

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
КАФЕДРА ПРИРОДООХОРОННОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ ЗАВДАНЬ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ
З ДИСЦИПЛІНИ «ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 101 ЕКОЛОГІЯ (6.040106 «ЕКОЛОГІЯ, ОХОРОНА
НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ТА ЗБАЛАНСОВАНЕ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ»)
ВСІХ ФОРМ НАВЧАННЯ

Покровськ
2017

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
КАФЕДРА ПРИРОДООХОРОННОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ ЗАВДАНЬ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ
З ДИСЦИПЛІНИ «ТЕХНОЛОГІЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 101 ЕКОЛОГІЯ (6.040106 «ЕКОЛОГІЯ, ОХОРОНА
НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ТА ЗБАЛАНСОВАНЕ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ»)
ВСІХ ФОРМ НАВЧАННЯ

Покровськ
2017

Методичні вказівки до виконання завдань практичних занять з дисципліни «Технології газифікації вугілля» для студентів спеціальності 101 «Екологія» (6.040106 «Екологія, охорона навколишнього середовища та збалансоване природокористування») всіх форм навчання / укл. О.Л. Зав'ялова, О.І. Кутняшенко, С.М. Шкрильова, О.П. Чепак. – Покровськ: ДонНТУ, 2017. - 57 с.

Методичні вказівки до виконання завдань практичних занять з дисципліни «Технології газифікації вугілля» для студентів всіх форм навчання мають на меті надати студентам навичок практичного використання знань, набутих на лекційних заняттях, по розробці проектів станцій підземної газифікації вугілля і систем розробки вугільних родовищ і ділянок.

Вказівки складені відповідно робочої навчальної програми по дисципліні і містять рекомендації до всіх практичних занять. Практичні заняття пов'язані з виконанням курсового проекту по дисципліні та виконуються студентами як індивідуальні завдання на базі вихідних даних до курсового проекту.

Укладачі: О.Л. Зав'ялова, к.т.н., доцент каф. ПД;
О.І. Кутняшенко, ст.викл. каф. ПД;
С.М. Шкрильова, асист. каф. ПД;
О.П. Чепак, ст.лаб. каф. ПД

Рецензент: Є.І. Збиковський, к.т.н., доц., зав. каф. ХТ

Відповідальний за випуск: В.К. Костенко, д.т.н., професор, завідуючий кафедрою ПД

Затверджено навчально-методичним відділом ДонНТУ,
протокол № 13 від 06.06.2017 р.

Розглянуто на засіданні кафедри природоохоронної діяльності,
протокол № 9 від 11.05.2017 р.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ В ПЛАСТІ: МЕТОДИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ В ПЛАСТІ	7
1.1 Фільтраційний метод газифікації вугілля в пласті.....	7
1.2 Метод газифікації вугілля зі штучним дробленням пласта	8
1.3 Метод газифікації вугільного пласта в свердловинах-газогенераторах	8
1.4 Метод газифікації вугілля в пласті струменем дуття	8
1.5 Метод газифікації вугілля в каналі.....	9
1.6. Деякі шляхи розвитку методів газифікації вугілля в пласті	11
1.7 Класифікація методів підземної газифікації вугілля за хіміко-технологічною.....	12
2. ОСНОВНІ ПРОЦЕСИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА У КАНАЛІ.....	15
2.1. Основні процеси повної газифікації вугілля	15
2.2. Схема газоутворення.....	16
3. ПРОХОДКА КАНАЛІВ ГАЗИФІКАЦІЇ.....	21
3.1 Газопроникність гірських порід і вугільних пластів	21
3.2 Підвищення проникності вугільних пластів.....	23
3.2.1. Віджимання вологи з пласта і підсушування дуттям	24
3.2.2. Термічний вплив на пласт	24
3.2.3. Розрив вугільного пласта дуттям.....	25
3.2.4. Розрив вугільного пласта рідиною	27
4. ОДНОКАНАЛЬНІ І БАГАТОКАНАЛЬНІ ПІДЗЕМНІ ГАЗОГЕНЕРАТОРИ	30
4.1. Одноканальні газогенератори	30
4.2. Багатоканальні підземні газогенератори.....	30
4.3. Схема підземного газогенератора промислового типу на вугільному пласті крутого падіння.....	33
5. СТАНЦІЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ	36
5.1. Принципова технологічна схема станції підземної газифікації вугілля.....	36
5.2. Розрахунок основних параметрів підземної газифікації вугілля.....	38
5.2.1. Інтенсивність процесу газифікації.....	38
5.2.2. Виробництво дуття.....	40
5.2.3. Потужність станції Підземгаз	41
5.3. Обґрунтування розташування промислового майданчика станції Підземгаз	42
5.4. Обґрунтування вибору системи розробки вугільної ділянки.....	43
5.5. Обґрунтування системи розтину і вигазовування вугільної ділянки	45
5.6. Обґрунтування напрямку використання продуктів підземної газифікації	51
5.6.1. Газ енергетичний.....	51
5.6.2. Газ технологічний	52
5.7. Еколого – соціальні наслідки впровадження технологій	54
5.7.1. Підвищення рівня екологічної безпеки.....	54
5.7.2. Соціальні та економічні наслідки впровадження технологій	54
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	56
Додаток А.....	57

ВСТУП

Україна на сьогоднішній день забезпечує лише 22,5% державних потреб у споживанні природного газу (споживання 80 млрд. м³, видобуток 18 млрд. м³) [1]. Велика частина газу для покриття дефіциту імпортується з країн СНД (Росія, Туркменістан та ін.) Особливо гостро постало питання щодо пошуку та розробки альтернативних енергоносіїв. Одним з таких альтернативних джерел в Донбасі, виходячи із специфіки району, який представлений здебільшого гірничодобувними підприємствами, можна розглядати використання геотермальної енергії – енергії отримуваної з природного тепла Землі і підземну газифікацію вугілля.

Із-за обмежених можливостей збільшення видобутку вугілля підземним способом унаслідок переходу гірничих робіт на великі глибини і підвищення складності розробки вугільних пластів особливого значення набувають інші способи здобуття енергії вугілля, зокрема перетворення вугілля на місці його залягання в горючий газ. Однією з переваг цього способу є екологічна безпека технології.

Основний напрям розвитку геотермальної енергетики — піднімання на поверхню глибинної теплоти масивів гірських порід за допомогою води або пари для обігріву будинків і будівель або перетворення в електричну енергію. Таке використання глибинної теплоти забезпечить екологічну безпеку технології її використання.

Дисципліна „Технології використання геотермальної енергії та газифікації” належить до спеціальних курсів, що формують культуру раціонального відношення до використання підземних багатств майбутніх фахівців.

Мета курсу: надання комплексу екологічних знань по раціональному і комплексному використанню енергії, уязненій в масиві гірських порід і вугіллі з точки зору забезпечення безпеки навколишнього середовища.

Завдання вивчення дисципліни: вивчення основних принципів і стадій підземної газифікації вугілля, основних способів підготовки підземних газогенераторів, опанування навиків розробки проектів станцій підземної газифікації вугілля і систем розробки вугільних родовищ і ділянок; вивчення основних технологій використання геотермальної енергії і нізкопотенціальної теплової енергії вугільних шахт, опанування навиків вибору основних параметрів шахтного геотермального теплообмінника.

Методичні вказівки супроводжують навчальний процес з дисципліни „Технології використання геотермальної енергії та газифікації” і мають на меті надати студентам навичок практичного використання знань, набутих на лекційних заняттях, по розробці проектів станцій підземної газифікації вугілля і систем розробки вугільних родовищ і ділянок; вивчення основних технологій використання геотермальної енергії і нізкопотенціальної теплової енергії вугільних шахт, опанування навиків вибору основних параметрів шахтного геотермального теплообмінника.

Вказівки складені відповідно робочої навчальної програми по дисципліні і містять рекомендації до всіх практичних занять. Практичні заняття пов'язані з виконанням курсового проекту по дисципліні та виконуються студентами як індивідуальні завдання на базі вихідних даних до курсового проекту.

1. ГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ В ПЛАСТІ: МЕТОДИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ В ПЛАСТІ

Мета заняття: вивчення методів газифікації вугілля в пласті, їх основних переваг та недоліків; ознайомлення зі схемами оформлення підземного газогенератора; вивчення класифікації методів підземної газифікації вугілля за хіміко-технологічною ознакою.

1.1 Фільтраційний метод газифікації вугілля в пласті

Цей метод підземної газифікації розглядає ділянку вугільного пласта, призначену до газифікації, як природний шар вугілля, що складається з його шматочків, розділених порами і тріщинами, і враховує, що в міру нагрівання вугілля ця окремість його частинок збільшується.

Для газифікації ділянки вугільного пласта таким методом пласт необхідно запалити і продувати по природним порам і тріщинам газифікуючим реагентом, наприклад повітрям і газом, що утворюється (рис. 1.1).

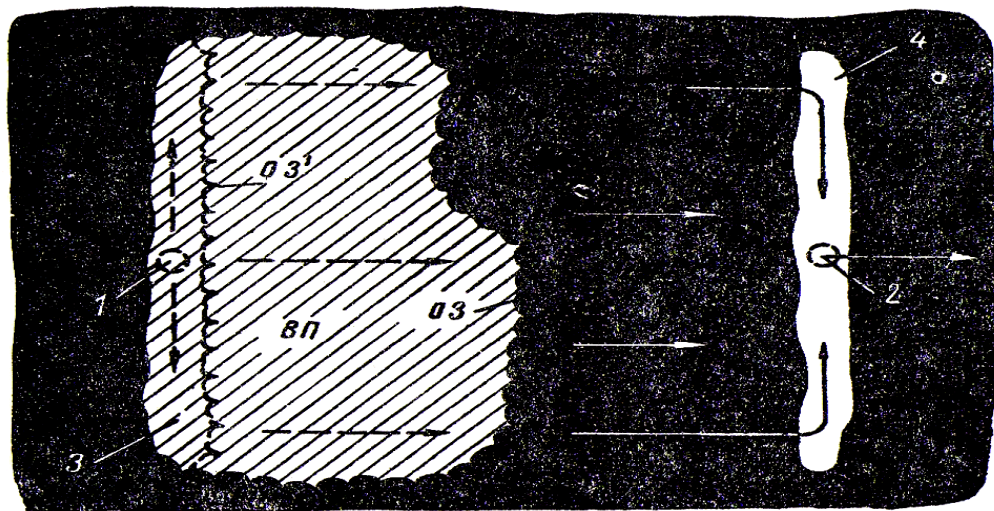


Рисунок 1.1. Принципова схема газифікації вугілля в природних порах і тріщинах пласта з паралельним розташуванням дуттьового і газозбірних колекторів: 1 - дуттьова свердловина; 2 - газозбірна свердловина; 3 - дуттьовий колектор; 4 - газозбірний колектор.

В результаті цього в вугільному пласті утворюється зона газифікації вугілля - вогневий забій, а по мірі вигзовування вугільного пласта утворюється і розвивається так зване вигзований простір.

Але виявилось, що пори і тріщини переважної більшості вугільних пластів володіють великим опором для проходу потрібної кількості дуття та газу, але це вимагає застосування дуття з високим тиском, що дороге.

Проникність вугільного пласта при продуванні його гарячим газом змінюється нерівномірно, що ускладнює вигзовування значної площі пласта даним методом, найчастіше при цьому в вугільному пласті вигзовується канал.

Крім того, оскільки при фільтраційному методі газифікації дуття необхідно подавати в вугільний пласт під значним тиском, то велика частина дуття втрачається через газопроникні породи покрівлі і ґрунта пласту і не бере участі в процесі. Втрати дуття значно зростають при обваленні порід покрівлі над вигзованим простором.

Ці та інші причини не дозволили ще знайти техніко-економічне вигідне рішення задачі газифікації вугільних пластів при русі дуття і газу по їх природним порах і тріщинах.

1.2 Метод газифікації вугілля зі штучним дробленням пласта

Враховуючи труднощі використання природних пір і тріщин вугільного пласту для забезпечення процесу газифікації, випробовувалися методи газифікації вугілля в пласті на штучному створенні з вугільного пласта подібності шару вугілля.

Для цього участок вугільного пласту розпушується із застосуванням механічної дії або вибухових речовин і, таким чином, в ньому штучно створюється шар, що складається з подрібненого вугілля, який володіє значно більшою проникністю, ніж цілик вугільного пласту. Створений таким чином шар вугілля запалюється і продувається. Одним з різновидів цього методу газифікації вугілля в пласті є так званий метод *магазинування*, при якому в вугільному пласті створюється камера, що заповнюється кусковим вугіллям.

Великі витрати коштів на подрібнення вугільного пласта не забезпечують техніко-економічну ефективність застосування цього методу підземної газифікації вугілля.

1.3 Метод газифікації вугільного пласта в свердловинах-газогенераторах

З метою спрощення підготовки ділянки вугільного пласта до газифікації був випробований також метод, який застосовує замість дроблення пласта пронизування його близько розташованими один до одного свердловинами.

Ці свердловини стають ніби штучними тріщинами в вугільному пласті, що перевешують своїм перетином природні тріщини і тому забезпечують прохід по ним дуття і газу при порівняно низькому, тобто економічно більш вигідному, тиску.

Але для підготовки ділянки вугільного пласту до газифікації цим методом необхідно в пласті пробурити паралельні свердловини, віддалені одна від одної на відстані, приблизно рівному потужності вугільного пласту. При малої і середньої потужності вугільних пластів і при сучасному стані бурової техніки неможливо здійснювати буріння таких свердловин на скільки-небудь значну відстань, так як свердловини часто виходять з пласта в покрівлю або ґрунт і перетинаються між собою.

Вигазовування вугілля при цьому методі протікає навколо кожної свердловини без регулювання. При паралельній роботі декількох свердловин це призводить до нерівномірного вигазовування вугілля навколо кожної з них і до розладу процесу газифікації, так як по окремих свердловинах з вже вигазованим вугіллям дуття проходить в газосборний канал і допалює газ, який дають свердловини з ще не вигазованим вугіллям.

По викладеним причинам цей метод також не отримав застосування.

Крім економічного чинника, на шляху розвитку методів газифікації вугілля в пласті зі штучним дробленням і свердловинами-газогенераторами стоїть ще одна перешкода - це їх важке бесшахтне виконання.

1.4 Метод газифікації вугілля в пласті струменем дуття

Труднощі, які зустрілися на шляху створення раціональної технології газифікації вугілля в пласті, що базується на веденні процесу в шарі вугілля, методів газифікації, для яких не потрібно створення шару з дробленого вугілля.

Такі методи газифікації вугілля були створені вперше в світовій техніці в СРСР у 1933-1934 рр.

При одному з цих методів газифікація вугілля здійснюється струменем дуття, а при іншому - потоком дуття в каналі, розташованому повністю або частково у вугільному пласті.

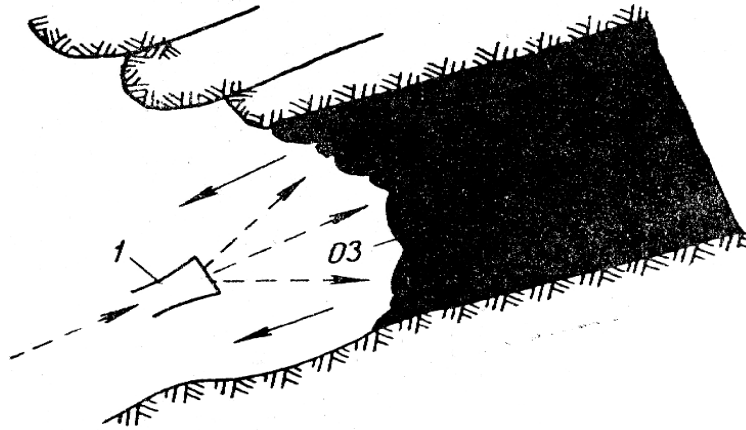


Рисунок 1.2 - Схема фронтального методу газифікації вугілля в пласті: 1 - сопло, що спрямовує струмінь дуття на вогневий забій; ОЗ - вогневий забій.

Газифікація вугілля струменем дуття, тобто фронтальним методом (рис. 1.2), проводиться таким чином. На розпалену вугільну поверхню дуття подається струменем, при цьому в залежності від швидкості і складу дуття і від відстані між соплом, що випускає струмінь, і вугільною поверхнею утворюється горючий газ відповідної якості.

Цей метод газифікації поки не знайшов практичного застосування через труднощі конструктивного оформлення.

1.5 Метод газифікації вугілля в каналі

Метод газифікації вугільного пласта здійснюється в каналі з регулюванням проходу по ньому дуття і газу та з індивідуальним контролем за процесом газифікації, що протікає в кожному каналі при їх паралельній роботі.

Метод газифікації вугілля в каналі базується на тому, що, якщо палаючу поверхню вугільного пласта омивати потоками дуття і газу, то при цьому можна отримати горючий газ і вигазувати певну кількість вугілля.

Для ведення газифікації цим методом необхідно у вугільному пласті створити канал такого перетину або точніше з таким гідравлічним опором, щоб по ньому проходили дуття і газ в належній кількості при економічно прийнятному тиску.

Метод газифікації вугільного пласта в каналі називають також потчним методом газифікації.

В даний час найчастіше для вигазовування ділянки вугільного пласта потоковим методом він оконтровується відповідним каналом (або каналами) газифікації, в один кінець якого подається дуття, через інший відводиться газ.

Цей метод підземної газифікації вугілля має багато конструктивних схем, в яких враховуються геологічні особливості залягання вугільного пласта і рівень техніки споруди підземних газогенераторів.

Як видно з рис. 1.3, підземний газогенератор № 1 Горлівської станції Підземгаз в 1934 р виконувався в основному із застосуванням гірничих робіт. Головні канали газифікації були представлені штреком і гезенків, а розтин пласта виконано шахтою і шурфами. І тільки частина каналів газифікації була виконана у вигляді свердловин, пробурених по вугільному пласта. Це була перша практична спроба заміни каналів газифікації, створюваних штреками і гезенками, каналами газифікації зі свердловин, які пройшли по вугільному пласта з поверхні землі.

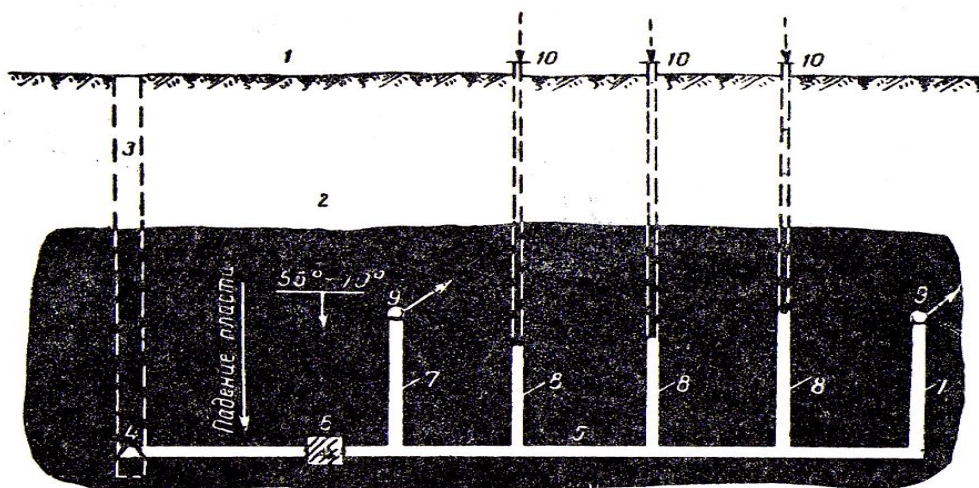


Рисунок 1.3 - Схема конструктивного оформлення підземного газогенератора №1 Горлівської станції Подземгаз: 1 - земна поверхня; 2 - вихід вугільного пласта під наноси; 3 - стовбур похилої шахти; 4 - квершлаг; 5 - штрек; 6 - вогнестійка перемичка; 7 - гезенки; 8 - стовбури свердловин у вугільному пласті; 9 - вертикальні шурфи; 10 - похилі свердловини розтину.

У підземних газогенераторів № 5 і 6 Горлівської станції Подземгаз, побудованих в 1937 р, вже всі канали газифікації, розташовані по падінню пласта (10), виконані у вигляді свердловин, пройдених по вугільному пласта з поверхні землі. І тільки канал газифікації, розташований по простяганню пласта (7), виконаний у вигляді штреку, через який власне і довелося проходити ствол шахти (рис. 1.4).

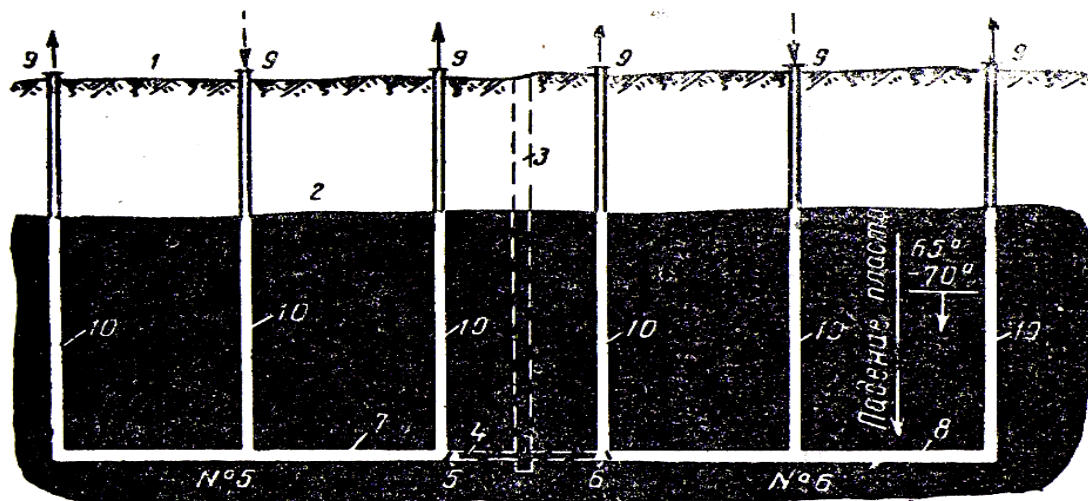


Рисунок 1.4 - Схема конструктивного оформлення підземних газогенераторів №5 і №6 Горлівської станції Подземгаз: 1, 2, 3 - те ж що і на рис. 1.3; 4 - штрек на нижчележащому пласті; 5, 6 - квершлаг; 7, 8 - штрек; 9 - стовбури похилих свердловин розтину; 10 - канали газифікації.

Розвиток техніки підземної газифікації вугілля до 1956 р дозволило на підземному газогенераторі № 2 Южно-Абінської станції Подземгаз пройти всі канали газифікації вже бесшахтним способом і тим самим виключити повністю гірничі роботи (рис. 1.5).

