

Сертифікація, стандартизація, якість

УДК 539.4

АНАЛІЗ СТАНДАРТІВ, ЩО РЕГЛАМЕНТУЮТЬ ПРОВЕДЕННЯ РИЗИК-АНАЛІЗУ

В.В.Розгонюк

Представництво ТОВ „Газекспорт” в Україні
e-mail: public@nung.edu.ua

В связи с гармонизацией украинского законодательства с европейским представляется целесообразным выполнить ознакомительный анализ некоторых показательных нормативных документов. В полной мере это касается трубопроводного транспорта природного газа. В большинстве своем эти нормативные документы имеют общую идеологию и различаются между собой только степенью обобщенности. Касательно трубопроводного транспорта природного газа такое ознакомление позволяет четко определить место и роль риск-анализа в процессе безаварийной эксплуатации газопроводов.

Because of harmonisation of Ukrainian legislation to European there is worthwhile to analyse several significant normative documents. Largely it concerns natural gas pipeline transportation. Mostly these normative documents have common ideology and the difference is in generalization degree only. Concerning natural gas pipeline transportation such acquaintance allows clear to define the place and role of hazard analysis in the process of non-accidents gas pipelines exploitation.

1. ВСТУП

Експлуатаційні заходи з технічного супроводу об'єктів підвищеної небезпеки, до яких належать магістральні трубопроводи, як правило є достатньо різноманітними. Це і візуальний та апаратний моніторинг, діагностичні обстеження за різними показниками, ремонтно-відновлювальні роботи та ін. Очевидно, що кожен із них при належному виконанні збільшує надійність конструкції, а отже сприяє безаварійній експлуатації. Однак ступінь впливу кожного окремого заходу на підвищення надійності важко як оцінити, так і порівняти між собою, якщо виходити із традиційних методів оцінки надійності, які зазвичай здійснюються по окремому параметру. Отримання якісних інтегральних показників не забезпечує встановлення повної об'єктивної картини об'єкта. Очевидно, що лише кількісні оцінки за певним інтегральним показником будуть найбільш адекватно відповідати реальній ситуації. При цьому включення в показник надійності такого параметра як наслідки відмов дозволяє ще й об'єктивно відноситись до можливих економічних втрат від можливих аварій та економічної доцільності виконання тих чи інших заходів технічного супроводу. Очевидно, що лише по-

казник ризику є найбільш прийнятним параметром для врахування всіх вищезазначених особливостей.

Таким чином, стратегія застосування ризик-аналізу полягає в процесі, що починається від етапу збору і інтеграції різноманітних наявних даних із створенням спільної системи відліку та масштабу до комплексних процедур оцінки ризику та його складових: ймовірності та наслідків руйнування.

Актуальність робіт з впровадження ризик-аналізу в експлуатаційну практику сучасних підприємств підтверджується не лише певними рекомендаціями, які йдуть від провідних наукових установ, але й від цілком реального законодавчого забезпечення, наприклад, нормативні документи API 1160 [1], Директиви (Євросоюз) [2] або Федеральні закони (США) [3]. В Україні у зв'язку з гармонізацією національного законодавства з Європейським прийнятий Закон України „Про об'єкти підвищеної небезпеки” [4]. Цей закон є аналогом Європейської Директиви „Севезо II” [2] і вимагає періодичного складання Декларації безпеки, в якій також прописана необхідність виконання процедури ризик-аналізу. Слід зазначити, що практичне наповнення цієї Декларації відсутнє, оскільки поки що не розроблені конкретні методи-

ки оцінки ризиків за різними категоріями пошкоджень, та не підготовлені кадри для виконання таких робіт.

В даний час найбільш прогресивний кількісний ризик-аналіз з використанням імовірнісних підходів зазвичай виконується для хімічних виробництв та для оцінок надійності ядерних електростанцій та їх обладнання, а також в аерокосмічній галузі. Цей аналіз поки що не став звичним явищем в такій важливій галузі як трубопровідний транспорт, хоч за екологічними та соціальними наслідками такі виробництва є подібними. Існує дві причини, за якими об'єктивно стримується впровадження імовірнісної ідеології ризик-аналізу в зазначеній галузі: по-перше, спектр факторів, які можуть викликати відмову або аварію трубопроводу, є настільки широким, що вимагає комп'ютерної паспортизації об'єктів, кваліфікованої обробки статистичного матеріалу і оперування різними законами розподілу випадкових величин для отримання достовірних оціночних даних ймовірності руйнування, а також різними моделями оцінки наслідків; а, по-друге, більшість заходів щодо безпеки трубопроводу, які базуються на звичних методах діагностики з подальшою оцінкою за якісними або спрощеними моделями визначення ризиків для визначення пріоритетів поточного технічного обслуговування, можуть у багатьох випадках задовольняти Оператора трубопроводу, якщо не звертати увагу на економічну ефективність. Тому в трубопровідній індустрії на відміну від хімічної або ядерної дискусія про впровадження ризик-аналізу почалась значно пізніше — в 90-х роках минулого сторіччя.

Спочатку це впровадження здійснювалось за замовленням експлуатаційних організацій для оптимізації технологічного процесу експлуатації (зменшення витрат). В подальшому стратегія ризик-аналізу, що показала свою ефективність на практиці, була узаконена у вигляді відповідних нормативних документів.

Зараз в Євросоюзі підготовлено і проходить кінцеве затвердження і незабаром набере чинності новий нормативний документ, що регламентує проведення ризик-аналізу стосовно магістральних трубопроводів. В США в цьому плані слід виділити два чинних стандарти API 1160 [1] та ASME B31.8S [5,6]. Перший є показовим з точки зору місця ризик-аналізу в системі управління цілісністю підприємств. Стандарт є нормативним документом вищого рівня, тому регламентує побудову та загальні процедури функціонування системи управління цілісністю. Він характеризується досконалістю структури та чіткою методологічною основою. Другий нормативний документ є максимально наближеним до проблем трубопровідної галузі і може розглядатись, як керівництво до дій (певна процедурна технологія) при виконанні ризик-аналізу стосовно магістральних газопроводів. Зазначимо, що цей документ є доповненням до чинного американського стандарту ASME B31.8, який існує вже багато років і постійно модернізується. З кожною його новою редак-

цією в ньому з'являються суттєві доповнення, що розширюють можливості його застосування. Зазначимо, що стандарт B31.8S, який безпосередньо стосується процедури виконанням ризик-аналізу, є продуктом інтенсивної роботи багатьох провідних експертів з різних наукових і технічних дисциплін, в основу якого покладені результати досліджень двох десятків науково-технічних звітів.

