кг. Нижча теплота згоряння в перерахунку на робоче паливо змінюється від 30,4 МДж/кг (C_8) до 32,0 МДж/кг (пласт C_{12} (C_{17}), а калорійний еквівалент вугілля – від 1,04 (C_8) до 0,9 (C_{12} (C_{17}) і C_5).

Категорія збагачення вугільних пластів C_8 , C_5 , C_4^3 легка, пласта C_6^1 – середня і пласта C_5^1 – дуже важка. Згідно ДСТУ 3472-96, вугілля оцінюваних пластів C_{11}^2 (C_{16}), C_{10} (C_{11}), C_9^2 (C_{10}), C_8^1 , C_8 відноситься до марки «Г», а пластів C_6^1 , C_6 , C_5^1 , C_5 , C_4^3 (C_4^2) – до марок Г і Ж (табл. 3.17).

Таблиця 3.17 – Основні параметри якості вугілля Солонівської площі – 1, 2, 3

Пласт	Марка	Волога аналітична $W_a, \%$	Зольність		Сірка загальна $S_t^d, \%$	$H^{daf}, \%$	Вихід летких речовин $V^{daf}, \%$	$C^{daf}, \%$	$(N+O)^{daf}, \%$
			чистих вугільних пачок $A^d, \%$	з урахуванням породних прошарків $A_{пл}^d, \%$					
C_{12} (C_{17})	Г	1,5–1,6	1,5–4,5	1,5–4,5	0,7–2,1	5,6–6,1	36,7–40,5	86,8–87,5	6,5–7,6
		1,6	2,6	2,6	1,2	5,8	37,8	87,2	7,0
C_{11}^2 (C_{16})	Г	0,9–2,0	4,1–25,3	4,1–25,3	1,6–2,8	5,6–5,9	34,3–37,8	86,0–87,2	7,2–8,2
		1,4	12,3	12,3	2,3	5,8	36,2	86,7	7,5
C_{10} (C_{11})	Г	1,2–1,3	4,5–10,8	4,5–10,8	1,2–3,3	5,6–5,9	36,8–39,7	85,1–87,4	7,0–9,3
		1,3	6,7	6,7	2,1	5,8	37,8	86,6	7,6
C_9^2 (C_{10})	Г	0,7–2,0	1,0–18,4	1,0–30,2	1–6,3	5,3–6,0	34,5–42,8	84,1–88,7	5,4–10,6
		1,3	7,5	9,9	2,3	5,7	37,8	86,9	7,4
C_8^1	Г	0,9–1,5	3,5–18,2	3,5–18,2	1,2–3,9	5,6–5,9	35,0–41,0	85,3–87,4	6,8–8,9
		1,2	7,9	7,9	2,2	5,7	38,2	86,6	7,7
C_8	Г	0,7–1,5	2,4–15,2	2,4–30,0	1,6–6,8	5,5–6,0	35,1–39,8	85,3–89,2	5,1–9,0
		1,1	9,0	10,5	3,1	5,7	37,9	86,9	7,3
C_6^1	Г+ Ж	0,6–1,8	2,1–26,6	2,1–30,5	0,7–5,1	5,4–6,3	32,5–44,7	85,1–88,5	5,8–9,1
		1,1	6,9	7,3	1,9	5,8	38,1	87,1	7,2
C_6	Г+ Ж	0,4–1,7	2,1–28,1	2,1–28,1	0,7–4,8	5,5–8,9	27,2–43,4	85,4–88,7	5,5–8,9
		1,1	7,9	8,0	1,9	5,8	37,9	86,9	7,4
C_5^1	Г+ Ж	0,4–3,0	1,1–26,8	1,1–41,0	0,5–5,6	5,4–6,0	28,6–42,7	84,9–88,4	5,0–9,5
		1,1	6,7	10,0	1,1	5,6	35,2	87,0	7,4
C_5^1	Г+ Ж	0,3–1,7	1,4–23,9	1,4–27,4	0,4–7,5	5,3–6,1	28,1–44,8	84,9–88,4	5,3–6,1
		1,0	5,8	5,9	1,9	5,6	36,8	87,0	5,6
C_4^3 (C_4^2)	Г+ Ж	0,3–1,6	2,6–30,4	2,6–37,4	0,7–7,7	5,5–6,0	29,7–42,8	85,5–90,1	4,0–8,7
		1,0	8,7	9,2	2,5	5,7	37,4	87,5	6,7

Середня пластова зольність становить – 2,6 – 12,3%, а очікувана експлуатаційна – 17,5 – 27,2%. Мінеральною частиною золи вугільних пластів є SiO_2 (36,98 – 49,27%) і оксид заліза (18,81 – 32,77%). Значну частину складає оксид алюмінію (17,12 – 24,17%). Масова частка CaO та MgO незначна – 0,82 – 3,3%. Сума тугоплавких компонентів $\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2$ (54,74 – 70,91%) перевищує суму легкоплавких $\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO}$ (22,76 – 37,23%), що вказує на тугоплавкість золи і підтверджується значеннями температури плавкості золи 1350 – 1400°C.

Перспективні ресурси германію категорії P_1 при середньому його вмісті 5,0 г/т, у балансових запасах вугілля Соленівської площі – 1, 2, 3 для пластів C_4^3 , C_5 , C_5^1 , C_6 , C_6^1 , C_9^2 складають у вугіллі категорії C_1 – 284,9 т, у вугіллі категорії C_2 – 486,8 т. Сумарні ресурси становлять 771,7 т.

Основними токсичними елементами вугілля Донбасу є сірка, миш'як, ртуть. Розрахунковий вміст миш'яку і ртуті не перевищують граничні 300 г/т і 1 г/т, що дозволяє перевести їх до розряду потенційно токсичних елементів.

За групою складності гідрогеологічних умов родовище відноситься до II-ї групи – поля зі складними умовами. Гірничі виробки будуть обводнюватися за рахунок водоносних горизонтів, приурочених до піщаників і вапняків карбону, які будуть потрапляти в зону штучної тріщинуватості, що утворюється в покрівлі пласта. Для зближених пластів основний приплив буде у вироблений простір випереджаючого пласта в незначному об'ємі. Прогнозний приплив на площі Соленівський – 1, 2, 3 при відпрацюванні всіх оцінюваних пластів у технічних межах становитиме: середній – 1075 м³/год, максимальний – 1180; на ділянці першочергового відпрацювання – 145 і 185 м³/год відповідно. Очисні вибої нижче глибини 200 м будуть сухими, вище можливе надходження води в незначному об'ємі.

Хімічний склад шахтної води до глибини 400 м прогнозується сульфатно-хлоридно-натрієвий з мінералізацією 2 – 5 г/дм³, глибше можливе надходження хлоридно-натрієвих вод з мінералізацією 5 – 10 г/дм³. Води матимуть нейтральну або помірно лужну реакцію, значну жорсткість. До бетонів марки по водопроникності W4 на портландцементі по ГОСТ 10178-76 води будуть неагресивні або слабоагресивні, до металевих конструкцій – агресивні. Мінералізація шахтної води на ділянці першочергового відпрацювання очікується 2,5 – 4 г/дм³, при відпрацюванні вугілля на глибоких горизонтах (глибше 400 м) – 4 – 7 г/дм³. Можливий вміст вище ГДК мікрокомпонентів: марганцю, стронцію, літію, брону, барію.

Характеристика гірничо-геологічних умов відпрацювання вугільних пластів Соленівської площі – 1, 2, 3 наводиться на підставі даних геологорозвідувальних робіт, а також досвіду експлуатації та шахтного будівництва в Південно-Донбаському геолого-промисловому районі. При традиційному способі виймання вугілля (очисні роботи) будуть спостерігатися ускладнення в зонах тектонічних порушень, інтенсивного вивітрювання порід і при відпрацюванні зближених пластів у зонах впливу надпрацювання. При розробці вугільних пластів слід врахувати можливу наявність невиявлених при бурінні дрібних порушень.

У межах оцінюваної Соленівської площі – 1, 2, 3 метанова зона залягає на глибині 80 – 100 м, за даними попередніх геологорозвідувальних робіт. Прогнозна метаноносність оцінюваних вугільних пластів у межах оцінки прийнята по шахті аналогу «Південно-Донбаська» №1 і змінюється від 0 до 10 – 15 м³/т, у середньому не перевищуватиме 10 м³/т. У верхній частині метанової зони, до глибини близько 150 м, очікується I і II категорії за газом, нижче – III категорії. За геофізичними даними в межах оцінюваної Соленівської площі – 1, 2, 3 прогнозується виділення газонасичених пісковиків C₄², SC₅, C₅¹SC₅, C₆¹SC₄, C₉¹, SC₁₀. Пласти C₁₇, C₁₆, C₉² не є викидонебезпечні незалежно від глибини розробки. Пласти C₁₁, C₈¹, C₈, C₆¹, C₆, C₅¹, C₅, C₄³ схильні до газодинамічних явищ, загрозливі з глибини 400 м. Пісковики в межах оцінюваної площі не є викидонебезпечними. Вугільний пил оцінюваних пластів за аналогією з шахтами «Південно-Донбаські» №1 і №3 може бути вибухонебезпечним. За ступенем самозаймання вугільні пласти за аналогією з цими шахтами, найімовірніше, будуть не схильні до самозаймання.

Для підрахунку прийняті кондиції:

для підрахунку балансових запасів:

– мінімальна потужність пласта 0,55 м;

– максимальна зольність 40%;

для підрахунку забалансових запасів:

– мінімальна потужність пласта 0,45 м;

– максимальна зольність 45%.

Підрахунок запасів і перспективних ресурсів виконано на відбудованих гіпсометричних планах запасів вугільних пластів C₁₂ (C₁₇), C₁₁², (C₁₆), C₁₀ (C₁₁), C₈¹, C₈ масштабу 1:10000 та для основних пластів C₉² (C₁₀), C₆¹, C₆, C₅¹, C₅, C₄³ (C₄²) масштабу 1:5000 методом геологічних блоків.

Родовище вугілля за витриманістю, потужністю, морфологією, гірничо-геологічними умовами віднесено до III групи складності.

Всього на Соленівській площі – 1, 2, 3 по 11 вугільних пластах підраховано 210358 тис.т запасів коксівного вугілля. З них балансових категорії C₁ – 58408 тис.т, категорії C₂ ($m \geq 0,55$ м) – 98939 тис.т; забалансових запасів категорії C₁ – 7104 тис.т; категорії C₂ – ($m \geq 0,55$ м) – 45848 тис.т. Перспективні ресурси категорії P₁ складають 128604 тис.т (див. табл. 3.16).

Згідно техніко-економічної документації виділені площі першочергового відпрацювання вугільних пластів C₆¹, C₆, C₅¹, C₅. Кількість запасів на площі першочергового відпрацювання становить 44947 тис.т, з них балансових запасів: категорії C₁ 42482 тис.т, категорії C₂ – 2465 тис.т, забалансових запасів – 9765 тис.т.

У порівнянні з попередньо затвердженими запасами, загальна кількість балансових запасів категорій A+B+C₁ зменшилася на 27808 тис.т (33,5%). Всі зміни в балансових запасах відбулися в результаті переоцінки їх з урахуванням вимог нині діючих нормативних документів.

За ступенем геологічного вивчення запаси поділені на розвідані та попередньо розвідані. Розвідані балансові запаси категорії C₁ складають 58408 тис.т, з них у площі першочергового відпрацювання – 42482 тис.т. Попередньо розвідані запаси

за категорії C_2 складають 98939 тис.т. Забалансові запаси за промисловим значенням поділено на розвідані категорії C_2 в кількості 7104 тис.т. попередньо розвідані категорії C_2 в кількості 27596 тис.т. і попередньо розвідані, промислове значення яких не визначено. До запасів, промислове значення яких не визначено, можуть бути віднесені забалансові запаси категорії C_2 в кількості 18252 тис. т і перспективні ресурси категорії P_1 – 128604 тис. т.

Виходячи з вищевикладеного та враховуючи достовірність кількісних і якісних показників вугільних пластів C_4^3 (C_4^2), C_5 , C_5^1 , C_6 , C_6^1 , C_9^2 , пласти вугілля по Соленівській площі – 1, 2, 3 можуть бути вилучені і перероблені на місці їх залягання способом свердловинної підземної газифікації вугілля.

Вивчення гідрогеологічних, інженерно-геологічних, гірничотехнічних умов розробки і попутних корисних копалин буде проводитися при веденні робіт з дегазації породовугільної товщі Соленівської ділянки – 1, 2, 3.

3.3.2 Ділянка 2А

Ділянка 2А розташована на полі кам'яновугільної Соленівській площі – 1, 2, 3 (св.№2852, 2657, рис. 3.19 і 3.20), Красноармійського вугленосного району Донецької області, примикає до північно-східного схилу Українського кристалічного масиву і простягається вздовж південно-східного борту Донецького кряжа.

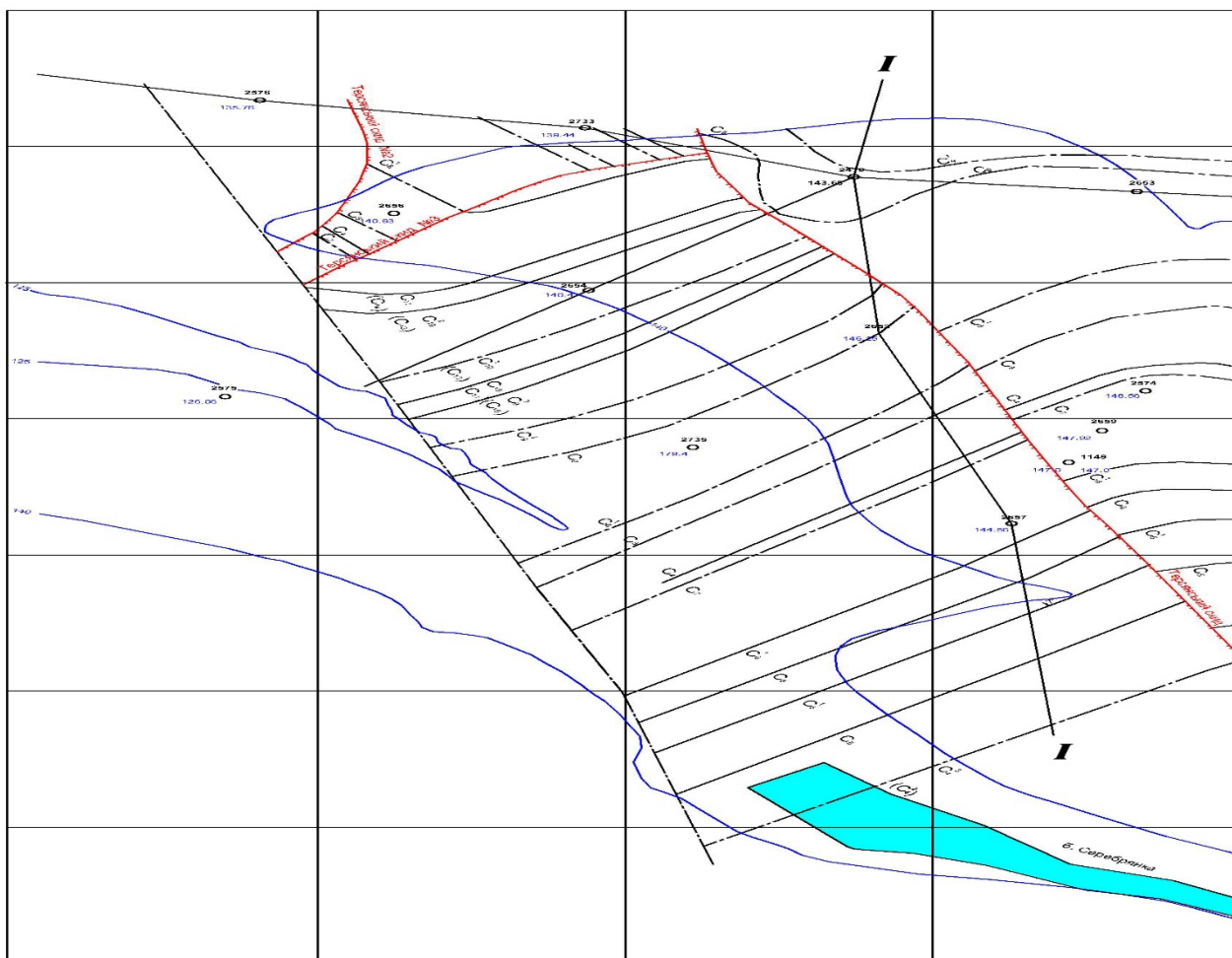


Рисунок 3.19 – Розташування ділянки 2А по розрізу І-І

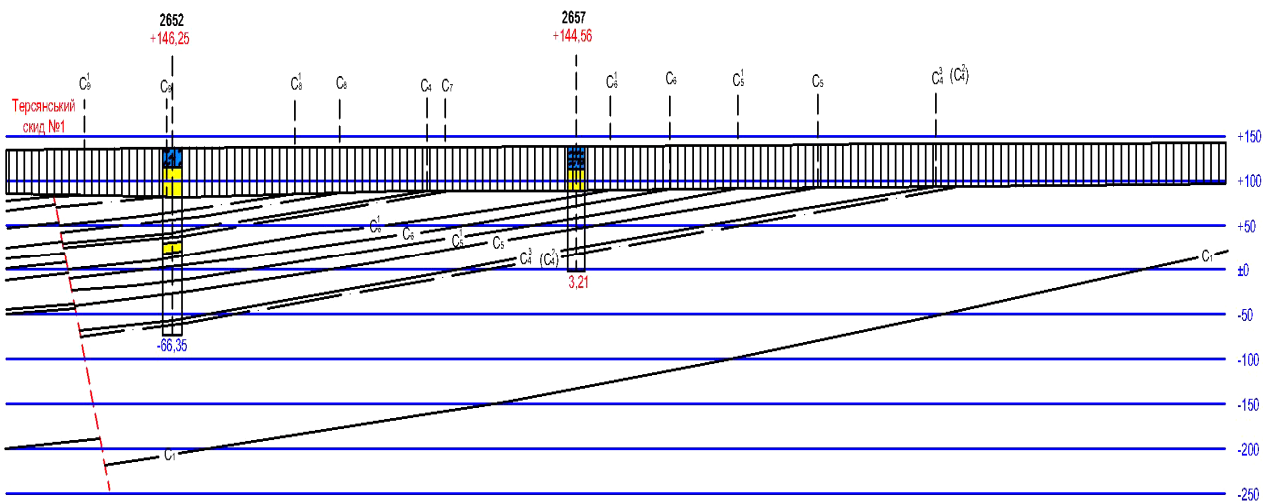


Рисунок 3.20. Геологічний розріз свити пластів ділянки 2А

Природною границею ділянки 2А, представленою свитою продуктивних вугільних пластів C₆, C₅¹, C₅, C₄², є Терсянський скид №1 з півночі за падінням, а за простяганням з півдня Муравйовський скид, зі сходу Терсянський скид. Зі сходу на відстані 9,0 км знаходиться с. Котлярівка, на півночі на відстані 13 і 16 км села Муравка і Новомиколаївка, недалеко проходить автострада Донецьк-Київ і залізниця Павлоград-Красноармійськ із залізничним вузлом Вдале (рис. 3.21).

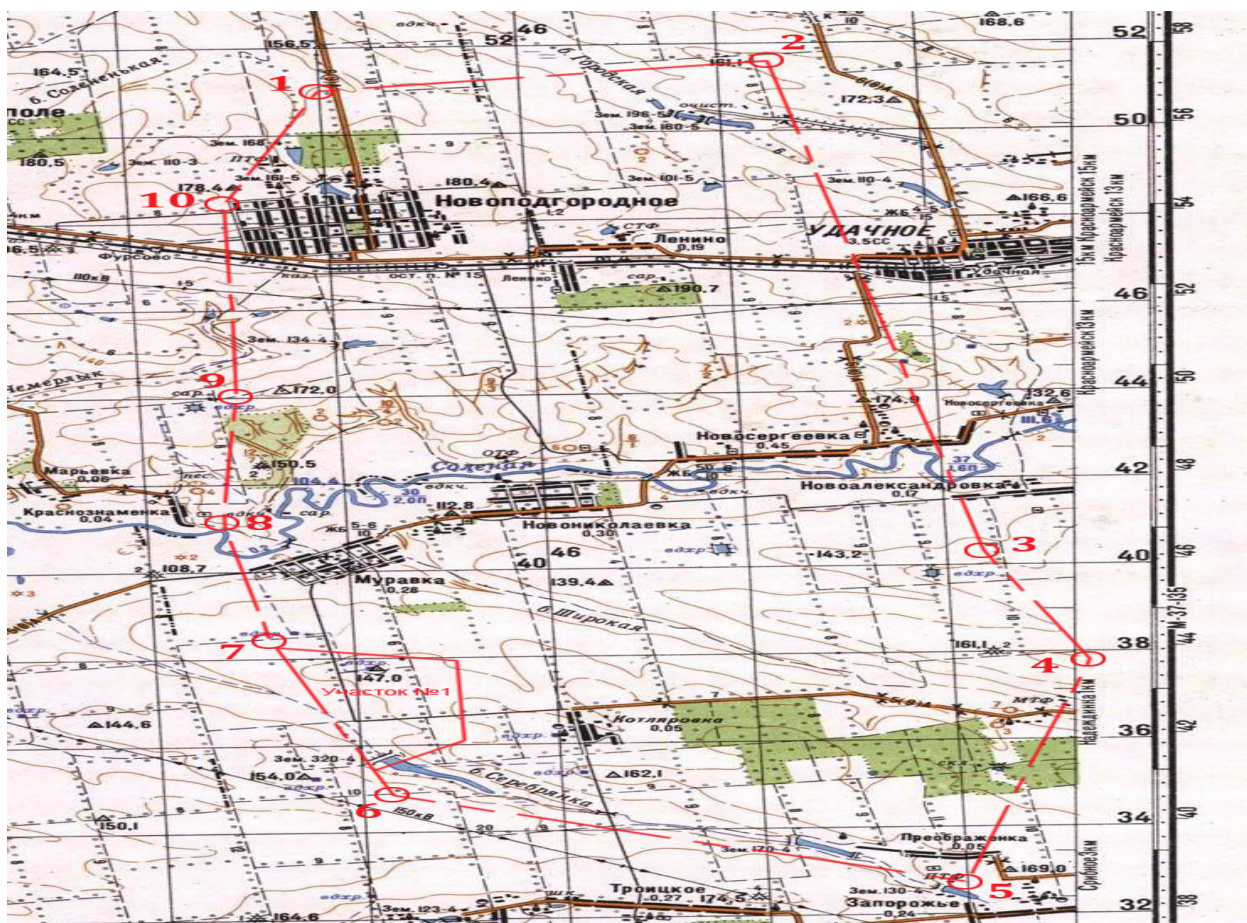


Рисунок 3.21 – Розташування ділянки 2а (№1)

Розміри ділянки за падінням $H = 1362$ м, за простяганням $S = 686$ м. Загальні продуктивні запаси вугільних пластів ділянки 2А складають $Z = 2083,2$ тис.т. Глибина залягання вугільних пластів $H = 60 - 155$ м, потужність $m = 0,55 - 0,78$ м, кут падіння $\alpha = 7 - 18^\circ$. Вугілля свити представлені марками Г і Ж.

Гідрогеологічні умови ділянки відносно сприятливі. Ділянка ізольована тектонічними порушеннями за падінням і простяганням від гідравлічного зв'язку з встановленими вище водоносними горизонтами. Води приурочені до пластів вугілля і пісковиків.

Водоносний горизонт нижньокарбонівих відкладень пластово-тріщинуватого типу з напорною поверхнею. Напір (H) змінюється в межах від 49,35 до 71,90 м. Коефіцієнт фільтрації $K_f = 0,0045 - 0,914$ м/доб, коефіцієнт водопровідності $K_0 = 5,28 - 13,30$ м²/доб.

Очікуваний водоприплив у підземний газогенератор 2,4 – 5,2 м³/год. Враховуючи, що піщаник обмежений тектонічними порушеннями, в пісковиках покрівлі містяться тільки незначні запаси статичних вод. Фільтраційна здатність пласта змінюється в межах 0,4 – 0,6 Д, порід – 0,8 – 1,1 Д.

Пласт С₆¹

Вугілля пласта марки Г чорне, напівблискуче з тонкими блискучими прошарками, нерівними зламами, середньої твердості, простої будови, залягання спокійне, з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 9 – 22° з виходом під наноси ($h_n = 55 - 60$ м), що зменшується у зоні диз'юнктивних порушень до 7 – 12°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

Вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах від 32,7 до 35,4 МДж/кг при середньому значенні 32,2 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 30,1 МДж/кг. Запаси по пласту С₆ в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведені в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту С₆ в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{70 - 239}{172}$	$\frac{0,48 - 0,59}{0,55}$	1,25	305,25

Основною покрівлею і подошвою пласта слугують кам'яновугільні відкладення нижнього відділу (С₁), представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю і пісковіку.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена глинистими сланцями: щільними, середньої міцності з домішками піщанистого матеріалу. Глинистий сланець може бути заміщений шаруватим, середньої та малої твердості піскуватим сланцем.

Основна покрівля пласта представлена переважно піскуватим сланцем горизонтально-шаруватим, монолітним, середньостійким. Безпосередня і

основна підошва пласта представлена переважно глинистими і піщанистими сланцями, горизонтально-шаруватими, щільними, середньої стійкості.

Таким чином, породи навколо пласта C_6 можна охарактеризувати як слабота середньостійкі, за винятком зон підвищеної тріщинуватості поблизу тектонічних порушень.

Водоносний горизонт приурочений до кам'яновугільних відкладень, пластово-тріщинуватого типу з напірною поверхнею. Висота напору досягає 54 м і більше. Питомий дебіт – 0,0036 – 0,073 м/с, K_{ϕ} – 0,0056 – 0,72 м/доб.

Пласт C_5^1

Вугілля пласта марки Г чорне, напівблискуче з тонкими блискучими прошарками, середньої твердості, простої будови, середньої міцності. Залягання спокійне, з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 10 – 22° з виходом під наноси ($h_n = 74$ м) зменшується у зоні диз'юнктивних порушень до 9 – 12°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 33,4 – 36,1 МДж/кг при середньому значенні 32,6 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 31,4 МДж/кг. Запаси по пласту C_5^1 , потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_5^1 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{74 - 255}{188}$	$\frac{0,58 - 0,65}{0,6}$	1,25	396,3

Основною покрівлею і підошвою пласта слугують кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів піщанистого, глинистого сланців та пісковиків.

Безпосередня покрівля пласта складена переважно піскуватим сланцем середньої та малої твердості з коефіцієнтом міцності $f = 2 - 3$.

Основна покрівля представлена щільним піскуватим сланцем, середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f = 3 - 4$. Основна покрівля слабообвалювана A_2 .

Безпосередня підошва представлена переважно піскуватим сланцем з коефіцієнтом міцності $f = 3$, щільна, середньої стійкості, а при обводненні нестійка.

Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, величина його змінюється від 58 до 74 м. Питомий дебіт коливається від 0,0012 до 0,089 л/с, K_{ϕ} – 0,0037 – 0,56 м/доб.

Враховуючи, що за підняттям природних екранів немає, можна очікувати водопріплив до 2,3 – 4 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього породного горизонту.

Пласт С₅

Вугілля пласта марки Ж чорне, блискуче з напівблискучими прошарками, нерівними зламами, простої будови, тонкошарувате, крихке, легке, залягання спокійне з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 8 – 23° з виходом під наноси ($h_n = 75$ м), зменшується у зоні диз'юнктивних порушень до 8 – 14°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 33,8 – 36,6 МДж/кг, при середньому значенні 34,5 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 32,2 МДж/кг. Запаси по пласту С₅, потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту С₅ в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{75 - 280}{202}$	$\frac{0,65 - 0,84}{0,78}$	1,25	487,5

Основною покрівлею і подошвою пласта слугують кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів піщанистого, глинистого сланців та пісковика.

Безпосередня покрівля пласта складена переважно піскуватим сланцем середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f = 3 - 4$.

Основна покрівля представлена щільним піскуватим і глинистим сланцем, середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f = 4$. Основна покрівля середньообвалювана А₂.

Безпосередньо під пластом залягає піщанистий сланець «кучерявчик» потужністю 0,3 – 0,39 м $f = 2$, далі подошва представлена переважно піскуватим сланцем з коефіцієнтом міцності $f = 3 - 4$, середньої стійкості.

Глинисті та піщанисті сланці є надійним водоупором і будуть охороняти вогневий забій від попадання статичних вод, що знаходяться в піщанику.

Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, величина його змінюється від 58 до 75 м. Питомий дебіт коливається від 0,0010 до 0,067 л/с, $K_{\phi} = 0,0044 - 0,72$ м/доб.

Враховуючи, що за підняттям природних екранів немає, можна очікувати водоприплив до 1,4 – 3,5 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Пласт С₄²

Вугілля пласта марки Г чорне, блискуче, напівблискуче з фіузоном за нашаруванням з нерівними зламами, простої будови, розбите тріщинами, які заповнені кальцитом і піритом, легке, крихке. Залягання спокійне, з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 11 – 23° з виходом під наноси ($h_n = 82$ м), зменшується у зоні диз'юнктивних порушень до 10 – 15°. Якісну характеристику вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 31,8 – 34,5 МДж/кг, при середньому значенні 32,4 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 30,6 МДж/кг. Запаси по пласту C_4^2 , потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.21.

Таблиця 3.21 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_4^2 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{82 - 335}{231}$	$\frac{0,55 - 0,75}{0,71}$	1,25	603,8

Основною покрівлею і подошвою пласта слугують кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів піщанистого, глинистого сланців та пісковіку.

Безпосередня покрівля пласта представлена переважно піскуватим сланцем середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f=3$.

Основна покрівля представлена піскуватим і глинистим сланцем щільним, середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f=2-4$. Основна покрівля середньо- A_2 та легкообвалювана A_1 .

Безпосередня подошва пласта представлена піскуватим сланцем змінної міцності $f=1-3$ потужністю 0,7 – 0,78 м, далі подошва представлена шаром піщанистого сланцю з коефіцієнтом міцності $f=4$, середньої стійкості (A_2).

Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, величина його змінюється від 58 до 79 м. Питомий дебіт коливається від 0,0013 до 0,076 л/с, $K_f = 0,0052 - 0,79$ м/доб.

Враховуючи, що за підняттям природних екранів немає, можна очікувати активний водоприплив з верхніх водоносних породних горизонтів до 1,8 – 4,2 м³/т. Надходження води буде відбуватися з верхнього породного горизонту.

Враховуючи відстань ($h = 10,2$ м) між пластом C_4^3 (потужністю 0,1 – 0,2 м) і C_4^2 і характеристики активних деформацій подошви пласта C_4^3 при вигазовуванні вугільного пласта C_4^2 , вплив вугільного пласта C_4^3 на процес газифікації спостерігатись не буде. Відстані між вугільними пластами свити, наведено в табл. 3.22.

Таблиця 3.22 – Відстані між вугільними пластами свити

Номер ділянки	Відстань між вугільними пластами свити ділянки СПГВ				
	$C_7 - C_6^1$	$C_6^1 - C_6$	$C_6 - C_5^1$	$C_5^1 - C_5$	$C_5 - C_4^2$
2А	$\frac{15 - 24}{21}$	$\frac{14 - 23}{18}$	$\frac{12 - 20}{16}$	$\frac{16 - 24}{21}$	$\frac{23 - 26}{24}$

Критерії придатності вугільних пластів по ділянці 2А до свердловинної підземної газифікації вугілля наведено в табл. 3.23 і 3.24.

Таблиця 3.23. – Основні критерії доцільності підземної газифікації кам'яно-вугільних пластів по ділянці 2А

Вугільні пласти Г, ДГ	m, м	A ^c , %	Структура вугільного пласта		Бічні породи (покрівля, підшва); сумарна			Вмісти сірки в пласті; S ^e , %
			Відношення потужності прошарків до потужності пласта; m_{np}/m	Розповсюдження прошарків по площі ділянки	Потужність глин або інших малопроникних порід у покрівлі; h^1 , м $h^1/m > H_{обв}$;	Потужність глин або інших малопроникних порід в підшві; h , м $H \geq 2,0$ м	Відстань від покрівлі пласта до окремих сильнопроникних шарів або неосушених водоносних горизонтів (h_2); $h_2 > h_m$, h_m – висота зони тріщин, м	
C ₆ ¹	0,5	9 – 12	–	–	13,4 > 2,9	9 > 2	10,6 > 6,4	2,1
C ₅ ¹	0,6	8 – 11	–	–	17,8 > 3,2	4,7 > 2	13,5 > 7,0	1,9
C ₅	0,7	8 – 12	–	–	15,7 > 3,6	10,5 > 2	14,2 > 8,5	1,1
C ₄ ²	0,7	9 – 16	–	–	10,2 > 3,74	8,4 > 2	12 > 8,4	2,5

$H_{обв}$ – висота зони безладного обвалення по відношенню до потужності пласта, $h_{обв}/m$

Продовження табл. 3.23

Вугільні пласти	Мінімальна безпечна глибина розробки (H_b , м) і кут падіння пласта $\alpha = 0^\circ$ до 45° ; $H/m \geq 15$, де $n = 15$ $H_b = m \cdot n$	Тектонічні порушення $L_H \geq L_G$	$Q_{пов}$, МДж /м ³	$Q_{кис}$, МДж /м ³	$Q_{пов}$, МДж/ м ³	$Q_{кис}$, МДж /м ³	Співвідношення газопроникності вугілля і порід
			водоприплив в реакційний канал, м ³ /т	вологість газу СПГВ, г/м ³			
C ₆ ¹	38,4 м > 15; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,21	6,34	3,21	6,34	18 – 34
			1,43 – 1		308	279	
C ₅ ¹	47,2 м > 15; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	2,85	5,95	2,85	5,95	20 – 37
			3 – 2,36		464	332	
C ₅	23,4 м > 15; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,21	6,34	3,21	6,34	18 – 34
			1,43 – 1		308	279	
C ₄ ²	40,6 м > 15; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,14	6,05	3,14	6,05	20 – 33
			2,2 – 1,38		447	325	

L_H – відстань між геологічними порушеннями; м; L_G – довжина підземного газогенератора, м.

Таблиця 3.24 – Коефіцієнт придатності кам'яновугільних пластів ділянки 2А до СПГВ

Геологічний чинник							Гідрогеологічний чинник					
Вугільний пласт	Запаси і марка Вугілля пласта	Потужність вугільного	Структура і текстура пласта	Зольність вугілля	Глибина розробки	Порушеність ділянки СПГВ	Літологія бокових порід		Обводненість і проникність порід	Водоприплив у газогенератор і реакційний канал	Обводненість пласта	Проникність пласта
							покрівля	підшва				
	1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
C_6^1	0,62	0,56	0,62	0,8	0,63	0,66	0,70	0,58	0,62	0,61	0,8	0,75
C_5^1	0,61	0,52	0,64	0,78	0,67	0,68	0,70	0,55	0,62	0,60	0,79	0,76
C_5	0,67	0,50	0,70	0,82	0,64	0,65	0,72	0,64	0,62	0,63	0,80	0,82
C_4^2	0,60	0,50	0,67	0,80	0,68	0,64	0,71	0,60	0,58	0,56	0,78	0,80

Продовження табл. 3.24

Гірничотехнічний чинники							Коефіцієнт придатності вугільних пластів до СПГВ
Вугільний пласт	Гірський тиск	Втрати вугілля в надрах	Втрати дуття і газу	Охорона навколишнього середовища	Тепловтрати	Наявність споживачів продуктів газифікації	
	12	13	14	15	16	17	18
C_6^1	0,82	0,84	0,80	0,76	0,54	0,8	0,66
C_5^1	0,80	0,82	0,80	0,77	0,52	0,8	0,64
C_5	0,80	0,82	0,82	0,8	0,50	0,8	0,67
C_4^2	0,81	0,82	0,81	0,78	0,50	0,8	0,65

3.3.3 Ділянка №1

Ділянка №1 розташована на полі кам'яновугільної Соленівської площі – 1, 2, 3 (геологічний розріз VII – VII, свердловини №2569, 2562, рис. 3.22, 3.23), Красноармійського вугленосного району Донецької області, примикає до північно-східного схилу Українського кристалічного масиву і тягнеться уздовж на південний схід Донецького кряжу. Ділянка представлена свитою кам'яновугільних пластів C_1^6 , C_6 , C_1^5 , C_5 , C_2^4 .