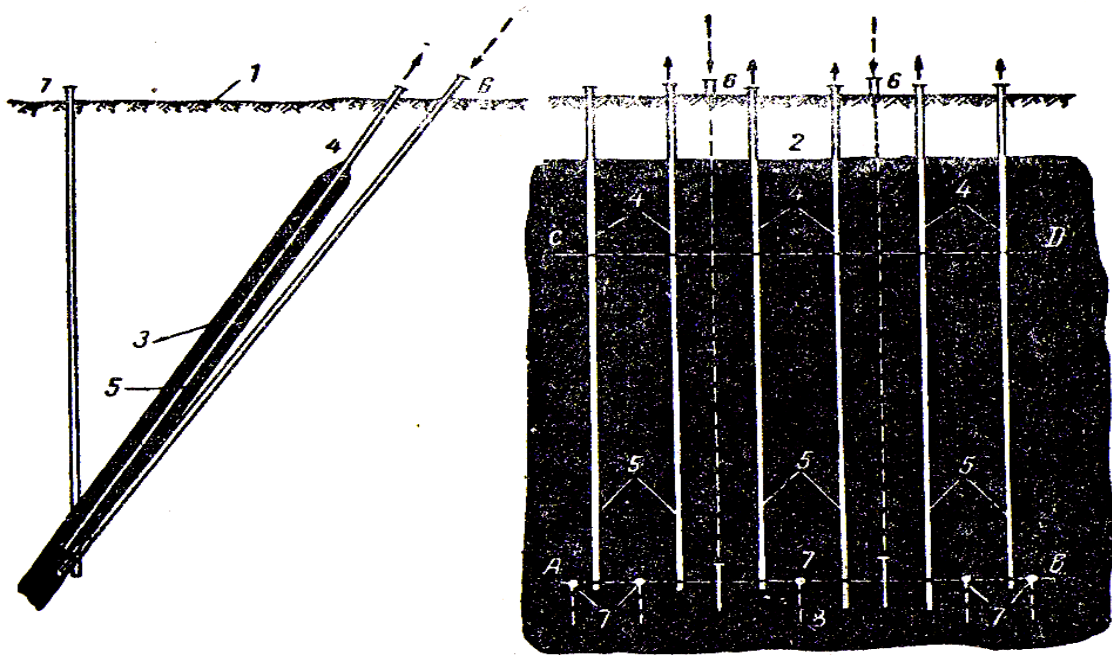


Рисунок 1.5 - Схема оформлення підземного газогенератора №2 Южно-Абінської станції
 Подземгаз: 1, 2, - те ж що і на рис. 1.3; 3 - вугільний пласт; 4 - похилі свердловини розтину для відводу газу; 5 - канали газифікації для подачі дуття, що пробурені по падінню пласта; 6 - похилі свердловини розтину для подачі дуття; 7 - вертикальні свердловини розтину (для утворення з'єднувального каналу газифікації АВ), 8 - свердловина для дренажу підземних вод; CD - верхня межа газифікації пласта.

Метод газифікації вугільного пласта в каналі широко застосовується в даний час як технологічна основа підземної газифікації вугілля.

Відносна простота конструктивного оформлення газифікації вугілля в пласті цим методом полегшила знаходження технічного вирішення проблеми бесшахтної підземної газифікації вугілля.

1.6. Деякі шляхи розвитку методів газифікації вугілля в пласті

В даний час підземна газифікація вугілля розвивається на базі методу газифікації вугільного пласта в каналі з бесшахтним оформленням.

Досягнуті технічні показники по газифікації вугільного пласта в каналі далекі ще від тих можливостей, які таїть в собі цей процес. Тому одним з найважливіших завдань розвитку підземної газифікації вугілля на сучасному етапі є безперервне вдосконалення цього методу газифікації вугілля в пласті.

Ведення газифікації вугільного пласта тільки в його порах при відповідній інтенсивності в фізико-хімічному та тепловому сенсі краще, ніж ведення процесу газифікації в каналі. Тому пошуки раціональних способів організації такого процесу газифікації вугілля в пласті не припиняються.

Деякі досягнення сучасної техніки по штучному підвищенню проникності вугільних пластів створюють відому перспективність в цій області.

Зокрема, в певних геологічних умовах можна розраховувати на можливість організації прямого процесу газифікації в штучних порах і тріщинах вугільного пласта, що утворюються при його розриві дуттям, газом або рідиною. Можливо, що при цьому частина вугільних запасів ділянки пласта буде відгазовуватися фільтраційним методом газифікації з прямим процесом, а інша частина при утворенні каналу - потоковим методом газифікації.

Пропозиція про газифікацію вугілля в пласті з попереднім нагріванням вугілля електрикою - електрогазифікація - припускає, що при нагріванні вугільного пласта електрикою спочатку за рахунок виділення летючої частини вугілля буде отриман висококалорійний газ, а потім буде сгазифікований відомим способом коксовий залишок вугілля. Та обставина, що проникність коксового залишку вугілля набагато вище, ніж вугілля в пласті, має полегшити ведення процесу газифікації в порах і тріщинах коксового залишку.

У великій кількості геологічних умов кількість електроенергії, що необхідна для нагрівання вугільного пласта, з урахуванням витрат тепла на випаровування води і інші втрати не може бути вироблено за рахунок використання теплової енергії отриманого при цьому газу.

З електронагрівом вугільного пласта в певній мірі схожа пропозиція про нагрівання пласта гарячими газами - газоподібним теплоносієм. При цьому способі підземної газифікації вугілля пропонується спочатку, для виділення з вугілля летючих, продувати пласт гарячим газоподібним теплоносієм, а потім здійснювати газифікацію коксового залишку вугілля звичайним дуттям.

1.7 Класифікація методів підземної газифікації вугілля за хіміко-технологічною ознакою

Підземна газифікація, вугілля в хіміко-технологічному сенсі являє собою процес повної газифікації вугілля, тому доцільно також розглянути хіміко-технологічні особливості методів і процесів газифікації вугілля в пласті.

Метод газифікації - це сукупність певних технічних прийомів, за допомогою яких вирішується газифікація вугілля як хіміко-технологічна задача. Різниця в способах організації газифікації вугілля і розглядається як відмінна риса того чи іншого методу газифікації [97].

Методи наземної газифікації вугілля характеризуються безперервним, організованим рухом вугілля і постійним положенням реакційної зони в газогенераторі. Методи газифікації вугілля в пласті характеризуються відсутністю руху вугілля і наявністю організованого руху реакційної зони - вогневого вибою.

Тому при класифікації методів підземної газифікації вугілля по хіміко-технологічному показнику можна прийняти в якості характерних ознак, загальних для всіх методів підземної газифікації вугілля, напрямки руху: вогневого забою, дуття і газу.

При цьому можна виділити чотири різновиди методів газифікації вугілля в пласті: прямий, звернений, фронтальний і потоковий. У табл. 1.1 приведена класифікаційна схема для цих методів газифікації вугілля в пласті.

Таблиця 1.1 – Класифікаційна схема для газифікації вугілля в пласті

Назва методу газифікації вугілля в пласті	Напрямок руху		
	дуття	газу	вогневий бій
Прямий	→	→	→
Звернений	→	→	←
Фронтальний	→	←	→
Поточний	→	→	↑

Однією з важливих відмінних рис того чи іншого методу газифікації є характер розташування зон і їх участь в результативному газоутворенні (рис. 1.6).

З рис. 1.6 випливає, що в технологічному відношенні прямий метод газифікації вугілля в пласті характерний тим, що при його здійсненні дуття, газ і вогневий забій рухаються в одному напрямку. Звернений метод газифікації вугілля в пласті характерний тим, що застосовує рух вогневого вибою в напрямку, протилежному напрямку руху дуття і газу.

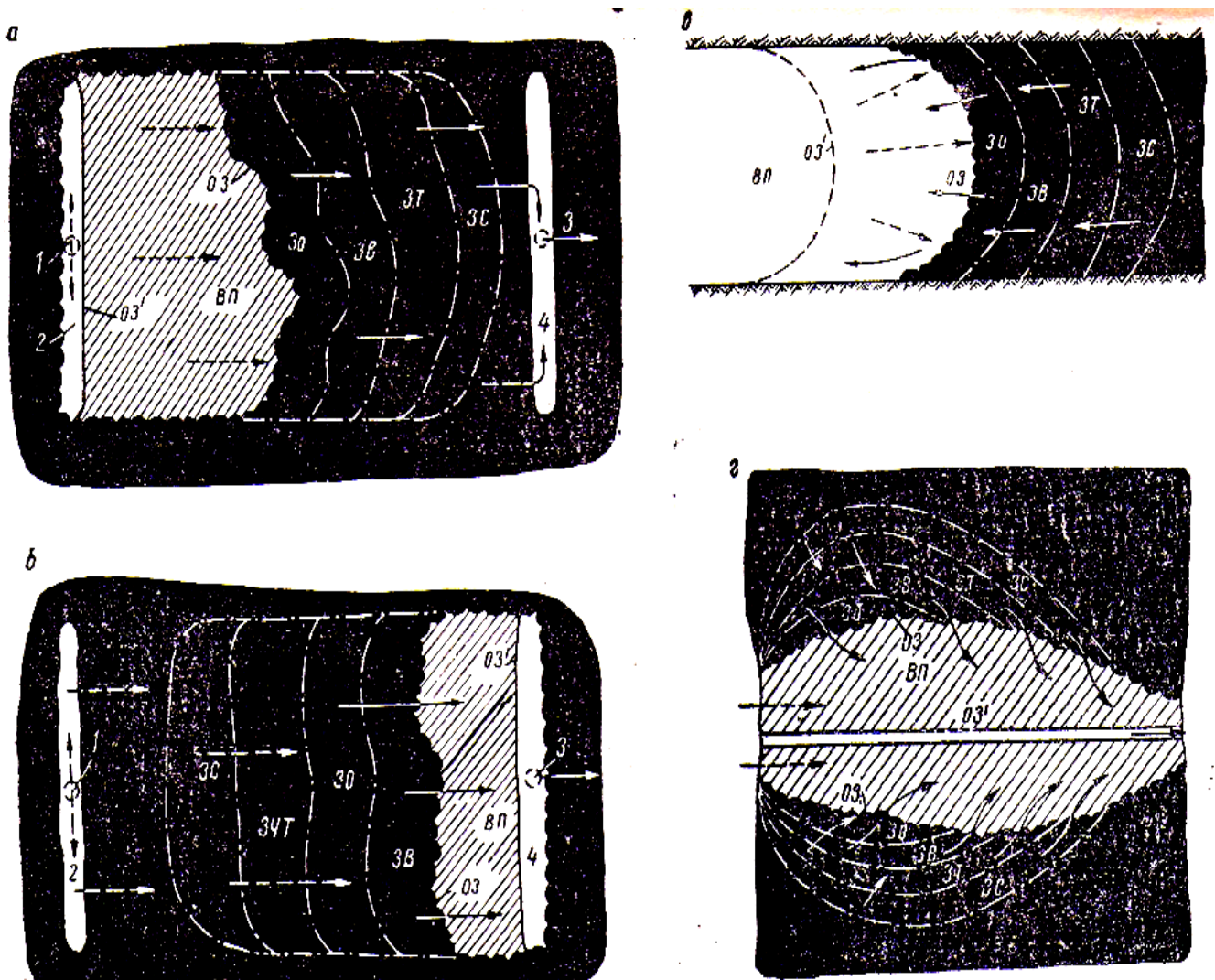


Рисунок 1.6 - Розташування хіміко-технологічних зон, а також шлях газів в результативний газ при різних методах газифікації вугілля в пласті: а - при прямому методі; б - при зверненому методі; в - при фронтальному методі; г - при поточному методі; 1 - дуттьова свердловина розтину; 2 - дуттьовий колектор; 3 - газовідвідна свердловина розтину; 4 - газосбірний колектор.

Для здійснення газифікації вугілля в пласті фронтальним методом застосовується такий напрямок руху газу, який прямо протилежний напрямку руху дуття і вогневого вибою.

При здійсненні поточного методу газифікації вугілля в пласті рух вогневого забою відбувається в напрямку, перпендикулярному до напрямку руху дуття і газу.

Прямий і звернений методи підземної газифікації можуть бути здійснені в шарі дробленого вугілля, а також в природних і штучних порах і тріщинах вугільного пласта. Тому вони можуть називатися прямим фільтраційним і зверненим фільтраційним методами газифікації.

Фронтальний метод підземної газифікації вугілля може бути здійснений при подачі струменя дуття на газифікуючу поверхню пласта і при відведенні газу з вогневого вибою в напрямку, протилежному напрямку поширення вогневого вибою.

Поточний метод газифікації вугілля здійснюється в каналі газифікації. При цьому слід враховувати, що при здійсненні процесу газифікації вугілля в його порах і тріщинах, якщо вважати кожен пору і тріщину вугільного пласта окремим каналом, цей процес газифікації

можна розглядати як процес, що протікає паралельно у великому числі каналів, розташованих близько один до іншого.

Отже, в кожному окремому каналі газифікації, представленому порою або тріщиною пласта, напрям поширення вогневого вибою по відношенню до напрямку руху дуття і газу в принципі таке ж, як і в каналі при потоковому методі газифікації.

Процес газифікації пласта, що протікає в його порах і тріщинах, в більшості випадків має різку відміну по аеродинамічним ознаками від процесу газифікації, що протікає в каналі і властивого поточному методу газифікації вугілля. В результаті цього при газифікації пласта в його порах і тріщинах (оскільки відстань між ними мала) напрямом руху вогневого вибою можна розглядати як співпадаюче з напрямком руху дуття і газу при прямому методі газифікації і протилежне напрямку руху дуття і газу при зверненому методі газифікації.

Для здійснення газифікації вугілля в пласті прямим або зверненим методом необхідно забезпечити рівномірне розташування в пласті пір і тріщин на близьких відстанях один від одного. І в тих випадках, коли процес газифікації вугілля, що почався в порах і тріщинах пласта, отримує згодом переважний розвиток по якійсь одній чи кільком тріщинам, він переходить в процес газифікації в каналі.

Таким чином, однією з відмінних рис процесу газифікації в порах і тріщинах вугільного пласта в порівнянні з процесом газифікації в каналі є те, що в першому випадку поширення вогневого вибою в напрямку, перпендикулярному до напрямку руху дуття і газу, має вельми обмежені розміри, а при газифікації вугілля в каналі такий напрямом поширення вогневого вибою є домінуючим.

Контрольні питання:

1. Які методи газифікації вугілля Вам відомі?
2. У чому полягає фільтраційний метод газифікації вугілля в пласті? Його основні недоліки.
3. Які основні переваги та недоліки методу газифікації вугілля зі штучним дробленням пласта?
4. У чому полягає метод газифікації вугільного пласта в свердловинах-газогенераторах? Основні переваги і недоліки даного методу.
5. Суть методу газифікації вугілля в пласті струменем дуття, його переваги і недоліки.
6. На чому базується метод газифікації вугілля в каналі?
7. Опишіть відомі конструктивні схеми методу підземної газифікації вугілля в каналі. В чому їх принципова відмінність між собою?
8. Дайте класифікацію методів підземної газифікації вугілля по хіміко-технологічним характеристикам з коротким описом їх суті.

Завдання. Вивчити теоретичний матеріал і письмово відповісти на контрольні питання.

Література: [3-6]

2. ОСНОВНІ ПРОЦЕСИ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА У КАНАЛІ

Мета заняття: вивчення основних процесів повної газифікації вугілля та схеми газоутворення

2.1. Основні процеси повної газифікації вугілля

В основі процесу повної газифікації вугілля лежить хімічне реагування кисню з головною складовою частиною вугілля - вуглецем.

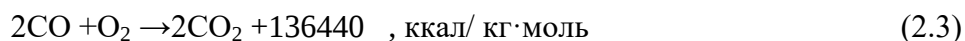
Це хімічне реагування настає при відповідних температурах і при контакті кисню з вуглецевою поверхнею.

В результаті реагування кисню з вуглецем утворюються паралельно в основному два вуглецевих оксиди - в різних співвідношеннях.

Реагування вуглецю з киснем може бути зображено схемами роздільного утворення оксидів вуглецю:

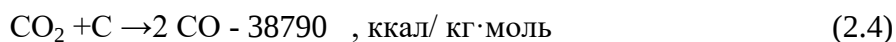


Оскільки окис вуглецю в присутності кисню може також згоряти до двоокису за схемою (2.3), то в зоні реагування вуглецю з киснем кінцевим продуктом в основному є двоокис вуглецю. Таким чином, утворення двоокису вуглецю протікає за схемами (2.1 і 2.3)



Реагування вуглецю з киснем протікає з відповідним виділенням тепла, тобто екзотермічності. Отже, в початковій стадії процесу газифікації вуглецю утворюється CO_2 , при цьому в результаті, тепло яке виділяється нагріває як паливо, так і продукти згорання.

При високих температурах і наявності контакту CO_2 і вуглець також вступають в хімічну взаємодію за схемою (2.4), але ця реакція протікає з поглинанням тепла - ендотермічно:



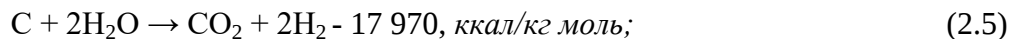
Швидкість відновлення CO_2 за схемою (8) при інших рівних умовах сильно залежить від температури і від характеру вуглецю (чим вище температура, тим більше CO ; чим вище стадія метаморфізму, тим менше CO).

При відсутності значної кількості вільного кисню в зоні протікання реакції (2.4) CO , яке утворюється не згорає.

Таким чином, за рахунок теплової енергії, що виділилася при реакціях (2.1), (2.2) і (2.3), негорюча CO_2 , реагуючи з вуглецем, дає горючий компонент газу - CO .

Але процес газифікації вугілля завжди протікає за участю *водяної пари*, яке подається разом з кисневмістким дуттям або виділяється з вугілля в результаті його сушіння і термічного розкладання.

Водяна пара при високій температурі також вступає в хімічну взаємодію з вуглецем за схемами (2.5) і (2.6), в результаті чого утворюються горючі компоненти газу повної газифікації вугілля - CO і H_2 :



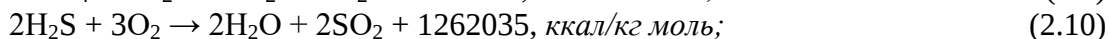
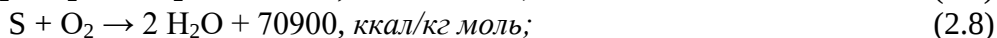
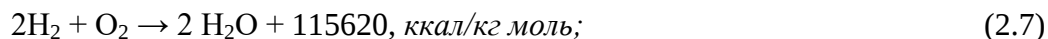
При інших рівних умовах розкладання водяної пари вуглецем, так само як і відновлення CO_2 , сильно залежить від температури і властивостей вуглецевої поверхні.

Отже, теплова енергія, що виділилася при горінні вуглецю за схемами (2.1) і (2.2), забезпечує протікання не тільки реакції відновлення CO_2 вуглецем, але також і реакції розкладання водяної пари.

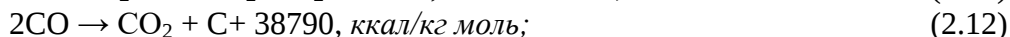
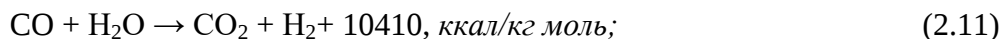
За рахунок цієї ж теплової енергії нагрівається вугілля, в результаті чого відбувається сушка вугілля і виділення з нього летючих речовин, що містять горючі компоненти (CO , H_2 , CH_4 та ін.).

Розглянута схема газифікації вуглецю не при всіх методах газифікації вугілля точно відображає хід першої фази цього процесу.

При деяких методах газифікації вугілля кисень дуття реагує не з вуглецем (вугільним коксом), а безпосередньо з вугіллям, тобто в хімічну взаємодію з киснем вступають також і леткі речовини вугілля. При таких методах газифікації вугілля теплова енергія, що забезпечує надалі протягом ендотермічних процесів, виходить не тільки за рахунок реакцій (2.1) і (2.2), але також і за рахунок реакції горіння водню (2.7) і сірки вугілля (2.8) безпосередньо як таких, або у вигляді компонентів летючих вугілля: метану (2.9), сірководню (2.10) та ін.



Крім того, при веденні повної газифікації вугілля деяке значення мають реакції конверсії (2.11) і розпаду CO (2.12):



Реакція (2.11) особливо інтенсивно протікає при більшому вмісті водяної пари в газі і в присутності оксидів заліза. Реакція (2.12) активно протікає при $400-500^\circ$ в присутності оксидів заліза і металевого заліза. Щоб уникнути істотного впливу реакції (2.12) на склад генераторного газу він на виході з газогенератора піддається швидкому охолодженню.

Для ведення процесу газифікації в газогенератор подаються вугілля і кисневмістке дуття як таке або в суміші з водяною парою або вуглекислою. Ті ділянки реакційного обсягу газогенератора, де вугілля реагує з киснем дуття, називають кисневою зоною, зоною горіння або зоною окислення.

Чим менше протяжність кисневої зони при інших рівних умовах, тим більше виділяється тепла на одиницю довжини або в одиниці реакційного обсягу цієї зони, тобто тим інтенсивніше протікає реагування вугілля з киснем.

При таких умовах вуглецева поверхня і газоподібні продукти горіння вугілля набувають найбільш високу температуру, що за інших рівних умов робить більш інтенсивним процес відновлення вуглекислоти за схемою (2.4) і процес розкладання пара вуглецем за схемами (2.5) і (2.6).

2.2. Схема газоутворення

Газоутворення в каналі газифікації є наслідком хімічного, термічного і механічного впливу на вугільний пласт і вміщуючі породи.

Механічний фактор в процесі газоутворення грає невелику роль і зводиться в основному до того, що канал газифікації дренає ізогази з вугільного пласта і вміщуючих порід.

Термічний фактор відіграє більш суттєву роль в процесі газоутворення і зводиться до виділення в газову фазу каналу з вугілля і порід газів і парів в результаті його нагрівання.

У загальній кількості теплової енергії результативного газу теплова енергія газів, що утворюються під дією термічного фактора, може досягати 40%, причому вона, як було показано

вище, залежить не тільки від вмісту летких речовин у вугіллі і породах, що вміщують, але також і від методу газифікації.

Хімічний фактор має вирішальне значення в процесі газоутворення не тільки тому, що на його частку зазвичай доводиться переважна кількість газоподібних речовин, що складають результативний газ, але ще і тому, що він є джерелом теплової енергії і для термічного фактору газоутворення.

Газоутворення під дією хімічного чинника відбувається в результаті хімічного впливу головним чином кисню дуття на тверду фазу безпосередньо або на горючі речовини, що виділилися з неї. Теплова енергія реакцій горючих речовин з киснем створює умови для відповідного реагування водяної пари.

Певне уявлення про розвиток процесу газоутворення в каналі з найважливіших компонентів газу показано на рис. 2.1.

Ізогази, що представляють в основному метан для кам'яного вугілля і вуглекислоту для бурого вугілля, входять в газову фазу каналу по всій його довжині. Залежно від того, в яку зону твердої фази, поверхні розділу фаз або газової фази вони потрапляють, вони зазнають в більшій чи меншій мірі відповідні зміни.

Частина ізогазов, яка проникає в газову фазу каналу газифікації на ділянці I, II і III-зон вугільної поверхні, не зазнає будь-яких істотних змін внаслідок невеликої температури в цих зонах. Але ізогази, які проникають в газову фазу каналу на ділянці IV зони - зони екзотермічних реакцій, зазнають суттєвих змін при газифікації кам'яного вугілля (метан) і залишаються, без зміни при газифікації бурого вугілля (двоокис вуглецю).