Не буде зайвим нагадати, що ці стандарти, які випускають наукові товариства або окремі компанії, не є обов'язковими до впровадження на виробництві. Вони стають обов'язковими до дотримання лише тоді, коли стають включеними в регламент технічного обслуговування підприємства, що відбувається за рішенням правління підприємства.

З гармонізацією українського законодавства до Європейського наша країна також переходить до такої практики, тому видається доцільним більш докладно зупинитися на аналізі цих показових нормативних документів. Вони мають спільну ідеологію, в багатьох питаннях перегукуються між собою і відрізняються лише ступенем узагальненя. Крім того, їх розгляд дає змогу більш чітко зрозуміти місце і роль ризик-аналізу в технологічному процесі експлуатації підприємств та підвести методологічну основу для визначення кількісних параметрів, що використовуються в ризик-аналізі.

2. Стандарт API 1160

У 2001 р. набрав чинності новий нормативний документ, розроблений спеціалістами американського інституту нафти API 1160. Цей стандарт знаменує собою новий підхід у відносинах між регулятивним органом та оператором магістральних трубопроводів. Він цілком побудований на ідеології кількісного ризик-аналізу і передбачає виконання плану конкретних заходів і чітко визначає терміни їх впровадження. Документ констатує, що надійність трубопроводу повинна бути забезпечена на достатньому рівні, а всі дії оператора повинні бути оцінені з точки зору підвищення показників надійності. Вперше оператору не регламентується завдання проводити контроль певними засобами заданого обсягу (це вирішує сам оператор), проте він повинен довести регулятивному органу достатність та ефективність вибраних ним покращувальних заходів. З цією метою оператор повинен створити Комплексну програму заходів, яка затверджується регулятивним органом, при цьому результати її виконання також переглядаються і затверджуються регулятивним органом. Зазначимо, що і інші документи передбачали певні дії і рішення, пов'язані з покращанням ефективності експлуатації трубопроводу, але лише даний документ вперше замість поодиноких дій, направлених на підвищення надійності, передбачає створення єдиної методології, яка отримала назву „Система управління цілісністю трубопроводу” (СУЦТ). Таким чином, стандарт API 1160 являє собою:

- Засіб для створення СУЦТ;
- Керівництво щодо технічних аспектів управління цілісністю, які повинен враховувати оператор;
- Набір стандартних параметрів, що дають змогу оператору порівняти фактичну ефективність трубопроводу з бажаною;
- Засіб порівняння програм різних операторів, що стосуються ефективностей функціонування трубопроводів.

2.1. Значення документа для галузі

Прийняття цього стандарту має важливе позитивне значення як для регулятивних органів, так і для операторів. Для перших це виражається в такому:

- Прискорення оцінки цілісності в районах з великими наслідками;
- Покращення методологій управління цілісністю у виробничих компаніях;
- Збільшення ролі держави в оцінці адекватності планів компаній щодо забезпечення цілісності;
- Забезпечення збільшення громадського контролю над станом трубопроводів.

Для операторів значення документа набагато більше. Оператор витратив значні кошти і матеріальні ресурси, які складають трубопровідну систему. Матеріальна віддача, прибуток від цих цінностей можлива лише у випадку, якщо система функціонує надійно. У зв'язку з цим СУЦТ повинна розглядатись перш за все як засіб найбільш раціонального використання ресурсів для:

- Ідентифікації і аналізу реальних і потенційних факторів, які передують аваріям;
- Вивчення можливості і потенційної небезпеки очікуваних аварій;
- Забезпечення всесторонніх і інтегрованих засобів для перевірки і порівняння всіх можливих ризиків і заходів зі зниження ризиків;
- Впровадження добре структурованих, легко доступних засобів для вибору і впровадження заходів зменшення ризиків;
- Встановлення системи оберненого зв'язку для покращання вже існуючої СУЦТ.

2.2. Основні принципи функціонування СУЦТ

Побудова СУЦТ виходить із таких принципів:

- Трубопровідна система характеризується вбудованою початковою цілісністю, яка досягається на етапах планування, проектування та будівництва;
- Цілісність на етапі експлуатації може бути досягнута тільки за наявності висококваліфікованого персоналу за використання штатних режимів експлуатації обладнання;
- Програма управління цілісністю повинна бути індивідуальною та гнучкою;
- Інтеграція інформаційних баз і інтелектуальних систем є ключовою умовою управління цілісністю;

- Підготовна до ризик-аналізу і його проведення є найбільш важливим елементом СУЦТ;
- Оцінка ризику руйнування трубопроводу є неперервним процесом;
- Нові технології діагностики і методи оцінки ризиків повинні бути прозорими і зрозумілими та постійно впроваджуватись в СУЦТ;
- Системи і програми оцінки цілісності трубопроводів повинні оцінюватись третьою стороною, включно регулятивними органами.

2.3. Основні елементи СУЦТ

Хоча всі трубопроводи є індивідуальними технічними об'єктами, СУЦТ повинна мати стабільну основу, що складається із декількох ключових елементів. На рис. 1 наведені ці елементи та представлена взаємодія між ними. Впровадження цих елементів може досягатись абсолютно різними шляхами, починаючи від найпростіших і закінчуючи високоінтелектуальними розрахунковими або технічними процедурами.

Розглянемо ці елементи окремо:

Визначення небезпечних ділянок в зонах великих наслідків (ЗВН). Цей елемент є вихідним при проведенні ризик-аналізу.

Збір початкових даних, їх аналіз і інтеграція. Цей елемент дає змогу оцінити можливі руйнування в ЗВН і інших ділянках трубопроводу.

Початкова оцінка ризику. Визначає систематизований і поглиблений пошук можливих загроз цілісності трубопроводу та його обладнання.

Розробка базового плану щодо зменшення ризику. Для визначених на попередньому етапі найбільших ризиків необхідно розробити план дій по їх зменшенню.

Інспекції та покращувальні дії. Практична реалізація плану покращувальних заходів.

Обновлення і інтеграція даних. З реалізацією покращувальних заходів виникає необхідність оновлення інформації про стан трубопроводу.

Переоцінка ризиків. Розрахунок ризиків за новим станом трубопроводу.

Ревізія базового плану. Зі зміною ситуації про стан трубопроводу і впровадження нових технологій моніторингу або ремонту слід внести зміни в базовий план.

