

Загороднюк П., кандидат геолого-мінералогічних наук,
Лелик Б., кандидат геолого-мінералогічних наук,
Рахно В., начальник відділу
(Група компаній НАДРА)

ІНВЕСТИЦІЙНІ ПРОЕКТИ ДЕГАЗАЦІЇ ТА УТИЛІЗАЦІЇ – ШЛЯХ ДО КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЄННЯ ВУГЛЕГАЗОВИХ РОДОВИЩ

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ДЕГАЗАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ – ПУТЬ К КОМПЛЕКСНОМУ ОСВОЕНИЮ УГЛЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Представлена характеристика общего состояния дегазации и утилизации угольных шахт Украины. Сделан анализ причин отставания и показаны направления нового технологического развития дегазационных работ по промышленной добыче метана. Отобран перечень основных позиций, которые должны быть отражены в инвестиционном проекте.

INVESTMENT PROJECTS: DEGASIFICATION AND UTILIZATION AS THE WAY TO INTEGRATED DEVELOPMENT OF COAL-GAS FIELDS

Characteristics of the overall degasification and utilization of Ukraine's coal mines. The analysis of the lag causes and presentation of new trends in technological development of degasification operations with methane commercial production. The list of basic points that should be included in the investment project.

Ключові слова: вугілля, метан, аналіз стану, технології, інвестиційні проекти.

Ключевые слова: уголь, метан, анализ состояния, технологии, инвестиционные проекты.

Keywords: coal, methane, analysis, technology, investment projects.

Енергетична залежність України від імпорتنих поставок органічного палива становить близько 50%. Особливо складна ситуація із забезпеченням держави природним газом. У структурі споживання він займає понад 40%, а це близько 50 млрд м³ газу. Протягом останніх 15 років власний щорічний видобуток газу знаходиться на рівні від 18 до 21 млрд м³, а приблизно 30 млрд м³ Україна вимушена купувати за кордоном, що негативно відображається на бюджеті країни.

Загальновідомо, що Україна володіє значним потенціалом метану вугільних родовищ і по праву входить до першої десятки вугільних держав світу за його ресурсами. На жаль, попри значний потенціал ресурсів метану вугільних родовищ, в Україні щороку видобувається та утилізується лише близько 160 млн м³, або всього 11,4% із 1,4 млрд м³ газу, який під час видобутку вугілля виділяється у повітря внаслідок роботи вентиляційних та дегазаційних систем.

У той же час більшість пов'язаних із газом метаном аварій на шахтах (112 шахт, або більше 70%, функціонують у небезпечних за газом умовах), спричинені загазованістю гірничих виробок, що є наслідком низької ефективності дегазаційних робіт та провітрювання, а також неефективності методів дегазації. Це при тому, що за кордоном уже тривалий час застосовують продуктивні технології видобутку метану на стадіях попередньої та супутньої дегазації, постексплуатаційне вилучення метану та збагачення і використання низькоякісної газової суміші з вентиляційних та дегазаційних систем.

Звичайно, більшість згаданих технологій розробляються під конкретні гірничо-геологічні умови вуглегазових родовищ. Так, наприклад, у США ефективно застосовують методику гідророзриву при попередній дегазації, але під час проведення експериментальних робіт у Німеччині, Польщі та Україні ця методика, на жаль, показала низьку ефективність. У зв'язку з цим учені та практики галузі розробляють нові технології під конкретні гірничо-геологічні умови вуглегазових родовищ. В Україні Група компаній НАДРА володіє новітніми технологіями попередньої і супутньої дегазації, спеціально розробленими останнім часом для умов Донецького та Львівсько-Волинського басейнів [3, 4].