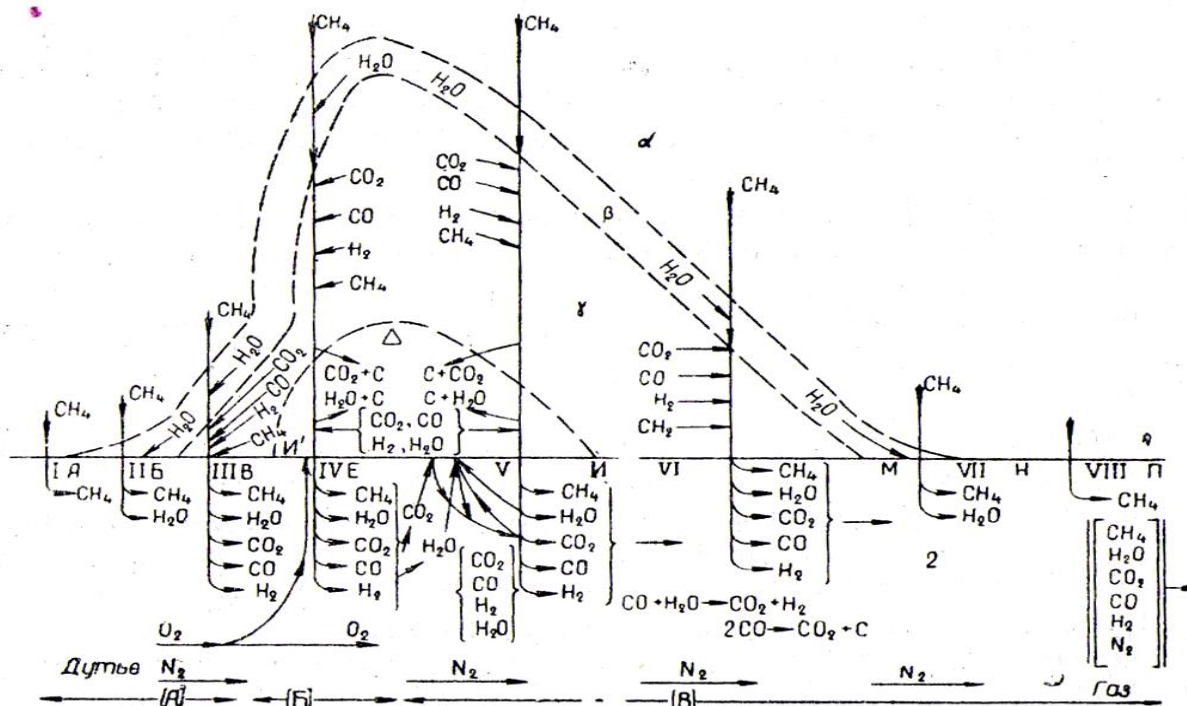
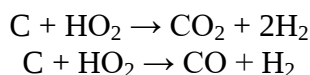


Рисунок 2.1 - Загальна схема газоутворення при газифікації вугільного пласта в каналі: 1 - вугільна поверхня; 2 - газова фаза, компоненти дуття і газу O_2 , N_2 , CH_4 , H_2O , CO_2 , CO , H_2 .

Після ізогазов вугілля в процесі газифікації включаються водяні пари, що виділяються з бета-зони твердої фази в результаті сушки вугілля.

Водяна пара, що надходить в газову фазу каналу протягом II, III, VI і VII зон вугільної поверхні, не зазнають змін, а та частина водяної пари, яка потрапляє в газову фазу каналу на ділянці IV і V зон вугільної поверхні, проходячи дельта-зону твердої фази, вступає в основному в гетерогенне реагування з вуглецем за схемами:



Горючі продукти цього реагування, що потрапляють в газову фазу в межах її перехідної зони, реагують з вільним киснем за схемами (2.3) і (2.7), а та частина продуктів, яка входить в газову зону газової фази на ділянці V зони вугільної поверхні, залишається без зміни.

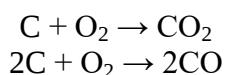
Аналогічна картина має місце і в частині летючих речовин, що виділяються з твердої фази в її гамма-зоні. Відповідні компоненти цих летючих речовин зазнають деякий термічний розклад при проходженні через дельта-зону твердої фази і в межах цієї ж зони вступають головним чином в гетерогенні реакції з вуглецем.

Відповідні компоненти летючих речовин і вторинних продуктів, що утворилися з них в дельта-зоні, з'єднуються з киснем в перехідній зоні газової фази, а якщо вони потрапляють в дугтєву зону газової фази каналу на ділянці III зони вугільної поверхні або якщо вони виділяються в газову зону газової фази на ділянці V і VI зон вугільної поверхні, то вони піддаються невеликим змінам в результаті наявності умов для подальшого протікання гомогенних і гетерогенних реакцій.

Розглянуті процеси відносилися до газоутворення в твердій фазі.

Але при газифікації вугілля вирішальне значення має реагування кисню дуття з вугіллям.

Реагування кисню дуття з вугільною поверхнею починається від початкової межі її IV зони, де температура цієї поверхні вище температури займання вугілля у відповідній стадії термічного розкладання. Головними продуктами реагування кисню дуття з «вугільною» поверхнею на ділянці її IV зони є двоокис і окис вуглецю:



Обидві ці реакції екзотермічні.

Надалі на ділянці V зони вугільної поверхні з нею вже реагують не кисень дуття, а продукти газифікації, що утворилися в межах протяжності попередніх зон процесу газифікації в каналі. Це гетерогенне реагування викликає вже протікання ендотермічних реакцій, головним чином пов'язаних з відновленням двоокису вуглецю (2.4) і з розкладанням водяної пари розпеченим вуглецем (2.6) і (2.5).

Далі, по ходу дуття і газу в каналі газифікації, на вугільній поверхні в межах її VI, VII і VIII зон вже немає якихось значних процесів газоутворення за рахунок реагування газової фази з вугільною поверхнею, так як температура вугільної поверхні і газової фази на цій ділянці каналу газифікації низька. Запас фізичного тепла в газовій і твердій фазах, що утворився в межах IV зони вугільної поверхні, спрацьований до відповідної температурної межі протягом V зони цієї поверхні.

Але в окремих випадках, коли в межах VI-VIII зон вугільної поверхні в газову фазу з вигазованного простору потрапляють обхідні потоки дуття, температура газової фази може зрости за рахунок допалювання горючих компонентів газу і відповідні речовини зможуть вступати у вторинне гетерогенне реагування з вугільною поверхнею по відомим ендотермічним реакціям.

Поява в каналі газифікації цих вторинних зон знижує ефективність підсумкового процесу газифікації.

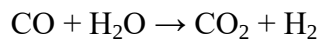
На завершення зупинимося на процесах, що протікають в газовій фазі каналу газифікації.

Протягом I зони вугільної поверхні в дугтєвій зоні газової фази не відбуваються хімічні зміни, а має місце змішання ізогазов з дуттям і сорбція вугіллям кисню дуття.

Протягом II зони вугільної поверхні дугтєва зона газової фази продовжує збагачуватися ізогазами, водяними парами сушки вугілля та продуктами термічного розкладання вугілля.

Деяка частина з цих горючих продуктів у кінцевій межі дуттєвої зони газової фази реагує з киснем дуття. Головні хімічні процеси в газовій фазі відбуваються протягом IV зони вугільної поверхні каналу газифікації, тобто в перехідній зоні, газової фази. Всі ці процеси в основному зводяться до хімічного реагування кисню дуття з горючими газоподібними компонентами, які надходять в цю зону газової фази [реакції (2.3), (2.7), (2.9) і (2.10)].

Далі, в газовій фазі на протязі її газової зони у відомих умовах протікають реакції конверсії окису вуглецю



і реакції розкладання окису вуглецю



Протіканню обох реакцій сприяють каталітичний вплив деяких речовин, наприклад оксидів заліза.

Якщо розглянути процес газоутворення в каналі газифікації по компонентах результативного газу, то виходить наступна картина.

Двоокис вуглецю є продуктом ізогазів, термічного розкладання вугілля, реагування кисню дуття з вугільною поверхнею і з відповідними компонентами летючих речовин та ізогазов, а також продуктом реагування водяної пари з вуглецем і окисом вуглецю. Крім того, джерелом двоокису вуглецю є тверда фаза, яка представлена породами, і реакція розкладання окису вуглецю.

Водень є головним чином продуктом термічного розкладання твердої фази, а також продуктом реагування водяної пари з вуглецем і окисом вуглецю.

Окис вуглецю є продуктом реагування кисню дуття, двоокису вуглецю і водяної пари з вугільною поверхнею, а також продуктом термічного розкладання твердої фази.

Метан є головним чином продуктом ізогазов і термічного розкладання твердої фази.

Вуглеводи граничні і ненасичені є в основному продуктами термічного розкладання твердої фази.

Сірководень є в основному продуктом термічного розкладання твердої фази і продуктом відновлення оксидів сірки, що утворюються протягом IV зони вугільної поверхні.

Азот в своїй основній масі є продуктом дуття.

Певне уявлення про характер зміни складу газової фази по довжині каналу газифікації в природних умовах дає рис. 2.2.

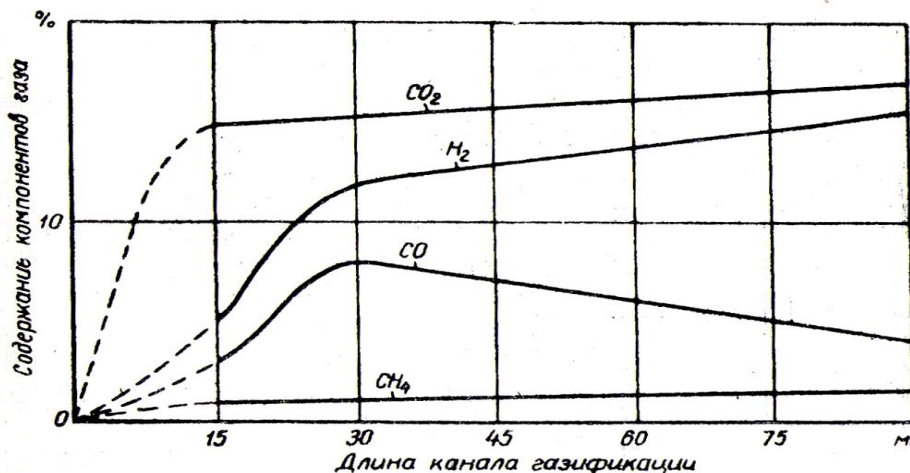


Рисунок 2.2 - Характер зміни складу результативного газу в газовій фазі каналу газифікації по його довжині

Контрольні питання:

1. Що лежить в основі процесу повної газифікації вугілля?
2. Який кінцевий продукт в основному утворюється в зоні реагування вугілля з киснем?
3. В результаті чого утворюються горючі компоненти газу повної газифікації вугілля?
4. Що відбувається в першій фазі газифікації вугілля при різних схемах протікання даного процесу?
5. Що являє собою зона окислення? На що і яким чином впливає її протяжність?
6. Які фактори і як впливають на процес газоутворення в каналі газифікації?
7. Опишіть процеси, що протікають у твердій фазі каналу газифікації.
8. За якою схемою протікає реагування кисню дуття з вугіллям?
9. Опишіть процеси, що протікають у газовій фазі каналу газифікації.

Завдання. Вивчити теоретичний матеріал і письмово відповісти на контрольні питання.

Література: [4], [6]

3. ПРОХОДКА КАНАЛІВ ГАЗИФІКАЦІЇ

Мета заняття: вивчення газопроникності гірських порід і вугільних пластів, способів підвищення проникності вугільних пластів.

3.1 Газопроникність гірських порід і вугільних пластів

Гірські породи і вугільні пласти мають здатність пропускати крізь себе рідини і гази. Ця властивість гірських порід називає їх.

Залежно від речовини, що проходить через гірські породи, розрізняють водопроникність, газопроникність і т. п.

Під газопроникністю порід при підземній газифікації вугілля розуміється не тільки прохід через породи власне газу, але також і повітря - дуття, що застосовується для вироблення газу.

Рідини і гази рухаються по гірських породах в найдрібніших каналах, утворених системою сполучених між собою пор і тріщин; такий рух рідини і газу називається фільтрацією.

Фільтраційний рух рідини і газу має характерні особливості в порівнянні з рухом рідини і газу по трубах. Він відрізняється вкрай малою швидкістю руху, відбувається в каналах надзвичайно малого перетину і при виключно великій ролі сил тертя через величезну поверхню порових каналів. Наприклад, поверхня піщинок діаметром в 0,2 мм в 1 м³ піску складає близько 20000 м².

Пористість і просвітність порід

Пористість порід - їх властивість містити в собі простір (пори), не зайняте твердою речовиною. Частина обсягу порід, зайнята порами, характеризується коефіцієнтом пористості (m), який представляє відношення частини об'єму порід, зайнятого порами ($W_{\text{п}}$), до загального обсягу порід (W):

$$m = \frac{W_{\text{п}}}{W} \quad (3.1)$$

Просвітність або поверхнева пористість порід - це частина перетину порід, яка вільна для проходу газу або рідини. Вона характеризується коефіцієнтом просвітності (n), який представляє відношення площі поперечного перерізу пір ($S_{\text{п}}$) до площі породи (S), тобто

$$n = \frac{S_{\text{п}}}{S} \quad (3.2)$$

Важливе значення представляє визначення не найменшого, а середнього значення просвітності (n_c) для даного об'єму порід.

Обсяг порового простору порід ($W_{\text{п}}$) визначається за рівнянням

$$W_{\text{п}} = S_c l = n_c S l, \quad (3.3)$$

де S_c - середня величина площі каналів;

l — довжина зразка порід;

S — загальна площа поперечного перерізу зразка породи.

Але обсяг порового простору визначається також і з рівняння

$$W_{\text{п}} = mSl, \quad (3.4)$$

отже,

$$n_c = m \quad (3.5)$$

i

$$S_c = mS, \quad (3.6)$$

тобто середнє значення просвітності (n_c) дорівнює значенню пористості (m).

Пори гірських порід розрізняють за величиною і ділять на групи: надкапілярні, капілярні або звичайні і суб-капілярні.

Надкапілярні порові канали мають перетин $0,2 \text{ мм}^2$, що відповідає діаметру каналу більше $0,5 \text{ мм}$.

При такому перетині порового каналу капілярні сили не грають великої ролі.

Капілярні порові канали порід мають діаметр $0,5-0,0002 \text{ мм}$. При такому діаметрі порових каналів капілярні сили (прилипання, зчеплення, і т. п.) Перешкоджають руху рідини під дією сил тяжіння. І для забезпечення руху рідини по капілярним поровим каналам необхідно прикладати додаткові сили.

Субкапілярні порові канали порід мають діаметри менш $0,0002 \text{ мм}$. У каналах такого діаметру сили поверхневого натягу і ін. настільки великі, що для забезпечення руху рідини по субкапілярним каналам необхідно вдаватися до надзвичайно високих тисків. Якщо порода з субкапілярними каналами суха, то спочатку вона вбирає вологу, яка переходить в зв'язаний з породою стан, а потім рух рідини по субкапілярним каналам припиниться.

Породи з субкапілярною рідиною можуть розглядатися як практично негазиопроникні.

У реальних ґрунтах розміри частинок і їх форма далеко не однакові, тому їх пористість залежить від гранулометричного складу, форми і розташування зерен, літологічного складу і від тиску.

Закон фільтрації, виражений через коефіцієнт проникності порід, має вигляд

$$v_\phi = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_1 - P_2}{l} \quad (3.7)$$

звідки

$$k = \frac{\mu v_\phi}{P_1 - P_2} \quad (3.8)$$

Коефіцієнт проникності k має розмірність площі і залежить від властивостей пористого середовища. Розв'язуючи рівняння (3.7) і (3.8) щодо k , отримаємо

$$k = \frac{Q \mu l}{F P} \quad (3.9)$$

Але не завжди фільтрація рідини підпорядковується лінійному закону, вираженого рівнянням (3.7), виведеним стосовно до ламінарного гідравлічного режиму.

Спостерігається деяка критична швидкість фільтрації, (FGH), при перевищенні якої рівняння (3.7) непридатне, так як при цій швидкості спостерігається перехід гідравлічного режиму руху рідини з ламінарної в турбулентну область. Кожній з цих областей відповідає певне значення числа Рейнольдса (Re), яке визначає гідродинамічний характер руху газу або рідини.

Значення Re при фільтрації рідини визначається відповідно з рівняння

$$Re = \frac{10}{m^{2,3}} \cdot \frac{v_\phi - v_{кр}}{g}, \quad (3.10)$$

де g — кінематична в'язкість.

Значення Re , при яких з'являються відхилення від лінійного закону фільтрації, називаються критичними значеннями ($Re_{кр}$). Для природних ґрунтів $Re_{кр}$ рівно від 4 до 12, а для зцементованих пісків $Re_{кр}$ - близько одиниці.

При русі рідини по трубам $Re_{кр}$ в залежності від шорсткості труб і інших чинників коливається від 2300 до 350.

Тому слід вважати, що при фільтрації рідини і газів порушення лінійного закону фільтрації ще не означає переходу від ламінарного до турбулентного режиму, тобто будь-який фільтраційний потік, для якого справедливий лінійний закон фільтрації, є потік ламінарний, але не всякий ламінарний потік підкоряється цьому закону.

Відносної проникності порід вважають відношення фазової проникності до абсолютної.

За одиницю проникності прийнято дарсі, який дорівнює проникності такої породи при проході, через зразок якої площею в 1 см^2 і довжиною в 1 см при перепаді тиску в 1 ат витрата рідини в'язкістю в 1 сантипуаз, становить $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$.

Проникність має розмірність площі. Один дарсі приблизно дорівнює одному квадратному мікрону, точніше $1,02 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^2$. Дрібнішими одиницями проникності є: децидарсі - $0,1$ дарсі, сантидарсі - $0,01$ дарсі і мілідарсі - $0,001$ дарсі.

У практиці видобутку нафти і природного газу вважають добре проникними ті породи, коефіцієнт проникності яких визначається одиницями дарсі або децидарсі.

Коефіцієнт проникності (k) може визначатися лабораторно за результатами випробування зразків порід і за даними роботи свердловин в природних умовах залягання пласта.

Розмірність k залежить від системи одиниць, в якій виражені визначальні його величини.

У табл. 3.1 наведені значення коефіцієнтів проникності для деяких вугільних пластів (k_y) і вміщуючих порід (k_n), а також k_y / k_n

Таблиця 3.1 - Значення коефіцієнтів проникності для деяких вугільних пластів (k_y) і вміщуючих порід (k_n)

Найменування пласта	k_y , дарсі	k_n , дарсі	k_y/k_n
Пласт K_8 Лисичанська станція Підземгаз	1,7	0,09	19
Буровугільний пласт Підмосковна станція Підземгаз	2,0	2,0	1
Буровугільний пласт Шатська станція Підземгаз	1,8	0,32	6
Пласт VIII Внутрішній Південно-Двінська станція Підземгаз	0,95	0,0475	50

Коефіцієнт проникності вугільних пластів з глибиною знижується. На певних глибинах, як це показано за даними Лисичанської станції Підземгаз, він становить:

вугільний пласт K_8 на глибині 60 м	1,8 дарсі
вугільний пласт K_8 на глибині 150 м	1,12 дарсі
вугільний пласт I_7 на глибині 60 м	0,34 дарсі
вугільний пласт I_7 на глибині 75 м	0,27 дарсі
вугільний пласт I_6 на глибині 150 м	$1,5 \cdot 10^{-3}$ дарсі
вугільний пласт I_5 , на глибині 200 м	$1,1 \cdot 10^{-3}$ дарсі

3.2 Підвищення проникності вугільних пластів

При підземної газифікації вугілля рух дуття і газу у вугільному пласті організується за рахунок зовнішньої енергії. Тому зниження гідравлічного опору привибійної зони свердловин має першорядне значення для підземної газифікації вугілля.

Збільшення проникності вугільного пласта в привибійній частині свердловин має важливе значення при здійсненні бесшахтної проходки каналу газифікації хімічним пропаленням з використанням проникності вугільного пласта.

Для цього в принципі можуть застосовуватися деякі із способів, відомі в практиці підвищення проникності порід, наприклад торпедування, простріл і гідравлічний розрив.

Кислотна обробка вугільного вибою свердловини не може дати результатів через хімічну інертність вугілля до соляної кислоти. Але в принципі, якщо буде знайдена доступна рідина, яка розчиняє компоненти вугільного пласта, то вона може знайти практичне застосування.

Застосування торпедування вибоїв свердловин з метою підвищення проникності привибійної зони пласта поки не дало позитивних результатів.

Простріл вугільного пласта із забою свердловини для досягнення тих же цілей ще не вийшов зі стадії дослідних робіт.

Гідравлічний розрив вугільного пласта в підземній газифікації вугілля знайшов практичне застосування.

Крім того, для збільшення проникності вугільного пласта в привибійній зоні свердловин є і спеціальні способи - віджимання вологи з пласта дуттям, підсушування пласта і термічний вплив.

3.2.1. Віджимання вологи з пласта і підсушування дуттям

Зовнішня і механічна волога вугілля не пов'язана з речовиною пласта, а в тій чи іншій мірі заповнює його пори і тріщини і огортає поверхню вугілля. Отже, така волога перешкоджає проходу дуття по порах і тріщинах пласта.

Видалення з пір і тріщин вугільного пласта зовнішньої вологи призводить до збільшення значення його ефективної пористості для проходу по ній дуття.

Видалення зовнішньої вологи з вугільного пласта можливо шляхом віджимання її повітрям. Наприклад, при веденні сбоечних робіт на вугільних пластах взагалі не проявляється в значній мірі їх газопроникність до тих пір, поки тиск сбоечного дуття не перевищить гідростатичного тиску підземних вод.

Рух підземних вод по порах і тріщинах вугільного пласта в результаті віджимання їх або виносу дуттям в кінцевому підсумку збільшує ефективну пористість вугілля.

Це проявляється тим більше, чим більше зовнішньої вологи міститься в вугільному пласті, чим менш міцне вугілля і чим більш інтенсивно видаляється ця волога.

Зовнішня вологість підмосковного бурого вугілля в пласті становить 30-40% його загальної вологості, і тому її видалення підвищує проникність пласта з 2 до 10 дарсі.

Зовнішня волога бурого вугілля Дніпровського басейну становить близько 80% загальної вологості, яка досягає 60% на робоче паливо.

Тому навіть невелике видалення зовнішньої вологи дуттям з зразків цього вугілля різко підвищує їх проникність. Зниження вологості зразка вугілля під час продування його дуттям з 67 до 51-53% підвищує проникність цих зразків вугілля в 2-5 рази, а зменшення вологості з 57 до 42-49% підвищує проникність в 11-330 разів.

В результаті підсушування проникність зразків бурого вугілля зростає в кілька тисяч разів, а проникність зразків кам'яного вугілля зростає всього лише в десятки рази.

Цей висновок дозволяє оцінити можливість впливу підсушування на проникність бурого і кам'яного вугілля.

Для підмосковного бурого вугілля проникність паралельно напластуванню помітно більше, ніж перпендикулярно нашаруванню, на всіх стадіях його підсушування.

Для зразків кам'яного вугілля по мірі його підсушування згладжується різниця між проникністю паралельно і перпендикулярно напластуванню.

3.2.2. Термічний вплив на пласт

При нагріванні вугілля без доступу повітря до 800-900 ° в ньому відбуваються процеси термічного розкладання, що супроводжуються виділенням летючих речовин і утворенням коксового залишку.

Ці зміни з вугіллям призводять до збільшення проникності твердого залишку (рис. 3.1).

