

ПРОГНОЗУВАННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА РОЗПОДІЛ ІНТЕНСИВНОСТІ АВАРІЙ

¹ В.Я. Грудз, ² С.В. Наследніков, ¹ Р.Г. Онацко

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358,
e-mail: public@pung.edu.ua

² НГВУ "Полтаванафтогаз", м. Полтава, вул. Монастирська, 12, тел. (0532) 501007,
e-mail: nsv_71@mail.ru

Існуючі методи розрахунку локального значення інтенсивності аварій досить складні та мають обмеження щодо застосування, що перешкоджає представленню результатів таких досліджень в узагальненій, зручній для використання формі. Механізм оцінки ризику може бути реалізований на основі методичної процедури, що передбачає процедуру розбиття колони НКТ на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, та із урахуванням кінцевої множини чинників, що впливають на її значення. Із аналізу статистичних даних було виведено 12 груп чинників впливу (ЧВ) із диференціацією відносних «внесків» цих груп у спільний масив аварій, що обчислюється за допомогою вагових коефіцієнтів. Розбиття колони НКТ на ділянки здійснюється послідовно і незалежно по кожному ЧВ. Суть пропонованої методики полягає в тому, що на кожній ділянці колони визначається значення власного інтегрального коефіцієнта впливу ($k_{вл}$), котрий вказує, у скільки разів локальна інтенсивність аварій, розрахована як добуток двох коефіцієнтів впливу (КВ): локального ($k_{лок}$) та «діаметрального» (k_D), відрізняється від γ_{cp} . Розрахунок за кінцевою формулою локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони $\gamma_l(x)$. Отримана аналітична залежність є теоретичною основою для подальшої розробки та вдосконалення методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

Ключові слова: оцінка ризику, НКТ, інтенсивність аварій

Существующие методы расчета локального значения интенсивности аварий довольно сложны и ограничены в использовании, что препятствует представлению результатов таких исследований в обобщенной, удобной для использования форме. Механизм оценки риска может быть реализован на основе методического подхода, который предусматривает процедуру разбивки колонны НКТ на характерные участки с определением ожидаемой интенсивности аварий на каждой из них, с учетом конечного множества факторов, влияющие на ее значение. Из анализа статистических данных было выведено 12 групп факторов влияния (ФВ) с дифференциацией относительных вкладов этих групп в общий массив аварий, учитываемый с помощью весовых коэффициентов. Разбиение колонны НКТ на участки осуществляется последовательно и независимо по каждому ФВ. Суть предлагаемой методики состоит в том, что на каждом участке трассы определяется значение интегрального коэффициента влияния ($k_{вл}$), показывающего, во сколько раз локальная интенсивность аварий рассчитана как произведение двух коэффициентов влияния (КВ): локального ($k_{лок}$) и «диаметрального» (k_D), отличается от γ_{cp} . Расчет по конечной формуле локальных значений интенсивности аварий для каждого участка трассы позволяет получить распределение удельной частоты аварий по длине колонны $\gamma_l(x)$. Получена аналитическая зависимость может быть теоретической основой для дальнейшей разработки и усовершенствования методов расчета локального значения интенсивности аварий при эксплуатации нефтегазового оборудования.

Ключевые слова: оценка риска, НКТ, интенсивность аварий

Existing methods of failure intensity local value calculation are difficult enough and limited in use, which interferes the representation of such researches in the generalized, convenient form. The mechanism of risk assessment can be realized on the basis of technical approach which forecasts tubing breakdown procedure aimed at dividing it on characteristic sites with determination of expected failure intensity on each of them, taking into consideration final set of factors which influence its value. 12 groups of influence factors (IF) have been deducted from the analysis of the statistical data with differentiation of relative contributions of these groups into the general failure file, calculated by means of weight factors. Splitting of tubing into sites is carried out successively and independently on each IF. The whole point of the offered technique is that the value of integrated influence factor is defined on each site of line. This factor shows how many times local intensity of failures, calculated as product of two influence factors: local (k_{loc}) and diametrical (k_D), differs from $\gamma_{average}$. Failure intensity local value final formula evaluation for each site of the line gives an opportunity to get specific failure frequency distribution on tubing. Received analytical dependence may serve as theoretical basis for further development and improvement of failure intensity local value calculation methods during exploitation of oil and gas equipment.