Впровадження цих технологій у виробництво, а також адаптація до вітчизняних умов інших передових методів, дозволили б значно покращити безпеку робіт на вугільних шахтах, збільшити відсоток ефективного використання метану як високоякісного дефіцитного енергетичного продукту, покращити ефективність робіт з видобутку вугілля. Зважаючи на вугільну перспективу України, важливим чинником впровадження новітніх технологій дегазації та видобутку метану є необхідність розробки інвестиційних проектів під конкретні вуглегазові об'єкти та ознайомлення з ними потенційних інвесторів. Головна мета таких проектів – ілюстрація поєднання оцінки родовищ та ефективності впровадження тих чи інших технологій з розрахунком економічної привабливості

ті та визначенням можливих ризиків. Відкритість та доступність інформації, об'єктивність оцінок та обґрунтування проектних технічних та технологічних рішень – головні засади, на яких повинно відбуватись складання інвестиційного проекту.

Для вибору та оцінки окремих вуглегазових об'єктів з метою складання інвестиційних проектів дуже важливим є володіння інформацією по галузі в цілому. У таблиці 1, складеній за даними Міненерговугілля [5], представлена зведена характеристика загального стану дегазації та утилізації газу метану на діючих вітчизняних вугільних шахтах різних форм власності станом на 2012 рік.

Слід зазначити, що ефективність дегазації на значній частині шахт доволі низька і не перевищує 20%, що не дозволяє досягти достатнього рівня безпеки робіт та

стримує нарощування обсягів вуглевидобутку. Оцінка фактичного стану дегазації показала, що на більшості шахт дегазаційні системи потребують реконструкції, оскільки не мають необхідної пропускної спроможності, надійної герметизації трубопроводів, технологічно необхідної кількості свердловин та ін. Для проведення реконструкції дегазаційних систем та усунення вказаних недоліків у шахт не вистачає необхідних коштів. Окрім того, дегазаційні системи шахт не адаптовані до застосування комплексної дегазації гірничого масиву.

Однією з причин, яка стримує досягнення необхідної ефективності дегазації, є недостатній рівень вивчення газоносності вугільних пластів та розподілу метану в гірничому масиві. Недостатньо повно вивчені геологічні структури, малоамплітудні порушення, зони розвитку яких можуть містити великі обсяги

Таблиця 1.

Показник	Одиниці вимірювання	Кількість
1	2	3
Всього видобуто вугілля шахтами	млн т	85,7
В т.ч. приватними	%	71
Державними	%	29
Всього шахт	шахт	155
В т.ч. приватних	шт.	45
Державних	шт.	110
Кількість шахт, де присутній газ	шахт	142
Кількість шахт із абсолютною метановістю більше 12 м ³ /хв.	шт./%	112/79
Кількість шахт із абсолютною метановістю 0,5–12 м ³ /хв.	шт./%	30/21
Кількість шахт, вільних від газу	шт./%	13/8
Загальна емісія метану під час вуглевидобутку	млн м ³	1,408
В т.ч. емісія під час вентиляції	млн м ³ /%	1,038/74
Каптовано дегазаційними системами	млн м ³ /%	370/26
З них утилізовано	млн м ³ /%	160/11
Кількість шахт, де проводиться видобуток вугілля з дегазацією	шахт/видобуто вугілля млн т /% до заг. видобутку	44/39,1/45,6
З них приватні з дегазацією	- // -	18/28,6/33,4
З них державні з дегазацією	- // -	26/10,5/12,3
Використання утилізованого газу шахтами, всього	шахт	27
В т.ч. для котелень	- // -	14
Вироблення електроенергії	- // -	4
Спалювання	- // -	6
Використання тепла	- // -	2
Використання як палива для автомобілів	- // -	1
Деякі характеристики по впровадженню проектів дегазації, утилізації метану по чотирьох головних шахтах Донбасу: О. Ф. Засядька / ш/у Покровське / ш/у Донбас / Комсомолец Донбасу відповідно:		
Видобуток вугілля	млн т	1,6/8,3/1,6/4,5
Емісія метану під час видобутку з дегазаційних систем і вентиляції	млн м ³	56,1/187,7/22,1/-
Каптування метану	млн м ³	20,3/47,7/37,9/31,1
Утилізація метану	млн м ³	20,3/7,6/32,9/14,2
Вироблення електроенергії	млн кВт/год.	65,7/22,2/17,2/-
Вироблення тепла	тис. гкал	31,8/20,8/79,4/-
Скорочення емісій (в CO ₂ екв.)	тис. т	340,4/99,1/499,9/-

вільного газу. В результаті цього частими є випадки (вони у декілька разів перевищують прогнози) раптового збільшення припливу метану в гірничі виробки у вигляді суфлярів та викидів.