Програма оберненого зв'язку. Зі збором нової інформації оператор аналізує ефект покращувальних заходів.

Управління змінами. Всі зміни повинні зразу враховуватись під час оцінки ризиків.

2.4. Методологія оцінки ризиків

Розробляючи програму оцінки ризиків, оператор повинен взяти до уваги особливості свого трубопроводу, щоб визначитись, який із відомих підходів оцінки ризиків є найбільш прийнятний для нього. Основна мета оцінки ризиків полягає в ідентифікації найбільших ризиків в системі, щоб оператор міг вирішити для

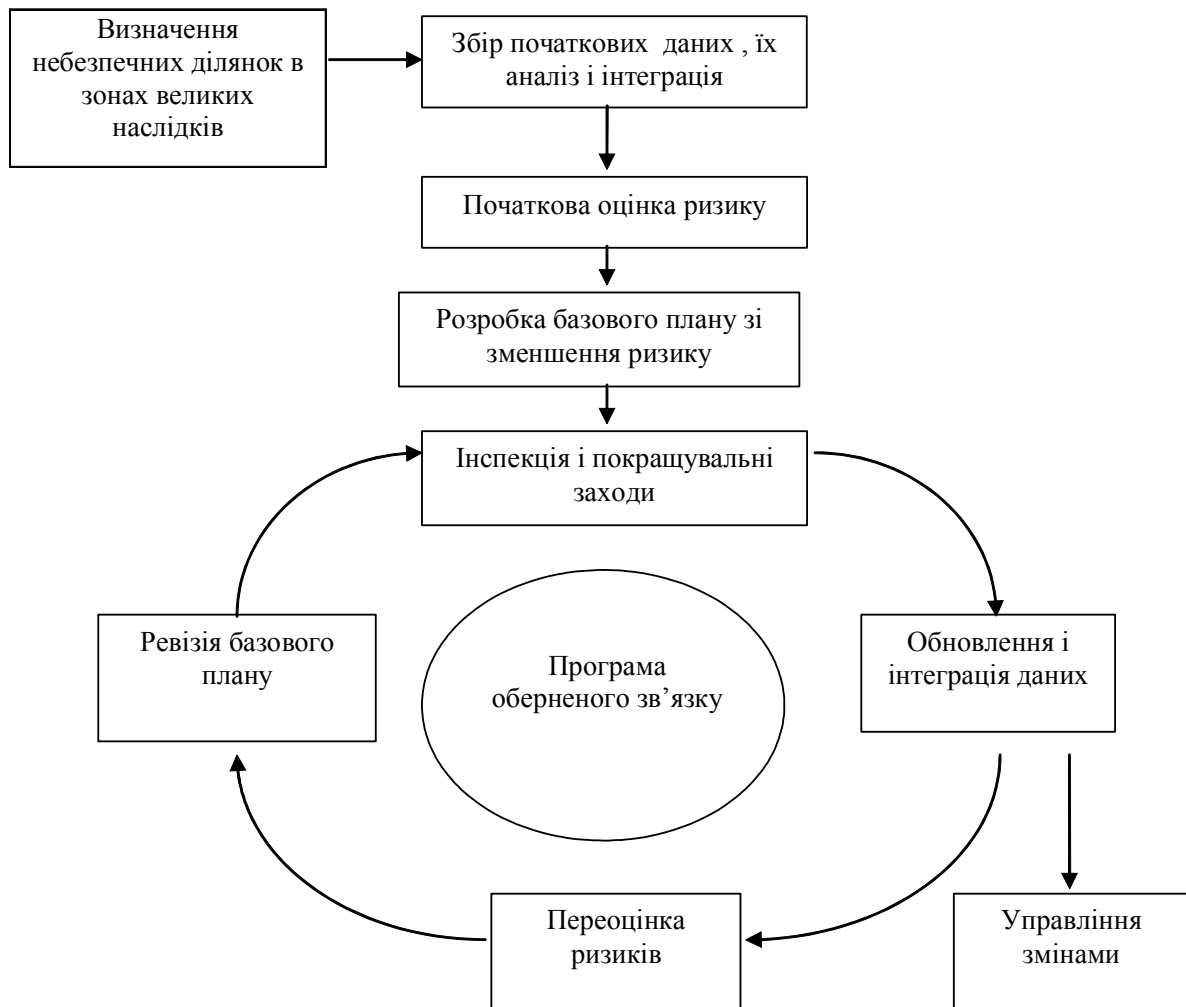


Рисунок 1 — Система управління цілісністю магістрального трубопроводу

себе, як, де і коли провести ремонтні і покращувальні заходи, щоб це найбільш ефективно підвищило надійність трубопровідної системи. Оператор повинен вирішити, яка інформація може бути корисною для виконання оцінок і як ця інформація повинна бути використана, щоб точність і ефективність оцінок були максимальними.

Хоч число різних процедур оцінки ризику є великими, всі вони повинні давати відповідь на такі питання:

Як події або умови експлуатації можуть спричинити втрати цілісності трубопроводу?

Яка ймовірність того, що ці події і умови можуть виникнути?

Яка природа і ступінь небезпеки наслідків цих подій?

Який загальний ризик викликають ці події і умови?

Вибір методу оцінки ризику належить до компетенції оператора.

Оцінка ризику — це процес комбінування оцінок частоти і наслідків аварій у загальну величину ризику. Величина ризику може бути кількісною, якісною або комбінованою залежно від процедури оцінки. Чутливість і точність методів залежить від числа змінних, які вико-

ристовуються, а також здатності визначати зміну ризику вздовж координати трубопроводу. У більшості методів ймовірність події оцінюється з використанням змінних величин і показників, які стосуються:

- зовнішньої корозії;
- внутрішньої корозії;
- пошкоджень від дій третьої сторони;
- зсувів ґрунтів;
- проектних умов і характеристик матеріалів.

– функціонування трубопровідної системи. У свою чергу наслідки оцінюються через змінні, які відносяться до категорій:

- вплив на навколишнє середовище;
- вплив на населення;
- вплив на економічні показники.

Чим більше використовується змінних, тим більш кількісним є аналіз. Точність кількісного аналізу збільшується з подальшою специфікацією цих змінних.