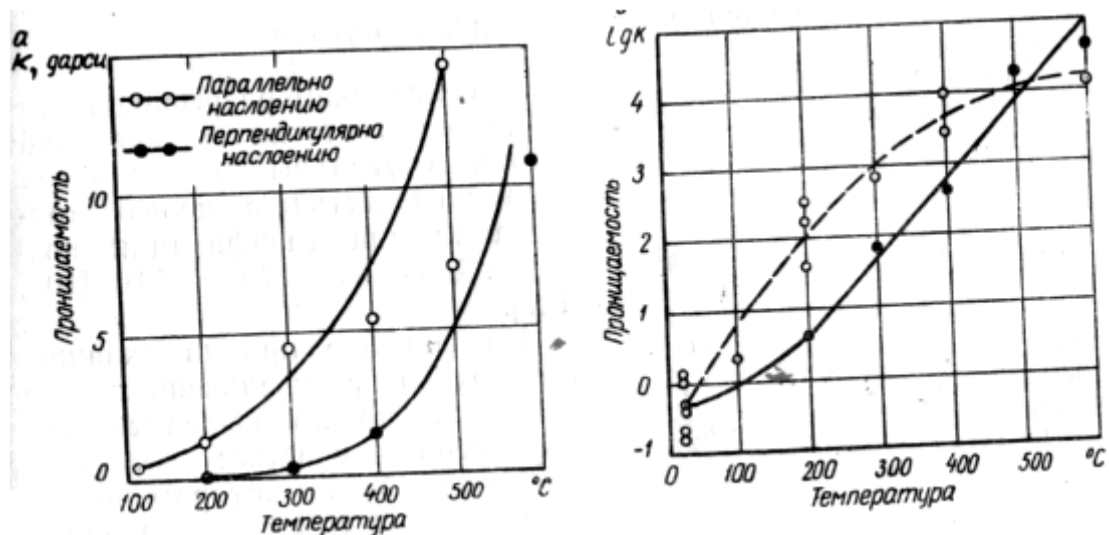


Рисунок 3.1 - Зміна коефіцієнту проникності зразків вугілля в залежності від температури їх попереднього нагріву: а-підмосковне вугілля; б - кам'яне вугілля, пласт К8, Донбас.

Незважаючи на те, що в якісному відношенні рис. 3.1 а, б схожі, тобто вони обидва підтверджують зростання проникності вугілля в результаті нагрівання, кількісні зміни проникності від нагрівання різко відрізняються для зразків бурого і кам'яного вугілля.

При нагріванні зразків підмосковного бурого вугілля від 100 до 300 $^{\circ}$ їх проникність зростає приблизно в 10 разів, а при нагріванні від 100 до 500 $^{\circ}$ - в 30 разів (рис. 3.1а).

Для зразків кам'яного вугілля проникність в результаті такого ж нагрівання зростає відповідно в 100 і 1000 разів (рис. 3.1б).

Отже, якщо сушка дає більш різке підвищення проникності для бурого вугілля в порівнянні з кам'яним, то нагрів зразків вугілля до температури, що викликає значний термічний розклад, показує більш різке зростання проникності зразків кам'яного вугілля в порівнянні з бурим, а в загальному підсумку в результаті нагрівання зразків цього вугілля до 300 $^{\circ}$ і вище значення їх коефіцієнтів проникності стають близькими один до одного.

При нагріванні вугілля можна виділити три характерні області зміни його газопроникності.

I область - охоплює зміну газопроникності вугілля в процесі видалення його фізичної вологості.

II область - охоплює зміну газопроникності вугілля в процесі його нагрівання до температур, що забезпечують помітний термічний розклад.

III область - охоплює зміну газопроникності вугілля в період термічного розкладання і перетворення в кокс.

Характер зміни проникності вугілля за трьома названими областями різний в залежності від властивостей вугілля, але загальні закономірності розвитку цього процесу для всього вугілля однакові.

Термічний вплив на привибійну зону вугільного пласта з метою збільшення її проникності може бути організований шляхом нагрівання забою свердловини витоку від джерела тепла або шляхом застосування нагрітого сбийного дуття.

3.2.3. Розрив вугільного пласта дуттям

У підземної газифікації вугілля з явищем розриву пласта дуттям зіткнулися вперше в червні 1954 року на Лисичанській станції Підземгаз при нагнітанні у вугільний пласт через свердловини дуття з метою прожогу каналу газифікації повітряною збійкою (рис. 3.2).

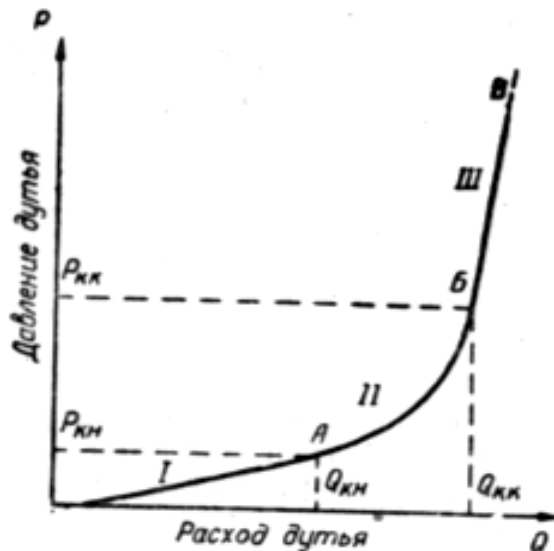


Рисунок 3.2 - Принциповий графік зміни прийому дуття свердловиною (Q) від тиску (P) при гідророзриві пласта дуттям: P_{KH} - початковий критичний тиск; P_{KK} - кінцевий критичний тиск; Q_{KH} - прийом дуття забоем свердловини при початковому критичному тиску дуття; Q_{KK} - те саме при кінцевому критичному тиску дуття.

На графіку прийому свердловиною дуття зі збільшенням його тиску можна виділити три характерні ділянки:

- перша, на якій прийом дуття з ростом його тиску збільшується по прямій;
- друга, на якій прийом дуття з ростом його тиску збільшується по кривій, висхідна гілка якої піднімається все крутіше і крутіше по мірі зростання тиску;
- третя, на якій прийом дуття з ростом його тиску знову збільшується приблизно по прямій, крутизна якої в багато разів перевершує крутизну прямої на першій ділянці графіка.

Це дозволяє зробити наступні висновки:

а) в межах першої ділянки графіка дуття входить у вугільний пласт по його природним порах і тріщинах, структура яких при цьому не змінюється;

б) в межах другої ділянки графіка дуття, входячи в пласт, змінює структуру природних пір і тріщин вугільного пласта, а в результаті цього змінюється закономірність зростання прийому дуття від закономірності, яка існує на першій ділянці графіка до закономірності, яка існує на третій ділянці графіка;

в) в межах третьої ділянки графіка рух дуття в пласті відбувається вже як по його природним порах і тріщинах, так і в основному за новими шляхами, принципова структура яких сформувалася в межах тиску дуття, характерного для другої ділянки графіка.

Але в межах тисків дуття третьої ділянки графіка збільшення витрати дуття з ростом його тиску відбувається значно інтенсивніше, ніж на попередніх ділянках графіка, внаслідок того, що утворені щілини мають значно меншим питомим гідравлічним опором, а також і тому, що при цих тисках дуття може відбуватися подальше збільшення перетину штучних тріщин-щілин у вугільному пласті.

Таким чином, процес формування шляхів проходу дуття по вугільному пласта з новою структурою під дією дуття протікає не миттєво після досягнення якогось так званого критичного тиску дуття, а поступово на деякому інтервалі тиску дуття, початкового (P_{KH}) і кінцевого критичного (P_{KK}).

3.2.4. Розрив вугільного пласта рідиною

Вода є однією з робочих рідин для гідравлічного розриву вугільного пласта, тому дослідні дані про рух води через зразки вугілля, що знаходяться під різним зовнішнім навантаженням представляють великий інтерес.

При проході води по порах і тріщинах вугілля, відбувається спучування його поверхні зі зменшенням обсягу і перетину порового простору. В результаті цього при подачі води в вугілля під постійним тиском відбувається поступове зменшення потоку води в часі (рис. 3.3).

Зі збільшенням тиску нагнітання потік води збільшується, перекриваючи зменшення потоку за рахунок внутрішніх змін у вугіллі. Повернення до подачі води під найменшим з деяких тисків дав знову властивий цьому тиску і часу потік води. Отже, в даних умовах подача води під тиском в вугілля не викликала в ньому безповоротних структурних змін.

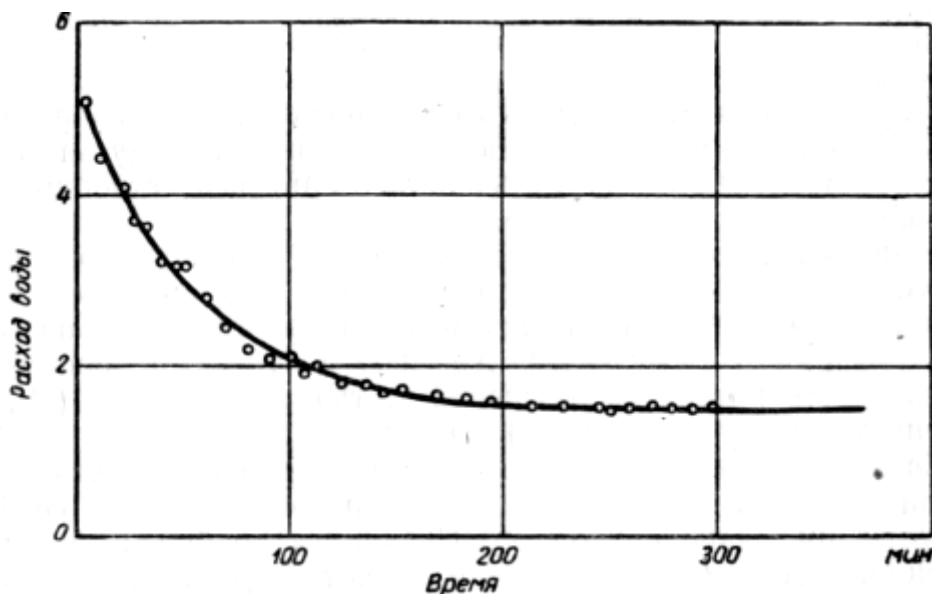


Рисунок 3.3 - Характер зміни потоку води через зразок цілика кам'яного вугілля в часі при постійному тиску води (7 атм) і без застосування зовнішнього тиску на вугілля

Вугілля в певних межах має здатність витримувати всебічне стискаєме навантаження і мати в той же час місцеві пружні деформації у вигляді розширення проходів для води.

При одному і тому ж початковому тиску води її потік через вугілля зменшується в міру збільшення зовнішнього навантаження на вугілля. Це навантаження можна порівнювати з гірським тиском на пласт.

Але в тих випадках, коли тиск води (внутрішнє навантаження) перевищує зовнішній тиск на вугілля (зовнішнє навантаження), відбувається різке зростання потоку води.

Якщо подача води здійснювалась під тиском, що перевищує зовнішні тиски (рис. 3.4), то потік води різко зріс з А до Б і характер цього зростання відрізняється від того, який мав місце до точки А. Після того, коли тиск води було знову знижено до величини, яка менша зовнішнього тиску, величина потоку не знизилася до відповідного початкового тиску а склала набагато більшу величину - С.

Отже, в період підвищення тиску води до величини, більшої зовнішнього тиску на вугілля, в ньому відбулися такі структурні зміни шляхів проходу води, які лежать поза межами пружної деформації вугілля.

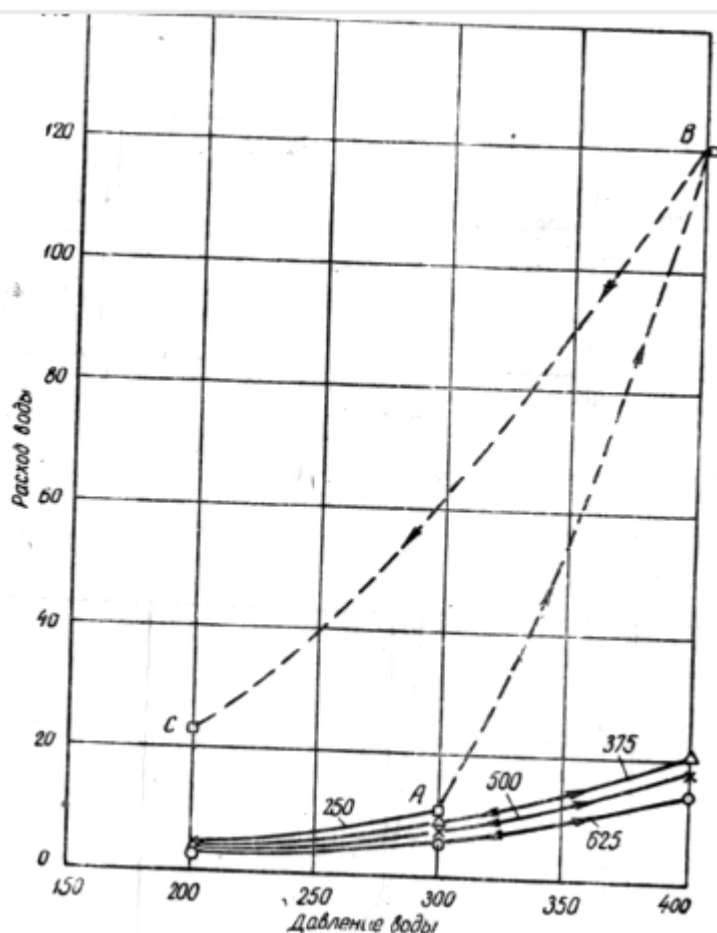


Рисунок 3.4 - Зміни потоку води через зразок кам'яного вугілля в результаті виникнення необоротної структурної зміни шляхів проходження води (250, 375, 500, 625 - величини тиску на вугілля)

Таким чином, можна досягти структурних змін вугілля під дією потоку води з тиском вище зовнішнього тиску, що значно збільшує проникність вугільного пласта.

При одному і тому ж тиску потік води паралельно нашаруванню вугілля перевищує в 3-4 рази потік води у напрямку, перпендикулярному нашаруванню.

Однак, як показав досвід, використання отриманих щілин розриву для цілей підземної газифікації є не завжди прийнятним, так як, незважаючи на значне збільшення проникності пласта, кількість застосовуваного дуття є недостатнім для ведення процесу. У цих випадках створені щілини розриву, заповнені піском, необхідно піддавати вогневу опрацюванню, тобто організувати процес переміщення вогнища горіння по всій їх довжині. Як показали спеціальні дослідження, що пісок, який знаходиться в щілині, ускладнює вогневу опрацювання, а в ряді випадків не дозволяє її здійснити.

У зв'язку з цим були проведені спеціальні дослідження по створенню щілин розриву без закріплення їх піском. Таку щілину можна вже розглядати як канал газифікації, який може працювати з застосуванням дуття низького тиску. Досвідчені роботи, проведені в цьому напрямку, дали позитивні результати, які використовуються на Лисичанській і Підмосковній станціях Підземгаз.

Процес гідророзриву вугільного пласта в цьому випадку здійснюється наступним чином.

У вугільний пласт через забій свердловини витікує вода. При цьому в результаті гідравлічного розриву в вугільному пласті утворюються щілини-канали, за якими і спрямовується основна маса води. Ці канали з'єднуються з забоєм свердловини стоку або з вогневим забоєм підземного газогенератора. Вода, що рухається по щілині початкового розриву пласта, розмиває вугілля і промиває собі прохід значного перетину. Цьому сприяє як відносно невелика механічна міцність вугілля, так і специфіка будови вугільного пласта.

Вугільний пласт складається з окремих шматочків вугілля, розділених площинами нашарування і кліважу. При утворенні тріщин гідророзриву порушується зв'язок між

структурними шматочками вугілля, і вони легше вимиваються з пласта потоком води. Подачу води при гідророзриві вугільного пласта ведуть до найбільшого зниження тиску, яке і служить критерієм закінчення процесу гідророзриву пласта при данній витраті рідини.

Заслуговує увагу також ще й та обставина, що при проникненні каналу розриву до забою стоку відбувається різке зниження тиску рідини, в результаті чого гірським тиском і тиском газів, стислих водою в пласті, вода з тріщин пласта по каналу розриву спрямовується до забою стоку в великій кількості. Це сприяє розмиву каналу в вугіллі.

Тому затискання тріщин гірничим тиском після зниження тиску води не призводить до перекриття каналу, промитого водою в тілі вугільного пласта.

Слідом за водою в свердловину витокую подають дуття і якщо необхідно, здійснюють розпал пласта на вибої цієї свердловини.

У початковий період тиск дуття досягає значної величини, але по мірі видалення води з промитого у вугіллі каналу в результаті підсушування вугілля і внаслідок збільшення перетину каналу газифікації по мірі проходження по ньому вогневого вибою гідравлічний опір каналу газифікації знижується до величини, що дозволяє застосувати дуття з тиском, вживаним для ведення газифікації вугілля. Загальна швидкість створення каналів таким способом з урахуванням часу вогневого опрацювання досягає 12 м / добу.

Контрольні питання:

1. Що розуміється під газопроникністю порід при підземній газифікації вугілля?
2. Що розуміється під фільтрацією порід при підземній газифікації вугілля?
3. Що таке пористість порід? Як розраховується коефіцієнт пористості?
4. Що таке просвітність порід? Як розраховується коефіцієнт просвітності?
5. На які групи поділяють пори гірських порід? Дайте їх коротку характеристику.
6. Що визначає значення числа Рейнольдса?
7. Що розуміють під відносною проникністю порід?
8. Що прийнято за одиницю проникності?
9. Якими методами можливо підвищити проникність вугільного пласта?
10. У чому полягає суть способів віджимання вологи з пласта дуттям і підсушування пласта?
11. Як впливає термічний вплив на проникність вугілля?
12. У чому суть явища розриву вугільного пласта дуттям?
13. Охарактеризуйте явище розриву вугільного пласта рідиною.

Завдання. Вивчити теоретичний матеріал і письмово відповісти на контрольні питання.

Література: [3-4], [5]

4. ОДНОКАНАЛЬНІ І БАГАТОКАНАЛЬНІ ПІДЗЕМНІ ГАЗОГЕНЕРАТОРИ

Мета заняття: вивчення схем одноканальних і багатоканальних підземних газогенераторів на пластах крутого и пологого залегання.

Підземні газогенератори, які застосовуються в даний час ділять на два типи:

- *одноканальні газогенератори*, що складаються з одного каналу газифікації;
- *багатоканальні газогенератори*, що складаються з декількох паралельно працюючих каналів газифікації.

4.1. Одноканальні газогенератори

Одноканальний газогенератор (рис. 4.1) дозволяє вигазувати деяку площу вугільного пласта, умовно позначену еквівалентною площею АБВЕ. Дійсна конфігурація площі пласта залежить від геологічних особливостей, його залягання та режиму газифікації. Для реверсивного ведення процесу газифікації до кожної свердловині розтину необхідно приєднати повітропровід і газопровід.

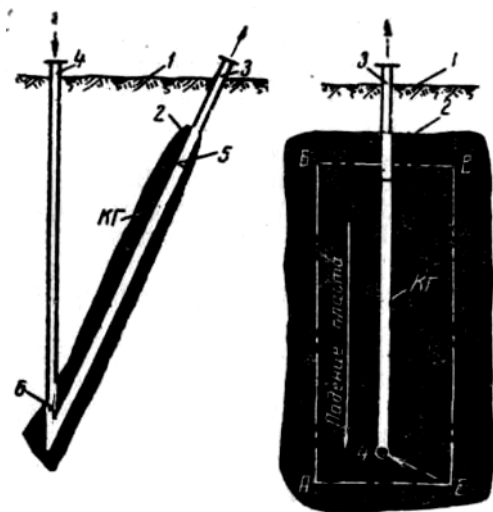


Рисунок 4.1 - Схема одноканального підземного газогенератора на вугільному пласті крутого падіння: а - в площині простягання пласта; б - навхрест простягання пласта; 1 - поверхня землі; 2 - вихід пласта під наноси; 3 - похила свердловина розтину; 4 - вертикальна свердловина розтину; 5 - кінець обсадної труби похилої свердловини розтину; 6 - кінець обсадної труби вертикальної свердловини розтину; АБВЕ - ділянка вугільного пласта, що становить запаси даного газогенератора.

Конструкція одноканального газогенератора, наведена на рис. 4.2, дозволяє використовувати частину фізичного тепла газу для нагріву дуття, але в той же час вимагає застосування спеціальних заходів, що забезпечують збереження дуттьової труби, і свердловин розкриття великого діаметра, так як частина перетину цих свердловин, займається дуттьовою трубою.

При одноканальному газогенераторі з вигнутим каналом газифікації (рис. 4.3) потрібен відносно менший обсяг робіт з розкриття пласта, що припадає на тонну газифікованого вугілля, а деякі особливості аеродинаміки дуттьових і газових потоків в зігнутому каналі газифікації в певних геологічних умовах можуть забезпечити також і велику продуктивність каналу газифікації.

4.2. Багатоканальні підземні газогенератори

Багатоканальні підземні газогенератори дозволяють вести роботу каналів газифікації паралельно і послідовно. Але при цьому зберігається відмінна риса газогенераторів даного типу - з'єднання каналів газифікації один з одним через загальний вигазований простір.

Різні схеми багатоканальних підземних газогенераторів наведені на рис. 4.4 - 4.5.

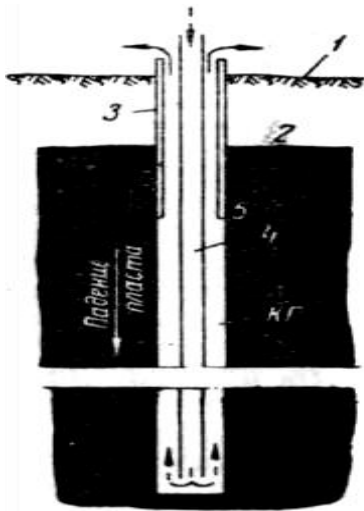


Рисунок 4.2 - Схема одноканального підземного газогенератора з одною свердловиною розтину на вугільному пласті крутого падіння: 1 - поверхня землі; 2 - вихід пласта під наноси; 3 - похила свердловина розтину; 4 - дуттьова труба; 5 - кінець обсадної труби похилої свердловини розтину.

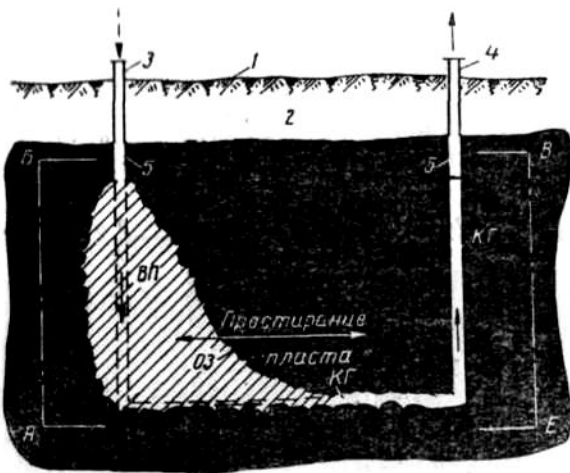


Рисунок 4.3 - Схема одноканального підземного газогенератора із зігнутим каналом на вугільному пласті крутого падіння: 1 - поверхня землі; 2 - вихід пласта під наноси; 3, 4 - свердловини розтину; 5 - кінець обсадної труби свердловини розтину; АБВЕ - ділянка вугільного пласта, що підлягає вигазуванню даним газогенератором.