Промислова попередня дегазація вугільних пластів і пісковиків на ділянках шахтних полів свердловинами з денної поверхні в Україні не проводиться. Роботи, які виконувало державне підприємство «Центр альтернативних видів палива» протягом 1998–2011 рр. за пілотним проектом з розвідки та дослідно-промислових випробувань з метою створення вітчизняних технологій видобутку метану вугільних родовищ Донбасу, не були завершені через недофінансування та відсутність державного координування реалізації проекту.

За результатами досліджень, для умов Донбасу навіть за низької проникності газоносних пластів вугілля і пісковиків, при середній глибині дегазаційно-експлуатаційних свердловин приблизно 900 м, у разі дренавання однією свердловиною площі рівної 0,2–0,3 км², середній розрахунковий початковий дебіт такої свердловини з усіх вугільних пластів і газоносних пісковиків буде становити понад 15 тис. м³ на добу, а загальний сумарний видобуток за перший рік експлуатації однієї свердловини сягне більше 5 млн м³ газу, за сім років – 15 млн м³. Крім того, при складанні інвестиційних проектів з дегазації та промислового видобутку метану вуглегазових родовищ необхідно проводити переоцінку запасів метану під конкретну технологію, яка буде рекомендована проектом.

Існуюча геологічна практика, яка застосовувалась в ДКЗ для оцінки обсягів метану у підрахованих запасах вугілля, зводилась до пониження категорії запасів газу в порівнянні з вугільною та використання понижувального коефіцієнта 0,5, або навіть 0,25, до розрахункових величин. Це було пов'язано з відсутністю технологій або з використанням недосконалих методів видобутку метану старими та зношеними дегазаційними системами, порушеннями герметизації труб та іншими причинами.

Роботи з дегазації відпрацьованих ділянок та закритих шахт проводяться в окремих випадках (шахта Томашівська Південна). В Україні не налагоджено системне промислове вилучення метану у процесі постексплуатаційної дегазації зрушених вугільно-породних масивів. Позитивним прикладом проведення постексплуатаційної дегазації може послужити досвід німецьких та французьких колег, коли ще на стадії проектування шахтного будівництва передбачаються заходи щодо застосування дегазації після закриття шахти.

Крім цього, на активність реалізації проектів дегазаційних робіт при підготовці шахтних полів та вуглевидобуванні впливає правове поле чинного законодавства. Без позитивних змін щодо надання податкових пільг та преференцій у вуглегазовій галузі при реалізації метанових проектів очікувати кращих часів для інвестування буде складно [1]. Введена з 01.07.2012 р. до «Податкового кодексу України» [2] ставка плати за користування надрами для видобування корисних

копалин розміром 20% від вартості видобутого газу (метану) вугільних родовищ (а також газу сланцевих товщ, газу центрально-басейнового типу, газу колекторів щільних порід) різко знизила зацікавленість потенційних інвесторів металевими проектами.

Законодавство повинно враховувати сумарні переваги та вигоди, які отримують не лише вуглевидобувні підприємства, а й регіони (покращення соціальної ситуації внаслідок створення додаткових робочих місць) та держава в цілому: використання видобутого метану як альтернативного джерела палива, посилення безпеки робіт та скорочення викидів парникових газів до атмосфери. Необхідно також внести та затвердити зміни до «Кодексу України про надра» стосовно обов'язкового проведення попередньої дегазації у разі наявності газонасичених вугільних пластів, збільшення термінів на геологічне вивчення, в тому числі дослідно-промислової експлуатації, до 10 років (за аналогією з нафтогазовою галуззю), комплексного видобування корисних копалин та ін. Такі пропозиції з відповідним обґрунтуванням підготовлені Спілкою геологів України та направлені в установленому порядку на адресу Мінприроди.

