

Кісь С. Я., Яцюк О. С.,
Юшков Є. О., Зінченко С. А.

ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОТОКОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩАХ



МОНОГРАФІЯ

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
КОМПАНІЯ “ДОНЕЦЬКСТАЛЬ”**

**Кісь С. Я., Яцюк О. С.,
Юшков Є. О., Зінченко С. А.**

**ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ
ЕФЕКТИВНОСТІ ПОТОКОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ
СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН
НА ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩАХ**

МОНОГРАФІЯ

**Івано-Франківськ
СІМІК
2013**

696760

65.9(4ЧКР)305.143+622.333.5

УДК 338.45:622.333 Кісь С. Я., Яцюк О. С., Юшков Є. О., Зінченко С. А.
ББК 65.305.143.4 Обґрунтування економічної ефективності потокових
технологій спорудження дегазаційних свердловин
О-13 на вугільних підприємствах: Монографія. – Івано-
Франківськ: “СІМІК”, 2013. – 164 с.

Враховуючи необхідність створення ефективної системи дегазації на вітчизняних вугледобувних підприємствах, актуальним є теоретико-методологічне обґрунтування та практична апробація підходів до визначення економічної ефективності застосування нових організаційно-технічно-технологічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин з використанням відповідного методологічного інструментарію.

В монографії розглядаються теоретичні, методологічні та практично-рекомендаційні аспекти економічної ефективності процесу спорудження дегазаційних свердловин на вугільних родовищах.

Авторами визначено сутність та характеристики потокових технологій організації виробничого процесу; розглянуто мікроекономічні аспекти потокових технологій спорудження дегазаційних свердловин; обґрунтовано підходи до визначення економічної ефективності конструкційних змін при будівництві дегазаційних свердловин за потоковими технологіями з використанням порівняльного методу; проаналізовано зарубіжний досвід ефективної дегазації джерел метановиділення та визначено перспективи його використання на вугільних шахтах України; запропоновано та практично апробовано методику визначення економічної ефективності впровадження організаційно-технічних заходів та конструкційно-технологічних змін при спорудженні дегазаційних свердловин.

Основні положення, викладені в монографії, призначені для практичного використання управлінським персоналом вугледобувних підприємств, а також будуть корисними науковцям, студентам та всім, хто займається проблемами підвищення ефективності спорудження дегазаційних свердловин на вугільних родовищах.

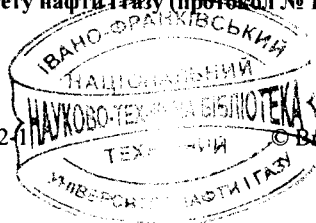
Рецензенти:

Петренко В. П. – доктор економічних наук, професор, директор Інституту післядипломної освіти ІФНТУНГ (м. Івано-Франківськ);

Драчук Ю. З. – доктор економічних наук, старший науковий співробітник Інституту економіки промисловості НАН України (м. Донецьк);

Мойсишин В. М. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри вищої математики ІФНТУНГ (м. Івано-Франківськ).

Рекомендовано до друку Вченою радою Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (протокол № 13/534 від 25 грудня 2013 р.)



© Кісь С. Я., 2013

© Яцюк О. С., 2013

© Юшков Є. О., 2013

© Зінченко С. А., 2013

© Видавництво “СІМІК”, 2013

ISBN 978-966-8067-92-4

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОТОКОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩАХ	14
1.1 Теоретичні основи аналізу ефективності функціонування виробничих систем	14
1.2 Характеристика потокового методу спорудження дегазаційних свердловин	40
1.3 Мікроекономічні аспекти поточкових технологій організації процесу спорудження дегазаційних свердловин	48
1.4 Теоретичні підходи до обґрунтування економічної ефективності конструкційних змін у процесах спорудження дегазаційних свердловин за поточковими технологіями з використанням порівняльного методу	58
1.5 Зарубіжний досвід ефективної дегазації джерел метановиділення на вугільних шахтах та перспективи його використання в Україні	68
1.5.1 Теоретико-методичні підходи до обґрунтування економічної доцільності дегазації вугільних шахт і утилізації метану в світовій практиці	68
1.5.2 Аналіз практичного застосування технологій дегазації джерел метановиділення на вугільних шахтах в промислово розвинутих країнах світу	82
1.5.3 Використання зарубіжного досвіду ефективного управління метановиділенням на метановугільних родовищах України	98

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН	104
2.1 Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин	104
2.2 Методика розрахунку економічного ефекту від зміни конструкції дегазаційної свердловини	121
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ШАХТОУПРАВЛІННІ “ПОКРОВСЬКЕ”	130
3.1 Економічний ефект від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин	130
3.2 Економічна оцінка ефективності зміни конструкції дегазаційної свердловини	141
ВИСНОВКИ	151
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	154

ВСТУП

Зважаючи на дефіцити власних енергоносіїв, цінову, організаційну та технологічну нестабільність їх імпорту, перед Україною достатньо гостро постала проблема виявлення нетрадиційних джерел енергоресурсів, до яких відноситься вугільний метан. За запасами метану, який знаходиться у вугільних родовищах, Україна займає четверте місце в світі. Його ресурси в українській частині Донбасу оцінюються фахівцями в 6000-13000 млрд. куб. м. За даними атласу “Геологія і корисні копалини України” об’єми розвіданих запасів традиційного природного газу по всій території країни становлять 1300 млрд. куб. м., а згідно з оцінками експертів компанії Energy and Communications Solutions LLC тільки з надр Донецького басейну за умов інвестування близько 180 млн. доларів щорічно можна отримувати більше 12 млрд. куб. м. газу. В той же час загальний обсяг видобутку природного газу становить близько 20 млрд. куб. м. Дані оцінювання газового енергетичного потенціалу тільки донецьких шахт засвідчили, що в межах їх гірських відведень міститься більше 26 млрд. куб. м. шахтного метану, який за своїми властивостями ідентичний природному газу. Запаси метану на окремих шахтах коливаються від 0,2 до 4,7 млрд. куб. м. Наприклад, в надрах шахти ім. Засядька вони становлять 3,6 млрд. куб. м., імені Скочинського – 4,7 млрд. куб. м., “Південнокузбаської” – 3-3,5 млрд. куб. м. Сьогодні з глибини донецьких шахт можна видобувати і

використовувати в енергетичних цілях більше 3 млрд. куб. м. метану в рік.

Незважаючи на приведений вище фактологічний матеріал щодо багатства родовищ настільки цінним та екологічно чистим енергетичним ресурсом, його видобуток продовжує залишатись ризикованим з точки зору великої ймовірності катастроф в результаті вибуху метану та малоприбутковим з позиції формування виробничих витрат.

Зважаючи на обмежені можливості шахтних вентиляційних систем, спричинені як технологічними, так і економічними чинниками, поширеними при видобутку вугілля стали альтернативні процеси дегазації. Традиційною для вугільної промисловості України є дегазація шпурами, пробуреними з виробленого простору. Це важливий чинник гарантування безпеки та підвищення ефективності очисних робіт. Спосіб дає можливість отримати на окремих підприємствах хороші результати, але по своїй суті є паліативним, хоча ще довго буде поширеним у вугільній промисловості.

Кардинальним рішенням є завчасна дегазація шахти свердловинами з поверхні, як це прийнято у всіх провідних вугледобувних країнах – США, Австралії, Китаї та ін. Така технологія найбільш відповідає ідеї комплексного освоєння надр: два самостійних комерційно вигідних бізнес-процеси – газовидобуток на полі шахти, який відбувається незалежно від ведення гірничих робіт, і вуглевидобуток, що користується плодами першого бізнес-процесу. Дослідження фахівців засвідчили, що 50%-ве зниження газоносності

вугільно-породного масиву вимагає, як правило, 10 років. Це достатньо тривалий проміжок часу, який не дозволить діючим українським шахтам досягти високої ефективності вуглевидобутку. Зважаючи на це, доводиться використовувати комбінований варіант у вигляді способів дегазації на основі шпурів і вертикальних свердловин, поєднувати бурові і очисні роботи у просторі і в часі. Останнє ставить вимогу потокового спорудження вертикальних свердловин з поверхні. До недавнього часу це було недосяжним, оскільки ні в одній країні світу не існувало комерційних технологій, які б дозволяли споруджувати в обмежений період часу велику кількість свердловин низької вартості.

Створення ефективної для вугільної промисловості системи дегазації є важливим завданням, що містить три головні необхідності: знання властивостей вуглегазового родовища, наявність способу комерційно вигідної утилізації метану та ефективної з технологічної та економічної точки зору технології спорудження дегазаційних свердловин.

В Україні є фундаментальні розробки з першої частини проблеми, є успішний досвід створення та експлуатації когенераційних модулів на шахтному газі, один з яких знаходиться на шахті ім. А.Ф. Засядька, інший – в шахтоуправлінні “Покровське”, і, нарешті, отримала впровадження інноваційна система спорудження свердловин.

Дегазація виробленого простору за допомогою свердловин пробурених з поверхні – сучасна високоефективна технологія, яка

доповнює традиційні методи дегазації, які використовуються на вугільних шахтах. Головним фактором, що стримує його активне застосування в Україні, є недостатній техніко-технологічний потенціал компаній, представлених на українському ринку бурових послуг. Виробнича база більшості з них не відповідає сучасним вимогам до технології та темпів спорудження свердловин, а також мобільності пересування бурового комплексу. Щоб відповідати духу часу, необхідні нетипові управлінські рішення в області буріння, засновані на технологічних і організаційних інноваціях. Необхідні перспективні методи буріння, здатні подолати геолого-екологічні обмеження і забезпечити високу економічну ефективність без шкоди для безпеки та якості виробництва у відповідності з наступними вимогами:

- 1) мати високі темпи спорудження свердловин;
- 2) легко монтуватися, демонтуватися і переміщатися на інший майданчик;
- 3) забезпечити точність проходження вертикальних свердловин;
- 4) володіти значним експлуатаційним потенціалом;
- 5) бути універсальним при проведенні різних бурових операцій;
- 6) відповідати сучасним ергономічним вимогам;
- 7) надавати мінімальний негативний вплив на екосистему.

Моніторинг вітчизняного ринку бурових послуг показав, що його пропозицій недостатньо для вирішення цілей і завдань, які стоять сьогодні перед вугледобувними підприємствами. Всім цим вимогам, на думку фахівців з числа науковців та виробничників,

відповідає сучасний канадський буровий комплекс Ultra Single 150, який при правильному управлінському підході, забезпечує баланс трьох головних факторів виробництва – ефективність, безпечність та якість. Серед його технологічних переваг особливо слід виділити автоматизовану гідравлічну систему буріння, яка є принципово новою технологією і не має аналогів в Україні.

Унікальний для України буровий комплекс Ultra Single 150 було впроваджено в діяльність шахтоуправління “Покровське”, де він став основною техніко-технологічною частиною інвестиційного проекту створення на підприємстві інноваційної системи дегазації вуглегазоносних родовищ.

На початковому етапі його використання нормативні терміни спорудження перших свердловин були значно перевищені. Фактично на спорудження однієї свердловини потрібно було більше 2,5 тижнів. Втрати часу, пов'язані із спорудженням свердловини, супроводжувалися підвищеними витратами матеріальних ресурсів, палива і енергії, вимагали залучення додаткових капітальних і трудових ресурсів.

Для зниження втрат часу знадобилося змінити систему організації виробництва буріння. Було запроваджено потоковий метод буріння як найбільш прогресивний і високоефективний метод організації виробництва, що поєднує переваги послідовного і паралельного методів і згладжує їх недоліки. Потоківі технології буріння дозволили забезпечити ритмічність і рівномірність процесів виробництва, раціональне використання часу роботи людей і машин.

Проведений комплекс заходів щодо оптимізації організаційних і технологічних процесів буріння дозволив знизити виробничі витрати і скоротити терміни спорудження свердловин в 2,5 рази. У результаті було забезпечено спорудження в місяць не менше трьох свердловин глибиною 750-820 м. Дана швидкість спорудження свердловин в 5-7 разів вища, ніж у вітчизняних організаціях, що є рекордом у буровій практиці нашої держави.

Зважаючи на високу вартість інвестиційного проекту щодо створення в шахтоуправлінні "Покровське" інноваційної системи дегазації, значні капіталовкладення у придбання бурового верстату, а також враховуючи необхідність розповсюдження позитивного досвіду на інші підприємства вугільної галузі, **актуальною проблемою** на сьогоднішній день слід вважати проблему визначення та обґрунтування економічної ефективності застосування нових організаційно-технічно-технологічних підходів до процесу спорудження дегазаційних свердловин з використанням відповідного методологічного інструментарію.

Монографія виконана з метою теоретичного обґрунтування наявності резервів підвищення економічної ефективності потокових технологій спорудження дегазаційних свердловин, надання практичних рекомендацій щодо їх визначення та виявлення з врахуванням організаційних, технічних та технологічних змін у порівнянні з традиційними підходами до будівництва вертикальних свердловин для вилучення шахтного метану.

За результатами теоретико-методологічного обґрунтування та практично-рекомендаційних положень розрахунку економічної ефективності поточкових технологій спорудження дегазаційних свердловин в монографії визначаються:

- сутність та характеристики поточкових технологій організації виробничого процесу;

- мікроекономічні аспекти поточкових технологій організації процесу спорудження дегазаційних свердловин;

- теоретичні підходи до обґрунтування економічної ефективності конструкційних змін у процесах спорудження дегазаційних свердловин за поточковими технологіями з використанням порівняльного методу;

- перспективи використання зарубіжного досвіду ефективної дегазації джерел метановиділення на вугільних шахтах України;

- методика розрахунку економічного ефекту, від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин;

- економічний ефект від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин;

- економічна оцінка ефективності зміни конструкції дегазаційної свердловини методом порівняння конструкцій свердловин різного діаметру;

- оцінка результатів впровадження поточної технології спорудження дегазаційних свердловин методом порівняння витрат.

Об'єктом дослідження обрано процеси спорудження дегазаційних свердловин за потоковою технологією.

Предметом дослідження є теоретико-методологічні та прикладні засади формування економічної ефективності у процесах спорудження дегазаційних свердловин за потоковою технологією.

Суб'єктами дослідження є власники, органи, уповноважені управляти майном, або особи, які зацікавлені в отриманні інформації щодо економічної ефективності поточкових технологій спорудження дегазаційних свердловин (замовники послуг, керівництво та персонал підприємства, посадові особи Міністерства енергетики та вугільної промисловості України тощо).

Основними джерелами інформації для виконання дослідження стали:

- Концепція Державної цільової економічної програми видобування та використання газу метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу;

- Закони України, Постанови та Розпорядження Кабінету Міністрів України, які стосуються регулювання питань пов'язаних з видобуванням та використанням газу метану вугільних родовищ [52-56];

- баланс підприємства (форма № 1);
- звіт про фінансові результати (форма № 2);
- звіт про рух грошових коштів (форма № 3);
- звіт про власний капітал (форма № 4);
- примітки до річної фінансової звітності (форма № 5);

- звіт про наявність та рух основних фондів, амортизацію (знос) (форма № 11-ОЗ);
- обстеження технологічних інновацій промислового підприємства (форма № 1-інновація);
- звіт про фінансові результати і дебіторську та кредиторську заборгованість (форма № 1-Б);
- звіт з праці (форма № 1-ПВ);
- звіт про стан умов праці, пільги та компенсації за роботу зі шкідливими умовами праці (форма № 1-ПВ (умови праці)) ;
- звіт про використання робочого часу (форма № 3-ПВ);
- дані управлінського обліку спеціалізованої бурової організації, створеної компанією "Донецьксталь", необхідні для якісного розрахунку економічної ефективності потокових технологій спорудження дегазаційних свердловин;
- наукова, навчальна, методична та довідкова література, авторами якої є провідні вчені та фахівці-практики з питань організації виробничих процесів в галузі газовуглевидобутку.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОТОКОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩАХ

1.1 Теоретичні основи аналізу ефективності функціонування виробничих систем

Розвиток методології визначення економічної ефективності виробничих систем здійснювався поетапно в залежності від становлення теоретичних уявлень про саме поняття “економічна ефективність” та показників її кількісної оцінки. Незважаючи на досить тривалий період застосування різного роду показників ефективності, серед фахівців зберігаються розбіжності точок зору з окремих принципових питань теорії та методології ефективності.

Серед численних трактувань поняття економічної ефективності [10, с. 34; 11; 27; 49] поширеним є її визначення як співвідношення між результатами, вираженими в грошовій формі, і відповідними витратами факторів виробництва. Таке визначення в цілому погоджується з поняттям виробничої функції, яка, однак, у прикладному аспекті одержала поширення більше для дослідження ефективності способів виробництва як сполученні факторів

виробництва, ніж ефективності використання окремих факторів [2; 4-5; 46].

Надалі під економічною ефективністю будемо розуміти:

1) здатність системи (економічної, технічної, соціальної) у процесі функціонування створювати економічний ефект (потенційна ефективність) та дійсне створення такого ефекту (фактична ефективність);

2) здатність системи стабільно функціонувати при зміні її стану, а також зміні умов її функціонування;

3) кількісно визначена характеристика зазначеної здатності системи з точки зору співставлення витрат і результатів її функціонування, що дозволяє оцінити ефективність однієї системи в різних умовах, порівнювати ефективність різних систем між собою, визначати абсолютну ефективність (економічний ефект за певний період).

У вітчизняній економічній літературі характерним є розмежування поняття ефективності, з однієї сторони на народногосподарську (макроекономічну) і локальну (мікроекономічну) ефективність, а з іншої – на загальну (абсолютну) і порівняльну (відносну) ефективність. Таке розмежування у значній мірі обумовлено існуванням ринкової форми економічних відносин і централізованою системою управління економікою [1; 13-15; 28; 30; 34-35; 38].

В умовах адміністративно-командної форми економіки така подвійність у поняттях призводила до того, що на мікрорівні оцінка

ефективності окремого підприємства могла призводити до неоднозначних висновків. Спроби узгодження народногосподарських (державних) і локальних (корпоративних) інтересів у рамках сформованого методологічного підходу в значній мірі виявилися безуспішними, внаслідок чого переважним став механізм прийняття рішень, заснований на оцінці витратної складової виробничого процесу [7; 11].

На даний час у ринкових економіках відсутнє загальноприйняте поняття народногосподарської ефективності. Врахування державних або суспільних інтересів для виробництв інфраструктурного чи соціального характеру здійснюється в залежності від обраної економічної моделі та відповідно прийнятої форми державного регулювання ринковими відносинами. Серед найбільш поширених нецінових інструментів в ринкових економіках є податкова політика, непрямі державні субсидії та заходи протекціонізму (квотування експортно-імпортних потоків).

Залежно від поставленої мети задачі економічної оцінки і вибору заходів щодо розвитку виробництва можна звести до наступних:

I) оцінка загальної економічної ефективності системи (без порівняння з іншими конкретними варіантами);

II) оцінка порівняльної економічної ефективності різних систем;

III) вибір оптимальної системи [28; 35; 38].

В загальному відомі три оптимізаційні задачі економіки:

А) досягнення оптимального співвідношення між витратами і результатами виробництва (або оцінка співвідношення між витратами S і результатами R) при заздалегідь не фіксованих витратах і результатах. Форми співвідношення при цьому можуть мати різний характер;

Б) мінімізація витрат при заданих результатах (або оцінка витрат при заданих результатах, у більшості випадків умовою порівняння є тотожність корисних результатів): $S \rightarrow \min$;

В) максимізація результатів при заданих витратах (або оцінка результатів при заданих витратах): $R \rightarrow \max$.

Перераховані задачі I-III узгоджуються з задачами класів А, Б, В, утворюючи впорядковану систему задач. При вирішенні техніко-економічних задач доцільно виділити з класів А, Б, В задачі, в яких результати адитивні з витратами (A^* , B^* , V^*). В цьому випадку критерій можна представити у вигляді “різниці” результатів і витрат. Результати і витрати для цього випадку позначаються відповідно P і V . На основі такої класифікації формується система критеріїв для оцінки заходів щодо підвищення ефективності виробничих систем, що наведена в табл. 1.1.

Система критеріїв виду “відношення” для задач класу А має вигляд:

$$A - I: R_i / S_i > 1 / \beta;$$

$$A - II: R_i / S_i > R_j / Z_j;$$

$$A - III: R_i / S_i \rightarrow \max,$$



696760

де β – заданий коефіцієнт;

i, j – індекси варіантів систем (проектів).

Таблиця 1.1 – Система критеріїв економічної ефективності

Номер Клас	I	II	III
A	$\beta R_I - S_I > 0$	$\beta R_I - S_I > \beta R_J - S_J$	$\beta R_I - S_I \rightarrow \max$
Б	$\beta R - S_I > 0$	$S_I > S_J$	$S_I \rightarrow \min$
B	$\beta R_I - S > 0$	$R_I > R_J$	$R_I \rightarrow \max$
A*	$P_I - V_I > 0$	$P_I - V_I > P_J - V_J$	$P_I - V_I \rightarrow \max$
Б*	$P_I - V_I > 0$	$V_I > V_J$	$V_I \rightarrow \min$
B*	$P_I - V > 0$	$P_I > V_J$	$P_I \rightarrow \max$

Аналогічно із задачами групи **A*** можна побудувати систему критеріїв виду “різниця” для задач класу **A-I**, **Б-I** і **B-I**. Коефіцієнт β може розглядатися як норматив – об’єктивно обумовлена оцінка результатів по витратах із задачі більш високого ієрархічного рівня.

Таким чином, залежно від мети економічного аналізу та характеру задач оцінки, в якості критеріїв економічної ефективності виробничої системи можуть розглядатися:

- витрати на функціонування та розвиток виробничої системи;
- економічні результати функціонування виробничої системи;
- співвідношення витрат і результатів, виражене в тій чи іншій формі.

При виборі критеріїв ефективності необхідно враховувати наступне:

1) Застосування критеріїв для задач типу III-A, III-B, III-B, тобто при визначенні оптимального (найефективнішого в заданих умовах) варіанта технічного рішення, ускладнюється в умовах невизначеності факторів, що впливають на ефективність виробничої системи. У цьому зв'язку обґрунтування оптимального варіанта повинно включати додаткові дослідження з перевірки стійкості оптимального рішення. Крім того, при зміні виробничої структури (у т.ч. складу технологічного устаткування), а також при зміні умов експлуатації варіант може вважатися оптимальним лише на відносно короткому проміжку часу. Проте розрахунок економічної ефективності здійснюється з урахуванням усього життєвого циклу технологій.

2) При рішенні задач II-A, II-B, II-B, пов'язаних з визначенням порівняльної ефективності, критерії повинні застосовуватися при неухильному дотриманні умов порівняння різних варіантів систем або заходів. Витримати ці вимоги досить складно в ситуації, коли однакові технології можуть мати різні умови експлуатації (екологічні, економічні, у т.ч. умови фінансового забезпечення) і, відповідно, матимуть різну економічну ефективність.

3) Критерії для задач I-B, II-B, III-B також мають обмежену область застосування через труднощі прогнозування результатів і забезпечення їхньої тотожності. Самі по собі витрати виробництва не відображають мети інвестування – одержання максимального прибутку, а відтак і переваги потенційних інвесторів.

4) Для задач I-B, II-B, III-B (витрати вважаються фіксованими) в умовах ринкового ціноутворення, а також різних форм залучення інвестиційного капіталу (наприклад, лізинг та ін.) витрати однакових систем або реалізація однакових заходів можуть бути різними, що у свою чергу вимагає проведення відповідних досліджень щодо тотожності витрат [4; 18-19; 41].

Техніко-економічний аналіз діяльності виробничих систем та прийняття на його основі рішення про ефективність функціонування системи повинен охоплювати всі стадії виробництва: від підготовки виробництва і будівництва підприємства до виводу його з експлуатації [1-2; 4-5; 30].

Виходячи з наведених міркувань, сфера застосування відзначених у табл. 1.1 критеріїв досить обмежена і може відноситися, як правило, до локальних заходів, не потребуючих тривалих термінів здійснення і значних фінансових ресурсів, тобто, коли витрати на впровадження заходів можуть бути покриті за рахунок власних коштів підприємства. Такими заходами в виробничих системах вугільної промисловості можуть бути, наприклад, підтримка необхідного рівня надійності за рахунок планових заходів з дегазації або впровадження прогресивних технологій.

Варто зазначити, що особливістю ряду виробничих процесів є коменсалістична залежність, при якій результати одного процесу впливають на результати іншого. Так, на сучасних вугільних шахтах високий рівень видобутку вугілля необхідний для забезпечення прийнятної фінансової прибутковості інвестицій. Зростаючі темпи

видобутку вугілля найчастіше призводять до більш високих обсягів викидів супутніх газів, у т.ч. метану. Стійкий видобуток вугілля не повинен обмежуватися нездатністю запобігти в шахтах появі концентрацій газу, які перевищують граничні норми безпеки, і ставитися під загрозу через неконтрольовані події, пов'язані з присутністю газу. Порушення норм газової безпеки веде до підвищення витрат, пов'язаних з виплатою штрафних санкцій, і наражає на небезпеку життя людей. Отже, успішне управління газовиділенням – ключовий фактор у забезпеченні рентабельності високогазоносних вугільних шахт [16, с. 149-150; 20, с. 100; 21, с. 35].

Таким чином, для виробничих систем, що відносяться до вугільної промисловості, суттєвим є аналіз сукупності факторів, що впливають на ефективність вуглевидобутку. До числа ендегенних факторів відносяться параметри, що характеризують технологію виробництва, управління газовиділенням, організацію експлуатації і керування режимами, форми організації виробничої діяльності. Екзогенні фактори характеризують взаємодію між суміжними типами виробництв (управління газовиділенням і дегазацією вугільних шахт, вуглевидобуток, рівень і структура енергоспоживання і т.ін.), природно-кліматичні умови, нормативно-правову регламентацію господарської діяльності, макроекономічні параметри.

Кількість факторів, що враховуються при аналізі конкретної виробничої системи, залежить від масштабів виробництва і його впливу на навколишнє середовище. Рівень показників за розглянутими групами факторів в остаточному підсумку визначає

техніко-економічні характеристики підприємства, і як наслідок – витрати та економічні результати його функціонування [2; 34; 43].

За сучасних умов вагомим є вплив дестабілізуючих впливів на динаміку техніко-економічних показників підприємств вугільної промисловості. Серед таких факторів впливовими є складнощі виконання технологічних операцій з дегазації та забезпечення контролю її ефективності, а також нестабільність фінансових розрахунків, соціальна напруженість та ін. [3; 16, с. 149; 33]. Врахування в економічному аналізі дії дестабілізуючих факторів здійснюється, як правило, на підставі статистичної інформації, коли відомий вид функції розподілу значень параметрів відзначених факторів. У цьому випадку можливо також оцінити і відповідні ризики. Але такі оцінки можна одержати лише в тому випадку, якщо дія цих факторів виявила себе на досить тривалому проміжку часу. Проте адекватний облік цих важкопрогнозованих факторів в сучасних умовах економіки України не може бути якісно здійснений методами статистичного аналізу і, відповідно, вимагає ситуаційного аналізу на основі імітаційного моделювання значень параметрів таких факторів [1-2; 13; 38; 48].

При моделюванні процесів функціонування виробничих систем необхідний облік ресурсних і режимних обмежень. Такі обмеження поділяються на жорсткі і нежорсткі. Жорсткими є обмеження, які у процесі вирішення відповідних задач не можуть бути порушені. У той же час, будь яке близьке наближення до границь жорстких обмежень не впливає на цільові функції задач. Нежорсткі обмеження

виявляються при будь-яких відхиленнях параметрів, що обмежуються, від заданих значень. Можливі і змішані обмеження, що представляють собою суміш жорстких і нежорстких обмежень [34; 43].

Так, при виборі чи оцінці заходів щодо дегазації вугільних шахт до жорстких обмежень відносяться забезпечення необхідного ступеня дегазації шахти, який відповідає встановленим нормам безпеки. До нежорстких обмежень можуть бути відповідно віднесені збитки від перерв у вуглевидобутку чи зниженні його темпів, спричинених недостатніми темпами дегазації вугільних пластів.