Key words: risk assessment, drill tubing, failure intensity

Проблеми безпеки об'єктів нафтогазової промисловості є ключовими в енергетичній безпеці, особливо в таких аспектах:

- екологічна безпека, що визначається як захищеність від надмірного забруднення на-

вколишнього середовища шкідливими речовинами та випромінюваннями, деградації ґрунтів та ландшафтів, погіршення стану біосфери, негативних впливів на верхні шари земної кори під час видобування корисних копалин;

- виробнича безпека, що характеризує захищеність від порушень технічних систем – аварій, катастроф, – викликаних або супроводжуваних пожежами, вибухами, викидами шкідливих речовин тощо, а також порушення норм та правил технічної безпеки;

- технологічна безпека, що розглядається як захист від таких загроз: зниження технічного рівня виробництва, масового зберігання застарілої техніки, несприйняття економікою інновацій, надмірної залежності від закордонних технологій та обладнання, зниження рівня науково-дослідних та досвідно-конструкторських робіт;

- сировинна безпека, що характеризує захищеність від дефіциту різних видів сировини та матеріалів, від порушень строків їх зовнішнього постачання, від низької ефективності використання у народному господарстві, незначного рівня самозабезпечення країни та регіонів загалом;

- стихійна безпека, основними чинниками якої є невиконання відповідних вимог під час спорудження та експлуатації виробничих та житлових об'єктів, низька достовірність прогнозування стихійних лих, неготовність населення та непідготовленість спецслужб до природних катаклізмів та подолання їх наслідків.

Безпека розглядається як комплексна властивість надійності об'єкта (системи) нафтогазової промисловості та визначається як здатність об'єкта не допускати ситуацій, небезпечних для людей та навколишнього середовища.

За протіканням у часі процеси відмов поділяють на несподівані та поступові. Основним загальноприйнятим показником безпеки є ризик. Розрізняють такі види ризику: індивідуальний, технічний, екологічний, соціальний, економічний.

Технічний ризик характеризується небезпекою виникнення аварій на виробничих об'єктах, що робить його важливим критерієм проектування та експлуатації нафтогазового обладнання. Технічні ризики є об'єктом дослідження теорії надійності та асоціюються з безвідмовністю, ресурсом та роботоздатністю як одиничними властивостями надійності та безпеки об'єктів. Теоретичні дослідження виникнення технічного ризику у ході експлуатації нафтогазового обладнання до цього часу проводилась мало, що робить актуальною проблему розроблення математичної моделі процесу їх виникнення і, зокрема, виведення формули для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ.

Аналіз останніх досліджень та публікацій, присвячених виникненню технічного ризику у ході експлуатації нафтогазового обладнання, свідчить про їх вузькоспрямований, уособлений характер. Існуючі методи розрахунку локального значення інтенсивності аварій досить складні та мають обмеження щодо застосування, що перешкоджає представленню результатів таких досліджень в узагальненій, зручній для використання формі.

На сьогоднішній день не проведено порівняльного аналізу відомих методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій. Відсутня інформація про вплив конструкцій нафтогазового обладнання, зокрема колони НКТ, на можливість застосування окремих методів.

Пошук загальних закономірностей у розробці методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ, незалежно від умов їх умови експлуатації, типів технологічного процесу, та інших чинників впливу є важливим науково-технічним завданням.

Як правило, аналіз ризику розглядається як складова частина комплексного підходу до прийняття рішень та програм з попередження та зменшення небезпеки для життя людини та погіршення якості навколишнього середовища.