Втім, навіть у разі повномасштабних позитивних змін у чинному правовому полі стосовно інвестиційної діяльності, необхідно ламати існуючі стереотипи «приватних домовленостей» замість встановлених правил, що неприйнятно для бізнесу наших партнерів на Заході. Викорінення цього явища є складним завданням, але за наявності чітко виписаного законодавства його можна подолати.

Вищезазначені дослідні, технічні, технологічні, організаційні та правові недоліки стримують впровадження ефективних заходів та проектів щодо підвищення ефективності дегазації, а відтак і продуктивності та безпеки робіт з вуглевидобутку, перешкоджають покращенню екологічної ситуації в регіоні. Як показує досвід, галузеві проекти, які розробляються на окремі види діяльності в частині дегазації під час вуглевидобутку та промислового видобування газу метану, як то: реконструкція дегазаційних систем, утилізація шахтного метану, видобування метану з непорушених ділянок, проекти з інтенсифікації, облаштування промислів з видобутку газу метану та ін., будучи відокремленими, не комплексними, стають малоефективними та непривабливими для інвесторів і тому часто не реалізуються.

Тому, для покращення ситуації з інвестуванням, вбачається за необхідне розробляти комплексні інвестиційні проекти. Такі проекти мають включати перш за все додаткові геологічні та геофізичні дослідження, проведення у межах гірничого відводу шахти всіх видів дегазації (попередня, супутня, постексплуатаційна), реконструкцію існуючої дегазаційної системи з урахуванням її адаптації до впровадження технологій промислового видобутку газу метану, утилізації та збагачення шахтного метану, отриманого вентиляційними та дегазаційними системами, визначення затрат з впровадження проекту та обґрунтування економічної доцільності його реалізації.

Досягнення ефективної дегазації, особливо попередньої, та впровадження промислового видобутку метану неможливі без максимального врахування наявних геолого-геофізичних матеріалів, їх оцінки та переінтерпретації, а також проведення, за необхідності, додаткових досліджень з метою підвищення ступеня геологічної вивченості вуглегазової товщі. При цьому уточнюються: зміни газоносності по площі та за глибиною, параметри зон скупчення метану в непорушених та порушених вуглепородних масивах, оцінка запасів; проводиться сегментація шахтного поля на ділянки з витриманим заляганням вугільного пласта, стабільні за тектонічною активністю, однорідною газоносністю, характеристикою сорбції, колекторськими властивостями і т.д. Ресурсний потенціал шахти бажано визначати комплексно, за різними підрахунками (метан попередньої дегазації, метан каптований дегазаційною системою, метан, видобутий випереджаючою дегазацією, техногенні поклади метану відпрацьованих ділянок та закритих шахт, метан у непорушених вуглепородних товщах) для прийняття виважених рішень з урахуванням геолого-економічних оцінок.

Особливу увагу при розробленні проектів слід приділяти попередній дегазації газувугільних ділянок, яка в Україні до цього часу так і не набула належного застосування. Розвиток цього способу дегазації стримується відсутністю практичного досвіду повномасштабних робіт з інтенсифікації та великою вартістю їх початкової стадії у зв'язку з необхідністю проведення масштабних досліджень, пілотних проектів, застосування сучасної бурової техніки, закупівлі спеціального обладнання – усі ці заходи є ключовими для вирішення проблеми. При розробленні проекту необхідно рекомендувати для впровадження новітні технології вилучення метану, завдяки яким стає можливою ефективна і рентабельна дегазація в гірничо-

геологічних умовах, які до цього часу вважалися непридатними для цієї мети.