Досвід, накопичений на вугільних шахтах, показує, що інвестиції у впровадження “належної практики” експлуатації систем дегазації дозволяють скоротити простой, пов'язані з проблемами газовиділення, підвищити безпеку умов видобутку і створити можливості для утилізації великих обсягів газу та скорочення викидів. При цьому ефективна дегазація дозволяє знизити рівень вибухонебезпечності, спричиненої газовиділенням і, отже, зменшити небезпеку виникнення аварій. Зниження таких ризиків в свою чергу призводить до скорочення супутніх витрат [3; 16; 20-22; 29, с. 29-31; 31, с. 33-34; 33]. Узагальнені дані Євразійської економічної комісії з енергетики Організації Об'єднаних Націй свідчать, що обмеження, пов'язані з високою газоносністю вибоїв, яка в середньому на 10% скорочує ефективний робочий час підприємства через сповільнення або зупинку видобутку, можуть призвести до втрати доходів

вугільного підприємства в розмірі від 8 до 16 млн. дол. США в рік [58].

На вуглевидобувних підприємствах використовують різні способи дегазації, з яких найбільш ефективною є попередня дегазація вуглевмісного масиву. Час, необхідний для достатньої дегазації вугільного пласта, безпосередньо залежить від його проникності. Чим менша проникність вугілля, тим більше часу необхідно для проведення процедур дегазації з метою зниження газоносності до необхідного середнього значення. Навпаки, для вугілля з низькою проникністю потрібне буріння значно більшої кількості свердловин з тією метою, щоб до початку проведення гірничих робіт знизити рівні газоносності за метаном до бажаних. Факторами, які в кінцевому підсумку визначають здійсненність попередньої дегазації в умовах конкретного об'єкта, є наявний час для дегазації та витрати на буріння [3; 20, с. 101-102; 24, с. 71; 26, с. 7-8; 31, с. 33-35; 36, с. 149-150; 37; 46, с. 113-114].

До певного виду обмежень відносяться також і умови фінансового забезпечення процесу функціонування та розвитку виробництва. Як показує досвід здійснення проектів, спрямованих на дегазацію вугільних пластів, структура інвестиційного капіталу і умови повернення позикових коштів значно впливають на результати розрахунків економічної ефективності проекту. До числа основних факторів, що визначають умови фінансового забезпечення проектів щодо дегазації вугільних пластів, можна віднести наступні:

- 1) джерела формування інвестицій;

- 2) вартість проекту;
- 3) структура капіталу;
- 4) вартість капіталу;
- 5) форми залучення капіталу з зовнішніх джерел;
- 6) схема фінансування;
- 7) умови повернення позикових засобів і обслуговування боргів;
- 8) схема амортизації;
- 9) умови оподаткування;
- 10) методи обліку фактора ризику.

Для таких виробничих систем, як системи вугледобування, впливовими є не тільки такі фактори, як ресурсні обмеження, але і екологічне навантаження на навколишнє середовище, соціальні фактори, інфраструктурний характер природних монополій, необхідність дотримання необхідного рівня надійності процесів дегазації. Врахування в економічному аналізі так званих екстерналій (позитивних та негативних зовнішніх ефектів), є ще не вирішеною в повному обсязі задачею економічної науки не тільки для країн з перехідною економікою, але і для країн із розвинутими ринковими відносинами. Варіанти виробничих систем, ефективних з технічної точки зору, можуть бути неефективними з точки зору економічної, екологічної або соціальної ефективності. Отже в тих випадках, коли не вдається здійснити монетарну оцінку екстерналій та, відповідно, включити їх як витрати або результати певного виробництва в розрахунки економічної ефективності, необхідно здійснювати окремо оцінку і співставлення технічної, екологічної та соціальної

ефективності. Таку оцінку можливо здійснити лише з використанням широкого спектру методів, тобто застосувавши системний підхід до оцінки ефективності виробничих систем [7; 10-12; 27; 31-35].

Необхідно відзначити, що визначений за певний проміжок часу позитивний економічний ефект системи ще не є доказом абсолютної економічної ефективності системи. Зміна умов функціонування та реалізації управлінських рішень так чи інакше впливає на абсолютні показники економічного ефекту. Отже економічна ефективність є відносним поняттям і може змінюватися в залежності від таких факторних впливів, як співвідношення державного регулювання та ринкових відносин, системи управління (менеджменту) компанії, форм власності, кон'юнктури ринків сировини та кінцевої продукції, інвестиційного клімату, фінансових ризиків та інших факторів [8-11; 27; 35].

Розглянемо детальніше методи аналізу ефективності роботи виробничих систем. Безпосередній аналіз ефективності господарської діяльності підприємств включає в себе аналіз управління та фінансовий аналіз, що, в свою чергу, включає в себе відповідно внутрішньогосподарський та зовнішній фінансовий аналіз. В практичній діяльності економічних служб застосовуються такі види аналізу, як поточний (ретроспективний) аналіз, оперативний аналіз, перспективний аналіз, порівняльний аналіз, функціонально-вартісний аналіз, факторний аналіз. Інформаційною базою для системного аналізу ефективності підприємства є

оперативна інформація, бухгалтерські дані та фінансова звітність [1-2; 4-5; 25].

Існуючі взаємопов'язані методи економічного аналізу можна розподілити на класичні статистичні методи, що включають в себе спостереження, абсолютні та відносні величини (відсотки, коефіцієнти), середні величини (середнє арифметичне просте та зважене, середнє хронологічне, середнє геометричне), ряди динаміки (темпи росту, темпи приросту), зведення, таблиці, порівняння, групування, індексний метод, бухгалтерський метод, економічно-математичний метод, що включає в себе методи елементарної математики, класичні методи математичного аналізу (диференціювання, інтегрування), методи математичної статистики, економетричні методи – регресійний зв'язок, тедолінований (визначений) зв'язок, кореляційний, методи математичного програмування – лінійне програмування, методи економічної кібернетики, математичної теорії оптимальних процесів та евристичні методи – інтуїція, опитування.

Чітка класифікація цих методів ускладнюється виділенням однозначних класифікаційних ознак. У залежності від цілей дослідження і наявності вихідної інформації застосовуються різні показники і методичні прийоми. Методи системного аналізу можна розрізнати за сферою походження, сферою застосування, видом аналізу (таблиця 1.2.) [1-2; 4-5; 7; 14-15; 34-35; 38; 43; 48].

Загальна схема аналізу ефективності технологій являє собою послідовність операцій, представлених на рис. 1.1.

Таблиця 1.2 – Методи системного аналізу

Метод	Походження			Застосування				Вид	
	Е	Т	В	А	П	ПРО	Р	Як	Кл
Метод сценаріїв	•		•	•	•	•	•	•	
“Мозкова атака”	•			•	•	•	•	•	
Метод Дельфі	•			•	•	•	•	•	
Морфологічний аналіз	•	•		•	•	•		•	
Дерево рішень	•		•		•	•		•	•
Аналіз корисності	•	•			•	•	•	•	•
Аналіз “витрати-результати”	•			•	•	•	•		•
Лінійна оптимізація	•		•		•				•
Динамічна оптимізація	•		•		•				•
Теорія прийняття рішень	•		•		•		•	•	•
Імітація	•	•	•		•		•	•	•
Аналіз вартості	•	•	•		•			•	
Екстраполяція тренда	•			•	•		•		•
Колективна генерація ідей					•	•		•	
Регресія / кореляція	•			•	•				•
Інтерв'ю	•				•		•		
Історичні аналогії				•	•			•	
Економічні моделі	•			•	•				•
Аналіз ризику		•	•		•		•		•
Сіткове планування	•	•	•			•	•		•
Аналіз “витрати-випуск”	•				•	•			•
Мережі Петрі		•		•	•			•	•
Системна динаміка	•			•	•	•			•

Примітка: Е - економіка; Т - техніка; В - військові науки; А - аналіз; П - прогноз; О - оцінка; Р - рішення; Як - якісний; Кл - кількісний



Рис. 1.1 – Схема аналізу технологій

Виконувані операції можуть бути об'єднані в чотири групи:

- структуризація проблеми;
- визначення можливих наслідків використання техніки;
- оцінка (розрахунок) результатів і витрат;
- порівняння й ухвалення рішення про реалізацію.

Відповідно до такої схеми методи системного аналізу можна розділити за фазами чи етапами проведення досліджень на наступні категорії:

- а) методи аналізу – фаза опису та структуризації проблеми;
- б) методи прогнозування – фаза визначення функціональних показників і наслідків використання техніки;
- в) методи оцінки та вибору – фаза визначення значень обраних критеріїв і показників ефективності.

Таке представлення доцільне тому, що дозволяє здійснити вибір методу в залежності від конкретної задачі та етапу дослідження.

У літературі при описі окремих методів прийнято групувати методи системного аналізу за подібністю характерних ознак чи методологічних принципів [1-2; 4-5; 7; 38; 43; 48].

Відповідно до такого підходу надалі приведена коротка характеристика найбільш розповсюджених методів.

Методи експертних оцінок застосовуються у випадках:

- відсутності достовірної статистики про об'єкт дослідження;
- великої невизначеності середовища й умов функціонування об'єкта.

Визначення специфіки процедур для методів цієї групи здійснюється на основі аналізу вимог до експертів і їхніх оцінок: структуризації проблеми, експлікації і ранжування цілей, аналізу альтернативних шляхів досягнення мети, оцінки витрат на кожную альтернативу і рекомендацій з найбільш ефективних способів вирішення проблеми.

Морфологічна структуризація вимагає чіткого визначення функціональних характеристик чи об'єкта проблеми, які необхідно поліпшити, класифікації наукових принципів, на основі яких можливе поліпшення характеристик; аналізу різних комбінацій цих принципів і відсівання неприйнятних; оцінки комбінацій за ступенем здійснення і витрат на їх реалізацію; порівняння комбінацій за комплексним критерієм “витрати-ефективність-час”.

Метод “Дельфі” полягає в послідовному анкетуванні думок експертів різних областей науки і техніки та формуванні масиву інформації, що відображає індивідуальні оцінки експертів, засновані як на строго логічному аналізі, так і на інтуїтивному досвіді. Даний метод припускає використання серії анкет, у кожній з яких міститься інформація та думки, отримані з попередньої анкети. Таким чином, за допомогою методу “Дельфі” виявляється переважне судження фахівців з досліджуваного питання в обстановці, що виключає їхні прямі дебати між собою, але дозволяє їм разом з тим періодично зважувати свої судження з урахуванням відповідей і тверджень своїх колег.

Як інструмент для вирішення визначеного кола проблем може бути використана колективна генерація ідей. Процес висування нових ідей при “мозковій атаці” протікає у певному вигляді лавиноподібно: висловлена одним із членів групи ідея породжує або творчу, або критичну реакцію. Однак у силу правила заборони на критику негативні реакції також породжують позитивні результати. Результати сесії колективної генерації ідей з формальної сторони

являють собою систему ідей, найбільш коштовними елементами якої виявляються ідеї, безпосередньо пов'язані з раніше висловленими ідеями і представляють собою їхній розвиток; найвищу цінність мають також ідеї, що виникли в результаті об'єднання декількох пропозицій в одне.

Основна проблема використання експертних методів полягає в суб'єктивному характері оцінок, необхідності попередньої підготовки досліджень (вибір найбільш компетентних експертів), придатності лише для якісного аналізу. Суб'єктивізм, що притаманний методу експертних оцінок може бути пом'якшений за рахунок вибору найбільш кваліфікованих спеціалістів. В умовах невизначеності економічних умов, ці методи застосовуються досить часто, що можна пояснити відносною простотою і невисокою вартістю досліджень [1-2; 4-5].

Статистичні методи використовуються в основному для підготовки даних, приведення їх до вигляду, придатного для аналізу чи прогнозу.

Задачею регресивного аналізу є визначення функціональної залежності між змінними одного чи декількох рядів спостережень. За допомогою методу найменших квадратів визначають пряму (криву) регресії, що найкраще відбиває зв'язок між змінними. Вибір виду прямої (кривої) регресії визначається змістовною постановкою задачі аналізу. При визначенні взаємозв'язку завжди передбачається, що відомо, яка величина є аргументом, а яка – цільовою функцією.

У випадку кореляційного аналізу не цікавляться напрямком і формою залежності, а з'ясовують, наскільки сильний зв'язок між двома величинами чи рядами спостережень, що відносяться до тих самих об'єктів. Кількісно ступінь зв'язку характеризується коефіцієнтом кореляції.

Авторегресія, на відміну від використання взаємозалежностей між двома чи більше випадковими величинами, спрямована на виявлення взаємних зв'язків між значеннями однієї і тієї ж випадкової величини, рознесеними між собою на визначений проміжок часу. В основі авторегресії лежить гіпотеза про стаціонарність досліджуваного процесу, тобто збереження статистичних характеристик процесу без змін на ретроспективному проміжку часу, у сьогоденні і на період формування прогнозу.

При статистичній обробці даних визначають цілий ряд показників, що дають уявлення про характер взаємного впливу між величинами, що спостерігаються, чи розрахованими згідно моделі. Кореляція і регресія широко використовуються при проведенні факторного аналізу. Метою факторного аналізу є дослідження величини, так званого “фактора”, який би якнайточніше дозволив відтворити кореляції, що спостерігаються, з використанням відповідної процедури обчислень.

Автоматизація розрахунків в XX-XXI століттях дозволила обробляти великі кореляційні матриці, уможливила застосування методу Монте-Карло і моделювання в процедурах факторного аналізу [1-2; 4-5; 25; 43; 48].

Економіко-математичне моделювання являє собою метод наукового пізнання і може використовуватися як для імітації поведінки системи, так і для пошуку оптимального рішення, що відповідає обраному критерію (цільовій функції). На даний час відомий широкий спектр економіко-математичних моделей, що має свою класифікацію. Економіко-математичні методи і моделі – це сукупність методологічних принципів і методичних прийомів постановки економічних задач, способів їхньої формалізації у вигляді математичних та комп'ютерних моделей, а також методів модельних експериментів, якісного та кількісного аналізу рішень.

Економіко-математичні методи і моделі розвиваються в таких наукових дисциплінах, як економетрія, математична економіка, економічна кібернетика, теорія запасів, соціальна та економічна статистика, а також у багатьох прикладних дисциплінах математики. У короткому огляді неможливо охопити і дати хоча б коротку характеристику окремих економіко-математичних методів і моделей з метою визначення найбільш придатних для вирішення поставлених задач. Інколи сам по собі вибір методу або моделі стає самостійною задачею, яка потребує попередніх досліджень. Доцільно в цьому зв'язку, скористатися теоретичними висновками і рекомендаціями економічної кібернетики, оскільки ця наука займається питаннями застосування моделей і одержанням на їхній основі висновків для прийняття рішень в економічних системах (теорія прийняття рішень).

Економічна кібернетика є комплексом різних наук. Зміст економічної кібернетики можна визначити як сукупність знань про:

складні динамічні системи в економіці; інформацію й управління в економічних системах; управління процесами підготовки, прийняття й організації виконання управлінських рішень; основні закони та принципи, виведені у кібернетиці й застосовувані в управлінні економікою; види моделей і способи моделювання; методи моделювання економічних систем; способи дослідження виробництва і споживання з використанням кібернетичних моделей; автоматизовані системи управління як об'єкти кібернетичних досліджень і розробок [2; 34; 38; 43; 48].

З появою та поширенням електронних засобів обробки інформації, удосконалюванням їх апаратного і програмного забезпечення, в даний час одержали розвиток нові методи аналізу, такі як **імітаційне моделювання виробничих систем**. Переваги цього методу аналізу полягають у тому, що з'являється можливість: проводити експерименти не з об'єктом чи з окремим процесом, а з його математичною моделлю, що дозволяє проводити дослідження без втручання в роботу об'єкта; зміни окремих параметрів об'єкта з метою оптимізації, імітації чи визначення наслідків такої зміни, а також дослідження впливу окремих факторів; створювати моделі практично будь-якого рівня складності (агрегації) і формувати бази необхідних для дослідження даних.

Основними етапами імітаційного експерименту є: формулювання задач, мети дослідження; визначення області використання результатів; якісний аналіз об'єкта (процесу) і факторів, що визначають техніко-економічні показники; вибір параметрів і

побудова моделей, їхня математична перевірка, аналіз адекватності; проведення розрахунків по моделі відповідно до обраного плану експерименту. Кожний з перерахованих етапів містить визначений набір процедур і методи реалізації, для вибору яких необхідний попередній аналіз особливостей об'єкта дослідження і характеру розв'язуваної задачі. Так, наприклад, побудова моделі, у залежності від представлення реальної системи чи процесу, може ґрунтуватися на різних методах формалізації (мережі Петрі, агрегативна схема, апарат системної динаміки й ін.).

Моделювання окремих виробничих об'єктів і процесів, а також формуючих факторів найважливіших техніко-економічних показників складних систем (обсяг випуску, витрата ресурсів, продуктивності, собівартості, рентабельності, використання фондів і ін.) об'єктивно висуває необхідність створення системи моделей, взаємозалежних між собою і джерелами інформації, що мають, відповідно, математичне і програмне забезпечення. Така сукупність моделей називається імітаційною системою.

Імітаційне моделювання є лише засобом інформаційної підтримки процесу прийняття рішень, оскільки не відображає повною мірою всієї складності реальних виробничих систем. Разом з тим рівень адекватності і, відповідно, вірогідності результатів моделювання зростає зі збільшенням трудозатрат при побудові і підготовці моделі. Незважаючи на переваги імітаційного моделювання, цей метод системного аналізу є лише могутнім засобом інформаційної підтримки процесу прийняття рішень. Моделювання

дозволяє здійснити ситуаційний аналіз варіантів нових технічних рішень, що особливо важливо, оскільки від вибору найкращої стратегії в конкретних умовах залежить ефективність її реалізації [1-2; 4-5; 34; 35].

Методи багатокритеріального аналізу можна виділити в окрему групу методів. Задачі прийняття рішень у складних виробничих системах є, власне кажучи, задачами багатокритеріального аналізу. Для оцінки, порівняння і вибору варіантів управлінських чи технічних рішень, які, у загальному випадку, роблять багатосторонній вплив на технічне, економічне, екологічне і соціальне середовище, у залежності від можливостей монетарної оцінки застосовують кілька методів, які коротко характеризуються нижче.

Метод “витрати-результати” (англ. cost-benefit-analysis) являє собою абсолютну монетарну оцінку проектів (заходів). Критерієм ухвалення рішення про реалізацію служить різниця виражених у грошовій формі витрат і результатів. Якщо ця різниця позитивна – проект є ефективним і рекомендується для впровадження. Серед альтернатив відбирається проект, що має найбільшу позитивну різницю результатів і витрат. Важливою перевагою цього методу є можливість врахування невизначеності й аналіз ризиків. Основні труднощі застосування методу полягають у складності монетарної оцінки багатовимірних наслідків використання технологій. Певний прорив у подоланні цих труднощів останнім часом був досягнутий при оцінці екологічних впливів енерготехнологій, так званою “інтерналізацією зовнішніх витрат”. Так, наприклад, при оцінці

шкідливих екологічних впливів застосовується показник індивідуальної платоспроможності на усунення негативних наслідків, вартість середньостатистичного життя й ін. Подібний підхід (визначення витрат на усунення негативних ефектів) може бути застосований і для оцінки інших наслідків (технічних, соціальних).

Метод “витрати-ефективність” (англ. cost-effectiveness-analysis) дозволяє порівнювати альтернативи по вираженім у грошовій формі витратам на реалізацію і вираженім у фізичних одиницях наслідках використання технологій. Передумовою аналізу є принцип одномірності фізичного представлення наслідків – умова порівнянності порівнюваних варіантів (наприклад, зіставлення за обсягом викидів шкідливих речовин в атмосферу). У випадку неоднорідності наслідків, що на практиці відбувається найчастіше, оцінка і порівняння повинні здійснюватися окремо за кожним з параметрів (для екологічних – за видами викидів і забруднюючих речовин). Відповідно ускладнюється процедура обчислень і трудомісткість методу. Окремим випадком є порівняння за еквівалентними наслідками, коли перевага віддається варіанту з меншими витратами.

Метод оцінки корисності дозволяє ранжувати комплексні багатомірні альтернативи за перевагами осіб, що приймають рішення відповідно до їхньої системи цілей і важливості критеріїв. Сутність методу, таким чином, полягає в тому, щоб кількісно оцінити рівень досягнення визначених цілей і за допомогою вагових коефіцієнтів виразити всі ці рівні в одному показнику корисності. На першому

етапі формується ієрархічним чином організоване дерево цілей, що враховуються в ухваленні рішення. Основа дерева цілей (нижній ярус) приймають як ряд критеріїв K_i ($i=1, n$), якому ставиться у відповідність індикатор I_k – інтегральний показник рівня досягнення цілей. Наступною умовою методу оцінки корисності констатується, що при n незалежних критеріях K_i , де $i = 1, n$ і $n \geq 3$, існує функція корисності у вигляді:

$$N_k(I_{1k}, I_{2k}, \dots, I_{nk}) = \sum W_i v_i(I_{ik})$$

тоді, коли кожна пара критеріїв K_i, K_r незалежна від інших критеріїв.

Таким чином, складна проблема побудови єдиної функції корисності, що залежить від n індикаторів, у припущенні парної незалежності перетвориться в більш просту задачу – знайти n так званих одномірних “функцій досягнення цілей” $v_i(I_{ik})$ і n “коливач констант” W_i . Описуваний метод дуже близький до методів експертних оцінок, однак на відмінну від інших методів цієї групи, являє собою інструмент кількісного аналізу [1-2; 4-5; 7; 14-15; 34-35; 38; 43; 48].

Порівняння представлених методів дозволяє зробити наступні висновки:

- методи “витрати-результати” і “витрати-ефективність” базуються на розрахунках витрат і порівнянні прибутку;
- метод “витрати-ефективність” обмежується, по-суті, розглядом витратної сторони використовуваних товарів, природних і людських ресурсів, ціни на які визначаються на відповідних ринках;

- метод “витрати-результати” дозволяє додатково здійснити оцінку “неринкових” продуктів (наслідків) використання технологій. У цьому зв’язку особливо значимим і перспективним стає його застосування при оцінці ефективності впровадження нової техніки і технологій у виробничі процеси;

- метод оцінки корисності має недолік, який полягає у суб’єктивному виборі коефіцієнтів важливості критеріїв і не дає уяви про масштаби впливу технологій на зовнішнє середовище. Крім того ускладненою є оцінка економічного ефекту в грошовому вираженні, яка необхідна при використанні позикового капіталу і відповідного планування майбутніх виплат.

Оскільки кожна технологія має життєвий цикл (для енерготехнологій цей період досягає десятків років) практичне використання представлених методів вимагає додатково врахування принципу динаміки та використання інструментів фінансового аналізу.

1.2 Характеристика потокового методу спорудження дегазаційних свердловин

Потоковий метод — це форма організації виробничого процесу, яка ґрунтується на ритмічній повторювальності та узгодженості в часі основних і допоміжних операцій, що виконуються на спеціалізованих робочих місцях, розташованих за ходом технологічного процесу, де

передавання предметів праці з операції на операцію здійснюється з мінімальними витратами часу спеціальними транспортними засобами.

Потоковий метод характеризується:

- глибоким розчленовуванням виробничого процесу на операції;
- чіткою спеціалізацією робочих місць на виконанні визначених операцій;
- пропорційністю виконання операцій на всіх робочих місцях;
- розташуванням устаткування за ходом технологічного процесу;
- наявністю спеціального міжопераційного транспорту для переміщення предметів праці з операції на операцію;
- високим рівнем безперервності виробничого процесу, що досягається забезпеченням рівності або кратності тривалості операцій такту потоку (такт — період між двома черговими виробами, що сходять з останньої операції потокової лінії; величина, обернена такту, називається ритмом потокової лінії).

Важливою характеристикою потокового методу організації виробничого процесу є виробничий цикл, під яким прийнято розуміти впорядковану сукупність усіх процесів, через які проходить виріб від початку до закінчення його виготовлення. Виробничий цикл характеризується відповідною структурою та тривалістю.

Циклом будівництва нафтогазової свердловини, в тому числі дегазаційної, можна вважати комплекс робіт, який розпочинається з

підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового обладнання, перевезенням його на нову ділянку і рекультивацією земельних угідь.

Важливим організаційно-технологічним аспектом циклу будівництва нафтогазових свердловин є його поділ на відповідні етапи, серед яких: будівництво наземних споруд і монтаж бурового обладнання, буріння і кріплення свердловини, випробовування продуктивних об'єктів. Крім того, в межах зазначених етапів можна спостерігати виконання комплексу робіт, який включає будівництво доріг, водоводів, ліній електропередач і зв'язку, транспортування та монтаж бурового устаткування і споруд, буріння і кріплення стовбура свердловини, випробування продуктивних пластів і т. д. Всі згадані вище та інші види робіт, які входять у цикл будівництва свердловини відрізняються один від одного технологічними особливостями, застосовуваними технічними засобами, витратами матеріальних, фінансових та людських ресурсів [3; 39; 42; 47; 50; 63-64].

Види робіт, пов'язані з будівництвом нафтогазових свердловин, можна класифікувати наступним чином: підготовчі, монтажні-демонтажні, бурові та випробувальні роботи.

Процес спорудження дегазаційних свердловин – це окремі підготовчі, монтажні-демонтажні та технологічні операції, до яких відносяться:

- 1) облаштування поверхневого комплексу, яке включає переїзд бурової установки на нове місце; проведення земляних робіт; будівництво тимчасових доріг, комунікацій, будівель та інше;
- 2) монтаж бурової установки;
- 3) буріння свердловини під кондуктор та основну колону;
- 4) кріплення стінок свердловини обсадними трубами та цементування затрубного простору між стінками свердловини і колоною обсадних труб;
- 5) виклик притоку газу в свердловину та його утилізація;
- 6) демонтаж бурового обладнання та проведення завершальної стадії земляних робіт.

Для буріння дегазаційних свердловин використовують стаціонарні, мобільні та пересувні бурові установки. Стаціонарні бурові установки – це громіздкі, металоємні конструкції, які призначені для тривалого буріння глибоких свердловин. Враховуючи те, що сучасні умови вуглевидобутку характеризуються необхідністю дегазувати відповідну ділянку безпосередньо перед проходом лави, виникає потреба як у скороченні тривалості спорудження дегазаційної свердловини, так і у зменшенні вартості цих робіт. Вирішення цих завдань можливе за умови використання мобільних та пересувних бурових установок. В мобільних бурових установках в якості транспортної бази використовують самохідні шасі високої прохідності, а пересувні установки не мають власної транспортної бази [3; 50].

Крім потокового методу організації виробничого процесу, виділяють послідовний та паралельний. При застосуванні

послідовного методу організації робіт до будівництва дегазаційних свердловин виконання всіх процесів відбувається послідовно у певній технологічній залежності (переїзд бурової установки на нове місце, риття котловану та вивіз ґрунту, будівництво тимчасових під'їзних доріг, монтаж бурової установки, буріння, цементування затрубного простору, монтаж гирлової обв'язки, демонтаж бурового обладнання, засипка котловану на свердловині). В цьому випадку бурова бригада буде виконувати роботи від початку і до закінчення виробничого циклу, а після його завершення переміститься на інший об'єкт. При послідовному методі будівництва кожна свердловина зводиться по завершенні всіх робіт на попередньому об'єкті. Такий метод виконання робіт супроводжується змушеними перервами в роботі як окремих робітників, так і бригади загалом.

Можна будівельні процеси почати й закінчити на всіх об'єктах одночасно. При цьому час будівництва всіх об'єктів буде дорівнює часу будівництва одного об'єкта, однак будуть потрібні значні матеріально-технічні ресурси. Такий метод ведення робіт називається паралельним методом.

