

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

*М.М. Табаченко, Р.О. Дичковський, В.С. Фальштинський, П.Б. Саїк, В.Г. Лозинський,
Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», Україна*

Встановлені технологічні чинники, що порушують надійну роботу геотехнологічних свердловин. Розглянуто можливі варіанти розрахункових схем для обсадних труб із вбудованими кондукторами (парогенераторами). Запропонований спосіб забезпечення стійкості горизонтальної частини похило-направлених свердловин при підземній газифікації вугілля.

Вступ. Останнім часом розроблена велика кількість технологічних методів видобутку корисних копалин з використанням бурових свердловин. Відомі методи видобування кам'яної солі шляхом розчинення, широко застосовується видобування саморідної сірки підземною виплавою. Значні роботи ведуться з видобутку урану, фосфоритів шляхом підземного вилуговування. Одним із ефективних методів отримання енергії з вугілля на місці його залягання є газифікація вугільних пластів з отриманням горючого газу.

Геотехнологічні свердловини є важливою спорудою та призначені для розкриття, підготовки й експлуатації продуктивних горизонтів корисної копалини. Свердловини бувають вертикальними, похилими та похило-направленими, що представляють собою стовбур, пробурений в гірському масиві на певну глибину до вугільних пластів і по пластах. В нього опущені обсадні труби, які скріплюються зі стінками свердловини закачуванням в'язким розчином.

Стан питання. Сприятливі умови експлуатації родовища, зумовлені надійною роботою свердловин, що дозволяють одержати відносно високі добові дебіти продуктивних флюїдів (газів). Проте протягом всього часу розробки родовища, з моменту введення свердловин в експлуатацію і до стадії вибуття, можуть виявитися чинники, що порушують надійну роботу свердловин. До основних чинників, що впливають на працездатність свердловин, можуть бути віднесені: пластична плинність в'язких порід, що призводить до зминання труб, геотектонічні прояви, набування порід від фільтрації в них води та ін.

Термічні методи розробки корисних копалин (наприклад, підземна газифікація вугілля (ПГВ) внаслідок своїх технологічних особливостей (висока температура, температурні напруги в колонах труб, мала в'язкість дуття) сприяють інтенсивному руйнуванню кріплення свердловин, втраті герметичності цементного каменя і виникненню заколонних перетікань, викидам газів і створенню аварійних ситуацій. Раптові відмови відбуваються при обриві колони труб в результаті руйнування привибійної зони пласта.

Через зміни температурного режиму обсадні труби змінюють свою довжину внаслідок чого відбувається зростання колон або їх осідання по відношенню до затрубного цементного каменя. У момент коли охолоджувальна колона стискається, а бічні породи утримують верхню частину обсадної колони можливий її розрив. Спуск колони труб, наприклад в похило-направлену свердловину, супроводжується появою додаткових розтягуючих і стискаючих навантажень, пов'язаних з силами тертя колони об стінки свердловин. Різноманіття навантажень призводить до порушення цілісності різьбових з'єднань і порушення герметичності, що виявляється у вигляді пропускання газу або рідини через ці з'єднання.

Значний знос різьбових з'єднань може служити причиною раптових відмов у вигляді відриву частини колони труб. Це призводить до енергетичних втрат, оскільки закачуванні реагенти (повітря, пара, вода, кисень, діоксид вуглецю) будуть розповсюджуватися через затрубний простір. При цьому різко знижується технологічна ефективність розробки вугільних родовищ.

При ПГВ корозія труб спостерігається як на внутрішній, так і на зовнішній її поверхні і виявляється у вигляді точкової корозії, корозійного і сульфідного розтріскування. Корозійне пошко-

дження викликається агресивними рідинами в свердловині і дією стиснутого повітря, що нагнітається і залежить також від структури металу, наявності концентраторів корозії тощо. Відмови свердловин призводять до необхідності проведення додаткових ремонтно-ізоляційних робіт.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Складні умови експлуатації вугільних родовищ (розробка тонких та зближених вугільних пластів, в умовах надробки та підробки, в зонах структурних змін гірського масиву та ін.) технологією ПГВ та постійно зростаючий обсяг впровадження свердловин пред'являють все більш високі вимоги до їх надійності, оскільки чим інтенсивніше працює свердловина, тим більший збиток виробництву завдають її технологічні зупинки. Тому питання, що пов'язані зі скороченням втрат робочого часу та забезпеченням стійкості при експлуатації свердловин слід розглядати як одні із основних резервів підвищення ефективності виробництва.