Одними із останніх вітчизняних розробок є нові способи попередньої дегазації продуктивної вуглегазової товщі та проведення супутньої дегазації діючих шахт [3, 4]. Перший реалізується шляхом газифікації нижчезалягаючого неробочого вугільного пласта товщиною 0,2–0,5 м, створення вигорілого простору та ініціювання гравітаційного просідання товщі, яке спричиняє її зрушення і тим самим здійснення інтенсифікації процесу дегазації вищезалягаючих вугільних пластів та вміщуючих газ порід. Другий впроваджується через буріння з поверхні дегазаційної свердловини з направлено-горизонтальним закінченням ствола у покрівлю пласта назустріч посуванню лави. Способи представляють собою комплексне вирішення цілого блоку важливих задач, які стосуються підготовки вуглегазового масиву шахти до безпечної роботи, проведення ефективної дегазації діючих шахт та максимально повного використання високоякісного газу. Конкретно в проекті, з урахуванням вищезазначеного, необхідно окреслити технологічний комплекс видобування метану: щільність буріння свердловин; місця їх закладення; глибину та конструкцію; створення системи технологічних каналів, нагнітальних та експлуатаційних свердловин; будівництво та розміщення дегазаційних свердловин; надання рекомендацій із застосування горизонтально-направленого буріння; проведення запалювальних і газифікаційних робіт; методів інтенсифікації та ін.

Виконання робіт з підготовки інвестиційного проекту повинно здійснюватись у певній послідовності. Алгоритм виконання робіт наведено у таблиці 2.

Після збору та систематизації гірничо-геологічної та іншої допоміжної інформації приймається рішення щодо доцільності складання інвестиційного про-

Таблиця 2.

№ з/п	Види робіт
1	Збір та систематизація гірничо-геологічних, геофізичних та технологічних матеріалів стосовно вивченості вуглегазового родовища в межах гірничого відводу шахти
2	Аналіз стану дегазаційної системи шахти та розробка рекомендацій щодо її реконструкції
3	Розробка проекту реконструкції дегазаційної системи шахти та утилізації каптованого метану з визначенням переліку необхідного технологічного обладнання, устаткування та приладів
4	Складання проекту проведення додаткових геолого-геофізичних та дослідно-промислових робіт у межах гірничого відводу шахти
5	Розроблення плану заходів з метою продовження реалізації проекту спільного впровадження (за наявності такого) за механізмами Кіотського протоколу
6	Визначення ризиків впровадження інвестиційного проекту
7	Розроблення організаційної схеми співпраці інвестора з власником шахти та прогнозні рекомендації щодо варіантів фінансування проекту
8	Підготовка інформації щодо статусу діючого підприємства, існуючої структури, виробничого процесу та техніко-економічних показників з відповідними додатками
9	Складання плану реалізації проекту
10	Розрахунок капітальних вкладень, експлуатаційних витрат, собівартості видобутку метану та підготовка пропозицій щодо отримання прибутку

екту. За результатами оцінки та переінтерпретації геолого-геофізичних матеріалів, аналізу геолого-технологічних напрацювань при розробці проекту та техніко-економічних показників діяльності підприємства розробляється план реалізації проекту.

В інвестиційному проекті надається інформація щодо існуючого способу дегазації, фактичного стану дегазаційної системи шахти та її ефективності. Зазначається абсолютна та відносна метановість гірничих виробок, технологія дегазації та перелік обладнання, яке при цьому використовується, кількість свердловин, їхній діаметр та довжина, обсяги метано-повітряної суміші, яка каптується, утилізується або викидається в атмосферу, концентрація метану та його використання. За результатами аналізу стану дегазації, обладнання, що використовується та з урахуванням необхідності підвищення навантаження на очисні вибої розробляється проект реконструкції дегазаційної системи. При цьому планується збільшення пропускної спроможності і продуктивності системи дегазації, визначаються діаметр свердловин при їх бурінні в процесі реконструкції та заходи збереження від руйнації, а також поліпшення якості герметизації свердловин та трубопроводів. Враховуючи комплексний підхід до інвестиційного проекту, додатково, крім необхідного для безпеки проведення гірничих робіт вилучення метану, необхідно передбачити витрати, пов'язані з адаптацією шахтної дегазаційної системи до видобутку газу. Для цього необхідно переобладнати шахти устаткуванням нового технічного рівня, вакуум-насосними станціями та ін.