На рис. 4.4 показан момент, коли дуття подається (подача дуття в різні точки каналу газифікації по його довжині може емулюватися спеціальної рухомою трубою, що опускається через свердловину розтину) в канали газифікації 6 і 7 відповідно через свердловини розтину 2 і 3, газ при цьому відводиться через сполучний канал 9 в канали газифікації 5 і 8 і потім через свердловини розтину 1 і 4 в газопровід.

При цьому в роботі одночасно знаходяться два канали газифікації 6 і 7, в які надходить дуття, два інших канали 5 і 9 є газовідвідними каналами до тих пір, поки каналами газифікації 6 і 7 не буде сгазифіковано вугілля на площі $A^I A^{III} B^{III} B^I$.

Після відпрацювання цієї площі пласта, при продовженні подачі дуття в свердловини розтину 2 і 3, відпрацьовуватимуться площі вугільного пласта $AA^I B^I B$ і $A^{III} A^{IV} B^{IV} B^{III}$ прилеглі відповідно до каналів газифікації 5 і 8.

При такій схемі роботи газогенератора вигазування ділянки пласта буде протікати на площі $A^I A^{III} B^{III} B^I$, що примикає до каналів газифікації 6 і 7, переважно по падінню пласта, а на площах $AA^I B^I B$ і $A^{III} A^{IV} B^{IV} B^{III}$ примикають до каналів газифікації 1 і 4, переважно за підняттям пласта.

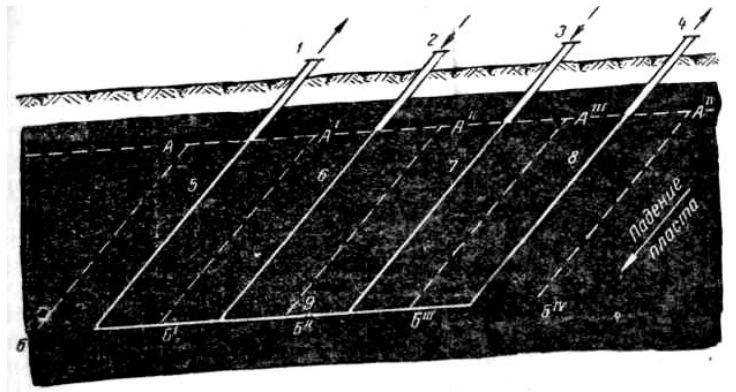


Рисунок 4.4 - Схема багатоканального підземного газогенератора на вугільному пласті крутого падіння з похилими свердловинами розтину при розташуванні каналів газифікації по падінню пласта: 1, 2, 3, 4 - похилі свердловини розтину; 5, 6, 7, 8 - канали газифікації у вигляді свердловин, пробурених по падінню пласта; 9 - з'єднувальний канал газифікації; AA^{IV} - лінія обсадки свердловин розтину; $ABB^{IV} A^{IV}$ - ділянка вугільного пласта, що становить запаси даного газогенератора.

Якщо ж по відпрацюванню запасів вугілля, що відносяться до каналів газифікації 6 і 7 подачу дугтя перевести на свердловини розтину 1 і 4, а відведення газу виробляти через свердловини 2 і 3, то запаси вугілля, що відносяться до каналу газифікації 1 і 4, також будуть сгазифіціровані в напрямку падіння пласта.

Багатоканальний підземний газогенератор, наведений на рис. 4.5, складається з шести каналів газифікації 7, 8, 9, 10, 11, 12, пройдених по падінню пласта і з'єднаних на кордоні відпрацювання ділянки пласта по падінню каналом 13, пройденим по простяганню пласта. На цей з'єднувальний канал 13 пробурені три вертикальні свердловини 14, 15 і 16. При такій схемі підземного газогенератора можна вести одночасну роботу на всіх шести каналах газифікації, ведучи відпрацювання пласта по падінню або по підняттю.

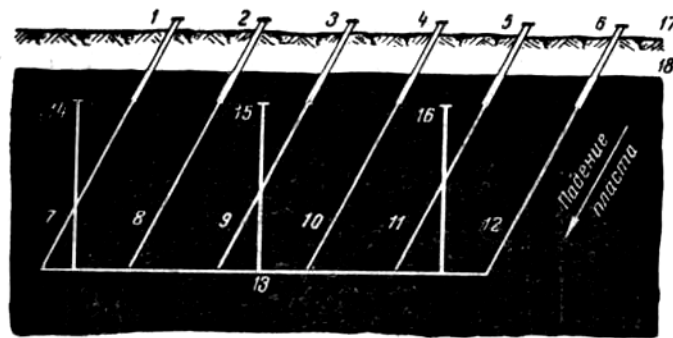


Рисунок 4.5 - Схема багатоканального підземного газогенератора на вугільному пласті крутого падіння з похилими і вертикальними свердловинами розтину при розташуванні каналів газифікації по падінню пласта: 1, 2, 3, 4, 5, 6 - похилі свердловини розтину; 7, 8, 9, 10, 11, 12 - канали газифікації по падінню пласта; 13 - з'єднувальний канал газифікації; 14, 15, 16 - вертикальні свердловини розтину; 17 - поверхня землі; 18 - вихід пласта під наноси.

Для ведення газифікації по падінню пласта дугтя повинно подаватися в канали газифікації через похилі свердловини розтину, а газ при цьому повинен відводитися через вертикальні свердловини розтину. У разі ведення газифікації по підняттю пласта дугтя подається в вертикальні свердловини, а газ відводиться через похилі свердловини.

Процес газифікації в газогенераторі, зображеному на рис. 4.6, можна вести по-різному, наприклад відведення газу - через свердловину розтину 1 з подачею дугтя в вертикальні свердловини розтину 2, 3, 4, 5, 6 і 7; в одночасній роботі буде перебувати шість каналів газифікації, вигазовування ділянки пласта при цьому проводиться по його простяганню.

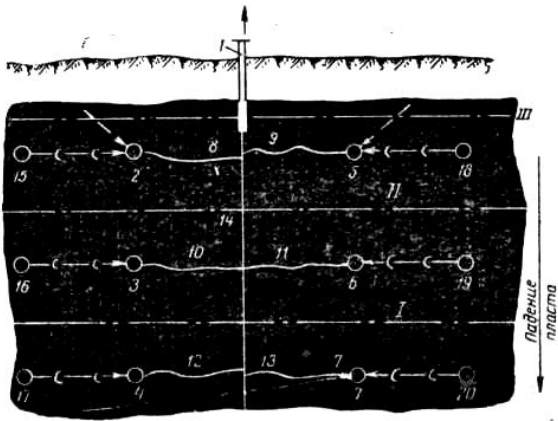


Рисунок 4.6 - Схема багатоканального підземного газогенератора на схилозалегаючому вугільному пласті з розташуванням каналів газифікації по простяганню пласта: 1 - похила свердловина розтину; 2, 3, 4, 5, 6, 7, 15, 16, 17, 18, 19, 20 - вертикальні свердловини розтину; 8, 9, 10, 11, 12, 13 - канали газифікації; 14 - з'єднувальний канал газифікації; I, II, III - межі ділянок (поверхів) пласта, які відпрацьовуються відповідними каналами газифікації.

Крім того, на газогенераторі наведеної конструктивної схеми процес газифікації може бути організований лише з використанням вертикальних свердловин розтину. Наприклад, подача дуття проводиться в свердловинах 3 і 6, а відведення газу відповідно здійснюється з свердловин 2 і 5.

По мірі відпрацювання одних свердловин розтину буряться інші: 15, 16, 17, 18, 19, 20 і т. д., з яких на вогневий забій газогенератора проходяться нові канали газифікації.

При такій конструктивній схемі газогенератора є можливість проводити відпрацювання його запасів вугілля смугами I, II також і в іншому порядку: спочатку смугу або її частину (уступ) II, а потім смугу I.

Наведені принципові конструктивні схеми підземних газогенераторів далеко не вичерпують усіх можливостей в цій області, а переслідують мету показати різні напрямки можливого конструктивного оформлення підземного газогенератора.

4.3. Схема підземного газогенератора промислового типу на вугільному пласті крутого падіння

Вибір тієї чи іншої конструктивної схеми підземного газогенератора для конкретних геологічних умов залягання вугільного пласта визначається на основі аналізу відповідних дослідних даних і проектного опрацювання.

В якості прикладу такого проектного опрацювання розглянемо варіант конструктивного оформлення підземної частини газогенератора для однієї зі станцій Підземгаз промислового типу (рис. 4.7).

Розмір ділянки пласта такого газогенератора становить 500 м це по простяганню і 530 м по падінню. Причому по падінню пласта підлягає вигазовуванню ділянка в 450 м. Верхня смуга пласта разом з наносами протяжністю по падінню в 80 м залишається як цілик, що забезпечує герметизацію вигазованного простору від земної поверхні.

По падінню пласта, приблизно на рівній відстані близько 35 м один від одного, буряться 15 свердловин протяжністю по 530 м. Верхня частина цих свердловин в межах запобіжного цілика (80 м) обсаджуються трубами і тампонується; нижня частина свердловин в 450 м проведена по вугільному пласту і призначається до роботи як канал газифікації. Всі ці свердловини призначені для відводу газу. Для проходки нижнього з'єднувального каналу газифікації по простяганню пласта і для подачі дуття на газифікацію вугілля під вугільним пластом буряться приблизно на рівній відстані 13 свердловин. Ці свердловини довжиною по 550 м обсаджувати трубами до вугільного пласта. Крім того, вони мають необсажений вугільний забій 2-5 м. Між цими дуттьовими свердловинами нижнього горизонту прожигается з'єднувальний канал, в результаті чого з'єднуються газовідвідні і дуттьові свердловини.

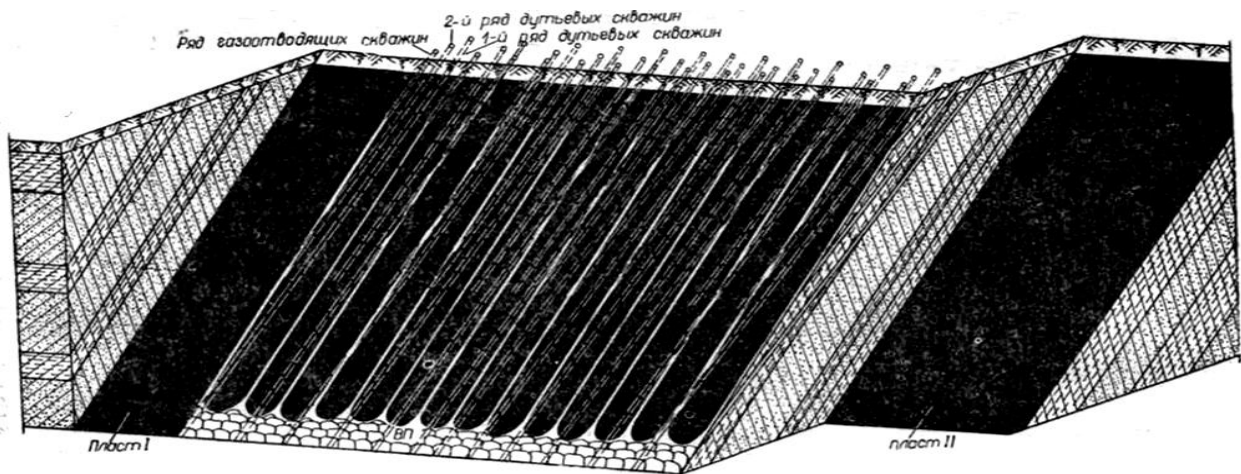


Рисунок 4.7 - Схема підземного газогенератора промислового типу на вугільному пласті крутого падіння при проходці з'єднувального каналу хімічним пропаленням

Нижній ряд дуттєвих свердловин призначений для відпрацювання смуги вугільного пласта (поверху) в 225 м. Тому для відпрацювання верхнього поверху ділянки пласта даного газогенератора на верхню межу поверху буриться в ґрунті вугільного пласта другий ряд дуттєвих свердловин протяжністю по 350 м.

Ці свердловини, так само як і дуттєві нижнього поверху, буряться приблизно на рівній відстані одна від одної, обсаджуються трубами до вугільного пласта і мають забій у вугільному пласті в 2-5 м.

Поєднання цих свердловин з вигазованим простором, а значить і з газовідвідними свердловинами відбувається по мірі вигазовання ділянки пласта вугілля, що становить нижній поверх. Під час введення в роботу дуттєвих свердловин верхнього поверху припиняється подача дуття до відповідних дуттєвих свердловин нижнього поверху.

Схема подачі дуття послідовно в нижній, а потім в верхній поверхи підземного газогенератора обрана в даному випадку з метою наближення точки підведення дуття до кисневої зони каналу газифікації, що за інших рівних умов сприяє кращому перебігу процесу газифікації.

Крім того, при такій схемі подачі дуття зменшується величина загального гідравлічного опору потоку дуття і газу на величину гідравлічного опору вигазованного простору протяжністю в 225 м по підняттю пласта.

При діаметрах дуттєвих свердловин 200 мм і газовідвідних 300 мм і при тиску повітряного дуття на голівках свердловин в 2 атм розрахункова продуктивність підземного газогенератора становить 150-170 тис. м^3 газу на годину.

Надалі питомий обсяг бурових робіт з буріння дуттєвих свердловин може бути зменшений шляхом проходки їх на горизонт з'єднувального каналу безпосередньо поблизу ґрунту вугільного пласта паралельно його падінню. У міру газифікації вугілля і переміщення верхньої межі вигазованного простору за підняттям пласта можна послідовним торпедуванням дуттєвої свердловини на різних глибинах з'єднувати її з вигазованим простором.

На рис. 4.8 приведена одна з можливих схем підготовки підземних газогенераторів тільки за допомогою бурових робіт, стосовно до свити вугільних пластів крутого падіння.

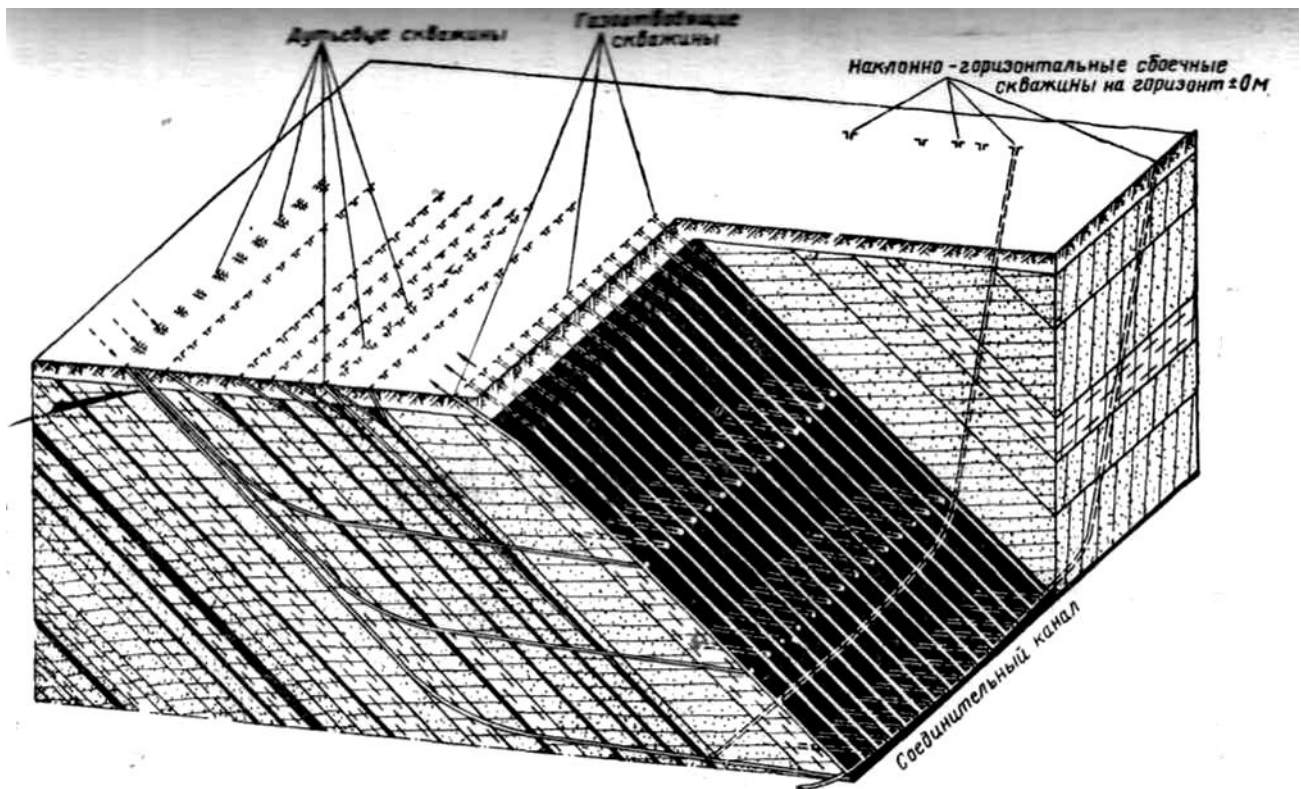


Рисунок 4.8 - Схема підземного газогенератора промислового типу на свиті вугільних пластів

Як видно з рис. 4.8, відмінною рисою схеми в порівнянні зі схемою, наведеною на рис. 4.7, є те, що кожна дугтьова свердловина призначена для обслуговування не одного, а послідовно всіх шести вугільних пластів, що складають «верхню підсвіта».

При цьому в міру відпрацювання вищележачого пласта від'єднується відповідний горизонтальна ділянка дугтьової свердловини і свердловина торпедується на місці підсічки чергового нижчого пласта.

Включення дугтевих свердловин проводиться для кожного пласта послідовно від першого до третього поверху.

Контрольні питання:

1. На які типи поділяються підземні газогенератори?
2. Опишіть принцип дії та конструкції одноканальних газогенераторів.
3. У чому відмінна риса багатоканальних підземних газогенераторів?
4. Опишіть принцип роботи багатоканального підземного газогенератора.
5. Опишіть схему підземного газогенератора промислового типу на вугільному пласті крутого падіння.

Завдання. Вивчити теоретичний матеріал і письмово відповісти на контрольні питання.

Література: [1-2], [4], [6]

5. СТАНЦІЯ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

Мета заняття: вивчення принципової технологічної схеми станції підземної газифікації вугілля; розрахунок основних параметрів технології підземної газифікації вугілля; обґрунтування розташування промислового майданчика станції Підземгаз; обґрунтування вибору системи розробки вугільної ділянки; обґрунтування системи розтину і вигазовування вугільної ділянки; обґрунтування напрямку використання продуктів підземної газифікації вугілля; визначення еколого – соціальних наслідків впровадження технологій.

5.1. Принципова технологічна схема станції підземної газифікації вугілля

Виробництво газу підземної газифікації вугілля здійснюється станціями Підземгаз.

Станції Підземгаз можуть виробляти газ енергетичний і технологічний спільно і роздільно. Найбільш простий за технологічною схемою є станція Підземгаз, яка виробляє газ на повітряному дутті (рис. 5.1), виробленого машинами 1, яке подається по магістральному трубопроводу 2, прокладеному між повітрядувним цехом і підземними газогенераторами 3 в комунікації одного або декількох газогенераторів 4. З комунікації він розподіляється по дуттьовим свердловинам розтину 5, з вибоїв яких потрапляє в канали газифікації 6.

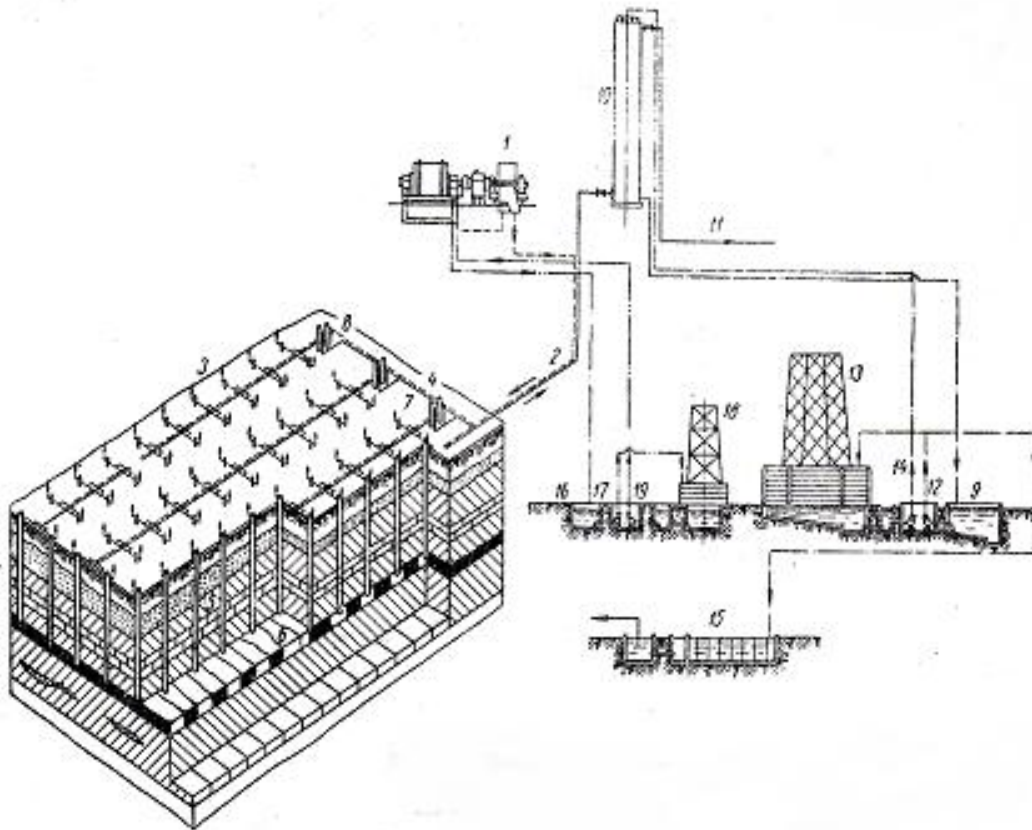


Рисунок 4.9 – Принципова технологічна схема станції підземної газифікації вугілля

З протилежного кінця каналу газифікації через інші свердловини розтину виводиться газ. Газовідвідні свердловини видають газ в газопровід гарячого газу підземного газогенератора 7.

З метою зменшення гідралічного опору газовідвідних свердловин і зменшення напруги від термічного розширення в їх обсадних колонах в ці свердловини вприскується вода, яка випаровується за рахунок фізичного тепла і при цьому знижується температура останнього.

Газ, з газопроводу комунікацій підземного газогенератора, проходить споруди попереднього очищення від механічних домішок 8 і після цього надходить в колекторний газопровід.

При русі по колекторному газопроводу газ трохи охолоджується атмосферним повітрям. При цьому в газопровід може випадати конденсат газової води 9, який збирається і перекачується в спеціальні резервуари.

Від колекторного газопроводу газ потрапляє в апарати для остаточного охолодження і очищення 10, де проводиться інтенсивне зрошення газу холодною газовою водою. Якщо ступінь очищення газу цим способом недостатня, то встановлюється ще додаткове його очищення електрофільтром. Після очищення охолоджений газ по газопроводу 11 подається до споживачів.