Потоковий метод виконання робіт сполучає послідовний і паралельний методи, зберігаючи переваги обох методів й усуваючи недоліки кожного з них окремо. Сутність використання потокового методу спорудження дегазаційних свердловин можна пояснити наступним прикладом. Припустимо, що потрібно пробурити m однакових дегазаційних свердловин. Основними процесами для спорудження кожної з них будуть процеси, суть яких приведена

вище. Якщо виконання зазначених процесів відбувається послідовно, то зовсім не обов'язково чекати закінчення одного із процесів, щоб почати наступний. Весь процес спорудження дегазаційної свердловини можна розділити на окремі ділянки, кількість яких відповідає кількості операцій, які необхідно здійснити. При цьому обсяг виконуваних робіт на відповідних ділянках може бути не однаковий.

Графіки будівництва дегазаційних свердловин послідовним, паралельним та потоковим методами наведено на рис. 1.2.

Позначимо час виконання всіх процесів будівництва однієї дегазаційної свердловини $T_{ц}$, а процеси на окремих ділянках цифрами 1... 6, попередньо припустивши, що процес будівництва свердловини включає шість приведених вище етапів. При послідовному методі ведення будівельних робіт (рис. 1.2 а) час на спорудження m свердловин складе $T = T_{ц}m$, при цьому інтенсивність споживання матеріально-технічних ресурсів буде $r = R/m$ (де R — загальні витрати ресурсів на будівництво m свердловин). При паралельному методі (рис. 1.2 б) всі свердловини споруджуються одночасно й час на їх спорудження дорівнює часу на будівництво однієї свердловини $T=T_{ц}$, а кількість матеріальних ресурсів буде дорівнює $R=rm$. Використання такого підходу в умовах діяльності українських вугледобувних підприємств є ускладненим, зважаючи на обмежені можливості здійснення значних капіталовкладень у придбання m одиниць комплектів бурового обладнання.

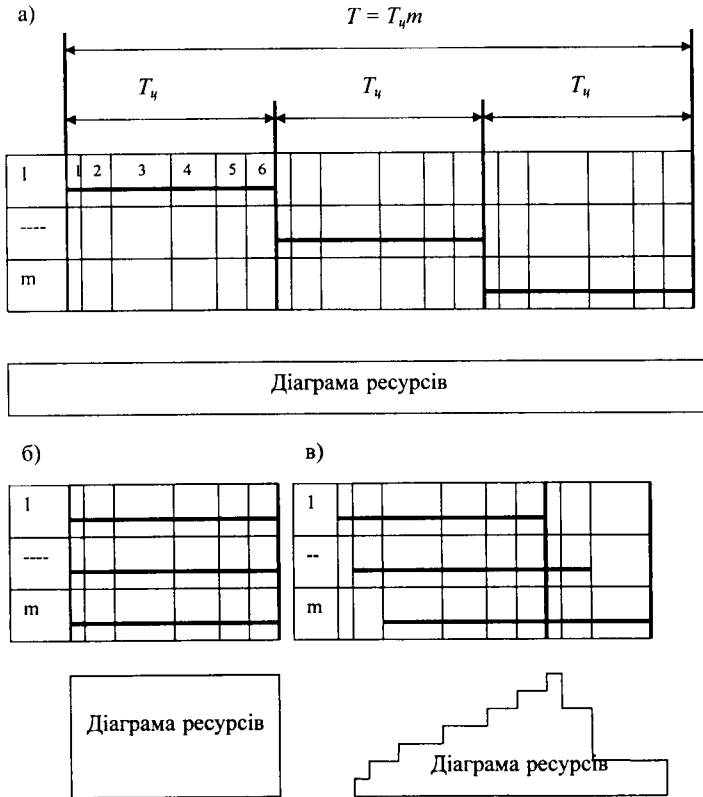


Рис. 1.2 – Графіки будівництва дегазаційних свердловин різними методами
а – послідовним; б – паралельним; в – поточковим

У випадку виконання будівельних робіт поточковим методом (рис. 1.2 в) комплексний процес розділяють на n складових процесів (у нашому випадку на 6), для кожного з яких призначають тривалість і сполучають їхнє ритмічне виконання за часом на різних об'єктах,

забезпечуючи тим самим послідовне здійснення однорідних процесів і паралельне виконання різнорідних.

Будівництво m дегазаційних свердловин потоковим методом вимагає менше часу ($T < T_{цm}$) у порівнянні з послідовним, а інтенсивність споживання матеріально-технічних ресурсів менша в порівнянні з паралельним. Для організації будівельного потоку необхідно виробничий процес розділити на складові, доручивши їхнє виконання робітникам відповідних професій; створити виробничий ритм і сполучити в часі виробництво складових процесів.

Приведені вище теоретичні положення щодо використання потокового методу організації виробничого процесу при спорудженні дегазаційних свердловин дають підстави зробити наступні висновки і окреслити напрямки подальшого обґрунтування його доцільності:

- для розширення можливостей системи дегазації ефективно використовують технологію вилучення метану за допомогою свердловин, пробурених з поверхні;

- головною проблемою при дегазації з поверхні є необхідність максимального скорочення часу спорудження дегазаційної свердловини;

- потоковий метод організації будівництва дегазаційних свердловин дозволяє забезпечити зростання ефективності вуглевидобутку (зменшення кількості аварій, простоїв та інше) та зменшити витрати на дегазаційні заходи;

- зважаючи на представлені вище аргументи на користь застосування потокового виробництва при спорудженні дегазаційних

свердловин з поверхні, доцільним є теоретико-методологічне обґрунтування мікроекономічного ефекту від запропонованих змін;

- для підвищення ефективності впровадження потокових технологій спорудження дегазаційних свердловин, крім організаційних заходів, необхідні конструкційні зміни, обґрунтування економічної ефективності яких є важливим завданням;

- впровадження ряду організаційних та технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин дозволяє отримати економічний ефект, запропонована методика розрахунку якого може стати універсальною для економічної оцінки доцільності подальшого вдосконалення організаційних та технічних аспектів виробничого процесу.

1.3 Мікроекономічні аспекти потокових технологій організації процесу спорудження дегазаційних свердловин

Основною метою застосування потокових технологій спорудження дегазаційних свердловин є випереджаючі темпи вилучення метану з метою гарантування безпеки при вуглевидобутку та забезпечення високого рівня видобутку вугілля, необхідного для забезпечення прийнятної фінансової прибутковості інвестицій.

Отже, в цьому випадку можна виділити два процеси, які знаходяться в прямій залежності – дегазація (і пов'язаний з нею процес буріння свердловин) і безпосередньо видобуток вугілля [6,

с. 13-15; 26, с. 7-8; 39; 44; 45, с. 20-21; 57; 62; 65]. Швидкість здійснення першого процесу буде визначати швидкість просування очисного вибою і, відповідно, рівень видобутку вугілля. Тому особливого значення набуває швидкість і ефективність процесу буріння, які залежать від величини капіталу підприємства: більш функціональне, а отже і дороге устаткування та пов'язані з ним значні витрати забезпечують менший час буріння в порівнянні з менш функціональним обладнанням. Дана зворотна залежність між факторами виробництва зумовлює необхідність вирішення таких завдань:

1) оцінити вплив фактора часу на результат виробничого процесу, розглядаючи час як окремий фактор виробництва;

2) знайти значення капіталу підприємства, яке буде відповідати заданій величині часового фактора і забезпечувати оптимальну комбінацію капіталу і часу для мінімізації витрат (в даному випадку під капіталом слід розуміти сукупність основних фондів підприємства і оборотних засобів, необхідних для обслуговування виробничого процесу) [46, с. 114].

Відповідно до базових постулатів економічної теорії, процес виробництва залежить від факторів виробництва, цін на них і відповідної технології. Залежність між кількістю факторів виробництва, що використовуються і максимально можливим при цьому обсягом випуску продукції являє собою виробничу функцію $f(): R \rightarrow \mathfrak{R}$, яка представляє технологію Y , якщо при кожному $r \in R$ величина $f(r)$ є значенням наступної задачі:

$$y^0 \rightarrow \max_y \quad (1.1)$$

$$(-r, y^0) \in Y'$$

де Y – технологічна множина;

R – проекція технологічної множини Y на простір векторів витрат, тобто: $R = \{r \in \mathfrak{R}^n \mid \exists y^0 \in \mathfrak{R}^m : (-r, y^0) \in Y\}$;

r – вектор витрат, $r \in \mathfrak{R}^n$;

y – обсяги випусків, $y \in \mathfrak{R}^m$;

n – кількість факторів виробництва;

m – кількість видів продукції, що випускається.

У класичному варіанті всі фактори виробництва представлені у вигляді трьох агрегатів: праця, капітал і рівень науково-технічного прогресу. Проте дослідження останніх років [60] показують, що нарівні з даними факторами істотне значення набувають інтелектуальний капітал, підприємницькі здібності і час. Саме час як фактор виробництва є особливим економічним ресурсом, хоча він має універсальний характер. Без наявності часу не протікає жодна діяльність і в системі економічних відносин час завжди кількісно обмежений і не відтворюваний [10]. Дане твердження має особливе значення для послідовних виробничих процесів, в яких початку одного процесу передують закінчення іншого. До таких процесів відносять процес буріння для дегазації шахт. У цьому випадку за інших рівних умов швидкість процесу буріння буде визначати швидкість просування шахтної лави, тобто буде одним з факторів, що визначають пропускну здатність шахти. Оскільки в цьому випадку кінцевий результат залежить від швидкості робіт з буріння, то час

може виступати одним з факторів виробничої функції даного процесу. Таким чином, виробнича функція процесу поточних швидкісних технологій буріння може мати вигляд:

$$Q = H^\alpha K^\beta, \quad (1.2)$$

де H – час, необхідний на виробництво однієї одиниці продукції;

K – капітал;

α, β – параметри виробничої функції.

У свою чергу, залежність між обсягами виробництва і мінімально необхідними для цього витратами являє собою функцію витрат. Перехід від виробничої функції до функції витрат передбачає формалізацію виду виробничої функції, її грошову оцінку, побудову зворотної функції, яка і буде функцією витрат.

Для кожного вектора y множина витрат $V(y)$ – це множина векторів витрат факторів виробництва, які забезпечують випуск при даній технологічній множині Y , тобто: $V(y) = \{r \mid (-r, y) \in Y\}$.

При цьому функція витрат повинна відповідати наступним вимогам:

(1) позитивно однорідна першого ступеня за цінами факторів виробництва: $c(\eta w, y) = \eta c(w, y) \forall y, \forall w \in W(y)$;

(2) увігнута за цінами факторів виробництва на будь-якій опуклій підмножині множини $W(y)$;

(3) монотонна за цінами факторів і випуску продукції;

(4) неперервна за цінами на внутрішності множини $W(y)$, $\text{int } W(y)$.

На практиці функція витрат, що відповідає окресленим вище вимогам, може бути представлена наступним чином:

$$Z = r_H H + r_K K, \quad (1.3)$$

де r_H, r_K – ціни одиниць факторів виробництва (константа).

Згідно з положеннями мікроекономіки, підприємство в довгостроковому періоді прагне мінімізувати свої витрати. Це означає, що для отримання функції витрат можна скористатися функцією Лагранжа:

$$\Phi = r_H H + r_K K - \lambda(H^\alpha K^\beta - Q), \quad (1.4)$$

де λ – множник Лагранжа.

Мінімум функції досягається при рівності часткових похідних по H і K нулю:

$$\begin{cases} \frac{\partial \Phi}{\partial H} = r_H - \lambda \alpha K^\beta H^{\alpha-1} = 0 \\ \frac{\partial \Phi}{\partial K} = r_K - \lambda \beta H^\alpha K^{\beta-1} = 0 \end{cases}, \quad (1.5)$$

Виходячи з даної системи рівнянь, величина фактора виробництва (K) дорівнює:

$$K = \frac{\beta r_H}{\alpha r_K} H, \quad (1.6)$$

При цьому значення фактора визначається наступним чином:

$$H = Q^{1/\alpha} K^{\beta/\alpha}, \quad (1.7)$$

Крива загальних витрат у довгостроковому періоді, що відповідає мінімальним загальним витратам, має вигляд:

$$LTC = \frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} \frac{\alpha}{r_H^{\alpha+\beta}} \frac{\beta}{r_K^{\alpha+\beta}} Q^{\frac{1}{\alpha+\beta}}, \quad (1.8)$$

При цьому величина середніх витрат складе:

$$LAC = \frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha+\beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} Q^{1-\frac{\alpha+\beta}{\alpha}}, \quad (1.9)$$

Крива граничних витрат у довгостроковому періоді має вигляд [46, с. 115]:

$$LMC = \left(\frac{r_H}{\alpha} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha+\beta}} \left(\frac{r_K}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha+\beta}} Q^{\frac{1-\alpha-\beta}{\alpha+\beta}}, \quad (1.10)$$

Графічно дані криві наведено на рис. 1.3.

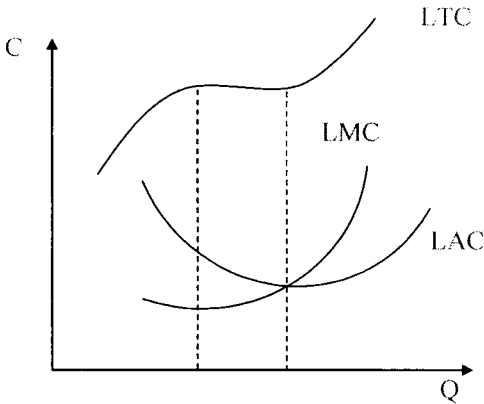


Рис. 1.3 – Криві загальних і середніх витрат у довгостроковому періоді

Поєднання технологічних та фінансових можливостей підприємства в довгостроковому періоді здійснюється за допомогою об'єднання карт ізоквант і ізокост (рис. 1.4).

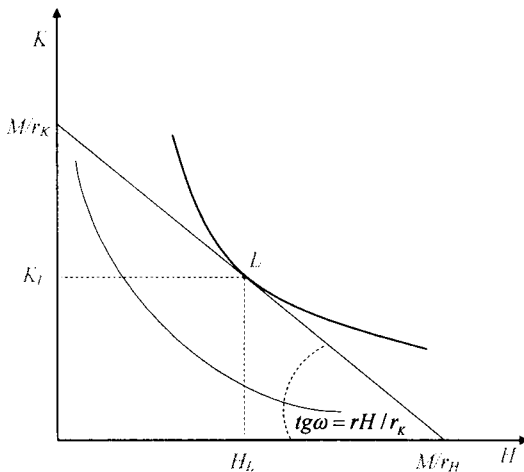


Рис. 1.4 – Карта технологічних та фінансових можливостей підприємства

Точка дотику ізокости та ізокванти (L) визначає комбінацію факторів виробництва, яка забезпечує мінімальні витрати на заданий обсяг виробництва або дозволяє вирішити зворотнє завдання – забезпечити максимально можливий випуск за фіксованої суми витрат.

Рішення даної задачі відповідає рівновазі виробника – виробництво в довгостроковому періоді з мінімальними витратами. Даний стан спостерігається при рівності відношень граничних продуктивностей факторів виробництва та цін на ці фактори:

$$\frac{MP_H}{MP_K} = \frac{r_K}{r_H}.$$

У свою чергу, функція пропозиції виражає залежність між обсягом виробництва та обсягами факторів, що визначають цю кількість (рис. 1.5). Початок даної функції розташоване в точці перетину кривих середніх та граничних витрат (U). Це пов'язано з тим, що виробництво нижче цієї точки не покриває всі витрати підприємства. Тому, чим нижче розташована дана точка, тим вище запас фінансової міцності у підприємства і в більш вигідному становищі порівняно з конкурентами воно знаходиться.

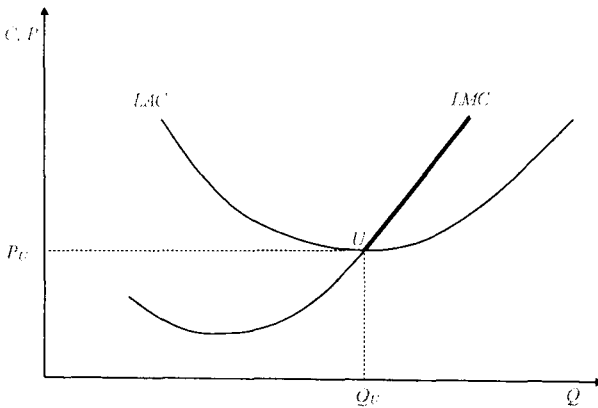


Рис. 1.5 – Крива пропозиції в довгостроковому періоді

Визначимо, яким чином фактори виробництва впливають на координати цієї точки. Для знаходження точки перетину прирівняємо ці криві між собою [46, с. 117]:

$$\begin{aligned}
\frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} Q^{1 - \frac{\alpha - \beta}{\alpha + \beta}} &= \left(\frac{r_H}{\alpha} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} \left(\frac{r_K}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} Q^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}} \Rightarrow \\
\frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} (H^\alpha K^\beta)^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}} &= \left(\frac{r_H}{\alpha} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} \left(\frac{r_K}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} Q^{1 - \frac{\alpha - \beta}{\alpha + \beta}} \Rightarrow \\
Q^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}} &= \frac{\frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} (H^\alpha K^\beta)^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}}}{\left(\frac{r_H}{\alpha} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} \left(\frac{r_K}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}}} \Rightarrow \\
Q^S &= \frac{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta} \sqrt{\frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} (K^\beta)^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}} (H^\alpha)^{\frac{1 - \alpha - \beta}{\alpha + \beta}}}}{\left(\frac{r_H}{\alpha} \right)^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} \left(\frac{r_K}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}}}, \quad (1.11)
\end{aligned}$$

Таким чином, отримана залежність дозволяє стверджувати, що зменшення часу виробництва (права частина залежності) при незмінних значеннях капіталу (ціни факторів виробництва постійні, коефіцієнти виробничої функції теж) дозволяє зменшити початкове значення кривої пропозиції. Тому підприємство, яке зменшує час виробництва продукції (при тому, що сам обсяг виробництва залишається незмінним), отримує додатковий запас фінансової міцності або додатковий прибуток, порівняно з підприємствами з великими витратами часу.

Слід зазначити, що між капіталом і часом виробництва існує зворотна залежність: зростання капіталу дозволяє зменшити час виробництва, при цьому нестача капіталу може компенсуватися

збільшенням часу виробництва. Для того щоб визначити кількість капіталу, необхідного для скорочення часу виробництва, скористаємося формулою загальних витрат. Як зазначено раніше, дана залежність показує мінімально необхідний обсяг факторів виробництва:

$$\begin{aligned}
 LTC &= \frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} (H^\alpha K^\beta)^{\frac{1}{\alpha + \beta}} \Rightarrow \\
 LTC &= \frac{\alpha + \beta}{\alpha} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} \Rightarrow \\
 K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} &= LTC \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} r_H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} r_K^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} H^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}} \Rightarrow \\
 K^* &= \sqrt[\frac{\beta}{\alpha + \beta}]{LTC \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \left(\frac{\alpha}{\beta} \right)^{\frac{\beta}{\alpha + \beta}} (r_H H)^{\frac{\alpha}{\alpha + \beta}}}, \quad (1.12)
 \end{aligned}$$

Отже, щоб витрати підприємства були на мінімальному рівні, необхідно, щоб фактичне значення капіталу ($K_{факт}$) було не більше оптимального (K^*).

Таким чином, виведена залежність між доходами, отриманими в результаті процесу буріння, у вигляді кривої пропозиції і часом буріння, як особливої економічної категорії даного виробничого процесу. Дана залежність дозволяє оцінити напрям і силу впливу фактора часу буріння на кінцеві результати діяльності підприємства. Крім того, виявлено залежність між розміром мінімально необхідного капіталу підприємства, необхідного для буріння, і заданою величиною часу, що витрачається на буріння однієї свердловини.

Дана залежність дозволяє визначити необхідне значення капіталу підприємства, що забезпечує мінімальні витрати підприємства, пов'язані з процесом буріння [46, с. 118]. Отримані залежності можуть служити основою для побудови системно-динамічних моделей економічного процесу буріння свердловин для попередньої дегазації.

1.4 Теоретичні підходи до обґрунтування економічної ефективності конструкційних змін у процесах спорудження дегазаційних свердловин за потоковими технологіями з використанням порівняльного методу

Важливою складовою формування економічної ефективності процесу спорудження дегазаційних свердловин є її конструкція, яка являє собою схему облаштування, на якій зазначені глибина свердловини, діаметри на різній глибині, місця кріплення свердловини обсадними трубами або місця цементування відповідних зон.

Головними вимогами, які виставляються до конструкцій дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні є:

- безперешкодне переміщення метану з діючого очисного забою;
- недопущення зв'язку свердловини з водоносними горизонтами і водоносних горизонтів між собою;

- запобігання передчасній деформації свердловини;
- термін служби на оптимальних технологічних режимах не менше одного року.

Такий важливий параметр конструкції свердловини, як її кінцевий діаметр, вибирають залежно від зовнішнього діаметра експлуатаційної колони, який в місці перетину свердловиною розроблюваного пласта повинен бути не менше 100 мм, глибини розробки, очікуваного дебіту газоповітряної суміші та кількість одночасно працюючих на ділянці свердловин.

У шахтоуправлінні “Покровське” вибір кінцевого діаметра свердловини обумовлений бажанням отримати максимальний ефект від застосування дегазації, тобто максимальний обсяг вилученого метану при мінімальній вартості спорудження дегазаційних свердловин. Як критерій оптимальності вибору кінцевого діаметра приймають вартість метану B_M на гирлі свердловини без урахування витрат на доставку газу споживачу [3]:

$$B_M = \frac{B_C}{V_M} \quad (1.13)$$

де B_C – загальні витрати на спорудження дегазаційної свердловини, що включають заробітну плату, вартість обсадних труб і амортизацію бурового обладнання. Додаткові витрати, пов'язані з доставкою обладнання, підведенням електроенергії тощо враховують загальним коефіцієнтом, що складає 30 % від основних витрат;

V_M – середній обсяг метану, який отримують з однієї свердловини, м³.

При виборі кінцевого діаметра свердловини необхідно враховувати, що для якісного герметичного встановлення експлуатаційної колони просвіт між експлуатаційною колоною і стінками свердловини повинен бути не менше 30-50 мм. Вибираючи кінцевий діаметр свердловини, слід мати на увазі, що збільшення діаметра свердловини веде до значного подорожчання вартості її спорудження.

Внутрішній діаметр експлуатаційної колони дегазаційної свердловини вибирають з урахуванням різних факторів, наприклад, залежно від попередньо розрахованого дебіту свердловини (за відомою газонасінстю вироблюваних пластів). Зазвичай внутрішній діаметр експлуатаційної колони дегазаційних свердловин при очікуваному дебіті від 8 до 35 м³ / хв приймають у межах від 100 мм (при зовнішньому діаметрі труб 108 мм) до 119 мм (при зовнішньому діаметрі труб 127 мм). Проведений аналіз ефективності газовіддачі в шахтоуправлінні “Покровське” показав, що дебіт метану, що вилучається свердловиною, збільшується з ростом внутрішнього діаметра експлуатаційної колони (а значить, і діаметра свердловини) і відстані між гирлами свердловин, але при цьому збільшуються витрати на спорудження свердловини.

Репрезентативним з точки зору практичного застосування різних конструкцій дегазаційних свердловин, що використовуються на Донбасі, є досвід роботи ПАТ “Шахтоуправління “Покровське”.

Ділянка робіт розташована в Червоноармійсько-Західному вугленосному районі, який є складовою частиною Червоноармійського геолого-промислового району Донбасу. У геологічному відношенні розріз ділянки робіт складний через наявність нестійких та різних за міцністю порід, які потребують посилення стінок свердловини тампонуванням або установкою обсадних труб. Заводнені піски, що залягають до глибини від 14 до 20 м, передбачають необхідність встановлення напямної колони. Крім того, в геологічному розрізі зустрічаються потужні зони тріщинуватих порід, тектонічні порушення і водоносні горизонти четвертинних, неогенових і кам'яновугільних відкладень з низьким пластовим тиском, що викликають поглинання бурового розчину частково чи повністю і тому вимагають застосування додаткових технологічних заходів щодо забезпечення безаварійного буріння свердловини з подальшим кріпленням її стінок.

Через високу газоносність ділянки робіт і наявність газоносних покладів (на глибині близько 900 м) бурові роботи з глибини 150 м виконують з урахуванням вимог з безпечного ведення бурових робіт при газопроявах, що ускладнює технологію і збільшує час на спорудження свердловини. Свердловини розташовані на відстані 100-125 м від вентиляційних штреків, тому доводиться припиняти буріння вище верхньої межі вугільного пласта, а буріння на кінцевій глибині виконувати з особливою обережністю [3; 6; 29].

Враховуючи невизначеність техногенних змін в товщині породи, можливі зони геологічних ускладнень, зв'язаних з

поглинанням бурового розчину і обвалами стінок свердловини, на підприємстві були розроблені і використані декілька варіантів конструкцій свердловин. Це дало можливість не тільки забезпечити пошук найбільш надійної конструкції з точки зору її технічних характеристик, а й дозволило виявити економічну ефективність в процесі їх вдосконалення.

Фахівцями підприємства спільно з Державним Макіївським науково-дослідним інститутом з безпеки робіт у гірничій промисловості (МакНДІ) було розроблено конструкцію свердловини з наступними характеристиками:

- діаметр кондуктора становить 168 мм при діаметрі буріння 295,3 мм з цементуванням затрубного простору на всю глибину;
- діаметр технічної колони становить 108 мм при діаметрі свердловини 151 мм;
- цементування затрубного простору технічної колони відбувається на її повну довжину методом цементування під тиском;
- діаметр буріння під експлуатаційну колону становить 93 мм;
- газоприймальну частину експлуатаційної колони („хвостовик”) з внутрішнім діаметром 89 мм розташовують на 20 м вище від закінчення технічної колони;
- затрубний простір хвостовика не цементується.

В результаті аналізу конструкції свердловини з „хвостовиком” діаметром 89 мм з врахуванням наявного бурового обладнання встановлено, що спорудження свердловини даної конструкції є ускладненим. В комплекті бурової установки відсутні бурильні труби

і долота малого діаметру, які необхідно використовувати для розбурювання цементного стакану всередині обсадної колони діаметром 89 мм після її цементування. Враховуючи величину витрат на придбання бурильних труб і доліт, технічними службами ПАТ “Шахтоуправління “Покровське” було запропоновано виготовляти „хвостовик” з обсадних труб діаметром 108 мм [21-23].

Зважаючи на те, що однією з найважливіших передумов підвищення ефективності спорудження дегазаційних свердловин є скорочення часу їх будівництва, спеціалістами підприємства був проведений аналіз часу виконання окремих операцій при спорудженні свердловини з діаметром „хвостовика” 108 мм, який засвідчив наступні тенденції:

- продуктивний час спорудження свердловини складає в середньому 283 год., в тому числі безпосередньо на бурінні затрачається близько 100 год.;

- дана конструкція не дозволяє підвищити швидкість спорудження свердловини при переході на буріння з меншим діаметром під „хвостовиком” у зв’язку з необхідністю застосування доліт невеликого діаметру, використання яких зменшує механічну швидкість буріння;

- при опусканні „хвостовика” діаметром 108 мм спостерігаються випадки його підclinювання, що призводить до зростання часу виконання даної операції та ускладнює доступ газу в газоприймальну частину;

- використання передбаченої даною конструкцією гирлової труби з метою закріплення нестійких порід верхньої гирлової частини розрізу значно збільшує час спорудження свердловини.

З метою усунення недоліків конструкції свердловини з гирловою трубою і „хвостовиком”, а також для скорочення матеріальних витрат та часу спорудження дегазаційних свердловин без втрати їх експлуатаційних властивостей, було прийняте рішення про перехід на одноколонний варіант конструкції свердловини без „хвостовика”. В цьому випадку буріння свердловини від кондуктора до проектної глибини відбувається одним діаметром з виходом експлуатаційної колони на поверхню.