Що стосується утилізації шахтного газу метану, то необхідно враховувати як вітчизняний, так і світовий досвід. Практика європейських країн засвідчує, що найефективнішим способом утилізації шахтного газу метану є використання його у якості палива для когенераційних станцій. Позитивним прикладом комплексного вітчизняного вирішення питань дегазації та утилізації метану для вироблення електроенергії та теплової енергії є реалізація проектів на шахтах ОП «Шахта ім. О. Ф. Засядька», ш/у «Покровське», ш/у «Донбас», «Суходольська-Східна», ім. Баракова, «Молодогвардійська», ВАТ «Краснодонвугілля», ЗАТ «Комсомолець Донбасу» та ін.

Слід зазначити, що при розробленні проекту необхідно враховувати існуюче виробництво утилізаційного обладнання вітчизняними підприємствами, зокрема ВАТ «Укрросметал» і ЗАТ «Первомайськдизельмаш», які розпочали виробництво газопоршневих когенераційних установок. Крім того, на ВАТ «Мотор Січ» розроблені газотурбінні установки, призначені для роботи на природному або супутньому газі. Українські підприємства виготовляють також котлоагрегати для шахтних котелень, адаптовані для роботи на шахтному газі метані (ВАТ «Завод котельного обладнання»).

Та обставина, що концентрація метану у метаноповітряній суміші, яка вилучається підземною дегазаційною системою, постійно коливається, створює додаткові труднощі для утилізації газу і в першу чергу для викорис-

тання його в когенераційних установках, а в окремих випадках низький вміст метану обумовлює неможливість його використання взагалі. Необхідно передбачити технологічну можливість застосування обладнання для підвищення концентрації метану, або його додаткове живлення газом необхідної концентрації.

Щодо охорони навколишнього середовища, то проект повинен містити інформацію стосовно стану довкілля, існуючих проблем, першочерговості їх вирішення, природоохоронних заходів із визначенням термінів виконання. Обов'язково враховується наявність на даному об'єкті в попередній період роботи (якщо така була) зі скорочення викидів парникових газів за механізмами Кіотського протоколу. У Національному агентстві екологічних інвестицій України (зараз «Держекоінвестиції») на супроводженні підготовки та реалізації проектів спільного впровадження з утилізації шахтного метану було 16 проектів. А відповідно до параграфу 13 статті 3 Кіотського протоколу, Україна має право на повне перенесення невикористаних квот на наступний період (перший період Кіотського протоколу завершився у 2012 році).

Ризики впровадження проекту (необхідно зазначити) можуть стосуватися промислового видобутку метану та пов'язані з тим, що собівартість робіт за проектом може бути вищою від вартості імпортного природного газу та/або вартості «сланцевого газу» в разі реалізації намірів щодо його видобування. Необхідно передбачити можливість появи інших ризиків.

У проекті має бути визначена організаційна схема співпраці інвестора (інвесторів) з власником шахти і ліцензій на геологічне вивчення та видобуток корисних копалин. Документ також має містити рекомендації щодо можливих варіантів фінансування затрат з впровадження проекту: кошти власника шахти, інвестиції, фінансування з держбюджету і/або Фонду соціального страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань.

Для розділів описової частини проекту та техніко-економічних розрахунків, а також обґрунтування доцільності реалізації проекту необхідно зібрати та підготувати інформацію за більш деталізованими пунктами, які викладено у табл. 3

Окрім юридичного статусу підприємства, існуючої організаційної структури та відомостей щодо виробничого процесу наводяться та додаються до проекту основні техніко-економічні показники його діяльності за останній звітний період :

1. Баланс підприємства за звітний рік.
2. Звіт підприємства про фінансові результати та їх використання за звітний рік.
3. Звіт про фінансово-майновий стан підприємства за звітний рік.
4. Перелік та характеристика за терміном служби головних машин і обладнання.

Наприкінці розраховуються капітальні вкладення, експлуатаційні витрати та собівартість видобутку метану. Крім цього, складається програма інвестування та прогноз прибутків і збитків. Тут же надається пропозиція щодо розподілу отриманого прибутку.