За падінням і підняттям свита пластів ділянки №1 обмежена Шевченківським скидом №1 і Кирилівським скидом, за простяганням на південь – Шевченківським скидом №3. На заході (5,0 км від ділянки СПГВ) знаходиться с. Котлярівка, на півночі на відстані 10 і 12 км – села Муравка і Новомиколаївка, далі на відстані 20 км розташований залізничний вузол Вдале і проходить залізниця Павлоград-Красноармійськ і автострада Донецьк-Київ (рис. 3.24). Розміри ділянки за падінням $H = 1410$ м, за простяганням на південь $S_{pd.} = 827$ м на північ $S_{nn.} = 3000$ м. Загальні продуктивні запаси свити першого етапу вугільних пластів ділянки №1 складають $Z = 4786,8$ тис.т.

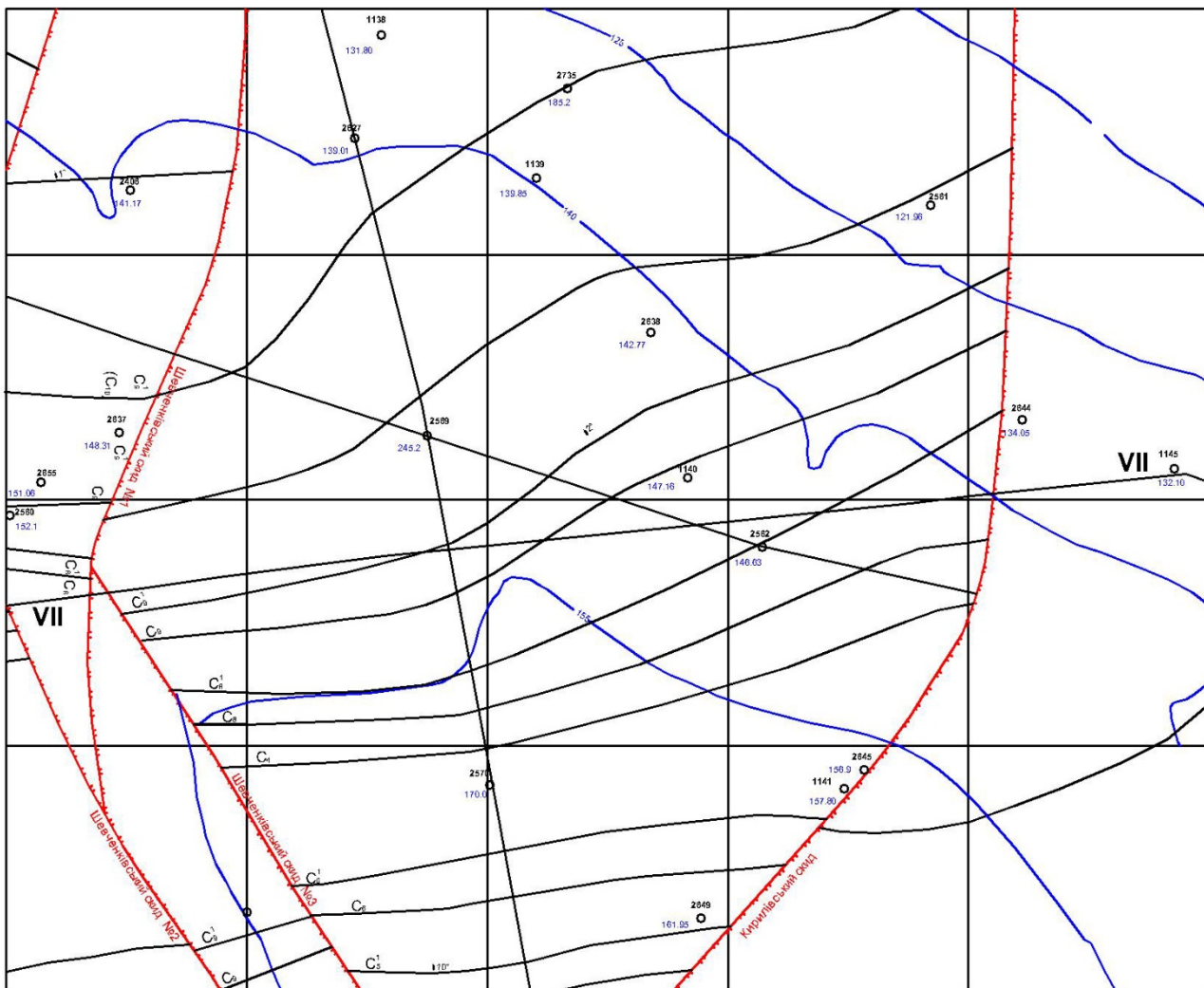


Рисунок 3.22 – Розташування ділянки №1 по розрізу VII-VII

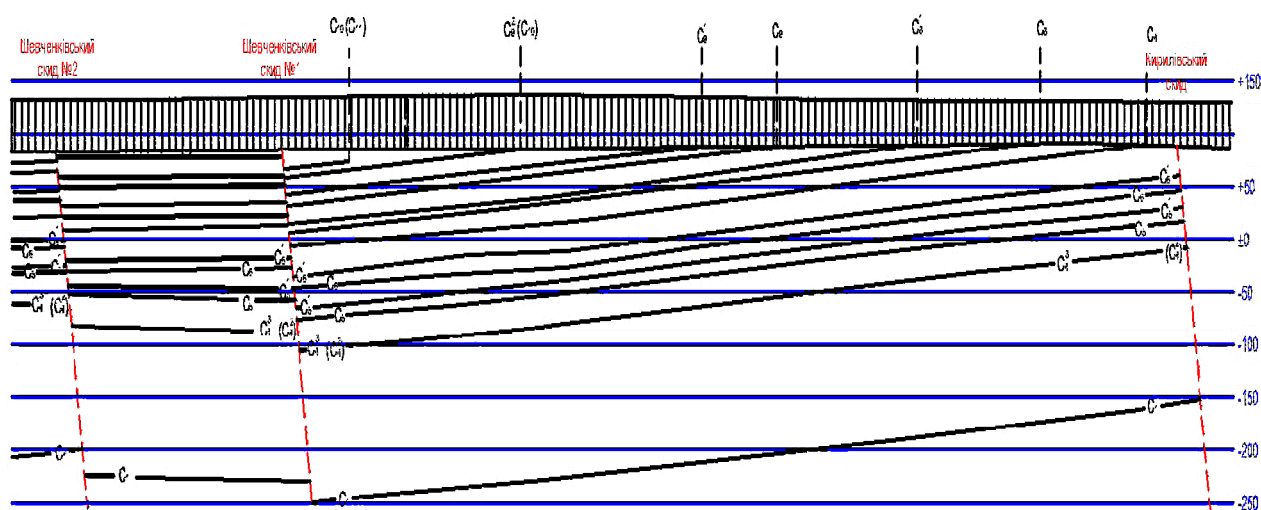


Рисунок 3.23 – Геологічний розріз свити ділянки №1

Глибина залягання вугільних пластів $H = 72 - 221$ м, потужність $m = 0,5 - 0,9$ м, кут падіння $a = 10 - 19^\circ$. Вугілля свити представлені марками Г і Ж. Фільтраційна здатність пласта змінюється в межах $0,38 - 0,62$ Д, порід $0,71 - 1,06$ Д.

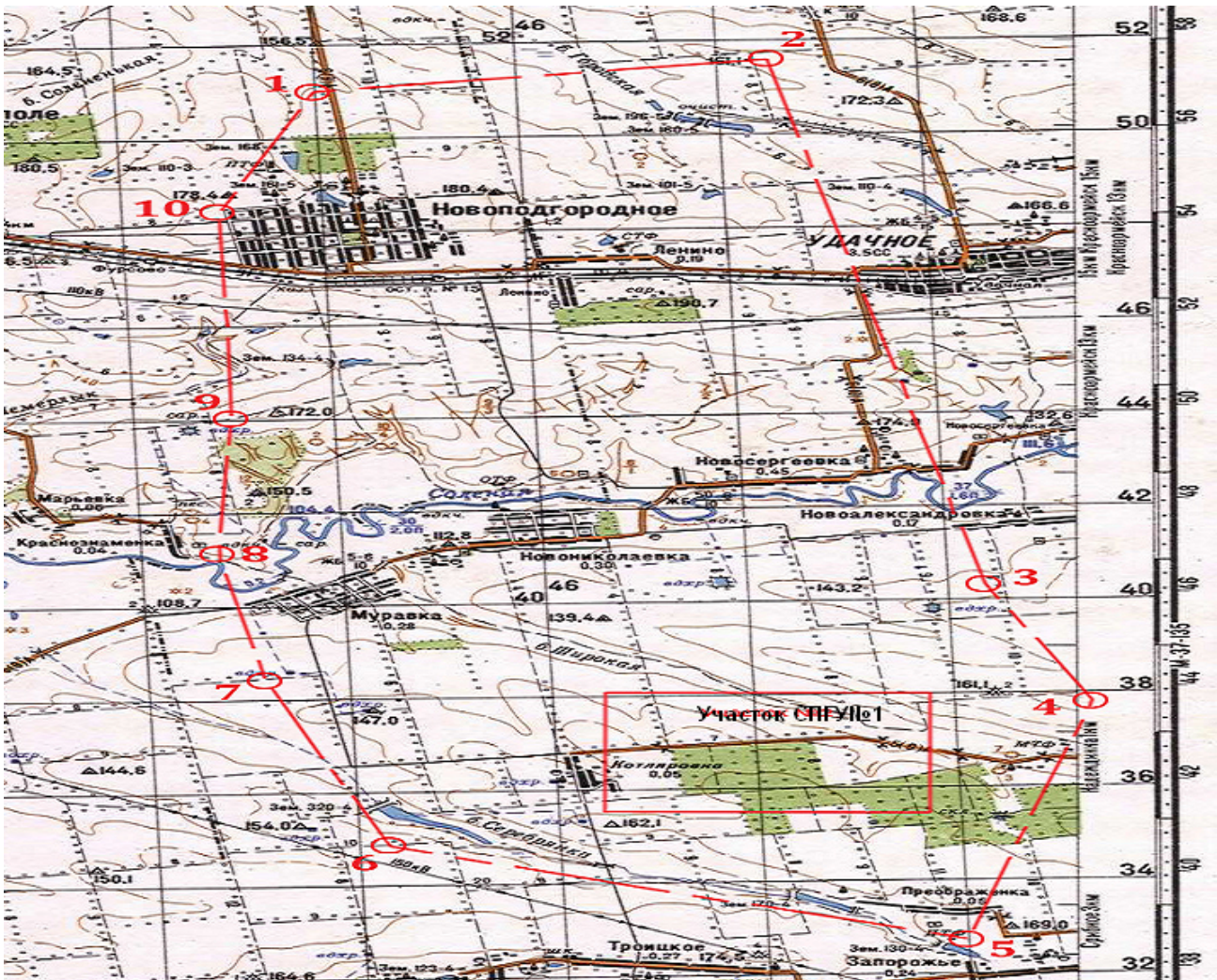


Рисунок 3.24 – Розташування ділянки №1

Гідро-геологічні умови ділянки відносно сприятливі. Ділянка ізольована тектонічними порушеннями за падінням, підняттям і простяганням від гідравлічного зв'язку з встановленими вище водоносними горизонтами. Води приурочені до вапняків і піщаників. Водоносний горизонт карбонівих відкладень пластово-тріщинуватого типу з напірної поверхнею. Напір (H) змінюється в межах від 49,35 до 105,90 м. Коефіцієнт фільтрації $K_f = 0,0032 - 0,0914$ м/доб. Коефіцієнт водопровідності $K_m = 5,28 - 13,30$ м²/доб. Очікуваний водопріплив у підземний газогенератор 4,5 – 16,7 м³/год. З огляду на те, що піщаники і вапняки обмежені тектонічними порушеннями, в піщаниках покрівлі містяться тільки незначні запаси статичних вод, а незначні шари вапняку знаходяться у верхніх шарах породного масиву.

Пласт С₆

Вугілля пласта марки Г чорне, матове з темними блискучими включеннями фюзена, злам нерівний, середньої міцності, простої будови, залягання спокійне, з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 10 – 19° із зменшенням кута падіння біля зони диз'юнктивних геологічних порушень до 6 – 10° і виходом під наноси ($h_n = 72$ м). Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

Вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах від 33,2 до 35,5 МДж/кг при середньому значенні 33,8 МДж/кг. Запаси по пласту C_6^1 в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_6^1

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{72-135}{112}$	$\frac{0,83-0,95}{0,9}$	1,24	1192,6

Основною покрівлею і підшовою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю та пісковика.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена піщанистими сірими сланцями з прошарками глинистого сланцю, середньої міцності $f=3-4$. Породи основної покрівлі пласта слабообвалювані A_2 .

Основна покрівля пласта представлена, переважно, піщаником (сірий з прожилками вуглистої речовини) міцністю $f=7-8$ і піщанистими сланцями (темно-сірий, слюдистий, перешаровуються з піщаником) міцністю $f=5$.

У безпосередній і основній підшіві пласта залягають шари піщанистого і глинистого сланцю міцністю $f=3-5$, середньої стійкості, і вугільний пласт C_0^6 потужністю 0,2 м.

Породи навколо пласта C_6^1 можна охарактеризувати як стійкі та середньої стійкості, за винятком зон тріщинуватості поблизу тектонічних порушень.

Водоносний горизонт приурочений до кам'яновугільних відкладень, пластового типу з напірною поверхнею. Висота напору досягає 55 м і більше. Питомий дебіт – 0,0036 – 0,067 л/с, K_f – 0,0048 – 0,7 м/доб. З огляду на наявність природних екранів, на межі ділянки №1 можна очікувати водоприплив до 5 – 6 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Пласт C_6

Вугілля пласт марки Г чорне, матове з блискучими прошарками, невеликими тріщинами, простої будови, тонкошарувате, середньої міцності. Залягання спокійне з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 9 – 18° з виходом під скид, де кут падіння пласта зменшується до 8 – 10°. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 31,8 – 35,9 МДж/кг при середньому значенні 33,2 МДж/кг. Запаси по пласту C_6 в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.26.

Основною покрівлею і підшовою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю та пісковика.

Таблиця 3.26 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту С₆

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{84 - 146}{128}$	$\frac{0,68 - 0,73}{0,7}$	1,25	932,4

Безпосередня підшошва представлена переважно піскуватим сланцем, темно-сірим з перешаруваннями глинистого сланцю і коефіцієнтом міцності $f = 3 - 4$. Породи покрівлі відносяться до середньообвалюваних А₂.

Основна покрівля представлена піскуватим і глинистим сланцем, щільним, середньої твердості з коефіцієнтом міцності $f = 3 - 4$. Породи основної покрівлі пласта очікуються середньообвалювані А₂.

Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, його величина змінюється від 45 до 82 м. Питомий дебіт – 0,00106 – 0,077 л/с, K_f – 0,004 – 0,55 м/доб. З огляду на наявність природних екранів, на межі ділянки №1 можна очікувати водоприплив до 4 – 6 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Пласт С₅¹

Вугілля пласта марки Г чорне, матове з темними блискучими включеннями фюзена, злам нерівний, середньої міцності, простої будови, залягання спокійне з падінням порід в північному і північно-східному напрямках, під кутом 7 – 18° з виходом під скид, де кут падіння зменшується до 6 – 10° при наближенні до диз'юнктивного геологічного порушення. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 30,3 – 35,6 МДж/кг при середньому значенні 33,1 МДж/кг. Запаси по пласту С₅¹ в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.27.

Таблиця 3.27 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту С₅¹

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
2А	$\frac{96 - 171}{141}$	$\frac{0,72 - 0,77}{0,75}$	1,25	1000,5

Основною покрівлею і підшовою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю і пісковика.

Безпосередня покрівля вугільного пласта С₅¹ представлена переважно піскуватим сланцем, темно-сірим, тонкозернистим, слюдистим з прошарками глинистого сланцю і дрібнозернистого пісковика, щільним, міцним, з коефіцієнтом міцності $f = 4 - 5$.

Основна покрівля представлена піщанистим сланцем (темно-сірий, шаруватий з прошарками дрібнозернистого пісковика, середньої твердості) з коефіцієнтом міцності $f = 4$ і піщаником (дрібнозернистий, кварцовий, щільний,

міцний) з коефіцієнтом міцності $f=7-9$. Породи основної покрівлі пласта очікуються середньообвалювані A_2 .

Безпосередньо під пластом залягає глинистий сланець потужністю 0,2 – 0,25 м, (темно-сірий, щільний) з коефіцієнтом міцності до $f=2-3$, далі подошва представлена піскуватим сланцем (сірий, слюдистий з прошарками пісковіку, середньої твердості) і піщаником (дрібнозернистий, кварцовий з дрібними прошарками сланцю, міцний) з коефіцієнтом міцності $f=6-8$. Сланці глинисті та піщанисті є надійним водоупором, що має забезпечити достатню герметичність реакційного каналу підземного газогенератора.

Водоносний горизонт тріщинувато-пластового типу, напірний, його величина змінюється від 58 до 88 м. Питомий дебіт – 0,0009 – 0,064 л/с, $K_f=0,0041-0,55$ м/доб. З огляду на наявність природних екранів, на межі ділянки №1 можна очікувати водоприплив до 3,6 – 5 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Пласт C_5

Вугілля пласта марки Г чорне, матове з темними блискучими включеннями фюзена, злам нерівний, середньої міцності, простої будови, залягання спокійне, з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 8 – 18° з виходом під скид, де кут падіння зменшується до 6 – 9° при наближенні до диз'юнктивного геологічного порушення. Спостерігається незначна кількість плікативних геологічних порушень у межах ділянки. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 34,3 – 36,1 МДж/кг, при середньому значенні 34,8 МДж/кг. Запаси по пласту C_5 в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.28.

Таблиця 3.28 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту C_5 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{107-183}{156}$	$\frac{0,67-0,75}{0,7}$	1,25	935,9

Основною покрівлею і подошвою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю і пісковіку.

Безпосередня покрівля пласта представлена переважно піскуватим сланцем, темно-сірим, слюдистим з прошарками глинистого сланцю і дрібнозернистого пісковіку, щільним, міцним з коефіцієнтом міцності $f=3-4$.

Основна покрівля представлена піщанистим сланцем (темно-сірий, шаруватий з прошарками дрібнозернистого пісковіку, середньої твердості) з коефіцієнтом міцності $f=3-4$ і піщаником (дрібнозернистий, кварцовий, щільний, міцний) з коефіцієнтом міцності $f=7-9$. Породи основної покрівлі пласта очікуються середньообвалювані A_2 .

Безпосередньо під вугільним пластом залягає глинистий сланець потужністю 0,4 – 1,0 м, темно-сірий, щільний з коефіцієнтом міцності до $f=2-3$, далі подошва представлена піскуватим сланцем (сірий, слюдистий з прошарками пісковіку, середньої твердості) і піщаником (дрібнозернистий, кварцовий з дрібними прошарками сланцю піщанистого, міцний) з коефіцієнтом міцності $f=4-5$.

Сланці глинисті та піщанисті є надійним водоупором, що має забезпечити достатню герметичність реакційного каналу підземного газогенератора. Водонесний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, його величина змінюється від 58 до 96 м. Питома дебіт – 0,0009 – 0,062 л/с, $K_{\phi} - 0,0039 - 0,54$ м/доб. З огляду на наявність природних екранів, на межі ділянки №1 можна очікувати водоприплив до 3,4 – 5 м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Пласт С₄²

Вугілля пласта марки Г чорне, матове з темними блискучими включеннями фюзену, злам нерівний, середньої міцності, простої будови, залягання спокійне з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом 8 – 19° з виходом під скид, де кут падіння зменшується до 8 – 9° при наближенні до диз'юнктивного геологічного порушення. Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3.17.

З таблиці видно, що вугілля пласта малозольне, малосірчисте. Теплота згоряння палива змінюється в межах 31,2 – 34,4 МДж/кг при середньому значенні 33,8 МДж/кг. Запаси по пласту С₄² в межах досліджуваної ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.29.

Таблиця 3.29 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту С₄² в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина залягання, м	Потужність, м	Об'ємна маса, т/м ³	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{129-201}{197}$	$\frac{0,5-0,59}{0,55}$	1,25	707,5

Основною покрівлею і подошвою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу, представлені чергуванням шарів глинистого, піщанистого сланцю і пісковіку.

Безпосередня покрівля пласта представлена переважно піскуватим сланцем (темно-сірий, слюдистий з прошарками дрібнозернистого пісковіку і глинистого сланцю, середньої твердості) з коефіцієнтом міцності $f=3-4$.

Основна покрівля представлена передусім піскуватим (сірий, слюдистий з прошарками глинистого сланцю і пісковіку, середньої твердості) і глинистим сланцем (темно-сірий з прошарками піщанистого сланцю і залишками флори, середньої твердості) сланцем, щільним, середньої твердості, з коефіцієнтом міцності $f=3-4$. Породи основної покрівлі пласта очікуються слабообвалювані А₂.

Безпосередня подошва пласта представлена піскуватим сланцем (темно-сірий, грудкуватий з обвугленою флорою, щільний) змінної міцності $f = 2 - 4$ потужністю $0,6 - 0,65$ м. Далі подошва представлена шаром піщанистого сланцю (темно-сірий, слюдистий з прошарками пісковика, середньої твердості) з коефіцієнтом міцності $f = 4$.

Водоносний горизонт пластово-тріщинуватого типу, напірний, його величина змінюється від 58 м до 107 м. Питомий дебіт – $0,0010 - 0,065$ л/с, $K_{\phi} = 0,0045 - 0,68$ м/доб. З огляду на наявність природних екранів, на межі ділянки №1 можна очікувати водопріплив до $4,8 - 6,9$ м³/год. Надходження води буде відбуватися з верхнього горизонту.

Враховуючи відстань ($h = 10,2$ м) між пластом C_3^4 (потужність $0,14 - 0,23$ м) і C_2^4 і характеристики активних деформацій подошви пласта C_3^4 при вигазовуванні вугільного пласта $C_2^4 - 4,5$ м, вплив вугільного пласта C_3^4 на процес газифікації спостерігатись не буде. Відстані між вугільними пластами свити наведено в таблиці 3.30.

Таблиця 3.30 – Відстані між вугільними пластами свити

Номер ділянки	Відстань між вугільними пластами свити ділянки СПГВ				
	$C_8 - C_6^1$	$C_6^1 - C_6$	$C_6 - C_5^1$	$C_5^1 - C_5$	$C_5C_4^2$
1	$\frac{18 - 27}{25}$	$\frac{10 - 15}{12}$	$\frac{12 - 23}{17}$	$\frac{10 - 16}{12}$	$\frac{18 - 27}{23}$

Критерії придатності вугільних пластів ділянки №1 до свердловинної підземної газифікації вугілля представлені в таблицях 3.31 і 3.32.

Таблиця 3.31 – Основні критерії доцільності підземної газифікації кам'яно-вугільних пластів по ділянці №1

Вугільні пласти Г, ДГ	m, м	A _C , %	Структура вугільного пласта		Бічні породи (покрівля, подошва); сумарна			Вмісти сірки в пласті; S _с , %
			Відношення потужності прошарків до потужності пласта; m_{np}/m	Розповсюдження прошарків по площі ділянки	Потужність глин або інших малопроникних порід в покрівлі; h^1 , м $h^1/m > H_{обв}$	Потужність глин або інших малопроникних порід в подошві; h , м $H \geq 2,0$ м	Відстань від покрівлі пласта до окремих сильно проникних шарів або неосушених водоносних горизонтів (h_2); $h_2 > h_m$, h_m – висота зони тріщин, м	
C_6^1	0,90	6,9 – 12	–	–	$14,3 > 8,1$	$9,6 > 2$	$24,5 > 10,8$	1,9
C_6	0,70	6,2 – 18	–	–	$12,5 > 6,3$	$7,3 > 2$	$11,2 > 8,4$	1,9
C_5^1	0,75	10 – 21	–	–	$13,2 > 6,8$	$5,5 > 2$	$15,75 > 9,0$	1,1
C_5	0,70	5,9 – 16	–	–	$10,1 > 6,3$	$6,2 > 2$	$11,4 > 8,4$	1,9
C_4^2	0,55	9,2 – 17	–	–	$18,4 > 5,5$	$7,8 > 2$	$22,6 > 6,7$	2,5

$H_{обв}$ – висота зони безладного обвалення по відношенню до потужності пласта, $h_{обв}/m$

Продовження таблиці 3.31

Вугільні пласти	Мінімальна безпечна глибина розробки (H_b , м) і кут падіння пласта $\alpha = 0^\circ$ до 45° , $H/m \geq 15$, де $n = 15$ $H_b = m \cdot n$	Тектонічні порушення $L_H \geq L_G$	$Q_{\text{пов}}$, МДж /м ³	$Q_{\text{кис}}$, МДж /м ³	$Q_{\text{пов}}$, МДж/ м ³	$Q_{\text{кис}}$, МДж /м ³	Співвідношення газопроникності вугілля і порід
			Водоприплив в реакційний канал, м ³ /т		Вологість газу СПГВ, г/м ³		
C_6^1	$69,8\text{м} > 15$; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	4,4	2,8	445	238	21 – 38
C_6	$69,8\text{м} > 15$; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	4,15	2,17	429	234	17 – 29
C_5^1	$69,8\text{м} > 15$; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	4,23	2,25	387	231	18 – 34
C_5	$69,8\text{м} > 15$; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	4,04	2,20	375	220	18 – 36
C_4^2	$69,8\text{м} > 15$; $H_b = 15$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,60	1,98	411	235	20 – 37

L_H – відстань між геологічними порушеннями; м; L_G – довжина підземного газогенератора, м

Таблиця 3.32 – Коефіцієнт придатності кам'яновугільних пластів ділянки №1 до СПГВ

Вугільний пласт	Геологічний чинник						Гідрогеологічний чинник					
	Запаси і марка вугілля	Потужність Вугільного пласта	Структура і текстура пласта	Зольність вугілля	Глибина розробки	Порушеність ділянки СПГВ	Літологія бокових порід		Обводненість і проникність порід	Водоприплив в газогенератор і реакційний канал	Обводненість пласта	Проникність пласта
							Покрівля	Підшва				
	1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
C_6^1	0,82	0,56	0,82	0,80	0,83	0,76	0,80	0,9	0,62	0,61	0,8	0,85
C_6	0,81	0,52	0,84	0,78	0,81	0,78	0,80	0,85	0,62	0,60	0,89	0,86
C_5^1	0,77	0,57	0,80	0,82	0,80	0,75	0,82	0,91	0,62	0,63	0,80	0,82
C_5	0,76	0,56	0,80	0,80	0,78	0,74	0,81	0,86	0,58	0,56	0,88	0,88
C_4^2	0,73	0,54	0,77	0,80	0,77	0,74	0,81	0,88	0,58	0,56	0,86	0,89

Гірничотехнічний чинник							Коефіцієнт придатності вугільних пластів до СПГВ
Вугільний пласт	Гірничий тиск	Втрати вугілля в надрах	Втрати дугтя і газу	Охорона навколишнього середовища	Тепловтрати	Наявність споживачів продуктів газифікації	
12	13	14	15	16	17	18	19
C_6^1	0,82	0,84	0,80	0,82	0,54	0,8	0,76
C_6	0,80	0,82	0,80	0,77	0,52	0,8	0,74
C_5^1	0,80	0,82	0,82	0,80	0,50	0,8	0,77
C_5	0,82	0,86	0,83	0,81	0,51	0,8	0,78
C_4^2	0,81	0,82	0,81	0,78	0,50	0,8	0,78

Висновки

Придатність до свердловинної підземної газифікації вугільних пластів Соленівської кам'яновугільної площі обґрунтовувалася з урахуванням аналізу фактичного матеріалу, отриманого при газифікації малопотужних, кам'яновугільних пластів на станціях «Підземгаз», проведених досліджень на експериментальних шахтних газогенераторах і стендових установках, гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів, а також рельєфу місцевості та розгалуженості інфраструктури.

Виходячи з інформаційного матеріалу, аналізу результатів досліджень, встановлено коефіцієнт придатності вугільних пластів до СПГВ на Соленівській кам'яновугільній площі, які відображають гірничо-геологічні, гірничотехнічні та інфраструктурні особливості кам'яновугільного родовища.

На ділянці №2А, згідно обґрунтованих критеріїв, пропонується для підготовки й експлуатації експериментального підземного газогенератора, пласт C_5 . Межами ділянки підземної газифікації є природні екрани (диз'юнктивні порушення), що забезпечують герметизацію ділянки за нашаруванням. Глибина залягання свити пластів 75 – 280 м і міжпластова відстань – 34 – 87 м забезпечують безпеку вигазовування пластів відповідно до їх потужності – 0,55 – 0,78 м. Потужність вигазовуваних пластів знаходиться у нижніх межах критеріїв придатності, але при існуючих технологічних і технічних рішеннях може забезпечуватися висока ефективність процесу газифікації. У цих умовах очікуваний водоприплив у підземний газогенератор складе 1 – 3 м³/год (за гідрогеологічним чинником дана ділянка вимагає додаткової розвідки).

Виходячи з аналізу чинників, що впливають на процес газифікації вугільних пластів свити ділянки 2А, відповідно до критеріїв, пласти ділянки можуть бути відпрацьовані за допомогою технології СПГВ.

Встановлено критерії придатності вугільних пластів ділянки №1 за гірничо-геологічним чинником, який обумовлений наявністю на межі ділянки природних екранів (диз'юнктивних порушень), що забезпечують достатню

герметизацію ділянки за нашаруванням. Глибина залягання свити пластів дає можливість забезпечити ефективність і безпеку відпрацювання пластів. Потужність вугільних пластів свити знаходиться в межах 0,5 – 0,9 м, що обумовлено нижньою межею в умовах придатності пластів до СПГВ. При існуючих технологічних і технічних розробках можливо забезпечення ефективності та надійності процесу вигазування вугільних пластів ділянки №1. У цих умовах очікуваний водопріплив у підземний газогенератор складе 3 – 5,4 м³/год (за гідрогеологічним чинником дана ділянка вимагає додаткової розвідки).

З огляду на чинники, що впливають на процес газифікації ділянки №1, можна констатувати, що отримані критерії придатності до газифікації вугільних пластів ділянки №1 більш сприятливі за низкою критеріїв СПГВ, у порівнянні з ділянкою 2А.

3.4 Обґрунтування придатності вугільних пластів Селезнівської кам'яновугільної площі до СПГВ

3.4.1 Геологічні умови Селезнівської кам'яновугільної площі

В адміністративному відношенні Селезнівська площа знаходиться в західній частині Луганської області. Територія ділянки має розвинену інфраструктуру з розгалуженою мережею автодорожніх і залізничних магістралей. Великими вузловими станціями є м. Дебальцеве, смт. Чорнухіне, м. Зорінськ. На території Селезнівської площі розташована низка діючих вугледобувних підприємств: шахта Вергелівська, Ніканор Нова, Ломоватська.

Вуглеутворення Селезнівської площі приурочене до середньої та пізньої стадії катагенезу. В тектонічному відношенні Селезнівська площа має пологі регіональні та локальні складчасті структури, насуви, до 5–7 простих ефективних вугільних пластів, в яких зосереджено 29,4% загальної кількості запасів вугілля. Глибина відпрацювання до 1000 м. Глибина підрахунку запасів до 1700 м. Різноманітний марочний склад. Для шахт об'єднань «Луганськвугілля» характерна інтенсивна метаноносність, небезпека раптових викидів і гірських ударів.

Раптові викиди вугілля і газу відбуваються при проведенні гірничих виробок за кутом падіння (підготовчих і очисних), а також при розкритті пласта. У будь-якому випадку в виробку викидається велика кількість вугілля (від декількох до сотень і навіть тисяч тон. Інтенсивність раптових викидів коливається в межах 2–7 на 1000 т вугілля, а дальність – в межах 2–45 м. З глибиною інтенсивність і обсяг викидів збільшуються в середньому від 44 тонн на глибині 400 м і до 1000 т на глибині 700 м. Викиди вугілля і газу спостерігаються у вугіллі всіх марок, при будь-якому куті падіння порід і в різних гірничих виробках. Найчастіше вони відбуваються при крутому заляганні пластів на глибинах 200–300 м і особливо в тих гірничих виробках, де концентруються напруження, обумовлені гірським тиском (райони Центрального Донбасу і північного крила Селезнівської площі). Зі збільшенням глибини кількість викидів, як правило, збільшується. Попередження раптових викидів при експлуатації ведеться різними способами, які спрямовані на розвантаження пласта від гірського тиску та його дегазацію шляхом випереджаючого відпрацювання.

Вугільні пласти свити $c_2^5 - c_2^6$, c_2^7 Селезнівської площі мають VI–VIII ступінь метаморфізму і віднесені до середньо-верхньокарбової вугільної формації. Марочний склад вугілля К, ПС, П, переважаючий складу П.

Ділянка розташована в Бахмутській улоговині з розвиненою системою лінійних антиклінальних і синклінальних складок, численними розривними диз'юнктивними порушеннями.

Селезнівська вугленосна площа містить такі розвідані ділянки: Чорнухінська, Боржиківська Північна і Південна, Санжарівська ділянка і поля двох закритих шахт «Комісарівська» і шахта «ім. Косіора» (рис. 3.25).

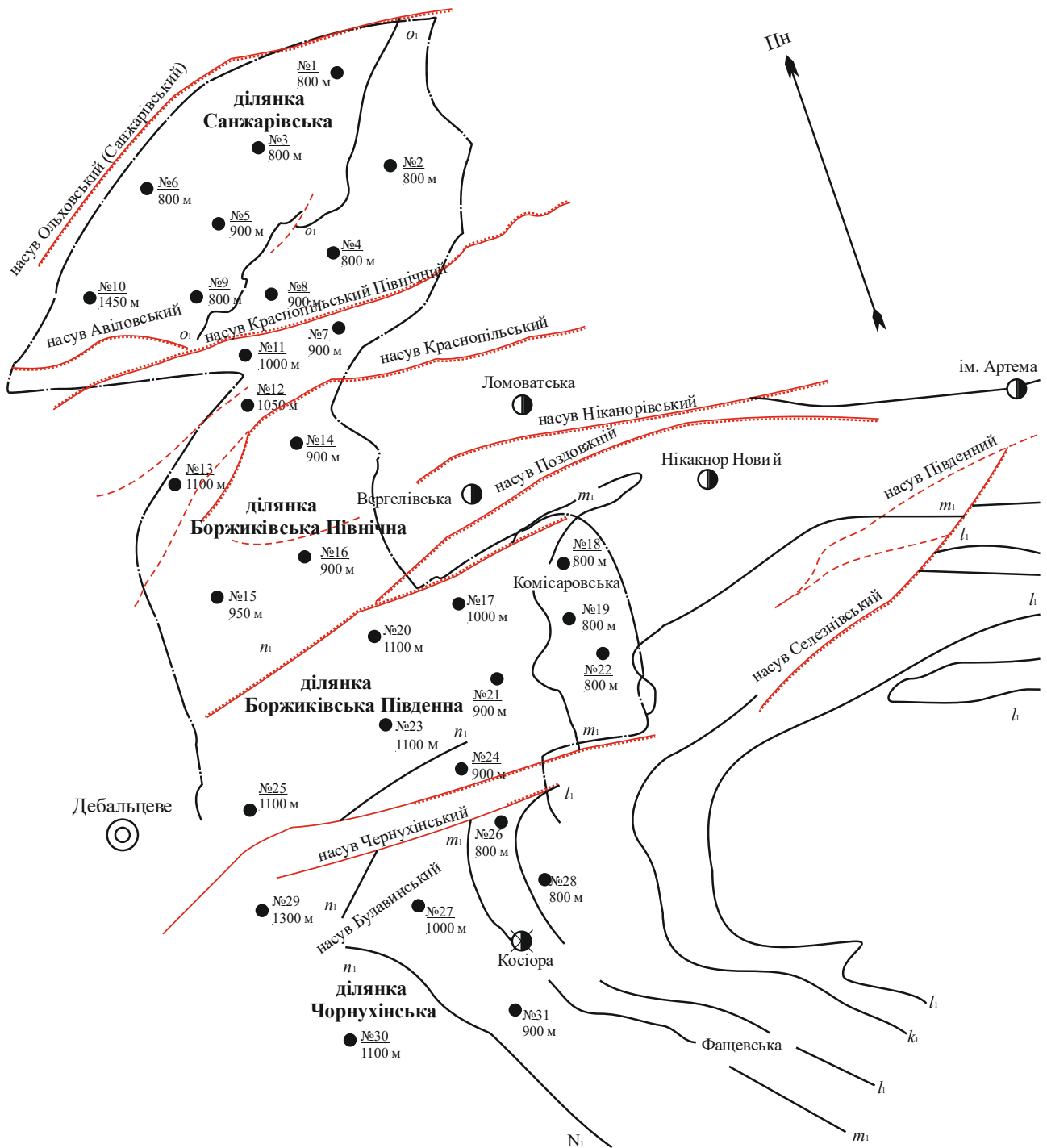


Рисунок 3.25 – Розташування ділянки СПГВ

Гірничими роботами розкриті вугільні пласти $l_4, l_1^1, k_7, k_5, l_6^B, l_5, l_3, l_1, l_6^B, l_4^B$ трьох свит: C_2^7, C_2^6, C_2^5 (табл. 3.33). Запаси, марка і склад вугілля наведено в табл. 3.34.