Перед тим як накреслити довготермінову стратегію з розробки і впровадження СУЦТ, в інтересах оператора отримати найбільш повні знання про наявні методи оцінки ризиків, які використовуються в промисловості, свідомо оцінюючи їх переваги і недоліки. Тому важливо,

крім загальних документів, бути обізнаними зі стандартами, які регламентують технологію безпосереднього виконання ризик аналізу.

3. Стандарт ASME B31.8S

Стандарт ASME B31.8S є доповненням відомого американського стандарту ASME B31.8, який стосується проектування, будівництва і експлуатації магістральних газопроводів. Метою нового стандарту є створення системи управління цілісністю магістрального газопроводу з описанням конкретних заходів, які оператор газопроводу може виконати під час експлуатації для зменшення як загальних ризиків, так і їх складових – ймовірності руйнування та наслідків руйнування. Це досягається виконанням двох програм управління цілісністю: побудованої за наказовими процедурами і виконавчій програмі. Програма за наказовими процедурами виконується в разі, коли існує ясність, що будуть виконуватись заздалегідь чітко визначені певні дії: обстеження, покращувальні заходи, діагностика та дії щодо зменшення ризиків. Інша альтернативна програма управління цілісністю, що базується на виконавчій програмі, використовує набагато більше даних і більш широкий ризик-аналіз, який дає змогу оператору досягти більшого ступеня гнучкості для того, щоб застосувати більшість вимог стандарту, особливо в частині визначення інтервалів між діагностикою, застосування тих чи інших технічних засобів і технологій.

3.1. Принципи управління цілісністю

- Функціональні вимоги до управління цілісністю встановлюються для нових трубопроводів за даними початкових планів, проектних рішень, про вибір матеріалів і методів будівництва. Наявність якомога повної документації про матеріали, проект та будівництво є суттєвим початком доброї програми управління цілісністю.

- Програма управління цілісністю є такою, що постійно розвивається, повинна бути гнучкою, періодично перевірятись і модифікуватись з накопиченням змін під час експлуатації, змінюватись зі зміною експлуатаційного середовища і поглинати нові дані і інформацію про технічну систему.

- Інтеграція інформації є ключовим елементом системи управління цілісністю трубопроводу. Вона є аналітичним процесом, який залучає до узагальненого розгляду інформацію про проект, будівництво, експлуатацію, заходи з підтримки, випробувань, діагностики та ін.

- Ризик-аналіз цілісності трубопроводу є неперервний процес. Оператор повинен періодично збирати нову або додаткову інформацію та враховувати досвід експлуатації системи. Вони повинні стати частиною переоцінки ризику та корекції плану управління цілісністю

- Нові технології повинні оцінюватись і відповідними чином впроваджуватись. Вони можуть сприяти оператору в запобіганні пев-

них типів руйнувань, сприяти визначенню більш ефективно ризиків та знижувати ризики.

- Виконання замірів системних параметрів (показників) є інтегральною частиною програми управління цілісністю. Оператор може вибрати важливі параметри на початку програми і потім періодично повинен оцінювати результати за цими параметрами, щоб здійснювати моніторинг ефективності власної програми. Це необхідно для постійного удосконалення програми.

Для розробки специфічних програм стандарт рекомендує як зальну основу використовувати процес, який регламентується одним із визначальних елементів програми — *планом управління цілісністю* (рис. 2).

3.2. Огляд програми управління цілісністю

Програми управління цілісністю складається з таких основних елементів, представлених на рис. 3.

План виконання дає змогу оператору через систему показників (процесів, експлуатаційних, прямих інтегральних) відповісти на два принципові питання:

Чи були досягнуті всі цілі програми управління цілісністю?

Чи була засобами програми підвищена цілісність трубопроводу та його безпека?

План зв'язку передбачає створення ефективною системи зв'язку для збереження кваліфікованого персоналу, підвідомчих підрозділів та для інформування громадськості про свої зусилля щодо забезпечення управління цілісністю та результати своєї діяльності.

План управління змінами розробляється для того, щоб визначити і розглянути вплив експлуатаційних змін на трубопровід та його цілісність. Управління змінами може стосуватись технічних, фізичних, процедурних і організаційних змін на систему як постійного характеру, так і тимчасового.

План контролю якості. За визначенням стандарту контроль якості є „задокументованим доказом того, що оператор виконав всі вимоги своєї програми управління цілісністю”.

3.3. Класифікація пошкоджень трубопроводу

Першим кроком плану управління цілісністю є визначення потенційних загроз трубопроводу. Ці загрози можна рознести і класифікувати в такі 3 глобальні групи та 9 підгруп:

- Залежні від часу:
 - зовнішня корозія,
 - внутрішня корозія,
 - стрескорозійне розтріскування.
- Стійкі:
 - а) дефекти виготовлення:
 - 1) дефектний зварний шов,
 - 2) дефект основного металу труби;
 - б) дефекти будівництва, зварювання:
 - 1) дефект кільцевого шва,