Подача газу по газопровіду до споживачів може здійснюється як за рахунок тиску, що розвивається дуттьовими машинами, так і за рахунок додаткового стиснення газу в газодувках.

При русі охолодженого і очищеного газу по газопроводу в ньому відбувається також конденсація газової води, яку виводять з газопроводу до відповідних збірників.

Газова вода, яка збирається в спеціальному збірнику 9, відстоюється і насосами 12 подається для охолодження на градирню газової води 13. З резервуара градирні охолоджена вода подається насосами 14 для охолодження газу в свердловинах і в скрубберах. Частина газової води може виводитися і надходити на очистку від фенолів 15. При стисненні компресором повітря або газу виділяється велика кількість тепла, тому нагріваються як машини, так і середа, що стискається.

З метою забезпечення нормальних умов роботи машин, а також для зниження гідравлічного опору трубопроводів, по яких транспортуються дуття і газ, проводиться охолодження водою машин, дуття і газу.

При цьому вода безпосередньо не стикається з дуттям і газом, а охолоджує їх через стінки холодильників, і внаслідок цього вона не забруднюється розчинними компонентами дуття і газу.

Цю воду називають технічною або умовно чистою, для неї є самостійний збірник 16, з якого вона насосами 17 подається на окрему градирню 18 і з резервуара цієї градирні насосами 19 подається для охолодження машин, дуття і газу.

Крім основної виробничої діяльності, безпосередньо пов'язаної з виробленням газу, станцією Підземгаз може здійснюватися виробництво побічних продуктів з газу, газової води і повітря, а також використання цього газу для виробництва різних видів енергії.

З часу зародження підземної газифікації вугілля побудовано шість промислових станцій ПГВ - Підмосковна, Лисичанська, Шатська, Південно-Абінська, Ангренська і Каменська, на яких за час експлуатації вироблено понад 35 млрд. м³ газу.

Південно-Абінська станція "Підземгаз" в Кузбасі введена в експлуатацію в 1955 р. Ділянка газифікації кам'яного вугілля характеризується складними гірничо-геологічними умовами. Потужність пластів коливається в межах 2-8,5 м, а кут нахилу складає 45-65 °, глибина залягання в межах гірничого відводу станції - 50-350 м. Породи, що вміщують вугільний пласт - пісковики і алевроліти, теплота згоряння газифікованого вугілля $25,95 \cdot 10^6$ - $25,14 \cdot 10^6$ Дж / г.

При підготовці газогенератора з поверхні на вугільний пласт буряться вертикальні і похилі свердловини для підведення дуття і відведення газу. Дуттєві свердловини з'єднуються між собою гідророзривом з подальшим вогневим опрацюванням каналу. Південно-Абінська станція виробляла енергетичний газ із середньою теплотою згоряння $37,7 \cdot 10^5$ - $4,19 \cdot 10^6$ Дж / м³. З початку експлуатації по 1989 р станція виробила близько 9,0 млрд.м³ газу, який використовувався на підприємствах м Кисельовська.

Принципова технологічна схема Південно-Абінської станції ПГВ представлена на рис. 5.2.

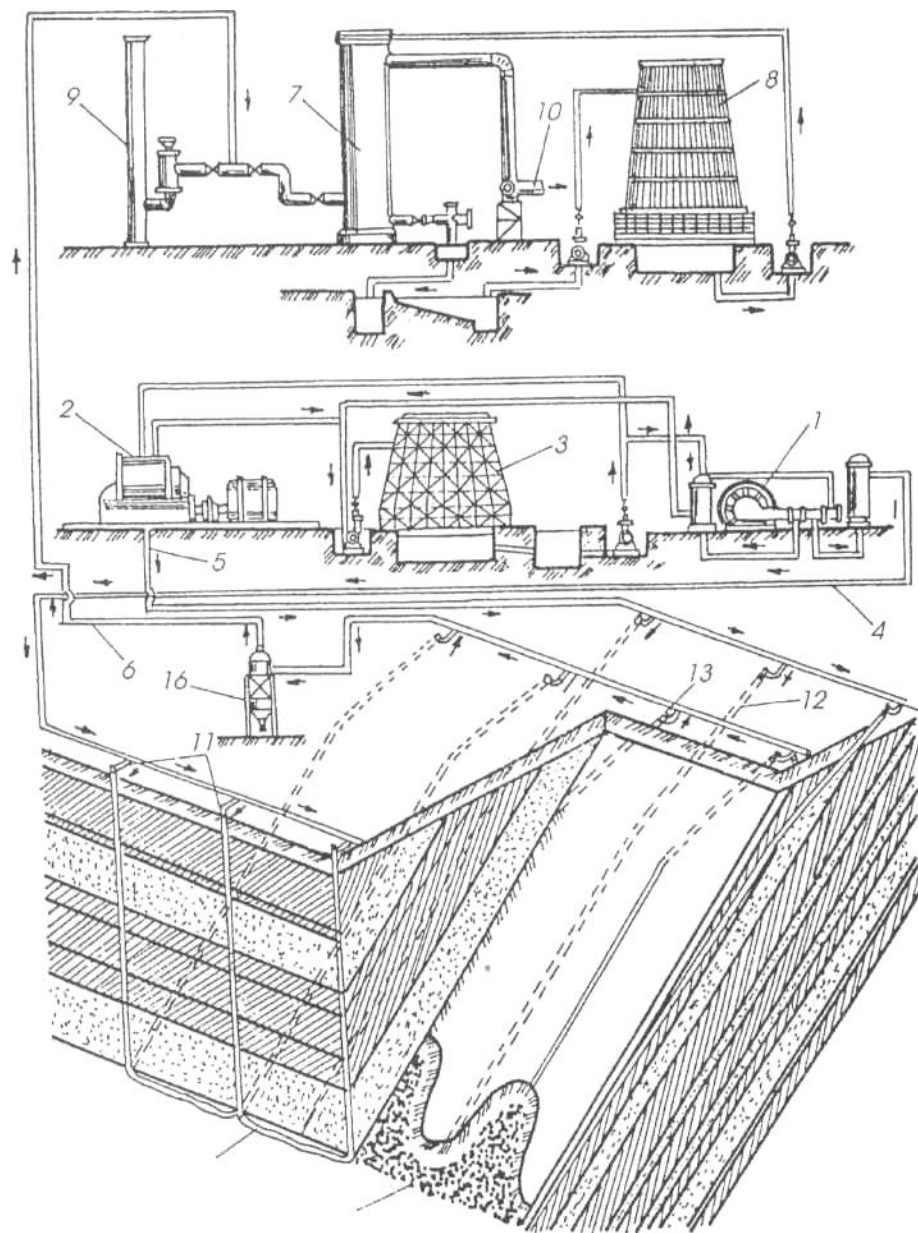


Рисунок 5.2 - Технологічна схема Південно-Абінської станції "Підземгаз": 1 - компресор; 2 - трубоповітрядувка; 3 - цикл умовно чистих вод; 4 - повітря на збійку; 5 - повітря на газифікацію; 6 - газопровід; 7 - скруббер; 8 - градирня; 9 - свіча; 10 - газ споживачеві; 11 - вертикальні свердловини; 12 - польові свердловини; 13 - похилі свердловини; 14 - збійний канал; 15 - вигазуваний простір; 16 - циклон.

Завдання 1: Розробити блок-схему виробництва газу підземної газифікації вугілля в заданих умовах. Варіанти вихідних даних представлені в Додатку А.

5.2. Розрахунок основних параметрів підземної газифікації вугілля

5.2.1. Інтенсивність процесу газифікації

При підземній газифікації вугілля основним параметром процесу є інтенсивність процесу газифікації. Вона залежить від ряду факторів, що впливають, більшість з яких визначаються дослідним шляхом.

Розрахунок ведеться в такій послідовності.

При відсутності даних про елементарний склад газифікованого вугілля теоретичний питомий об'єм сухого повітря, тобто без водяної пари, що подається в блок спалювання для повного згоряння вугілля, розраховується за формулою:

$$V_{cv}^o = a' \frac{0,001Q_n^y + 25,1W^r}{4186}, \text{ нм}^3/\text{кг} \quad (5.1)$$

де Q_n^y — найнижча теплота згоряння робочої маси вугілля, Дж/кг;

W^r — вологість робочої маси вугілля, %;

a' — дослідний коефіцієнт, що залежить від марки вугілля, приймається в діапазоні значень 1,08—1,11.

Коефіцієнт надлишку повітря визначається за формулою:

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - x')O_2'}{2100} \right] \left(\frac{21}{21 - O_2' + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'} \right), \quad (5.2)$$

де x' — дослідний коефіцієнт, який визначається в залежності від типу вугілля в діапазоні значень 18,2—19,9;

O_2' — вміст у сухому газі ПГВ за обсягом O_2 , %;

CO' — теж саме CO , %;

H_2' — теж саме H_2 , %;

H_2S' — теж саме H_2S , %;

CH_4' — теж саме CH_4 , %;

C_2H_4' — теж саме C_2H_4 , %.

Коефіцієнт, що враховує витік газу в підземному газогенераторі визначається за формулою:

$$k_y = 1 - \frac{U_y}{100}, \quad (5.3)$$

де U_y — витоку газу, %.

Реальний вихід сухого газу ПГВ з газифікованого вугілля:

$$V_{cv}' = V_{cv}^o (\alpha + 0,01x' - 0,21)k_y, \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (5.4)$$

Хімічний ККД процесу газифікації:

$$\eta = \frac{Q_{нг} V_{cv}'}{Q_n^y}, \quad (5.5)$$

де $Q_{нг}$ — теплота сгоряння газу газифікації, Дж/м³.

Швидкість вигазування вугільного пласту:

$$J = \frac{v}{0,506\eta^{-1,9}m(0,702 - 0,695\eta)}, \text{ т/ч} \quad (5.6)$$

де v — абсолютний водоприток в зони газифікації, м³/ч;

m — потужність вугільного пласта, м.

Приклад. Розрахувати інтенсивність вигазування вугільного пласта для наступних умов:

1) найнижча теплота згоряння робочої маси вугілля:

$Q_n^y = 30 \cdot 10^6$ Дж/кг;

2) вологість робочої маси вугілля $W^r = 10\%$;

3) зміст горючих газів у продукті в %:

$O_2 = 0,2$; $CO = 9,06$; $H_2 = 14,45$; $H_2S = 0,07$; $CH_4 = 2,72$; $C_2H_4 = 1,02$;

4) витоки газу $U_y = 5,5\%$;

5) теплота згоряння газу газифікації $Q_{нг} = 3,8 \cdot 10^6$ Дж/м³;

6) абсолютний водоприток в зони газифікації $v = 9$ м³/год;

7) потужність пласта $m = 4,0$ м.

Рішення. 1. Теоретичний об'єм сухого повітря на повне згоряння вугілля:

$$V_{cv}^0 = \frac{1,1(0,001 \cdot 3,0 \cdot 10^7 + 25,1 \cdot 10)}{4186} = 7,94 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

2. Коефіцієнт надлишку повітря:

$$\alpha = \left[1 - \frac{(21 - 19,9) \cdot 0,2}{2100} \right] \times \left(\frac{21}{21 - 0,2 + 0,5 \cdot 9,06 + 0,5 \cdot 14,45 + 1,5 \cdot 0,07 + 2 \cdot 27,2 + 3 \cdot 1,02} \right) = 0,505.$$

3. Коефіцієнт, що враховує витоки газу:

$$k_y = 1 - \frac{5,5}{100} = 0,945.$$

4. Реальний вихід сухого газу ПГВ:

$$V'_{cv} = 7,94(0,505 + 0,01 \cdot 19,9 - 0,21)0,945 = 3,706 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

5. Хімічний к.к.д.:

$$\eta = \frac{3,8 \cdot 10^6 \cdot 3,706}{3,0 \cdot 10^7} = 0,469.$$

6. Швидкість вигазовування вугільного пласта:

$$J = \frac{9}{0,506 \cdot 0,469^{-1,9} \cdot 4 \cdot (0,702 - 0,659 \cdot 0,469)} = 4,77 \text{ м/ч}.$$

Завдання 2: Розрахувати інтенсивність вигазовування вугільного пласта для заданих умов (Додаток А).

5.2.2. Виробництво дуття

Виробництво дуття має першорядне технічне та економічне значення при підземній газифікації вугілля. Потужність станції Підземгаз по газу при інших рівних умовах визначається її потужністю по виробництву дуття.

На вироблення повітряного дуття йде близько 80% всієї енергії, що витрачається на виробництво газу. Вартість повітряного дуття собівартості енергетичного газу становить близько 30%.

Все це говорить про надзвичайно велике значення правильного вибору тиску і витрати дуття, а також типу повітрорудовок.

Кількість повітряного дуття, що виробляється в одиницю часу, вибирається, виходячи із заданої потужності станції Підземгаз по газу.

Питома витрата дуття, теоретично необхідна для вироблення 1 м³ газу, визначається, виходячи з вмісту азоту в газі і дутті, з рівняння:

$$D'_m = \frac{N_r}{N_o}, \quad (5.7)$$

де D'_r – питома теоретична витрата дуття для виробки 1 нм³ газу, м³/м³;

N_r, N_o – вміст азоту в газі і дутті, % об.

Але практично витрата дуття на вироблення газу завжди вище теоретичної витрати. Деяка кількість дуття втрачається при транспортуванні по повітряпроводам і свердловинам розтину до підходу до вогневого забою, а також при русі дуття по каналу газифікації. Частина кисню дуття витрачається на утворення твердих і рідких речовин, а не компонентів газу.

Крім того, кількість валового газу менше кількостей теоретичного газу, так як частина газу, що утворилася при реагуванні дуття з вугіллям, втрачається як в підземному газогенераторі, так і при його транспортуванні і охолодженні. Тому практична питома витрата дуття (D_n , м³/м³) визначається за рівнянням:

$$D_n = K D'_m, \quad (5.8)$$

де K – коефіцієнт, величина якого в основному характеризує втрати дуття і газу при газифікації вугільного пласта ($K=1,18$).

Значення цього коефіцієнта залежать головним чином від проникності гірських порід, що вміщують вугільний пласт, характеру обвалення цих порід над вигазуваним простором, тиску газової фази в підземному газогенераторі, системи вогневих робіт та інших факторів.

Звідси для газифікації 1 т вугілля потрібно повітря:

$$V'_g = V'_{cz} \cdot D_n \cdot 1000, \text{ м}^3/\text{т}. \quad (5.9)$$

Тоді витрата повітря, що нагнітається складе:

$$V_g = V'_g \cdot J, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.10)$$

Рациональне тиск дуття вибирається на основі ряду технічних і економічних розрахунків. На практиці доводиться враховувати технічні характеристики дуттєвих машин, що виготовляються машинобудівними заводами, і вибирати раціональні гідравлічні опори трубопроводів, свердловин і апаратури.

Вибір раціональної потужності дуттєвої машини визначається головним чином виходячи з потужності станції Підземгаз і коливань потужності за добу, місяць, рік.

Цей вибір не повинен призводити до встановлення великого числа машин, і в той же час число машин повинно бути таким, щоб дозволяло зміною режиму їх роботи (зупинкою або пуском окремих машин) забезпечувати необхідні коливання потужності станції Підземгаз, які викликані нерівномірністю споживання газу. Все це коригується економічними даними про собівартість дуття при застосуванні різних машин.

У табл. 5.1 наведені деякі технічні дані повітрядувок, виготовлених Невським машинобудівним заводом ім. Леніна, котрі можуть бути застосовані при підземній газифікації.

Таблиця 5.1 - Технічні дані повітрядувок, виготовлених Невським машинобудівним заводом ім. Леніна

Тип повітрядувної машини	Характеристика повітрядувки				Тип приводу
	Об'ємна продуктивність, що віднесена до початкових параметрів, $\text{м}^3/\text{хв}$	Остаточний тиск, <i>ата</i>	Число оборотів машини, об/хв	Необхідна потужність, кВт	
4000-44-1, $t_n=20^\circ\text{C}$	3370/3700	3,40/3,5	3170/3250	11200/12500	Парова турбіна АКВ-14-1
4000-44-1, $t_n=20^\circ\text{C}$	2700/3250	3,4/3,7	3200/3400	9000/11500	Парова турбіна АКВ-14-1
1700-41-1, $t_n=20^\circ\text{C}$	1300/1700	3,2/3,6	3100/3350	4100/5900	Парова турбіна АКВ-6-у
3700-132-1, $t_n=15^\circ\text{C}$	3300/2700	3,8/2,5	3100/2500	9000/11500	Парова турбіна
920-33-3, $t_n=30^\circ\text{C}$	690/920	2,9/3,3	5200	3100	Електродвигун СТМ-3500-2

Зауваження: Початковий тиск 1 АТА; температура повітря на всмоктуванні t_n ; чисельник – нормально; знаменник – максимально.

Завдання 3: Розрахувати витрату дуття на вироблення газу, вибрати раціональну потужність дуттєвої машини і визначити їх необхідну кількість для заданих умов (Додаток А).

5.2.3. Потужність станції Підземгаз

Потужність станції Підземгаз виражається в кількості газу або теплової енергії, що виробляється за одиницю часу.

Потужність станції Підземгаз по валовому газу визначимо за рівнянням:

$$N_z = V'_{cz} \cdot J \cdot 1000, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.11)$$

Годинна потужність станції Підземгаз (N_z'), газ, що виробляє, який використовується як паливо, визначається за рівнянням:

$$N_z' = 10^{-6} \cdot Q_{hz} \cdot N_z, \text{ МДж/ч} \quad (5.12)$$

де Q_{hz} – найнижча теплота згоряння газу, кДж/м³;

N_z – кількість газу, м³/год.

У разі порівняння потужності станції Підземгаз з потужністю вугільної шахти або розрізу, які зазвичай виражаються в тоннах вугілля за добу або за рік, користуються рівнянням

$$N_y = 10^3 N_z' / Q_y, \text{ т/рік}, \quad (5.13)$$

де Q_y – теплота згоряння вугілля, що видобувається шахтою або розрізом з яким проводиться порівняння станції Підземгаз, кДж/кг.

Потужність, станцій Підземгаз, яка виробляє газ для цілей хімічної переробки (N_x), доцільно виражати в кількості компонентів газу, що представляють сировину для хімічної переробки, за рівнянням

$$N_x = 10^{-2} a \cdot N_z, \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.14)$$

де a – зміст в газі компонентів, які є сировиною для хімічної переробки, % об.

Крім того, слід розрізняти потужність станції Підземгаз по валовому і товарному газу. Потужність по валовому газу враховує всю кількість газу, що виробляється станцією, а потужність по товарному газу враховує кількість газу, що віддається «на сторону», тобто за вирахуванням із валового газу кількості газу, споживаного на його виробництво.

Річна потужність станції Підземгаз визначається рівнянням:

$$N_m = b N_z' \cdot 8760, \text{ МДж/рік}. \quad (5.15)$$

де b – кількість газу, що віддається «на сторону», % від виробленої кількості газу.

Завдання 4: Розрахувати річну потужність станції Підземгаз для заданих умов (Додаток А).

5.3. Обґрунтування розташування промислового майданчика станції Підземгаз

Промислові споруди, що входять до комплексу станції Підземгаз, діляться на постійні і тимчасові.

Постійні споруди станції Підземгаз - це ті, які, будучи споруджені один раз, забезпечують роботу станцій на весь період її експлуатації. Ці постійні споруди зазвичай групуються в комплекс, який називають промисловим майданчиком.

Тимчасові споруди станції Підземгаз забезпечують роботу станції значно менший період часу, ніж постійні. Головними об'єктами тимчасових споруд станцій Підземгаз є підземні газогенератори і колекторні трубопроводи, що з'єднують підземні газогенератори з цехами станції. Місцезнаходження підземних газогенераторів і колекторних трубопроводів змінюється в міру відпрацювання запасів вугілля.

Постійні споруди станцій Підземгаз включають в себе комплекс об'єктів, що забезпечують вироблення дуття, очищення газу, транспортування газу і його споживання. Ці споруди можуть розміщуватися відносно вугільної ділянки всередині і поза його контуру.

При внутрішньоконтурном розміщенні постійних споруд станції Підземгаз необхідно залишати під ними запобіжні цілики вугілля, що не завжди може бути виправдано.

При позаконтурном розташуванні промисловий майданчик з постійними спорудами доцільно закладати на найменшій відстані від кордонів вугільної ділянки, при якому на ній не може позначатися осідання земної поверхні, викликане вигазовуванням вугільних пластів.

Рациональний вибір місця розташування постійних промислових споруд станції Підземгаз повинен враховувати не тільки такі загальновідомі чинники, як, наприклад, рельєф місцевості, підходи доріг, електроліній, водоводів, відстань житлових селищ і т. п., але також і специфічні фактори підземної газифікації вугілля, які повинні враховувати витрату енергії на транспортування дуття до підземних газогенераторів від повітрядувного цеху і на транспортування газу підземних газогенераторів.

Тому постійний промисловий майданчик рационально закладати в найбільш близькій відстані від центра важкості запасів вугілля, що плануються до розробки методом підземної газифікації. У зв'язку з цим розрізняють також два види розташування промислових площадок з постійними спорудами станцій Підземгаз - осьове і бічне.

Розташування промислового майданчика по осі вугільної ділянки наближає її до центру тяжіння запасів вугілля і тим ближче, чим коротше вісь.

У разі експлуатації методом підземної газифікації вугільної ділянки з похилим або крутим заляганням пласта найбільш рациональне позаконтурне розташування постійного майданчика знаходиться на осі вугільної ділянки, перпендикулярної до його простягання.

Завдання 5: Виходячи із заданих умов (Додаток А), провести рациональний вибір місця розташування постійних промислових споруд станції Підземгаз.

5.4. Обґрунтування вибору системи розробки вугільної ділянки

Система розробки вугільного родовища або ділянки станцією Підземгаз має на меті дотримання певного порядку вигазування запасів вугілля, який в конкретних умовах забезпечує кращі технічні і економічні показники підземної газифікації.

Кожен пласт вугілля можна представити у вигляді площі, довжина і ширина якої відповідає простягання і падінню пласта в межах кордонів ділянки, призначеної до розробки.

Розробка вугільних пластів в напрямку їх простягання проводиться за наступними системам (рис. 5.3):

- від центру ділянки пласта до його кордонів;
- від меж ділянки пласта до його центру;
- від одного кордону пласта до іншого;
- одночасно від одного кордону до центру і від центру до іншого кордону.

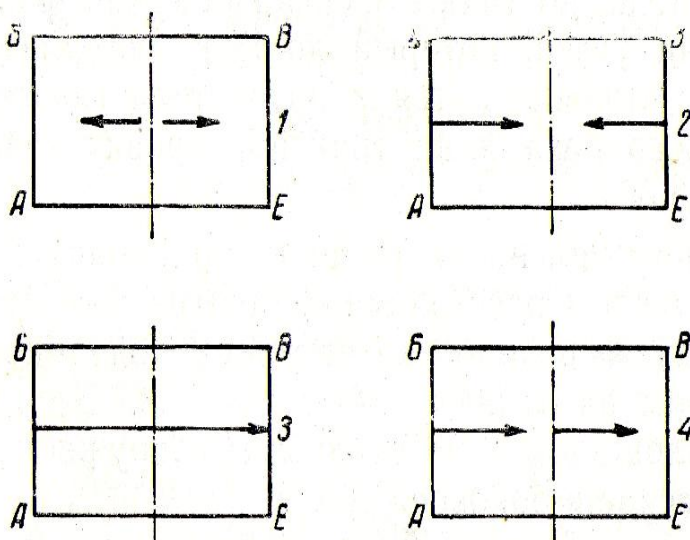


Рисунок 5.3 - Системи розробки вугільних ділянок по простягання пласта: 1 - система від центру до кордонів; 2 - система від кордонів до центру; 3 - система від одного кордону до іншого; 4 - система від кордону до центру і від центру до кордону; АБВЕ - площадб вугільної ділянки; → - напрямок вигазування вугільної ділянки.