Отже, метою даної статті є розгляд можливих варіантів розрахункових схем для обсадних труб із вбудованими кондукторами (парогенераторами) та вибір способу забезпечення стійкості горизонтальної частини свердловини при підземній газифікації вугілля.

Основна частина. Обсадна труба з вбудованими кондукторами (парогенераторами) складається з двох труб [1] у верхній частині свердловини (рис. 1а). У міру нагріву колони після початку газифікації відбувається розвантаження колони від розтягання з подальшим стисненням під дією температурних змін. Якщо при цьому довжина стиснутої частини експлуатаційної колони, розраховується від рівня цементного кільця X_1 і перевищує критичну, то колона втрачає прямолінійну стійкість спочатку за Ейлером, а потім із зростанням навантаження закручується в просторову спіраль, тобто працює як просторовий брус.

Як відомо, температурні подовження колони Δl_t визначаються за наступним рівнянням:

$$\Delta l_t = \alpha \cdot l \cdot \Delta t, \quad (1)$$

де α – коефіцієнт лінійного розширення металу;

l – довжина вільної частини колони труби;

Δt – зміна температури.

З початку процесу підземної газифікації вугілля, зберігається умова:

$$\Delta l_t \leq \Delta l, \quad (2)$$

то колона буде прямолінійною і поздовжні зусилля залишаються розтягуючими, тут

$$\Delta l = \frac{(Q_n - q \cdot l) \cdot l}{F \cdot E}, \quad (3)$$

де Q_n – зусилля попереднього натягу на усті свердловини;

q – маса одиниці довжини колони;

F – площа перерізу колони;

E – модуль пружності металу труби.

У тому випадку, коли виникає умова $\Delta l_t > \Delta l$, в нижній частині колони з'являються стискальні зусилля. Ці зусилля можна визначити з рівнянь осьової деформації

$$\Delta l_l = \Delta l_t - \Delta l - \Delta l_q, \quad (4)$$

де Δl_l – залишкове температурне подовження колони при нагріві;

Δl_q – подовження колони від власної ваги,

$$\Delta l_q = \frac{\gamma \cdot F \cdot l^2}{2F \cdot E} = \frac{X \cdot l^2}{2E}, \quad (5)$$

де γ – густина металу труби.

Тоді довжина стиснутої частини колони X_l , розрахована від рівня цементного каменя (рис. 1б), визначається за наступним рівнянням:

$$X_l = \sqrt{\frac{2E \cdot \Delta l}{\gamma}} \quad (6)$$

Маса стиснутої частини колони X_{lq} , це і буде поздовжньою силою для перерізу при $X_l = 0$.

При нагріванні колони довжина стиснутої частини може досягати всієї довжини колони l , тобто X_l – змінюється в межах $0 \leq X_l \leq l$.

Другий варіант конструкції свердловини представляє собою заздалегідь напружену експлуатаційну колону, зацементовану на всю довжину обсадної колони до входу у вугільний пласт.