Нормальна робота свердловин порушується з різних причин, що призводять або до повного припинення роботи експлуатаційного обладнання або до поступової зміни (відхиленя від встановленої норми) параметрів його експлуатації, тобто нештатного функціонування. Вихід з ладу насосної установки відбувається через виникнення повних аварійних відмов, що зумовлює необхідність проведення підземних ремонтних робіт із заміни ушкоджених елементів, а, отже, і втрати нафти внаслідок простоювання свердловини. При повних відмовах відбувається обрив по корпусу вузлів ШГНУ і колони НКТ як у процесі експлуатації, так і при спуско-підіймальних операціях; відкручення штанг, чи колони НКТ, що призводить до падіння на вибій свердловини як окремих елементів установки, так і всієї підземної частини ШГНУ. Останнє викликає необхідність проведення довготривалих ловильних робіт.

Умови роботи НКТ досить складні: труби, окрім постійного навантаження – власної ваги колони, додатково отримують змінне навантаження: вагу стовпа рідини при ході плунжера вниз, сили тертя плунжера зі стінками робочого циліндра і штанг зі стінками труб. Окрім цього, колона труб повинна витримати додаткове навантаження – вагу штанг у випадку обриву. Також НКТ зазнають зусиль згину у випадку викривлення свердловини і впливу корозійного середовища. Велике навантаження на труби – змінне напруження (розтяг – стискання), що сприяє послабленню різьбових з'єднань, змінне згинаюче напруження, яке може призвести до втрати стійкості нижньої частини колони, тертя труб штангами, послаблення різьбових з'єднань – може бути причиною розгвинчування труб у свердловині або їх обриву, в результаті частина або вся колона труб може впасти на вибій свердловини, що потребуватиме проведення довготривалих ловильних робіт. Процес зношування труб обумовлений двома чинниками: циклічним прикладанням навантаження від ваги стовпа рідини і поздовжнім згином нижньої частини колони труб. У результаті труби зношуються як з внутрішнього боку (внаслідок дотику до штанг), так і з зовнішнього (внаслідок контактування з експлуатаційною колоною). Значний

вплив на інтенсивність зношування труб має склад рідини, що видобувається. Так, при видобутку безводної нафти забезпечується хороше змащування, і зношування сповільнюється; при видобутку нафти з мінералізованою водою й абразивними частинками – цей процес прискорюється. Тертя, що виникає внаслідок контактування НКТ зі штангами й експлуатаційною колоною, збільшує напруження і стає причиною перевитрати електроенергії.

Неполадкою, що трапляється найчастіше в НКТ, є втрата герметичності різьбових з'єднань. Порушення герметичності призводить до втрат об'ємів нафти, що видобувається, та необхідності проведення складних вартісних ремонтних робіт. Герметичність, насамперед, залежить від властивостей рідини, що видобувається. У ході дослідження свердловин виявилось, що під час відкачування чистої нафти середньої в'язкості втрати абсолютно відсутні. Але як тільки нафту замінюють водою, труби починають «текти». При експлуатації газових та газоконденсатних свердловин із високим пластивим тиском найбільш характерними є витікання в різьбовому з'єднанні верхньої частини колони, де створюються великі перепади між затрубним і гирловим тисками. Крім цього, на герметичність труб впливає величина крутного моменту, при кріпленні різьбових з'єднань. Недостатня величина крутного моменту сприяє виникненню витікань, а його перевищення викликає попереднє зношування різьби. Велике значення надають чистоті різьби та якості змащування: мастило повинно містити антифрикційних компонентів. Не можна допускати згвинчування НКТ без змащування, оскільки це призводить до передчасного зносу різьби.