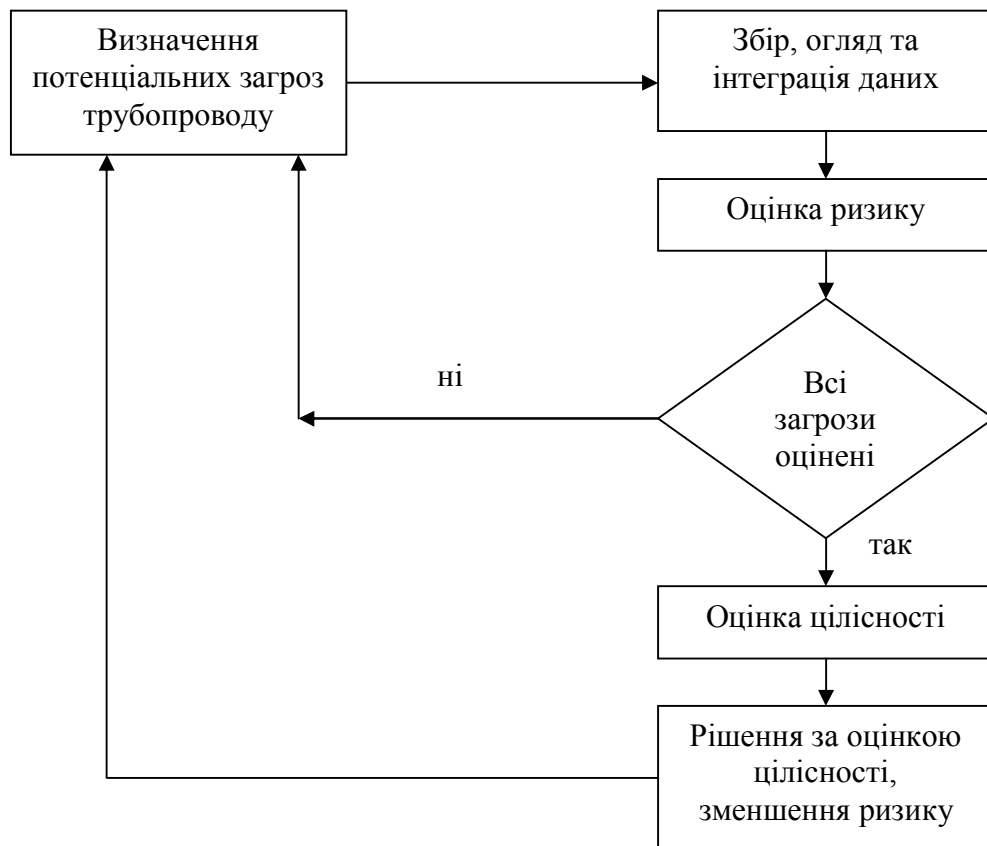


Рисунок 2 — Блок-схема плану управління цілісністю

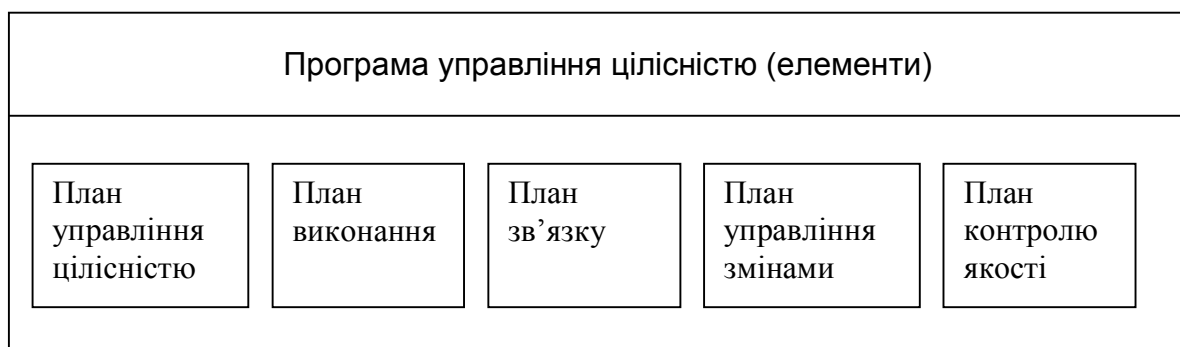


Рисунок 3 — Елементи програми управління цілісністю

- 2) дефект проведення зварювальних робіт,
- 3) гофра або вм'ятина,
- 4) руйнування труби як нитки;
- в) обладнання:
 - 1) руйнування кільцевих прокладок,
 - 2) збій контролю та допоміжного обладнання,
 - 3) відмова компресорного обладнання,
 - 4) різне.
- Незалежні від часу:
 - а) механічні uszkodження / третя сторона:
 - 1) пошкодження спричинені першою, другою або третьою стороною (миттєве руйнування),
 - 2) попередні uszkodження (відстрочене руйнування),
 - 3) вандалізм;
 - б) неправильна експлуатація:

- 1) неправильні експлуатаційні процедури;
- в) погодні або зовнішні фактори:
 - 1) холодна погода,
 - 2) блискавка,
 - 3) проливні дощі, повені,
 - 4) зсув ґрунтів.

3.4. Збір, огляд та інтеграція даних

Визначаються джерела отримання даних. В першу чергу це дані, які містяться в організації, що експлуатує газопровід (проектна, виробнича та експлуатаційна документація), а також дані із зовнішніх джерел (галузеві та міжгалузеві). Збір, перегляд і аналіз даних повинен здійснюватись за розробленим планом, щоб задовольнити вимогам якості і повноти інформації.

Головна перевага програми управління цілісності (її ефективність) полягає в здатності об'єднувати і використовувати дані про різні елементи, отримані з різних джерел для забезпечення надійного переконавання щодо можливості або неможливості виникнення специфічних загроз. Це етап інтеграції даних, який включає розробку загальної інформаційної системи з прив'язкою до об'єкта дослідження.

3.5. Оцінка ризику

Оцінка ризику виконується як для програми управління цілісністю, що побудована за наказовими процедурами, так і програми, що базується на виконавчій програмі.

Для програми за наказовими процедурами ризик-аналіз виконується перш за все, щоб розташувати за пріоритетністю заходи плану управління цілісністю. Він допомагає зібрати оціночні дані і інформацію для прийняття рішення.

Для виконавчої програми ризик-аналіз переслідує дві мети. По-перше, зібрати оціночні дані і інформацію, яка допоможе оператору визначитись з пріоритетністю і планом заходів, а по-друге, визначити, які діагностичні, запобіжні і покращувальні заходи слід застосувати.

3.5.1. Мета ризик-аналізу

Стосовно трубопроводів та їх обладнання ризик-аналіз переслідує такі цілі:

- Визначення пріоритетності трубопроводів або їх ділянок щодо планування робіт з оцінок цілісності та виконання покращувальних заходів.
- Аналіз економічного ефекту, отриманого від заходів щодо зменшення ризиків.
- Визначення найбільш ефективних показників для виявлення загроз.
- Оцінка впливу на надійність від зміни міждіагностичного інтервалу.
- Оцінка використання або необхідності залучення альтернативних діагностичних методологій.
- Ефективне використання ресурсів.

3.5.2. Методи ризик-аналізу

Для того, щоб організувати оцінку цілісності для ділянок трубопроводу, слід встановити рівні (шкалу) ризиків. Ці значення ризиків повинні охоплювати повний інтервал ймовірності руйнування і наслідків відмов. Ризик-аналіз може бути надзвичайно простим з дискретним значенням рівнів в діапазоні 1-3 (відповідає високому, середньому і низькому значенню ймовірності руйнування і наслідків) або більш складним, таким що включає більше діапазонів для більш широкої диференціації ризиків.

Залежно від збільшення ступеня складності, узагальнень і необхідних даних можна виділити такі методи ризик-аналізу:

Метод експертизи об'єкта. Ризик-аналіз виконується на основі експертизи експертами

експлуатаційної компанії або консультантами за даними експлуатаційної документації. Визначається відносне числове значення ймовірності руйнування і їх наслідків для кожної ділянки трубопроводу.