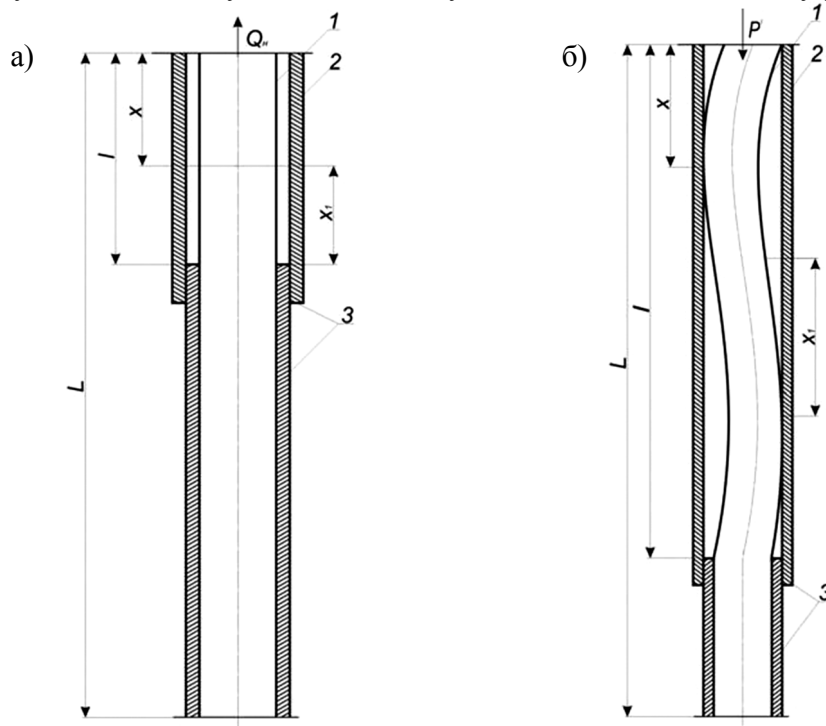


Рис. 1. Конструкція експлуатаційної колони з парогенератором (а) та температурні зміни експлуатаційної колони труб (б): 1 – експлуатаційна колона; 2 – зовнішня труба парогенератора; 3 – цементне кільце

Нагрів обсадної колони на Δt викликає контактний тиск між колоною і цементною оболонкою (рис. 2). Цей тиск P_t в свою чергу зумовлює виникнення у тілі колони стискальні кругові напруження, а в цементному камені – розтягуючі. Найбільші температурні напруження в колоні виникають у момент, коли труба нагрілася, а цементна оболонка ще “холодна”. У цей час можуть виникнути деформації обсадної колони

$$P_t = \frac{\alpha_m \Delta t}{\frac{r}{E} + \frac{1}{E_u}}, \quad (7)$$

де α_m – коефіцієнт температурного розширення сталі;

r – зовнішній радіус труби;

E_u – модуль пружності цементу.

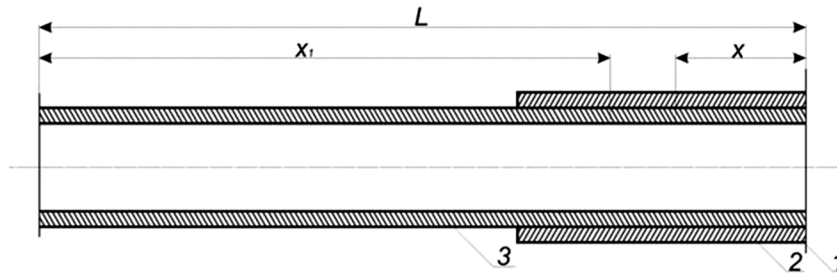


Рис. 2. Конструкція експлуатаційної колони, зацементованої на всю довжину: 1 – експлуатаційна колона; 2 – кондуктор; 3 – цементний камінь

Модуль пружності $E_{ц}$ змінюється в широких межах від $0,5 \cdot 10^5$ до $1,5 \cdot 10^{15}$ н/см². Для розрахунків приймемо усереднений $E_{ц} = 10^5$ н/см². Надалі для сталі приймемо $\alpha_m = 12 \cdot 10^{-6}$; $E = 2,1 \cdot 10^6$ і позначивши відношення $r/S = m$, приведемо формулу (4) до вигляду, зручного для використання.

Тут $\alpha \cdot E \approx 25$; підставимо ці величини в (4)

$$P_t = \frac{25 \Delta t}{m + 2I}. \quad (7)$$

Знаючи контактний тиск P_t , можна визначити додаткові напруження, викликані нагрівом колони. Довгомірні гнучкі трубопроводи (рис. 3), що проходять через обсадну колону в похилій частині направленої свердловини, а в горизонтальній частині цієї свердловини залежно від температурних умов можуть частково деформуватися з викривленням стовбура труби.