На рис. 1 у вигляді гістограми наведені результати статистичного аналізу аварій на свердловинах. Механізм оцінки ризику може бути реалізований на основі методичного підходу, що передбачає процедуру розбиття колони НКТ на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, та із урахуванням кінцевої множини чинників, що впливають на значення $\gamma(t)$. Із аналізу статистичних даних було виведено 12 груп чинників впливу (ЧВ) із диференціацією відносних «внесків» цих груп у спільний масив аварій, що обчислюється за допомогою вагових коефіцієнтів p_i , $i = 1...12$ (табл. 1). Ці коефіцієнти корелюють з частками внесків аварій НКТ та відображаються в статистичних даних (при визначенні p_i намагались досягти приблизної рівності співвідношення між частками основних причин у статистичних даних та ваговими коефіцієнтами групи ЧВ).

Так, відносний внесок чинника F_{ij} в зміну $\gamma(t)$ на розглядуваній ділянці НКТ обчислюється з допомогою вагового коефіцієнта q_{ij} . ЧВ або характеристики, що їх описують можна представити у вигляді неперервних або дискретних та випадкових величин, кожна з яких має

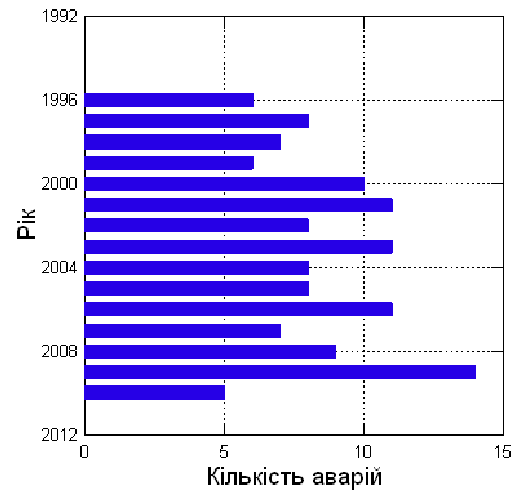


Рисунок 1 – Гістограма аварій на свердловинах по НГВУ «Полтаванафтогаз»

Таблиця 1 – Внесок різних чинників впливу в інтенсивність аварій НКТ

№	Найменування групи чинників	Частка внеску, p_i , %
1	Зовнішні антропогенні механічні взаємодії	12
2	Підземна корозія	12
3	Стрес корозія	10
4	Атмосферна корозія	2
5	Внутрішня корозія	3
6	Виробничі чинники	10
7	Якість монтажних робіт	18
8	Випробування колони труб	3
9	Конструктивно-технологічні чинники	7
10	Природні чинники та чинники взаємодії	7
11	Рівень технологічної експлуатації	7
12	Наслідки відмов та аварій, що відбулися в минулому	9

відповідну шкалу якісних або кількісних значень, що відображають можливий діапазон його зміни. Отже, для кожного дискретного ЧВ можна визначити набір його можливих значень, які відрізняються за «інтенсивністю» впливу на питому частоту $\gamma(t)$ аварій. Значення ЧВ, що задаються якісними (а не кількісними) показниками, трансформуються у відповідні бальні значення.

Розбиття колони НКТ на ділянки здійснюється послідовно і незалежно по кожному ЧВ. Так, критерієм для визначення розташування границі чергової ділянки за чинником F_{ij} є досить помітна (можливо стрибкоподібна) зміна його значення. Величина «стрибка», що обирається для даного ЧВ, визначає довжину та кількість ділянок i , як наслідок, точність оцінки