Розробка вугільних пластів в напрямку їх падіння проводиться на базі одного принципу - відпрацювання вугільного пласта від низу до верху по його підняттю. При цьому розробка вугільного пласта в напрямку його підняття може здійснюватися по суцільній системі або за

системою полосчатої (поверхової) (рис. 5.4). У тих випадках, коли розміри ділянки вугільного пласта по його падінню відносно невеликі, віддається перевага суцільній системі розробки пласта по його підняттю.

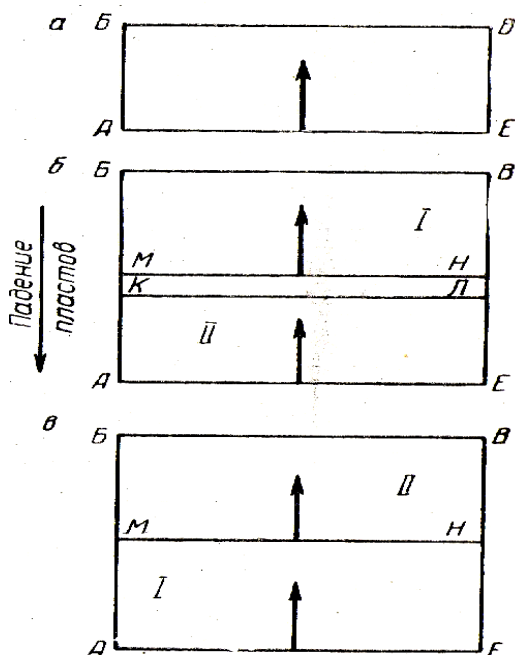


Рисунок 5.4 - Системи відпрацювання вугільного пласта за його падінням: а - суцільна система розробки пласта по підняттю, б - поверхові системи розроблення пласта по підняттю з розділовим цілком між поверхами при порядку робіт від верхнього поверху до нижнього; в - те ж, без розділу цілини при порядку робіт від нижнього поверху до верхнього; АБВЕ - площа вугільного пласта; МН - межа першого поверху по падінню пласта; МНЛК - площа цілини в пласті вугілля, що розділяє поверхи відпрацювання; ↑ - напрямок вигазовування; I, II - поверхи робіт і порядок вигазовування поверху.

Але при великих розмірах ділянки пласта по його падінню може виявитися виправданою і поверхова система розробки пласта по його підняттю.

Рациональний вибір розмірів поверху по падінню пласта залежить від технічного, технологічного та економічного факторів.

Під технічним чинником мається на увазі можливість техніки розтину вугільного пласта і проходки каналів газифікації на момент споруди підземного газогенератора на глибині.

До технологічних факторів відноситься головним чином значення раціональної протяжності каналів розтину і газифікації підземного газогенератора.

Під економічним фактором розуміється вибір раціональних розмірів одноразових капітальних вкладень на будівництво перших газогенераторів. При розробці ділянки вугільного пласта по падінню суцільною системою питомі капіталовкладення на розкриття вугільного пласта і проходку каналів газифікації менше, ніж при поверховій системі, але початкова величина цих витрат вище.

У тих випадках, коли поверхова система розробки вугільного пласта виправдовується, вона може здійснюватися двояко; від нижнього поверху до верхнього або від верхнього до нижнього. У кожного з цих варіантів системи розробки вугільного пласта є свої переваги і недоліки.

Варіант системи від нижнього поверху до верхнього вимагає найбільших одноразових капітальних витрат, що створює найбільші труднощі в період будівництва підземного газогенератора і ускладнюється необхідністю експлуатації найбільш довгих каналів розтину.

Але зате при цьому варіанті розробки вугільного пласта по підняттю краще дренуються підземні води, створюються більш сприятливі умови для зниження підземних втрат, не потрібне залишення цілика між поверхами і створення додаткової лінії розпалювання для нижнього поверху.

Рациональний вибір системи розробки вугільного пласта по його простягання в значній мірі залежить від розташування постійного промислового майданчика станції Підземгаз.

При системі розробки вугільної ділянки по простягання від центру вугільної ділянки до її кордону одноразові початкові капіталовкладення на комунікації до підземних газогенераторів

мінімальні. Але в міру наближення відпрацювання вугільної ділянки до її кордонів поступово зростають витрати за комунікації до підземних газогенераторів і витрата енергії на транспортування дуття і газу.

При системі розробки вугільного ділянки по простяганню від кордонів вугільної ділянки до її центру одноразові витрати і комунікації до підземних газогенераторів найбільші. Але в міру відпрацювання ділянки вугілля витрати на транспортування дуття і газу знижуються.

На вибір раціональної системи розробки вугільної ділянки по простяганню впливають гідрогеологічні умови і характер порушення земної поверхні по менш вигазовуваному вугіллі. При сильному порушенні земної поверхні правильніше вибрати систему розробки вугільного пласта від кордонів до його центру, так як при цьому легше експлуатувати комунікації підземних газогенераторів внаслідок того, що вони розташовуються поза зоною осідання земної поверхні.

У тих випадках, коли вугільна ділянка представлена свитою пластів, вибір раціональної системи розробки ускладняється. В принципі свита вугільних пластів може вигазовуватися:

- окремими пластами в напрямку від вищого вугільного пласта до нижчого;
- окремими пластами в напрямку від нижчого вугільного пласта до верхнього;
- одночасно всіма або декількома шарами свити.

Вибір раціонального принципу розробки підземною газифікацією свити вугільних пластів залежить від комплексного розгляду головним чином особливостей будови свити, гідрогеологічних умов її залягання, способів розкриття пласта і проходки каналів газифікації, а також властивостей порід, що вміщують.

При використанні принципу відпрацювання свити від вищого пласта до нижчого розтин подальшого пласта проводиться через зону порушених порід, але процес вигазовування пласта здійснюється серед непорушених порід, що вміщують.

При розробці свити пластів від нижчого до верхнього пласту відбувається добре дренажування підземних вод вугільних пластів і порід, що залягають над вигазованим пластом, але при цьому в зону порушення потрапляють пласти, що підлягають відпрацюванню, що може ускладнити їх газифікацію.

Одночасне вигазовування кількох вугільних пластів свити може виявитися раціональним при невеликій потужності пластів і при їх зближенні.

Завдання 6: Виходячи із заданих умов (Додаток А), провести раціональний вибір системи розробки вугільного пласта по його простяганню і падінню.

5.5. Обґрунтування системи розтину і вигазовування вугільної ділянки

Системи розкриття вугільного пласта стосовно до одного підземного газогенератора переслідують головну мету забезпечення найбільш надійних і раціональних способів підведення дуття і виведення газу з відповідних місць підземного газогенератора, а також створення сприятливих умов для прохідних каналів газифікації з вибоїв свердловин розтину.

Система вигазовування вугільного пласта в межах одного підземного газогенератора вирішує головне завдання - послідовність створення і використання каналів газифікації або їх ділянок, що входять до складу газогенератора. У той же час кожна система вигазовування пласта вимагає відповідного розкриття вугільного пласта, яке може забезпечити спостереження цієї системи.

Між системою розкриття вугільного пласта і системою його вигазовування існує взаємозв'язок.

Система розкриття вугільного пласта вибирається не тільки виходячи з геологічних і гідрогеологічних умов залягання і наявності технічних можливостей для проходки каналів розтину, але і в кращій ув'язці з наміченою до здійснення системою вигазовування пласта.

Для *пологих пластів* найбільше застосування отримала наступна система розкриття вугільного пласта підземної газифікації. Для організації процесу газифікації не потрібно

попереднє розкриття свердловинами всій площі пласта, а на ділянці відповідного підземного газогенератора досить пробурити кілька рядів свердловин (рис. 5.5). Подальше буріння свердловин розтину проводиться в міру використання пробурених свердловин, тобто у міру вигазовування відповідних запасів вугілля. Кількість рядів свердловин розтину залежить від системи газифікації: для одних систем воно становить три ряди, а для інших - п'ять-шість.

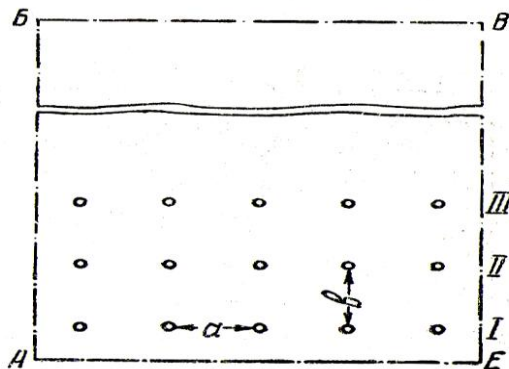


Рисунок 5.5 - Одна з систем розтину горизонтально залягаючого пласта вертикальними свердловинами: АБВЕ - площа пласта, що підлягає вигазовуванню; ° - свердловини розтину; I, II, III - порядкові номери рядів свердловин розтину; а - відстань між свердловинами в ряду; в - відстань між рядами свердловин розтину.

Кожна свердловина розтину з'єднується з повітряпровідом і газопровідом, а при застосуванні повітря для запису каналів газифікації з'єднується ще і з повітряпровідом, по якому подається повітря підвищеного тиску.

Черговість роботи свердловин розтину на тій чи іншій технічній операції (збійка, прийом дуття, відведення газу) може бути одною з характерних ознак системи вигазовування.

Для ведення процесу газифікації вугільного пласта в каналі можуть застосовуватися різні системи вигазовування. Наприклад, при одній з систем, яка зображена на рис. 5.6а, проводиться наступне.

I ряд свердловин ставиться на збійки, в результаті якої забої свердловин у вугільному пласті з'єднуються загальним сбійним каналом *КМ*. Цей сбійний канал називають лінією розпалювання підземного газогенератора.

Потім здійснюють збійки свердловин II ряду з лінією розпалювання (рис. 5.6 б). При веденні збійки свердловин II ряду з лінією розпалювання вогневий забій по цій лінії підтримується подачею дуття в з'єднувальний канал *КМІ*. Вивід газоз'єднувального каналу може здійснюватися через частину свердловин I ряду.

Після закінчення збійки свердловин II ряду в них подається дуття призначене для ведення процесу газифікації в каналах, які утворилися в результаті збійки свердловин II і I ряду. Відведення газу при цьому здійснюється через свердловини I.

При вигазовуванні смуги вугільного пласта, укладений між I і II рядами свердловин, III ряд свердловин ставиться на збійки (рис. 5.6 в). Інтенсивність подачі дуття в свердловини II ряду, що визначає час вигазовування запасів вугілля між I і II рядами свердловин, координується зі швидкістю збійки свердловин II ряду з таким розрахунком, щоб збійка III ряду сталася раніше, ніж буде вигазоване вугілля між I і II рядами свердловин. Після завершення збійки свердловин III ряду в належний період роботи підземного газогенератора в ці свердловини подається дуття низького тиску, призначене для ведення газифікації вугілля. Відведення газу при цьому може здійснюватися вже не тільки через свердловини I ряду, але і через свердловини II ряду (рис. 5.6г).

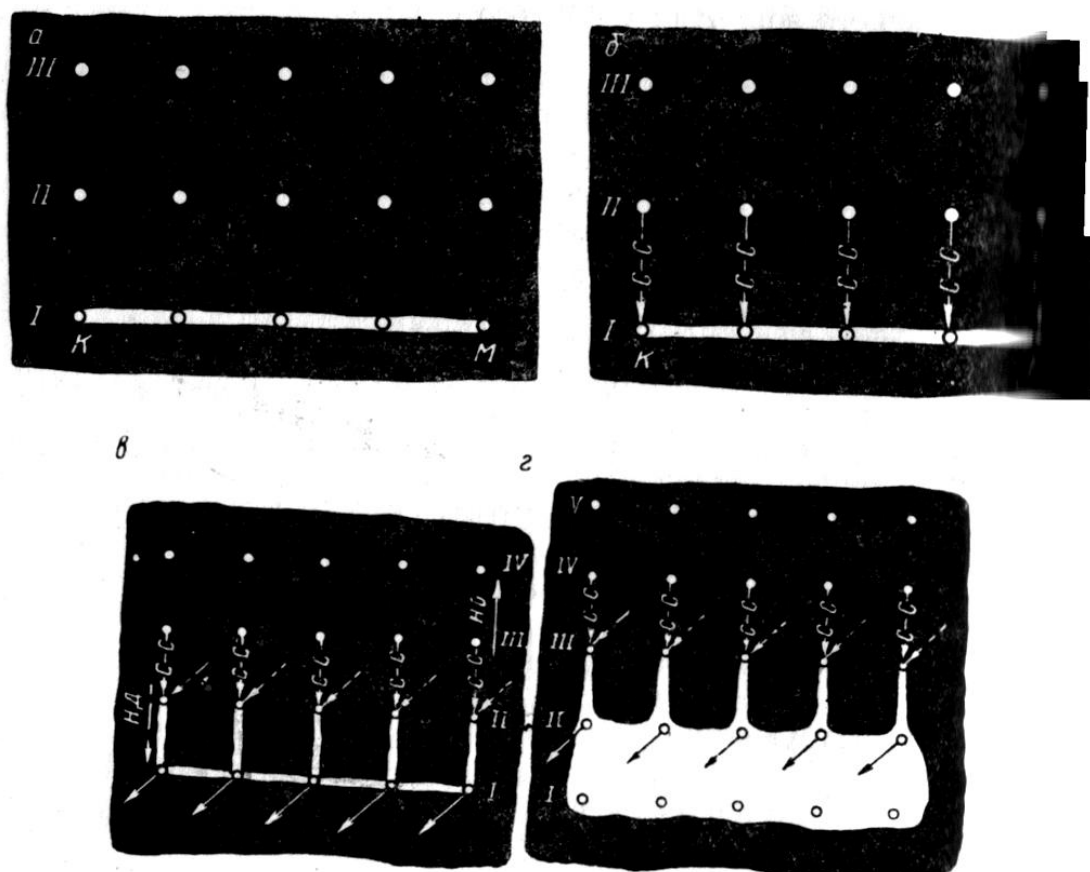


Рисунок 5.6 - Схема розвитку зворотної системи вигазовування: НД - напрямок руху дуття, НО - напрямок відпрацювання вугільної ділянки.

У такій послідовності ведуться роботи на всій площі вугільного пласта, призначеного для вигазовування. Така система вигазовування з послідовною виробкою вугільного пласта смугами характерна тим, що кожна свердловина послідовно використовується на трьох видах робіт підземної газифікації вугілля: на збійки, на прийомі дуття для ведення газифікації (на газифікації) і на виведення газу (на газовідводі).

При цій системі напрямок вигазовування пласта прямо протилежний напрямку руху потоку дуття і газу, і з цієї точки зору дана система вигазовування може називатися протivotочною або зворотною системою.

При цій системі вигазовування збійка свердловин проводиться ніби на дуттьову свердловину, тобто на район вогневого вибою до якого подається дуття для газифікації; це полегшує і прискорює утворення каналу газифікації як при хімічній, так і при електричній збійці. Але одним з недоліків даної системи є те, що значна частина фізичного тепла газу витрачається на нагрів порід, що заповнюють вигазований простір, а не вугілля, що підлягає газифікації.

При підключенні свердловин розтину як з повітряпроводом, так і з газопровідом можна застосувати і інші системи вигазовування пласта, при яких кожна свердловина виконує свої функції в іншій черговості, наприклад прямооточну або пряму систему, при якій свердловини розтину використовуються спочатку для збійки, потім для газовідводу та після цього для подачі дуття (на газифікацію) (рис. 5.7). Як видно з рис. 5.7, при цій системі вигазовування збійка свердловин (III ряд) проводиться на газовідвідних свердловинах (II ряд). При даній системі фізичне тепло газу в значній мірі використовується на нагрівання вугілля, що підлягає газифікації.

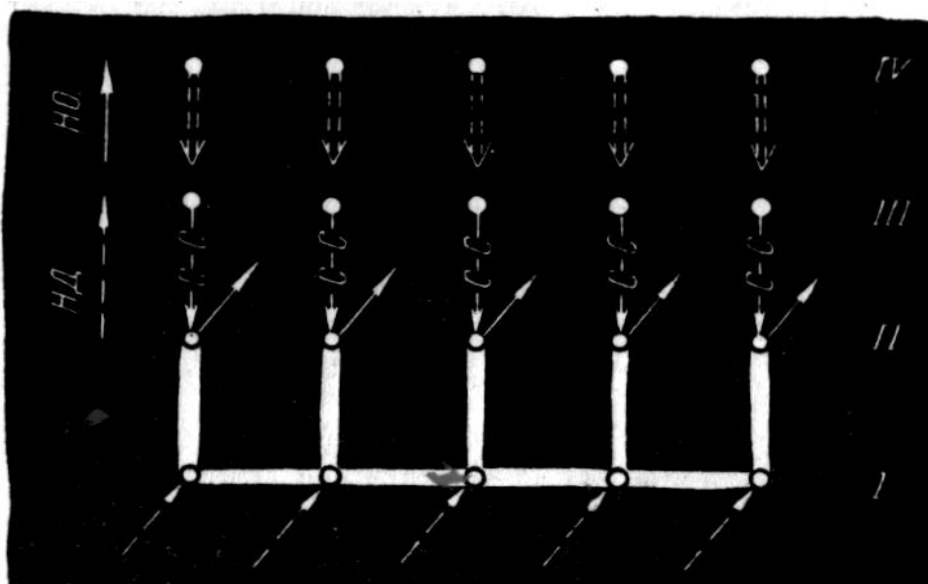


Рисунок 5.7 - Схема
прямой системи
вигазовування

При описаній системі розкриття пласта і відповідному комуніцірованні свердловин розтину з повітряпровідом і газопровідом можна здійснювати і реверсивну систему вигазовування, при якій вигазовування вугільного пласта між суміжними рядами свердловин досягається послідовним застосуванням зворотної та прямої системи.

На рис. 5.8 приведена паралельна система вигазовування, при якій одна смужка вугілля між рядами свердловин, наприклад I-II, вигазовується зворотною системою і одночасно інша смуга вугілля між II-III рядами свердловин вигазовується прямою системою. При цій системі за час відпрацювання двох смуг вугілля необхідно здійснювати збійки двох наступних рядів свердловин - IV-V.

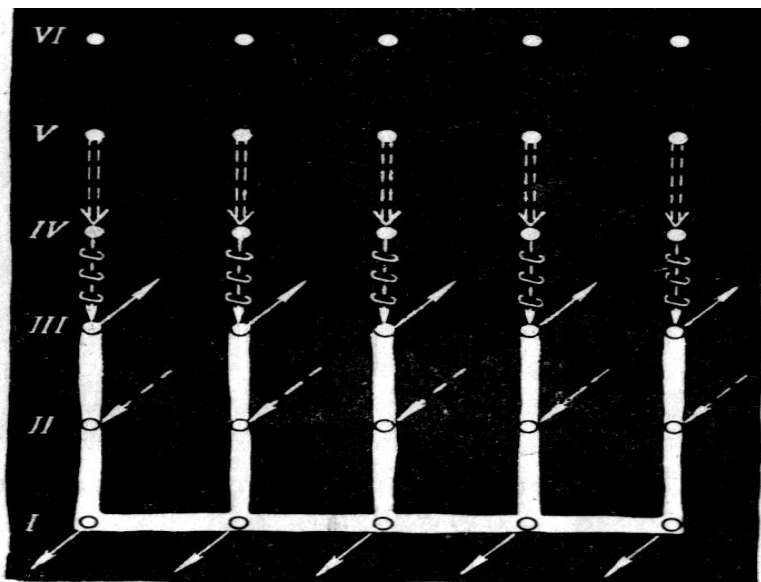


Рисунок 5.8 - Схема паралельної
системи вигазовування

Така система вигазовування раціональна при можливості застосування проходки каналів газифікації з великою швидкістю і при газифікації вугільного пласта значної потужності.

На рис. 5.9 дана принципова схема системи вигазовування вугільного пласта, при якій відповідна частина свердловин використовується для збійки і подачі дуття, а інша частина тільки для збійки і відведення газу. Застосування цієї системи з бічними газовідводом раціонально при таких способах збійки, коли дуття, що застосовується для збійки свердловин,

не проникає по пласту повз вогневого забою і не допалює газ в газозбірному каналі, або коли для проходки каналів газифікації абсолютно не застосовується кисневмістке дуття.

При цій системі вигазовування, свердловини для відводу газу повинні бути більшого діаметру, ніж свердловини розтину, що застосовуються для прийому дуття.

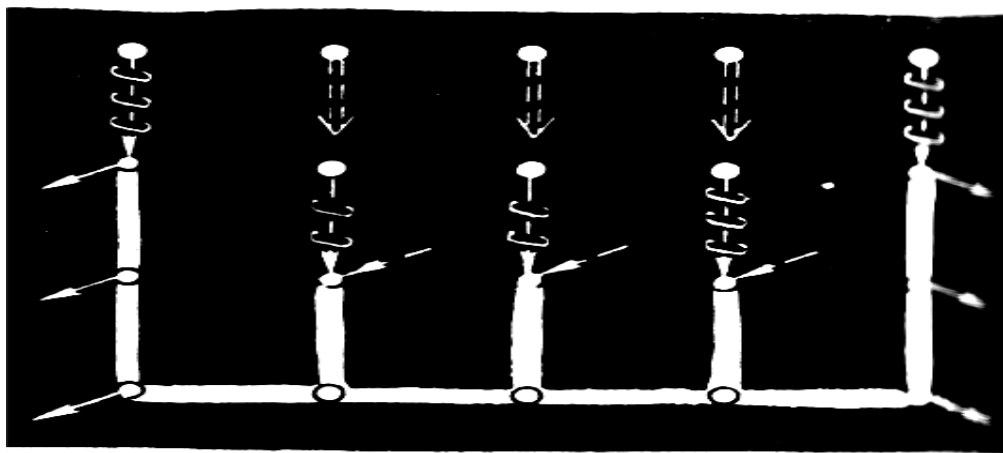


Рисунок 5.9 - Системи вигазовування з боковим газовідводом: ♂ - свердловини дуттьові; ♀ - свердловини газовідвідні.

З усіх описаних систем вигазовування вугільного пласта в умовах підмосковної станції Підземгаз найбільшого поширення набули зворотна і пряма системи. Причому там, де вдається організувати вигазовування ділянки вугільного пласта по прямій системі, показники процесу газифікації виходять кращими, ніж при зворотній системі.

Однією з перешкод на шляху розвитку застосування прямої системи вигазовування в геологічних умовах Підмосковної і Шатської станцій Підземгаз є відносно мала керованість швидкістю збійки свердловин фільтраційним методом. У таких геологічних умовах, де ця швидкість збійки досить висока, при її веденні на газовідвідну свердловину вдається організувати газифікацію по прямій системі.