Загальні запаси вугілля по ділянці досягають 1 млрд т. Робочої потужності 0,7 – 1,3 м досягають 14 вугільних пластів. За ступенем метаморфізму вугілля в межах ділянки відносяться в основному до марки П. За проектною потужністю всі робочі пласти віднесені до групи тонких. Вугільні пласти Селезнівської площі середньої зольності ($A^d = 13 - 44\%$), середня пластова зольність становить 29,5%, а очікувана експлуатаційна – 20,6 – 31,2%.

Таблиця 3.33 – Структура і потужність вугільних пластів а також зольність вугілля по закритих шахтах

Найменування шахти	Символ пласта	Марка вугілля	A^d , %	S_t^d , %	Глибина розробки, м	Потужність пласта (середня), м	Кут падіння пласта, град	Несправжня покрівля аргіліт	Приплив води у виробці м ³ /год
ім. Косіора	l_4	П	36,1	3,6	350	1,22	16 – 28	0,2 – 0,8	30
	l_1^1	П	22,3	3,2	540	0,75	7	0,1 – 0,8	80
	k_7	П	33,2	1,9	675	1,30	16 – 20	0,1 – 0,5	80
	k_5	П	39,2	2,1	675	1,30	14 – 22	0,1 – 0,3	60
«Комісарівська»	l_6^B	П	16,7	4,9	270	1,35	0 – 16	аргіліт	60
	l_5	П	16	3,8	160	0,80	5	0,2 – 0,4	15
	l_3	П	41,2	3,2	160	1,00	8	0,2 – 0,4	10
	l_1	П	22,1	3,8	270	0,90	7	0,1 – 0,8	20
«Ніканор»	l_6^B	П	15,2	4,4	340	1,35	5 – 11		6
	l_5	П	22,9	3,0	385	1,00	1 – 24		5
	l_4^B	П	13	2,4	390	1,00	0 – 7	вапняк	7

Таблиця 3.34 – Запаси, марка і склад вугілля

Найменування шахти і ділянки	Марка вугілля	A^d , %	S_t^d , %	V , %	Запаси А+В+С, млн т
шахта «Комісарівська»	Т	22,7	4,7	8	30,0
ділянка «Боржиківська – Північна»	Т	14 – 21	1,8 – 4,5	8 – 9	69,9
ділянка «Боржиківська – Глибока»	Т	14 – 21	1,8 – 4,5	9	315,0
шахта «Ломоватська»	ОС, Т	25,7	3,6	20 – 9	35,0
ділянка «Боржиківська – Південна»	Т	13 – 27	1,5 – 4,3	9	236,3
ділянка «Чорнухінська» шахта ім. Косіора	Т	35,5	3,0	8 – 10	99,4

За комплексом показників якості вугілля пласти відповідають V і VI стадіям метаморфізму. Вугілля пластів середньосірчисте ($S_t^d = 1,9 - 2,4\%$), вугільні пласти l_4 , l_5 , l_1 , l_6^B віднесені до сірчистих ($S_t^d = 3,2 - 4,4\%$). Теплота згоряння вугілля складає 33,7 – 38,8 МДж/кг.

Потужність вугільних пластів на ділянках змінюється в межах 0,55 – 1,3 м, глибина залягання пластів коливається від 100 – 300 до 1700 м і глибше. Залягання порід у цілому полого та похиле і становить 9 – 37°, вугільні пласти простої та складної будови (табл. 3.35, 3.36).

У цілому по ділянці пласти відносяться до невитриманих за потужністю через виклинювання. Вугілля переважно напівматове, штрихувате, смугасте, блискуче (l_6 , l_5 , l_1 , l_4^B , l_5) і перехідне від напівматового до блискучого (m_2 , m_3 , m_6^1 , m_6^2 , k_7 , k_5). Вугілля тріщинувате, по стінках тріщин відзначено наявність плівки кальциту, спостерігаються наявність лінз і примазки фюзену, відзначені включення піриту у вигляді лінз.

Таблиця 3.35 – Глибина залягання і марка вугільних пластів

Символ пласта	Потужність пласта (середня), м	Марка вугілля	Верхня границя, м	Нижня границя, м
m_6^2	0,58	К, ПС,П	-150	-800
m_6^1	0,74	–	–	–
m_5	0,67	–	–	–
m_3	0,81	–	–	–
l_6^B	1,11	П	–	–
l_4	1,30	П	–	–
l_3	1,09	П	–	–
m_7	0,64	П	вихід пласта -900	
m_6^2	0,55	П	–	–
m_6^1	0,67	П	–	–
m_5	0,77	П	–	–
m_4	0,75	П	-200	–
m_3	0,84	П	–	–
l_6^B	1,04	П	–	–
l_5	0,76	П	–	–
l_4^B	1,03	П	–	–
l_3	1,01	П	–	–
k_7^B	0,61	П	–	–
k_6	0,90	П	–	–
k_5	0,77	П	–	–
k_3^B	1,02	П	–	–
m_7	1,19	П	-100	-1200
m_6^1	0,59	П	–	–
m_3	0,80	П	–	–
m_2	0,60	П	–	–
l_6	1,18	П	-150	-1200
l_5	0,75	П	-100	–
l_1	0,83	П	-100	–
k_7^B	0,72	П	-300	–
k_6	0,78	П	-300	–
k_5	0,87	П	-300	–
k_3^B	1,28	П	-300	–

Таблиця 3.36 – Показники по ділянках, глибина залягання

Символ пласта	«Боржиківський – Північний»	«Боржиківський – Південний»	Примітка
m_7	<u>0,4 – 0,6</u> 15 – 355	<u>0,55 – 0,67</u> 85 – 290	потужність глибина залягання
m_6^2	<u>0,50</u> 15 – 415	<u>0,40</u> 110 – 320	неробочий невитриманий
m_6^1	<u>0,55 – 0,71</u> 165 – 470	<u>0,55 – 0,67</u> 203 – 402	схильний до розмиву невитриманий
m_3	<u>0,80 – 0,90</u> 365 – 665	<u>0,75 – 0,84</u> 477 – 650	забалансовий, проста будову
m_2	<u>0,25 – 0,52</u> 370 – 710	<u>0,65</u> 477 – 685	схильний до розмиву невитриманий
l_6	<u>1,10</u> 580 – 900	<u>1,10</u> 655 – 865	невитриманий
l_5	<u>0,69 – 0,84</u> 765 – 955	<u>0,75</u> 695 – 910	відносно невитриманий

Мікроскопічно вугілля пластів ділянки переважно вітринітове з прошарками вітриніту, по пластах k_7 , k_5 і l_6 , l_5 , l_1 відзначено перешарування вітриніту, по пластах m_6^1 , m_6^2 і m_3 відзначено чергування різних літотипів (кларену, кларен-дюрену і дюрен-кларену), що підтверджується хіміко-технологічними показниками:

– вихід летких речовин 7 – 11%, нелеткий залишок, неспікливе, порошкоподібне або слабоспікливе;

– вміст вуглецю 80 – 93%, вища теплота згоряння вугілля 32,41 – 38,19, нижча теплота згоряння робочої маси вугілля 23,86 – 31,04 МДж/кг;

– щільність вугілля змінюється в межах 1,38 – 1,52 т/м³, вміст фосфору в вугіллі – 0,026 – 0,045%, вміст водню – 3,6 – 4,3%;

– температура займання вугілля Селезнівської площі змінюється в межах 550 – 620°C марки ПС, 648 – 785°C – марки П.

У східній частині ділянки знаходяться поля діючих шахт: «Ломоватська», «Вергелівська», «Ніканор-Нова», які відпрацьовують вугільні пласти на глибинах 500 – 700 м. На цих же глибинах працювали закриті шахти ім. Косіора і «Комісарівська», поля яких входять у межі даної ділянки.

Відпрацювання вугільних пластів вищезазначеними шахтами, на глибинах понад 400 м супроводжувалося проявом раптових викидів вугілля і газу. Це обумовлено як високою газоносністю вугільних пластів, так і розвитком малоамплітудної розривної та плікативної тектоніки, до якої приурочені викидонебезпечні зони. З глибиною залягання вугільних пластів інтенсивність таких проявів збільшиться, що підтверджується збільшенням як газоносності вугільних пластів, так і газонасиченістю пісковиків.

Шахтні води за своїм хімічним складом переважно хлоридно-гідрокарбонато-натрієві з $pH = 7,2 - 8,5$. Величина мінералізації шахтних вод коливається від 1,5 до 25,5 г/л, вміст солі 10,2 г/л, жорсткість 3,4 мг·екв/л. Усереднений хімічний склад шахтних вод наведено в табл. 3.37.

Таблиця 3.37 – Усереднений хімічний склад шахтних вод

Жорсткість, мг екв/л	Сухий залишок, мг/л	K ⁺ мг/л	Na ⁺ мг/л	Ca ⁺⁺ мг/л	Mg ⁺⁺ мг/л	Cl ⁻ мг/л	SO ₄ мг/л	HCO ₃ мг/л	NO ₃ мг/л	Fe ³⁺ мг/л
3 – 10,5	12560	28	4780	170	85	6300	710	-210	-29,2	3,74

Аналізуючи макрокомпонентний склад шахтних вод, можна відзначити, що вміст хлор-іона в них повсюдно перевищує ГДК, причому нерідко в кілька десятків разів, досягаючи максимального значення 17812 мг/л (при ГДК 350 мг/л). Аналогічна ситуація характерна і для сульфат-іона, вміст якого в шахтних водах нерідко перевищує ГДК, а максимальне значення становить 1419,3 мг/л (ГДК = 500 мг/л).

Гідрогеологічні умови характеризуються різним ступенем складності. На більшості шахт при веденні робіт на глибинах 120 – 180 м, з кутом падіння пластів 14 – 260° і виходом під наноси, водоприплив становить 25 – 80 м³/год, зі збільшенням глибини розробки понад 180 м спостерігається зниження водоприпливу в межах 4 – 16 м³/год.

Тектонічні структури Селезнівської площі віднесені до третього і четвертого класів складності та характеризуються низкою плікативних і диз'юнктивних порушень. На ділянці «Чорнухінська» великими диз'юнктивними порушеннями є Буловенський і Чорнухінський насуви, що мають значну протяжність у північно-східному напрямку і є природною межею з ділянкою «Боржиківська Південна». «Боржиківська Південна» ділянка з півночі від «Боржиківської Північної» ділянки відділена Мануїловським насувом на протяжністю в північно-східному напрямку. Боржиківські ділянки мають низку середніх і великих насувів. На півночі ділянки розташований Степовий насув з протяжністю в північно-східному напрямку.

За ступенем складності залягання вугільних пластів обумовлене досить спокійними структурними особливостями, відповідно ділянки можна віднести до групи відносно простих. Залягання пластів непорушене (горизонтальне, полого-хвилясте), при порушеному заляганні елементи складчастих структур витримані. Складчастість дрібніших структур розвинена слабо. Великі розривні порушення поділяють Селезнівську площу на блоки (ділянки), в межах ділянки елементи залягання шаруватого масиву витримані, диз'юнктивні порушення дрібнішого порядку мають обмежене поширення.

Попередній вибір ділянок СПГВ на Селезнівській площі проводився по трьох ділянках: Чорнухінській, Боржиківській-Північній і Південній з урахуванням критеріїв оцінки придатності до процесу підземної газифікації. Надалі слід більш детально вивчити гірничо-геологічні умови в місці закладення підземних газогенераторів Селезнівської площі у міру ведення проектно-підготовчих робіт з СПГВ.

3.4.2 Ділянка №1 Чорнухінська

Ділянка Чорнухінська розташована в південній частині Селезнівської площі, яка знаходиться в Перевальському районі Луганської області, примикає до східного схилу Українського кристалічного щита і простягається з півдня на північ. У центрі території ділянки №1 розташоване смт. Чорнухіне і закрита шахта ім. Косіора. На відстані 11-ти кілометрів на північний захід знаходиться м. Дебальцеве, по території ділянки прокладені автостради та залізниці державного і регіонального значення.

Ділянка №1 обмежена з півночі Чорнухінським та Буловенським насувами. В центральній частині ділянки відходить дрібне відгалуження – скид №11 ($H = 0,1 - 0,32$ м). Має розміри за простяганням – 4520 м і падінню – 3387 м. Площа ділянки – 15309240 м² (рис. 3.26, 3.27).

У межах ділянки залягають до 10 вугільних пластів, з яких лише 7 мають витриману робочу потужність ($m \geq 0,5$ м). Вугілля належить до марки П. З цих вугільних пластів для підземної газифікації, в першу чергу, підходять по одному з основних критеріїв – потужність, пласти l_1^1 , l_6 , k_8 . Ці пласти відпрацьовуються для створення в свиті екранних і дренажних систем, які забезпечать ефективність вигазовування свити вугільних пластів.

Нижче наводиться характеристика вугільних пластів за всіма критеріями з метою визначення їх придатності до СПГВ.

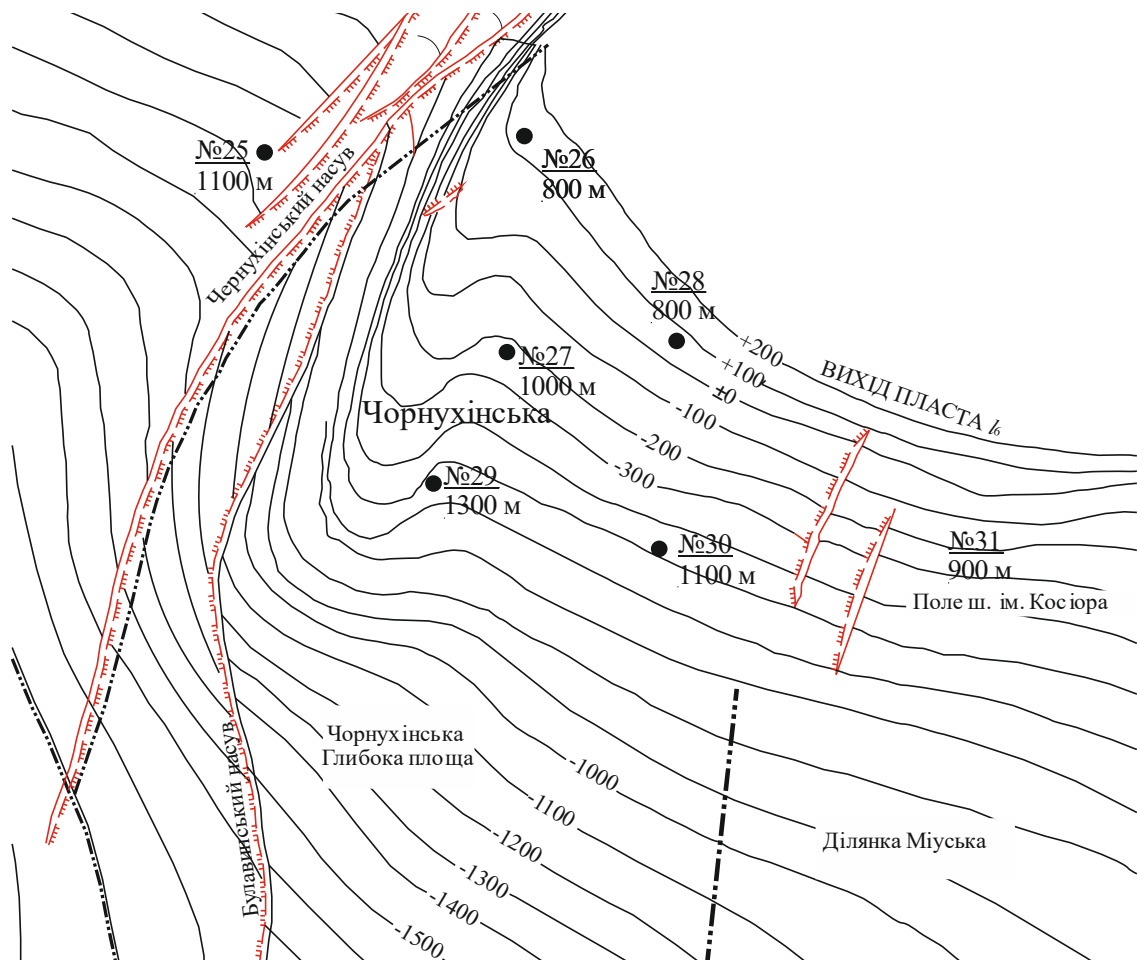


Рисунок 3.26 – Розташування Чорнухінської ділянки

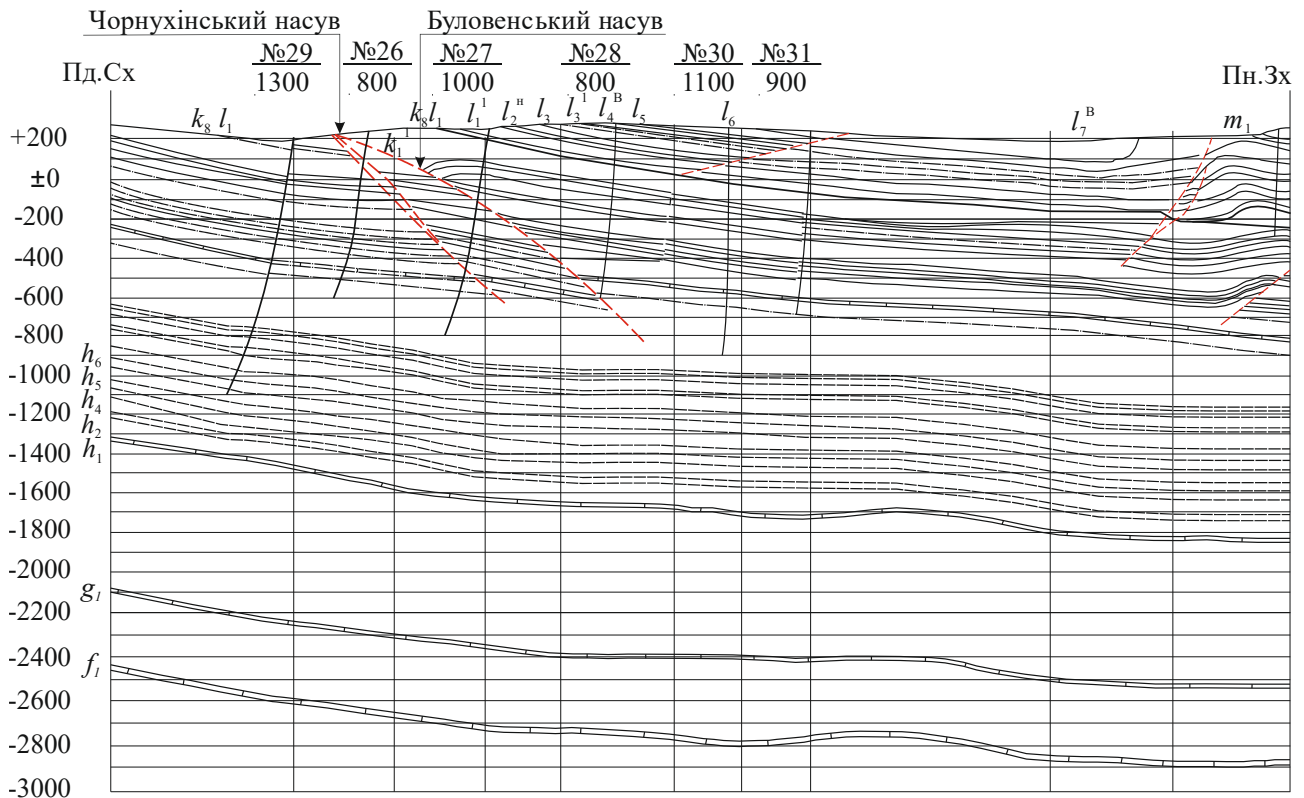


Рисунок 3.27 – Геологічний розріз Чорнухінської ділянки

Пласт l_1^1

Пласт складної будови, поділений на дві пачки (рис. 3.28). Потужність верхньої пачки вугілля – 0,42 м, прошарку (глинистий сланець) – 0,05 м, нижньої пачки – 0,38 м.

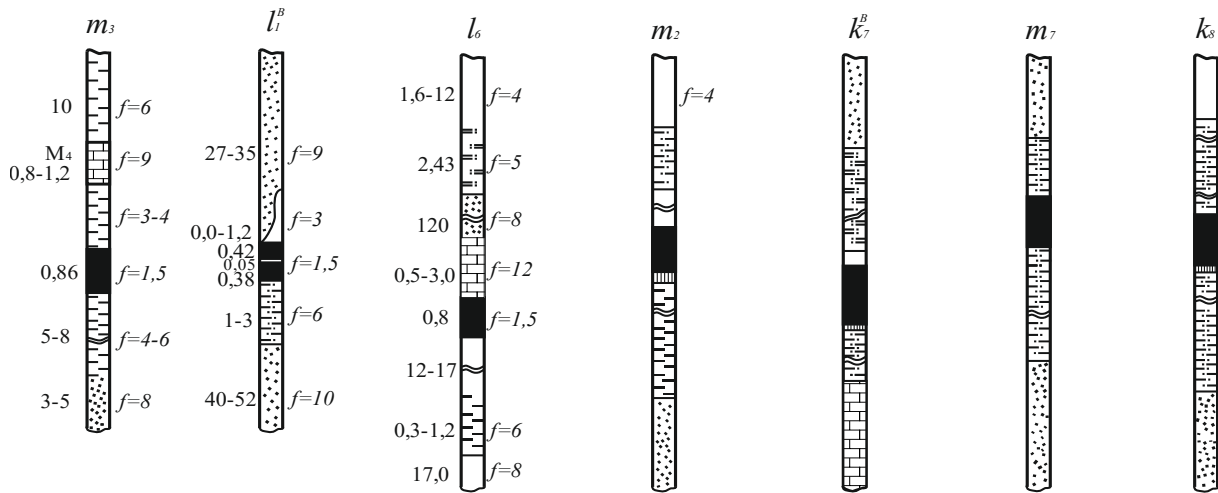


Рисунок 3.28 – Структурна колонка вугільних пластів

Залягання пласта спокійне з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом $6 - 7^\circ$, збільшується до зони виходу пласта під наноси до $9 - 14^\circ$.

Вугілля пласта середньої зольності, сірчисте. Теплота згоряння вугілля змінюється в межах від 32,4 до 34,1 МДж/кг при середньому значенні 33,4 МДж/кг. Нижча теплота згоряння 26,5 МДж/кг.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту l_1^1 у межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.38 і 3.39.

Таблиця 3.38 – Якісні характеристики вугілля, пласта l_1^1

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
6	21,2	3,2	9,2	89	4,4	3,8	1,43

Таблиця 3.39 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту l_1^1 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{78 - 360}{256}$	$\frac{0,81 - 1,04}{0,88}$	П	7576299,8

Основною покрівлею і підшовою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу свити C_2^6 , представлені чергуванням шарів піщанистого сланцю і пісковика.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена пісковиком ($f = 9 - 10$), відшаровується глинистим сланцем ($f = 3 - 4$) середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля пласта представлена переважно піщаником міцністю $f=10$, важкообвалювана стійкість A_5 . Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,26 - 0,59$ м/доб.

Безпосередньою та основною покрівлею пласта є переважно піщаник ($f=8-9$) і піщанистий сланець ($f=4$), стійкий і середньої стійкості B_4-B_5 . Коефіцієнт фільтрації порід підшоши пласта $K_{\phi} = 0,3 - 0,58$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод до горизонту 120 м. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить $28 - 41$ м³/год. При збільшенні глибини приплив зменшується до $15 - 7$ м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,66 - 0,82$ м/доб.

Пласт l_6

Пласт простої будови, по потужності витриманий, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом $9 - 11^\circ$, збільшується до виходу пласта під наноси зон тектонічних до $12 - 17^\circ$.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту l_6 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в табл. 3.40 і 3.41.

Таблиця 3.40 – Якісна характеристика вугілля по пласту l_6

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	1,39
7	11,4	2,8	8,8	90,5	4,35	4	

Таблиця 3.41 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту l_6 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{100-390}{288}$	$\frac{0,71-1,19}{0,92}$	Т	8109645,7

З табл. 3.40 видно, що вугілля зольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах $32,5 - 35,1$ МДж/кг при середньому значенні $34,3$. Нижча теплота згоряння $26,9$ МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею є кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів глинистого і піщанистого сланцю міцністю $f=5-7$. Безпосередня покрівля середньої стійкості B_4 .

Основна покрівля очікується середньообвалювана A_4 . Породи покрівлі представлені глинистим сланцем ($f=4-5$), піщаником ($f=9-11$). Безпосередня підшошва представлена переважно глинистим сланцем ($f=3-5$), основна покрівля піщанистим сланцем ($f=6-7$). Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,3 - 0,56$ м/доб, підшоши $K_{\phi} = 0,29 - 0,61$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод до горизонту 120 м. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить $34 - 60$ м³/год. При збільшенні глибини приплив зменшується до $12 - 7$ м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,64 - 0,85$ м/доб.

Пласт k_8

Пласт простої будови, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом $14 - 17^\circ$, збільшується в місці виходу пласта під наноси зон тектонічних до $18 - 21^\circ$.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту k_8 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведені в табл. 3.42 і 3.43.

Таблиця 3.42 – Якісна характеристика вугілля по пласта k_8

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
8,6	16,2	3,0	8,5	92,1	4,5	3,9	1,4

Таблиця 3.43. – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту k_8 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
1	$\frac{90 - 411}{304}$	$\frac{0,83 - 1,14}{0,98}$	Т	7680129,6

З табл. 3.42 видно, що вугілля зольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах $32,8 - 35,4$ МДж/кг при середньому значенні $34,2$. Нижча теплота згоряння $27,1$ МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею пласта є кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів глинистого і піщанистого сланцю, міцністю $f = 4 - 8$. Безпосередня покрівля середньої стійкості Б₄.

Породи основної покрівлі очікуються середньообвалювані А₄. Основна покрівля представлена глинистим ($f = 5$) і піщанистими сланцями ($f = 8$). Безпосередня покрівля представлена переважно глинистим ($f = 5$), основна підшва піщанистим сланцем ($f = 7 - 8$). Коефіцієнт фільтрації породних шарів покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,27 - 0,55$ м/доб, підшви $K_{\phi} = 0,3 - 0,59$.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод до горизонту 120 м. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить $41 - 78$ м³/год. При збільшенні глибини приплив зменшується до $10 - 5$ м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,61 - 0,86$ м/доб.

3.4.3 Ділянка №2 Боржиківська Південна

Ділянка Боржиківська Південна (рис. 3.29, 3.30) розташована в центральній частині Селезнівської площі, яка знаходиться в Перевальському районі Луганської області. Примикає до східного схилу Українського кристалічного щита і простягається з півдня на північ. На території ділянки в центральній його частині розташоване с. Комісарівка, на північному сході знаходиться залізничний вузол м. Зорінськ і закрита шахта «Комісарівська». На відстані 6-ти км на захід від ділянки знаходиться великий залізничний вузол м. Дебальцеве. По території ділянки №2 проходять автостради та залізниця державного і регіонального значення.

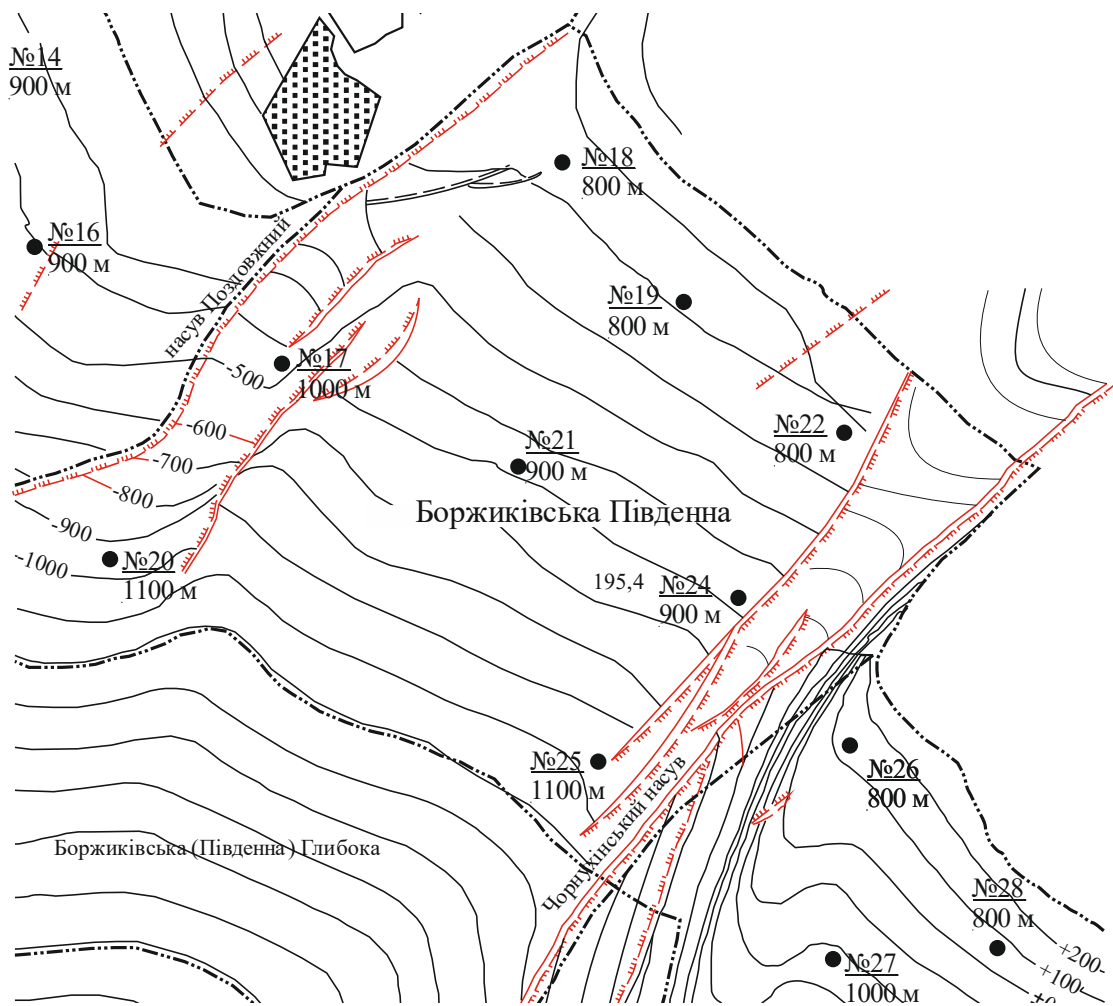


Рисунок 3.29 – Розташування ділянки Боржиківська Південна

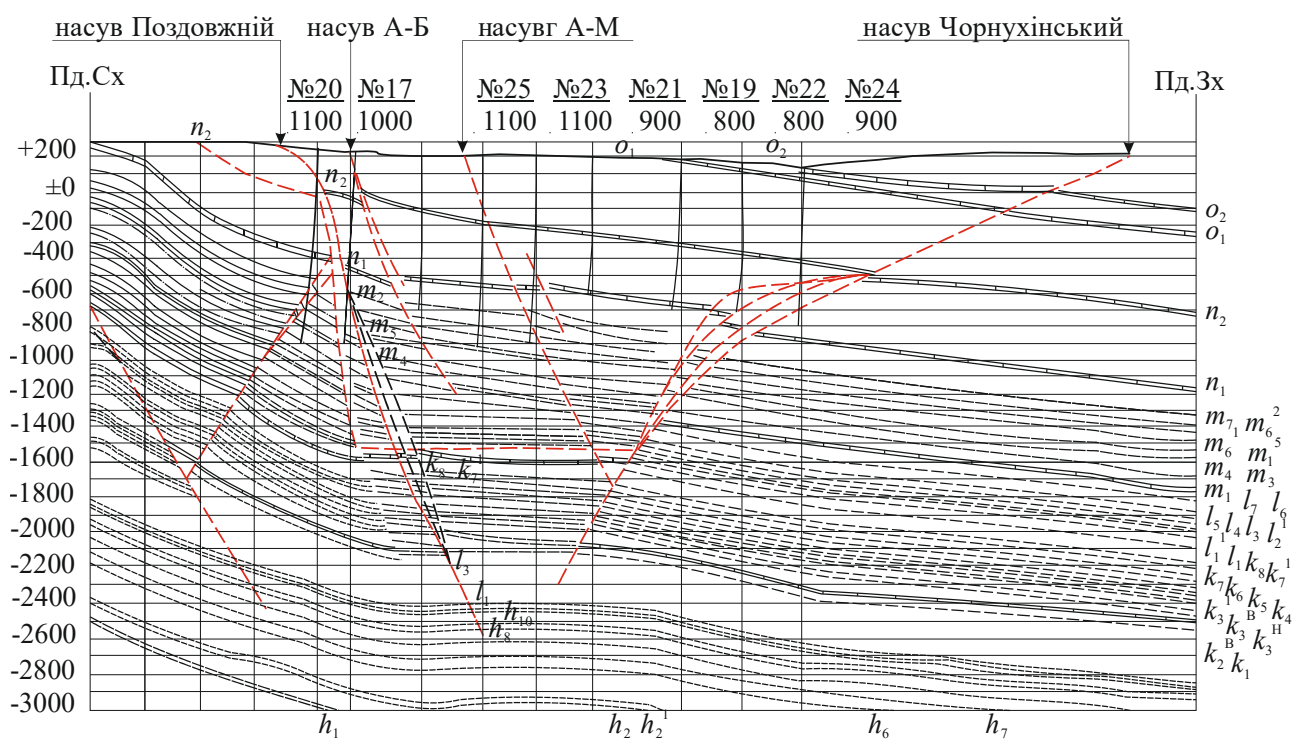


Рисунок 3.30 – Геологічний розріз ділянки Боржиківська Південна

Ділянка №2 розташована в північно-східному крилі Бахмутської улоговини й обмежена з півдня Чорнухінським та Буловенським насувами. Північною межею ділянки є Мануїловський і Поздовжній насуви ($H = 17 - 85$ м, $56 - 740$). Східною межею ділянки є граничний бар'єрний цілик гірничих виробок шахти «Комісарівська». Розміри ділянки №2: за простяганням – 4905 м, за падінням – 5321 м. Площа ділянки – 26099505 м².