ризик. Кожне наступне розбиття за наступними ЧВ збільшуватиме загальну кількість ділянок, хоча їх границі можуть збігатися з границями, встановленими в ході попередніх процедур розбиття за іншими ФВ. Для розрахунку загальної кількості ділянок, що отримуються після завершення розбиття колони за всі ЧВ, пропонується така формула:

$$N = N_i + \sum_{m=2}^M (N_m - 1) - \sum_{e=1}^E (e \cdot c^{(e)}), \quad (1)$$

де: N – загальна кількість ділянок колони; N_m – кількість ділянок по всій колоні, отриманих внаслідок розбиття за чинником F_m , де $m = i \cdot j$; $M = i \cdot j$ – загальна кількість ЧВ, вибраних для аналізу; e – ціле число, що характеризує «ступінь» збіжності границь ділянок, які відповідають різним ЧВ ($e = 1$ – одноразова збіжність границь (1-ого ступеня), при цьому збіжються границі, що відповідають двом ЧВ; $e = 2$ – подвійна збіжність границь (2-ого ступеня), при цьому збігаються границі, що відповідають трьом ЧВ і т.д.); $E = M - 1$ – максимально можливий ступінь збіжності границь; $c^{(e)}$ – кількість границь e -го ступеня, що збіглися.

Залежно від сукупності конкретних значень різних ЧВ, що мають місце на розглядуваній ділянці колони, інтенсивність аварій на ній буде тією чи іншою мірою відрізнятиметься від середньої по галузі (γ_{cp} , аварій/(1000 м · год)). Суть пропонованої методики полягає в тому, що на кожній ділянці колони визначається значення власного інтегрального коефіцієнта впливу ($k_{вл}$), котрий вказує, у скільки разів локальна інтенсивність аварій, розрахована як добуток двох коефіцієнтів впливу (КВ): локального ($k_{лок}$) та «діаметрального» (k_D), відрізняється від γ_{cp} . Тобто локальна інтенсивність аварій на n -ій ділянці колони може бути виражена як:

$$\gamma_n = \gamma_{cp} \cdot (k_{лок} \cdot k_D). \quad (2)$$

Коефіцієнт впливу, (k_D) названий «діаметральним», коригує γ_{cp} залежно від діаметра аналізованої колони:

$$k_D = \frac{\gamma_{cp}^{(D)}}{\gamma_{cp}}, \quad (3)$$

де $\gamma_{cp}^{(D)}$ – середньостатистична інтенсивність аварій НКТ діаметром D (табл. 2).

Таблиця 2 – Діаметральний коефіцієнт впливу

D, мм	114	102	89	73	60	48
k_D	0.35	0.85	1.6	1.25	1.4	1.2

Локальний КВ ($k_{лок}$) враховує спільний вплив на інтенсивність аварій усіх конкретних

місцевих ЧВ, що діють на аналізованій ділянці колони, і вимагає розробки спеціальної бальної системи, в якій кожному значенню f_{ijs} кожного чинника F_{ij} ставиться у відповідність визначене, призначене на основі експертної оцінки, значення кількості балів B_{ijs} (за 10-ти бальною шкалою), що відображає «силу» або «інтенсивність» його впливу:

$$B_{ijs} = \varphi_{ij}(f_{ijs}), \quad (4)$$

де φ_{ij} – функція дискретного або неперервного аргументу, що задається експертом для кожного ЧВ F_{ij} .

При розгляді конкретної ділянки колони визначається значення кожного ЧВ та кількість балів, що їй відповідає. Сума всіх бальних оцінок (БО) чинників дає сумарну фактичну БО ділянки (чисельник у формулі (9)), а її відношення до БО $B_{сеп}$ деякої середньої ділянки дає значення локального КВ:

$$k_{лок} = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{B_{сеп}}, \quad (5)$$

де: B_{ij} – БО чинника F_{ij} ; p_i – частка i -ої групи ЧВ; q_{ij} – частка внеску j -го ЧВ i -ої групи; $B_{сеп}$ – БО середньостатистичної ділянки колони. $B_{сеп}$ – отримується на основі визначення середніх значень $f_{ij}^{(сеп)}$ кожного ЧВ та відповідного їм БО $B_{ij}^{(сеп)}$ за тією ж 10-бальною шкалою та розраховується за формулою:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(-p)}. \quad (6)$$