З метою збільшення ефекту термічної підготовки вугільного пласта на підмосковній станції Підземгаз знаходив успішне застосування такий варіант прямої системи вигазовування, при якому процес газифікації ведеться в каналі, розташованому між трьома-чотирма рядами свердловин, тобто протяжністю в 50-75 м. При цьому в паралельній роботі по довжині каналу газифікації знаходяться чотири-п'ять свердловин, які називають технологічним ланцюгом свердловин.

Для газифікації похилозалегаючих вугільних пластів кутом падіння понад 30 ° набули найбільшого поширення системи розкриття і вигазовування, при яких відпрацювання пласта починається від межі ділянки по падінню. Канали газифікації, розташовані по падінню пласта, оформляються бурінням, а по простягання - найчастіше іншими способами збійки. На рис. 5.10 приведена одна з конструктивних схем підземного газогенератора на похилозалегаючому вугільному пласті.

Відповідне використання свердловин розтину або дуттьових, або газоотвідвідних, а також місце розпалювання каналу газифікації і черговість їх відпрацювання дозволяють здійснювати різні системи ведення вогневих робіт. Наприклад, подача дуття в свердловини 14, 15 і 16 та відведення газу через свердловини 1, 2, 3, 4, 5 і 6 дозволяють здійснити пряму систему, коли вигазовування вугілля здійснюється від низу до верху по підняттю пласта паралельно в каналах газифікації 7, 8, 9, 10, 11, 12 і напрямок вигазовування вугілля збігається з напрямком руху дуття і газу. Відповідне підключення свердловин розтину до трубопроводів дуття і газу дозволяє здійснити і реверсивну систему.

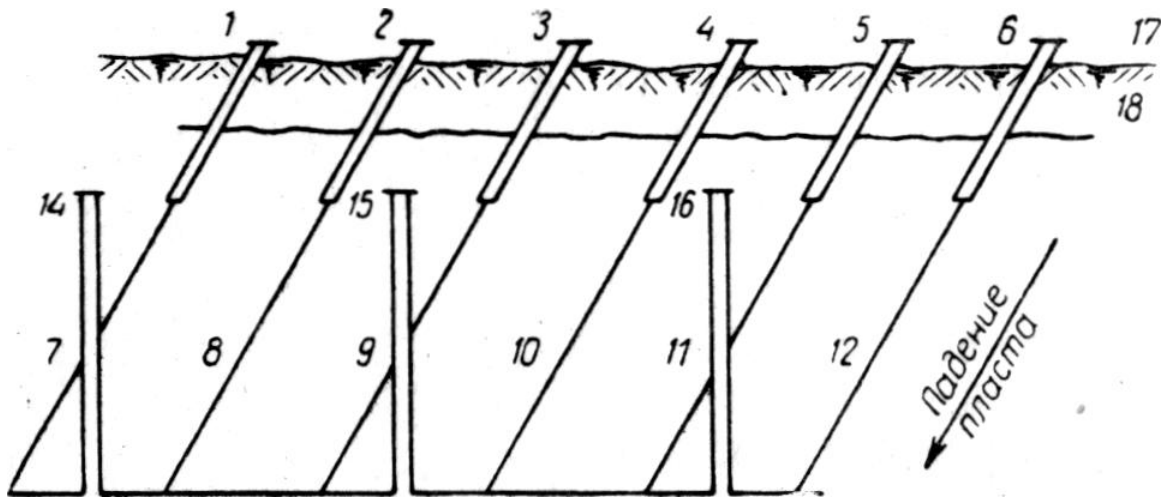


Рисунок 5.10 - Одна з систем розтину і вогневих робіт на похилозалагаючому вугільному пласті: 1, 2, 3, 4, 5, 6 - похилі свердловини розтину, 7, 8, 9, 10, 11, 12 - канали газифікації по падінню пласта, 13 - з'єднувальний канал газифікації по простяганню пласта, 14, 15, 16 - вертикальні свердловини розтину, 17 - земна поверхня, 18 - вихід вугільного пласта під наносами.

Система розкриття і вигазовування для похилого і крутого залягання пластів зі значним розміром ділянки по падінню (поповерхова система розробки). Розмір ділянки пласта такого газогенератора становить 500 м це по простяганню і 530 м по падінню. Причому по падінню пласта підлягає вигазовуванню ділянка в 450 м. Верхня смуга пласта разом з наносами протяжністю по падінню в 80 м залишається як цілик, що забезпечує герметизацію вигазованного простору від земної поверхні.

За падінням пласта, приблизно на рівній відстані близько 35 м один від одного, буряться 15 свердловин протяжністю по 530 м. Верхня частина цих свердловин в межах запобіжного цілика (80 м) обсаджуються трубами і тампонується; нижня частина свердловин в 450 м проведена по вугільному пласту і призначається до роботи як канал газифікації. Всі ці свердловини призначені для відводу газу. Для проходки нижнього з'єднувального каналу газифікації по простяганню пласта і для подачі дуття на газифікацію вугілля під вугільним пластом буряться приблизно на рівній відстані 13 свердловин. Ці свердловини довжиною по 550 м обсаджують трубами до вугільного пласта. Крім того, вони мають необсажений вугільний забій 2-5 м. Між цими дуттьовими свердловинами нижнього горизонту пропалюється з'єднувальний канал, в результаті чого з'єднуються газовідвідні і дуттьові свердловини.

Нижній ряд дуттьових свердловин призначений для відпрацювання смуги вугільного пласта (поверху) в 225 м. Тому для відпрацювання верхнього поверху ділянки пласта даного газогенератора на верхню межу поверху буриться в ґрунті вугільного пласта другий ряд дуттьових свердловин протяжністю по 350 м.

Ці свердловини, так само як і дуттьові нижнього поверху, буряться приблизно на рівній відстані одна від одної, обсаджуються трубами до вугільного пласта і мають забій у вугільному пласті в 2-5 м.

Поєднання цих свердловин з вигазованим простором, а значить і з газовідвідними свердловинами відбувається в міру вигазовування ділянки пласта вугілля, що становить нижній поверх. Під час введення в роботу дуттьових свердловин верхнього поверху припиняється подача дуття до відповідних дуттьових свердловин нижнього поверху.

Схема подачі дуття послідовно в нижній, а потім в верхній поверхи підземного газогенератора обрана в даному випадку з метою наближення точки підведення дуття до кисневої зони каналу газифікації, що за інших рівних умов сприяє кращому перебігу процесу газифікації.

Крім того, при такій схемі подачі дуття зменшується величина загального гідравлічного опору потоку дуття і газу на величину гідравлічного опору вигазованого простору протяжністю в 225 м по підняттю пласта.

Слід враховувати, що в залежності від геологічних особливостей залягання вугільного пласта і стану свердловин на одному і тому ж підземному газогенераторі під час його експлуатації, а також в залежності від інших причин можуть застосовуватися на різних ділянках газогенератора одночасно різні системи вигазовування.

Завдання 7: Виходячи із заданих умов (Додаток А), зробити вибір раціональних систем розкриття і вигазовування вугільного пласта в межах одного підземного газогенератора.

5.6. Обґрунтування напрямку використання продуктів підземної газифікації вугілля

До основних продуктів підземної газифікації вугілля відносяться продукти, які виходять безпосередньо при газифікації вугілля, тобто газ, смола і газова вода. Крім основних продуктів, на станціях Підземгаз можуть проводитися побічні продукти, одержувані при ректифікації повітря, від переробки газової води і вилучення з газу окремих його компонентів.

В даний час технологія підземної газифікації вугілля спрямована на виробництво енергетичного і технологічного газу.

5.6.1. Газ енергетичний

Під енергетичним газом розуміється газ підземної газифікації вугілля, придатний по своїм теплотехнічним якостям для заміни вугілля та інших видів палива при його спалюванні і топках газових турбін, печей, парових та водяних котлів, а також в інших теплотехнічних агрегатах і печах. Але головне-це використання газу як палива на електростанціях

Цей газ повинен володіти теплотою згоряння, яка була б не нижче теплотехнічному обґрунтованою, і собівартість одиниці тепла була б найменшою.

Теплотехнічно обґрунтована найменша теплота згоряння газу дозволяє застосовувати цей газ як паливо замість вугілля з отриманням теплотехнічних показників, які не поступаються під час роботи агрегату на вугіллі.

Існує ще економічно обґрунтована теплота згоряння енергетичного газу; її значення визначається не тільки з теплотехнічних, але і з економічних передумов. Причому економічно обґрунтована теплота згоряння енергетичного газу не може бути нижче найменшого значення теплоти згорання, обумовленого теплотехнічними вимогами до газу.

Величина найменшої теплотехнічно обґрунтованої теплоти згорання газу залежить головним чином від особливостей агрегату, який споживає газ, а величина економічно обґрунтованої теплоти згорання газу залежить від конкретних економічних показників виробництва і транспортування газу до споживачів різної теплоти згорання, а також від витрат (споживача), пов'язаних із застосуванням газу.

У собівартості одиниці теплової енергії газу підземної газифікації вугілля велика питома вага займає вартість дуття. Тому для виробництва енергетичного газу застосовується найбільш дешеве повітряне дуття. Отже, газ підземної газифікації вугілля, що отримується на повітряному дутті, є газом, який призначен до спалювання як паливо, тобто енергетичним газом.

Спалювання енергетичного газу з нижчою теплотою згоряння (700-800 ккал / м³) без підігріву повітря в інжекційних пальниках протікає з бажаною повнотою при надлишку повітря всього лише в 10-12%, і при цьому розвивається калориметрична температура в 1150-1350 ° С.

При підігріві повітря повнота горіння газоповітряних сумішей досягається при надлишку повітря всього лише в 4-6% У табл. 5.2, 5.3 наведені деякі показники спалювання підігрітого газу з підігрітим повітрям.

Таблиця 5.2 - Показники спалювання підігрітого газу з підігрітим повітрям

Показники	Умови спалювання газу					
Теплота згоряння (найнижча) газу, ккал/м ³	730	760	770	785	790	825
Температура підігріву повітря, °С	500	580	580	580	540	560
Температура газоповітряної суміші, °С	220	260	260	260	235	245
Температура горіння газу, що розвивається, °С	1380	1415	1450	1435	1460	1515

Таблиця 5.3 - Порівняльна оцінка теплотехнічних якостей різних палив за відносними к.к.д. парокотельних електростанцій

Наіменування газу	Теплота згоряння, Q _н , ккал/м ³	Об'єм теоретично необхідного повітря, ккал/м ³	Об'єм продуктів згоряння при α=1,25, м ³ /м ³	К.п.д.	
				Котельного агрегату	Електростанції, нетто
Підземгаз	794	0,74	1,82	0,88	0,275
Домений газ	940	0,76	1,81	0,89	0,275
Природний газ	8533	9,51	13,07	0,92	0,285

При енергетичному використанні газу його теплота згоряння в межах 800 і 850 ккал / м³ не є головним чинником, що визначає к.к.д. Енергетичної установки, так як в топках котлів спалюється газ в суміші з повітрям, і чим вище теплота згоряння газу, тим більшу кількість повітря витрачається на спалювання 1 м³ газу.

В результаті теплота згоряння горючих сумішей газів різної калорійності відрізняється менш істотно, ніж їх теплота згоряння. Наприклад, для газу підземної газифікації вугілля вона становить 500 ккал / м³, для природного газу 750 ккал / м³.

Слід враховувати ще й економічний фактор. Наприклад, застосування енергетичного газу підземної газифікації вугілля на електростанціях середньої потужності замість вугілля, як показують наближені розрахунки, майже вдвічі зменшує витрати металу на парові котли, знижує вартість будівництва на 25-30% і збільшує к.к.д. електростанції на 10-12 %, продуктивність праці на 35 - 40% і полегшує умови роботи.

Склад і теплота згоряння енергетичного газу підземної газифікації вугілля, що виробляється в різні періоди станціями Підземгаз, залежать від багатьох чинників геологічного технічного і економічного характеру.

Одним із суттєвих недоліків низькокалорійного енергетичного газу є висока вартість його передачі на значні відстані і відносно висока витрата металу на газопроводи.

При необхідності вибору місця будівництва електростанції біля джерела води або біля станції Підземгаз доцільно проводити порівняння собівартості подачі води та газу до електростанції.

Подача води до електростанції при її розташуванні поблизу станції Підземгаз буде коштувати дешевше, ніж подача газу на електростанцію, що розташована біля води, і подача води на станцію Підземгаз.

5.6.2. Газ технологічний

Під технологічним газом розуміється газ, придатний за своїм складом для відповідної хімічної переробки, наприклад для синтезу аміаку, метанолу, бензину і т. п. Найголовніші вимоги до цього газу зводяться до наступного:

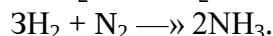
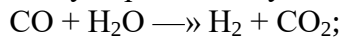
1) технологічний газ, призначений для відповідної хімічної переробки, повинен відповідати певним вимогам за складом;

2) собівартість компонентів технологічного газу, що є сировиною для відповідного хімічного виробництва, повинна бути найменшою.

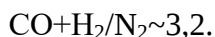
Покажемо це на прикладі.

1. Синтез аміаку здійснюється з водню і азоту. Джерелом водню в газі є водень як такий і окис вуглецю після його конверсії водяною парою.

Теоретично один об'єму окису вуглецю при конверсії дасть один об'єм водню, а для синтезу аміаку потрібна суміш з об'єму азоту і трьох об'єму водню, тобто



Але практично в газі для синтезу аміаку повинен бути деякий надлишок водню і окису вуглецю над теоретично необхідною кількістю азоту, тобто в газі має бути приблизно наступне співвідношення між цими компонентами:



Отримання технологічного газу при підземній газифікації вугілля в принципі можливе шляхом застосування безперервного або періодичного дуття, збагаченого киснем разом з водяною парою або без неї, а також при чергуванні дуттьового і бездуттьового періодів роботи газогенераторів на повітряному дутті.

При безперервному отриманні технологічного газу, що відповідає вимогам синтезу аміаку, необхідно застосування дуття з вмістом 65-75% кисню.

При періодичному отриманні технологічного газу робота підземного газогенератора чергується на дуття з вмістом кисню 45-50% і на бездуттьовий режим, при якому власне і виходить технологічний газ.

При періодичному отриманні технологічного газу на повітряному дутті цей газ також утворюється в бездуттьові періоди роботи підземного газогенератора, але його вихід на 1т газифікованого вугілля менше, ніж при застосуванні дуття, збагаченого киснем.

2. Синтез бензину. При розглянутих режимах роботи підземного газогенератора технологічний газ можна було відібрати і в такі проміжки бездуттьового періоду, коли склад газу ставав придатним для синтезу бензину, наприклад щоб після відмивання CO_2 в газі були водень і окис вуглецю в співвідношенні 2 : 1 і зміст інших компонентів не перевищувало 20%. При цих умовах може бути отриманий технологічний газ для синтезу бензину в кількості і складі, наведеному в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 - Показники технологічного газу для синтезу бензину

Найменування газу	Кількість тис. м ³	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	Q _н , ккал/м ³
		Об'ємні відсотки						
Газ енергетичний	793	18,3	0,2	17,1	15,85	2,57	45,98	1146
Газ технологічний для синтезу бензину	178	-	0,2	21,9	58,8	5,7	13,4	2670

Як видно з наведених даних, в складі технологічного газу відношення H_2 до CO становить $58,8/21,9 \sim 2,7$, а сума інертних компонентів газу ($\text{N}_2 + \text{CH}_4$) становить $5,7+13,4 = 19,1\%$, тобто газ відповідає поставленим вимогам за складом.

Розвиток виробництв енергетичних і технологічних газів підземної газифікації вугілля дозволить в подальшому організувати синтез вуглеводневих газів - метану і ін., які є висококалорійними газами і тому можуть передаватися на великі відстані з економічно високими показниками, тобто підземна газифікація вугілля може стати джерелом газу для подальшої передачі. На завершення слід вказати на те, що наявний досвід в галузі підземної газифікації вугілля дає підстави розглядати виробництво енергетичного і технологічного газів як єдиний технологічний комплекс.

Завдання 8: Виходячи із заданих умов (Додаток А), обґрунтувати напрями подальшого використання газів підземної газифікації вугілля.

5.7. Еколого – соціальні наслідки впровадження технологій

5.7.1. Підвищення рівня екологічної безпеки

При розробці вугільних родовищ методом підземної газифікації не порушується родючий шар ґрунту і відпадає необхідність використання великих площ для розміщення порожньої породи, яка не тільки займає площу, а й отруює атмосферу продуктами самозаймання і пилом.

При спалюванні газу ПГВ не потрібно ніякої додаткової підготовки його у споживачів. Значно поліпшуються умови праці і стан повітряного басейну в порівнянні з умовами при використанні рідкого і головним чином твердого палива. У продуктах згоряння ПГВ утримуватися тверді частинки, окис вуглецю; вміст окислів азоту незначний. Практично відсутній сірчистий ангідрид, так як при підземній газифікації сірка, що міститься у вугіллі, переходить в газ у вигляді сірководню, який значно легко може бути вилучений з газу.

До числа недоліків слід віднести невисокі хімічні та енергетичні коефіцієнти корисної дії газифікації через низьку теплоту згорання газу і порівняно високих втрат вугілля в надрах (близько 20%). Кількість енергії, що передається у вигляді газу споживачам, становить 35-40% від енергії газифікованого вугілля.

За теплотехнічними властивостями газ ПГВ на повітряному дутті значно поступається природному газу як по температурі горіння, так і за теплотою згоряння. Тому газ ПГВ використовується як енергетичне паливо в опалювальних і промислових котельнях і на електростанціях.

Серйозним недоліком процесу ПГВ на великих глибинах є можливість витоків газу, який фільтруючись через товщу порід, виходить на земну поверхню. Для зменшення витоків в газогенераторі необхідно підтримувати мінімальний тиск.

5.7.2. Соціальні та економічні наслідки впровадження технологій

Оцінюючи переваги підземної газифікації, перш за все слід зазначити, що ліквідується важка і не рідко шкідлива для здоров'я людей праця під землею і праця під час перевезення палива.

Економічні розрахунки показують, що газ підземної газифікації на повітряному дутті доцільно використовувати тільки як місцевий вид палива. Відстань споживачів не повинна перевищувати 25-30 км.

Говорити про економічну доцільність застосування технології підземної газифікації вугілля можна після порівняння собівартості 1 МДж газу ПГВ і вартості 1 МДж природного газу.

Дохід, отриманий в рік від реалізації газу ПГВ, можна визначити за формулою:

$$D_{\text{ПГВ}} = N_m \cdot C_{\text{ПГВ}}, \text{ у.о./рік} \quad (5.16)$$

де $C_{\text{ПГВ}}$ – собівартість 1 МДж газу ПГВ.

Приклад. Собівартість 1000 м³ газу підземної газифікації дорівнює 50 у.о., а природного газу – 400 у. о. Калорійність газу ПГВ = 3,65 МДж/м³, а природного газу = 35,6 МДж/м³. Розрахуємо собівартість 1 МДж газу ПГВ.

$$C_{\text{ПГВ}} = (50/1000)/3,65 = 0,014 \text{ у.о./МДж.}$$

Для природного газу вартість 1 МДж складе:

$$C_{\text{сп}} = (400/1000)/35,6 = 0,011 \text{ у. о./МДж}$$

Таким чином, витрати при використанні різних видів газу практично однакові. Якщо врахувати, що запаси природного газу на Україні обмежені, а ціна на імпортований газ зростає

щорічно, то стає очевидною актуальність розробки вугільних родовищ із застосуванням технології підземної газифікації.

Дохід, отриманий в рік від реалізації газу ПГВ, якщо відпускна ціна складе 0,014 у. о. / МДж і з урахуванням того, що 20% газу йде на власні потреби, складе:

$$D_{\text{ПГВ}} = 1166962033 * 0,8 * 0,014 = 13069974,77 \text{ у.о./рік.}$$

Завдання 9 Виходячи із заданих умов (Додаток А), розрахувати дохід, що отримується в рік від реалізації газу ПГВ.

Література: [1-2], [5-6]

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Нормативна:

1. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 25.06.1991 р., №1264-ХІІ [Електроний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1264-12>. – Назва з екрана.

2. Кодекс України про надра від 27.07.1994 № 132/94-ВР [Електроний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80>. – Назва з екрана.

Основна:

3. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. - 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 399 с.

4. Костенко В.К. Предупреждение и тушение подземных эндогенных пожаров в труднодоступных местах: моногр. / В.К.Костенко, Ю.Ф.Булгаков, С.В.Подкопаев и др. - Донецк: Изд-во «Ноулидж» (донецкое отд.), 2010. – 253 с.

5. Скафа П.В. Подземная газификация углей / П.В. Скафа. – М.: Из-во лит-ры по горному делу, 1960. – 333 с.

6. Крейнин Е.В. Подземная газификация угольных пластов / Е.В. Крейнин, Н.А. Федоров, К.Н. Звягинцев, Т.М. Пьянкова. – М.: Недра, 1982. – 151 с.

Варіанти вихідних даних для проектування станція підземної газифікації вугілля

№ варіанту	Вихідні дані					
	$Q_{нг} \cdot 10^{-6}$, Дж/кг	W^r , %	U_v , %	v , м ³ /ч	m , м	α , град
1	28,0	5	5	3,0	0,4	45
2	28,5	6	7	3,5	0,5	45
3	27,0	7	9	4,0	0,6	45
4	26,0	8	11	4,5	0,7	45
5	27,5	9	5	5,0	0,8	0
6	25,5	10	7	5,5	0,9	0
7	25,0	8	9	6,0	1,5	0
8	26,5	7	11	5,5	1,5	0
9	29,0	6	6	5,0	1,0	0
10	30,0	5	8	4,5	0,4	45
11	29,0	7	10	4,0	0,5	45
12	29,5	8	5	3,5	0,6	45
13	30,5	10	6	3,0	0,9	0
14	28,0	9	7	3,5	0,7	45
15	31,0	5	8	4,0	1,0	0
16	28,5	6	9	4,5	0,8	45
17	27,0	8	10	5,0	0,9	0
18	28,5	9	11	5,5	1,5	0
19	26,5	7	6	6,0	1,0	0
20	25,0	10	8	6,5	0,5	45

№ варіанту	Склад газу, % об.							$Q_{нг} \cdot 10^{-6}$, Дж/кг
	H ₂ S	CO ₂	C ₂ H ₄	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	
1, 11	0,3	12,1	0,1	0,2	15,9	14,8	1,8	4,18
2, 12	2,1	18,8	0,2	0,2	5,4	16,7	1,0	3,45
3, 13	0,02	7,6	0,1	0,2	21,6	15,5	2,13	5,15
4, 14	1,8	17,8	0,2	0,2	6,2	16,4	1,0	3,50
5, 15	0,01	14,1	0,1	0,2	12,28	14,7	2,24	4,00
6, 16	2,1	18,2	0,2	0,2	5,5	16,8	1,4	3,65
7, 17	1,5	18,3	0,1	0,2	4,6	16,8	1,6	3,47
8, 18	1,1	17,6	0,2	0,0	6,5	14,5	1,6	3,35
9, 19	0,07	8,9	0,1	0,2	9,06	14,45	2,72	3,8
10, 20	1,4	18,15	0,2	0,2	5,95	15,25	1,45	3,4

Розмір ділянки:

1) для крутого падіння: по простяганню - 500 м; по падінню - 530 м; глибина виходу під наноси - 50 м;

2) для пологих: по простяганню і падінню - 500 м; глибина залягання – 250 м.

Собівартість 1000 м³ газу ПГВ – 50 у.о.