Аналіз часу на виконання окремих операцій при спорудженні свердловин з одноколонною конструкцією засвідчив наступні тенденції:

- скоротився час на безпосереднє (чисте) буріння свердловини приблизно на 5-6 год. Це пояснюється тим, що буріння свердловин діаметром 193,7 мм під експлуатаційну колону виконують одним рейсом без витрат часу на переоснащення низу бурової колони для буріння свердловини під „хвостовик”;

- скоротився в середньому на 9 год. час на встановлення обсадної колони без „хвостовика”, оскільки тепер кріплення виконувалось однією колоною;

- механічна швидкість буріння такої свердловини значно вища (8-9 м/год) порівняно з швидкістю буріння свердловини під „хвостовик” (5-7 м/год). Це пояснюється тим, що при бурінні

свердловини діаметром 193,7 мм використовуються УБТ діаметром 165 і 171 мм (замість діаметра 108 мм), які дозволяють створювати значне осьове навантаження на долото.

Таким чином, при використанні вдосконаленої конструкції відбувається зменшення часу на встановлення однієї колони при виключенні часу на буріння під “хвостовик” меншим діаметром.

Досвід спорудження дегазаційних свердловин з однією колоною діаметром 146 мм дозволив встановити наступне:

- час на спорудження таких свердловин глибиною до 800 м залишається значним і становить в середньому 230 год;
- металомісткість, а разом з тим і вартість колони обсадних труб діаметром 146 мм достатньо висока;
- ускладнене використання гвинтового вибійного двигуна (ГВД) у свердловині діаметром 193,7 (під колону 146 мм), оскільки для його роботи необхідно подавати буровий розчин одночасно двома насосами і таким чином відсутній резервний насос на випадок аварії.

З огляду на це, на ПАТ “Шахтоуправління “Покровське” перейшли на кріплення свердловини однією колоною трубами діаметром 108 мм ніпельного з'єднання без втрати аеродинамічних властивостей свердловини під час її експлуатації. При переході на буріння долотом діаметром 165 мм типу PDC для установки колони діаметром 108 мм зменшується обсяг затрубного простору, а, отже, і кількість використовуваного тампонажного розчину.

Крім того, при бурінні з використанням ГВД меншого діаметру (127 мм) досить використовувати один буровий насос високого тиску,

внаслідок чого один насос залишається в якості резервного, а також виходить економія витрат дизельного палива.

При використанні конструкції свердловини з обсадними трубами діаметром 108 мм, замість труб діаметром 146 мм скорочуються витрати матеріалів при спорудженні свердловини (зменшується вага основної колони при застосуванні труб меншого діаметру).

Досвід показав, що довгу важку обсадну колону з труб діаметром 108 мм з товщиною стінок 4,75 мм, які з'єднують між собою ніпелями з трапецевидною різьбою, неможливо утримувати в повітрі через виникнення зрізу ниток різьби під власною вагою колони. Крім того, знижується стійкість довгої колони при встановленні її на забій. Тонкостінні колони діаметром 108 мм вимагають складної технології їх спуску з необхідністю встановлення зворотного клапана і періодичного доливання рідини всередину колони для вирівнювання тиску всередині колони і зовні.

З метою подальшого скорочення термінів спорудження свердловини та зменшення вартості проведені роботи з оптимізації конструкції свердловини. Так, ніпельні труби було замінити на муфтові. Така колона більш міцна, оскільки окремі труби з'єднують не тонкостінними ніпелями, а муфтами з міцною різьбою. Для дотримання технологічних проясвітів при спуску обсадної труби діаметром 114 мм в свердловину, а також технології цементування, здійснюють буріння долотом діаметром 165 типу PDC фірми Varel

(США) з метою зменшення кількості використовуваного тампонажного розчину при зменшенні обсягу затрубного простору.

Незначна витратна частина при використанні такої конструкції утворюється за рахунок збільшення термінів спорудження свердловини (зниження механічної швидкості буріння при застосуванні ГВД меншого діаметра), але цей недолік компенсується зменшенням аварійних ситуацій при кріпленні свердловини. Нижня частина обсадної колони (“хвостовик”) перфорована. Цементування затрубного простору здійснюється методом роздільного тампонування за допомогою пакера, розробленого і виготовленого фахівцями ПрАТ “Донецьксталь” [17].

Дана пропозиція вимагає обґрунтування з точки зору оцінки та можливої економії витрат на спорудження свердловин.

Отже, важливим завданням в контексті наведених конструкційних змін при спорудженні дегазаційних свердловин є розробка методики розрахунку економічного ефекту спричиненого такими змінами. Її використання в практичній діяльності вугледобувних підприємств, які активно застосовують методи дегазації з поверхні, дасть можливість в подальшому скоротити час на прийняття рішень про економічну доцільність чи недоцільність проведення змін технічних параметрів спорудження свердловин.

1.5 Зарубіжний досвід ефективної дегазації джерел метановиділення на вугільних шахтах та перспективи його використання в Україні

1.5.1 Теоретико-методичні підходи до обґрунтування економічної доцільності дегазації вугільних шахт і утилізації метану в світовій практиці

На сучасних вугільних шахтах високий рівень видобутку вугілля необхідний для забезпечення прийнятного рівня прибутковості інвестицій. Зростаючі темпи видобутку вугілля найчастіше призводять до більш високих обсягів викидів метану. Стійкий видобуток вугілля не повинен обмежуватися нездатністю запобігти в шахтах появі таких концентрацій газу, що перевищують граничні норми безпеки і ставлять під загрозу роботу підприємства. Порушення норм газової безпеки може призвести до штрафів або до вибухів, що піддає небезпеці життя людей. Будь-які втрати людських життів неприпустимі, і їх треба всіма силами уникати. Витрати одного нещасного випадку зі смертельним результатом для великого гірничодобувного підприємства можуть перебувати в діапазоні від 2 до 8 млн. дол США внаслідок недовиробітку, юридичних витрат, виплати компенсацій та штрафних санкцій. У деяких країнах серйозний нещасний випадок на одній шахті може призвести до призупинення вуглевидобутку в масштабах району на період у кілька тижнів до завершення інспекцій, проведених відповідними органами

та вжиття заходів реагування для запобігання повторення нещасних випадків.

Витрати по дегазації входять в загальні витрати вуглевидобутку та експлуатації підприємства. Тому існують вагомі підстави для вкладення інвестицій в ефективну дегазацію з метою забезпечення того, щоб на забійних ділянках виконувалися завдання з видобутку вугілля з дотриманням існуючих норм і в умовах безпеки [68-73]. Фінансовий ефект можна проілюструвати наступним чином: один високопродуктивний забій з сучасним обладнанням, де ведеться відпрацювання пласта помірної потужності (наприклад, близько 3 м), може в хороших геологічних умовах видати від 2 до 4 млн. т вугілля на рік. Якщо ціна на вугілля складає 40 дол. США/т, то будь-які обмеження, пов'язані з викидами газів, які забирають у підприємства 10% часу через уповільнення або зупинку видобутку, приведуть до втрати доходів вугільної компанії в розмірі від 8 до 16 млн. дол. США в рік [40, с. 46].

Після установки системи дегазації здійснення інвестицій в додаткову відкачку газу дає можливість економії коштів або отримання додаткових доходів за рахунок можливості скорочення витрат на електроенергію для вентиляції шахти або підвищення потенціалу видобутку вугілля .

Витрати на систему відведення метану залежать від ряду факторів (наприклад, обладнання, обслуговування, робоча сила, доступ з поверхні, придбання земель) і в різних країнах є дуже різними. До цих відмінностей у витратах додаються відмінності в

гірничо-геологічних умовах в окремих країнах. У таблиці 1.3 представлено узагальнене зіставлення відносних витрат від застосування методів дегазації в розрахунку на 1 т видобутого вугілля (у цінах 2009 року) [40, с. 47-48].

Таблиця 1.3 – Відносні витрати на тонну видобутого вугілля в 2009 році в дол. США при застосуванні різних методів дегазації

Метод	Базова технологія	Основні стаття видатків	Основні змінні витрат	Оцінка витрат, дол. США/т
1	2	3	4	5
Попередня підземна дегазація	Буріння спрямованих протяжних свердловин в пласті вздовж довжини панелі	Фахівці-бурильники і обладнання	Діаметр і протяжність свердловини	0,4-3,2
	Роторне буріння свердловин крізь панель	Роторна бурова установка і обладнання	Діаметр і протяжність свердловини	0,6-4,0
Поточна підземна дегазація	Поперечні свердловини (з існуючих штреків)	Установки роторного буріння і обладнання	Діаметр і протяжність свердловини	0,1-1,6
	Дренажні галереї	Додаткова проходка підготовчих виробок	Відстань до розробленого пласта зверху / знизу і розмір підготовчих виробок	0,3-11,2
	Зверху (знизу) прилеглі свердловини або спрямовані горизонтальні свердловини	Фахівці-бурильники і обладнання для спрямованого пневмоударного буріння	Труднощі з бурінням по радіусному вигину	0,5-4,0

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5
Попередня дегазація з поверхні	Буріння вертикальної свердловини з застосуванням звичайних методів інтенсифікації гідророзриву пласта	Підрядне буріння, послуги з обсадки і гідророзриву пласта; герметизація при ліквідації свердловин	Глибина свердловини і число пластів для буріння	1,2-9,6
	Буріння з поверхні через пласт свердловини з численними бічними відгалуженнями	Підрядне буріння, послуги з обсадки та буріння спеціалізованих похило-направлених свердловин; герметизація при ліквідації свердловин	Глибина свердловини і загальна протяжність пробурених в пласті бічних відгалужень; при виникненні труднощів при бурінні витрати можуть різко зрости	1,0-8,0
Поточна дегазація з поверхні	Свердловини у вироблений простір	Підрядне буріння та обсадка; герметизація при ліквідації свердловин	Глибина буріння	1,4-15,2

Основою для зіставлення є дегазація умовної газоносної панелі довгого забою протяжністю 2 км, шириною 250 м і глибиною залягання 600 м при потужності пласта 3 м з базовими темпами видобутку в діапазоні 2,0 млн. т/рік – 0,5 млн. т/рік ; при зіставленні використовувалися дані, отримані з Китаю та Австралії.

У дуже газоносних шахтах може знадобитися застосування комбінації методів, перш ніж можна буде безпечним чином досягти

високих темпів вуглевидобутку. Витрати на системи дегазації ростуть з підвищенням геологічної складності. Система повинна мати достатній запас міцності, щоб відмова в роботі однієї з свердловин або закриття однієї дренажної галереї не ставили під загрозу безпеку ведення підземних гірничих робіт. Типові експлуатаційні витрати на вилучення шахтного метану з підземних виробок в перерахунку на чистий метан оцінюються в 0,06 дол США/м³ – 0,24 дол. США/м³.

Не менш важливою проблемою при дегазації є проблема утилізації. Утилізація газу для виробництва електроенергії вимагає додаткових інвестицій, проте завдяки їй формується потік доходів або знижуються витрати на електроенергію, що подається в шахту. Фінансовими питаннями, які необхідно розглянути при інвестуванні коштів в проекти з виробництва електроенергії, є мінливість обсягу поставок та якості газу, змінні витрати і джерело фінансування [66-68].

Витрати на капіталовкладення у виробництво одного мегавата електричної потужності (МВт) для когенераційної енергоустановки, що використовує шахтний метан (все обладнання, включаючи газопідготовку), складають приблизно 1,0-1,5 млн. дол. США для високоефективних генераторів, що відповідають міжнародним стандартам (2008 рік). Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування (включені всі статті) з розрахунку на одиницю обсягу виробленої електроенергії за весь життєвий цикл такої установки становлять у середньому 0,02-0,025 дол. США/кіловат-годину (кВт×год) (2008 рік) [40, с. 49].

Фінансові показники енергоустановки, що використовує шахтний метан, залежать від обсягу наявного газу, надійності обладнання, згоди користувачів або операторів національної мережі на споживання такої енергії і одержуваних шахтою доходів від її виробництва або економії від використання енергії, отриманої завдяки шахтному метану. Оскільки дегазація здійснюється з метою забезпечення безпеки робіт і видобутку вугілля в будь-якому випадку, граничні витрати дегазації з аналізу виключаються. У деяких випадках можуть виникнути додаткові витрати, пов'язані з посиленням дебіту газу і підвищенням його якості. Для досягнення успіху дуже важливим є поєднання хорошого опрацювання проекту, використання апробованого обладнання, надійної схеми експлуатації і технічного обслуговування та моніторингу показників результативності в режимі реального часу.

При визначенні габаритів енергоблоку, що працює на шахтному метані, необхідно брати до уваги змінність газового потоку і чистоти газу, яка пов'язана із звичайною гірничодобувною діяльністю, а при необхідності норми дегазації повинні підвищуватися для забезпечення того, щоб газ був безпечним, а його якість задовольняла норми утилізації. Можна за допомогою ретроспективних даних визначити потенційний обсяг генеруючої потужності при заздалегідь визначеному обсязі наявного газу (наприклад, 85%) для спалювання у факелі в разі його невикористання. Як показують приклади багатьох занадто великих, а отже, недостатньо ефективних енергоустановок, що використовують шахтний метан, цей захід вельми важливий,

оскільки економічні аспекти експлуатації енергоустановок на шахтному метані вимагають їх максимального експлуатаційною завантаження за часом понад мінімальний термін, рівний 7500 годин на рік. Тому слід проводити розрахунок потужності газового двигуна, виходячи не з пікового обсягу подачі газу, а з базового безпечного дебіту з урахуванням обсягу наявного газу. Газ, що характеризується піковими кількісними і якісними (у бік зниження) показниками, в ідеальному випадку повинен ліквідуватися спалюванням у факелі з метою максимізації екологічних вигод.

Крім варіанту використання шахтного метану для виробництва електроенергії, існує широке коло інших можливостей, як, наприклад, його використання в якості палива котлоагрегатів при виробництві тепла і як сировини для хімічної промисловості. У цих випадках економічні аспекти його використання багато в чому залежать від конкретних обставин.

Оскільки більша частина викидів метану з вугільних шахт відбувається у формі метановентеляційних струменів (МВС), необхідно згадати деякі принципи використання такого виду метану. При окисленні МВС виділяється тепло, яке може використовуватися для виробництва пари та електроенергії. Блоки окислення МВС потужністю 35 нормальних кубічних метрів на секунду ($\text{нм}^3/\text{с}$) вентиляційного повітря, що містить 0,5% метану, можуть виробити приблизно 1,3 МВт електроенергії. Щоб досягти постійної вихідної потужності, необхідне джерело дренування шахтного метану для стабілізації концентрації МВС, причому для оптимізації показників

потрібно відносно висока концентрація МВС. Капітальні витрати на одиницю виробленої потужності більш ніж у два рази перевищують аналогічні показники при звичайному виробництві електроенергії на основі шахтного метану, і в даному випадку екологічні витрати у зв'язку з боротьбою з викидами метану в 4-5 разів вищі, ніж вони могли б бути при схожому рівні капіталовкладень. При нинішніх цінах на енергоносії і відсутність високих тарифів на подачу в мережу екологічно чистої енергії виробництво електроенергії на основі МВС перестало бути комерційно можливим без забезпечення довгострокового потоку вуглецевих доходів. Крім того, підвищення ефективності дегазації джерел газовиділення може призвести до збільшення обсягу виробництва електроенергії з шахтного метану при значно нижчих витратах, що таким чином буде сприяти скороченню викидів МВС [40, с. 51].

Економічні аспекти будь-якого використання шахтного метану або метану вентиляційних струменів для виробництва електроенергії у великій мірі залежать від цін на електроенергію, що склалися на момент реалізації конкретного проекту, і ціни одиниць скорочення викидів або інших стимулів.

У деяких країнах додатковим варіантом фінансування, що доповнює звичайне проектне фінансування через механізми банківських позик або приватних інвестицій в акціонерний капітал, є отримання квот за скорочення викидів. Існують різні режими надання квот у зв'язку з викидами: гнучка система механізму чистого розвитку (МЧР) і механізм спільного впровадження (СВ) відповідно

до Кіотського протоколу, а також добровільні режими, які лежать в основі такого додаткового варіанту фінансування.

Іншими стимулами, що сприяють фінансуванню схем утилізації метану, є субсидії, податкові кредити, програми „зелених інвестицій” (GIS) і пільгові тарифи на подачу електроенергії в мережу (наприклад, у Німеччині та Чеській Республіці). За відсутності таких стимулів кращим варіантом ініціювання процесу реалізації схем утилізації шахтного метану та метану вентиляційних струменів стає вуглецеве фінансування.

В основі можливого мобілізаційного ефекту вуглецевого фінансування лежить те, що одна одиниця скорочення викидів еквівалентна одній тонні діоксиду вуглецю. Одна тонна діоксиду вуглецю еквівалентна за обсягом 66,4 м³ метану. При розрахунках необхідно брати до уваги виграш в результаті знищення метану, який за силою впливу викидів в 20 разів перевищує діоксид вуглецю, а також враховувати, що при спалюванні однієї тонни метану вивільняється 2,75 т CO₂. Згідно емпіричних даних, об'єкт з встановленою електрогенеруючою потужністю 1 МВт, на якому спалюється шахтний метан і який використовує виділення чистого метану при дебіті 250 м³/год, може забезпечити щорічне скорочення викидів CO₂ в розмірі 30000 тонн. При відповідній кількості годин роботи та належній ефективності системи цей показник в сім разів перевищує показник скорочення викидів, який може бути забезпечений вітряною турбіною потужністю 1 МВт [40, с. 51-52].

Перш ніж зробити вибір на користь вуглецевого фінансування з його мобілізаційним ефектом і/або інших стимулів, необхідно розглянути такі питання, як механізм нарахування квот, виробничі та трансакційні витрати, час, складність, місцеві правила і невизначеність ціни квот за скорочення викидів, причому деякі з цих питань варто розглянути більш докладно з використанням в якості прикладів механізмів чистого розвитку і спільного впровадження.

МЧР, здійснюваний в рамках Кіотського протоколу, дає можливість розвиненим країнам розвивати практику сертифікованого скорочення викидів (CCB) і претендувати на їх отримання завдяки застосуванню затверджених методологій в країнах, що розвиваються. Механізм СВ сприяє здійсненню проектів у країнах, не охоплених МЧР, та/або країнах, для яких встановлені граничні значення викидів відповідно до Кіотського протоколу. Існують різні добровільні стандарти для атестації скорочень викидів.

Проекти спільного впровадження не підлягають суворим і часозатратним процедурам затвердження або перевірки, які стосуються проектів МЧР і СВ згідно Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату, однак ринок проектів спільного впровадження менший, а ціни на ньому – істотно нижчі.

Для кваліфікації проекту, який підпадає під МЧР або СВ потрібно переконливий доказ його „додатковості”. Додатковим є проект, який забезпечує скорочення антропогенних викидів нижче рівня викидів, які відбулися б у відсутність цього проекту, наприклад, в порівнянні з варіантом, що передбачає застосування звичайної

практики. Інвестиційні витрати на когенераційні блоки, що використовують шахтний метан, – з точки зору потенціалу скорочення викидів протягом 10 років експлуатації – складають приблизно 3-5 дол. США на тонну недопущених викидів в еквіваленті CO₂. Генерування ССВ передбачає витрати з підготовки, затвердження, перевірки та обслуговування проектів у рамках МЧР/СВ поряд з витратами на обладнання з утилізації/знищення метану і на його технічне обслуговування. У разі врахування всіх витрат, включаючи вартість капіталу, фінансовий ризик і послуги фахівців за проектами МЧР/СВ, загальна сума може скласти 10 дол. США/ССВ.

Наприклад, шахта із середнім рівнем загазованості (питома емісія 10 м³/т) отримує у валовому вираженні приблизно 0,042 ССВ на тонну видобутого вугілля, в той час як сильно загазована шахта (питома емісія 40 м³/т) – 0,168 ССВ на тонну вугілля. При цих розрахунках допускається, що витягується 40% загального обсягу газу, з якого 80% використовується. Такий рівень показників можна вважати мінімальним для проектів, в яких застосовуються найпередовіші методи та стандарти і при здійсненні яких не виникає великих геологічних проблем чи проблем гірського видобутку. Фактична вартість ССВ залежить від кон'юнктури ринку і часу продажу [40, с. 52].

Інвестиції в утилізацію на шахті з середньою загазованістю (10 м³/т), яка добуває 4 млн. т вугілля на рік, при ціні в 12 дол. США за тонну еквіваленту CO₂ в угоді про купівлю одиниць скорочення

викидів (40% газу вловлюється і 80% може використовуватися) можуть приносити завдяки ССВ приблизно 2 млн. дол. США в рік плюс дохід або економія від виробництва електроенергії або продажу газу. Обсяг метану за умови стабільної подачі газу буде достатнім для виробництва 5 МВт електроенергії (2,5 млн. м³ на рік чистого метану забезпечує виробництво приблизно 1 МВт), і дохід від виробництва електроенергії за приблизною ціною 0,05 дол. США/кВт. год і часу експлуатації 7000 годин на рік складе 1,75 млн. дол. США. Таким чином, загальний обсяг доходу від скорочення викидів та виробництва електроенергії складе 3,75 млн. дол. США. У цьому прикладі вуглецеві квоти практично подвоюють доходи від реалізації проекту.

Істотно більш високі прибутки можуть бути потенційно отримані на шахтах з більш високою концентрацією газу. Сильно загазована шахта (питома емісія – 40 м³/т), яка добуває 4 млн. т вугілля на рік, може забезпечити собі дохід від скорочення викидів в розмірі 8 млн. дол. США, а також здатна виробити електроенергію в обсязі 20 МВт, що може принести дохід у розмірі 9 млн. дол. США. Таким чином, загальний валовий дохід може скласти 17 млн. дол. США [40, с. 53].

Отримання фінансових прибутків від реалізації проектів зі скорочення викидів можливо лише в тому випадку, якщо скорочення викидів може бути доведено шляхом забезпечення точних вимірювань дебіту і чистоти метану. Проекти дегазації джерел виділення метану і його утилізації уважно вивчаються і, напевно,

будуть вивчатися ще уважніше в цілях надання надійних доказів скорочення викидів. Складність моніторингу та вимірювань часто недооцінюється, і це може привести до появи ризиків в контексті фізичної та фінансової безпеки.

Середні капітальні витрати на установку з утилізації метану залежать від масштабу і виду обраного процесу утилізації. У якості першої оцінки капітальних витрат на утилізацію метану можна обґрунтовано припустити цифру в 1 дол. США на тонну потужності з видобутку вугілля. Для порівняння, граничні витрати на розширення виробничих потужностей у Китаї, наприклад, оцінюються приблизно в 12 дол. США/т (у тих випадках, коли їх роблять можливими наявність ліцензій, офіційних дозволів, ресурсів, геологічні умови, умови гірського видобутку, підземна і поверхнева інфраструктура і кон'юнктура ринку). Отже, інвестиції в розмірі 1 дол. США/т вугледобувних потужностей в гірничі роботи замість утилізації газу призведуть до незначного збільшення потужностей з видобутку вугілля у розмірі 1/12, або 0,083 тонни. Так, наприклад, потужності шахти, яка добуває 4 млн. т вугілля на рік, будуть підвищені до $1,083 \times 4 = 4,332$ млн. т в рік за рахунок використання фінансових коштів, необхідних для утилізації газу з метою збільшення вугледобувних потужностей. При ціні вугілля 30 дол. США/т додаткові щорічні доходи складуть приблизно 10 млн. дол. США. У тих випадках, коли, наприклад, є додаткові доходи у вигляді одиниць скорочення викидів, виробництво електроенергії починає сприйматися як економічно життєздатна альтернатива для вугільних

шахт при газовиділенні понад 20 м³/т [40, с. 54]. Наслідком даного аргументу є те, що виробництво електроенергії на основі шахтного метану носить лише додатковий характер. У міру зростання цін на вугілля виробництво електроенергії на основі шахтного метану стає все більш непривабливим.

Картина змінюється при наявності інвестицій третіх сторін, що вкладають кошти в утилізацію метану за підтримки вуглецевого фінансування (вельми приваблива пропозиція для шахт), оскільки питання про поставлені витрати знімається і метан, який не використовувався в минулому створює додану вартість.

В даний час більшість вугледобувних компаній відносять дегазацію на витрати з гірничих робіт, в той час як витрати на утилізацію газу або на пом'якшення впливу викидів на навколишнє середовище класифікуються як додаткові інвестиційні витрати. Разом з тим, оскільки пом'якшення зміни клімату та отримання екологічно чистої енергії стають невід'ємною частиною вартісного ланцюжка, операторам шахт, мабуть, необхідно прийняти більш цілісний підхід до цих чинників. Власникам шахт в майбутньому буде потрібно підвищити ефективність дегазації понад потреби безпеки на шахтах для досягнення цілей охорони навколишнього середовища. Досвід Китаю говорить про те, що витрати інтерналізації впливу викидів метану при гірничих роботах складуть приблизно 12 дол. США на тону видобутого вугілля [40, с. 54]. Жодна з країн ще не робила спроб нав'язати операторам витрати такого масштабу. Але наведене число в доларах вказує на потенційні витрати вугільної шахти, якій

не вдається звести до мінімуму викиди в навколишнє середовище. Росія, наприклад, вже ввела штрафи за викиди метану з вугільних шахт, однак їх розміри значно нижчі вказаної вище суми.

1.5.2 Аналіз практичного застосування технологій дегазації джерел метановиділення на вугільних шахтах в промислово розвинутих країнах світу

Нижче наведені кілька прикладів практичного застосування технологій на діючих шахтах різних регіонів світу, в яких застосовується найпередовіша практика дегазації. У прикладах 1-3 розглядається практика оцінки, планування та раціонального використання метану, впроваджена на трьох шахтах з системою розробки довгими вибоями з метою вирішення проблем контролю метану. У прикладі 4 розглядаються питання зниження ризику вибухонебезпечності на шахтах з камерно-стовповою системою розробки. У прикладі 5 розглядається практика використання метану для виробництва електроенергії. У прикладах 6 і 7 розкрито питання боротьби з викидами та утилізації метану вентиляційних струменів.

В таблиці 1.4 продемонстровано зміст згаданих прикладів, початкові умови їх протікання та територію, на якій було здійснено відповідний моніторинг.

Таблиця 1.4 – Приклади практичного застосування технологій дегазації на шахтах різних країн

№ п/п	Приклад	Країна	Початкові умови
1	2	3	4
1	Досягнення планованих показників видобутку вугілля на загазованій шахті, що працює за системою довгих забоїв з виїмкою зворотним ходом, при високій напрузі у породах схильних до самозаймання вугільного пласта	Велико-британія	Глибина розробки – 980 м, питоме метановиділення з довгого вибою з виїмкою зворотним ходом з висотою 2 м, що вимагається для видобутку 1 млн. т вугілля на рік, – 50 м ³ /т, високий ризик довільного загоряння вугілля, наднизька проникність вугілля, високі горизонтальні напруги в забої, одна основна виробка для подачі і одна – відводу повітря
2	Високоєфективні операції в довгому забої в зонах з великим газовиділенням	Німеччина	Пласт потужністю 1,5 м, протяжність довгого вибою – 300 м, планований обсяг видобутку 4000 тонн на добу, темпи просування забою – приблизно 50 м на тиждень. Потужність порід, що перекривають – 1200 м, пласт практично горизонтальний, відсутність раніше пройдених виробок для часткової дегазації вугільних пластів. Прогнозувалося питоме газовиділення з покрівлі – 25 м ³ /т, з відпрацьованого пласта – 3 м ³ /т і з підшви виробки – 8 м ³ /т (разом 35 м ³ /т). Було відомо, що вугільний поклад схильний до ризику самозаймання.