У межах ділянки знаходиться до 11 вугільних пластів, з яких лише 9 мають витриману робочу потужність ($m \geq 0,5$ м). Вугілля належить до марки П. З цих пластів для відпрацювання в першу чергу, виходячи з оцінки попередніх критеріїв потужності, придатні вугільні пласти: $m_7, m_6^2, m_6^1, m_3, m_2, l_6, l_5$. Нижче наводиться характеристика вугільних пластів, які будуть вигазовуватися в першу чергу, з метою створення екранних і дренажних систем, що забезпечують ведення процесу СПГВ при відпрацюванні свити малопотужних вугільних пластів.

Пласт m_8

Пласт простої будови з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом $3 - 8^\circ$, збільшується до зони виходу пласта під наноси зон тектонічних порушень до $8 - 16^\circ$.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту m_8 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведена в табл. 3.44 і 3.45.

Таблиця 3.44 – Якісні характеристики вугілля, пласта m_8

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
8	15,6	3,4	9,3	90	4,5	3,9	1,41

Таблиця 3.45 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту m_8 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
2	$\frac{85 - 290}{227}$	$\frac{0,67 - 1,19}{0,85}$	П	12412808,7

Вугілля пласта середньої зольне, сірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах $32,1 - 35,2$ МДж/кг при середньому значенні $33,2$. Нижча теплота згоряння $26,4$ МДж/кг.

Покрівлю і подошвою пласта є кам'яновугільні відкладення нижнього відділу свити, представлені чергуванням шарів глинистого і піщанистого сланцю, вапняку і піщанику.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена піщанистим сланцем ($f = 6 - 7$), вапняком ($f = 9$), середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля пласта представлена переважно глинистими і піщанистими сланцями міцністю $f = 5 - 7$, обвалюваність А₄. Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_f = 0,32 - 0,57$ м/доб.

Безпосередньою та основною покрівлею пласта виступають переважно піщаник ($f=9$) і глинистий сланець ($f=3-5$), середньої стійкості Б₄. Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,31 - 0,6$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод до горизонту 100 м. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить 19 – 36 м³/год. При збільшенні глибини приплив зменшується до 9 – 4 м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,68 - 0,84$ м/доб.

Пласт m_3

Пласт простої будови, по потужності витриманий, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом 5 – 8°, збільшується при виході пласта під наноси зон тектонічних порушень до 8 – 4°.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту m_3 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведено в таблицях 3.46. і 3.47.

Таблиця 3.46 – Якісна характеристика вугілля по пласту m_3

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса т/м ³
W	A^e	S^e	V^e	C^e	H^e	$(O+N)^e$	
8	18,6	2,5	9,0	89,2	4,45	4	1,4

Таблиця 3.47 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту m_3 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
2	$\frac{457 - 650}{484}$	$\frac{0,75 - 0,84}{0,8}$	П	11204340

З таблиці 3.46 видно, що вугілля зольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах 32,3 – 35,4 МДж/кг при середньому значенні 33,7.. Нижча теплота згоряння 26,3 МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею служать кам'яновугільні відкладення, що представлені чергуванням шарів глинистого і піщанистого сланцю міцністю $f=4-7$. Безпосередня покрівля середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля очікується середньообвалювана А₄. Породи покрівлі представлені піщаним сланцем ($f=7$) і піщаником ($f=8-9$). Безпосередня покрівля представлена переважно глинистим сланцем ($f=4$), основна підшва піщаником ($f=8-9$). Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,26 - 0,51$ м/доб, підшви $K_{\phi} = 0,29 - 0,54$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить 4 – 7 м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,67 - 0,9$ м/доб.

Пласт m_2

Пласт простої будови, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом $5 - 8^\circ$, збільшується до виходу пласта під наноси зон тектонічних порушень до $9 - 22^\circ$.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту m_8 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання приведені в таблицях 3.48 і 3.49.

Таблиця 3.48 – Якісна характеристика вугілля по пласта m_2

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
8,7	15,4	2,7	9,5	89,2	4,45	4	1,4

Таблиця 3.49 – Потужність, глибина залягання і запаси по пласту m_2 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
2	$\frac{477 - 685}{562}$	$\frac{0,51 - 0,79}{0,65}$	Т	10455089

З таблиці 3.48 видно, що вугілля зольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах $32,5 - 35,8$ МДж/кг при середньому значенні $34,7$. Нижча теплота згоряння $26,8$ МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею є кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів глинистого сланцю і піщанику, міцністю $f = 4 - 10$. Безпосередня покрівля середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля очікується середньообвалювана А₄. Породи покрівлі представлені глинистим сланцем ($f = 4 - 5$) з прошарками піщанику ($f = 7 - 8$). Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,25 - 0,49$ м/доб. Безпосередня підшва представлена переважно піщанистими сланцями ($f = 5 - 7$) глинистим сланцем ($f = 3$), основна підшва – глинистим сланцем і піщаником ($f = 3 - 8$). Коефіцієнт фільтрації порід підшви пласта $K_{\phi} = 0,29 - 0,51$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить $6 - 8$ м³/г. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,67 - 0,9$ м/доб.

3.4.4 Ділянка №3 Боржиківська Північна

Ділянка Боржиківська Північна (рис. 3.31, 3.32) розташована в північній частині Селезнівської площі, яка знаходиться в Перевальському районі Луганської області та примикає до східного схилу Українського кристалічного щита простягаючись з півдня на північ Бахмутської улоговини.

У південно-західній частині території ділянки №3 на відстані $9,5$ км знаходиться залізничний вузол м. Дебальцеве, на схід на відстані 10 -ти км розташоване село Вергуль. Південну частину ділянки перетинають автостради і залізниці державного та регіонального значення.

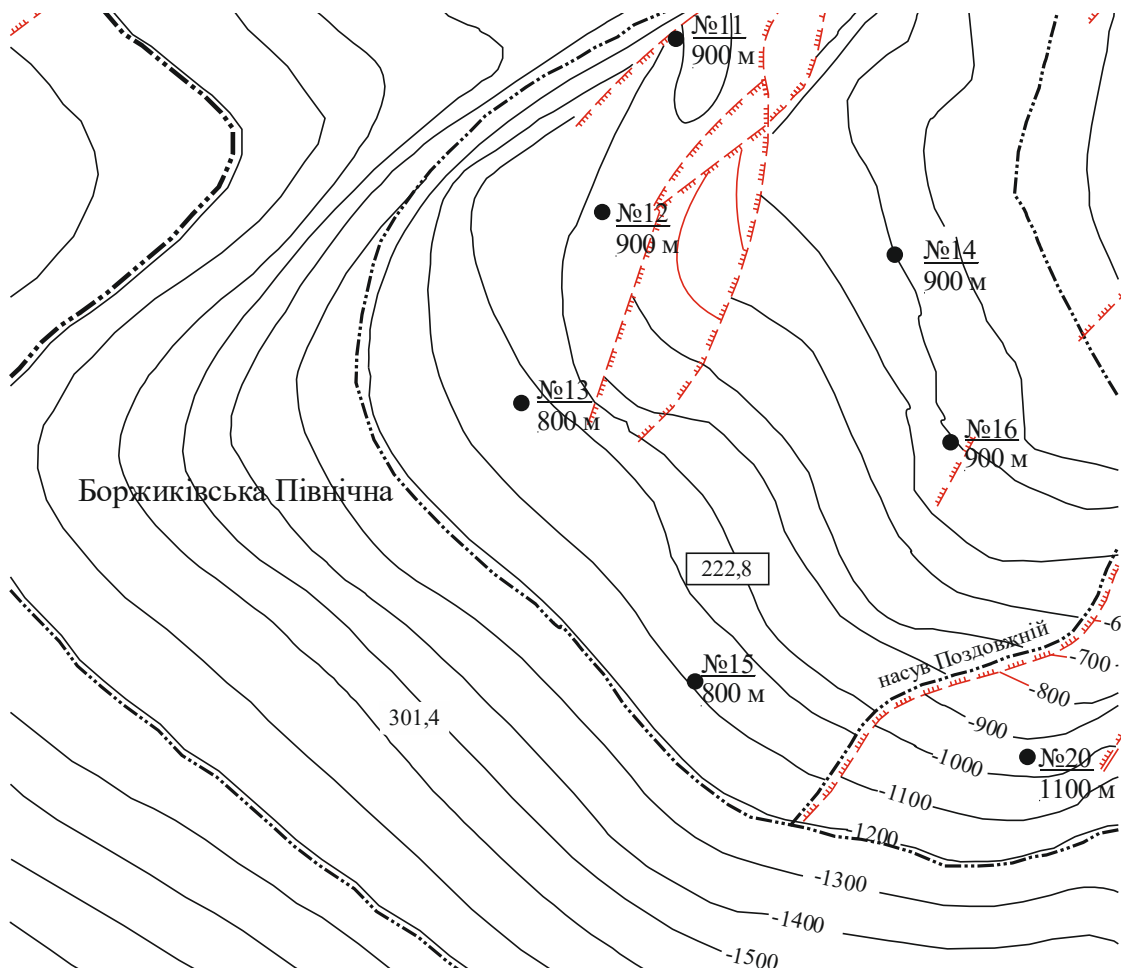


Рисунок 3.31 – Розташування ділянки Боржиківська Північна

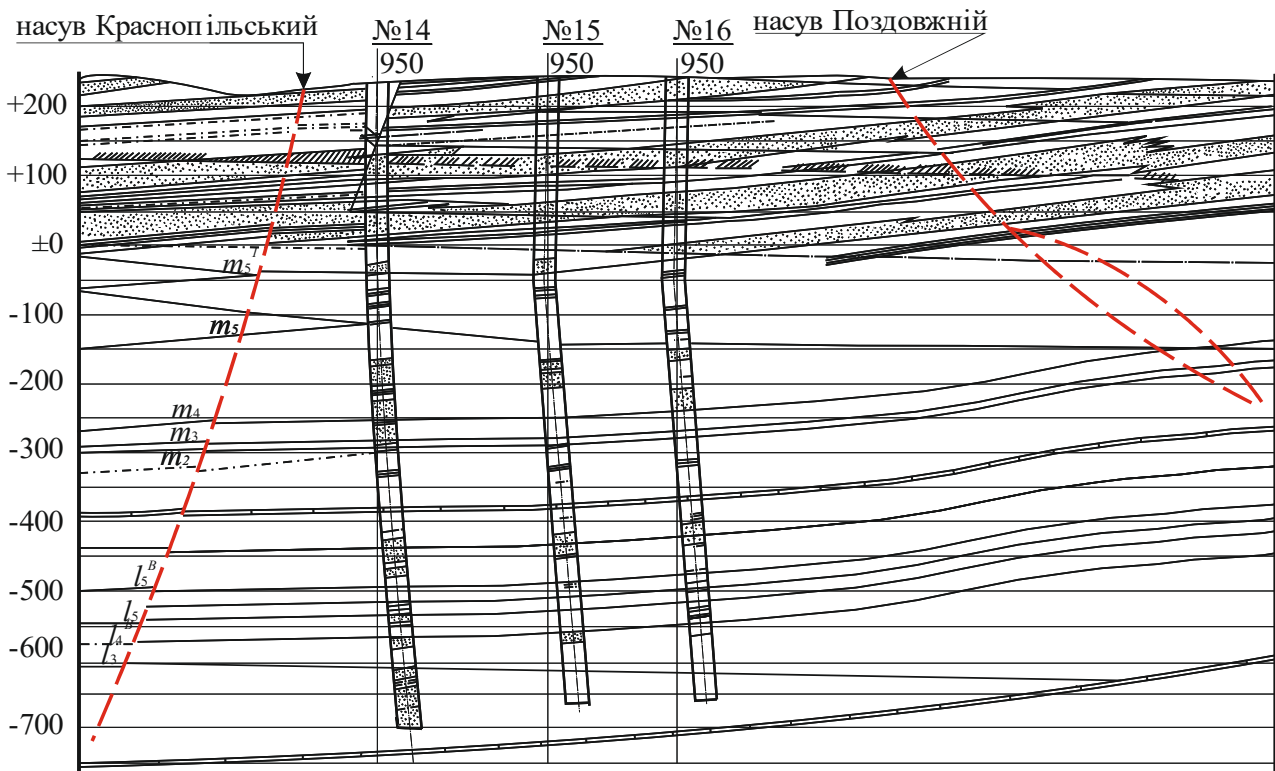


Рисунок 3.32 – Геологічний розріз ділянки Боржиківська Північна

Ділянка №3 розташована в північній частині крила Бахмутської улоговини і обмежена з півдня Мануїловським насувом. Північною межею ділянки є Краснопільський і Степовий насуви. Східною межею ділянки є граничний бар'єрний цілик діючих гірничих виробок шахти Вергелівська. На території ділянки в східній частині знаходиться низка дрібних диз'юнктивних порушень ($H = 0,3 - 0,7$ м, $64 - 82^\circ$) і заходить частина Ніканорівського насуву. Розміри ділянки №3: за простяганням – 5854 м, за падінням – 3879 м. Площа ділянки – 22707666 м².

У межах ділянки міститься до 10-ти вугільних пластів, з яких лише 7 не мають розривних порушень. Характеризуються спокійним заляганням і витриманою робочою потужністю ($m \geq 0,5$ м). Вугілля відноситься до марки П.

Пласти m_7 , m_6^2 , m_6^1 , m_3 , m_2 , l_6 , l_5 за попередньою оцінкою більш придатні до процесу підземної газифікації за критерієм «потужність». Вугільні пласти m_7 , m_3 відпрацьовуватимуться першочергово для створення у свиті пластів екранних і дренажних систем з метою більш ефективного відпрацювання вугільних пластів способом СПГВ. Нижче наводиться характеристика вугільних пластів, які будуть вигазовуватися в першу чергу, створюючи бар'єрні та дренажні системи, що забезпечують стійкість процесу вигазовування.

Пласт m_7

Пласт простої будови, залягання спокійне, витримане з падінням порід у північному і північно-східному напрямках під кутом $5 - 7^\circ$, збільшується до зони виходу пласта під наноси до $9 - 22^\circ$.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту m_8 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведені в табл. 3.50 і 3.51.

Таблиця 3.50 – Якісна характеристика вугілля по пласту m_7

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^c	V^c	C^c	H^c	$(O+N)^c$	
8,4	17,2	3,3	9,2	90	4,5	4	1,4

Таблиця 3.51 Потужність, глибина залягання і запаси по пласту m_7 в межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
3	$\frac{15 - 355}{259}$	$\frac{0,4 - 0,82}{0,6}$	П	10088114,4

Вугілля середньої зольності, сірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах $32,6 - 35,9$ МДж/кг, при середньому значенні $34,0$. Нижча теплота згоряння $27,1$ МДж/кг.

Покрівлю і подошвою пласта виступають кам'яновугільні відкладення нижнього відділу свити, представлені переважно глинистим сланцем.

Безпосередня покрівля пласта переважно представлена глинистим сланцем ($f = 3 - 4$) і піщанистим сланцем ($f = 6 - 7$) середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля пласта представлена переважно глинистим сланцем міцністю $f=4-5$ і піщанистими ($f=7-8$). Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,27 - 0,47$ м/доб.

Безпосередня й основна покрівля пласта представлена переважно піщанистим ($f=6$) і глинистим сланцями ($f=3$), середньої стійкості Б₄. Коефіцієнт фільтрації порід підосви пласта $K_{\phi} = 0,33 - 0,52$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод до горизонту 100 м. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить 19 – 34 м³/год. При збільшенні глибини приплив зменшується до 7 – 3 м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,65 - 0,87$ м/доб.

Пласт m_3

Пласт простої будови, по потужності витриманий, залягання спокійне, падіння порід на північ і північний схід під кутом 3 – 8°, збільшується до виходу пласта під наноси зон тектонічних порушень до 8 – 20°.

Якісна характеристика вугілля, запаси по пласту m_8 в межах ділянки, його потужність і глибина залягання наведені в табл. 3.52 і 3.53.

Таблиця – 3.52. Якісні характеристики вугілля, пласта m_3

Технічний аналіз				Елементний аналіз			Об'ємна маса, т/м ³
W	A^c	S^e	V^e	C^e	H^e	$(O+N)^e$	
8	18,3	3,2	9,5	89,2	4,45	4	1,4

Таблиця – 3.53. Потужність, глибина залягання і запаси по пласту m_3 у межах ділянки

Номер ділянки	Глибина, м	Потужність, м	Марка вугілля	Запаси вугілля, тис. т
3	$\frac{365 - 665}{453}$	$\frac{0,8 - 1,14}{0,9}$	П	12197511

З табл. 3.52 видно, що вугілля зольне, середньосірчисте. Теплота згоряння змінюється в межах 32,6 – 34,9 МДж/кг при середньому значенні 33,8. Нижча теплота згоряння 26,5 МДж/кг.

Безпосередньою покрівлею є кам'яновугільні відкладення, представлені чергуванням шарів глинистого і піщанистого сланцю міцністю $f=4-5$. Безпосередня покрівля середньої стійкості Б₄.

Основна покрівля очікується середньообвалювана А₄. Породи покрівлі представлені піщанистим сланцем ($f=6-7$) з прошарками глинистого сланцю ($f=3-4$) і піщаником ($f=9$). Коефіцієнт фільтрації порід покрівлі пласта $K_{\phi} = 0,27 - 0,48$ м/доб.

Безпосередня підосва представлена переважно глинистими і піщанистими сланцями $f=3-6$. Основна підосва – піщанистим сланцем ($f=6-7$). Коефіцієнт фільтрації порід підосви пласта $K_{\phi} = 0,31 - 0,52$ м/доб.

Водоносний горизонт приурочений до наносів підземних вод. Приплив здійснюється по відкладеннях пластово-тріщинуватого типу і становить 4 – 7 м³/год. Коефіцієнт фільтрації вугільного пласта $K_{\phi} = 0,68 - 0,89$ м/доб.

Основні критерії доцільності підземної газифікації кам'яновугільних пластів Селезнівської площі наведено в табл. 3.54. Коефіцієнти придатності вугільних пластів до СПГВ наведено в табл. 3.55.

Таблиця 3.54 – Основні критерії доцільності підземної газифікації кам'яновугільних пластів Селезнівської площі

Вугільні пласти Г, ДГ	m, м	A ^c , %	Структура вугільного пласта		Бічні породи (покрівля, підшва); сумарна			Вмісти сірки в пласті; S ^c , %
			Відношення потужності прошарків до потужності пласта; $t_{пр}/m$	Розповсюдження прошарків по площі ділянки	Потужність глин або інших мало проникних порід в покрівлі; h^1 , м $h^1/m > H_{обв}$	Потужність глин або інших мало проникних порід в підшві; h, м $H \geq 2,0$ м	Відстань від покрівлі пласта до окремих сильно проникних шарів або неосушених водонесних горизонтів (h_2); $h_2 > h_m$, h_m – висота зони тріщин, м	
Ділянка №1 Чорнухінська								
l_1^1	0,88	21,1	0,057	0,18	21,2 > 9,5	8,2 > 2	29,7 – 80,4 > 8,6 – 15	3,2
l_6	0,92	11,4	–	–	28,2 > 10,8	7,3 > 2	38,3 – 86,1 > 10 – 16,1	2,8
k_8	0,98	16,2	–	–	18,9 > 10,2	8,9 > 2	33,4 – 79,7 > 9,5 – 15,6	3,0
Ділянка №2 Боржиківська Південна								
m_7	0,85	15,6	–	–	16,7 > 8,8	6,4 > 2	39,4 – 98,7 > 9,1 – 16,4	3,4
m_3	0,80	18,6	–	–	19,6 > 9,1	9,2 > 2	25,8 – 94,3 > 11,2 – 18,5	2,5
m_2	0,65	15,7	–	–	17,5 > 7,8	9,8 > 2	28,8 – 82,8 > 8,4 – 14,9	2,7
Ділянка №3 Боржиківська Північна								
m_7	0,60	17,2	–	–	20,8 > 7,9	7,6 > 2	35,7 – 102,4 > 8,0 – 15,2	3,3
m_2	0,90	18,3	–	–	25,5 > 11,4	9,4 > 2	27,5 – 91,2 > 10,9 – 18,7	3,2

$H_{обв}$ – висота зони безладного обвалення по відношенню до потужності пласта, $h_{обв}/m$

Продовження табл. 3.54

Вугільні пласти Г, ДГ	Мінімальна безпечна глибина розробки (H_b , м) і кут падіння пласта $\alpha = 0^\circ$ до 45° ; $H/m \geq 15$, де $n = 15$ $H_6 = m \cdot n$	Тектонічні порушення $L_H \geq L_G$	$Q_{пов}$, МДж /м ³	$Q_{кис}$, МДж /м ³	$Q_{пов}$, МДж/ м ³	$Q_{кис}$, МДж /м ³	Співвідношення газопроникності вугілля і порід
			Водоприплив в реакційний канал, м ³ /год	Вологість газу СПГВ, г/м ³			
Ділянка №1 Чорнухінська							
l_1^1	21,2 м > 13,2; $H_6 = 13,2$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,1	6,75	3,1	6,75	16 – 22
			2,3 – 3,6		546	449	
l_6	28,2 м > 13,8; $H_6 = 13,8$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,08	6,77	3,08	6,77	17 – 21
			2,21 – 3,6		553	440	
k_8	18,9 м > 14,7; $H_6 = 14,7$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,3	7,2	3,3	7,2	18 – 23
			1,8 – 3,5		502	424	

Вугільні пласти Г, ДГ	Мінімальна безпечна глибина розробки (H_b , м) і кут падіння пласта $\alpha = 0^\circ$ до 45° ; $H/m \geq 15$, де $n = 15$ $H_b = m \cdot n$	Тектонічні порушення $L_H \geq L_G$	$Q_{пов}$, МДЖ /м ³	$Q_{кис}$, МДЖ /м ³	$Q_{пов}$, МДЖ/ м ³	$Q_{кис}$, МДЖ /м ³	Співвідношення газопроникності вугілля і порід
			Водоприплив в реакційний канал, м ³ /год		Вологість газу СПГВ, г/м ³		
Ділянка №2 Боржиківська Південна							
m_7	16,7 м > 12,8; $H_b = 12,8$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,16	7,22	3,16	7,22	17 – 24
			1,5 – 2,95		495	419	
m_3	19,6 м > 12; $H_b = 12$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,63	7,66	3,63	7,66	18 – 24
			1,25 – 2,08		479	392	
m_2	17,5 м > 9,7; $H_b = 12,8$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,31	7,34	3,31	7,34	18 – 24
			1,2 – 2,1		481	386	
Ділянка №3 Боржиківська Північна							
m_7	20,8 м > 9; $H_b = 21$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,29	7,25	3,29	7,25	19 – 24
			1,0 – 1,4		312	265	
m_2	25,5 м > 13,5; $H_b = 9,7$ м	Межі ділянки диз'юнктивні порушення	3,68	7,79	3,68	7,79	17 – 23
			1,05 – 1,4		314	248	

Таблиця 3.55 – Коефіцієнт придатності кам'яновугільних пластів Селезнівської площі

Вугільний пласт	Геологічний чинник						Гідрогеологічний чинник					
	Запаси і марка вугілля	Потужність Вугільного пласта	Структура і текстура пласта	Зольність вугілля	Глибина розробки	Порушеність ділянки СПГВ	Літологія бокових порід		Обводненість і проникність порід	Водоприплив в газогенератор і реакційний канал	Обводненість пласта	Проникність пласта
							покрівля	підшва				
	1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
Ділянка №1 Чорнухінська												
l_1^1	0,65	0,54	0,59	0,65	0,72	0,67	0,76	0,54	0,68	0,68	0,75	0,80
l_6	0,63	0,55	0,70	0,80	0,75	0,62	0,75	0,58	0,67	0,64	0,78	0,82
k_8	0,61	0,56	0,58	0,72	0,73	0,63	0,69	0,50	0,63	0,63	0,77	0,81
Ділянка №2 Боржиківська Південна												
m_7	0,67	0,54	0,74	0,68	0,74	0,60	0,50	0,66	0,60	0,62	0,8	0,84
m_3	0,60	0,52	0,70	0,65	0,70	0,56	0,71	0,57	0,62	0,65	0,72	0,80
m_2	0,63	0,51	0,60	0,68	0,70	0,62	0,67	0,72	0,64	0,66	0,72	0,83
Ділянка №3 Боржиківська Північна												
m_7	0,60	0,51	0,64	0,67	0,69	0,52	0,70	0,55	0,67	0,63	0,73	0,80
m_2	0,62	0,55	0,65	0,66	0,70	0,53	0,66	0,57	0,65	0,64	0,72	0,80

Гірничотехнічний чинник							Коефіцієнт придатності вугільних пластів до СПГВ
Вугільний пласт	Гірський тиск	Втрати вугілля в надрах	Втрати дугтя і газу	Охорона навколишнього середовища	Тепловтрати	Наявність споживачів продуктів газифікації	
12	13	14	15	16	17	18	19
Ділянка №1 Чорнухінська							
l_1^1	0,76	0,90	0,80	0,80	0,55	0,82	0,69
l_6	0,75	0,89	0,81	0,82	0,56	0,82	0,69
k_8	0,73	0,90	0,79	0,80	0,58	0,82	0,69
Ділянка №2 Боржиківська Південна							
m_7	0,70	0,88	0,76	0,79	0,54	0,81	0,67
m_3	0,72	0,91	0,80	0,80	0,52	0,80	0,67
m_2	0,70	0,9	0,80	0,79	0,44	0,82	0,67
Ділянка №3 Боржиківська Північна							
m_7	0,70	0,88	0,78	0,79	0,45	0,81	0,68
m_2	0,70	0,90	0,76	0,77	0,56	0,80	0,68

Висновки

Придатність до свердловинної підземної газифікації вугільних пластів Селезнівської площі обґрунтовувалася з урахуванням аналізу фактичного матеріалу, отриманого при газифікації малопотужних кам'яновугільних пластів на станціях «Підземгаз», проведених досліджень на експериментальних шахтних газогенераторах і стендових установках, гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів, а також рельєфу місцевості та розгалуженості інфраструктури.

Виходячи із запропонованого інформаційного матеріалу (не повною мірою відображає умови Селезнівської площі) і результатів аналізу та досліджень, встановлено коефіцієнти придатності пластів ділянки №1 Чорнухінська до СПГВ, якій обумовлений наявністю на межі ділянки природних екранів (диз'юнктивних порушень), що забезпечують герметизацію ділянки за нашаруванням. Глибини залягання свити пластів і відстань між вугільними пластами забезпечують безпеку їх відпрацювання способом підземної газифікації. Потужність пластів свити знаходиться в межах 0,88 – 0,98 м і вписується в критерії придатності. Водоприплив у підземний газогенератор становить 1,8 – 3,6 м³/год, що негативно впливає на техніко-економічні показники процесу.

З урахуванням встановлених критеріїв потрібно впроваджувати технологічні та технічні рішення для забезпечення ефективності процесу СПГВ на ділянці №1. Породи, що вміщують свиту пластів (25,3% піщаник, 39,1% піщанисті і 32,4% глинисті сланці), мають співвідношення газопроникності вугільного пласта і порід у межах 16 – 23, що з урахуванням створення на

верхньому пласті l_1^1 екранної зони забезпечить герметичність підземних газогенераторів і ефективність процесу вигазовування вугільних пластів l_6 і k_8 .

Виходячи з аналізу й обґрунтованості чинників, що впливають на процес газифікації свити вугільних пластів ділянки Чорнухінська, відображених у коефіцієнті придатності, пласти ділянки можуть бути відпрацьовані способом СПГВ з урахуванням впровадження технологічних параметрів, що забезпечать успішність даної технології.

За результатами аналізу та досліджень встановлено коефіцієнт придатності пластів ділянки №2 Боржиківська Південна до СПГВ. Наявність на межі ділянки природних екранів (диз'юнктивних порушень) забезпечує герметизацію ділянки за нашаруванням. Глибини залягання свити пластів і відстань між вугільними пластами забезпечують безпечно їх відпрацювання способом підземної газифікації. Потужність пластів свити знаходиться в межах 0,65 – 0,85 м і вписується в критерії придатності.

Водоприплив у підземний газогенератор становить 1,2 – 2,95 м³/год, що негативно впливає на техніко-економічні показники процесу. З урахуванням встановлених критеріїв потрібно впроваджувати технологічні та технічні рішення для забезпечення ефективності процесу СПГВ на ділянці №2. Породи, що вміщують свиту пластів (27,5% піщаник, 37,6% піщанисті і 31,7% глинисті сланці), мають співвідношення газопроникності вугільного пласта і порід у межах 17 – 24, що з урахуванням створення на верхньому пласті m_7 екранної зони яка забезпечує герметичність підземних газогенераторів і ефективність процесу вигазовування вугільних пластів m_3 і m_2 .

Виходячи з аналізу й обґрунтованості чинників, що впливають на процес газифікації свити вугільних пластів ділянки №2, відображених у коефіцієнті придатності, пласти ділянки можуть бути відпрацьовані способом СПГВ з урахуванням впровадження технологічних параметрів, що забезпечують успішність даної технології.

Наявність на межі ділянки №3 природних екранів (диз'юнктивних порушень) забезпечує герметизацію ділянки за нашаруванням. Глибини залягання свити пластів і відстань між вугільними пластами забезпечують безпеку їх відпрацювання способом підземної газифікації. Потужність пластів свити знаходиться в межах 0,6 – 0,9 м і вписується в критерії придатності. Водоприплив у підземний газогенератор становить 1,05 – 1,4 м³/т, що дає можливість ефективно, з точки зору гідрогеологічних умов, вести процес вигазовування пластів свити з урахуванням технічних рішень з меншими економічними витратами на забезпечення ефективності процесу СПГВ ніж на дільниці №2. Породи, що вміщують свиту пластів (24,7% піщаник, 36,3% піщанисті на 35,8% глинисті сланці), мають співвідношення газопроникності вугільного пласта і порід у межах 17 – 24. Порядок вигазовування вугільних пластів m_7 і m_3 може вестися в довільному порядку без екранування порід покрівлі (ін'єкційна закладка).

Виходячи з аналізу й обґрунтованості чинників, що впливають на процес газифікації свити вугільних пластів ділянки №3, відображених у коефіцієнті придатності, пласти ділянки №3 можуть бути відпрацьовані способом СПГВ.

4 РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ НА БАЗІ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З УРАХУВАННЯМ СУЧАСНОГО РОЗВИТКУ ТЕХНІКИ І НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ ІЗ КЕРОВАНІСТІ ПРОЦЕСІВ ПЕРЕРОБКИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИРОВИНИ, ЕКОБЕЗПЕКИ Й ЕКОНОМІЧНОСТІ

4.1 Гірничо-геологічні умови, що враховуються при проектуванні підземних газогенераторів

Гірничо-геологічні чинники при впровадженні підземної газифікації вугілля (ПГВ) відіграють важливу роль і можуть чинити як позитивний, так і негативний вплив на процес газифікації.

При проектуванні й експлуатації підземних газогенераторів слід враховувати такі гірничо-геологічні чинники:

- обводненість пласта і вміщуючих порід, наявність статичних (динамічних) підземних вод у породовугільному масиві;
- тектонічну порушеність масиву;
- хімічний склад вугільного пласта і вміщуючих порід;
- механічні та термічні властивості вугільного пласта і вміщуючих порід;
- геомеханічні параметри порід, їх зміна при вигазовуванні (крок обвалення, зони технологічної тріщинуватості, параметри опорного тиску);
- потужність вугільного пласта, порід покрівлі та підшви, будова масиву;
- кут падіння пласта.

Вивчення міри впливу наведених чинників на процес ПГВ моделюється на стендових установках згідно теорії подібності з наступним перенесенням отриманих результатів у натурні умови.

4.2 Технологічне виконання шахтної свердловини-газогенератора

Для відробки ділянки способом підземної газифікації пропонуються три технологічні схеми. При експлуатації запасів у шахтних умовах можливе застосування як горизонтальних (рис. 4.1, 4.2)б так і вертикальних експлуатацій-них свердловин (рис. 4.3). Для свердловинної підземної газифікації вугільного пласта пропонується комбінована схема з активною (пасивною) подачею дуття (1) і примусовим відведенням генераторних газів (8) з підземного газогенератора по газовідвідній свердловині (7) і газовідвідному трубопроводу (10), який прокладений по хіднику №2 (14) і вентиляційному штреку (30), з відбором конденсату з баку (11) в нижніх рівнях траси газовідвідного трубопроводу.

Примусовий рух генераторних газів по газовідвідному трубопроводу забезпечується за рахунок розрядки, що створюється димососом (25), який розташовується над шурфом (28), що примикає в шахті до вентиляційного штреку. Як утилізація генераторного газу пропонується його спалювання на «свічці» (29). В ході розвитку процесу подача компонентів дуття (O_2 , H_2O – пара; CO_2) здійснюється нагнітанням на вигазований простір (рис. 4.1) або на вугільний масив (рис. 4.2).

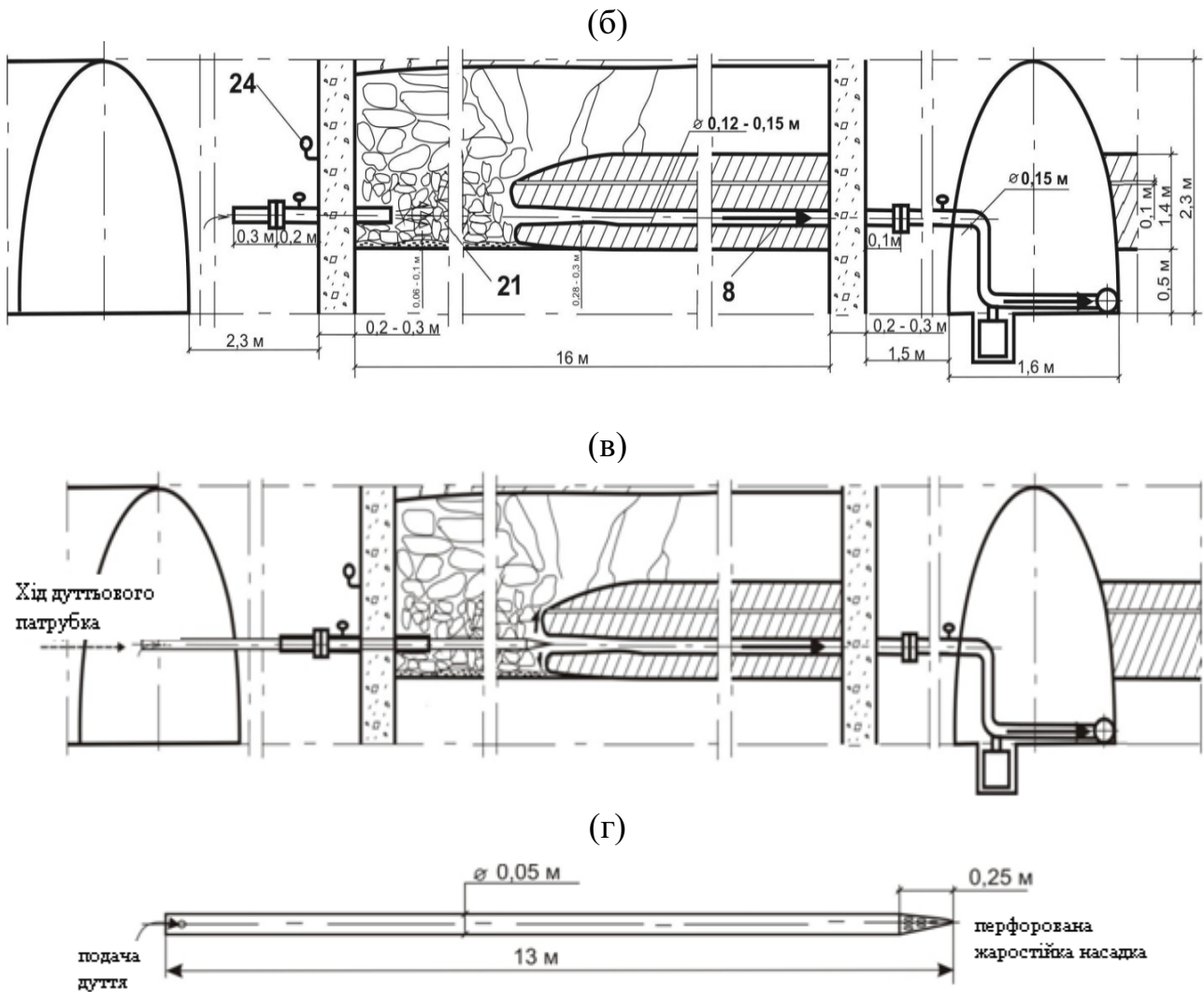


Рисунок 4.1 – Конструкція шахтної свердловини-газогенератора (ШСГ) з підведенням дуття на вигазований простір: а – до початку експлуатації; б – у період вигазовування вугільного пласта без керованої точки подачі дуття; в – у період вигазовування вугільного пласта з керованою точкою подачі дуття; (г) – дуттьовий рухомий патрубок; 1 – подача дуттьової суміші; 2 – дуттьовий трубопровід; 3 – герметизатор дуттьовий; 4 – розпалювальна ніша; 5 – кліть (брус, колоди), заповнена рядовим або фракційним вугіллям; 6 – вугільний пласт; 7 – газовідвідна свердловина; 8 – генераторні газу; 9 – газовідвідний герметизатор; 10 – газовідвідний трубопровід; 11 – бак для збору конденсату; 12 – напрямок газовідвідного трубопроводу; 13 – хідник №1; 14 – хідник №2; 15 – перемичка дуттьової камери; 16 – перемичка газовідвідної камери; 17 – витратомір дуття; 18 – витратомір генераторних газів; 19 – безпосередня підшошва вугільного пласта; 20 – безпосередня покрівля вугільного пласта; 21 – вигазований простір; 22 – вогневий вибій (реакційний канал); 23 – зольний залишок; 24 – манометр; 25 – димосос; 26 – дуттьова камера; 27 – камера газовідводу; 28 – шурф; 29 – «свічка» спалювання газу; 30 – вентиляційний штрек; 31 – розпалювальний патрубок; 32 – дуттьовий рухомий патрубок

4.4 Особливості конструктивного виконання підземного газогенератора з підведенням дуття на вугільний масив

Дуттьова свердловина виконується з аналогічними параметрами, що і газовідвідна свердловина в попередній технологічній схемі.