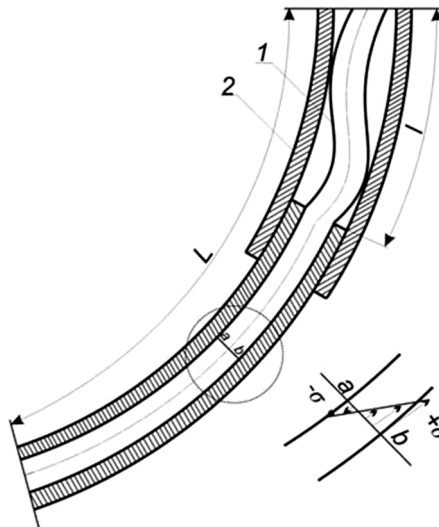


Рис. 3. Робота довгомірного гнучкого трубопроводу й експлуатаційної колони у викривленій частині похило-направленої свердловини: 1 – довгомірний гнучкий трубопровід; 2 – експлуатаційна колона

Найбільші температурні напруження в колоні обсадної труби виникають у момент, коли труба нагрілася, а цементна оболонка ще “холодна”. При вільному температурному розширенні ми маємо розширення діаметра:

$$\Delta r = \alpha \cdot r \cdot \Delta t, \quad (8)$$

де Δr – зміна зовнішнього радіусу труби;

r – радіус труби в холодному стані;

Δt – нагрів колони труби.

Через умови закріплення колони вертикальне переміщення її перерізу виключено (якщо товщина стінки колони постійна). Тоді осьова напруга σ_t від нагрівання колони буде:

$$\sigma_t = \alpha \cdot E \cdot \Delta t. \quad (9)$$

Умова міцності запишеться в наступному вигляді:

$$\sigma_{ек} \leq \frac{\sigma_t \cdot \alpha_m}{n_3}, \quad (10)$$

де $\sigma_{ек}$ – експлуатаційні напруги стінки колони;

n_3 – запас міцності труби.

При охолодженні колони поздовжні зусилля, що виникають в перерізі з координатою X , рівні

$$N_x = \alpha_m \cdot E \cdot F \cdot \Delta t' + Q_n - q_x, \quad (11)$$

де x – координата перерізу колони;

$\Delta t'$ – зниження температури від первинної (до нагрівання) температури;

Q_n – зусилля попереднього натягу колони з урахуванням можливого охолодження (колони при закачуванні холодного повітря або води для гідророзриву).

Умова міцності:

$$N_x \leq \frac{P_{cm}}{n_3}, \quad (12)$$

де P_{cm} – навантаження на колону.

Як бачимо, через зміну температурного режиму обсадні труби змінюють свою довжину, внаслідок чого відбувається зростання довжини колон або їх осідання по відношенню до затрубного цементного каменя. У момент, коли охолоджувальна колона стискається, а бічні породи утримують верхню частину обсадної колони, можливий її розрив. Спуск труб, наприклад в похило-направлену свердловину, супроводжується появою додаткових розтягувальних і стискальних навантажень, пов'язаних з силами тертя колони об стінки свердловин.

Різноманіття навантажень призводять до порушення цілісності різьбових з'єднань (якщо вони необхідні) і порушення герметичності, що виявляється у вигляді пропускання газу або рідини через з'єднання. Значний знос різьбових з'єднань може бути причиною раптових відмов, пов'язаних з порушенням їх міцності і відривом частини колони труб.

Розглянемо особливості експлуатації горизонтальної частини похило-направленої свердловини при підземній газифікації вугілля. Нами пропонується забезпечувати стійкість горизонтальної частини свердловини створенням глинистої кірки на стінках свердловини в процесі розкриття вугільного пласта. Під впливом промивальної рідини у присвердловинній зоні знижуються фільтраційні властивості пласта з утворенням тут зони кольматації, а також відбуваються зміни напруженого стану привибійної зони.

Зміни фізичних властивостей пласта у присвердловинній зоні визначаються як властивостями початкової пластової системи, так технологічною дією свердловини на пласт у процесі його роз-

криття. При цьому передбачається створення депресії на пласт і застосування промивальної рідини глинистих розчинів (полідисперсних систем, дисперсною фазою яких є глина, цемент і частинки порід).

При впровадженні промивальної рідини в пласт у присвердловинній зоні виникають складні багатофазні, багатокомпонентні течії фільтрації і відбувається порушення природної рівноваги. Просторово-часове і компонентне розділення промивальної рідини в результаті фільтрації і масообмінних процесів призводить до виникнення у присвердловинній області динамічної системи зон з різними фізичними властивостями (рис. 4).