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4
3	Високоєфективні операції в довгому забої в зонах з великим газовиділенням	Австралія	Нова лінія лав розташована в пласті потужністю 2,8 м з показниками газоносності в діапазоні 8-14 м ³ /т. Глибина залягання порід становить 250-500 м і при цьому особливості поверхневого рельєфу не перешкоджають доступу з поверхні. Газоносність пласта повинна бути знижена до 7,5 м ³ /т або нижче для дотримання зводу норм щодо запобігання раптових викидів газу. У підшві виробки є один, а в покрівлі – вісім шарів вугілля протяжністю 10-15 м в межах розрахункової зони обвалення. Ширина лав становить 300 м, а їх протяжність – до 3,6 км, при цьому планована продуктивність складає 110000 т на тиждень.
4	Зниження ризику вибухонебезпечності в шахтах при камерно-стовповій системі розробки пласта	Південна Африка	Зростання числа вибухів з тяжкими наслідками у дуже потужних (4-6 м) вугільних пластах з низьким вмістом газу (1-2 м ³ /т), які розробляються механізованим камерно-стовповим методом, в даному конкретному гірничодобувному регіоні вимагає зміни нормативних положень і практичних дій для зниження ступеня ризику. Близько 75% вибухів сталося в місцях проведення робіт або поблизу них, причому основним джерелом спалаху було тертя. Усе ще досить істотне число вибухів, які відбуваються поза забоєм, говорить про труднощі контролю метану в шахтах з камерно-стовповою системою розробки з використанням методів провітрювання. Повітряний потік при камерно-стовповій системі розробки пластів відрізняється від повітряного потоку при розробці лави в результаті постійних напруг, що викликаються різким розширенням або

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4
			стисненням порід в тих зонах, де поздовжні виробки перетинаються з поперечними квершлагами. Як істотний ризик, який повинен бути під контролем, розглядається накопичення газів на високопродуктивних ділянках з недостатньою вентиляцією і можливість переходу полум'я на невиявлені шари метану покрівлі виробки.
5	Розробка схеми виробництва електроенергії за системою когенерації на основі шахтного метану та боротьби з викидами метану	Китай	Нова поверхнева установка по вилученню газу була змонтована і введена в дію в травні 2007 року в віддаленому гірському районі (1600 м) над вугільною шахтою з щорічною продуктивністю 5 млн. т вугілля і питомим газовиділенням 17,7 м ³ /т, при цьому дренавання метану вироблялося з середнім чистим дебітом в 22 м ³ /хв. Загальна ефективність каптажу метану в шахті становила 15%, а інші 85% метану виходили з вентиляційним повітрям.
6	Метан вентиляційних струменів	Китай	Велика вугільна шахта, розташована в провінції Хайнань, Китайська Народна Республіка, з обсягом видобутку вугілля 1,5 млн. т/рік викидає приблизного 12 млн. м ³ метану на рік. На метан вентиляційних струменів доводиться 56% викидів, а решта 44% метану видаляються за програмою дегазації. У вентиляційних струменях вміст метану коливається в діапазоні 0,3%-0,7%.
7	Боротьба з викидами і використання енергії, що вивільняється в процесі окислення, для виробництва електроенергії	Австралія	Метановентиляційними струменями великої шахти в Новому Південному Уельсі, Австралія, газ викидався в атмосферу в концентраціях приблизно 0,9% СН ₄ . Також метан при концентраціях, що перевищують 25%, викидався в атмосферу поблизу вивідного стовбура шахти.

Відповідно до наведених вище прикладів на зарубіжних підприємствах за підтримки керівництва країни було запроваджено ряд заходів, спрямованих на вирішення проблем, пов'язаних з метановиділенням на шахтах, які, на наш погляд, вимагають конкретизації з метою використання досвіду при експлуатації вітчизняних метановугільних родовищ.

Рішення проблеми за прикладом 1. Необхідний рівень видобутку вугілля був досягнутий завдяки використанню наявного вентиляційного повітря з дебітом $30 \text{ м}^3/\text{с}$ шляхом проведення квершлагів позаду забою в реверсивно вентилярованому просторі зі спеціальним кріпленням. Була розроблена оптимальна схема буріння з серією свердловин, пробурених під прямим кутом до транспортного штреку, парному з довгим забоєм, і під нахилом 55° вгору до площини шару на відстані 7,5 м. Спадні свердловини були пробурені в стороні на відстані 100 м для зведення до мінімуму ризику викидів з підшоши.

Були встановлені паралельно дві газозбірні труби. До однієї з труб послідовно підключалися свердловини, поки не знижувалася якість газу; потім проводилось регулювання цієї труби в цілях уникнення зайвого розбавлення газу, а далі свердловини підключалися до іншої газозбірної труби. Цей процес, названий „ліпфрэг“, був безперервним, що давало можливість залишати постійно приєднаними до системи дегазації в будь-який момент часу принаймні вісім свердловин. Для оптимізації якості та кількості газу було достатньо грубого регулювання, при цьому показник каптування

склав 67%, що не вимагало втручання техніків для коригування окремих свердловин в небезпечних для роботи вироблених просторах.

Темпи розробки пласта зворотним ходом були дуже високими, а простір, для проведення бурових операцій, – обмеженим, тому необхідно було пробурити кожен свердловину, встановити і загерметизувати стояк і підключити її до дренажної газозбірної труби протягом 10 годинного циклу. Це було досягнуто з використанням невеликої потужної бурової машини, що працювала на гідроприводах від машин, які забезпечують підтримку покрівлі довгого вибою, що виключало необхідність підведення електрики [40, с. 59-60].

Рішення проблеми за прикладом 2. Була спроектована Y-подібна система провітрювання, що забезпечує на додаток до повітря, що проходить по забою зі швидкістю $25 \text{ м}^3/\text{с}$, подачу ще 50 м^3 повітря в секунду, при цьому сукупний потік проходить позаду вибою, розбавляючи метан, що виділяється з вугільного забою і виробленого простору. Схема вентиляції створює можливості для проходки квершлагів, їх з'єднання з системою дегазації та проведення окремого моніторингу та регулювання, при цьому, як правило, квершлагів, проведені позаду довгого вибою, забезпечують більш високу ступінь каптажу і більш високу ступінь чистоти газу порівняно з квершлагами, проведеними перед вугільним забосом. Ці дренажні свердловини довговічні і високоефективні; передбачається, що вони забезпечать каптаж 70% газу покрівлі та 40% газу підшви виробки.

Перемички (породні стінки), які ізолюють вироблений простір від відкритого транспортного штреку позаду вибою, служили для

посилення кріплення транспортного штреку та ізоляції виробленого простору від потрапляння туди повітря з метою зведення до мінімуму ризику мимовільного загоряння та утворення концентрацій метану в діапазоні вибухонебезпечності.

Встановлення гранично допустимої концентрації метану у вентиляційній просіці у напрямку від забою до стовбура шахти в розмірі 1% обмежувало обсяг видобутку вугілля 4000 тис. тонн на добу, що відповідало плановому завданню. Система дегазації була здатна забезпечити відведення 80000 м³ на добу чистого метану, який міг використовуватися в енергоблоці. Незважаючи на складні умови видобутку, робота забою була успішною завдяки передовій системі провітрювання та досить ефективною дегазації [40, с. 61-62].

Рішення проблеми за прикладом 3. На етапі розробки граничні значення викиднебезпечності і фрикційної займистості були дотримані за рахунок комбінованого використання технологій буріння свердловин середнього радіусу „поверхня-пласт” в поєднанні з підземними спрямованими свердловинами і контрольними свердловинами, які пробурюються в цілях перевірки складу газу. Зона первісного знаходження дна стовбура піддалася попередній дегазації із застосуванням технологій буріння свердловин з малим радіусом.

Початковий план застосування штреків з трьома виходами виявився правильним і забезпечив кругове провітрювання лави зі швидкістю потоку 100-120 м³/с (2000-2400 л/с СН₄ при граничній концентрації у вентиляційному потоці 2,0%). Важливо відзначити, що

після катастрофи на шахті Моура в 1994 році, де загинуло 11 шахтарів, згідно з правилами, керівними принципами, звичаями і практикою експлуатації шахт в Квінсленді забороняється використання в повномасштабному варіанті системи вентиляції газозбірних штреків американського типу. Разом з тим регульоване відведення газу з належним урахуванням точного місця розташування потенційно вибухонебезпечних сумішей і контролем за самозагоранням цілком можливий.

На даний час на шахті успішно застосовані традиційні дренажні свердловини з поверхні у вироблений простір (300 мм в діаметрі, розташовані на відстані 100 м один від одного в задній частині виробітку) з метою скорочення навантаження газовиділення на систему провітрювання. Ця стратегія забезпечила в середньому каптаж газу на рівні 65% (дегазація вироблених просторів і провітрювання) при пікових значеннях приблизно 80% і високій чистоті газового потоку (>90% CH₄).

Інфраструктура збору газу знаходиться на поверхні шахти, і до її складу входять трубопроводи діаметром 450 мм, включаючи вертикальні з'єднання з підземними спрямованими свердловинами. Всі потоки газу попередньої дегазації з підземних виробок на поверхню, попередньої поверхневої дегазації з використанням бурових свердловин середнього діаметра і свердловин, що виводять газ з вироблених просторів на поверхню, направляються на центральну насосну станцію, звідки газ зі швидкістю приблизно 2200 л/с направляється в газові двигуни потужністю 16x2,0 МВт, при

цьому зайва кількість спалюється у факелі. Політика шахти полягає в тому, щоб уникати, по можливості, прямих викидів каптованого газу.

Визначаючи, що в майбутніх лавах надходження у вентиляційну мережу 65% каптованого газу з вироблених просторів створює проблеми для системи провітрювання, в даний час шахта також робить спроби проведення попередньої дегазації більш потужних цільових покрівельних пластів з використанням свердловин протяжністю приблизно 2,0 км, пробурених уздовж осей лави. Ці свердловини будуть призначені спочатку для проведення попередньої дегазації, а після підробки – для дегазації вироблених просторів з метою запобігання викидів газу із забою. Також можна розглянути питання про буріння звичайних пластових свердловин в тому випадку, якщо буде потрібна додаткова попередня дегазація [40, с. 63-65].

Рішення проблеми за прикладом 4. Контроль за ситуацією з метаном там, де практикується використання методів видобутку з частковою виїмкою, може бути полегшений шляхом попередньої дегазації пласта, при цьому поточна дегазація потрібна в рідкісних випадках, оскільки вуглевмісні шари покрівлі і підосви виробки при веденні робіт істотно не порушуються. У пластах з низькою загазованістю попередня дегазація дає мало користі. Тому дегазація джерел газовиділення для даного району не є економічно ефективним варіантом. Одне з практичних рішень вимагало вдосконалення практики провітрювання.

Практично недоцільно проводити провітрювання вироблених просторів за тими ж стандартами, що і просторів, де ведуться гірничі

роботи, зважаючи на обмеженість подачі наявного повітря. Тому при таких обставинах, що змінилися, основна увага спрямована на ведення ефективного графіка моніторингу, який передбачає виявлення газу в покрівлі виробки і спостереження за швидкістю повітря в загальному масиві розроблюваних камерно-стовбовим способом виробок, де обсяг повітря, що подається до проведення ізоляції вироблених просторів, був зменшений.

Областю найвищого ризику вважалася область діючих вибоїв, для яких урядовим регулюючим органом (Департаментом з питань мінеральних і енергетичних ресурсів, 1994 рік) були розроблені норми провітрювання механізованих дільниць. Основним був критерій, згідно з яким концентрація займистого газу повинна бути менше 1,4 %, і для забезпечення цього були рекомендовані наступні заходи:

- мінімальна швидкість повітря в останньому прохідному штреку, яка складає, принаймні, 1,0 м/с (багато шахт вибрали варіант з установкою постійно діючого приладу контролю швидкості з дистанційним управлінням);

- використання ефективного допоміжного провітрювання у виробках (вторинне провітрювання);

- регулярне вимірювання і реєстрація найважливіших даних про провітрювання;

- проведення інспекцій загазованості ділянок через інтервали часу, які не перевищують 1 год.;

- автоматичне відключення подачі електроенергії в механічне обладнання видобутку в тому випадку, якщо система вторинного провітрювання перестає функціонувати;

- особливі заходи безпеки при наближенні до зон ризику викидів, пов'язаних з магматичною інтрузією і геологічними аномаліями;

- постійний моніторинг газу у відпрацьованій виробці [40, с. 66-68].

Рішення проблеми за прикладом 5. У реалізації цього проекту взяла участь група місцевих та міжнародних фахівців в сфері дегазації, електроенергетики та інженерного забезпечення систем, яка працювала разом з персоналом шахти над питаннями подачі газу, визначення масштабів проекту, а також над інтеграцією установок і забезпеченням їх ефективної роботи.

Чистота метану була підвищена шляхом вдосконалення герметизації і регулювання перехресних свердловин. Були збільшені потужності інфраструктури дегазації, замість старих встановлені нові високонадійні пристрої для моніторингу та складено план збільшення каптажу газу. Інтенсивні роботи з буріння свердловин для попередньої дегазації на двох майбутніх панелях лави забезпечили отримання збагаченого газу, а також дозволили доповнити потік, давши в кінцевому рахунку 23% дренажного газу, а решта обсягів надходили від поточної дегазації перехресних свердловин в покрівлі. Ці свердловини були пробурені перед забоем, тому деякі з них не могли уникнути пошкодження і погано працювали у виробленому просторі. Над виробленим простором за забоем була пробурена

демонстраційна свердловина, яка показала хороші результати, проте ця технологія не була прийнята через дію місцевих норм, і такий метод дегазації в цьому районі історично не практикувався.

На першому застосуванні схеми передбачалося використання установки потужністю 5 МВт з рекуперацією відпрацьованого тепла, яке прямувало на обігрів будівель і вхідного вентиляційного повітря в зимовий час. Була також змонтована установка по спалюванню газу у факелі номінальною потужністю 5000 м³/год. До роботи було залучено фахівця компанії з розробки та монтажу системи дистанційного моніторингу показників для обладнання з утилізації та спалювання газу.

Після того, як обсяг каптажу газу було збільшено на демонстраційній стадії до 50 м³/хв (чистий газ), в жовтні 2009 року були проведені монтажні роботи другого етапу з метою збільшення генеруючих потужностей до 12 МВт [40, с. 69].

Рішення проблеми за прикладом 6. В даний час функціонування ринку механізму чистого розвитку забезпечує фінансовий механізм для здійснення проектів по боротьбі з викидами метановентиляційних струменів. Державна гірничодобувна група працювала спільно з розробником проекту МЧР і провідним постачальником технологій над розробкою, запровадженням у дію та забезпеченням функціонування комерційного демонстраційного проекту з утилізації метану вентиляційних струменів, в якому використовувався реактор без полум'я з нерухомим шаром каталізатора регенеративного термічного окислення (РТО). За

сприяння розробника проекту цей проект став першим затвердженим і зареєстрованим проектом МЧР щодо метановентиляційних струменів в рамках Кіотського протоколу.

Перший проект заявлений як комерційний демонстраційний проект, але спеціальна технологія використання метану вентиляційних струменів, яка була застосована в шахті, носить модульний характер і дозволяє об'єднати в єдину виробничу систему багато окремих елементів обладнання. Це дасть шахті можливість збільшити масштаби проекту з метою подальшої обробки великих обсягів метану вентиляційного повітря. Додаткові блоки обробки метану можуть бути також встановлені на інших шахтах, що належать тій же видобувній компанії.

Установка з використання метану вентиляційних струменів на шахті складається з реактора з нерухомим шаром каталізатора РТО з пропускною здатністю $62500 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ($17 \text{ нм}^3/\text{с}$), що являє собою 17% загального потоку метану в стволі шахти з дебітом $375000 \text{ нм}^3/\text{с}$. Підключення до вентилятора шахти організовано непрямим способом, з тим, щоб, коли установка з обробки метану вентиляційних струменів припиняє свою роботу, все вентиляційне повітря йшло в атмосферу. Важливим елементом механізму забезпечення безпеки є достатня протяжність повітропроводу, передбачена для того, щоб в надзвичайних ситуаціях (наприклад, у разі виявлення занадто високої концентрації газу) був час для задіяння обвідного регулятора тяги, який дозволяє направити потік по обвідному трубопроводу. РТО може працювати в автономному режимі при концентрації метану не

нижче 0,2% і, таким чином, здатна успішно функціонувати в діапазоні концентрацій МВС, що утворюються на шахті.

Здійснення проекту почалося в жовтні 2008 року при ефективності знищення метану 97%. Отримання ССВ залежить від кількості знищеного метану, і їх кількість буде перебувати в діапазоні 20000 т (0,3% CH_4) – 40000 т (0,6% CH_4) еквівалента діоксиду вуглецю на рік для однієї установки. При безполуменовому окисленні система не виробляє викидів закису азоту. Коли концентрація метану нижче концентрації автономного режиму в розмірі 0,2%, система вимикається.

З РТО можна рекуперувати істотний обсяг енергії. Ця установка на шахті виробляє гарячу воду для душових кімнат шахтарів і для обігріву сусідніх будівель. Рекуперація тепла забезпечується застосуванням теплообмінника „повітря-вода”, який монтується між РТО і її вивідною трубою, забезпечуючи рекуперацію енергії нагрітого повітря, що виходить [40, с. 70-71].

Рішення проблеми за прикладом 7. Спільно із заводом-виробником блоків РТО, які використовувалися на шахті „Аппін”, шахта об'єднала чотири блоки РТО з паровим циклом турбогенератора і ефективно використовувала РТО як спеціальні печі, здатні працювати, використовуючи сильно розбавлений МВС в якості палива. Компанія, що володіє шахтою, отримала для здійснення цього проекту істотне фінансування у вигляді субсидій від урядових джерел.

Енергоустановка, що працює на МВС, спроектована для обробки вентиляційного повітря при дебіті у 250000 $\text{м}^3/\text{год}$ (150000

стандартних кубічних футів в хвилину, що відповідає 20% загального обсягу, що міститься в шахті. Конструкція енергоустановки заснована на використанні МВС при середній концентрації 0,9%. Конструкція РТО передбачає її пристосування до різних концентрацій МВС, але для того, щоб парова турбіна функціонувала безперервно на оптимальній швидкості, енергія, яка міститься у вентиляційному повітрі, яке проходить обробку, повинна підтримуватися на досить стабільному рівні і відповідати розрахунковому показнику. З цієї причини газ дегазації з концентрацією 25% і вище направляється в потік вентиляційного повітря до вентиляційної установки з переробки, коли концентрація МВС нижче проектного показника, який в даному випадку становить на цій шахті 0,9%.

До квітня 2007 року енергоустановка на основі МВС функціонувала на повну потужність. Коефіцієнт її використання протягом першого фінансового року (липень 2007 – червень 2008 року) склав 96%, включаючи дві планові технічні зупинки. До 2009 року вся установка відпрацювала вуглецеві квоти в розмірі близько 500000 одиниць (торгівля якими ведеться в рамках місцевої системи торгівлі викидами Нового Південного Уельсу) і більше 80000 МВт. год. електроенергії.

Для успішної роботи енергоустановки на основі МВС необхідно, щоб:

- концентрація МВС становила 0,7 % і вище;
- дебіт вентиляційного повітря становив як мінімум 500000 нм³/год;

- забезпечувалося наявність газу дегазації (мінімальна концентрація 25%) для вдування у вентиляційне повітря в цілях компенсації недостатньої концентрації МВС;

- забезпечувалося наявність технічної води для охолодження установки;

- енергоустановка була розташована поруч з електророзподільною мережею високої напруги для подачі в неї виробленої електроенергії.

Приведений вище зарубіжний досвід вирішення проблем дегазації вугільних родовищ, а також ефективного та безпечного використання метану у виробничих та побутових цілях дозволяє зробити наступні висновки:

1. Кожне вугільне родовище, яке використовується шахтою, є унікальним з точки зору необхідності та можливостей застосування тих чи інших заходів дегазації.

2. Вибір способу вилучення метану буде залежати від чинників як техніко-технологічного, так і фінансово-економічного характеру.

3. Найбільш ефективним підходом до дегазації метановугільних родовищ є комбінований підхід, який, на наш погляд, забезпечує оптимальне поєднання ресурсно-часових факторів і дозволяє отримати максимальну віддачу за умови гарантування безпечних умов видобутку.

4. Проведення дегазаційних заходів вимагає як техніко-технологічного обґрунтування, так і здійснення оцінки фінансових витрат та можливих вигод від їх впровадження.

5. Традиційні технології дегазації на вугільних родовищах, які широко використовуються у світовій практиці вимагають адаптації до геологічних умов вітчизняного вуглевидобутку, а також можуть бути технологічно та організаційно вдосконаленні з врахуванням виробничих потреб та економічних вигод вугледобувного підприємства [40, с. 72-73].

1.5.3 Використання зарубіжного досвіду ефективного управління метановиділенням на метановугільних родовищах України

З часів промислової революції світ покладався на вугілля, обсяг видобутку якого складав значну частку виробництва первинних енергоресурсів. Основні країни з ринками, які формуються, промислово розвинені країни і країни з перехідною економікою, а отже, і вся світова економіка продовжуватимуть використовувати енергоресурси вугілля і залежати від них в найближчому майбутньому. В даний час на поставки вугілля припадає 25% загальносвітового обсягу первинної енергії, 40% виробництва електроенергії в світі і майже 70% світового виробництва сталі та алюмінію. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, в країнах з ринками, що формуються, попит на енергію до 2030 року зросте на 93%, що викликано в основному зростанням попиту в Китаї

та Індії, і при цьому вугілля, як очікується, залишиться основним паливом для задоволення цього зростаючого попиту [40, с. 55].

Видобуток вугілля та ефективне управління метановиділенням будуть ставати все більш складними завданнями, оскільки запаси вугілля неглибокого залягання вичерпані і зараз ведеться розробка більш газоносних пластів на великих глибинах. Водночас суспільства у все більшій мірі вимагають і очікують від галузі більш результативних заходів з охорони навколишнього середовища та забезпечення більш безпечних умов праці [68-73].

В ідеальному випадку сучасні вуглевидобувні компанії визнають переваги, пов'язані з прийняттям цілісної системи управління газовиділенням, в рамках якої забезпечується конструктивний взаємозв'язок контролю за газовиділенням у підземних виробках, утилізації метану та заходів зі скорочення шкідливих викидів. Подібним же чином, якщо говорити з точки зору політики та нормативного регулювання, численні вигоди принесє комплексний підхід до утилізації шахтного метану. Прийняття та забезпечення дотримання правил безпеки вилучення, відведення та утилізації газу сприяють впровадженню більш ефективних норм дегазації джерел газовиділення, а також збільшенню виробництва екологічно чистої енергії та значного скорочення викидів шахтного метану.

Досвід промислово розвинених країн показує, що інвестиції в належну практику дегазації дозволяють скоротити в шахтах простої, обумовлені їх загазованістю, забезпечити більш безпечні умови

ведення гірничих робіт, а також створити можливості для утилізації більшого обсягу газу і скоротити викиди метану з шахт.

З метою подальшого теоретико-методологічного та практичного обґрунтування необхідності розробки та впровадження ефективних техніко-технологічних, організаційних та економічних заходів для проведення дегазації на вітчизняних вугледобувних підприємствах, необхідно здійснити деякі узагальнення, спрямовані на ідентифікацію основних положень щодо виконання цих робіт:

1. На підприємствах світу накопичені величезні знання і досвід в області зниження вибухонебезпечності метану. Застосування в глобальному масштабі накопичених до теперішнього часу знань і практики щодо наявності метану, прогнозування метановиділення, його контролю та управління ним може істотно знизити вибухонебезпечність метану у вугільних шахтах.

2. Незважаючи на обмежуючі фактори, безпека шахтарів має першорядне значення і не повинна піддаватися загрозі. Безпека умов праці в загазованих шахтах не може бути забезпечена тільки за допомогою законодавства чи навіть за рахунок застосування найбільш передової технології. Для безпечного ведення гірничих робіт ще більш важливе значення мають раціональні та ефективні системи менеджменту, організація і практика управління. До числа інших вкрай важливих елементів системи забезпечення шахтної безпеки відносяться належні навчання та підготовка як керівного персоналу, так і робочої сили, а також заохочення працівників до безпечного ведення робіт.

3. Проведення оцінки ризиків з метою зведення до мінімуму вибухонебезпечності повинно поєднуватися з жорстким забезпеченням дотримання правил техніки безпеки відносно провітрювання шахт та утилізації газу. Такий підхід призведе до збільшення обсягу та підвищення якості дегазації. Загалом є можливість прогнозувати приплив метану у вугільні шахти при нормальних стаціонарних умовах. Прогнозування нештатних ситуацій, пов'язаних з виділенням і раптовими викидами газу, пов'язане з труднощами, проте умови, за яких вони можуть відбутися, як правило, добре відомі. Розроблені детальні методи зниження ризику в цих умовах, які повинні застосовуватися в усіх випадках виявлення істотних ризиків. У таких обставинах безпека умов праці залежить від суворого застосування та контролю за застосуванням методів управління газовиділенням. Неможливо переоцінити значення не тільки проведення моніторингу для забезпечення безпечної експлуатації шахти, а й збору та використання даних з метою планування безпеки.

4. Системи провітрювання шахт є компонентами загальної системи, що мають вкрай важливе значення для ефективного відведення метану з гірничих виробок. Система провітрювання шахт призначена для досягнення трьох цілей: а) забезпечення шахтарів свіжим повітрям, придатним для дихання; б) регулювання температури повітря в шахті; в) ефективного розведення або відведення небезпечних газів [40, с. 56].

5. Удосконалення систем дегазації джерел метановиділення часто дозволяє знайти більш оперативні і економічно вигідні способи вирішення проблем, пов'язаних з присутністю газу, у порівнянні з простим збільшенням обсягу повітря, яке подається в шахту. Практичні проблеми дегазації на вугільних шахтах, як правило, можуть бути вирішені за рахунок застосування наявних і нових методів. Питання про впровадження новітніх або нових технологій слід розглядати лише після застосування належної практики, причому тільки в тому випадку, якщо існуючі методи не дозволили знайти задовільного рішення проблем. Ефективність системи дегазації джерел метановиділення можна підвищити завдяки належному проведенню монтажних робіт, технічного обслуговування, регулярних оглядів та реалізації прийнятих планів бурових робіт.

6. Транспортування на вугільних шахтах метаноповітряних сумішей при концентраціях, що знаходяться в діапазоні вибухонебезпечності або близьких до нього, є небезпечною практикою, яка повинна бути заборонена. Метан – вибухонебезпечний газ при концентрації в повітрі 5-15%.

7. Підземні вугільні шахти являють собою істотне джерело антропогенних викидів метану (приблизно 6% загальносвітового обсягу викидів метану, пов'язаних з діяльністю людини), але обсяг цих викидів можна істотно скоротити шляхом впровадження передової практики. Потенціал глобального потепління метану більш ніж в 20 разів більше ніж потенціал глобального потепління діоксиду вуглецю – основного парникового газу в світі. Більшу частину метану,

що утворюється в шахтах, можна витягти і продуктивно використовувати або знищити (зниження його впливу на глобальне потепління шляхом перетворення в діоксид вуглецю) [40, с. 36]. До можливих варіантів відносяться рекуперация енергії газу дегазації, спалювання у факелі зайвої кількості такого газу, а також утилізація МВС або зниження обсягу їх викидів. При відповідних технічних і ринкових умовах кінцева мета повинна полягати в доведенні викидів метану до практично нульового рівня.

8. Є вагомими ринковими підставами для установки та експлуатації високоефективних систем дегазації та утилізації каптованого газу. Існує також широке коло потенційних видів кінцевого використання шахтного метану, який прибутково реалізується в промислових масштабах в усьому світі. Високих витрат, пов'язаних з очищенням газу дегазації з метою поліпшення показників концентрації метану для будь-якого виду кінцевого використання, часто можна уникнути шляхом вдосконалення практики підземної дегазації джерел метановиділення.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

2.1 Методика розрахунку економічного ефекту від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин

Ефективні технічні та організаційні нововведення неодмінно ведуть до помітних позитивних змін у виробничих процесах на підприємствах. До груп технічних нововведень, стосовно яких визначаються і оцінюються економічна та інші види ефективності, відносяться створення, виробництво та використання нових або модернізація (поліпшення експлуатаційних характеристик) існуючих засобів праці (машин, устаткування, будівель, споруд, передавальних пристроїв), предметів праці (сировини, матеріалів, палива, енергії) і споживання (продукції для безпосереднього задоволення потреб населення), технологічних процесів, включаючи ті з них, що містять винаходи і раціоналізаторські пропозиції. Єдиним узагальнюючим показником економічної ефективності будь-якої групи технічних нововведень слугує економічний ефект, що характеризує абсолютну величину

перевищення вартісної оцінки очікуваних (фактичних) результатів над сумарними витратами ресурсів за певний період. Економічний ефект заходів НТП розраховується на всіх етапах реалізації і за весь період здійснення цих заходів і визначається як різниця між вартісною оцінкою сукупних витрат ресурсів за цей період.