Підведення відкритого полум'я в розпалювальну нішу здійснюється через перемичку (16), розпалювальний патрубок (31). Подача дуття в розпалювальну нішу забезпечується через розпалювальну свердловину (рис. 4,2). Відведення продуктів згоряння здійснюється по газовідвідному трубопроводу.

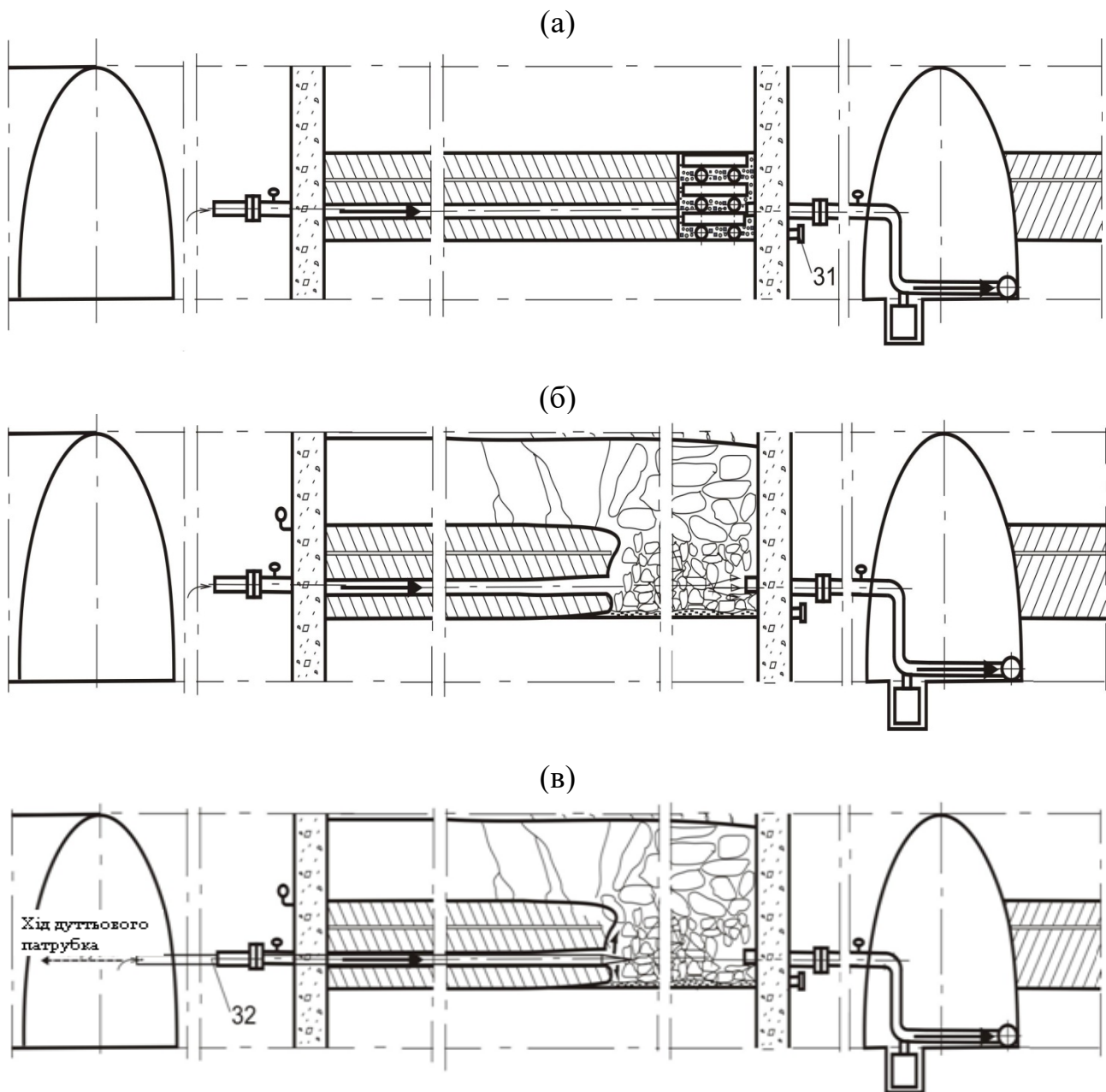


Рисунок 4.2 – Конструкція шахтної свердловини-газогенератора (ШСГ) з підведенням дуття на вугільний масив: а – до початку експлуатації; б – у період вигазовування вугільного пласта без керованої точки подачі дуття; в – у період вигазовування вугільного пласта з керованою точкою подачі дуття

Подача дуття в ході газифікації здійснюється під тиском з дуттьової камери через дуттьову свердловину до вогневого вибою. Відведення генераторних газів забезпечується через вигазований простір за рахунок розвантаження.

При технологічній схемі з керованою точкою подачі дуття (рис. 4.2, в) проводиться переміщення рухомого дуттьового патрубку по дуттьовій свердловині у міру вигорання вогневого вибою. Витягнення патрубка відбувається з генератора в хідник.

Серед недоліків цих технологічних схем слід зазначити такі:

- подача дуття на вигазований простір пов'язана з допалюванням залишку золи в розігрітих породах вигазованого простору, що призводить до втрат якісного та кількісного складу дуття;

- великі витрати енергії на подачу дуттьової суміші, що пов'язано з подоланням опору вигазованого простору;

- складність комбінації подачі дуття та відведення генераторних газів;

- досить важко забезпечити герметичність масиву поблизу дуттьового патрубка при технологічній схемі з керованою точкою подачі дуття (рис. 4.1, в, рис. 4.2, в).

4.5 Підготовка й експлуатація підземного газогенератора з вертикальними експлуатаційними свердловинами

При підготовці підземного газогенератора пропонується розкривати пласт двома вертикальними свердловинами – дуттьовою (1) і газовідвідною (2), (рис. 4.3). До вугільного пласта свердловина обладнується обсадною трубою з цементуванням затрубного простору. Обсадження частини свердловини у вугільному пласті, добуреної до подошви, не потребує додаткового закріплення.

Формування реакційного каналу (4) між свердловинами, що розкривають пласт, здійснюється спрямованим бурінням горизонтальної свердловини з виробок шахти. Виробки шахти від підземного газогенератора відділяються герметичними перемичками.

У міру наростання процесу вигазування вугільного пласта відбувається збільшення реакційного каналу (вигазованого простору) у формі, близькій до еліпса. Відведення генераторних газів здійснюється по свердловині (2) за допомогою димососа (8) з подальшим його спалюванням.

Переваги технологічної схеми:

- простота конструкції підземного газогенератора;

- невелика сумарна аеродинамічна система виробок газогенератора, що покращує процес керування при вигазуванні вугілля;

- технологічність і надійність розпалювання пласта;

- можливість варіювання напрямком подачі дуття.

Недоліки технологічної схеми :

- складність утримання свердловин у робочому стані в піскуватих-глинистих породах;

- додатковий приплив підземних вод у газогенератор за рахунок дренажу по свердловинах;

- значні фінансові витрати на буріння й обладнання свердловин.

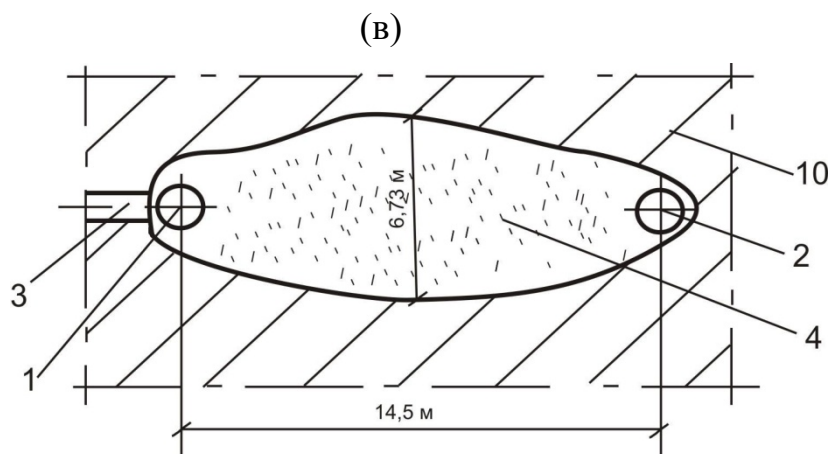
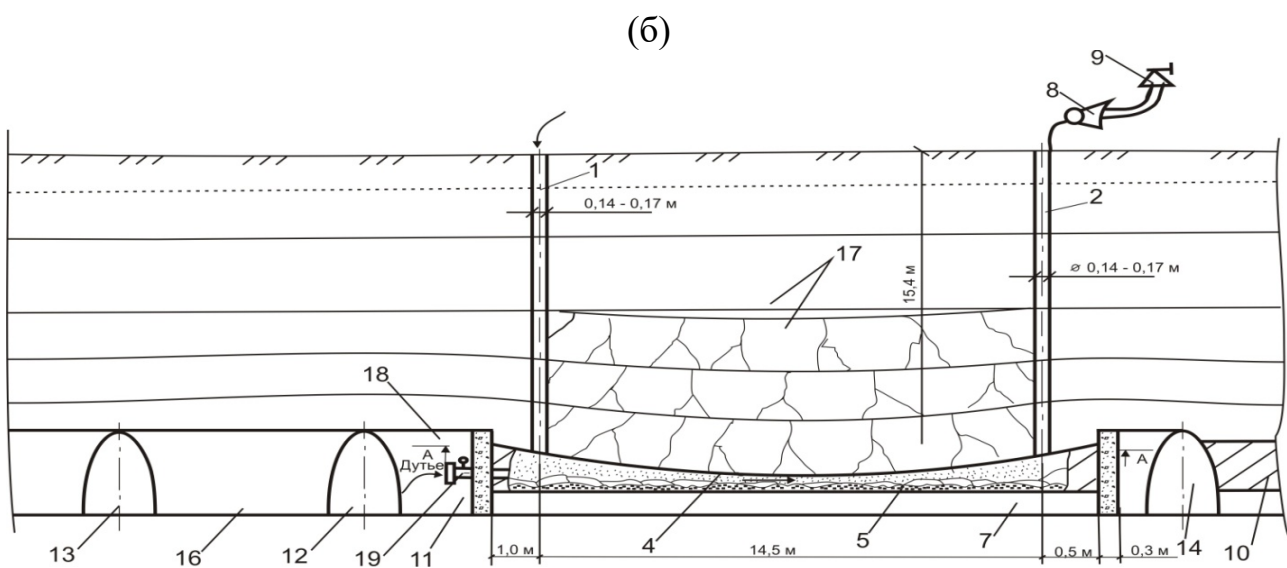
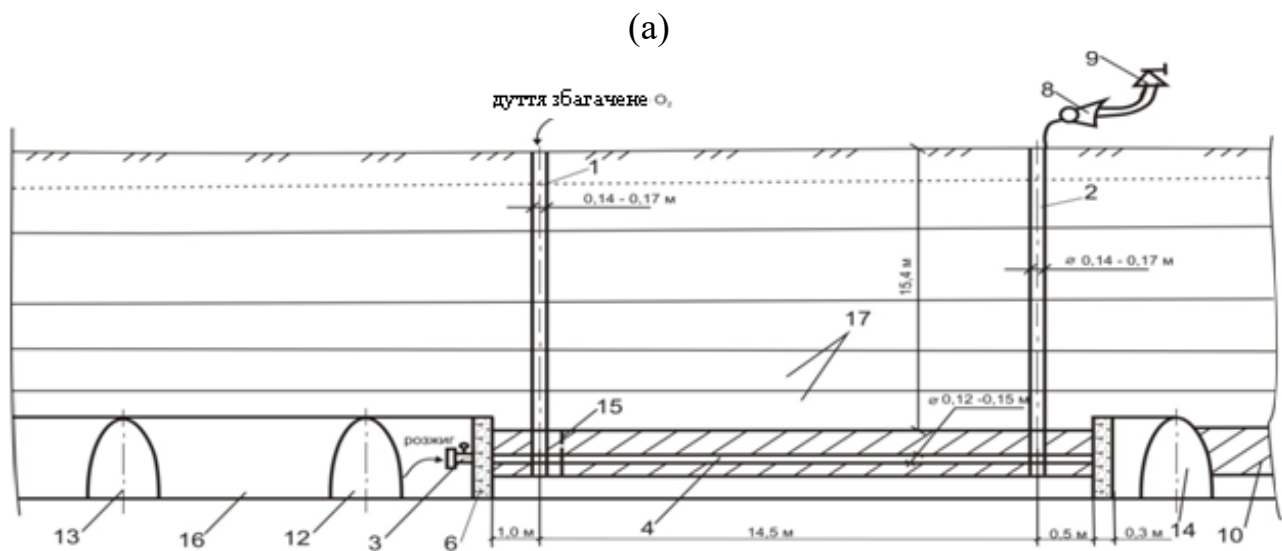


Рисунок 4.3 – Конструкція підземного газогенератора з вертикальними (розкривальними) експлуатаційними свердловинами: а – стадія підготовки підземного газогенератора; б – стадія активної деформації порід покрівлі над вигазованим простором підземного газогенератора; в – вигазований простір (вигляд зверху)

4.6 Підготовка панелі шахтної свердловини-газогенератора

Підготовка панелі шахтної свердловини-газогенератора (рис. 4.4) здійснюється за падінням або простяганням з підготовчих виробок, що оконтурюють виїмальний стовп (1). Система розробки стовпами шириною 0,9 – 1,6 м, довжиною до 100 м за підняттям або простяганням. Порядок відпрацювання виїмкового стовпа – прямим ходом через цілики (7) від повітроподавальної виробки (2) до вентиляційної виробки (4).

При підготовці стовпа (1) до вигазовування по всій його довжині формується берма (12), яка ізолюється від бортового (дутьового) штреку (3Д) фосфогіпсовою перемичкою (13) товщиною 40 – 50 см. Берма з'єднується з вертикальною газовідвідною свердловиною (14), по якій генераторний газ відводиться на поверхневий комплекс очищення і переробки продуктів (ПКОП) СПГВ (15). З боку бортового (вентиляційного) штреку для кожного ШСГ формується розпалювальна камера. Горизонтальна свердловина (17) формується з бортового (дутьового) штреку (3Д), в цій же виробці монтується магістральний дутьовий трубопровід (16) і з'єднується з компресором, який знаходиться в компресорній камері (5) на повітроподавальному штреку (4).

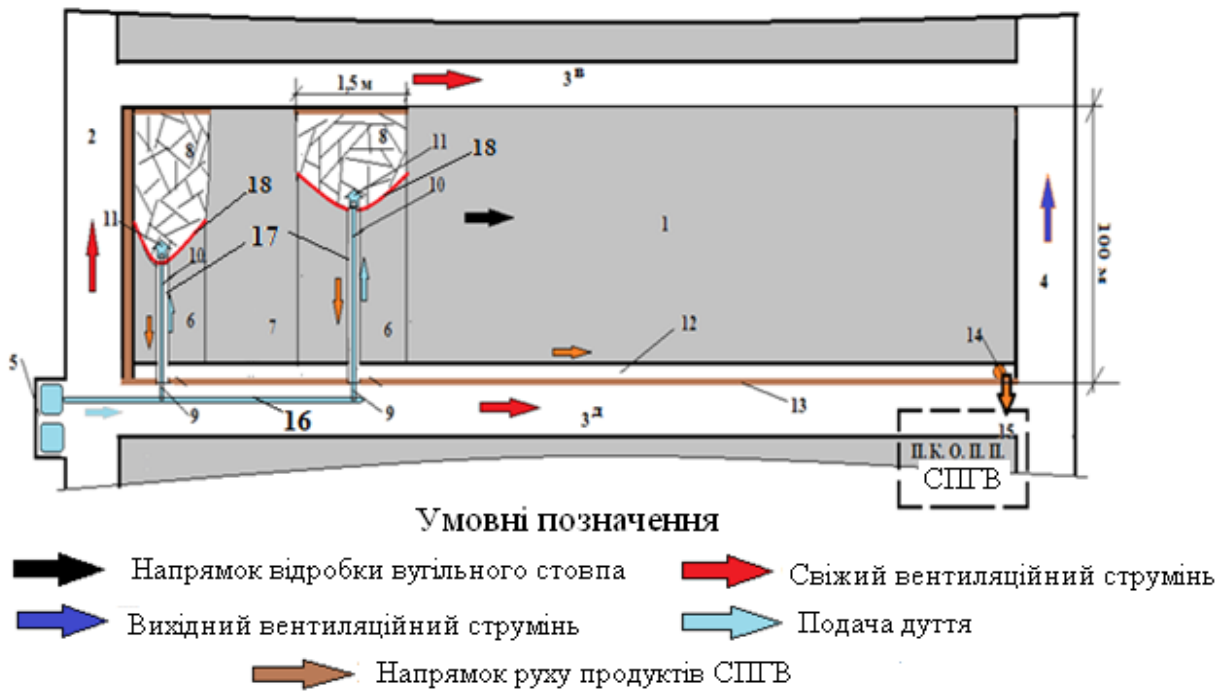


Рисунок 4.4 – Порядок відпрацювання вугільного стовпа шахтними свердловинами-газогенераторами: 1 – виїмковий стовп; 2 – повітроподавальний штрек; 3Д – бортовий штрек (дутьовий); 3В – бортовий штрек (дутьовий); 4 – вентиляційний штрек; 5 – компресорна камера; 6 – свердловина-газогенератор; 7 – цілик; 8 – вигазований простір; 9 – дутьовий трубопровід; 10 – гнучкий дутьовий керуючий трубопровід; 11 – жаростійка перфорована насадка; 12 – берма; 13 – фосфогіпсова перемичка; 14 – вертикальна газовідвідна свердловина; 15 – поверхневий комплекс очищення і переробки продуктів СПГВ; 16 – магістральний дутьовий трубопровід; 17 – горизонтальна свердловина; 18 – реакційний канал

Генераторний газ з реакційного каналу (18) ШСГ (6) (зворотноточний режим) виводиться по горизонтальній свердловині (17) до берми (12) і далі на вертикальну газовідвідну свердловину (14) направляється на поверхню для очищення і переробки.

4.7 Розпалення вугільного пласта при підготовці шахтної свердловини-газогенератора

Розпалення вугільного пласта для схеми з підведенням дуття на вигазований простір і на вугільний масив (рис. 4.1, 4.2) здійснюється в розпалювальній ніші (4) шляхом підпалу кліті (5), заповненої вугіллям. Підведення відкритого полум'я в розпалювальній ніші здійснюється з дуттьової камери (26), через дуттьовий трубопровід (2), герметизатор (3) та перемички дуттьової камери (15). Подача дуття до місця розпалювання здійснюється шляхом всмоктування, яке забезпечується димососом.

Розпалення вугільного пласта для схеми з вертикальними експлуатаційними свердловинами (рис. 4.3) здійснюється двома способами.

Перший спосіб потребує формування з розпалювальної камери (18) розпалювальної ніші (15), де викладається з дерев'яних брусів (колод) кліті і засипається кускуватим вугіллям. Розпалювальна ніша від розпалювальної камери відділяється герметичною перемичкою, в якій вмонтовано розпалювальний патрубок із затвором (19). Через цей патрубок подається відкрите полум'я в нішу до кліті з вугіллям. Збагачене дуття подається до вогнища спалаху по вертикальній свердловині (1). Це забезпечує прогрів і загоряння вугільного пласта по всій потужності й обумовлює спрямованість процесу газифікації до автотермічності. Видача продуктів горіння вугільного пласта здійснюється через свердловину (2).

Другий спосіб полягає в наступному: у свердловину (1), через спеціальний пристрій подається розпечене вугілля з одночасною подачею збагаченого дуття, що призводить до формування вогнища загоряння на сполученні камери з реакційним каналом. Продукти горіння виводяться з реакційного каналу і свердловини (2) на свічку згоряння (9).

Розпалення вугільного пласта в ШСГ (6) (рис. 4.4) здійснюється з бортового штреку (3В). По отвору в фосфогіпсовій перемичці подається ініціатор займання горючого матеріалу який знаходиться в розпалювальній камері. До вогнища займання через жаростійку перфоровану насадку (11) по керуючому гнучкому дуттьовому трубопроводу (10) подається дуття, збагачене киснем. У міру подачі регентів дуття і варіювання тиском у реакційному каналі (18) ШСГ 6 відбувається стабілізація екзотермічних і ендотермічних реакцій процесу газифікації з фізичними параметрами газогенератора і режимами дуття. В результаті відносної стабільності процесу в реакційному каналі (18) формуються зони окислення та відновлення, що і є одним з чинників, який обумовлює ефективність процесу СПГВ.

4.8 Показники матеріально-теплого балансу газифікації вугілля за схемою «свердловина-газогенератор»

Важливу та різноманітну групу процесів свердловинної підземної газифікації вугілля складають фізико-хімічні процеси, пов'язані зі зміною хімічного складу і властивостей вугілля, а також конструктивних особливостей підземного газогенератора. Від взаємодії (збалансованості) системи «підземний газогенератор», швидкостей хімічних реакцій і фізичних процесів при вигазовуванні вугільного пласта залежатиме керованість, безпека і технологічність виробництва штучного газу.

Матеріальний баланс підземної газифікації вугілля показує зіставлення надходження і витрати мас речовин або їх об'ємних показників у цьому процесі. На підставі складу дуттьової суміші, якісних характеристик вугілля отримують якісні та кількісні параметри генераторного газу.

На підставі параметрів матеріального і теплового балансу (табл. 4.1, 4.2) можна визначити чисельні значення коефіцієнтів корисної дії як окремих складових процесу газифікації, так і усієї установки у цілому. Ці параметри також слугують основою для вибору технічного і технологічного забезпечення процесу газифікації поверхневого комплексу очищення та переробки продуктів ПГВ, попередньої оцінки ефективності й економічності генератора і надані в табл. 4.3.

Таблиця 4.1 – Параметри матеріального балансу підземної газифікації вугільного пласта шахтної свердловини-газогенератора

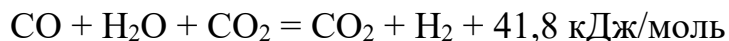
Тип дуття	Параметри дуття		Вихід газів ПГВ з газогенератора, %							
	м ³ /т	м ³ /г	H ₂	CH ₄	CO	N ₂	H ₂ S	CO ₂	O ₂	м ³ /год
Повітряне	2024	2867,0	14,80	5,05	12,48	51,78	0,60	13,49	1,8,0	3511
			16,20	6,20	11,70	49,16	0,71	14,03	2,00	
			15,60	5,10	10,63	51,42	0,75	14,50	2,00	
			17,30	3,10	8,05	55,28	0,77	13,30	2,20	
Пароповітряне O ₂ N ₂ пара	1907	2709,0	18,64	5,63	14,25	31,45	0,89	26,48	2,66	3630
		589,0	20,50	6,50	15,08	28,37	1,03	25,80	2,72	
		1349,1	21,60	5,34	12,20	28,30	1,08	28,63	2,85	
		791,1	22,04	4,03	10,04	29,04	1,10	30,79	2,96	
Парокиснева O ₂ N ₂ пара	1697	2410,0	32,31	6,18	5,40	20,69	1,05	31,40	2,97	2782
		1309,4	27,40	12,48	7,16	20,82	1,15	27,36	3,63	
		300,6	33,10	5,38	2,12	24,11	1,18	29,85	4,26	
		800,0	34,08	3,42	2,10	23,57	1,25	31,05	4,53	
Кисневе O ₂ N ₂	1860	2341,6	24,12	12,92	23,43	25,10	0,63	10,60	3,20	2618
		1332,1	28,54	10,91	21,10	25,02	0,69	10,34	3,40	
		1009,5	29,41	10,40	20,00	24,15	0,70	11,78	3,56	
			29,98	9,32	19,75	25,20	0,73	11,42	3,60	
Вуглекисневе O ₂ N ₂ CO ₂	1875	2361,8	26,57	8,49	35,54	0,61	1,05	24,68	3,06	2549
		1130,9	25,54	9,91	34,10	0,62	1,09	25,64	3,10	
		379,1	24,20	8,38	34,40	0,64	1,13	27,78	3,47	
		851,8	23,15	7,31	35,25	0,63	1,22	28,90	3,54	

Продовження таблиці 4.1

Тип дуття	ККД, %	Нижча теплота згорання газу ПГВ, МДж/м ³	Енергія зон підземного газогенератора, МДж		Вологість газу ПГВ, г/м ³	Інтенсивність процесу СПГВ, м ³ газу/кг.вугілля
			окислю- вальної	відновлю- вальної		
Повітряне	51,2	3,106	8,412	4,395	335	2,53
	52,9	3,503	9,105	4,761	306	2,65
	50,7	3,083	8,172	4,380	384	2,43
	54,8	3,754	8,080	4,047	279	2,66
Пароповітряне O ₂ N ₂ пара	54,7	4,230	8,164	6,195	329	2,7
	56,6	4,960	8,320	5,764	398	2,64
	53,8	4,431	8,072	4,816	353	2,58
	51,2	3,823	7,861	4,450	415	2,75
Парокисневе O ₂ N ₂ пара	58,1	6,230	9,671	6,853	345	2,31
	59,7	6,706	9,360	7,014	396	2,19
	58,5	6,343	9,056	6,502	351	2,27
	57,6	6,045	8,704	6,110	400	2,15
Кисневе O ₂ N ₂	63,1	7,964	10,790	6,851	287	2,20
	65,3	8,115	11,093	6,540	301	2,18
	62,4	7,680	10,754	5,675	339	2,14
	60,7	7,188	10,508	5,491	362	2,12
Вуглекисневе O ₂ N ₂ CO ₂	64,7	7,961	15,372	7,616	309	2,16
	66,2	8,208	15,841	7,893	328	2,12
	64,4	7,536	13,811	7,504	375	2,09
	61,4	7,370	12,706	7,197	384	2,04

Тепловий баланс вказує на теплообмін в системі підземного газогенератора (отриманій, використаній і витраченій тепловій енергії). Тепловий баланс вимірюється одиницями енергії (джоулі, калорії) або у відсотках від загальної кількості теплоти, що припадає на одиницю отриманого газу, одиницю часу або одиницю маси витраченої речовини (вугілля).

При значній участі водяної пари в процесі газифікації має місце збільшення концентрації H₂ і зменшення CH₄ і CO, що пов'язано з низькотемпературними умовами процесу газифікації. Зниження теплотворної здатності газу в цих умовах можна пояснити протіканням реакції конверсії:



Ця реакція сприяє збільшенню кількості пари в зоні газифікації.

Пропонований комбінований спосіб подачі дуттьової суміші та відведення продуктів підземної газифікації в схемах «свердловина-газогенератор» сприяє виникненню зони розвантаження в області газифікації і, відповідно, проникненню в неї по порах і тріщинах масиву поверхневих вод, що викликає низку негативних наслідків. Вихід горючих газів (H₂, CH₄, CO) при газифікації вугільного пласта з урахуванням змінюваного водоприпливу у вогневий вибій підземного газогенератора при різних компонентах дуттьової суміші наведено на рис. 4.5.

Таблиця 4.2 – Тепловий баланс підземної газифікації вугільного пласта шахтної свердловини-газогенератора

Показник	Склад дуття					
	повітряне		Кисневе		O ₂ + CO ₂ + пара	
	МДж/кг	%	МДж/кг	%	МДж/кг	%
Виділення тепла:						
Теплота згоряння на робоче паливо	31,993	97,43	31,993	90,57	31,993	90,57
Тепловміст масиву в зоні окислення	0,636	1,93	1,272	3,60	1,272	3,60
Тепловміст дуття	0,208	0,64	2,087	5,83	2,087	5,83
Всього:	32,837	100,00	35,352	100,00	35,352	100,00
Теплота згоряння газу СПГВ,	11,920	36,33	15,640	44,45	14,596	42,43
Втрати тепла:						
Нагрів золи і шлаку	0,095	0,30	0,095	0,26	0,095	0,27
Нагрів і використання вологи	0,375	1,14	0,375	1,10	0,375	1,09
Нагрів вміщуючих порід	6,805	20,80	5,858	16,70	6,211	18,04
Тепловміст сухого генераторного газу	13,593	41,43	13,196	37,50	13,32	38,70
Всього:	32,788	100,00	35,164	100,00	34,397	100,00
Температура при виході з реакційного каналу, °С	427		697		648	
Температура газів ПГВ при виході з газовідвідної свердловини, °С	234		383		356	

Продовження таблиці 4.2

Показник	Склад дуття					
	Кисень + CO ₂		Повітря+пара		O ₂ +пара	
	МДж/кг	%	МДж/кг	%	МДж/кг	%
Виділення тепла:						
Теплота згоряння на робоче паливо	31,993	90,57	31,993	92,16	31,993	90,57
Тепловміст масиву в зоні окислення	1,272	3,60	0,636	1,83	1,272	3,60
Тепловміст дуття	2,087	5,83	2,087	6,01	2,087	5,83
Всього:	35,352	100,00	34,716	100,00	35,352	100,00
Теплота згоряння газу СПГВ	14,877	42,80	12,874	37,20	14,577	41,60
Втрати тепла:						
Нагрів золи і шлаку	0,095	0,27	0,095	0,275	0,095	0,271
Нагрів і використання вологи	0,375	1,08	0,375	1,081	0,375	1,079
Нагрів вміщуючих порід	6,307	18,17	7,009	20,26	6,640	18,95
Тепловміст сухого генераторного газу	13,089	37,68	14,247	41,18	13,355	38,10
Всього:	34,743	100	34,6	100	35,042	100
Температура при виході з реакційного каналу, °С	661		547		605	
Температура газів ПГВ при виході з газовідвідної свердловини, °С	364		301		332	

Наведені в табл. 4.2 результати дозволяють говорити про енергетичний потенціал «свердловина – газогенератор», який надасть можливість забезпечити енергетичні потреби шахтного газогенератора (8%) і теплову конверсію технічного газу (11%) від тієї, що виробляється електричною і тепловою енергією в когенераційному замкнутому технологічному циклі.

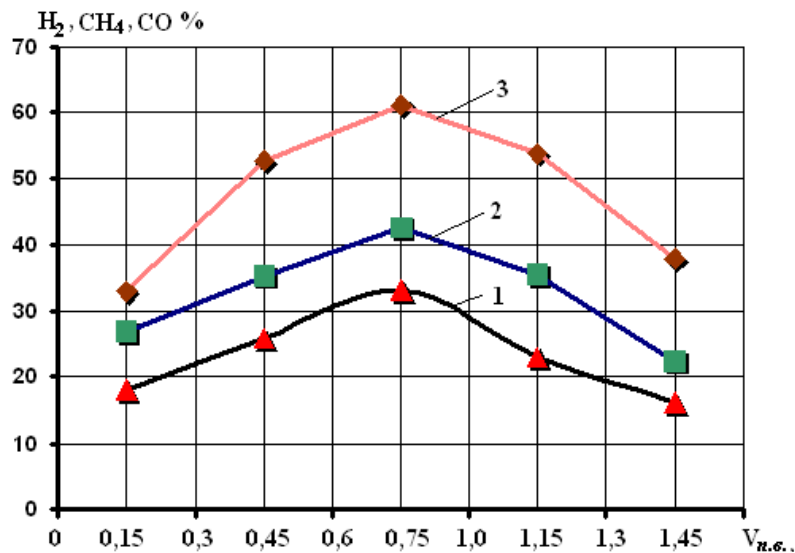


Рисунок 4.5 – Вихід горючих газів (H_2 , CH_4 , CO) при газифікації вугілля з урахуванням водоприпливу у вогневий канал підземного газогенератора (кг води/кг вугілля) при різних компонентах дуттьової суміші (1 – повітряне; 2 – пароповітряне; 3 – кисневе)

Таблиця 4.3 – Технологічні параметри вигазовування кам’яновугільного пласта

Тип дуття	Площа вогневого вибою, M^2	Масова швидкість газифікації вугілля, кг/с	Лінійна швидкість вигазовування		Час вигазовування, доба	Теплова потужність ШСГ, Гкал/год	Потужність ШСГ, КВт/год
			м/доб	т/доб			
Повітряне	1,58	0,37	5,51	31,6	18,2	4,2	4872
Кисневе	1,58	0,28	4,82	24,0	20,7	6,8	7888
Вуглекисневе	1,58	0,255	4,25	22,1	23,5	5,6	6496

4.9 Обґрунтування технологічної схеми стовпової системи газифікації вугільного пласта із рекуперацією тепла порід підземного газогенератора

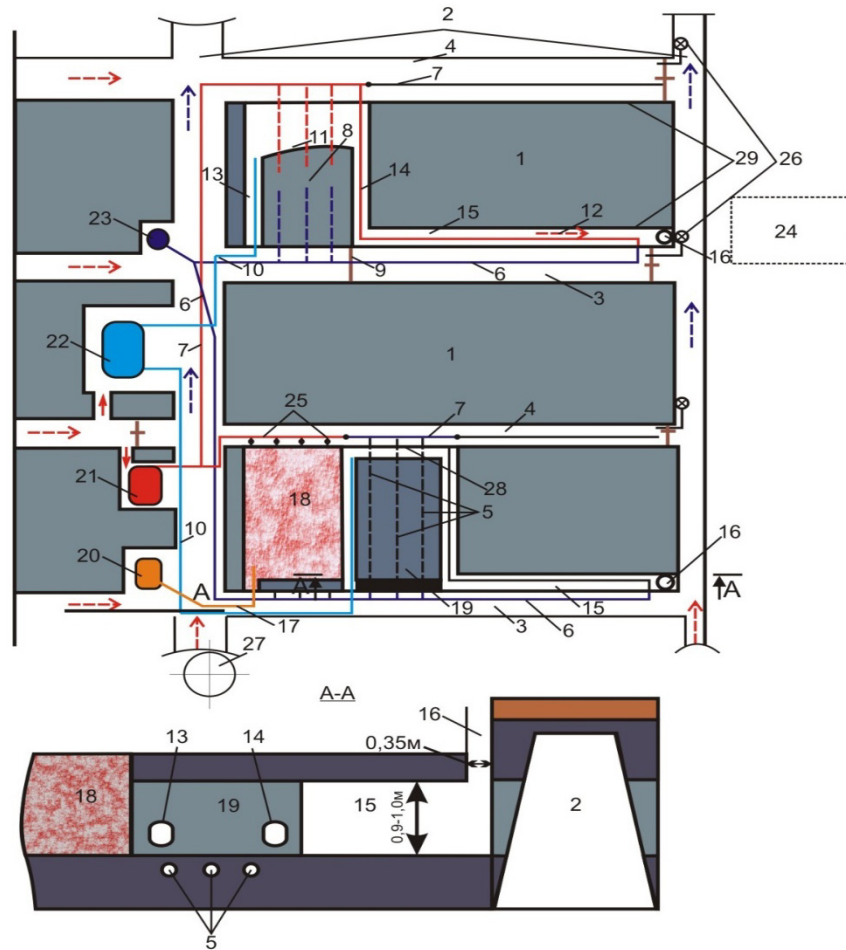
Освоєння забалансових і балансових запасів шахт, які ліквідуються або закінчують свій термін існування, вимагає впровадження мобільних, комплексних, екологічних технологій розробки, базуються на процесах свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ), що об’єднує видобуток вугілля й енергохімічне його використання. Забезпечення екологічної чистоти процесу СПГВ обумовлене його керованістю, герметичністю підземного газогенератора і комплексним використанням когенераційних технологій в замкнутому циклі очищення та переробки продуктів газифікації [102].