Чіткий розрахунок середніх значень кожного ЧВ можливий за наявності даних про відносну довжину ділянок (їх частки у загальній протяжності колони), на яких спостерігаються різні значення розглядуваних ЧВ. Наприклад, якщо чинник F_{ij} має S дискретних значень $\{f_{ij1}, \dots, f_{ijs}, \dots, f_{ijS}\}$, а загальні протяжності ділянок НКТ, на яких діють ці значення, відповідно $L_{ij1}, \dots, L_{ijs}, \dots, L_{ijS}$, відповідно, то середнє значення даного ЧВ можна розрахувати за формулою:

$$f_{ij}^{(сеп)} = \sum_{s=1}^S f_{ijs} \cdot \frac{L_{ijs}}{L_0}, \quad (7)$$

де L_0 – загальна протяжність колони НКТ. Відповідна БО середнього значення (БОСЗ) за 10-бальною шкалою для випадку лінійної функції $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$ може бути розрахована таким чином:

$$B_{ij}^{(сеп)} = \frac{10 \cdot f_{ij}^{(сеп)}}{f_{ijs}}, \quad (8)$$

Література

де f_{ijs} – максимальне значення ЧВ, якому відповідає 10 балів. В іншому випадку БОСЗ розраховується за відповідним виразом функції $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$. Якщо B_{ij} оперує не кількісними чинниками впливу, а якісними, то БОСЗ ЧВ розраховується за формулою (12), в яку замість значень f_{ijs} підставляються їх БО B_{ijs} . Визначивши у такий спосіб БОСЗ всіх ЧВ, можна розрахувати сумарну БО середньостатистичної ділянки НКТ за формулою (11).

Кінцева формула для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на n-ій ділянці колони має вигляд:

$$\gamma_{\Pi} = \gamma_{cp} \cdot k_{per} \cdot k_D \cdot \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{j(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{j(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(cp)}} \cdot (9)$$

Розрахунок за цією формулою локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони $\gamma_{\Pi}(x)$ (рис. 2).

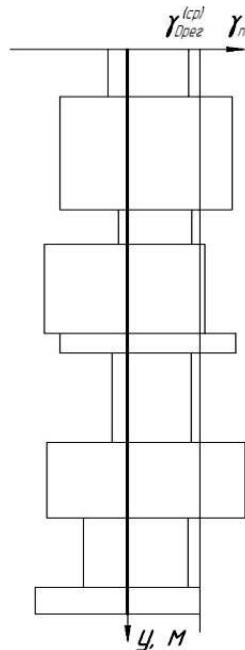


Рисунок 2 – Розподіл інтенсивності аварій вздовж колони

Тут $\gamma_{Dрез}^{(cp)}$ – середня інтенсивність аварій на колоні діаметром D . Ширина сходинок визначається довжиною ділянок, отриманих шляхом розбиття колони (рис. 2).

Розраховані значення γ_{Π} можуть безпосередньо використовуватись для розрахунку ризику в межах даної (n-ої) ділянки колони як питома статистична ймовірність виникнення аварій на цій ділянці.

Отримана аналітична залежність є теоретичною основою для подальшої розробки та вдосконалення методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

1 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем [Текст] / И.И. Мазур, О.М. Иванов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с. – ISBN 5-89674-011-5.

2 Бандура В.В. Дослідження впливу дефектів ШНГУ на її експлуатаційну надійність [Текст] / В.В. Бандура // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: держ. міжвід. наук.-техн. зб. – Івано-Франківськ, 1999. – Вип. 36. – С. 198–209. – (Серія «Нафтогазпромислове обладнання»).

3 Annon. Risk Analysis, Perception, Management / Annon // The Royal Society – 1993.

4 Mannan M. Analysis procedures ensure system safety / Mannan M., Pfenning Dw., Zinn D. Rick // Oil and Gas J. – 1991. – V.89. №22. – p. 83–87.

Стаття надійшла до редакційної колегії

07.02.11

Рекомендована до друку професором

Д.Ф. Тимківим