Моделі відносних оцінок. Будується на попередньому досвіді, більш широких даних і включає розробку моделей ризику для відомих пошкоджень і загроз, що мали місце в ретроспективі. Такі відносні або основані на базах даних методи використовують моделі, які якісно і кількісно визначають ваговий вклад основних пошкоджуючих факторів і наслідків від них.

Моделі, побудовані за сценаріями. Підхід використовує моделі, які генерують опис відмов або сценаріїв протікання відмов, що ведуть до певного ризику.

Імовірнісні моделі. Підхід є найбільш комплексним і вимогливим щодо необхідних даних.

3.5.3. Ризик-аналіз

Ризик-аналіз для програми за наказовими процедурами. Цей ризик-аналіз використовує мінімальне значення вхідних даних і здійснюється за простими методами (п.3.5.2). Він проводиться для встановлення пріоритетності виконання оцінок цілісності ділянок трубопроводів. Якщо оцінка цілісності ділянки виконана, міждіагностичний інтервал встановлюється на основі вимог, що регламентуються таблицею 1.

Слід зазначити, що для корозійних дефектів міждіагностичні інтервали, що регламентуються нормами, були встановлені на основі окремих наукових досліджень, наприклад [7], які виконувались в рамках розробки аналізованого стандарту. В цих дослідженнях з урахуванням категорії трубопроводів, марок сталей, різних значень швидкостей корозії (прискореної, 90% від прискореної та середньої, що відповідають різним рівням антикорозійного захисту) визначались міждіагностичні інтервали. Подібні дослідження були проведені стосовно прямого діагностування, а також гідростатичних випробувань [8].

Ризик-аналіз для виконавчої програми управління цілісністю. Цей ризик-аналіз є більш ґрунтовним, оперує більш широким спектром інформації і виконується за більш складними методами.

3.5.4. Оцінка ефективності ризик-аналізу

Оцінка ефективності ризик-аналізу здійснюється за такими показниками:

- Ознаками якості.
- Кваліфікації.
- Історії експлуатації та відновлювальних заходів.
- Здатністю до прогнозування.
- Довіри до результатів.
- Зворотним зв'язком.
- Документацією.
- Що „якщо” прогнозуванням.

Таблиця 1. Інтервали оцінки цілісності для пошкоджень, що залежать від часу

Технологія діагностики	Інтервал, роки	Критерій		
		≥ 50% SMYS	≥ 30% SMYS < 50% SMYS	< 30% SMYS
Гідростатичне випробування	5	ТГ = 1.25 МДЕТ	ТГ = 1.4 МДЕТ	ТГ = 1.7 МДЕТ
	10	ТГ = 1.39 МДЕТ	ТГ = 1.7 МДЕТ	ТГ = 2.2 МДЕТ
	15	Не дозволяється	ТГ = 2.0 МДЕТ	ТГ = 2.8 МДЕТ
	20	Не дозволяється	Не дозволяється	ТГ = 3.3 МДЕТ
Внутрішньо-трубна діагностика	5	ТР > 1.25 МДЕТ	ТР > 1.4 МДЕТ	ТР = 1.7 МДЕТ
	10	ТР > 1.39 МДЕТ	ТР > 1.7 МДЕТ	ТР = 2.2 МДЕТ
	15	Не дозволяється	ТР > 2.0 МДЕТ	ТР = 2.8 МДЕТ
	20	Не дозволяється	Не дозволяється	ТР = 3.3 МДЕТ
Пряме діагностування	5	Приклад перевірених показників*	Приклад перевірених показників*	Приклад перевірених показників*
	10	Приклад перевірених показників*	Приклад перевірених показників*	Приклад перевірених показників*
	15	Не дозволяється	Всі показники перевірені	Всі показники перевірені
	20	Не дозволяється	Не дозволяється	Всі показники перевірені

В таблиці введені такі скорочення:

SMYS – межа текучості матеріалу;

МДЕТ – максимально допустимий експлуатаційний тиск;

ТГ – тиск гідروفіпробування;

ТР – тиск розрахунковий руйнування (визначається за ASME B31.G або ін.).

* Для прямого діагностування міждіагностичний інтервал визначається за показниками замірів. Якщо всі показники перевірені і відновлені, то максимальний міждіагностичний інтервал становить 5 років для труб, що експлуатуються при тиску ≥ 50% SMYS і 10 років, якщо < 50% SMYS.

- Ваговими факторами.
- Побудовою.
- Структурованістю.

3.5.5. Встановлення пріоритетності за результатами ризик-аналізу

Пріоритетність включає процедуру ранжування ділянок трубопроводу за величиною ризику в порядку його зменшення. Окремо можна будувати ранжування за показниками ймовірності та наслідків. Ділянки найвищого ризику повинні мати найбільший пріоритет з точки зору застосування до них заходів з подальшої оцінки цілісності або зменшення ризику. На першому етапі слід здійснити простий розподіл і виділити три групи ділянок „високий, середній, низький ризик”. В межах кожної групи слід здійснити порівняння ділянок для більшої точної дискретизації груп.

3.6. Оцінка цілісності

Основою є на пріоритетах, визначених за показниками ризик-аналізу, оператор після вичерпання міжінспекційного інтервалу повинен виконати оцінку цілісності, використовуючи найбільш ефективний метод. До методів оцінки цілісності належать: внутрішньотрубна діагностика, гідروفіпробування, пряме діагно-

тування та ін. методики. Ці методи визначаються, виходячи із пошкоджень, до яких ділянка трубопроводу найбільше схильна.

3.7. Рішення за оцінкою цілісності, зменшення ризику

За кожним методом оцінки цілісності внутрішньотрубною діагностикою, гідروفіпробуванням, прямим діагностуванням та ін. приймаються рішення, які поділяють на дві групи: запобіжні заходи, ремонтні заходи.

За даними внутрішньотрубною інспекції рішення класифікуються як:

Негайні. Оцінка (ознаки) показує, що дефект досяг межі руйнування.

Планові. Оцінка (ознаки) показує, що дефект значний, але не досяг межі руйнування.

Моніторингові. Оцінка (ознаки) показує, що дефект не зруйнується до наступної діагностики.