Енергохімічний комплекс на базі СПГВ – мобільне 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 та електричної енергії, хімічних речовин і продуктів за рахунок гнучкості технологічних параметрів з урахуванням умов динамічної зміни гірничо-геотехнічного стану [23, 63, 100]

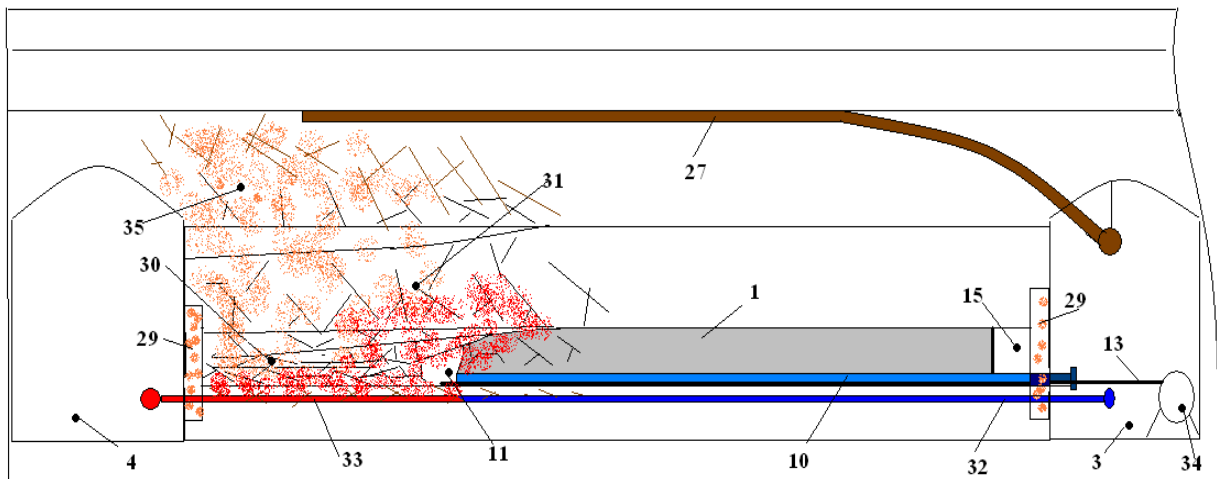
Рентабельність і ефективність цих підприємств очевидні: ріст цін на нафту і газ, а також ріст цін на вугілля, що пов'язано з витратами на видобуток, транспортування, переробку, охорону довкілля і виснаження балансових запасів енергетичної сировини.

Вирішення цих завдань потребує комплексного підходу, якому повною мірою відповідає концепція розвитку технологічних схем СПГВ у шахтних умовах, розроблених в Національному гірничому університеті на кафедрі підземної розробки родовищ (рис. 4.6).

(а)



(б)



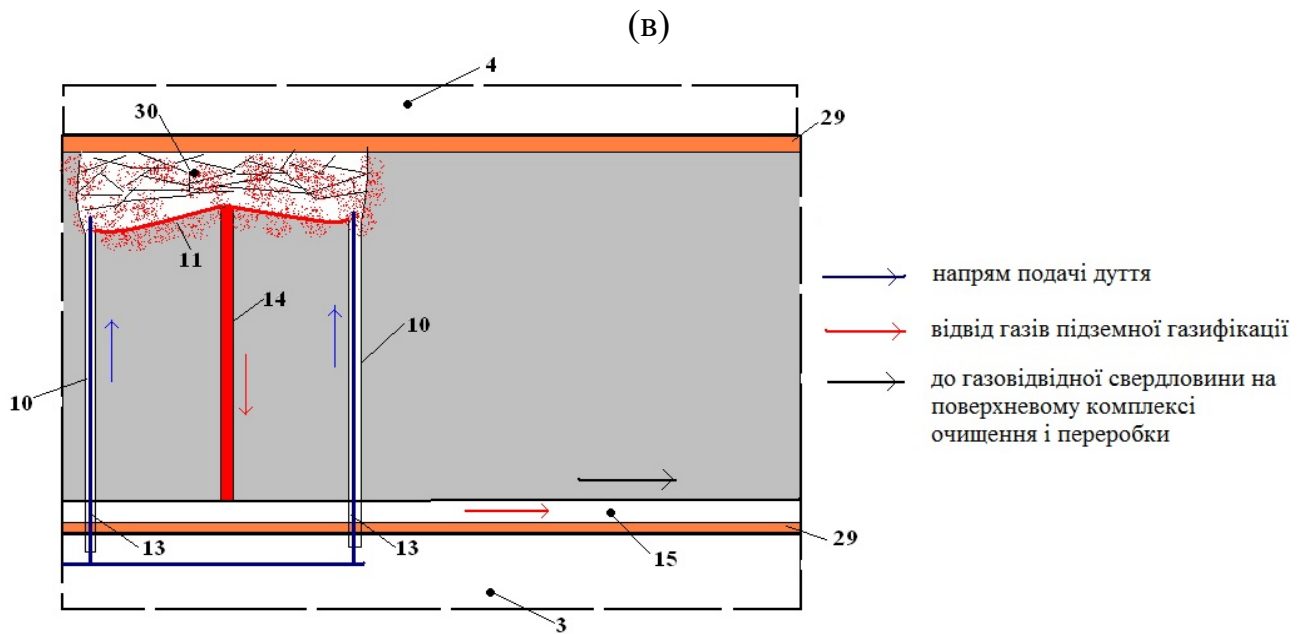


Рисунок 4.6 – Технологічна схема мобільно-модульного енергохімічного підприємства на базі діючої шахти при відпрацюванні некондиційних запасів вугілля: а – вигляд зверху; б – поперечний розріз по газогенератору; в – вигазовування виїмкового стовпа спареними газогенераторами (L_c = довжина реакційних каналів по 30, 20, 25 м); 1 – виїмкові стовпи, оконтурені за простяганням і падінням підготовчими виробками; 2 – повітроподавальний хідник; 3 – дуттьовий штрек; 4 – вентиляційний штрек; 5 – свердловини з установленням у 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 дуттьової свердловини; 11 – вогневий канал; 12 – продукти газифікації; 13 – дуттьова горизонтальна свердловина; 14 – горизонтальна газовідвідна свердловина; 15 – берма дуттьового штреку; 16 – вертикальна газовідвідна свердловина, пов'язана з поверхневим комплексом; 17 – перфорований закладний трубопровід; 18 – ділянки підземних виробок загасаючого 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; 30 – вигазований простір; 31 – деформовані породи покрівлі; 32 – трубчатий рекуператор з холодним теплоносієм; 33 – трубчатий рекуператор з перегрітим теплоносієм (пара); 34 – лебідка для гнучкого дуттьового трубопроводу; 35 – закладний ін'єкційний масив

При шахтній підготовці підземного газогенератора передбачається нарізання трьох виїмкових стовпів за простяганням у шахтному полі з відпрацюванням модульними газогенераторами за підняттям (падінням) з утилізацією теплової енергії продуктів газифікації та розпечених порід, що вміщують газогенератор, у шахтних умовах.

Ділянку шахтного поля розділяють на три стовпи (1), оконтурені за простяганням і падінням підготовчими виробками, повітроподавальними хідниками (2), дуттьовим (3) і вентиляційним (4) штреками. Довжина виймкового стовпа $L_{пр} = 200 - 400$ м, його ширина за падінням (підняттям) $L_{п(в)} = 100$ м. У протилежній частині виймального стовпа формують камери теплотурбіни (21) і компресорного комплексу (22) (рис. 4.6).

Для відбору тепла від продуктів газифікації і розпечених порід, у підосві газогенератора бурять свердловини (вертикально-горизонтальні свердловини – по вугільному пласту) з установленням в них рекуператора «труба в трубі» (5) з різними конструктивними особливостями і теплоносіями, що дасть можливість рівномірного зняття тепла з порід при урахуванні нерівномірності розподілу температур в газогенераторі. Подача в активну зону теплоносія (6, 23) здійснюється з дуттьового штреку (3), в якому розташовується магістральний трубопровід з теплоносієм (6).

Проходячи по трубах (5) теплоносій перетворюється на пару і під тиском по магістральному трубопроводу (7), розташованого на вентиляційному штреку (4), слідує до теплотурбіни (21) для вироблення електроенергії.

Швидкість течії теплоносія в трубах рекуператора тепла порід підземного газогенератора – $0,05 - 0,1$ м/с, залежно від стадії роботи газогенератора, теплоємності, теплопровідності порід підосви і температури продуктів ПГВ.

Довжина модульного генератора приймається виходячи з потужності пласта і можливостей бурового устаткування. 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 (28) розпеченим коксом і подачею збагаченого киснем дуття або за допомогою бінарних зарядів на з'єднанні з дуттьовою свердловиною (10).

Вигазовування стовпа прямим ходом здійснюють шляхом подачі з дуттьового штреку (3) по дуттьовому трубопроводу (10) від компресорного комплексу (22) дуттьової суміші в дуттьову горизонтальну свердловину (13), діаметром $290 - 350$ мм і далі на вогневий канал (11), довжиною $l_{0,3} = 20 - 40$ м. Далі у міру проходження окислювальної і відновної зони продукти газифікації (12) слідують в горизонтальну газовідвідну свердловину (14), діаметром $290 - 350$ мм і по бермі дуттьового штреку (15) – у вертикальну газовідвідну свердловину (16), пов'язану з поверхневим комплексом (24) з очищення і переробки продуктів газифікації з метою отримання електроенергії та хімічної сировини.

В експлуатації знаходяться не менше двох модульних генераторів, порядок відробки шахтного поля здійснюється через стовп, який забезпечує безпечний режим роботи вентиляції та модульних газогенераторів.

Ділянки виробок, прилеглих до діючого і загасаючого газогенераторів (8, 18, 26), ізолюються герметичними перемичками (9), вентиляція примусова за допомогою вентиляторів місцевого провітрювання (26) з викидами теплого повітря у повітроподавальний хідник (2).

Після закінчення робіт нагнітання ін'єкційного розчину триває у вироблений простір модульного генератора через дуттьову свердловину. Закладні роботи ведуть у міру посування вогневого вибою модульного генератора, шляхом нагнітання ін'єкційного розчину в деформовану товщу порід покрівлі та у вироблений простір. Під час газифікації вугільного пласта по закладній свердловині (27), яка знаходиться над вугільним пластом, здійснюється ін'єктування деформованих порід покрівлі.

Після вигазовування стовпа проводяться роботи по загасанню газогенератора, пов'язані з 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 знімається трубчатими рекуператорами (25) і вигляді водяної пари передається на теплотурбіну.

На час цих робіт в експлуатацію вводиться модуль-газогенератор (19), розташований у другому виїмковому стовпі, а після загасання робіт на газогенераторі (19) в роботу вступає модуль газогенератор у першому виїмковому стовпі. У табл. 4.4 і 4.5 наведено показники і технологічні параметри процесу підземної газифікації вугільного пласта марки ДГ у шахтних умовах.

Таблиця 4.4 – Показники процесу СПГВ при різних видах дуття

Вид дуття	Склад дуття, %			Склад газів, які виходять, %							Q, МДж/м ³	КПД, %
	O ₂	CO ₂	пара	H ₂	CH ₄	C	N ₂	H ₂ S	CO ₂	O ₂		
O ₂ N ₂	23	–	–	9,1	6,0	18,4	55,8	0,35	9,3	1,2	5,3	52,0
O ₂ N ₂	66	–	–	18,7	10,2	30,7	20,4	0,8	16,0	3,2	9,5	67,5
O ₂ N ₂	61	–	–	16,5	12,4	33,8	20,0	0,7	14,1	2,5	9,6	66,4
H ₂ O+O ₂	23	–	8,0	8,1	6,1	21,4	52,5	0,5	10,0	1,4	5,8	54,6
H ₂ O+O ₂	56	–	19,5	15,3	10,6	37,4	8,2	1,3	23,2	4,0	10,2	68,3
	53	–	30,6	11,6	10,4	38,6	7,3	1,0	27,2	3,9	11,2	69,0
CO ₂ +O ₂	54	42,0	–	16,5	10,1	49,6	1,3	1,3	17,8	3,4	10,8	68,2
	50	30,7	–	15,7	9,4	45,8	2,1	1,1	22,5	3,4	9,9	65,0
	50	38,5	–	15,8	9,8	49,4	2,1	1,2	18,3	3,4	11,5	68,7
CO ₂ +C ₂ +H ₂ O	52	34,4	15,4	16,5	11,5	47,6	2,9	0,9	17,3	3,3	11,0	68,5
	44	36,9	11,0	16,0	9,5	50,3	2,6	0,9	17,5	3,2	10,7	67,9

Таблиця 4.5 – Технологічні параметри процесу газифікації

Тиск у вогневому каналі, P, МПа	Температура процесу, T, °C	Температура газів у вертикальній свердловині, T ₂ , °C	Швидкість посування вогневого вибою, м/доб	Дотримання паритету окислювальної і відновної зони	Теплова потужність газогенератора, Гкал/год	Електрична потужність газогенератора, кВт/год
1,6 – 3,0	1050 – 1250	350 – 6000	0,5 – 2,2	0,3 – 0,7 0,4 – 0,6	5 – 8	5760 – 9280

Генераторний газ і конденсат очищаються і переробляються на поверхневому комплексі з отриманням електроенергії та хімічної сировини, тут же утилізується залишкове тепло продуктів газифікації.

4.9.1 Енергетична ефективність триконтурного 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 теплоємним рідким носієм у породи, що вміщують підземний газогенератор. Це забезпечує можливість зняття залишкового тепла з породного масиву під час вигазування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації та отримання теплової й електричної енергії, підвищення ефективності процесу підземної газифікації й економічної вірогідності вигазування вугільних пластів некондиційної потужності [19].

При здійсненні способу перевага надається шахтам, які вичерпали термін експлуатації та мають некондиційні, надроблені або підроблені запаси твердого палива. Підготовка підземного газогенератора здійснюється у шахтних умовах з бурінням закладної свердловини у покрівлі пласта, горизонтальних експлуатаційних свердловин по пласту твердого палива, збіжку між ними, розпалювання пласта, подачу дуття, газифікацію твердого палива, отримання штучного газу й закладку деформованих порід покрівлі та вигазованого простору [15, 42, 56, 58].

Формування і функціональність перехідної і відновної зон залежать від керованості та спрямованості окислювальних реакцій в зоні окислювання, яка формує температурну капсулу в часі та просторі навколо реакційного каналу з урахуванням посування вогневого вибою, герметичності газогенератора та теплоємнісних, тепло- і температуропровідних показників порід. У відновній зоні термохімічні реакції проходять з поглинанням тепла, яке вироблене в окислювальній зоні. При збалансованості зон компенсація ендотермічного ефекту реакцій вуглеводу з CO_2 і H_2O відбувається за рахунок теплоємності порід, що вміщують зону. У перехідній зоні формуються фізичні та хімічні чинники, які впливають на кінетику реакцій відновної зони в отриманні паливних компонентів генераторного газу (CO , CH_4 , H_2 та ін.) [7, 14, 43].

Технологічна схема рекуперації тепла порід, що вміщують газогенератор, і конструкція рекуператора тепла повинні враховувати особливості термохімічних процесів, що протікають в реакційному каналі. Розроблені на кафедрі ПРР ДВНЗ «НГУ» спосіб підготовки та система розробки вугільних пластів в умовах шахт (крила, блока) при СПГВ з утилізацією енергії тепла газогенераторів (рис. 4.7), а також технологічна схема і сама конструкція рекуператора тепла (рис. 4.8) і відповідають вищезазначеним вимогам.

Відповідно до запропонованих заходів у підшві пласта бурять горизонтальні свердловини в яких монтуються, згідно розповсюдженню температур по довжині реакційного каналу газогенератора, три контури 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 вигазування вугільного пласта, а також після закінчення процесу

газифікації на стадії затухання робіт з отриманням теплової та електричної енергії на місці підземної газифікації. На рисунку 4.8 наведена розроблена технологічна схема триконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора, поперечний переріз підземного газогенератора по перерізу А-А і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв.

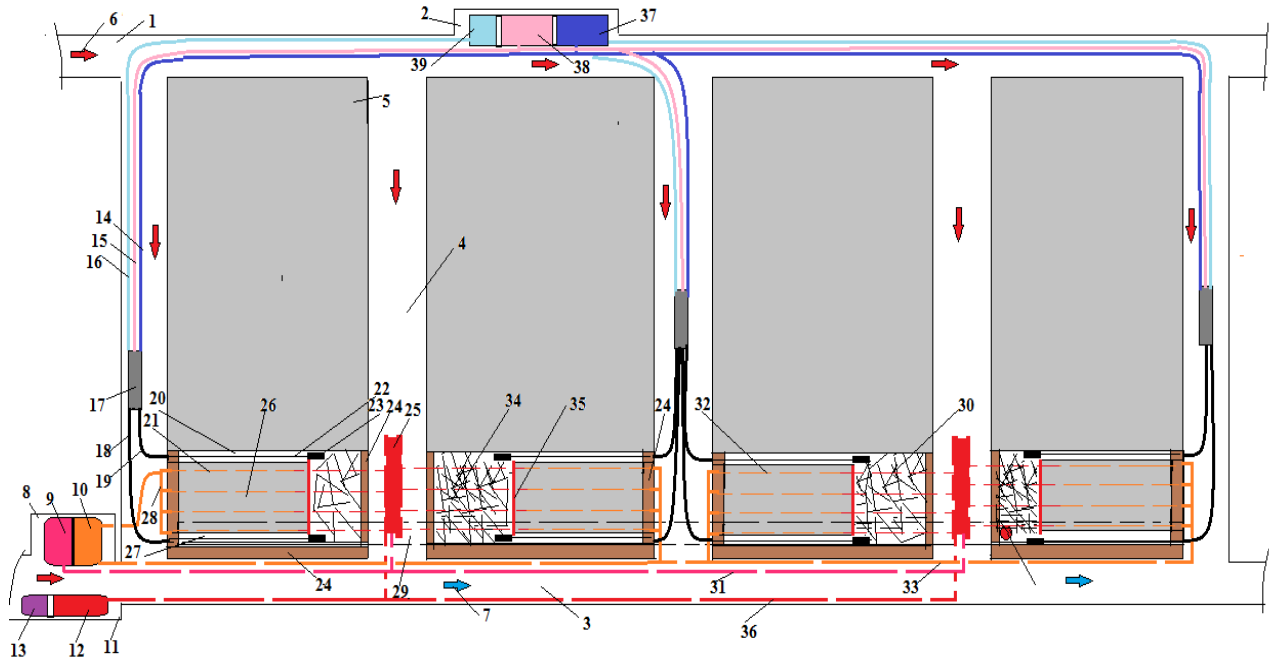


Рисунок 4.7 – Спосіб підготовки та система розробки вугільного пласта в умовах шахти (блока) при СПГВ – погоризонтний, система розробки – довгими стовпами з підняттям, підсистема розробки вугільного стовпа, що вигазовується, за простяганням. 1 – магістральний відкотний штрек; 2 – компресорна камера; 3 – дренажний штрек; 4 – вентиляційний хідник; 5 – виїмковий стовп; 6 – свіжий вентиляційний струмінь; 7 – відвідний вентиляційний струмінь; 8 – камера теплоносія; 9 – охолоджувальний блок насосної установки теплоносія; 10 – подавальний блок насосної установки теплоносія; 11 – камера теплотурбіни; 12 – блок турбіни; 13 – генератор струму; 14 – гумовий трубопровід для повітря; 15 – гумовий трубопровід для перегрітої пари; 16 – гумовий трубопровід для кисню; 17 – дільничний змішувач дуття (ДЗД); 18 – гнучкий металевий трубопровід для газовідвідної свердловини 27; 19 – гнучкий металевий трубопровід; 20 – дуттьова свердловина; 21 – трубопровід рекуператора тепла з холодним теплоносієм; 22 – гнучкий дуттьовий трубопровід; 23 – перфорована насадка; 24 – жаростійкая фосфогіпсова перемичка; 25 – збірний рекуператор тепла з розділом теплоносія і пари; 26 – стовп вугілля, що вигазовується; 28 – мережевий розділ теплоносія; 29 – берма дренажного штреку у підшві пласта; 30, 34 – вигазований простір; 31 – трубопровід для охолодження теплоносія; 32, 33 – трубопроводи для теплоносія; 34 – вигазований простір; 35 – вогневий вибій реакційного каналу; 36 – трубопровід для пари; 37 – компресор; 38 – парогенератор; 39 – генератор кисню

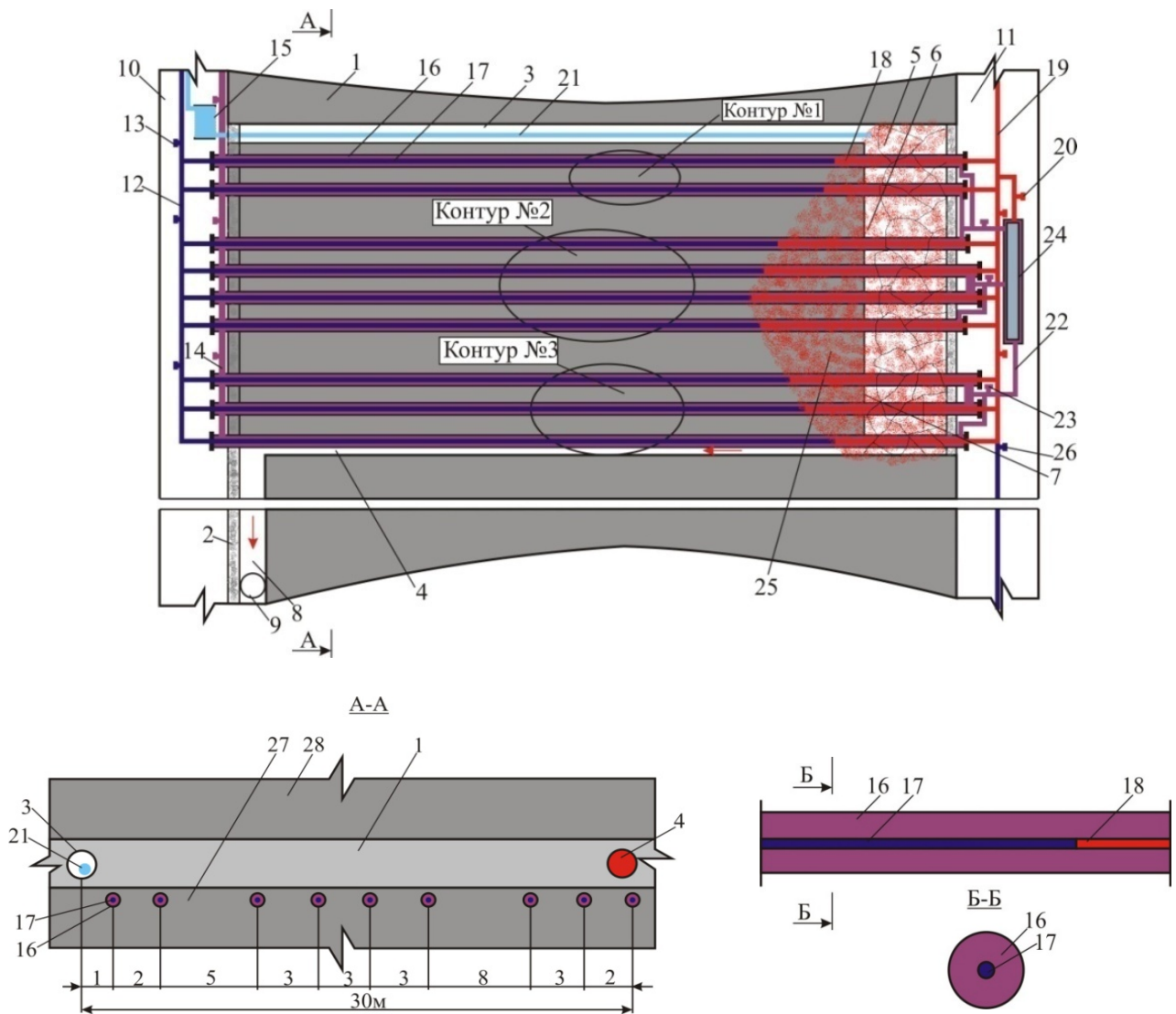


Рисунок 4.8 – Технологічна схема триконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора, поперечний переріз підземного газогенератора по А-А і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв Б: 1 – вугільний пласт; 2 – термоізоляційна перемичка; 3 – рекупераційний елемент; 4 – газовідвідна горизонтальна свердловина; 5 – вигазований простір; 6 – реакційний канал газогенератора; 7 – вогневий вибій; 8 – берма повітряподавального штреку; 9 – вертикальна газовідвідна свердловина; 10 – повітряподаючий 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 ($d = 32$ мм); 16 – трубопровід ($d = 75 - 100$ мм) з теплоносієм (Na або гліколь); 17 – трубопровід ($d = 50 - 75$ мм) з теплоносієм вода; 18 – трубопровід з парою; 19 – паропровід ($d = 100 - 120$ мм); 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 киплячого теплоносія (Na або гліколь); 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 – 0,2 м від вугільного пласта зі штреку (10) на штрек (11) за падіння виїмкового стовпа буряться 9 похилих (горизонтальних) свердловин, в яких монтується трубопровід (16), $d = 75 - 100$ мм рекуператора тепла з теплоносієм (Na або гліколь) у трубопровід (16) вкладається трубопровід (17), $d = 50 - 75$ мм, теплоносієм в якому є вода. З боку 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), $d = 100 - 120$ мм, трубопровід (16) з'єднується з котлом-рекуператором тепла (24) від киплячого теплоносія (Na або гліколь). Паропровід (19) монтується до паросилової установки з виробки теплової та електричної енергії.

Проведеними дослідженнями [17, 18] було встановлено, що у міру 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. 4.9 і 4.10).

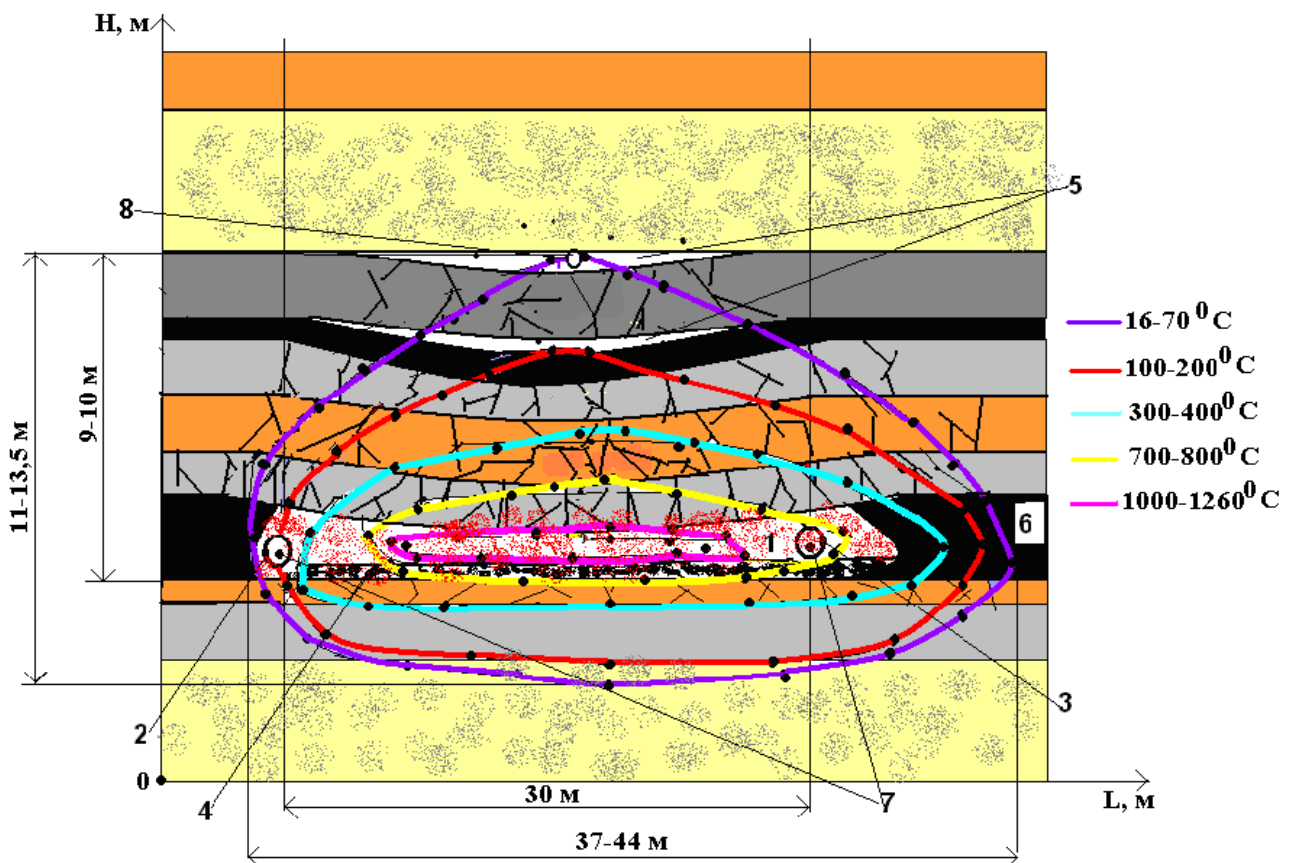


Рисунок 4.9 – Параметри прогріву породовугільного масиву поперек нашарування: 1 – реакційний канал підземного газогенератора; 2 – дуттьова похило-горизонтальна свердловина; 3 – газовідвідна похило-горизонтальна свердловина; 4 – золозалишки; 5 – порожнина розшарування порід покрівлі; 6 – вугільний пласт; 7 – гнучкий трубопровід; 8 – закладний трубопровід

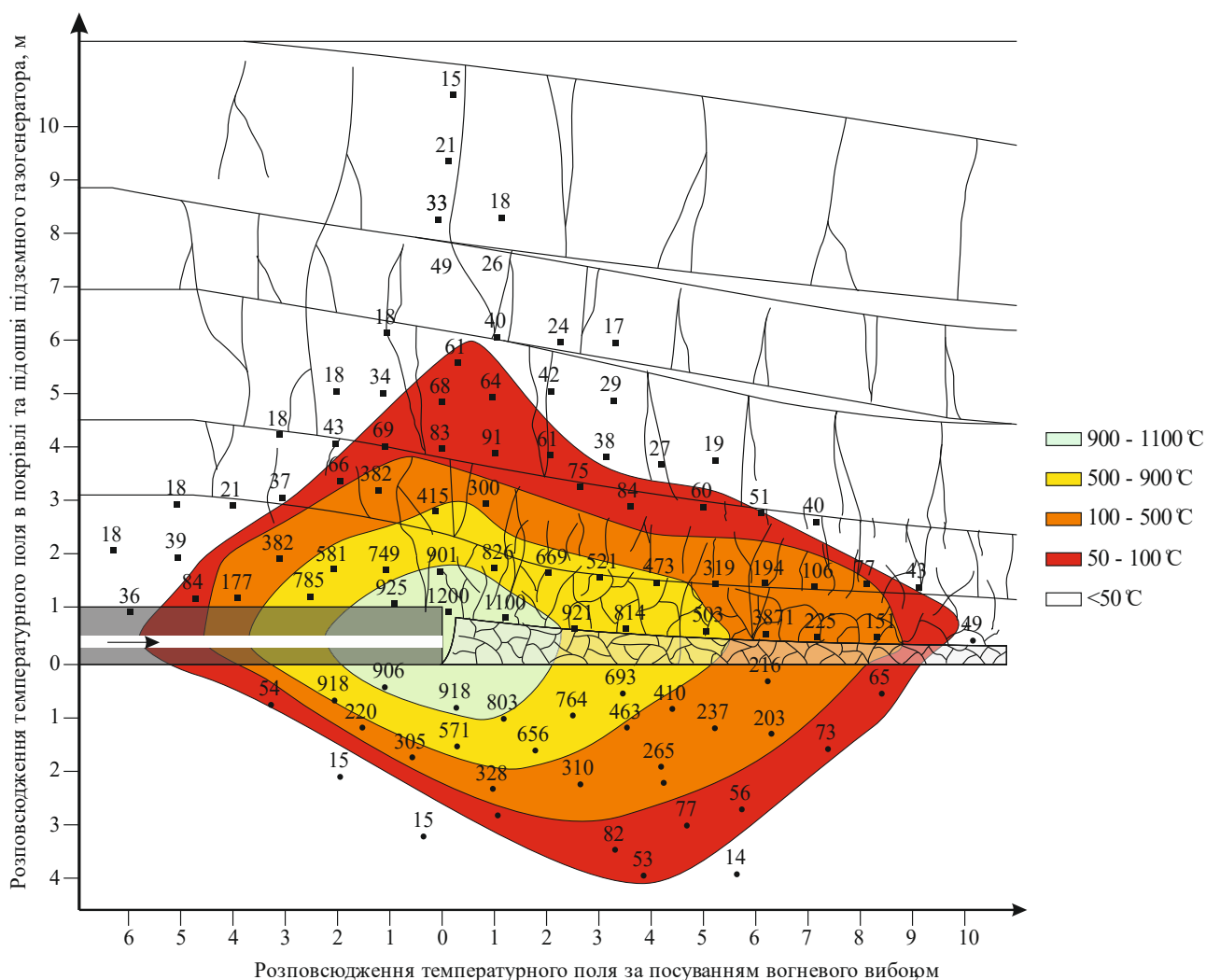


Рисунок 4.10 – Параметри розповсюдження температурного поля в породах при газифікації вугільного пласта

У 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%. У свою чергу аналіз стендових досліджень у 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 у 1,4 рази менше ніж перпендикулярно нашаруванню [41, 99].

За даними аналізу експериментальних підземних газогенераторів, лабораторних і стендових досліджень побудовано графік прогріву порід в опорній зоні у вигазованому просторі підземного газогенератора (рис. 4.11). З урахуванням теплового потоку виведено середній коефіцієнт теплопередачі від газу до порід – $K_n = 78,2 \text{ кДж/м}^2\text{ч} \text{ } ^\circ\text{С}$ [86]. Якщо врахувати дросельний ефект породного масиву, який вміщує підземний газогенератор, то коефіцієнт складе $K_n = 43,5 \text{ кДж/м}^2\text{год} \text{ } ^\circ\text{С}$. У табл. 4.6 наведено отримані профілі температур і тисків у вогневому каналі підземного газогенератора залежно від його довжини.