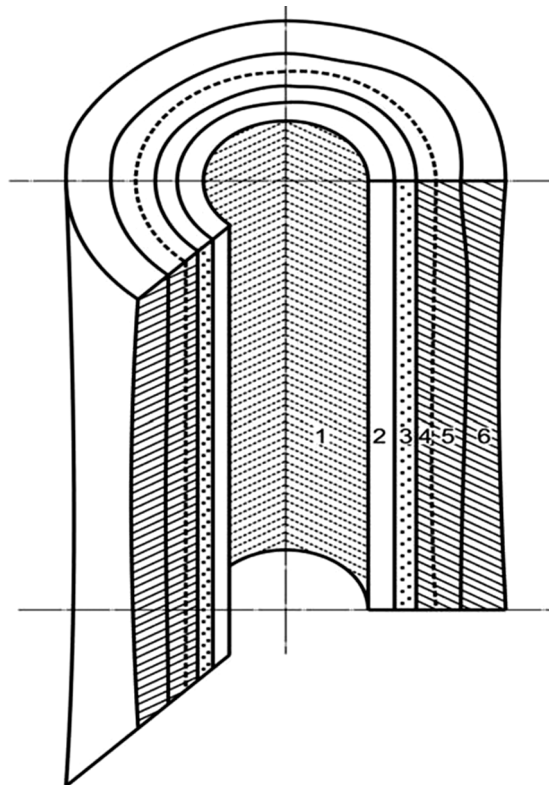


Рис. 4. Схема будови присвердловинної частини пласта: 1 – дисперсна фаза промивальної рідини; 2 – глиниста кірка; 3 – зона кольматації пласта; 4 – промита зона; 5 – зона проникнення фільтрату глини; 6 – проникний фільтрат у присвердловинну частину пласта

Дисперсна фаза промивальної рідини, що залишилася на стінці свердловини 1, утворює глинисту кірку 2, а та що проникла у присвердловинну частину пласта 6 – зону кольматації 3. У процесі витіснення води, газу та смолянистих речовин фільтратом у присвердловинній області утворюється промита зона 4 і зона впровадження фільтрату глинистого розчину – зона проникнення.

Таким чином, стінку горизонтальної (пробуреної по вугільному пласту) частини направленої свердловини зміцнюють у процесі буріння шляхом створення зміцненої стінки за її довжиною і діаметром за рахунок проникнення та твердіння глинисто-цементного розчину в порах і тріщинах вугільного пласта [2].

Подача дуття у вогневий вибій і видача генераторних газів, що утворилися, здійснюється довгомірними гнучкими трубопроводами [2]. Переміщення трубопроводів провадиться спеціальним пристроєм, що дозволяє на криволінійних та горизонтальних ділянках не торкатися і не руйнувати стінки направленої свердловини [3].

Висновки. Застосування похило-направлених (орієнтованих) свердловин, які є основними конструктивними елементами підземних газогенераторів, дозволяє прибрати сітку вертикальних і похилих свердловин, що застосовувалися в старій радянській технології. Недолік, якої полягав в попаданні її в зону зрушення гірських порід, що призводило до передчасного порушення технологічного режиму процесу підземної газифікації вугілля та збільшення витрат на бурові роботи за рахунок додаткового буріння свердловин-дублерів. У похило-направлених свердловинах похила частина знаходиться поза зоною зрушення гірських порід, що зумовлює їх високу надійність у процесі експлуатації.

Список літератури

1. Спосіб рекуперації тепла при підземній газифікації твердого палива: пат. на винахід № 50867, Україна, МПК Е 21В 43/295/ В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко: заявник і патентовласник НГУ. – № И200913642; заявл. 28.12.2009, опубл. 25.06.2010, Бюл. 12.
2. Спосіб розкриття й підготовки вугільного пласта до підземної газифікації: пат на винахід № 10334, Україна, МПК Е 21В 43/295/ О.В. Колоколов, С.М. Семененко, М.М. Табаченко: заявник і патентовласник НГУ. – № И200012644; заявл. 25.04.1996, опубл. 12.11.1999, Бюл. 14.
3. Спосіб підземної газифікації корисних копалин: пат. на винахід № 22162, Україна, МПК Е 21В 43/ О.В. Колоколов, М.М. Табаченко, В.И. Жолнач, Г.М. Симоненко, Е.А. Іваненко: заявник і патентовласник НГУ. – № И199843452; заявл. 13.03.1996, опубл. 30.04.2008, Бюл. 2.