В якості вхідних даних для визначення економічного ефекту від організаційно-технічних заходів використовуються матеріали звітних первинних документів підприємства, а також результати моніторингу діяльності суб'єкта господарювання до і після впровадження відповідних змін.

Досвід буріння перших дегазаційних свердловин показав недосконалість їх конструкції та дозволив сформувати перелік необхідних організаційно-технічних заходів та методичних підходів до розрахунку їх економічної ефективності (таблиця 2.1), впровадження яких сприятиме зменшенню витрат на спорудження свердловини та забезпечить підвищення ефективності потокових технологій будівництва.

За наведеними в таблиці 2.1 показниками ефективності, досягнутої в результаті впровадження зазначених організаційно-технічних заходів можна розрахувати загальний економічний ефект, який отримає підприємство при спорудженні однієї дегазаційної свердловини.

Таблиця 2.1 – Організаційно-технічно-технологічні заходи при спорудження дегазаційних свердловин

№ п/п	Найменування заходу	Очікуваний ефект	Методика розрахунку економічної ефективності заходу
1	Рациональний вибір типу доліт	Скорочення часу буріння під експлуатаційну оптиміальному співвідношення до 1 п. м буріння	<p>Економічний ефект на всю глибину свердловини (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = \frac{C_{\text{св}} \times \Delta C_{\text{д}}}{100\%} \times \sum h_{\text{св}}^{\text{ср}},$ <p>де $h_{\text{св}}^{\text{ср}}$ – середня глибина буріння свердловини (м); $\Delta C_{\text{д}}$ – відносне зниження собівартості 1 п. м буріння за рахунок раціонального вибору типу доліт (%); $C_{\text{св}}$ – вартість спорудження 1 м свердловини (грн).</p> $\Delta C_{\text{д}} = (1 - I_{\text{св}}) \times \Pi_{\text{св}},$ <p>де $\Pi_{\text{св}}$ – питома вага вартості долота на 1 п. м буріння до впровадження заходу у собівартості 1 п. м буріння (%); $I_{\text{св}}$ – індекс зміни вартості долота на 1 п. м буріння.</p> $I_{\text{св}} = 1 + \frac{C_{\text{д}, \text{м}2} - C_{\text{д}, \text{м}1}}{C_{\text{д}, \text{м}1}},$ $\Pi_{\text{св}} = \frac{C_{\text{д}, \text{м}1}}{C_{\text{св}}} \times 100\%,$ <p>де $C_{\text{д}, \text{м}1}, C_{\text{д}, \text{м}2}$ – вартість долота на 1 п. м буріння відповідно до і після впровадження заходу (грн/м).</p>

Продовження таблиці 2.1

			$C_{0,1;M1} = \frac{C_{01}}{\sum h_{0;M1}}$ $C_{0,1;M2} = \frac{C_{02}}{\sum h_{0;M2}},$ <p>де C_{01}, C_{02} – вартість долота відповідно до і після впровадження заходу (грн); $\sum h_{0;M1}, \sum h_{0;M2}$ – сумарна проходка долотом до повного його стирання відповідно до і після впровадження заходу (м).</p>
2	Установка парогенератора для підвищення продуктивності і поліпшення умов праці в зимовий період	Підвищення продуктивності праці робітників у зимовий час і виключення часу на непродуктивну роботу щодо розморожування циркуляційної системи	<p>Економічний ефект на всю глибину свердловини (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = \frac{C_{sw} \times \Delta C_n}{100\%} \times \sum h_{ср}^{\alpha},$ <p>де $h_{ср}^{\alpha}$ – середня глибина буріння свердловини; C_{sw} – вартість спорудження 1 м свердловини (грн); ΔC_n – відносне зниження собівартості 1 п. м буріння (%).</p> $\Delta C_n = \left(1 - \frac{E_{гр}}{E_{гр}} \right) \times 100\%,$

Продовження таблиці 2.1

		<p>де $I_{пт}$ – індекс зміни продуктивності праці на 1 п. м буріння;</p> <p>$I_{зп}$ – індекс зміни заробітної плати робітників (оскільки впровадження заходу не передбачає зростання заробітної плати робітників, то приймається, що $I_{зп} = 1$;</p> <p>$П_{зп}$ – питома вага заробітної плати робітників у собівартості 1 п. м буріння (%).</p> $I_{пт} = 1 + \frac{B_2 - B_1}{B_1},$ <p>B_1, B_2 – продуктивність праці або обсяг виготовлення продукції (1 п. м буріння) на одного робітника відповідно до і після впровадження заходу (п. м/роб.);</p> $B_1 = \frac{\Pi_{\text{м}}^{\infty}}{Ч_{\text{р}}^{\infty}},$ $B_2 = \frac{\Pi_{\text{м}}^{\text{н}}}{Ч_{\text{р}}^{\text{н}}},$ <p>де $Ч_{\text{р}}^{\infty}$ і $Ч_{\text{р}}^{\text{н}}$ – число робітників до і після впровадження заходу (роб.);</p> <p>$\Pi_{\text{м}}^{\infty}$ і $\Pi_{\text{м}}^{\text{н}}$ – кількість метрів свердловини, пробурених за зміну (або за місяць) відповідно до і після впровадження заходу, (п. м).</p> $П_{зп} = \frac{\Phi_{\text{п.м}}}{B_{\text{м}}} \times 100\%,$
--	--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 2.1

			<p>де Φ_w – витрати на оплату праці робітників при спорудженні однієї свердловини (грн). $B_{ср}$ – середня вартість спорудження 1 свердловини (грн).</p>
<p>Використання додаткового комплексу матів</p>	<p>Скорочення термінів переїзду бурового комплексу за рахунок виключення часу на зняття ґрунтово-рослинного шару (до $h=0,25$ м) і скорочення часу на розміщення устаткування на попередньо встановлених матах</p>	<p>Економічний ефект (грн) розраховується за формулою:</p> $E = E_w + E_{рсс},$ <p>де E_w – економія на один монтаж бурової установки, (грн/1 св.); $E_{рсс}$ – економія витрат на зріз і подальшу рекультивацию ґрунтово-рослинного шару (до $h = 0,25$ м) на одну свердловину, (грн/1 св.).</p> $E_w = \frac{C_{ам,пр} \times \chi_e}{24},$ <p>де $C_{ам,пр}$ – вартість амортизації бурової установки при простоті (грн/добу); χ_e – час економії при монтажі (год.); 24 – тривалість доби (год.).</p> $E_{рсс} = \frac{C_{ам,пр} \times \chi_{рсс}}{24},$ <p>де $\chi_{рсс}$ – час на зріз і подальшу рекультивацию ґрунтово-рослинного шару (до $h = 0,25$ м) на одну свердловину (год.).</p>	

Продовження таблиці 1.2.1

<p>Удосконалення системи очистки бурового розчину (робота центрифуги)</p>	<p>Зменшення вартості буріння свердловини за рахунок зростання механічної швидкості буріння внаслідок покращення очищення від шламу розчину та збільшення швидкості висхідних потоків очищеного розчину, а також зменшення зносу швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД бурової колони і її з'єднань та підтримки параметрів бурового розчину з метою виключення обвалу стінок свердловини</p>	<p>Загальний економічний ефект при бурінні під експлуатаційну колону однієї свердловини від удосконалення системи очистки бурового розчину по одній свердловині розраховується за формулою:</p> $E = E_{II} + E_0,$ <p>де E_{II} – економічний ефект при бурінні під експлуатаційну колону однієї свердловини за рахунок кращого очищення бурового розчину (грн/1 св.); E_0 – економічний ефект від більш якісної очистки розчину, яка збільшує термін служби швидкозношуваних деталей (грн/1 св.).</p> $E_{II} = C_6^{об} - C_6^{мех},$ <p>де $C_6^{об}$, $C_6^{мех}$ – вартість буріння до і після застосування центрифуги (грн).</p> $C_6^{об} = \frac{T_6^{об}}{24} \times C_{об},$ $C_6^{мех} = \frac{T_6^{мех}}{24} \times C_{мех},$
---------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 2.1

<p>$T_0^{об}, T_0^{пнсм}$ — час чистого буріння до і після застосування центрифуги (год.).</p>	
$T_0^{об} = \frac{L}{V_{об}}$	
$T_0^{пнсм} = \frac{L}{V_{пнсм}}$	
<p>де L — глибина буріння (м);</p>	
<p>$V_{об}, V_{пнсм}$ — механічна швидкість буріння відповідно до і після застосування центрифуги (м/год.).</p>	
<p>Економічний ефект від більш якісної очистки розчину, яка збільшує термін служби швидкозношуваних деталей (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p>	
$E_0 = C_{св} \times I_{св.дет.} \times \frac{P_{св.дет.}}{100\%},$	
<p>де $C_{св}$ — вартість спорудження 1 м свердловини (грн);</p>	
<p>$I_{св.дет.}$ — індекс зростання ресурсу швидкозношуваних деталей на 1 п.м свердловини;</p>	

Продовження таблиці 2.1

$P_{\text{мат.обст.}}$ – питома вага вартості швидкозношуваних деталей у собівартості 1 п. м буріння (%).

$$P_{\text{мат.обст.}} = \frac{B_{\text{мат.обст.}}}{C_{\text{об.}}}$$

$$I_{\text{рем.дет.}} = \frac{V_{\text{обст.}}^{\text{пост.}} \times \Delta R_{\text{мат.обст.}}}{h_{\text{сп.}}^{\text{м.}}}$$

де $B_{\text{мат.обст.}}$ – вартість швидкозношуваних деталей при спорудженні однієї свердловини (грн);

$\Delta R_{\text{мат.обст.}}$ – зростання ресурсу швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань (год.);

$h_{\text{сп.}}^{\text{м.}}$ – середня глибина буріння свердловини.

$$\Delta R_{\text{мат.обст.}} = R_{\text{мат.обст.}} \times \left(1 + \frac{\Delta\gamma}{100\%}\right),$$

де $R_{\text{мат.обст.}}$ – ресурс швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань (год.);

$\Delta\gamma$ – відносне значення росту терміну служби швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань внаслідок більш якісної очистки розчину (%).

Продовження таблиці 1.1

Компонування низу бурової колони	Зменшення вартості буріння свердловини за рахунок компонування низу бурової колони і відповідного уникнення ситуацій щодо необхідності її подовження при викривленні і з проектуних величин до передбачуваних і зменшення зносу бурової колони за рахунок усунення зростання сил тертя у викривленій свердловині	<p>Ефект за рахунок зменшення викривлення свердловини розраховується за формулою:</p> $E_{\text{сверд.}} = (H_{\text{сверд.}}^{\text{пр.}} - H_{\text{сверд.}}^{\text{нор.}}) \times C_{\text{ст}}$ <p>де $C_{\text{ст}}$ – вартість спорудження 1 м свердловини (грн); $H_{\text{сверд.}}^{\text{пр.}}$ – довжина свердловини до викривлення (м); $H_{\text{сверд.}}^{\text{нор.}}$ – довжина свердловини після викривлення (м).</p> <p>Ефект за рахунок зменшення зносу бурових труб і подовжен ня терміну їх служби розраховується за формулою:</p> $E_{\text{т.}} = N_{\text{т.}} \times \left(1 - \frac{n_{\text{т.}}}{100\%}\right) \times \frac{C_{\text{б.к.}}}{H_{\text{б.к.}}}$ <p>де $N_{\text{т.}}$ – норма зносу бурових труб в метрах на 1 п. м буріння (м); $n_{\text{т.}}$ – відносна величина зниження норми зносу бурових труб (%); $C_{\text{б.к.}}$ – вартість бурової колони (грн); $H_{\text{б.к.}}$ – довжина бурової колони (м).</p> <p>Загальний економічний ефект при компонуванні низу бурової колони розраховується за формулою:</p> $E = E_{\text{сверд.}} + E_{\text{т.}}$
----------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 2.1

<p>Застосування розділового пакера для манжетного цементування</p>	<p>Зменшення вартості буріння за рахунок використання розділового пакера власного виробництва та цементної пробки замість заводського пакера та розбуваного зворотного клапана</p>	<p>Економічний ефект в розрахунку на одну свердловину (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = \frac{C_{\text{в}} \times \Delta C_{\text{н}}}{100\%} \times h_{\text{в}}$ <p>де $C_{\text{в}}$ – вартість спорудження 1 м свердловини (грн); $\Delta C_{\text{н}}$ – відносне зниження собівартості 1 п. м буріння за рахунок застосування розділового пакера для манжетного цементування (%); $h_{\text{в}}$ – глибина буріння свердловини (м).</p> $\Delta C_{\text{н}} = (1 - I_{\text{м}}) \times P_{\text{м}}$ <p>де $P_{\text{м}}$ – питома вага вартості пакера на 1 п. м буріння до впровадження заходу у собівартості 1 п. м буріння (%); $I_{\text{м}}$ – індекс зміни вартості пакера на 1 п. м буріння.</p> $I_{\text{м}} = 1 + \frac{C_{\text{н}2} - C_{\text{н}1}}{C_{\text{н}1}}$ $P_{\text{м}} = \frac{C_{\text{н}1}}{C_{\text{в}} \times h_{\text{в}}} \times 100\%$ <p>де $C_{\text{н}1}$ – вартість заводського пакера та розбуваного зворотного клапана до впровадження заходу (грн); $C_{\text{н}2}$ – вартість розділового пакера власного виробництва та цементної пробки після впровадження заходу (грн).</p>
--------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 2.1

7	Застосування УБТ Ї спиральною зовнішньою поверхнею	Скорочення часу на спорудження свердловини за рахунок зменшення ймовірності прихоплення труб в свердловині	<p>Економічний ефект розраховується за формулою:</p> $E = \frac{T_{св} - T_{св1}}{24} \times C_{ам}, \text{ (грн/1 св.)}$ <p>де $T_{св}$ – час буріння за відсутності прихоплення труб в свердловині (год.); $T_{св1}$ – час буріння за наявності прихоплення труб в свердловині (год.); $C_{ам}$ – вартість амортизації бурової установки (грн/добу).</p>
8	Використання вантажної лебідки для оптимізації термінів монтажу - демонтажу бурового комплексу	Скорочення часу на перевезення обладнання на нову точку за рахунок прискорення вантажно-розвантажувальних робіт	<p>Економічний ефект розраховується за формулою:</p> $E = \frac{T_{м} - T_{м1}}{24} \times C_{ам.тр.}, \text{ (грн/1 св.)}$ <p>де $T_{м}$ – час монтажу бурового комплексу за допомогою лебідки (год.); $T_{м1}$ – час монтажу бурового комплексу за допомогою кранів і трейлера (год.); $C_{ам.тр.}$ – вартість амортизації бурової установки при простій (грн/добу).</p>
9	Вибір рецептури тампонажної суміші	Зниження часу на спорудження свердловини за рахунок зменшення термінів застигання тампонажної суміші	<p>Економічний ефект розраховується за формулою:</p> $E = \frac{T_{зстм1} - T_{зстм2}}{24} \times C_{ам.тр.}, \text{ (грн/1 св.)}$ <p>де $T_{зстм1}$ – час застигання тампонажної суміші за новим рецептом (год.);</p>

Продовження таблиці 1.1

	<p>$T_{\text{зам.}}$ – час застигання тампажноної суміші за старим рецептом (год.); $C_{\text{ам.рп.}}$ – вартість амортизації бурової установки при простоті (грн/добу).</p>		
<p>10</p>	<p>Оптимізація розмірів під'їзної дороги і бурового майданчика</p>	<p>Зниження вартості робіт за рахунок зменшення ширини під'їзної дороги</p>	<p>Економічний ефект розраховується за формулою:</p> $E = (l_2 \times w_2 \times h_2 - l_1 \times w_1 \times h_1) \times C_{\text{ам.р.}}, \text{ (грн/1 св.)}$ <p>де l_2, w_2, h_2 – довжина, ширина та висота під'їзної дороги до запровадження змін (м); l_1, w_1, h_1 – довжина, ширина та висота під'їзної дороги після запровадження змін (м); $C_{\text{ам.р.}}$ – вартість 1 м^3 матеріалу для облаштування під'їзної дороги (грн).</p>
<p>11</p>	<p>Вибір оптимальних параметрів промивальної рідини</p>	<p>При використанні більш легких розчинів виходить економія за рахунок зменшення кількості глини для приготування бурового розчину Крім того, за рахунок зменшення гідростатичного тиску на породоруйнуючий інструмент та водоносні</p>	<p>Економічний ефект розраховується за формулою:</p> $E = ((Q_2 - Q_1) \times V_{\text{рп.}}) \times C_{\text{ам.р.}}, \text{ (грн/1 св.)}$ <p>де Q_1 – кількість глини для приготування 1 м^3 полегшеного глинистого розчину (т/м^3); Q_2 – кількість глини для приготування 1 м^3 звичайного глинистого розчину (т/м^3); $V_{\text{рп.}}$ – об'єм необхідного розчину м^3; $C_{\text{ам.р.}}$ – вартість 1 т глини (грн).</p>

Продовження таблиці 2.1

	<p>горизонти, які перетинаються (в яких виникають поглинання і прихвати) відбувається підвищення механічної швидкості буріння</p>	<p>Кількість глини для приготування розчину зберігається за формулою:</p> $Q = \frac{\rho_{\text{св}} (\rho_{\text{ф}} - \rho_{\text{г}})}{\rho_{\text{св}} - \rho_{\text{г}}}, (\text{т/м}^3)$ <p>а об'єм, який необхідно заповнити розчином:</p> $V_{\text{роз}} = V_{\text{св}} + V_{\text{зав}} + V_{\text{сг}}, (\text{м}^3)$ <p>де $\rho_{\text{св}}$, $\rho_{\text{ф}}$, $\rho_{\text{г}}$ – густини відповідно сухої глини, бурового глини стого розчину, води (т/м^3); $V_{\text{св}}$, $V_{\text{зав}}$, $V_{\text{сг}}$ – об'єм свердловини, жолобу та приймальних смостей, які необхідно заповнити буровим глинистим розчином (м^3).</p>
<p>12</p>	<p>Впровадження способу буріння гвинтовим забійним двигуном</p> <p>Економічний ефект виникає за рахунок скорочення часу на спорудження свердловини. При використанні способу буріння гвинтовим забійним двигуном збільшується механічна швидкість буріння в порівнянні з обертальним бурінням з двигуном на поверхні</p>	<p>Економічний ефект при бурінні однієї свердловини при впровадженні способу буріння гвинтовим забійним двигуном (грн/1 св.) розраховується за наступною формулою:</p> $E = C_{\text{ср}}^{\text{об}} - (C_{\text{ср}}^{\text{мех}} + E_{\text{с}} \times K_{\text{гд}}),$ <p>де $C_{\text{ср}}^{\text{об}}$, $C_{\text{ср}}^{\text{мех}}$ – вартість буріння до і після застосування гвинтового забійного двигуна (грн); $E_{\text{с}}$ – галузевий нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності; капітальних витрат;</p>

Продовження таблиці 2.1

<p>$K_{гц}$ – величина капітальних витрат при використанні гвинтового забійного двигуна.</p>	$C_{бр}^{об} = \frac{T_{бр}^{об}}{24} \times C_{ам},$ $C_{бр}^{пска} = \frac{T_{бр}^{пска}}{24} \times C_{ам},$ <p>де $C_{ам}$ – вартість амортизації бурової установки (грн/добу); $T_{бр}^{об}, T_{бр}^{пска}$ – час чистого буріння до і після застосування гвинтового забійного двигуна (год.).</p>	$T_{бр}^{об} = \frac{L}{V_{мер}^{об}},$ $T_{бр}^{пска} = \frac{L}{V_{мер}^{пска}},$ <p>де L – глибина буріння (м); $V_{мер}^{об}, V_{мер}^{пска}$ – механічна швидкість буріння відповідно до і після застосування гвинтового забійного двигуна (м/год.).</p>

Формула розрахунку загального економічного ефекту при спорудженні однієї дегазаційної свердловини від впровадження організаційно-технічних заходів має вигляд:

$$E_{\text{заг.}} = \sum_{i=1}^n E_i, \text{ (грн/1св.)}$$

де E_i – економічний ефект від впровадження i -го організаційно-технічного заходу при спорудженні дегазаційної свердловини;

n – кількість організаційно-технічних заходів, які впровадженні при спорудженні дегазаційної свердловини.

Економічний ефект з врахуванням обсягу виробленої продукції (кількість споруджених свердловин за рік) при умові однакових фактичних, умовно прийнятих та експериментально визначених параметрів розраховується наступним чином:

$$E_{\text{рiч.}} = \sum_{i=1}^n E_i \times Q_{\text{св.}}, \text{ (грн/рiк)}$$

де $Q_{\text{св.}}$ – кількість споруджених за рік свердловин з однаковими фактичними, умовно прийнятими та експериментально визначеними параметрами.

При умові, що потокові технології спорудження дегазаційних свердловин передбачають необхідність безперервної організації виробничих процесів з врахуванням геологічних, кліматичних та

інших характеристик проведення підготовчих, монтажньо-демонтажних і бурових робіт, річний економічний ефект від впровадження організаційно-технічних заходів матиме наступний вигляд:

$$E_{річ.} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_i \times Q_{св. j}, \text{ (грн/рік)}$$

де E_i – економічний ефект від спорудження i -ої свердловини, яка належить до j -ої групи дегазаційних свердловин;

$Q_{св. j}$ – кількість свердловин, які належать до j -ої групи дегазаційних свердловин;

m – кількість груп свердловин, які мають однакові геологічні, кліматичні та інші характеристики проведення підготовчих, монтажньо-демонтажних і бурових робіт.

Отже, приведена вище методика розрахунку економічної ефективності впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин дозволяє:

- оцінити ступінь впливу окремого заходу на загальну ефективність процесу спорудження дегазаційної свердловини;
- масштабувати комплексний показник ефективності спорудження окремої свердловини на обсяги виробництва за відповідний період часу;

- на основі використання запропонованих фактичних та умовно прийнятих параметрів для обґрунтування та розрахунку економічного ефекту здійснити апробацію даної методики в умовах організації процесів спорудження дегазаційних свердловин на вугледобувному підприємстві;

- використовувати запропоновані вище підходи до розрахунку економічної ефективності для оцінки доцільності корегування організаційних та техніко-технологічних аспектів впроваджуваного заходу.

2.2 Методика розрахунку економічного ефекту від зміни конструкції дегазаційної свердловини

Вибір конструкції свердловини є основним етапом її проектування і повинен забезпечувати високу якість спорудження свердловини як експлуатованого тривалий час складного нафтопромислового об'єкта, запобігати аваріям та ускладненням в процесі буріння, створювати умови для зниження витрат часу і матеріально-технічних засобів на буріння.

Заходи конструкційного характеру при спорудження дегазаційних свердловин та методика розрахунку їх економічної ефективності наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Заходи конструкційного характеру при спорудженні дегазційних свердловин

№ п/п	Найменування заходу	Очікуваний ефект	Методика розрахунку економічної ефективності заходу
1	<p>Перехід на конструкцію свердловини однією колоною Ø 146 мм (без хвостовика Ø 108 мм)</p>	<p>При зміні конструкції свердловини відбувається скорочення термінів спорудження свердловини за рахунок зменшення часу на встановлення однієї колони при виключенні часу на буріння під хвостовик меншим діаметром, виключення операції спуску хвостовика, а також від зменшення вартості долота на 1 погонний метр буріння</p>	<p>Ефект при спорудженні однієї свердловини (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = E_T + E_d - B_B,$ <p>де E_T – економічний ефект від скорочення часу на встановлення колони без хвостовика;</p> <p>E_d – економічний ефект від зменшення вартості долота на 1 погонний метр буріння для однієї свердловини;</p> <p>B_B – додаткові витрати за рахунок збільшення ваги перфорованої колони при застосуванні труб більшого діаметру.</p> <p>Економічний ефект від скорочення часу на встановлення колони без хвостовика розраховується за формулою:</p> $E_T = (T_{\text{м}} - T_{\text{св.м}}) \times C_{\text{м.г.с.}}$ <p>де $C_{\text{м.г.с.}}$ – вартість 1 машинно-години спорудження свердловини (грн);</p> <p>$T_{\text{м}}$ – часна встан овлення колони з хвостовиком (год.);</p> <p>$T_{\text{св.м}}$ – часна встановлення колони без хвостовика (год.);</p> $T_{\text{м}} = T_1 + T_2,$ <p>де T_1 – час на встановлення технічної колони (до хвостовика) (год.);</p> <p>T_2 – час на встановлення хвостовика (год.).</p>

Продовження таблиці 2.2

<p> $T_1 = T_{16} + T_{1c} + T_{1u} + T_{1p},$ де T_{16} — час на буріння до хвостовика (год.); T_{1c} — час на спуск експлуатаційної колони (год.); T_{1u} — час на цементування колони та завершення затверднення цементу (год.); T_{1p} — час розбурювання зворотного клапана і цементної пробки (год). </p>	<p> $T_{16} = \frac{L_6}{V_{\text{мех.б}}},$ де L_6 — глибина буріння до хвостовика (м); $V_{\text{мех.б}}$ — механічна швидкість буріння до хвостовика (м/год.). </p>
<p> $T_2 = T_{26} + T_{2c},$ де T_{26} — час на буріння під хвостовик (год.); T_{2c} — час на спуск хвостовика (год.); </p>	<p> $T_{26} = \frac{L_{6,м}}{V_{\text{мех.б,м}}},$ де $L_{6,м}$ — глибина буріння під хвостовик (м); $V_{\text{мех.б,м}}$ — механічна швидкість буріння під хвостовик (м/год.). </p>

Продовження таблиці 2.2.