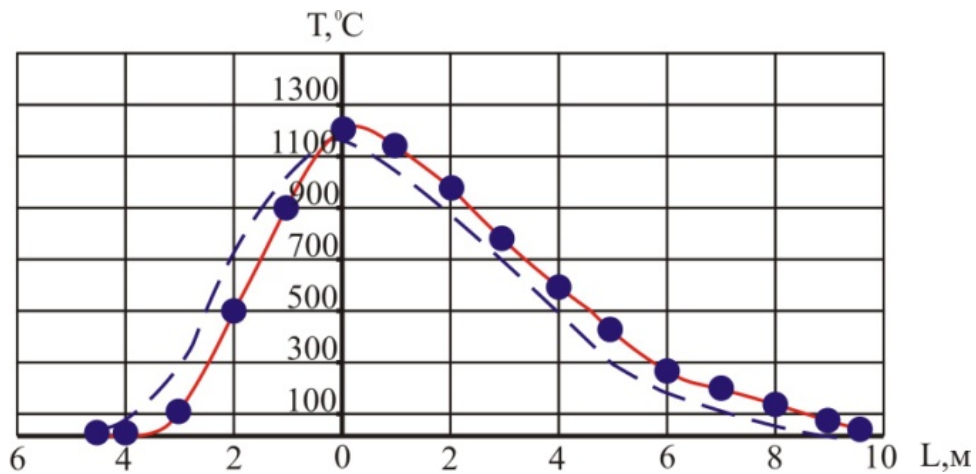


Рисунок 4.11 – Прогрів порід в опорній зоні та вигазованому просторі підземного газогенератора

Таблиця 4.6. – 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	0,60
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	0,60
30	—	589	1007	0,60
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 відновну (рис. 4.12). Тому породи над вогневим вибоєм піддаються різним термічним навантаженням. Така ж ситуація спостерігається у вигазованому просторі. У міру вигазовування вугільного пласта й посування 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 вертикальній газовідвідній свердловині (9), а частка тепла до (30 – 49%) акумулюється в породах, що вміщують газогенератор (див. рис. 4.8).

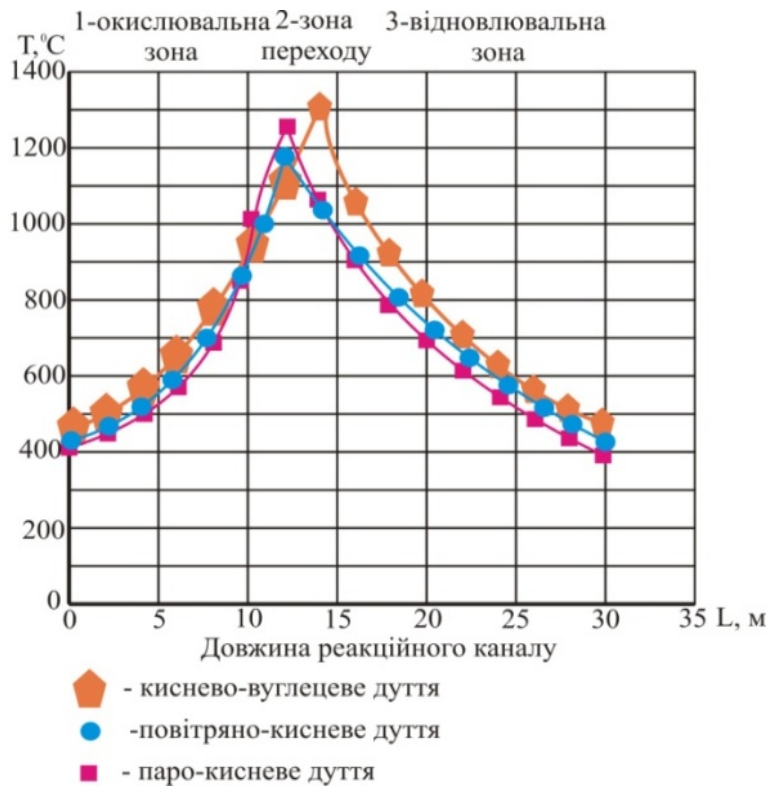


Рисунок 4.12 – Параметри розподілу температур у вогневому каналі підземного газогенератора

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 параметрів формування температурного поля у підземному газогенераторі, з використанням теплоносіїв з різними теплофізичними якостями, що забезпечує ефективність і стабільність роботи системи з рекуперації тепла порід незважаючи на зміни показників матеріального, і теплового балансу процесу та геомеханічних параметрів породної товщі, що вміщує газогенератор [21, 25].

Зовнішній трубопровід (16) з теплоносієм (розчини рідких металів Na, Na-K або гліколь), який має температуру кипіння $T_k = 260 - 620$ °C, передає отримане від порід газогенератора тепло на внутрішній трубопровід у теплоносії – вода зі швидкістю 0,1 – 0,15 м/с. Попадаючи в зону температур понад 100 °C у трубопроводі з парою (18), вода перетворюється на 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 розподілу клапанами пари (20), направляє на паротурбіну з показниками пари $T = 230 - 280$ °C з тиском $P = 1,8 - 2,3$ МПа. При кипінні зовнішнього теплоносія на ділянці (22) трубопроводу (16), яке може статися зважаючи на показники температур у підземному газогенераторі на контурі 2, киплячий теплоносії скидається у зовнішній кожух котла-рекуператора, де у внутрішньому кожусі знаходиться вода, яка під дією температур перетворюється на пару і направляє з температурою $T = 150 - 260$ °C і тиском $P = 0,8 - 1,8$ МПа за допомогою керованих клапанів (23) у паропровід (19).

4.9.2 Розрахунок теплової потужності контурної рекуперації тепла порід, що вміщують підземний газогенератор

Використаємо формулу для визначення конвекційного 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:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu_w},$$

де ν_w – коефіцієнт в'язкості (m^2/s).

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 розпечених 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, що передається від порід до теплоносія через 1 м.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 – витрати 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 1 м.п. труби.

$$\Delta t = t_2 - t_1,$$

де t_2 – температура розпечених 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 з зони горіння, величина зони горіння. Враховуючи, що коефіцієнт корисної дії рекупераційних установок складає $\eta = 53 - 62\%$ та використовуючи загальновідомі принципи переведення просторової потужності у часову, розрахункова тепла потужність контурної рекуперації тепла порід, що вміщують підземний газогенератор, складатиме 4,6 – 8,5 Гкал/год, що відповідає 5336 – 9860 кВт/год.

Розрахункова тепла потужність контурної рекуперації тепла порід 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 та мобільно знімати залишкове тепло по всій площі поширення температур у підземному газогенераторі під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації в стадії загасання робіт, з отриманням теплової та електричної енергії на місці підземної газифікації [20], ефективно вести процес газифікації вугільних пластів в умовах техногенної порушеності масиву і забезпечити економічну доцільність процесу газифікації вугільних пластів малої потужності [77].

4.10 Технологічна схема газифікації надробленого вугільного пласта з верхнього відпрацьованого горизонту

При здійсненні способу перевага надається шахтам, які вичерпали термін експлуатації й мають некондиційні надроблені запаси твердого палива. Спосіб реалізації стовповий. Довжина стовпа приймається згідно показників обладнання та геомеханічних параметрів породної товщі, яка вміщує вугільний пласт. Розкриття та підготовка надроблених запасів здійснюється з верхнього горизонту вертикально-горизонтальними свердловинами зі збій-кою та пропалюванням реакційного каналу між ними. Довжина реакційного каналу приймається, виходячи з показників матеріального та теплового балансу процесу і геомеханічних параметрів породної товщі, що вміщує газогенератор.

На рис. 4.13 наведена технологічна схема способу підземної газифікації, в якому газифікація надробленого пласта твердого палива здійснюється в шахтних умовах з верхнього відпрацьованого горизонту. Закладка деформованих порід покрівлі та вигазованого простору проводиться за допомогою закладної вертикально-горизонтальної свердловини, пробуреної в покрівлі порід над газогенератором.

Спосіб підземної газифікації твердого палива, що містить буріння вертикально-горизонтальних свердловин, їх збійку між собою, розпалювання пласта, подачу дуття, газифікацію твердого палива, отримання штучного газу й закладку деформованих порід покрівлі та вигазованого простору, відрізняється тим, що попередньо у міжштрекових ціликах (6) магістрального відкотного штреку (МВШ) формують камери з примусовим провітрюванням (11) кожної, для устаткування дуттьового комплексу (ДК), закладного комплексу (ЗК), парогенератора (ПГ), насосної установки (НУ).

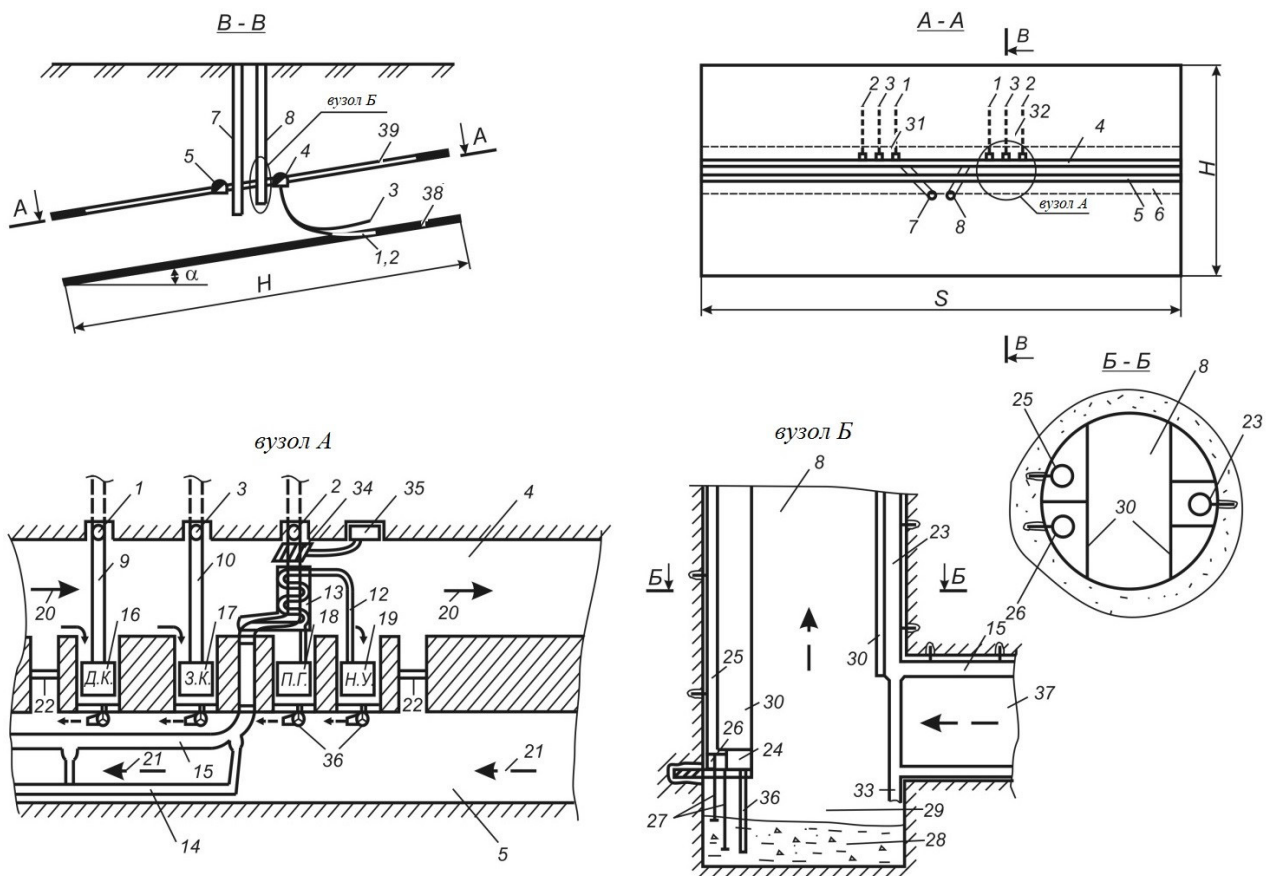


Рисунок 4.13 – Технологічна схема мобільно-модульного енергохімічного підприємства на базі глибокої шахти, що має кондиційні (некондиційні) надпрацьовані запаси вугілля з рекуперацією тепла продуктів газифікації порід, що вміщують газогенератор, очищенням газів від $H_2 S$ і поділом продуктів СПГВ на рідку і газоподібну фракції в шахтних умовах: В-В – технологічна схема розкриття надробленого пласта свердловинами газогенератора; А-А – техноло-гічна схема способу підготовки газогенераторів на відробленому горизонті; вузол А – технологічна схема обладнання свердловин газогенератора; вузол Б – технологічна схема акумуляції та транспортування хімічних речовин; Б-Б – розріз запропонованого способу видобувним обладнанням; 1, 2 – експлуатаційні свердловини; 3 – закладна свердловина; 4 – магістрально відкотний штрек; 5 – вентиляційний штрек; 6 – міжштрекові цілики; 7 – головний стовп; 8 – вентиляційний стовп; 9 – дуттьовий трубопровід; 10 – закладний трубопровід; 11 – примусове провітрювання; 12 – трубопровід; 13 – рекуператор тепла; 14 – трубопровід конденсату; 15 – газопровід; 16 – камера дуттьового компресора ДК; 17 – камера закладного комплексу ЗК; 18 – камера парогенератора ПГ; 19 – камера насосної установки. 20 – свіжий вентиляційний струмінь; 21 – відроблений струмінь повітря; 22 – перемички; 23 – газопровід; 24 – насос; 25 – трубопровід; 26 – допоміжна насосна установка; 27 – датчики для контролю рівня води в зумпфі; 28 – вода для розчину; 29 – зумпф; 30 – перегородки безпеки; 31-33 – трубопроводи 34, 35 – комплекси очищення й акумуляції; 36 – вентилятор місцевого провітрювання; 37 – вугільний надроблений пласт; 38 – відроблений горизонт; 39 – поверхневий комплекс очищення та переробки

Розкривають вугільний надроблений пласт з відробленого горизонту, буріння вертикально-горизонтальних свердловин здійснюється з магістрального відкотного штреку (МВШ) на надроблений пласт (рис. 4.14). Причому дуттьова та газовідвідна свердловини розташовуються у надробленому вугільному пласті на відстані 25, 30 або 60 м, що дає можливість формування зон термохімічного розкладання вугілля з одержанням готових продуктів газифікації, а закладна свердловина в породах покрівлі над зоною термохімічного розкладання вугілля.

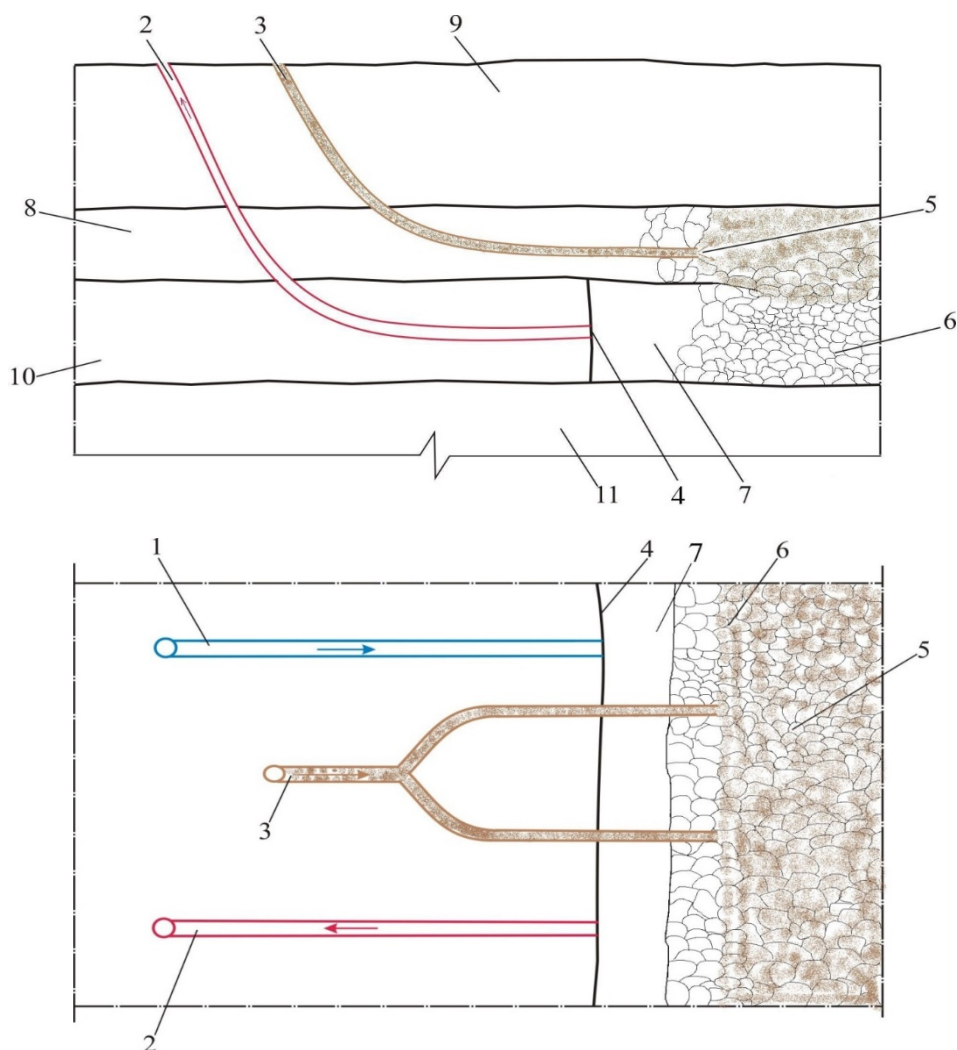


Рисунок 4.14 – Схема газогенератора з підготовкою з верхнього горизонту: 1 – повітряподавальна свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – закладна свердловина; 4 – вогневий канал; 5 – закладний масив; 6 – вигазований простір; 7 – реакційний канал; 8 – деформовані породи; 9 – надвугільний масив; 10 – вугільний пласт; 11 – породи підвугільної товщі

Закладний масив формують у деформованих породах покрівлі та виробленому просторі [35, 50]. При цьому газифікацію здійснюють у шахтних умовах довгими стовпами за підняттям з відведенням продуктів газифікації у відповідні камери з рекуперацією тепла й отриманням електроенергії на місці газифікації.

Закладання порід покрівлі та вигазованого простору здійснюється за допомогою вертикально-горизонтальної закладної свердловини, пробуреної в покрівлі порід. Надроблений пласт (37) розкривають з відробленого горизонту (38), що знаходиться вище, вертикально-горизонтальними свердловинами (1) і (2), одна з яких дуттьова (1) з дуттьовим трубопроводом (9), друга – газовідвідна (2). Крім цих свердловин, горизонтальна частина яких пройдена по вугільному пласту, в породах покрівлі над газогенератором буриться закладна свердловина (3) та обладнується закладним трубопроводом (10).

Експлуатаційні свердловини (1), (2) та закладна (3) буряться з магістрального відкотного штреку МВШ (4). У цілику між МВШ і вентиляційним штреком ВШ (5), по якому здійснюється відвід відробленого струменя повітря, монтуються камери: (16) – дуттьового компресора ДК; 17 – закладного комплексу ЗК; 18 – парогенератора ПГ; 19 – насосної установки з трубопроводом (12) для подачі води до рекуператора тепла (13). Для ефективності газифікації надробленого вугільного пласта на кресах горизонту (38) монтуються дві ділянки модуль-генераторів, газифікація надробленого вугільного пласта (37) здійснюється зворотнім ходом довгими стовпами по підняттям. Процес газифікації надробленого вугільного пласта здійснюється подачею суміші дуття від ДК (16) по свердловині (1) у вогневий вибій газогенератора. Високотемпературні парогазові продукти газифікації направляються під тиском по газовідвідній свердловині на трубопровід (15), який закладається у підшві виробки (4) і обладнується рекуператором тепла (13). Відвід тепла від газотрубопровода (15) здійснюється теплоносієм (вода), що подається до рекуператора (13) насосною установкою.

Під дією високих температур вода перетворюється на перегріту пару і потрапляє у парогенератор (18) з метою отримання електроенергії. У міру руху газоподібних продуктів газифікації здійснюється їх охолодження, що сприяє випадінню хімічних речовин, які збираються у трубопровід конденсату (14), що знаходиться на підшві виробки (5) нижче газопроводу (15). Далі гази та хімічні речовини по трубопроводах (14) і (15) рухаються до вентиляційного стовпа (8). Вертикальний стовп (8) обладнаний газопроводом (23), по якому газ направляється до поверхневого комплексу очистки та переробки (39), який знаходиться на проммайданчику шахти. Хімічна речовина по трубопроводу (33) потрапляє у зумпф (29), де розчиняється у воді (28). Відкачування води і хімічних речовин з зумпфа (29) здійснюється насосом (24), рівень води в зумпфі контролюється датчиками (27). По трубопроводу (25) вода з зумпфа (28) за допомогою насосної установки (26) рухається до поверхневого комплексу (39) для очищення та вилучення хімічних речовин. Очищену воду по трубопроводу (27) направляють на технічні потреби.

Секції стовпа (8) розділені перегородками безпеки (30). Магістральний відкотний штрек з'єднується з вентиляційним штреком через збійки, обладнані вентиляційними перемичками (22) з дверима. Провітрювання ділянок модуль-генераторів здійснюється роздільно по прямоточній схемі. Свіжий вентиляційний струмінь (20) поступає з головного стовпа (7). У виробки навколо стовбурного двора й розділяється на два крила.

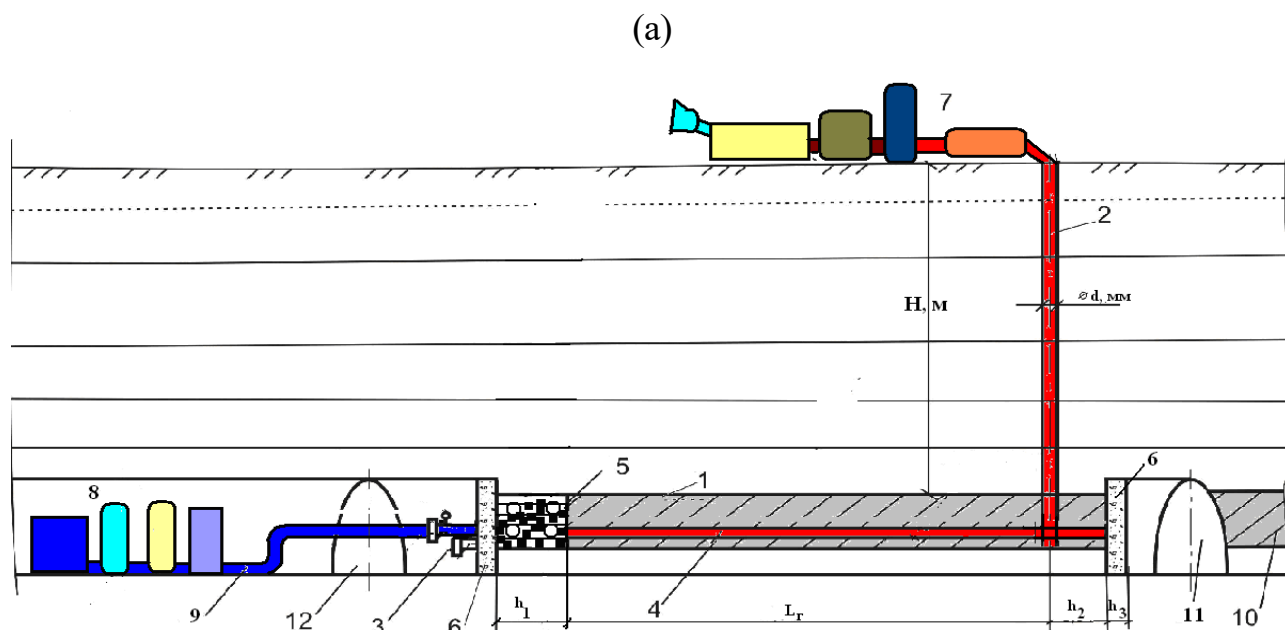
Рухаючись по МВШ (4) свіжий струмінь (20) омиває обладнання свердловин (1), (2), (3) та камери (16), (17), (18), (19). Далі відпрацьований струмінь по вентиляційному штреку (5) рухається до вентиляційного стовпа (8). Провітрювання камер у разі потреб може здійснюватися примусово вентиляторами місцевого провітрювання (36), або за рахунок загальношахтної депресії. При газифікації вугільних пластів з вмістом сірки більш 1,8%, газоподібні продукти газифікації потребують очищення від сірководню H_2S , для цього встановлено комплекси очищення й акумуляції (34), (35) на виході з газовідвідної свердловини. Основні техніко-економічні показники запропонованої технології газифікації наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Техніко-економічні показники газифікації надробленого вугільного пласта марки Д

Довжина вигазованого стовпа, м	Довжина реакційного каналу, м	Вихід генераторного газу, $m^3/год$	Вихід хімічних речовин, т/доб	Теплова потужність газогенератора, Гкал/год	Електрична потужність газогенератора, кВт/год	ККД процесу газифікації в шахтних умовах, %
400 – 800	25 – 40	4685 – 9570	3,9 – 11,5	5 – 6	5820 – 6984	53 – 64

4.11 Технологічна схема підготовки шахтного газогенератора комбінованим способом

При неглибокому (до 200 м) і пологопохилому заляганні вугільного пласта, з неможливістю розташування комплексу очищення і переробки продуктів газифікації (7) в шахтних виробках підготовка газогенератора пропонується комбінованим способом (рис. 4.15). Формування реакційного каналу (4) газогенератора здійснюється по горизонтальній свердловині, пробуреній між підготовчими виробками (11), (12) і розкритій з поверхні землі вертикальною свердловиною (2), яка з'єднується з горизонтальною свердловиною (4).



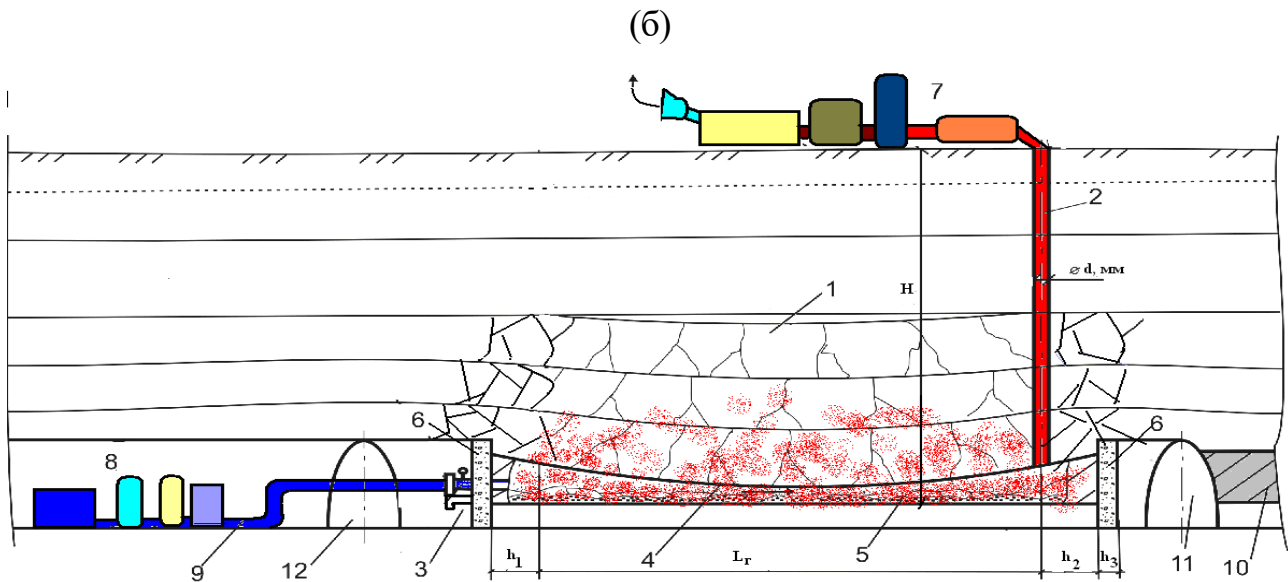


Рисунок 4.15 – Підготовка шахтного газогенератора комбінованим способом: а – підготовка газогенератора; б – період експлуатації

На поверхні землі встановлюється комплекс очищення і переробки продуктів газифікації (7), а в гірничих виробках – компресорний комплекс підготовки та подачі дуття (8). Виробки шахти від газогенератора відокремлюються герметичними перемичками (6).

Розпалювання вугільного пласта здійснюється за допомогою сформованої розпалювальної камери (5), де викладається з дерев'яних брусів (колод) кліть і засипається кучкуватим вугіллям. Розпалювальна камера (5) відділяється від виробки (12) герметичною перемичкою, в якій вмонтовано розпалювальний патрубок (3) із затвором. Джерело вогню через патрубок (3) подається в камеру (5). Збагачене киснем дуття подається від компресорного комплексу по трубопроводу (9) до вогнища спалаху. Це забезпечує прогрів і загоряння вугільного пласта по всій потужності і обумовлює спрямованість процесу газифікації до автотермічності. Видача продуктів газифікації вугільного пласта здійснюється через газовідвідну вертикальну свердловину (2), а далі газоподібні продукти для очищення й переробки направляються на поверхневий комплекс 7.

Параметри ведення процесу газифікації будуть залежати від гірничо-геологічних умов і гірничотехнічних параметрів процесу. Конструкція підземного газогенератора передбачає роботу газогенератора по нагнітальній системі подачі дуття і комбінованою подачею дуття і відводом продуктів газифікації. Штучна герметизація газогенератора з ін'єкцією деформованих порід передбачається з урахуванням глибини залягання, потужності вугільного пласта і порожнини вигазованого простору.

Переваги технологічної схеми:

- простота конструкції підземного газогенератора;
- нескладна аеродинамічна система при комбінованій подачі дуття і відводом продуктів газифікації в підземному газогенераторі, що покращує процес керування при вигазовуванні вугілля;

– технологічність і надійність розпалювання пласта і створення реакційного каналу.

Недоліки технологічної схеми:

– витрати на відведення землі на поверхневий комплекс очищення і переробки продуктів газифікації;

– додатковий приплив підземних вод у газогенератор за рахунок дренажу по газовідвідній свердловині;

4.12 Розроблені технологічні схеми підземної газифікації для попередньо визначених придатних кам'яновугільних ділянок

Наведені нижче технологічні схеми розроблені на основі обґрунтування придатності вугілля в умовах найменших витрат на його підготовку з урахуванням застосування методів підземної газифікації. Розроблена універсальна технологічна схема, яка може застосовуватися для відпрацювання вугільних пластів ділянок, що отримали позитивну оцінку. Схема розкриття і підготовки підземного газогенератора зображено на рис. 4.16.

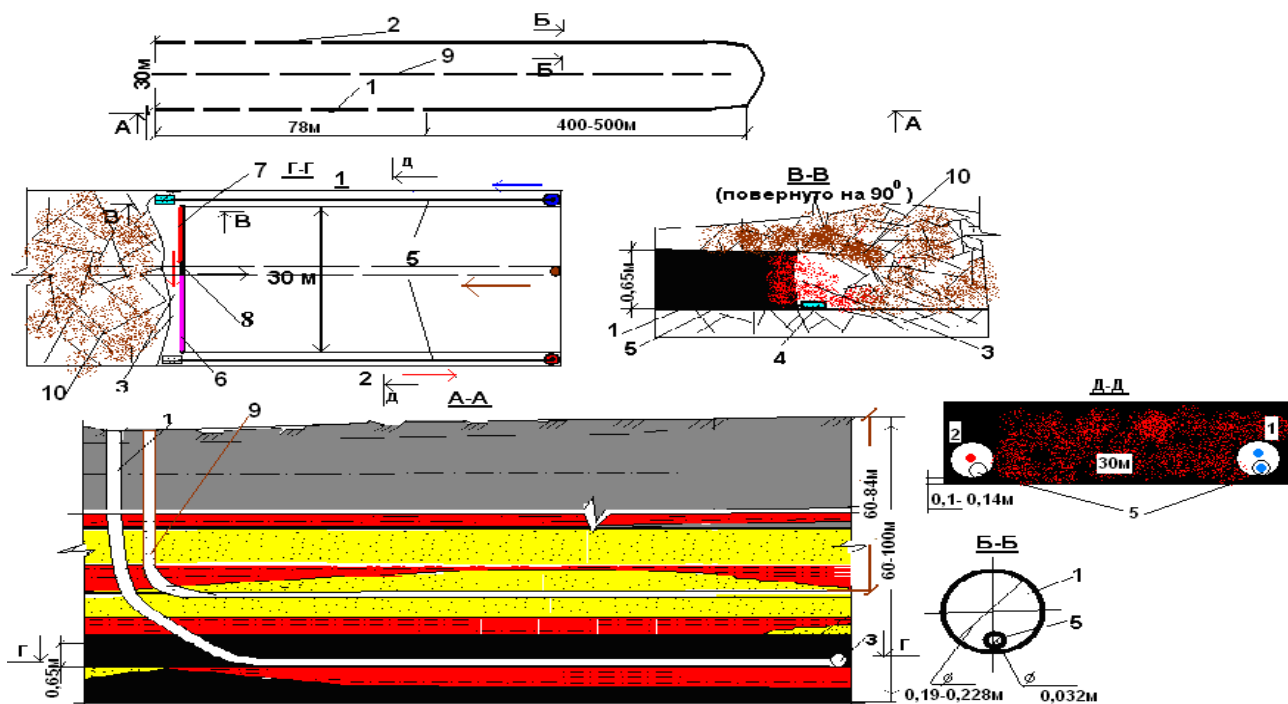


Рисунок 4.16 – Схема розкриття і підготовки підземного газогенератора: 1 – дуттьова похило-горизонтальна свердловина; 2 – газовідвідна похило-горизонтальна експлуатаційна свердловина; 3 – реакційний канал; 4 – жаростійка перфорована насадка; 5 – гнучкий трубопровід для спрямованої селективної подачі компонентів дуття; 6 – відновна зона реакційного каналу (17,2 – 33% від довжини реакційного каналу підземного газогенератора); 7 – перехідна зона (2,4 – 4,5% від довжини реакційного каналу підземного газогенератора); 8 – окислювальна зона; 9 – закладна похило-горизонтальна свердловина; 10 – закладний породний масив

Дуття подають у підземний газогенератор через повітряподавальну (нагнітальну) свердловину (1) в реакційний канал (3) в зону окислення (горіння) (6). Далі генераторний газ, який утворився під час окислення, рухається через перехідну зону (7) (де відбувається перехід кінетики процесу від окислювальних реакцій до відновних зі збереженням високих температур продуктів горіння) в зоні відновлення (8) і через газовідвідну свердловину (2) виводиться на земну поверхню.

Виходячи з аналізу чинників, що впливають на процес газифікації вугільних пластів, на прикладі ділянки 2А (рис. 4.17) та ділянки №1 (рис. 4.18) Солонівської кам'яновугільної площі, відповідно до критеріїв придатності, розроблені схеми відпрацювання цих ділянок за допомогою технології СПГВ (рис. 4.19, 4.20).