Таблиця 3.

Характеристики	Характеристики
<p align="center"><u>Юридичний статус вугледобувного підприємства</u></p> <p>Найменування Вид власності Адреса (юридична, поштова) Реєстрація Тел./факс Банківські реквізити</p>	<p align="center"><u>Використання каптованого шахтного метану</u></p> <p>Використано для заправки автомобілів Утилізовано когенераційними установками Закачано в трубопроводи природного газу Переведено котлів на шахтний метан Спалюється на факельних установках</p>
<p align="center"><u>Загальна характеристика підприємства:</u></p> <p>Рік здачі шахти в експлуатацію Рік останньої реконструкції шахти Проектна потужність Установлена виробнича потужність станом на дату Промислові запаси вугілля станом на дату Промислові запаси вугілля по пластах, що розробляються, станом на дату Максимальна глибина розробки Марка вугілля Геологічна потужність пластів, які розробляються Природна метаносність (відносна метановість) вугілля, м³/т.с.б.м. Абсолютна метановість вуглевидобутку, м³/хв. Схема підготовки пластів Система розробки Категорія шахти по газу Запаси вугілля Запаси метану</p>	<p align="center"><u>Характеристика дегазації по видобувних ділянках:</u></p> <p>Кількість підземних свердловин, шт. У тому числі в роботі, шт. Діаметр свердловин, мм Довжина, м Крок буріння, м Кількість вакуум-насосних станцій, шт. стаціонарних, шт. укомплектованих насосами, шт. пересувних, шт. Кількість ПДУ, шт. Трубопроводи: Для всмоктування, діаметр, довжина Для нагнітання, діаметр, довжина Спосіб вентиляції шахти</p>
<p align="center"><u>Характеристика адміністративного району визначення меж гірничого відводу шахти:</u></p> <p>Геологічна будова площі Газоносність вугілля і вміщуючих порід Гідрогеологічна характеристика Результати дослідження свердловин та їх технічний стан Опис інфраструктури району, де планується видобуток газу, газопроводи, їх тип, потенційні споживачі</p>	

Зібрані та опрацьовані матеріали повинні бути викладені у відповідних розділах власне інвестиційного проекту, які складаються із описової частини, таблиць, графіків і завершуються висновками та рекомендаціями щодо його реалізації. Завершується інвестиційний проект фінансовими планами з розрахунками інвестицій по роках, прогнозами щодо повернення інвестицій та отримання прибутку в оптимістичному, базовому та песимістичному сценаріях реалізації проекту. Рекомендовану схему розроблення інвестиційного проекту наведено на рис. 1.

Наведені вище алгоритми збирання, аналізу інформації та схеми складання інвестиційного проекту носять рекомендаційний характер і можуть бути змінені авторами за послідовністю викладу або деталізовані в міру необхідності підсиленням та розкриттям тих чи інших позицій. Необхідно зазначити, що, на думку інвесторів, важливіше мати якомога повну інформацію стосовно діяльності підприємства та потенційної можливості реалізації основної мети проекту, аніж позитивний прогноз

результату фінансової діяльності, який може бути продуктом необґрунтованого оптимізму. Ризики інвестування повинні бути співставними з потенційним виграшем, який інвестор може отримати у вигляді прибутку.

1. Жикаляк Н. В. Проблемы привлечения инвестиций в проекты по генерации и использованию метана угольных месторождений // Экономика промышленности. – 2008. – № 1(40). – С. 31–38.

2. Податковий кодекс України. Документ 2755-17, чинний. П. 263.9.1. Ставки плати за користування надрами для видобування корисних копалин.

3. Патент на корисну модель «Спосіб попередньої дегазації вугленосної товщі». № патенту 35282 від 10.09.2008. № заявки u200804705.

4. Патент на корисну модель «Спосіб супутньої дегазації вуглепородного масиву діючих шахт». № патенту 76540 від 10.01.2013. № заявки u201206875.

5. Yashchenko I. Status of coal mine methane degasification and utilization in Ukraine // Methane Expo 2013: Presentation. – Vancouver (Canada) 12–15 March, 2013.