	<p>$T_{\text{бет. ж}} = T_3 + T_4 + T_5 + T_6,$</p> <p>де T_3 – час на буріння під експлуатаційну та перфоровану колону (год.);</p> <p>T_4 – час на спуск колони (год.);</p> <p>T_5 – час на цементування колони та завершення затверднення цементу (год.);</p> <p>T_6 – час розбурювання зворотного клапана і цементної пробки (год).</p> <p>Час на буріння під експлуатаційну та перфоровану колону розраховується за формулою :</p>
	$T_3 = \frac{L_{\text{б.п.к.}}}{V_{\text{мет.б}}},$
	<p>де $L_{\text{б.п.к}}$ – глибина буріння під експлуатаційну та перфоровану колону (м).</p> <p>Економічний ефект від зменшення вартості долога на 1 потонний метр буріння для однієї свердловини розраховується за формулою :</p> $E_{\text{д}} = (C_{\text{о.м.т}} - C_{\text{о.м}}) \times L_{\text{б.ж}},$

Продовження таблиці 2.2

<p>де C_{0, m_1}, C_{0, m_2} – вартість долота на 1 п. м буріння відповідно до і після впровадження заходу (грн/м).</p>	$C_{0, m_1} = \frac{C_{01}}{h_{\text{пов1}}},$ $C_{0, m_2} = \frac{C_{02}}{h_{\text{пов2}}},$ <p>де C_{01}, C_{02} – вартість долота відповідно до і після впровадження заходу (грн); $h_{\text{пов1}}, h_{\text{пов2}}$ – сумарна проходка долотом до повного його стирання відповідно до і після впровадження заходу (м).</p> <p>Додаткові витрати за рахунок збільшення ваги перфорованої колони при застосуванні труб більшого діаметру визначаються за формулою :</p>
	$B_{\text{в}} = \frac{L_{\text{к}} \times (m_1 - m_2) \times B_{1, \text{тр}}}{1000},$ <p>де $L_{\text{к}}$ – довжина перфорованої колони (м); m_1, m_2 – вага 1 п. м труби відповідно до та після впровадження заходу (кг); $B_{1, \text{тр}}$ – вартість 1 т. обсадної труби (грн.).</p>

Продовження таблиці 2.2

<p>2</p> <p>Перехідна конструкція свердловини однієї колоною меншого діаметру (Ø 108 мм або Ø 114 мм)</p>	<p>Економічний ефект досягається за рахунок:</p> <ul style="list-style-type: none"> - скорочення витрат матеріалів при спорудженні свердловини (зменшення ваги основної колони при застосуванні труб меншого діаметра); - використання одного насоса високого тиску, внаслідок чого отримуюмо економію на витраті дизельного палива; - зменшенні об'єму загрубовного простору та, відповідно, обсягу використуваного тампонажного розчину. 	<p>Ефект при спорудженні однієї свердловини (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = E_{\text{проб}} + E_{\text{об.п.}} + E_{\text{тех.}} - B_{\text{т.}}$ <p>де $E_{\text{проб}}$ – економічний ефект від застосування труб меншого діаметра (Ø 108 мм замість Ø 146 мм);</p> <p>$E_{\text{об.п.}}$ – економічний ефект від використання одного насоса високого тиску замість двох насосів;</p> <p>$E_{\text{тех.}}$ – економічний ефект від зменшення об'єму використуваного тампонажного розчину;</p> <p>$B_{\text{т.}}$ – додаткові витрати за рахунок збільшення термінів спорудження свердловини через зниження механічної швидкості буріння при застосуванні гвинтового забійного двигуна меншого діаметру.</p> <p>Економічний ефект від застосування труб меншого діаметра визначається за формулою :</p> $E_{\text{проб}} = \frac{L_{\text{с.т.}} \times (m_1 \times B_{\text{т.1}} - m_2 \times B_{\text{т.2}})}{1000},$ <p>де $L_{\text{с.т.}}$ – довжина обсадної труби (м);</p> <p>m_1, m_2 – вага 1 п. м труби відповідно до та після впровадження заходу (кг);</p> <p>$B_{\text{т.1}}, B_{\text{т.2}}$ – вартість 1 т. обсадної труби відповідно до та після впровадження заходу (грн.).</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 2.2

Економічний ефект від використання одного насоса високого тиску замість двох насосів визначається за формулою :

$$E_{\text{вир.н.}} = (T_{\text{кл}} \times r_1 - T_{\text{кз}} \times r_2) \times B_{\text{вир.н.}}$$

де $T_{\text{кл}}, T_{\text{кз}}$ – час чистого буріння під основну колону до та після впровадження заходу (з використанням гвинтового забійного двигуна відповідно Ø 172 (долото PDC 215 мм) та Ø 127 мм (долото PDC 165 мм));

r_1, r_2 – витрата дизельного палива при бурінні гвинтовим забійним двигуном до та після впровадження заходу (відповідно Ø 172 мм та Ø 127 мм);

$B_{\text{вир.н.}}$ – вартість 1 л. дизельного палива.

Час чистого буріння під основну колону до та після впровадження заходу визначається за формулою :

$$T_{\text{кл}} = \frac{L_{\text{г.о.}}}{V_{\text{мех.б1}}}$$

$$T_{\text{кз}} = \frac{L_{\text{г.о.}}}{V_{\text{мех.б2}}}$$

де $L_{\text{г.о.}}$ – глибина буріння під основну колону (м);

$V_{\text{мех.б1}}, V_{\text{мех.б2}}$ – механічна швидкість буріння до та після впровадження заходу (з викор истанням гвинтового забійного двигуна відповідно Ø 172 (долото PDC 215 мм) та Ø 127 мм (долото PDC 165 мм)).

Продовження таблиці 2.2

		<p>Економічний ефект від зменшення об'єму використаного тампонажного розчину визначається за формулою :</p> $E_{\text{грн}} = (V_1 - V_2) \times k \times B_{\text{цемент}}$ <p>де V_1, V_2 — об'єм затрубного простору при бурінні під основну колону до та після впровадження заходу (м^3); k — вміст цементу в 1 м^3 тампонажного розчину; $B_{\text{цемент}}$ — вартість 1 т цементу (грн).</p> <p>Об'єм затрубного простору визначається за формулою :</p> $V = \frac{\pi}{4} \times (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{вс.тр.}}^2) \times h_{\text{грн}}$ <p>де $d_{\text{вн}}$ — діаметр свердловини (м); $d_{\text{вс.тр.}}$ — діаметр обсадної труби (м); $h_{\text{грн}}$ — інтервал цементування (м).</p> <p>Додаткові витрати за рахунок збільшення термінів спорудження свердловини через зниження механічної швидкості буріння при застосуванні гвинтового забійного двигуна меншого діаметру визначаються за формулою :</p> $B_T = (T_{\text{кр}} - T_{\text{кл}}) \times C_{\text{м-г.с.}}$ <p>де $C_{\text{м-г.с.}}$ — вартість 1 машинно-години спорудження свердловини (грн).</p>
--	--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Заходи конструкційного характеру при спорудження дегазаційних свердловин базуються на розробках фахівців компанії “Донецьксталь” та Державного Макіївського науково-дослідного інституту з безпеки робіт у гірничій промисловості, якими запропоновано споруджувати дегазаційні свердловини однією колоною, перфорованою в нижній частині.

Як бачимо з даних таблиці 2.2, запропоновані заходи конструкційного характеру при спорудження дегазаційних свердловин передбачають перехід на конструкцію свердловини однією колоною різного діаметру (\varnothing 146 мм, \varnothing 108 мм або \varnothing 114 мм). Кожна з таких конструкцій має свої особливості, переваги та недоліки, а також потребує різних витрат. Врахування цих факторів дозволить обрати оптимальний для замовника варіант як з конструкційної точки зору, так і з позиції мінімізації витрат та отримання максимального економічного ефекту.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ШАХТОУПРАВЛІННІ „ПОКРОВСЬКЕ”

3.1 Економічний ефект від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин

Зважаючи на необхідність апробації теоретично та методично обґрунтованих підходів, викладених в підрозділі 2.1, розрахунки економічних ефектів від запропонованих організаційно-технічних заходів доцільно провести в реальних умовах організації процесу спорудження дегазаційних свердловин. Результати розрахунків приведені в таблиці 3.1.

Величина загального економічного ефекту за результатами проведених розрахунків становить:

$$E_{\text{заг.}} = 13032 + 16656,2 + 17206 + 20146,5 + 17455 + 7400 + 18333,3 + \\ + 2580 + 11700 + 10325 + 8000 + 186867,6 = \mathbf{329702} \text{ грн/св.}$$

Зважаючи на умовний характер величини окремих параметрів, які були використані для розрахунку економічних ефектів від впровадження техніко-організаційних заходів, а також, враховуючи

неоднакові геологічні умови при спорудження дегазаційних свердловин, сума загального економічного ефекту може змінюватись.

Проведений розрахунок економічних ефектів дає можливість встановити, що найбільшу питому вагу в загальному економічному ефекті займає ефект спричинений таким організаційно-технічним заходом як „впровадження способу буріння забійними двигуном” (56,7%). Економічні ефекти від впровадження інших заходів становлять від 0,8% до 6,1% в загальному економічному ефекті.

Отже, на основі теоретичного обґрунтування та практичної апробації запропонованих організаційно-технічних змін у процесах спорудження дегазаційних свердловин можна рекомендувати управлінському корпусу вугледобувного підприємства такі напрямки можливих змін у внутрішньому середовищі:

1. Зміни мети організації. Для того, щоб вугледобувне підприємство працювало ефективно, керівники мають періодично здійснювати моніторинг та змінювати цілі відповідно до зміни середовища функціонування підприємства.

3. Зміни завдань. Зміни в завданнях охоплюють процес виконання завдань, впровадження нового завдання або стосується характеру роботи.

4. Зміни технологій. Змінив технології можуть передбачати нагальність модифікації структури й персоналу. Проте найважливіші зміни можуть стосуватись технології виробництва, зокрема, процесу спорудження дегазаційних свердловин.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку економічного ефекту від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні легаційних свердловин

№п/п	Найменування заходу	Значення фактичних, умовно прийнятих та експериментально визначених параметрів	Результати розрахунку
1	Рациональний вибір типу доліт	<p>Вартість долота діаметром 215,9 ТК (Пермьнефтемаш -ремонт) – 108000грн</p> <p>Сумарна проходка долотом діаметром 215,9 ТК (Пермьнефтемаш -ремонт) до повного його стирання – 1000 м.</p> <p>Вартість долота при бурінні долотом 215,9 типу Varel (США) – 90000грн</p> <p>Сумарна проходка долотом 215,9 типу Varel (США) до повного його стирання – 1000м</p> <p>Вартість спорудження 1 м свердловини - 1453грн</p> <p>Довжина свердловини – 724м</p>	<p>Вартість долота ТК (“Пермьнефтемаш -ремонт”) на 1 м буріння ($C_{d,1}$) становить:</p> $C_{d,1} = \frac{108000}{1000} = 108 \text{ грн/м}$ <p>Вартість долота типу Varel (США) на 1 м буріння ($C_{d,2}$) становить:</p> $C_{d,2} = \frac{90000}{1000} = 90 \text{ грн/м}$ <p>Індекс зміни вартості долота на 1 п. м буріння рівний:</p> $I_{\omega} = 1 + \left(\frac{90 - 108}{108} \right) = 0,833$ <p>Питома вага вартості долота на 1 п. м буріння до впровадження заходу у собівартості 1 п. м буріння рівна:</p> $P_{\omega} = \frac{108}{1453} \times 100\% = 7,43\%$

Продовження таблиці 3.1

	<p>Відносне зниження собівартості 1 п. м буріння (%) рівне:</p> $\Delta C\partial = (1 - 0,833) \times 7,43\% = 1,24\%$ <p>Економічний ефект на 1 свердловину становить:</p> $E = \frac{1453 \times 1,24\%}{100\%} \times 724 = 13032 \text{ (грн/1 св.)}$		
<p>2</p>	<p>Обсяг виготовлення продукції (1 п.м буріння) на одного робітника відповідно до і після впровадження парогенератора становить:</p> $B_1 = 33 / 3 = 11 \text{ м}$ $B_2 = 38 / 3 = 12,67 \text{ м}$ <p>Індекс зміни продуктивності праці на 1 п. м буріння становить:</p> $I_{пр} = 1 + \frac{12,67 - 11}{11} = 1,152$ <p>Зниження собівартості 1 п. м буріння рівне:</p>	<p>Число робітників до і після впровадження парогенератора – 3 чол.</p> <p>Продуктивність праці у змїну до і після впровадження парогенератора – 33 м та 38 м</p> <p>Вартість 1 п.м спорудження свердловини – 1453 грн</p> <p>Глибина свердловини – 724 м</p> <p>При умові, що впровадження парогенератора не спричиняє зміну заробітної плати робітників, то $I_{пр} = 1$.</p> <p>Питома вага заробітної плати робітників у собівартості 1 п. м буріння $I_{пр} = 1,2\%$.</p>	<p>Установка парогенератора для підвищення продуктивності і поліпшення умов праці взимовий період</p>

Продовження таблиці 3.1

			$\Delta C = \left(1 - \frac{1}{1,152}\right) \times 12\% = 1,58\%$ <p>Економічний ефект становить:</p> $E = \frac{1453 \times 1,58\%}{100\%} \times 724 = 16656,2 \text{ грн/м}$
3	Використання додаткового комплексу магів	<p>Вартість амортизації бурової установки при простой (грн/добу) – 20 647 грн/добу.</p> <p>Час економії при монтажі – 12 год.</p> <p>Час на зріз і подальшу рекультивацию ґрунтово-рослинного шару (до $h = 0,25 \text{ м}$) на одну свердловину – 8 год.</p>	<p>Економія на один монтаж бурової установки становить:</p> $E_u = \frac{20647 \times 12}{24} = 10324 \text{ (грн/1 св.)}$ <p>Економія витрат на зріз і подальшу рекультивацию ґрунтово-рослинного шару (до $h = 0,25 \text{ м}$) на одну установку:</p> $E_{\text{рек}} = \frac{20647 \times 8}{24} = 6882 \text{ (грн/1 св.)}$ <p>Економічний ефект становить:</p> $E = 10324 + 6882 = 17206 \text{ (грн/1 св.)}$

Продовження таблиці 3.1

	<p>Глибина буріння – 664 м (724 -60); Механічна швидкість буріння до і після застосування центрифуги – 8 м/год. і 8,24 м/год. Вартість амортизації бурової установки – 200000 грн/добу. Вартість 1 м спорудження свердловини – 1453 грн Відносне значення росту терміну служби швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань внаслідок більш якісної очистки розчину – 2 %. Ресурс швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань – 200 год. Питома вага вартості швидкозношуваних деталей у собівартості 1 п. м буріння – 1,8 %</p>	<p>Час чистого буріння до і після застосування центрифуги становить:</p> $T_6^{об} = \frac{664}{8} = 83 \text{ год.}$ $T_6^{мех} = \frac{664}{8,24} = 80,6 \text{ год.}$ <p>Вартість буріння до і після застосування центрифуги становить:</p> $C_6^{об} = \frac{83}{24} \times 200000 = 691667 \text{ грн.}$ $C_6^{мех} = \frac{80,6}{24} \times 200000 = 671521 \text{ грн.}$ <p>Економічний ефект при бурінні під експлуатаційну колону однієї свердловини за рахунок крайого очищення бурового розчину по одній свердловині становить:</p> $E = 691666,7 - 671521,0 = 20145,7 \text{ (грн./1св.)}$	<p>Зростання ресурсу швидкозношуваних деталей бурових насосів, бурового інструменту, ГВД, бурової колони і її з'єднань становить:</p>
4	<p>Удосконалення системі очистки (робота центрифуги)</p>		

Продовження таблиці 3.1

			<p>$\Delta R_{\text{вир.ост.}} = 200 \times \left(1 + \frac{2\%}{100\%}\right) = 4$ (год.),</p> <p>Індекс зростання ресурсу швидкозношуваних деталей на 1 п.м. свердловини рівний:</p> $I_{\text{реш.дет.}} = \frac{8 \times 4}{724} = 0,044$ <p>Економічний ефект від більш якісної очистки розчину, яка збільшує термін служби швидкозношуваних деталей (грн./1 св.) становить:</p> $E_0 = 1453 \times 0,044 \times \frac{1,8\%}{100\%} = 1,2 \text{ (грн./1 св.)}$ <p>Сумарний економічний ефект становить:</p> $E = 20145,3 + 1,2 = 20146,5 \text{ (грн./1 св.)}$
5	Компонування низу бурової колони	Глибина свердловини до викривлення – 724м Глибина свердловини після викривлення – 736м Норма зносу бурових труб в метрах на 1 п.м буріння – 0,064м	<p>Ефект за рахунок зменшення викривлення свердловини становить:</p> $E_{\text{змен.}} = (736 - 724) \times 1453 = 17437 \text{ (грн./1 св.)}$

Продовження таблиці 3.1

	<p>Відносна величина зниження норми зносу бурових труб – 3%, Вартість бурильної колони – 200000грн Довжина бурильної колони – 724 м Вартість 1 м спорудження свердловини – 1453 грн</p>	<p>Ефект за рахунок зменшення зносу бурильних труб і подовження терміну їх служби становить:</p> $E = 0,064 \times \left(1 - \frac{3\%}{100\%}\right) \times \frac{200000}{724} = 18 \text{ (грн/1 св.)}$ <p>Загальний економічний ефект при комплектуванні низу бурової колони становить:</p> $E = 17437 + 18 = 17455 \text{ (грн/1 св.)}$
<p>Застосування розділювального пакера для манжетного цементування</p>	<p>Вартість розділювального пакера власного виробництва та цементної пробки – 1600,грн Вартість заводського пакера та розбуруваного зворотного клапана – 9000,грн Вартість 1 м спорудження свердловини – 1453 грн Глибина свердловини – 724м</p>	<p>Індекс зміни вартості пакера на 1 п. м буріння становить:</p> $I_m = 1 + \frac{1600 - 9000}{9000} = 0,178$ <p>Питома вага вартості пакера на 1 п. м буріння до впровадження заходу у собівартості 1 п. м буріння рівна:</p> $P_m = \frac{9000}{1453 \times 724} \times 100\% = 0,86\%$ <p>Відносне зниження собівартості 1 п. м буріння за рахунок застосування розділювального пакера для манжетного цементування становить:</p>

Продовження таблиці 3.1

			$\Delta C_n = (1 - 0,178) \times 0,86\% = 0,7\%$ <p>Економічний ефект в розрахунку на одну свердловину (грн/1 св.) розраховується за формулою:</p> $E = \frac{1453 \times 0,7\%}{100\%} \times 724 = 7400 \text{ (грн.)}$
7	Застосування УБТ із спіральною зовнішньою поверхнею	<p>Час буріння за наявності прихоплень труб в свердловині – 74,8 год.</p> <p>Час буріння за відсутності прихоплень труб в свердловині – 72,6 год.</p> <p>Вартість амортизації бурової установки – 200000 грн/добу.</p>	<p>Економічний ефект становить:</p> $E = \frac{74,8 - 72,6}{24} \times 200000 = 18333,3 \text{ (грн/1 св.)}$
8	Використання вантажної лебідки для оптимізації термінів монтажу - демонтажу бурового комплексу	<p>Час монтажу бурового комплексу за допомогою кранів і трейлера – 4 год.</p> <p>Час монтажу бурового комплексу за допомогою лебідки – 1 год.</p> <p>Вартість амортизації бурової установки при простой (грн/добу) – 20647 грн/добу.</p>	<p>Економічний ефект становить:</p> $E = \frac{4-1}{24} \times 20647 = 2580 \text{ (грн/1 св.)}$

Продовження таблиці 3.1

9	Вибір рецептури тампонажної суміші	Час застигання тампонажної суміші за старим рецептом – 28 год. Час застигання тампонажної суміші за новим рецептом – 14,4 год. Вартість амортизації бурової установки при простой (грн/добу) – 20647 грн/добу.	Економічний ефект становить: $E = \frac{28 - 14,4}{24} \times 20647 = 11700 \text{ (грн/1 св.)}$
10	Оптимізація розмірів під'їзної дороги і бурового майданчика	Довжина, ширина та висота під'їзної дороги до запровадження змін – 90 м, 6 м, 0,45 м; Довжина, ширина та висота під'їзної дороги після запровадження змін – 70 м, 4,5 м, 0,45 м; Вартість 1 м ³ матеріалу для облаштування під'їзної дороги – 100 грн.	Економічний ефект становить: $E = (90 \times 6 \times 0,45 - 70 \times 4,5 \times 0,45) \times 100 = 10325 \text{ (грн/1 св.)}$
11	Вибір оптимальних параметрів промивальної рідини	Вартість 1 т глини – 500 грн; Густина сухої глини та води відповідно – 2,6 т/м ³ , 1 т/м ³ ; Густина бурового глинистого розчину до та після запровадження заходу відповідно – 1,15 т/м ³ , 1,05 т/м ³ ; Об'єм свердловини, жолобу та приймальних смостей, які необхідно заповнити глинистим розчином – 100 м ³ .	Кількість глини для приготування звичайного розчину становить: $Q = \frac{2,6(1,15 - 1)}{2,6 - 1} = 0,24 \text{ (т/м}^3\text{)}$ Кількість глини для приготування полегшеного розчину становить: $Q = \frac{2,6(1,05 - 1)}{2,6 - 1} = 0,08 \text{ (т/м}^3\text{)}$ Економічний ефект становить: $E = ((0,24 - 0,08) \times 100) \times 500 = 8000 \text{ (грн/1 св.)}$

Продовження таблиці 3.1

<p>Впровадження ст особу буріння забійними двигуном</p>	<p>Глибина буріння – 664 м (724 - 60); Механічна швидкість буріння до і після застосування гвинтового забійного двигуна – 8 м/год. і 12 м/год. Вартість амортизації бурової установки – 200000 грн/добу. Вартість 1 м спорудження свердловини – 1453 грн Галузевий нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних витрат в геологорозвідці та гірській промисловості – 0,2; Величина капітальних витрат на придбання гвинтового забійного двигуна – 218440 грн.</p>	<p>Час чистого буріння до і після застосування гвинтового забійного двигуна становить:</p> $T_{\text{бр}}^{\text{об}} = \frac{664}{8} = 83 \text{ год.}$ $T_{\text{бр}}^{\text{псх}} = \frac{664}{12} = 55,33 \text{ год.}$ <p>Вартість буріння до і після застосування гвинтового забійного двигуна становить:</p> $C_{\text{бр}}^{\text{об}} = \frac{83}{24} \times 200000 = 691667 \text{ грн.}$ $C_{\text{бр}}^{\text{псх}} = \frac{55,33}{24} \times 200000 = 461111 \text{ грн.}$ <p>Економічний ефект при бурінні однієї свердловини при впровадженні способу буріння гвинтовим забійним двигуном становить:</p> $E = 691666,7 - (461111,1 + 0,2 \times 218440) = 186867,6 \text{ (грн./1 св.)}$
---------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5. Зміни персоналу. Зміни персоналу передбачають модифікацію його можливостей, установок або поведінки. Це може стосуватися технічної підготовки виробництва, підготовки до міжособового або групового спілкування, мотивації, лідерства, формування структурного колективу, впровадження програм підвищення задоволеності роботою.

6. Ресурсні зміни. Зміни ресурсів пов'язані з іншими чинниками і є чи не найосновнішою складовою. Виробничі зміни – це обов'язково зміни ресурсів.

3.2 Економічна оцінка ефективності зміни конструкції дегазаційної свердловини

Результати розрахунку економічного ефекту від впровадження конструкційних змін при спорудженні дегазаційних свердловин згідно методики, наведеної в розділі 2.2, здійснено в таблиці 3.2. Порівняння пропонованих конструкцій дегазаційних свердловин (перехід на конструкцію свердловини однією колоною Ø 146 мм, Ø 108 мм або Ø 114 мм) здійснено в таблиці 3.3.

Відповідно до даних, наведених в таблиці 3.3, максимальний загальний економічний ефект при спорудженні однієї свердловини (131944 грн) спостерігається при спорудженні свердловини однією колоною Ø 108 мм, далі слідує конструкція свердловини однією колоною Ø 114 мм (79760 грн) і найнижчий економічний ефект отриманий при спорудженні свердловини однією колоною Ø 146 мм (14812 грн).

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку економічного ефекту від впроваджен ня конструкційних змін при спорудженні негазацийних свердловин

Мел/п	Найменування заходу	Значення фактичних, умовно прийнятих та експериментально визначених параметрів	Результати розрахунку
1	Перехід на конструкцію свердловини однією колоною Ø 146 мм (без хвостовика Ø 108 мм)	<p>Механічна швидкість буріння до хвостовика – 8 м/год.;</p> <p>Механічна швидкість буріння під хвостовик – 5 м/год.;</p> <p>Час на спуск хвостовика Ø 108 мм (T_{2c}) – 6 год.;</p> <p>Час на спуск колони Ø 146 мм (T_{1c}, T_1) – 10 год.;</p> <p>Час на цементування колони Ø 146 мм і завершення затверднення цементу (T_{1a}, T_1) – 24 год.</p> <p>Час на розбурування зворотного клапана і цементної пробки (T_{1p}, T_1) – 2,5 год.</p> <p>Глибина буріння Ø 193,7 мм до хвостовика (інтервал 60 - 625 м) – 565 м;</p> <p>Глибина буріння Ø 127 мм під хвостовик (інтервал 625 - 724 м) – 99 м;</p>	<p>Час на буріння до хвостовика становить:</p> $T_{1c} = \frac{565}{8} = 72 \text{ (год.)},$ <p>Час на встановлення технічної колони (до хвостовика) становить:</p> $T_1 = 72 + 10 + 24 + 2,5 = 108,5 \text{ (год.)},$ <p>Час на буріння під хвостовик становить:</p> $T_{2c} = \frac{99}{5} = 19,8 \text{ (год.)},$ <p>Час на встановлення хвостовика становить:</p> $T_2 = 19,8 + 6 = 25,8 \text{ (год.)},$ <p>Час на встановлення колони з хвостовиком становить:</p> $T_{1a} = 108,5 + 25,8 = 134,3 \text{ (год.)}$ <p>Час на буріння під експлуатаційну та перфоровану колону становить:</p> $T_{2c} = \frac{664}{8} = 83 \text{ (год.)},$

Продовження таблиці 3.2

	<p>Глибина буріння Ø 193,7 мм під експлуатаційну та перфоровану колону (інтервал 625-724 м) – 664 м; Вартість 1 машинно-години спорудження свердловини – 2015,9 грн; Вартість долота Ø 127 мм до впровадження заходу – 116033 грн; Вартість долота Ø 215,9 мм після впровадження заходу – 90000 грн; Сумарна проходка долотом Ø 127 мм до повного його стирання – 1000 м; Сумарна проходка долотом Ø 215,7 мм до повного його стирання – 1000 м; Вага 1 п. м труби Ø 146 мм – 26,2 кг; Вага 1 п. м труби Ø 108 мм – 12,7 кг; Вартість 1 т. обсадної труби Ø 146 мм та Ø 108 мм рівна та становить 13166,7 грн; Довжина перфорованої колони – 99 м;</p>	<p>Часна встановлення колони без хвостовика становить: $T_{\text{ср. в}} = 83 + 10 + 24 + 2,5 = 119,5$ (год.)</p> <p>Економічний ефект від скорочення часу на встановлення колони без хвостовика становить:</p> $E_T = (134,3 - 119,5) \times 2015,9 = 29835 \text{ (грн)}$ <p>Вартість долота на 1 п. м буріння відповідно до і після впровадження заходу становить:</p> $C_{\text{д./м.1}} = \frac{116033}{1000} = 116 \text{ (грн/м)},$ $C_{\text{д./м.2}} = \frac{90000}{1000} = 90 \text{ (грн/м)}.$ <p>Економічний ефект від зменшення вартості 1 погонного метра буріння на вартість долота для однієї свердловини становить:</p> $E_{\text{д.}} = (116 - 90) \times 99 = 2574 \text{ (грн)}.$ <p>Додаткові витрати за рахунок збільшення ваги перфорованої колони при застосуванні труб більшого діаметру рівні:</p> $B_B = \frac{99 \times (26,2 - 12,7) \times 13166,7}{1000} = 17597 \text{ (грн)}.$
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 3.2

			<p>Сумарний ефект при спорудженні однієї свердловини становить:</p> $E = 29835 + 2574 - 17597 = 14812 \text{ (грн.)}$
<p>2</p> <p>Перехідна конструкція свердловини однією колоною меншого діаметру: А) Ø 108 мм; Б) Ø 114 мм</p>	<p>Довжина обсадної труби – 724 м; Вага 1 п. м труби Ø 146 мм – 26,2 кг; Вага 1 п. м труби Ø 108 мм – 12,7 кг; Вага 1 п. м труби Ø 114 мм – 18,5 кг; Вартість 1 т. обсадної труби Ø 146 мм та Ø 108 мм рівна та становить 13166,7 грн.</p> <p>Вартість 1 т. обсадної труби Ø 114 мм – 13000 грн.</p> <p>Глибина буріння під основну колону (інтервал 68 - 724 м) – 656 м; Механічна швидкість буріння з використанням гвинтового забійного двигуна Ø 172 (долото PDC 215 мм) – 31 м/год.; Механічна швидкість буріння з використанням гвинтового забійного двигуна Ø 127 мм (долото PDC 165 мм) – 25 м/год.; Витрата дизельного палива при бурінні гвинтовим забійним двигуном Ø 146 з використанням двох насосів – 165,3 л/год.;</p>	<p>А) Перехід на конструкцію свердловини однією колоною Ø 108 мм</p> <p>Економічний ефект від застосування труб Ø 108 мм становить:</p> $E_{\text{труб}} = \frac{724 \times (26,2 \times 13166,7 - 12,7 \times 13166,7)}{1000} = 128691 \text{ (грн.)}$ <p>Час чистого буріння під основну колону до та після впровадження заходу становить:</p> $T_{\text{кл}} = \frac{656}{31} = 21,16 \text{ (год.)},$ $T_{\text{кз}} = \frac{656}{25} = 26,24 \text{ (год.)}$ <p>Економічний ефект від використанням одного насоса високого тиску замість двох насосів становить:</p> $E_{\text{насос}} = (21,16 \times 165,3 - 26,24 \times 119,2) \times 7,93 = 2933,6 \text{ (грн.)}$	