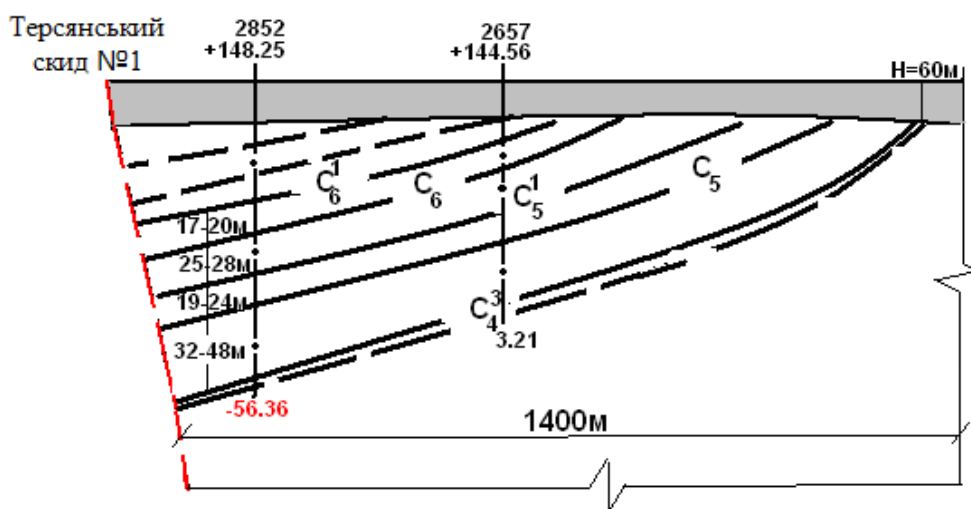


Рисунок 4.17 – Геологічний розріз ділянки 2А Солонівської кам'яновугільної площі

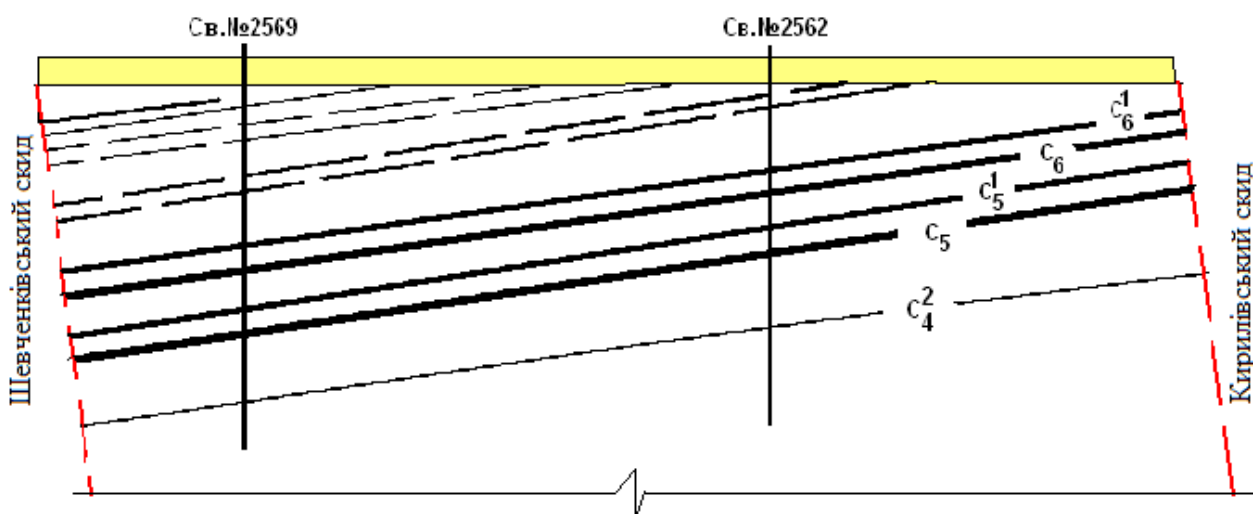


Рисунок 4.18 – Геологічний розріз ділянки №1 Солонівської кам'яновугільної площі

Порядок відпрацювання технологічної схеми (рис. 4.19): верхній пласт C_6^1 вигазовується за підняттям із закладанням деформованих порід покрівлі та вигазованого простору з відставанням від нижнього пласта C_4^3 (дренажного) 50 – 60 м.

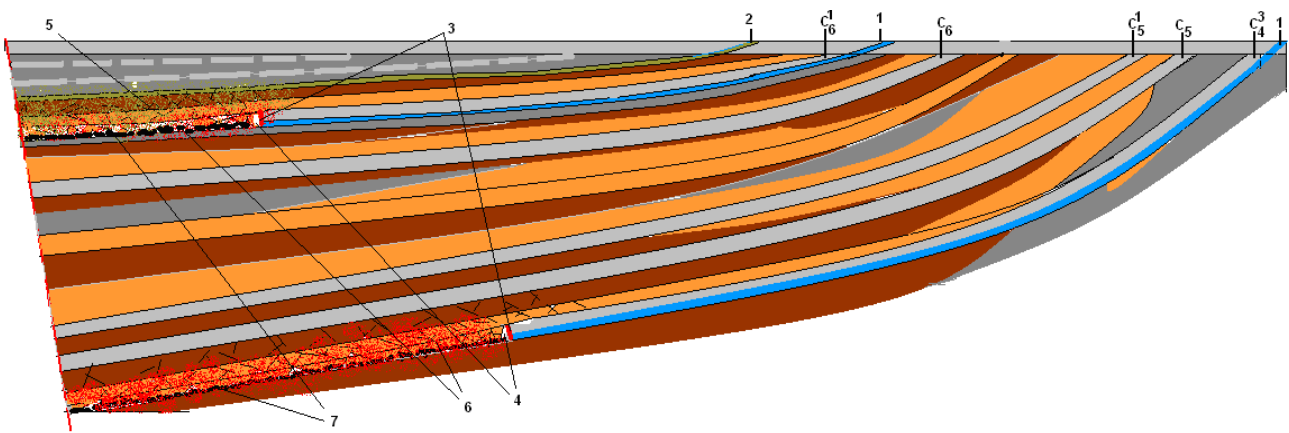


Рисунок 4.19 – Технологічна схема відпрацювання світи вугільних пластів ділянки 2А: 1 – дуттьова свердловина; 2 – закладна свердловина; 3 – вогневий вибій; 4 – реакційний канал підземного газогенератора; 5 – закладний масив; 6 – вигазований простір; 7 – золозалишки

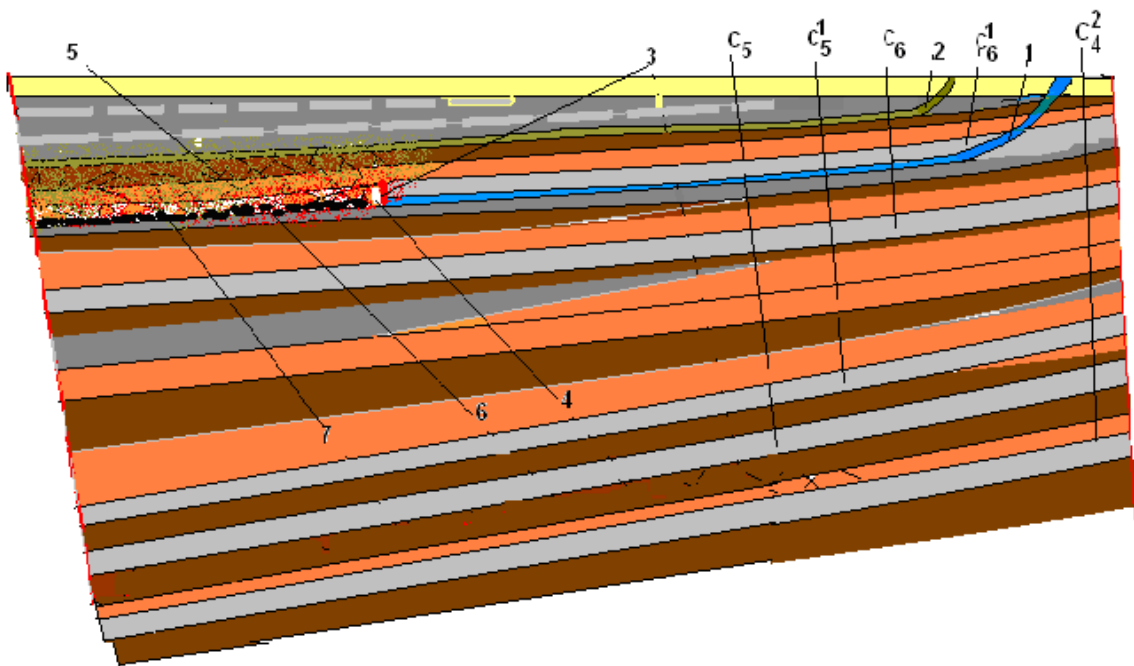


Рисунок 4.20 – Технологічна схема відпрацювання світи вугільних пластів №1 ділянки А: 1 – дуттьова свердловина; 2 – закладна свердловина; 3 – вогневий вибій; 4 – реакційний канал підземного газогенератора; 5 – закладний масив; 6 – вигазований простір; 7 – золозалишки

За технологічною схемою (рис. 4.20) вигазовування проводиться по пласту C_6^1 як найбільш сприятливого до відпрацювання згідно обґрунтованих критеріїв придатності вугільних пластів до СПГВ

Висновки

Запропонована технологія свердловинної підземної газифікації вугілля відповідає вимогам видобутку та комплексної переробки твердого палива на місці його залягання у замкнутому екологічно безпечному циклі з отриманням електричної, теплової енергії та хімічних речовин. Вона є ефективною при відпрацюванні балансових і забалансових надроблених запасів вугільних шахт, оскільки не вимагає значних витрат на розкриття та підготовку нижніх горизонтів, утилізації та складування породи підготовчих капітальних виробок. СПГВ дає можливість продовжити термін роботи шахт, отримати додаткові об'єму горючого газу, електричної, теплової енергії та хімічної сировини, вирішити важливу соціальну проблему працевлаштування гірників.

Розташування під землею основного обладнання підземних газогенераторів зменшує площу поверхневого комплексу, а розташування обладнання очищення та переробки на проммайданчику шахти не потребує додаткового відлучення землі. Буріння свердловин з верхнього горизонту на надроблений вугільний пласт у шахтних умовах потребує менше часу і витрат порівняно з бурінням з поверхні землі, а також виключає негативний вплив на поверхневий родючий ґрунт.

ВИСНОВКИ

Пріоритетним розвитком вуглеенергетики в ХХІ столітті стане будівництво й експлуатація енергохімічних, геореакторних систем на базі технології підземної газифікації вугільних пластів з комплексною переробкою сировини на місці залягання й отриманням селекційного, високоякісного енергохімічного продукту.

Світовий досвід показує, що відпрацювання тонких запасів вугілля традиційним способом є недоцільним через високу собівартість кінцевої продукції, низьку безпеку праці шахтарів при підземних роботах. Підхід, в якому поточна ціна на енергетичні носії, зокрема вугілля, формується в основному при традиційних технологіях його видобування, є неправильним. При розробці запасів вугілля необхідно поєднувати технології енергоефективності та енергозбереження, що дозволять створити єдину систему генерації енергії в умовах паливно-енергетичного комплексу України.

Основна проблема при газифікації полягає в постійному контролюванні розміру вигазованого простору, втрата контролю над яким може призвести до розгерметизації підземного газогенератора і дестабілізації зон протікання термохімічних реакцій у підземному газогенераторі. Для цього необхідно підтримувати тиск у газогенераторі нижчий за гідростатичний, який в свою чергу визначає рівень водоносного горизонту.

За оцінками експертів, запаси вугілля для потреб СПГВ в Україні становлять 20,2 млрд т балансових і 3,8 млрд т забалансових запасів кам'яного вугілля, 1,18 млрд т балансових і 0,24 млрд т забалансових запасів бурого вугілля, що дорівнює 45 – 55% запасів вугілля, яке в першу чергу може бути застосовано для потреб підземної газифікації.

Україна має надзвичайний резерв розвіданих ділянок, підготовлених для будівництва нових вугільних підприємств, який складається з 66 ділянок загальною виробничою потужністю 124,5 млн т вугілля на рік, у тому числі для будівництва шахт – 57 ділянок потужністю 106,4 млн т, для будівництва розрізів – 9 ділянок потужністю 18,1 млн т бурого вугілля на рік. Резерв для будівництва нових шахт з бурого вугілля становлять 6 ділянок потужністю 5,8 млн т.

Розроблена в Національному гірничому університеті технологія свердловинної підземної газифікації вугільних пластів дозволяє успішно вирішувати технологічні та соціальні проблеми, захистити навколишнє середовище від негативного впливу діючого паливно-енергетичного комплексу. Зокрема, технологічний процес свердловинної підземної газифікації вугілля дозволяє ліквідувати відвали шахтних порід, відходи вуглезбагачення, золошлаки теплових електростанцій і котелень, димові викиди шкідливих продуктів згоряння вугілля, і тим самим утворення кислотних дощів, і знизити парниковий ефект [98].

При виборі вугільних родовищ необхідно враховувати наступні техногенні чинники процесу свердловинної підземної газифікації вугілля: процес СПГВ штучно впливає на природні умови з утворенням локальних розвантажень, з ослабленням або зростанням гірського тиску, утворенням деформацій гірських

порід, гідродинамічних, температурних та хімічних аномалій у водоносних горизонтах, а також інші фізико-хімічні та геологічні явища; процес ПГВ здійснюють на повітряному, підігрітому дутті при робочому тиску нагнітання 0,2 – 0,6 МПа або пароповітряному (кисневому) дутті (0,4 – 1,2 МПа); вогнева фільтраційна збійка свердловин проводиться під тиском, що перевищує тиск стовпа води в зоні збійки або направленим бурінням з експлуатаційних свердловин; у міру газифікації вугільного пласта відбуваються структурні зміни бічних порід (обшлакування), змінюються фільтраційні властивості за рахунок високих температур, зрушення масиву порід і заповнення виробленого простору заваленими породами; підвищений тиск і висока температура в зоні горіння (1100 – 1300 °С) змінюють термо- і гідродинамічні процеси в бічних породах, під дією цієї температури породи покрівлі прогріваються до 100 – 120 °С на глибину близько 3,6 – 5,7 – кратної потужності вугільного пласта, породи підшви прогріваються до 100 – 120 °С на глибину 2,8 – 3,2 м; у процесі газоутворення беруть участь волога вугільного пласта, а також статичні та динамічні водоносні горизонти; водоносні горизонти в зоні підземного газогенератора нагріваються, відповідно змінюється їх хімічний склад. Вони насичуються газами, фенолами, смолами й іншими шкідливими домішками; підвищений тиск у підземних газогенераторах при особливому режимі дуття або виконанні робіт з проведення збійки викликає віджимання підземних вод у породний масив, сприяє прориву дуття і газу в проникні породи, викликаючи при цьому гідродинамічні аномалії, витік дуття і газу; потрапляння дуття і газу в дренажні свердловини веде до зниження дебіту свердловин, що негативно позначається на дренажних заходах.

Розроблена методика оцінки придатності вугільних пластів до підземної газифікації вугілля, виходячи з техногенних чинників, гірничо-геологічних, гідрологічних та гірничотехнічних умов їх залягання, що складають загальний коефіцієнт оцінки придатності ділянки до підземної газифікації K , дозволяє оцінювати умови підземної газифікації на сучасному рівні розвитку науки й техніки.

Розроблені технологічні схеми мобільно-модульного енергохімічного підприємства на базі діючих шахт і нових вугільних площ при відпрацюванні запасів вугілля підземною газифікацією дають можливість динамічно і без втрат переорієнтувати випуск кінцевого продукту у вигляді теплової, та електричної енергії, хімічних речовин і продуктів за рахунок гнучкості технологічних параметрів з урахуванням умов динамічної зміни гірничо-геотехнічного стану оточуючого середовища.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Aghalayam, P. (2010). Underground Coal Gasification: A Clean Coal Technology. *Handbook of Combustion*. <https://doi.org/10.1002/9783527628148.hoc082>
2. An IGCC Project at Chinchilla. (2001), Australia based on Underground Coal Gasification, Proceedings of the 2001 Gasification Technologies Conference, San Francisco, USA..
3. Bartke, T.C., Fischer, D.D., King, S.B., Boyd, R.M., & Humphrey, A.E. (1985). Hanna, Wyoming underground coal gasification data base. Volume 5. Hanna III field test research report. <https://doi.org/10.2172/6364717>
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. 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.
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. Bondarenko, V., Lozynskyi, V., Sai, K., & Anikushyna, K. (2015). An overview and perspectives of practical application of the biomass gasification technology in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 27-32. <https://doi.org/10.1201/b19901-6>
8. Bondarenko, V., Sviatkina, O., & Sai, K. (2017). Study of the formation mechanism of gas hydrates of methane in the presence of surface-active substances. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 5(6(89)), 48-55. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.112313>
9. Bradbury, D. (2008). Canadian firm to take clean coal underground. *Business Green*.
10. 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.
11. Dantas, A. (2008). Brazilian geological knowledge. In: Proceedings of PDAC 2008 Toronto, Ontario, Canada.
12. 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.
13. Dychkovskyi, R., Avdiushchenko, A., & Lozynskyi, V. (2017). Some Economic Indicators of Coal Mining from Thin Seams. *Advanced Engineering Forum*, 22, 13-20. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/aef.22.13>
14. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Lozynskyi, 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>
15. Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V., & Saik, P. (2015). Development the concept of borehole underground coal gasification technology

in Ukraine. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 91-95.

<https://doi.org/10.1201/b19901-18>

16. Ecplaza. (2009), Linc Energy Limited (ASX:LNC) commences Stage 1 of the UCG project in Vietnam.
17. Falshtyns'kyy, V., Dychkovs'kyy, R., Lozyns'kyy, 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>
18. Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., Lozynskyi, V., & Saik, P. (2015). Analytical, laboratory and bench test researches of underground coal gasification technology in National Mining University. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 97-106. <https://doi.org/10.1201/b19901-19>
19. Falshtynskyi, V., Lozynskyi, V., Saik, P., Dychkovskyi, R., & Tabachenko, M. (2016). Substantiating parameters of stratification cavities formation in the roof rocks during underground coal gasification. *Mining of Mineral Deposits*, 10(1), 16-24. <https://doi.org/10.15407/mining10.01.016>
20. 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>
21. 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>
22. 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 *Szkoła Eksploatacji podziemnej*, (pp. 241-254). Krakow: Instytut Gospodarki Surowcami mineralnymi i energią Polskiej akademii nauk.
23. Falshtynskyi, V.S., Dychkovskyi, R.O., Saik, P.B., Lozynskyi, V.G., & E. Cáceres Cabana. (2017). Formation of thermal fields by the energy-chemical complex of coal gasification. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 36-42.
24. 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>
25. Falsztinskij, W., Diczkowskij, 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.
26. Feng, C. (2008). The UCG progress in China. In: *Proceedings of the 3rd international UCG conference*. London, UK.

27. Gan, Z, Sung, M. (2008). ENN. GasTech UCG Project, Powder River Basin, Wyoming. In: Proceedings of the 2nd International Conference on Underground Coal Gasification.
28. 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>
29. Government of India. (2007). Status report on underground coal gasification. PSA/2007/1. New Delhi, India, Office of the Principal Scientific Adviser.
30. 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>
31. 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>
32. Konovšek, D., Nadvežnik, J., & Medved, M. (2017). An overview of world history of underground coal gasification. <https://doi.org/10.1063/1.4994528>
33. 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
34. Kuz'menko, O., Petlyovanyy, M., & Stupnik, M. (2013). The influence of fine particles of binding materials on the strength properties of hardening backfill. *Mining of Mineral Deposits*, 45-48. <https://doi.org/10.1201/b16354-10>
35. Kuzmenko, O., Petlyovanyy, M., & Heylo, A. (2014). Application of finegrained binding materials in technology of hardening backfill construction. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*, 465-469. <https://doi.org/10.1201/b17547-79>
36. 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>
37. Li, Y., Liang, X., & Liang, J. (2007). An Overview of the Chinese UCG Program. *Data Science Journal*, (6), S460-S466. <https://doi.org/10.2481/dsj.6.s460>
38. Linc, 2008, Queensland company promotes cleaner energy in Vietnam. *Linc Energy press release*.
39. 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)
40. Lozynskiy, V. (2017). Underground Coal Gasification Efficiency in Areas of High Faulting Frequency. *Advanced Engineering Forum*, 25, 118-127. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/aef.25.118>
41. Lozynskiy, V., & Saik, P. (2015). Experimental studies of crossing the disjunctive geological faults with underground gasifier. In *XXII Międzynarodową Konferencję Naukowo-Techniczną Górnictwo "Zagrożenia Naturalne 2015"* (pp. 16-17). Targanice k/Żywca: Central Mining Institute.

42. Lozynskyi, V.G., Dychkovskyi, R.O., Falshtynskyi, V.S., Saik, P.B., & Malanchuk Ye.Z. (2015). Experimental study of the influence of crossing the disjunctive geological fault on thermal regime of underground gasifier. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 21-29.
43. Lozynskyi, V.H., Dychkovskyi, R.O., Falshtynskyi, V.S., & Saik, P.B. (2015). Revisiting possibility to cross disjunctive geological faults by underground gasifier. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 22-27.
44. Mayne, D. (2009). Personal communication.
45. Minotti, M. (2009). Personal communication. Project Manager, Linc Carbon Solutions, Chinchilla, Queensland, Australia.
46. 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>
47. Palarski, J. (2007). Polish activities in underground coal gasification. Society of Mining Professors, 18th annual general meeting. Belgrade.
48. Pearce, S. (2008). Maximising the potential for UCG by leveraging core mining competencies. *Proceedings of the underground coal gasification conference*. 21-22.
49. Perkins, G., du Toit, E., Cochrane, G., & Bollaert, G. (2016). Overview of underground coal gasification operations at Chinchilla, Australia. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38(24), 3639-3646. <https://doi.org/10.1080/15567036.2016.1188184>
50. Petlovanyi, M. (2016). Influence of configuration chambers on the formation of stress in multi-modulus mass. *Mining of Mineral Deposits*, 10(2), 48-54. <https://doi.org/10.15407/mining10.02.048>
51. 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)
52. Pivnyak, G., Dychkovskyi, R., Falshtynskyi, V., & E.C. Cabana (2017). Energy Efficiency and Economic Aspects of Mining Wastes Utilization within the Closed Cycle of Underground Gas Generator. *Advanced Engineering Forum*, (25), 1-10. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/aef.25.1>
53. 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>
54. 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>
55. Roullier, B., Langston, P., & Li, X. (2016). Modelling the environmental impact of underground coal gasification. *Energy Geotechnics*, 335–342. <https://doi.org/10.1201/b21938-54>
56. Saik, P., Falshtynskyi, V., Dychkovskyi, R., & Lozynskyi, V. (2015). Revisiting the preservation of uniformity advance of combustible face. *Mining of Mineral Deposits*, 9(4), 487-492. <https://doi.org/10.15407/mining09.04.487>
57. Saik, P., Lozynskyi, V., & Cabana, E.C. (2017). Innovative prospects for domestic waste utilization in underground gasifiers. In *Матеріали II*

- Міжнародної науково-технічної інтернет-конференції “Інноваційний розвиток гірничодобувної галузі”, (pp. 112), Kyyvyi Rih, Ukraine: KNU.
58. Saik, P.B., Dychkovskiy, R.O., Lozynskiy, V.G., Malanchuk, Z.R, & Malanchuk Ye.Z. (2016). Revisiting the underground gasification of coal reserves from contiguous seams. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (6), 60-66.
 59. 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>
 60. Son, N. L. H., Anh, N. H., & Dong, H. N. (2016). Review of Underground Coal Gasification Technologies. 2016 3rd International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD). <https://doi.org/10.1109/gtsd.2016.26>
 61. 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>
 62. Syngas Refining. (2008) Linc moving Chinchilla UCG/GTL project south. *Zeus Syngas Refining Report, IV* (21), 13-14.
 63. Tabachenko, M., Saik, P., Lozynskiy, V., Falshtynskiy, V., & Dychkovskiy R. (2016). Features of setting up a complex, combined and zero-waste gasifier plant. *Mining of Mineral Deposits*, 10(3), 37-45. <https://doi.org/10.15407/mining10.03.037>
 64. Thomas, D. J. (2016). Direct underground gasification of North Sea coal for future UK energy prosperity. *Fuel*, 185, 941. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.032>
 65. 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)
 66. Thorsness, C.B., 1987, Unconfined Flow As A Mechanism Of Water Influx To A UCG System. Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA. UCRL-97203.
 67. Van der Riet. (2008). Underground coal gasification. *Energize*, 40-43.
 68. Veber, I. (2003). Feasibility study of UCG in Velenje, Slovenia. Paper presented at the DTI international workshop.
 69. 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>
 70. Бирюков, В.Ф., Круглов, О.В., Юдин, И.Д. Опыт работы Лисичанской станции «Подземгаз». *Труды ВНИИ Подземгаз*, 86-102.
 71. Ван-Хек, К.Г. (1980). Обзор международного уровня подземной газификации углей. *Глюкауф*, (3), 62-66.
 72. Гаркуша, И.С. (1964). Подземная газификация углей. *Труды ин-та и производственный опыт*, 164.

73. 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.
74. Дичковський Р.О. (2013). *Наукові засади синтезу технологій відобування вугілля із тонких та надтонких пластів у слабометаморфізованих породах працювання*. Д: Національний гірничий університет, 243 с.
75. Дичковський Р.О., Фальштинський В.С., & Sabana, E.C (2017). Щодо можливості утилізації відходів гірничого виробництва у замкненому циклі підземного газогенератора. В *Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників – 2017”*, (pp. 38-46), Dnipro, Ukraine: NМУ.
76. Дичковський, Р.О., Табаченко, М.М., & Sabana, E.C. (2017). Энергетика геотехнологічної системи: проблеми, перспективи розвитку. *Збірник наукових праць НГУ*, (52), 57-66.
77. 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»*, 403-411.
78. Дичковський, Р.О., Фальштинський, В.С., Табаченко, М.М., Sabana, E.C, & Короткова, А.О. (2017). Щодо питання захоронення шкідливих відходів у надрах землі. *Вісті Донецького Гірничого Інституту*, 2(41), 71-80.
79. Іляшов, 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», 41-49
80. Колоколов, О.В. (2000). Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля. Днепропетровск: НГА Украины.
81. Колоколов, О.В., Табаченко, Н.М. (1990). Основные принципы развития подземной газификации угля. *Подземная разработка тонких и средней мощности угольных пластов*, 37-43.
82. Крейнин, Е.В., Сильвестров, Л.К. (2000). Научные исследования подземной газификации угля в Испании. *Уголь*, (2), 62-64.
83. Кузьменко, А.М., Горобец, Л.Ж., Прядко, Н.С., & Петлеваний, М.В. (2011). О механической активации компонентов твердеющей закладки для заполнения выработанного пространства рудников. *Металлургическая и горнорудная промышленность*, (3), 75-78.
84. Кузьменко, О.М., & Петльований, М.В. (2017). Стійкість штучного масиву при підземній розробці потужного рудного покладу на великій глибині. *Збірник наукових праць Національного гірничого університету*, 56-62.
85. 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 підземної розробки”* (pp. 351-363). Дніпропетровськ: Національний Гірничий Університет.

86. Лозинський, В.Г. (2014). Стендові експериментальні дослідження температурного режиму підземного газогенератора в зоні впливу геологічних порушень. *Збірник наукових праць НГУ*, (44), 33-43.
87. Лозинський, В.Г. (2015). Методика визначення доцільності застосування технології свердловинної підземної газифікації вугілля на основі розрахунку коефіцієнта економічної ефективності. *Збірник наукових праць НГУ*, (48), 52-61.
88. 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.
89. Нусинов, Г.О., Забывалов, Г.П. (1961). Первые данные о СПГУ на опытном газогенераторе Ангренской станции «Подземгаз». *Тр. ВНИИ Подземгаз*, (6), 3-11.
90. Петлеваный, М.В. (2011). Рациональное использование материалов при производстве закладочных работ на рудниках. *Школа подземной разработки 2011*, 271-279.
91. Подземная газификация углей. (1965). *Труды ин-та и производственный опыт* – Москва: Недра.
92. Разработка месторождений твердых полезных ископаемых (1990). Специальные способы добычи (итоги науки и техники).
93. Саїк, П., & Лозинський, В. (2016). Розвиток та впровадження технології підземної газифікації вугілля. В *Матеріали X міжнародної науково-практичної конференції "Школа підземної розробки"* (pp. 17-18). Бердянськ: Національний Гірничий Університет.
94. Саїк, П., Лозинський, В., & Болишева К. (2017). До питання утилізації твердих побутових відходів у підземних газогенераторах. В *Матеріали XI міжнародної науково-практичної конференції "Школа підземної розробки"* (pp. 53-54). Бердянськ: Національний Гірничий Університет.
95. 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.
96. Скафа, П.В. (1960). Подземная газификация угля. Москва: Госгортехиздат.
97. Табаченко, М.М., Дичковський, Р.Е., Фальштинський, В.С., Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г., (2014). Особливості експлуатації геотехнологічних свердловин. В *матеріали міжнародної конференції «Форум гірників»*, 57-63
98. Табаченко, Н.М., Дычковский, Р.Е., Фальштынский, В.С., Лозинский, В.Г. (2011). Современный подход к ликвидации шахтных породных отвалов. В *матеріали II міжнародної конференції «Підземні катастрофи: моделі, прогноз, запобігання»*, 201-207.
99. Табаченко, Н.М., Фальштинский, В.С., Дичковский, Р.Е., Лозинский, В.Г., Саїк, П.Б. (2013). К вопросу управления горным давлением при

- газификации угольных пластов. В *матеріали міжнародної конференції «Форум гірників»*, 42-47
100. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., Саїк, П.Б., Лозинський, В.Г. (2016). Щодо можливості формування енергохімічного комплексу у замкнутому безпечному техноло-гічному циклі на базі СПГВ. В *матеріали міжнародної конференції «Форум гірників»*, 181-187.
 101. Фальштинський, В.С., Дичковський, Р.О., & Табаченко, М.М. (2010). Новітня технологія розробки вугільних пластів на базі свердловинної газифікації. *Уголь України*. (1), 10-14.
 102. 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.
 103. Фальштинський, Саїк, П., & Лозинський, В. (2016). Генераторний газ як альтернатива природному газу. В *Матеріали II міжнародної науково-практичної конференції “Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці”* (с. 34-35). Дніпро: Національний гірничий університет.
 104. 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.

ЗМІСТ

ВСТУП		3
1	АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ СУЧАСНОГО ДОСВІДУ ВИДОБУТКУ Й ПЕРЕРОБКИ ЕНЕРГОНОСІЇВ ТА РИНКУ ПОТРЕБ ЕНЕРГОХІМІЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ У СВІТІ	5
1.1	Аналіз існуючих технологій свердловинної підземної газифікації вугілля в країнах колишнього Радянського Союзу	5
1.1.1	Лисичанська станція	6
1.1.2	Горлівська станція	9
1.1.3	Південно-Абінська станція	9
1.1.4	Підмосковна і Шатська станції	11
1.1.5	Ангренська станція	13
1.1.6	Південно-Синельниківська станція	15
1.2	Досвід свердловинної підземної газифікації за кордоном	16
1.3	Концепція розвитку технології СПГВ	28
	Висновки	38
2	ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОМИСЛОВО-СИРОВИННОЇ БАЗИ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ, З УРАХУВАННЯМ КРИТЕРІЇВ СОЦІАЛЬНОГО РАЙОНУВАННЯ ВУГЛЕДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ, ЕНЕРГОСПОЖИВАЧІВ ТА ХІМІЧНИХ ВИРОБНИЦТВ	40
2.1	Гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови відпрацювання вугільних пластів	40
2.2	Характеристика вугільних ресурсів України, придатних до свердловинної підземної газифікації	48
2.2.1	Дніпровський буровугільний басейн	48
2.2.2	Верхньодніпровський геолого-промисловий район	49
2.2.3	Олександрійський геолого-промисловий район	53
2.2.4	Оріхівський вугленосний район	56
2.2.5	Криворізький вугленосний район	57
2.2.6	Ватутінський геолого-промисловий район	57
2.2.7	Барвенківське (Ново-Олександрівське) буровугільне родовище	58
2.2.8	Донецький кам'яновугільний басейн	59
2.2.9	Західно-Донбаський вугільний басейн	61
2.2.10	Богданівське кам'яновугільне родовище	61
2.2.11	Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн	63
	Висновки	66
3	ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИДАТНОСТІ ВУГІЛЛЯ ДО ГАЗИФІКАЦІЇ В УМОВАХ НАЙМЕНШИХ ВИТРАТ НА ЙОГО ПІДГОТОВКУ З УРАХУВАННЯМ ЗАСТОСУВАННЯ РІЗНИХ МЕТОДІВ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ	68
3.1	Аналіз придатності вугільних пластів до свердловинної	68

	підземної газифікації вугілля.....	
3.1.1	Загальні відомості.....	68
3.1.2	Оцінка придатності вугільних пластів до підземної газифікації.....	74
3.2	Обґрунтування придатності вугільних пластів Західного Донбасу до СПГВ.....	78
3.2.1	Геологічні умови кам'яновугільного родовища Західного Донбасу.....	78
3.2.1.1	Ділянки №1, 2, 3.....	78
3.2.1.2	Ділянка №4.....	83
3.2.1.3	Ділянки №5, 6.....	86
3.2.1.4	Ділянки №7, 8.....	89
3.2.1.5	Ділянка №9.....	92
3.2.1.6	Ділянка №10.....	94
	Висновки.....	96
3.3	Обґрунтування придатності вугільних пластів Соленівської кам'яновугільної площі до свердловинної підземної газифікації вугілля.....	99
3.3.1	Геологічні умови Соленівської кам'яновугільної площі.....	99
3.3.2	Ділянка 2А.....	104
3.3.3	Ділянка №1.....	111
	Висновки.....	120
3.4	Обґрунтування придатності вугільних пластів Селезнівської кам'яновугільної площі до СПГВ.....	122
3.4.1	Геологічні умови Селезнівської кам'яновугільної площі.....	122
3.4.2	Ділянка №1 Чорнухінська.....	127
3.4.3	Ділянка №2 Боржиківська Південна.....	131
3.4.4	Ділянка №3 Боржиківська Північна.....	135
	Висновки.....	141
4	РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ СХЕМ НА БАЗІ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ З УРАХУВАННЯМ СУЧАСНОГО РОЗВИТКУ ТЕХНІКИ І НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ ІЗ КЕРОВАНІСТІ ПРОЦЕСІВ ПЕРЕРОБКИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИРОВИНИ, ЕКОБЕЗПЕКИ Й ЕКОНОМІЧНОСТІ.....	143
4.1	Гірничо-геологічні умови, що враховуються при проектуванні підземних газогенераторів.....	143
4.2	Технологічне виконання шахтної свердловини-газогенератора.....	143
4.3	Обґрунтування технологічної схеми підземного газогенератора з підведенням дуття на вигазований простір.....	144
4.4	Особливості конструктивного виконання підземного газогенератора з підведенням дуття на вугільний масив.....	146
4.5	Підготовка й експлуатація підземного газогенератора з вертикальними експлуатаційними свердловинами.....	147
4.6	Підготовка панелі шахтної свердловини-газогенератора.....	149
4.7	Розпалення вугільного пласта при підготовці шахтної.....	150

	свердловини-газогенератора.....	
4.8	Показники матеріально-теплого балансу газифікації вугілля за схемою «свердловина-газогенератор».....	151
4.9	Обґрунтування технологічної схеми стовпової системи газифікації вугільного пласта із рекуперацією тепла порід підземного газогенератора.....	154
4.9.1	Енергетична ефективність триконтурного рекуператора тепла на базі СПГВ.....	159
4.9.2	Розрахунок теплової потужності контурної рекуперації тепла порід, що вміщують підземний газогенератор.....	166
4.10	Технологічна схема газифікації надробленого вугільного пласта з верхнього відпрацьованого горизонту.....	167
4.11	Технологічна схема підготовки шахтного газогенератора комбінованим способом.....	171
4.12	Розроблені технологічні схеми підземної газифікації для попередньо визначених придатних кам'яновугільних ділянок.....	173
	Висновки.....	176
	ВИСНОВКИ.....	177
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	179

Наукове видання

Дичковський Роман Омелянович
Табаченко Микола Михайлович
Фальштинський Володимир Сергійович
Лозинський Василь Григорович
Саїк Павло Богданович

АДАПТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОЇ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

Монографія

Видано в редакції авторів

Підписано до друку 26.12. 2017. Формат 30x42/4
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 10,5
Обл.-вид. арк. 10,5 Тираж 300 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видрукувано
у Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06. 2004
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.