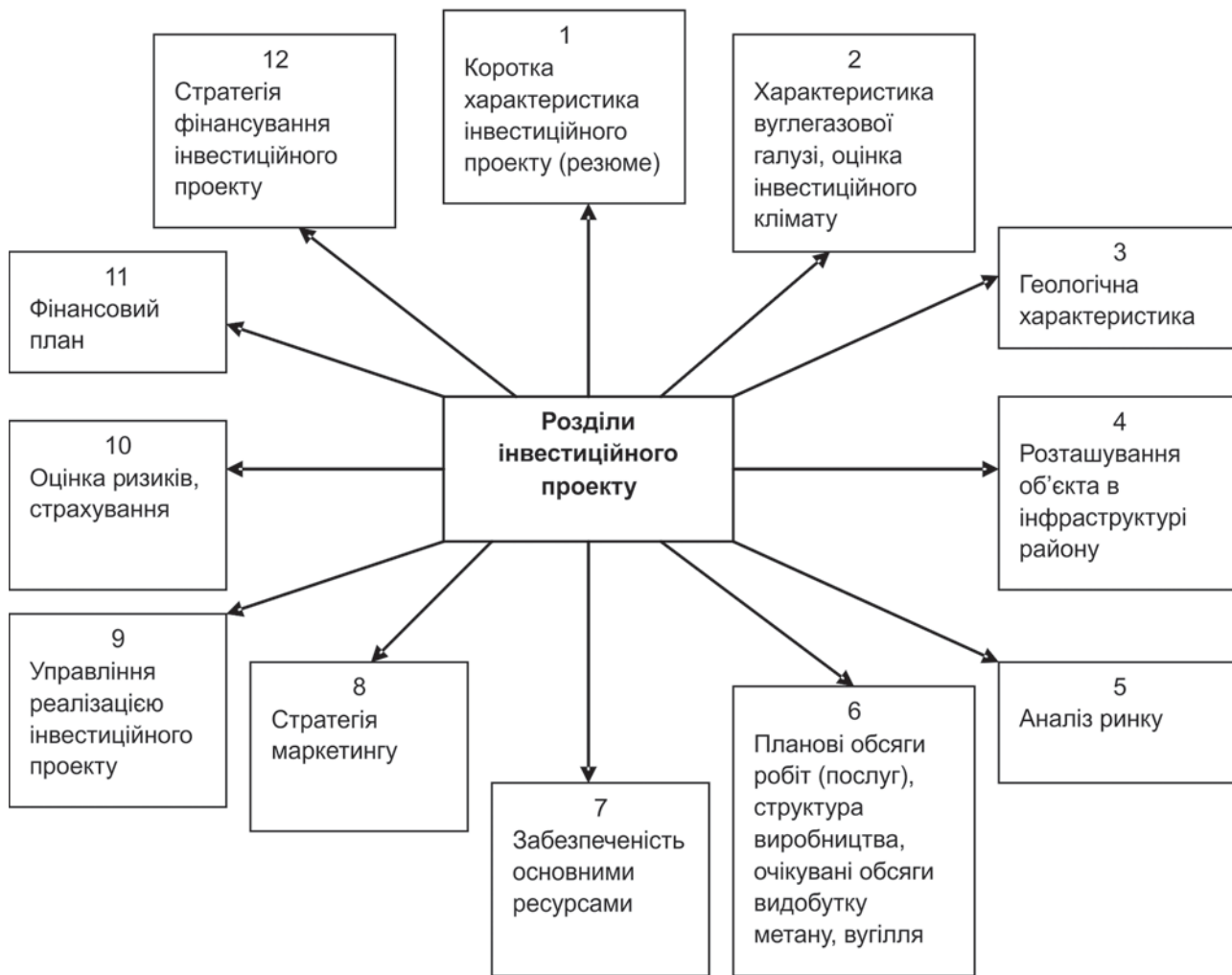


Рис. 1. Рекомендована схема розроблення інвестиційного проекту