Продовження таблиці 3.2

<p>Об'єм загрубовного простору для колони Ø 146 мм становить:</p> $V_1 = \frac{\pi}{4} \times ((0,22^2 - 0,146^2) \times 68 + (0,215^2 - 0,146^2) \times 57) = 12,34 \text{ (м}^3\text{)}$	<p>Витрата дизельного палива при бурінні гвинтовим забійними двигуном Ø 146 з використанням двох насосів – 165,3 л/год.; Вартість 1 л. дизельного палива – 7,93 грн;</p>
<p>Об'єм загрубовного простору для колони Ø 108 мм становить:</p> $V_2 = \frac{\pi}{4} \times ((0,2^2 - 0,108^2) \times 68 + (0,165^2 - 0,108^2) \times 57) = 8,32 \text{ (м}^3\text{)}$	<p>Діаметр свердловини для колони Ø 146 мм – 0,22 м на інтервалі цементування до 68 м та 0,215 м на інтервалі цементування від 68 до 625 м Діаметр свердловини для колони Ø 108 мм та Ø 108 мм – 0,2 м на інтервалі цементування до 68 м та 0,165 м на інтервалі цементування від 68 до 625 м</p>
<p>Економічний ефект від зменшення об'єму використуваного тампонажного розчину становить:</p> $E_{\text{ев}} = (12,34 - 8,32) \times 1,1 \times 2169,23 = 10560,4 \text{ (грн).}$	<p>Вартість 1 т цементу – 2169,23 грн; Вміст цементу в 1 м³ тампонажного розчину – 1,1; Вартість 1 машино-години спорудження свердловини – 2015,9 грн.</p>
<p>Додаткові витрати за рахунок збільшення термінів спорудження свердловини через зниження механічної швидкості буріння при застосуванні гвинтового забійного двигуна меншого діаметру становлять:</p> $B_T = (26,24 - 21,14) \times 2015,9 = 10241 \text{ (грн).}$	<p>Загальний ефект при спорудженні однієї свердловини становить:</p> $E = 128691 + 2933,6 + 10560,4 - 10241 = 131944 \text{ (грн).}$

		<p>Б) Перехід на конструкцію свердловини однією колоною Ø 114 мм</p> <p>Економічний ефект від застосування труб Ø 114 мм становить:</p> $E_{\text{троб}} = \frac{724 \times (26,2 \times 13166,7 - 18,47 \times 13000)}{1000} = 75917 \text{ (грн.)}$ <p>Час чистого буріння під основну колону до та після впровадження заходу становить:</p> $T_{\text{кл}} = \frac{656}{31} = 21,16 \text{ (год.)},$ $T_{\text{кз}} = \frac{656}{25} = 26,24 \text{ (год.)}$ <p>Економічний ефект від використання одного насоса високого тиску замість двох насосів становить:</p> $E_{\text{на.п.}} = (21,16 \times 165,3 - 26,24 \times 119,2) \times 7,93 = 2933,6 \text{ (грн.)}$ <p>Об'єм затрубного простору для колони Ø 146 мм становить:</p> $V_1 = \frac{\pi}{4} \times ((0,22^2 - 0,146^2) \times 68 + (0,215^2 - 0,146^2) \times 557) = 12,34 \text{ (м}^3\text{)}$
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продовження таблиці 3.2

<p>Об'єм затрубного простору для колони Ø114 мм становить:</p> $V_2 = \frac{\pi}{4} \times ((0,2^2 - 0,114^2) \times 68 + (0,165^2 - 0,114^2) \times 557) = 7,67 \text{ (м}^3\text{)}$ <p>Економічний ефект від зменшення об'єму використовуваного тампонажного розчину становить:</p> $E_{\text{еко}} = (12,34 - 7,67) \times 1,1 \times 2169,23 = 11150,23 \text{ (грн.)}$ <p>Додаткові витрати за рахунок збільшення термінів спорудження свердловини через зниження механічної швидкості буріння при застосуванні гвинтового забійного двигуна меншого діаметру становлять:</p> $B_T = (26,24 - 21,14) \times 2015,9 = 10241 \text{ (грн.)}$ <p>Загальний ефект при спорудженні однієї свердловини становить:</p> $E = 75917 + 2933,6 + 11150,5 - 10241 = 79760 \text{ (грн.)}$		

Таблиця 3.3 – Порівняння пропонованих конструкцій дегазційних свердловин

№ п/п	Пропонована конструкція свердловини	Загальний економічний ефект при спорудженні однієї свердловини, (грн)	Переваги	Недоліки	Відповідність техніко-технологічним вимогам до спорудження свердловин та придатність до застосування
1	Однією колоною Ø 146мм	14812	<p>1) скорочення часу на чисте буріння свердловини внаслідок буріння одним рейсом від кондуктора до проектної глибини одним діаметром;</p> <p>2) скорочення часу на встановлення обсадної колони без „хвостовика” внаслідок виконання кріплення однією колоною;</p> <p>3) зростання механічної швидкості буріння внаслідок виключення використання долота меншого діаметру.</p>	<p>1) значна тривалість спорудження свердловин в порівнянні з конструкцією однією колоною Ø 108 мм або Ø 114 мм;</p> <p>2) висока металомісткість та вартість колони обсадних труб;</p> <p>3) значні витрати дизельного палива внаслідок необхідності подання бурового розчину одночасно двома насосами.</p>	+

Продовження таблиці 3.3

2	Однісо колоною Ø 108мм	131944	<p>1) зменшення кількості використовуваноготампоного розчину внаслідок зменшення об'єму заг рубного простору;</p> <p>2) економія витрат дизельного палива внаслідок використання одного бурового насоса високого тиску;</p> <p>3) скорочення витрат матеріалів внаслідок зменшення ваги основної колоны.</p>	<p>1) неможливо утримування колоны в повітрі через виникнення зрізу ниток різьби під власною вагою колоны;</p> <p>2) нестійкість довгої колоны при встановленні її на забій;</p> <p>3) необхідність застосування складної та тривалої процедури спуску колоны.</p>	-
3	Однісо колоною Ø 114мм	79760	<p>1) зменшення кількості використовуваноготампоного розчину внаслідок зменшення об'єму заг рубного простору;</p> <p>2) економія витрат дизельного палива внаслідок використання одного бурового насоса високого тиску;</p> <p>3) скорочення витрат матеріалів внаслідок зменшення ваги основної колоны в порівнянні з конст рухкією однісоколоною Ø 146 мм.</p>	<p>1) зростання витрат матеріалів внаслідок збільшення ваги основної колоны в порівнянні з конст рухкією однісо колоною Ø 108 мм.</p> <p>2) менший економічний ефект в порівнянні з конст рухкією однісо колоною Ø 108мм</p>	+

Незважаючи на те, що спорудження свердловини однією колоною Ø 108 мм є найбільш вигідним з економічної точки зору, така конструкція не відповідає техніко-технологічним вимогам до спорудження свердловин та є непридатною до застосування в умовах шахтоуправління „Покровське”. Тому пропонується використовувати конструкцію свердловини однією колоною Ø 114 мм, яка не має технологічних недоліків, притаманних конструкції однією колоною Ø 108 мм та, в той же час, має суттєві переваги над конструкцією однією колоною Ø 146 мм, зокрема є вигіднішою на 64948 грн (79760 грн - 14812 грн).

Тому пропонується на шахтоуправлінні „Покровське” здійснювати спорудження дегазаційних свердловин однією колоною Ø 114 мм при бурінні гвинтовим забійним двигуном Ø 127 мм з використання долота PDC 165 мм.

ВИСНОВКИ

Запропоновані теоретичні, методологічні та практичні підходи до оцінки та аналізу процесу спорудження дегазаційних свердловин можуть бути узагальнені для формулювання наступних рекомендаційних висновків:

1. Дослідження теоретичних основ аналізу ефективності функціонування виробничих систем дозволив встановити, що найбільш придатними методами аналізу ефективності організаційних та техніко-технологічних змін у виробничих процесах, пов'язаних з будівництвом дегазаційних свердловин є такі методи як багатокритеріального аналізу (для оцінки, порівняння і вибору варіантів управлінських чи технічних рішень), „витрати-результат” (розрахунок різниці виражених у грошовій формі витрат і результатів) та “витрати-ефективність” (порівняння витрат і наслідків використання технологій).

2. На основі аналізу комплексу переваг та недоліків існуючих методів організації виробничого процесу доведено, що застосування потокового методу спорудження дегазаційних свердловин на вугледобувних підприємствах забезпечує вирішення таких важливих завдань як економія часу на будівництво свердловини та зменшення витрат усіх видів ресурсів.

3. Мікроекономічні підходи до аналізу поточкових технологій організації процесу спорудження дегазаційних свердловин використані з метою демонстрації високого ступеня залежності результату діяльності вугледобувного підприємства (обсяг видобутку

вугілля) від таких параметрів як час і капітал, які характеризують процес спорудження дегазаційної свердловини.

4. На основі аналізу техніко-експлуатаційних та економічних характеристик конструкцій дегазаційних свердловин в п. 1.4 визначено оптимальні її параметри з врахуванням необхідності досягнення раніше сформованих часових та витратних обмежень.

5. Накопичений на вугледобувних підприємствах світу досвід дегазації вугільних родовищ та їх безпечної експлуатації може бути використаний в практиці господарської діяльності українських підприємств. Зарубіжні технологічні новації та підходи до управління метановиділенням у поєднанні із вітчизняними розробками та удосконаленнями в сфері дегазації можуть мати позитивний економічний та соціальний ефект.

6. Запропоновану в п. 2.1 методику розрахунку економічного ефекту від впровадження організаційно-технічних заходів при спорудженні дегазаційних свердловин можна вважати універсальною. Незначна модифікація розрахункових формул (таблиця 3.1) дозволить здійснювати оперативну оцінку багатьох інших організаційно-технічних заходів для прийняття рішень про їх впровадження у виробничий процес.

7. Для обґрунтування необхідності переходу на конструкцію дегазаційної свердловини, яка передбачає зміну діаметра експлуатаційної колони або використання конструкції однією колоною без хвостовика, даним дослідженням передбачена відповідна методика розрахунку. Перевагами запропонованої методики є те, що її основні положення можуть бути використані при

обґрунтуванні економічної ефективності практично будь-яких заходів конструкційного характеру.

8. Приведені в монографії результати розрахунків економічних ефектів від впровадження організаційно-технічних заходів та конструкційних змін при спорудженні дегазаційних свердловин демонструють їх практичну цінність. Досягнуті значення економічних ефектів від впровадження змін дозволяють прийняти позитивні рішення щодо їх подальшого використання у процесах спорудження дегазаційних свердловин.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

I. Навчальна література

1. Андреева Г. І. Економічний аналіз: навч.-метод. посібник / Г. І. Андреева. – К.: Знання, 2008. – 263 с. – (Серія “Вища освіта XXI століття”).

2. Алдохин И. П. Экономическая кибернетика / И. П. Алдохин, С. А. Кулиш. – Харьков: Вища школа. Изд-во при Харьк. ун-те, 1983. – 224 с.

3. Пилипец В. И. Бурение скважин с поверхности для дегазации угольных месторождений: учебное пособие / В. И. Пилипец, О. Д. Кожушок, В. В. Радченко. – Донецк: Донбасс, 2012. – 283 с.

4. Савицька Г. В. Економічний аналіз діяльності підприємств / Г. В. Савицька. – К.: Знання, 2004. – 654 с.

5. Чумаченко М. Г. Економічний аналіз: навч. посібник / М. А. Болюх [та ін.]; ред. М. Г. Чумаченко; Київський національний економічний ун-т. – 2-ге вид., перероб. і доп. – К.: КНЕУ, 2003. – 555 с.

II. Наукова література

6. Амоша А. И. От промышленного предприятия к промышленному парку: смена парадигмы на примере ш/у “Покровское” / А. И. Амоша, О. Д. Кожушок, В. В. Радченко, Д. Ю. Череватский, Е. А. Юшков // Економіка промисловості. – 2013. – № 1-2. – С. 13-17.

7. Артюгина И. М. Методы технико-экономического анализа в энергетике / И. М. Артюгина, В. Р. Огороков. – Л.: Наука, 1988. – 264 с.
8. Беренс В. Руководство по оценке эффективности инвестиций / В. Беренс., П. М. Хавранек: Пер. с англ. Перераб. и дополн. изд. – М.: АОЗТ “Интерэксперт”, “ИНФРА-М”, 1995. – 528 с.
9. Беренс В. Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований ЮНИДО / В. Беренс., П. М. Хавранек: Пер. с англ. [Научн. ред. Р. П. Вчерашний, Л. Л. Лавринович, Я. А. Рекитар]. Перераб. и дополн. изд. – М.: АОЗТ “Интерэксперт”, 1995. – 1293 с.
10. Войтов И.В. Экономическая эффективность инновационной деятельности: проблемы, методы и решения / И.В. Войтов, М.А. Гатих, А.В. Унукович и др. // Новости науки и технологий. – 2012. – № 1 (20). – С. 34-45.
11. Гительман Л. Д. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М.: Олимп-бизнес, 2002. – 544 с.
12. Грядущий Б.А. Энергоаудит на угольных предприятиях / Б.А. Грядущий, В.В. Лобода, Н.А. Чехлатый // Уголь Украины. – 2013. – № 4. – С. 14-19.
13. Дрозд І. К. Контроль економічних систем: [монографія] / І. К. Дрозд. – К.: Імекс, 2004. – 312 с.
14. Економічні системи: [монографія] / [Г. І. Башнянин, В. Л. Осецький, Н. І. Гражевська та інші]; за ред. Г. І. Башнянина. – Т.2. – К.: Видавництво комерційної академії, 2011. – 496 с.
15. Жилінська О.І. Науково-технічна діяльність у контексті самоорганізації: [монографія] / О. І. Жилінська. – К.: Парламентське видавництво, 2010. – 552 с.

16. Забурдяев В.С. Дегазация разрабатываемого пласта — эффективный способ повышения производительности и безопасности работ в метанообильных шахтах / В.С. Забурдяев // Горный информационно-аналитический бюллетень МГГУ. – 2000. – № 1. – с. 149-154.

17. Зинченко С.А. Опыт цементации обсадных колонн дегазационных скважин, пробуренных с поверхности / С. А. Зинченко, В. И. Пилипец, В. А. Турчин, Е. А. Юшков // Уголь Украины. – 2013. – №8. – С. 17-19.

18. Інновації: проблеми теорії та практики: [монографія] / [Д. М. Черваньов, О. І. Жилінська, І. О. Нетреба та інші]. – Харків: ІНЖЕК, 2011. – 276 с.

19. Інноваційні пріоритети розвитку світового господарства: [монографія] / [А. П. Румянцев, І. М. Корнілова та інші]; за ред. А. П. Румянцева. – ТОВ “ДК центр”, 2011. – 278 с.

20. Ильяшов М.А. Влияние производительности и скорости подвигания забоя на газовый баланс выемочного участка / М.А. Ильяшов // Горный журнал. – 2010. – № 7. – С. 100-102.

21. Ильяшов М.А. Скоростное сооружение дегазационных скважин с поверхности / М.А. Ильяшов, О.Д. Кожушок, А.В. Агафонов, В.Л. Шевелев, И.А. Дедич // Уголь Украины. – 2013. – №3. – С.35-37.

22. Ильяшов М. А. Бурение скважин для освоения метаноугольных месторождений Донбасса / М.А. Ильяшов, О.Д. Кожушок, В.А. Турчин, В.Л. Шевелев // Буріння. – 2012. – № 1. – С. 89-92.

23. Ильяшов М.А. Использование винтовых забойных двигателей при бурении дегазационных скважин в Донбассе / М.А.

Ильяшов, О.Д. Кожушок, В.А. Турчин, В.Л. Шевелев, В.И. Пилипец // Майнинг+Гео/Глюкауф на русском языке. – 2012. – № 4. – С. 56-60.

24. Имгрунд Т. Бурение разгрузочных и дегазационных скважин для высокопроизводительных очистных забоев в угольных пластах с низкой проницаемостью / Т. Имгрунд, Ф. Бауэр // Уголь. – 2013. – № 8. – С. 71-78.

25. Ковтун Н. В. Статистичне дослідження інвестиційного процесу та інвестиційної діяльності: теорія, методологія, практика: [монографія]. – К.: ІМЕКС, 2005. – 418 с.

26. Кожушок О.Д. Эффективность использования бурового оборудования при сооружении дегазационных скважин // О.Д. Кожушок, С.А. Зинченко, В.Л. Шевелев, М.Г. Черман // Уголь Украины. – 2013. – № 6. – С. 7-10.

27. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю. Б. Гук, П. П. Долгов, В. Р. Огороков и др.; под ред. В. Р. Огорокова и Д. С. Щавелева. – Л.: Энергоатомиздат; Ленингр. отд-ние, 1985. – 176 с.

28. Корінько М. Д. Контроль та аналіз діяльності суб'єктів господарювання в умовах її диверсифікації: теорія, методологія, організація: [монографія] / М. Д. Корінько – К.: ІВЦ Держкомстату України, 2007. – 429 с.

29. Кужель С.В. Совершенствование инфраструктуры комплекса для бурения дегазационных скважин с поверхности / С.В. Кужель, В.Л. Шевелев, А.И. Загорскис, А.А. Переломов // Уголь Украины. – 2013. – № 5. – С. 29-31.

30. Купалова Г. І. Розвиток та розміщення продуктивних сил регіону: соціально-економічні аспекти: [монографія] / Г. І. Купалова, А. Б. Клиновський. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2005. – 228 с.

31. Лаптев А.Г. Интенсификация и концентрация производства – ключ к повышению объемов добычи угля // Уголь. – 2002. – № 2. – С. 33-37.

32. Лившиц В. Н. Современные проблемы оценки эффективности инвестиционных проектов / В. Н. Лившиц. – М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2000. – 60 с.

33. Логинов А.К. Комплексное обоснование прогрессивных технологических решений по интенсивной отработке высокогазоносных угольных месторождений. – Дисс. докт. техн. наук М.: МГГУ, 2009 – 352 с.

34. Ляшенко О. І. Математичне моделювання динаміки відкритої економіки: [монографія] / О. І. Ляшенко. – Рівне: Волинські обереги, 2005. – 360 с.

35. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л. А. Мелентьев. – М.: Наука, 1979. – 415 с.

36. Мещанинов С.К. К вопросу о влиянии дегазации на газовый режим рабочего пространства очистного забоя / С.К. Мещанинов, С.В. Боршевский, В.В. Гончаренко // Вісті Донецького гірничого інституту: Всеукраїнський науково-технічний журнал гірничого профілю. – Донецьк: ДНВЗ «ДонНТУ». – 2009. – № 2. – С. 148-155.

37. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений: монография / Н.В. Ножкин. – М.: Недра, 1979. – 271 с.

38. Прогнозування соціально-економічних процесів: сучасні підходи та перспективи: [монографія] / [Черняк О. І., Ляшенко О. І., Кравець Т. В., Слушаєнко Н. В., Черноус Г. О.]; за ред. О. І. Черняка, П. В. Захарченка. – Бердянск: Видавець Ткачук О. В., 2011. – 436 с.

39. Пучков Л.А. Извлечение метана из угольных пластов / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, К.С. Коликов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 383 с.
40. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике [Текст].– Нью-Йорк, Женева: Изд-во ООН, 2010. – № 31. – 87 с.
41. Савельев В. А. и др. Инвестиции как фактор надежности энергетических систем / В. А. Савельев, Ю. Л. Александров, В. И. Колибаба // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 49: Надежность систем энергетики: экономические и информационные аспекты / ПЭИПК. – СПб., 1997. – 560 с.
42. Саламатин А.Г. Проблемы дегазации угольных пластов / А.Г. Саламатин, В.С. Забурдяев // Безопасность труда в промышленности. – 1996. – № 4. – с. 41-46.
43. Современные подходы к моделированию социально-экономических систем: [монография] / [В. С. Пономаренко, О. І. Черняк, С. А. Рибальченко и др.]; под ред., Т. С. Клебановой, Н. А. Кизима. –Харьков: ИД “ИНЖЭК”, 2011. – 280 с.
44. Сластунов С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений / С.В. Сластунов. – М.: Изд-во МГГУ, 1996. – 441 с.
45. Турчин В.А. Внедрение методов скоростного бурения дегазационных скважин / В.А. Турчин, Е.Н. Халимендинов, В.Л. Шевелев, В.И. Пилипец // Уголь Украины. – 2013. – № 7. – С. 20-22.

46. Теоретическое обоснование экономической эффективности процесса поточных скоростных технологий бурения / А.И. Амоша, В.В. Радченко, С.А. Зинченко, Е.А. Юшков // Економіка промисловості. – 2013. – № 3 (63). – С. 113-118.

47. Технология управления газодинамическими и геомеханическими процессами в угольных шахтах / [Презент Г.М., Баймухаметов С.К., Швец И.А., Сластунов С.В.] – Караганда, 1994. – 117 с.

48. Фінансово-економічне прогнозування і планування: [монографія] / І. Я. Чугунов, Т. Г. Затонацька, А. В. Ставицький. – К.:ТОВ „Поліграф-Консалтинг”, 2007. – 312 с.

III. Довідкові видання

49. Лопатников Л. И. Экономико-математический словарь: Словарь современной экономической науки / Л. И. Лопатников. — 5-е изд., перераб. и доп. — М. : Дело, 2003. — 520 с.

50. Мала гірнича енциклопедія [Текст]: в 3 т. / за ред.: В.С.Білецький. – Донецьк: Донбас, 2004.

51. ДНАОП 1.1.30 - 6.09 “Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт”, К. – 1994. – 311 с.

IV. Законодавчі матеріали

52. Закон України “Про газ (метан) вугільних родовищ” від 21.05.2009 №1392-VI.

53. Постанова Кабінету Міністрів України від 1.03.2010 №243 “Про затвердження Державної цільової економічної програми енергоефек-

тивності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки”.

54. Постанова Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 №194 «Деякі питання забезпечення видобування та використання газу метану з вугільних родовищ».

55. Постанова Кабінету Міністрів України від 21.07.2010 №600 «Про затвердження Порядку цільового використання коштів, отриманих від провадження діяльності з видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ і вивільнених у зв'язку з наданням пільги з податку на прибуток підприємств».

56. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 23.12.2009 №1684-р «Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми видобування та використання газу метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу».

V. Зарубіжна література

57. Berger Jerzy: Technologie pozyskiwania i utylizacji metanu w polskich kopalniach węgla kamiennego. Ukraińsko-Polskie Forum Górnictwa – Przemysł wydobywczy Ukrainy i Polski: aktualne problemy i perspektywy. Jałta, Krym, 13-19 wrzesień 2004.– s. 497-506.

58. Best Practice Guidance for Effective Methane Drainage and Use in Coal Mines [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/cmm/pub/BestPractGuide_MethDrain_es31.pdf.

59. Dama R.D. Effect of stress, gas pressure and vacuum on permeability of Bull coal samples. Proceedings of ISEO. Australia, 1995, pp. 293-301.

60. Gentile B. The New Factors Of Production And the Rise of Data-Driven Applications [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.forbes.com/sites/ciocentral/2011/10/31/the-new-factors-of-production-and-the-rise-of-data-driven-applications/>.

61. Główny Instytut Górnictwa: Raporty roczne (2003-2009) o stanie podstawowych zagrożeń naturalnych i technicznych w górnictwie węgla kamiennego. Główny Instytut Górnictwa. Katowice, 2004-2010.

62. Haynes Ch. D. Appraisal of Coalbed Methane Resources in an Underground Mining Environment // The 1999 International Coalbed Methane Symposium. Alabama, USA, 1999, – pp. 417-428.

63. Jolly, D. C., Morris, L.H. and Hinsley, F. B. (1968) An investigation into the relationship between the methane sorption capacity of coal and gas pressure. Mining engineer, Vol.127, No. 94, pp.539-548.

64. Kozłowski Bolesław, Grębski Zbigniew: Odmetanowanie górotworu w kopalniach. Wydawnictwo «Śląsk», Katowice, 1982.

65. Krzystalik Paweł: Skojarzona gospodarka energetyczna z wykorzystaniem metanu – szansą na obniżenie kosztów wydobycia węgla. Przegląd Górniczy 9/2002, s. 31-37.

66. LNG Silesia: Analiza możliwości zastosowania małych instalacji skraplania do zagospodarowania gazu z odmetanowania kopalń węgla kamiennego. Łaziska Górne, styczeń 2008.

67. Roszkowski Janusz, Szlązak Nikodem, Szlązak Jan: Odmetanowanie jako środek zwalczania zagrożeń oraz sposób pozyskiwania paliwa. Materiały Konferencyjne Szkoły Eksploatacji Podziemnej 1997, Szczyrk 24-28 luty 1997.

68. Roszkowski Janusz, Szlązak Nikodem, Szlązak Jan: Odmetanowanie jako środek zwalczania zagrożenia wybuchami oraz

sposób pozyskiwania i wykorzystania metanu w kopalniach węgla kamiennego. Wiadomości Górnicze 10/1997.– s. 436-444.

69. Roszkowski Janusz, Szlązak Nikodem: Wybrane problemy odmetanowania kopalń węgla kamiennego. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo – Dydaktyczne, Kraków 1999.

70. Roszkowski Janusz, Szlązak Jan, Szlązak Nikodem: Zagrożenie metanowe w kopalniach węgla i jego zwalczanie. Materiały I Szkoły Aerologii Górniczej. Zakopane 11-15 październik 1999.– s. 43-54.

71. Szlązak Nikodem, Tor Andrzej, Jakubów Antoni: Możliwości ograniczenia emisji metanu do atmosfery w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Przemiany środowiska naturalnego a ekorozwój, Kraków: Wydawnictwo TBPS «Geosfera», 2001.– s. 211-217.

72. Szlązak Nikodem, Tor Andrzej, Jakubów Antoni: Ocena funkcjonowania centralnej klimatyzacji w Kopalni Węgla Kamiennego «Pniówek». Materiały 2 Szkoły Aerologii Górniczej. Zakopane 07-11 październik 2002.– s. 577-594.

73. Szlązak Nikodem: Opracowanie założeń techniczno-ekonomicznych na gospodarcze wykorzystanie metanu z powierzchniowych stacji odmetanowania w układzie trigeneracyjnym dla kopalń Szczygłowice i Sośnica-Makoszowy Ruch Sośnica. Koreferat do pracy badawczo-usługowej wykonanej przez Zakład Oszczędności Energii i Ochrony Powietrza Głównego Instytutu Górnictwa w Katowicach, Kraków, 2008.

Наукове видання

Кісь С. Я., Яцюк О. С.,
Юшков Є. О., Зінченко С. А.

**Обґрунтування економічної ефективності потокових технологій
спорудження дегазаційних свердловин на вугільних родовищах**

Монографія

Комп'ютерна верстка та дизайн:
Яцюк О.С., «СІМІК»

Підписано до друку 26.12.2013 р.
Формат 60/84 1/16
Папір офсетний
Гарнітура Times New Roman
Ум. друк. арк. 10,25
Тираж 300 прим.
Замовлення № 72

Видавництво «СІМІК»

76014, м. Івано-Франківськ, вул. Т. Цюклера, 9а
тел. (0342) 78-91-26, 78-91-29

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єкта видавничої справи
серія ІФ №11 від 27.03.2001 року.

Віддруковано в друкарні видавництва ПП «СІМІК»
76014, м. Івано-Франківськ, вул. Т. Цюклера, 9а, тел. (0342) 78-91-29