За даними гідروفіпробувань рішення приймаються згідно з табл. 1

За даними прямого діагностування стосовно корозійних дефектів рішення приймаються на основі діаграм, представлених на рис. 4. Рисунок містить три графіки допустимих інтервалів часу між попередньою і наступною перевіркою залежно від відношення ТР (розрахунко-

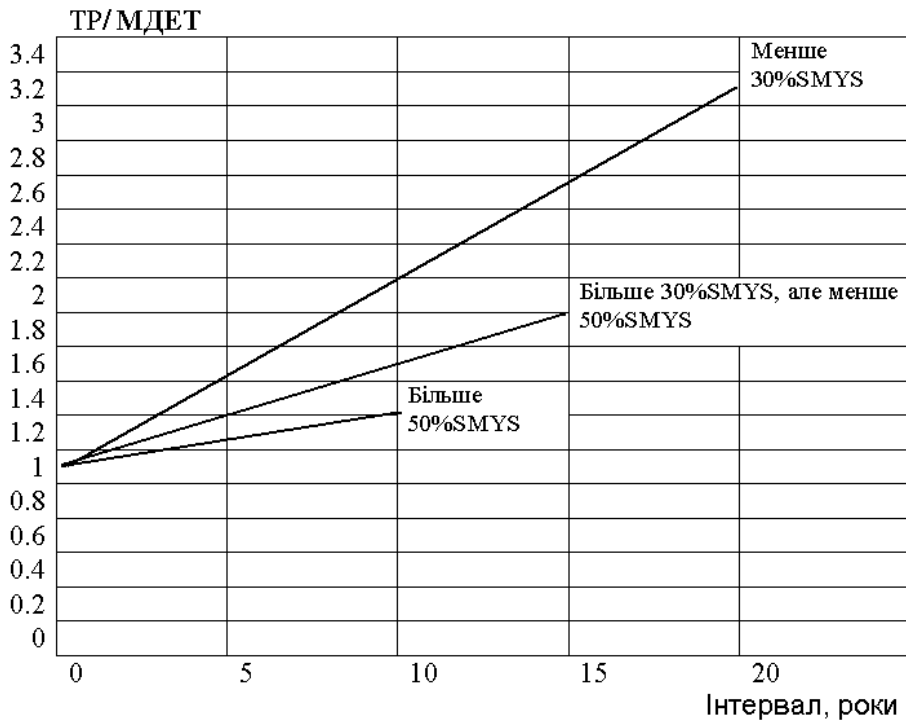


Рисунок 4 — Час для планування прийняття рішень для корозійних дефектів

вого тиску руйнування) і МДЕТ (максимально допустимого експлуатаційного тиску).

Залежно від виду пошкоджень Стандарт регламентує методи ремонту та процедури запобіжних заходів.

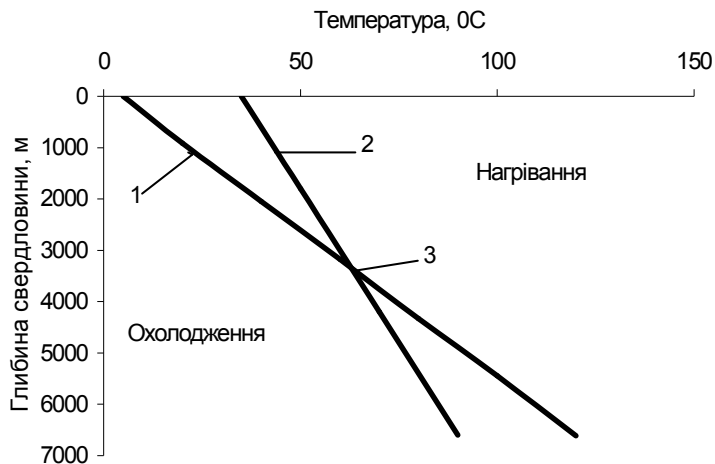
Література

1. API 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline. American Petroleum Institute, Washington, DC.
2. SEVESO II Council Directive 96/82/EC on the control of major-accident hazards involving dangerous.
3. Федеральний закон 49 CFR 192.763.
4. Закон України “Про об’єкти підвищеної небезпеки”, 2001.

5. ASME B31.8S-2001. Managing System Integrity of Gas Pipelines. (Supplement to ASME B31.8). ASME, New York, USA, Jul. 2002. 66 pp.
6. ASME B31.8-1992 Edition. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME, New York, USA, Jan. 1993, 170 pp.
7. GRI-00/0230 Periodic Re-Verification Intervals for High-Consequence Areas. 2001.
8. GRI-00/0083 Review of Pressure Retesting for Gas Transmission Pipelines. 2001.

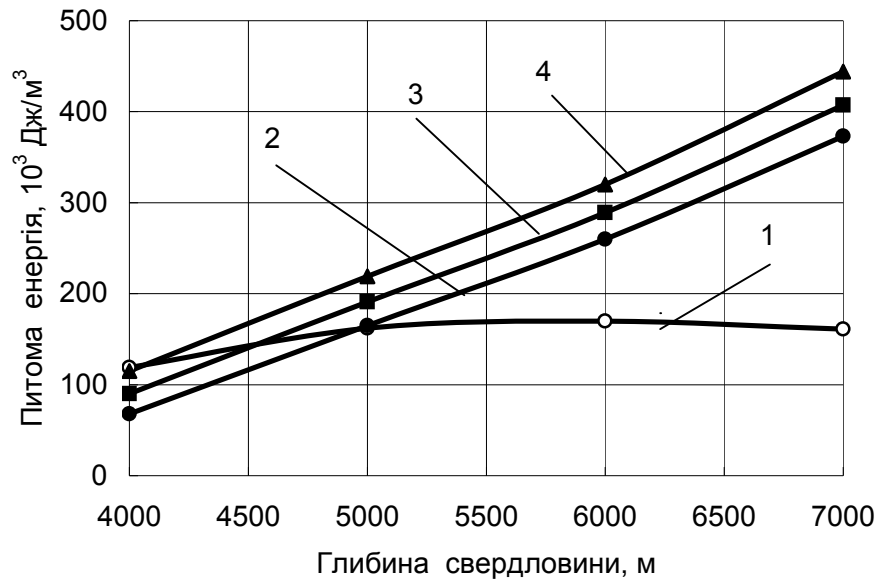
ПРИМІТКА:

Подаємо рисунки 1, 2, 3, 4, 5, пропущені при друці статті Е.М.Барановського “Вплив температурних напружень на руйнування в стінках глибоких свердловин” (Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 2(15). – С. 59-62).



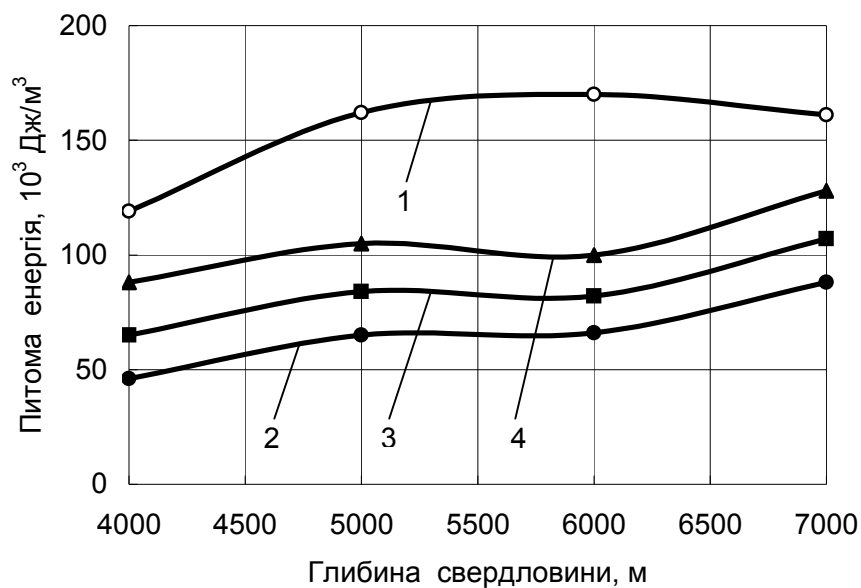
1 – температура незайманого масиву; 2 – температура бурового розчину після буріння свердловини; 3 – нейтральна температурна точка

Рисунок 1 — Зміна температури бурового розчину по мірі поглиблення свердловини



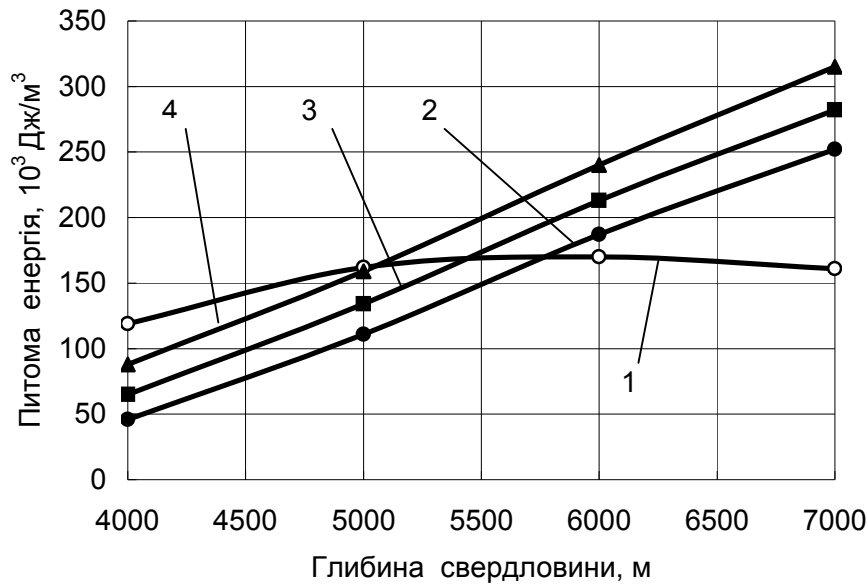
1 – питома енергія формозміни при лінійному напруженому стані породи; 2 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 0^\circ\text{C}$); 3 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 20^\circ\text{C}$); 4 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)

Рисунок 2 – Залежність саморуйнування гірської породи у виробці з циліндричною формою перерізу стовбура від перепаду температури на стінці свердловини



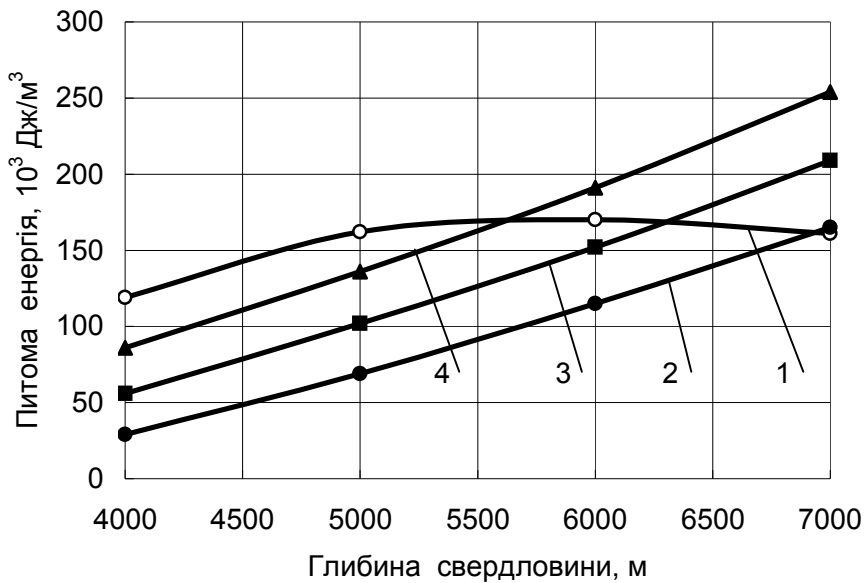
1 – питома енергія формозміни при лінійному напруженому стані породи; 2 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 0^\circ\text{C}$); 3 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 20^\circ\text{C}$); 4 – питома енергія формозміни при об'ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)

Рисунок 3 – Залежність саморуйнування гірської породи у виробці з еліпсоподібною формою перерізу стовбура ($\chi \neq \text{const}$) від перепаду температури на стінці свердловини



1 – питома енергія формозміни при лінійному напруженому стані породи; 2 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 0^\circ\text{C}$); 3 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 20^\circ\text{C}$); 4 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)

Рисунок 4 – Залежність саморуйнування гірської породи у виробі з еліпсоподібною формою перерізу стовбура ($\chi = \text{const}$) від перепаду температури на стінці свердловини



1 – питома енергія формозміни при лінійному напруженому стані породи; 2 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 0^\circ\text{C}$); 3 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 20^\circ\text{C}$); 4 – питома енергія формозміни при об’ємному напруженому стані породи ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)

Рисунок 5 – Залежність саморуйнування гірської породи у виробі при наявності в стовбурі кульових каверн від перепаду температури на стінці свердловини