

## ЧИСЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА УМОВ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

<sup>1</sup>О. Ю. Витязь\*, <sup>1</sup>Р. С. Грабовський, <sup>1</sup>В. І. Артим, <sup>1</sup>В. В. Турлич, <sup>2</sup>Н. Р. Грабовська

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел.(0342) 727182, e-mail: o.vytyaz@gmail.com

<sup>2</sup>Національний університет «Львівська політехніка»; 79013, м. Львів, вул. С. Бандери, 12, тел. (032) 2582404, e-mail: hrabovskanr@gmail.com

Причиною аварійних ситуацій елементів бурильної колони при бурінні глибоких свердловин є виникнення і розвиток в поперечному перерізі тріциноподібних дефектів. Узагальнені дані дефектоскопії тривало експлуатованих бурильних труб, проведеної на підприємствах бурового управління «Укрбургаз» за 2015 – 2017 роки, а також численні літературні дані свідчать, що такі дефекти утворюються на дні корозійних виразок, що виникають в процесі експлуатації під впливом робочих навантажень та бурових промивальних розчинів, зокрема і при спуско-підіймальних операціях, як на внутрішній, так і на зовнішній поверхні бурильної труби. В процесі спуско-підіймальних операцій, зазнаючи впливу розтягуючих навантажень, вони розвиваються виходять на поверхню бурильної труби, утворюючи промивини, які зрештою призводять до руйнування труби. Використовуючи відомі аналітичні розв'язки, проведено оцінку напруженого стану в околі півеліптичної тріщини, розташованої як на зовнішній, так і на внутрішній поверхнях пустотілого циліндра, що знаходиться під дією осевого навантаження та визначено відповідні коефіцієнти інтенсивності напружень у вершині цих дефектів. Для прогнозування граничного стану бурильної труби з півеліптичною тріщиною, проведено аналіз параметрів руйнування, що відображають локальний напружено-деформований стан біля вершини тріщини. Використовуючи метод скінченних елементів, визначали напружений стан в околі вершини півеліптичної тріщини і на цій основі обчислювали характеристики механіки руйнування: J-інтеграл та коефіцієнти інтенсивності напружень. Запропоновано діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріциноподібного дефекту – глибина буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень», які дають можливість оцінити безпечно глибину як внутрішніх, так і зовнішніх півеліптичних тріциноподібних дефектів, виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріциностійкості. Визначено допустимі розміри досліджуваних дефектів у залежності від глибини буріння.

Ключові слова: бурильні труби; півеліптична тріщина; J-інтеграл; критичний коефіцієнт інтенсивності напружень.

Причиной аварийных ситуаций элементов бурильной колонны при бурении глубоких скважин является возникновение и развитие в поперечном сечении трещиноподобных дефектов. Обобщенные данные дефектоскопии продолжительно эксплуатируемых бурильных труб, проведенной на предприятиях бурового управления "Укрбургаз" за 2015 – 2017 годы, а также многочисленные литературные данные показывают, что такие дефекты образуются на дне коррозионных язв, возникающих в процессе эксплуатации под воздействием рабочих нагрузок и буровых промывочных растворов, в том числе и при спуско-подъемных операциях, как на внутренней, так и на внешней поверхности бурильной трубы. В процессе спуско-подъемных операций, подвергаясь воздействию растягивающих нагрузок, они развиваясь выходят на поверхность бурильной трубы, образуя промывины, которые в конечном итоге приводят к разрушению трубы. Используя известные аналитические решения, проведена оценка напряженного состояния в окрестности полуэллиптической трещины расположенной как на внешней, так и на внутренней поверхностях пустотелого цилиндра, находящегося под действием осевой нагрузки и определены соответствующие коэффициенты интенсивности напряжений в вершине этих дефектов. Для прогнозирования предельного состояния бурильной трубы с полуэллиптической трещиной, проведен анализ параметров разрушения, отражающие локальное напряженно-деформированное состояние у вершины трещины. Используя метод конечных элементов определяли напряженное состояние в окрестности вершины полуэллиптических трещин и на этой основе вычисляли характеристики механики разрушения: J-интеграл и коэффициенты интенсивности напряжений. Предложено диаграммы оценки риска разрушения в координатах «глибина трещиноподобного дефекта – глибина бурення – коефіцієнт інтенсивності напружень», которые дают возможность оценить безопасную глубину как внутренних, так и внешних полуэллиптических трещиноподобных дефектов, выявленных средствами технического диагностирования с учетом результатов экспериментальных

исследований критической трещиностойкости. Определены допустимые размеры исследуемых дефектов в зависимости от глубины бурения.

Ключевые слова: бурильные трубы; полуэллиптическая трещина; J-интеграл; критический коэффициент интенсивности напряжений.

*The cause of failures in the elements of the drill string when drilling deep wells is the occurrence and development of crack-like defects in the cross section. The generalized data of defectoscopy of long-term operated drill pipes conducted at the Ukrburgaz drilling rigs from 2015 to 2017, as well as numerous literature data show that such defects are formed at the bottom of corrosion ulcers that occur during operation under the influence of workloads and drilling fluids, in particular during tripping operations, both on the inner and outer surfaces of the drill pipe. During the tripping operations, under the influence of tensile loads, they being developed go up to the surface of the drill pipe, forming scouring, which ultimately leads to the destruction of the pipe. Using known analytical solutions, the stress state in the vicinity of the semielliptic crack located on both the outer and inner surfaces of the hollow cylinder under axial load was estimated and the corresponding stress intensity coefficients at the crack tip of these defects were determined. To predict the limit state of a drill pipe with a semielliptic crack, the analysis of crack parameters reflecting the local stress-strain state near the crack tip is performed. Using the finite-element method, the stress state around the vertex of the semielliptic crack was determined and on this basis the characteristics of fracture mechanics were calculated: J – integral and stress intensity coefficients. Diagrams of fracture risk assessment in the coordinates "depth of crack-like defect - depth of drilling - stress intensity factor" are offered, which make it possible to estimate the safe depth of both internal and external semielliptic crack-like defects detected by technical diagnostics taking into account results of experimental investigations of critical crack resistance. The admissible sizes of the studied defects depending on the depth of drilling are determined.*

Key words: drill pipes; semielliptic crack; J-integral; critical stress intensity factor.

### Постановка проблеми дослідження

На сьогодні проблема глибинного буріння займає важливе місце у забезпеченні держави власними енергоресурсами. Відомо, на великій глибині – орієнтовно 6,5-7 тисяч метрів – на території Дніпрово-Донецької западини і Карпатської нафтогазової провінції є величезні запаси нафти і газу. Однак [1], буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварій елементів бурових колон. Так, в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази.

В процесі роторного буріння у місцях концентрації напружень (впадина першого витка як зовнішньої, так і внутрішньої різьби, корозійна виразка, технологічна риска, дефекти зварного шва, механічні uszkodження, що утворюються в процесі перевезення на далекі відстані, тощо) [2-7], а також у результаті неправильної термічної обробки бурильних труб [8], виникають тріщиноподібні дефекти (рис. 1), які, розвиваючись під дією втомних навантажень, призводять до їх руйнування або спричиняють промивини бурильних труб (рис. 2).

Оскільки із збільшенням глибини буріння вплив статичних навантажень (ваги бурильної колони) зростає, то очевидно, що в процесі спуско-підйомних операцій, зростає ймовірність виникнення аварійних ситуацій.

У зв'язку з цим чисельно-експериментальна оцінка умов, при яких потенційно можливе поперечне руйнування елементів бурильної ко-

лони, є актуальною науково-технічною проблемою.

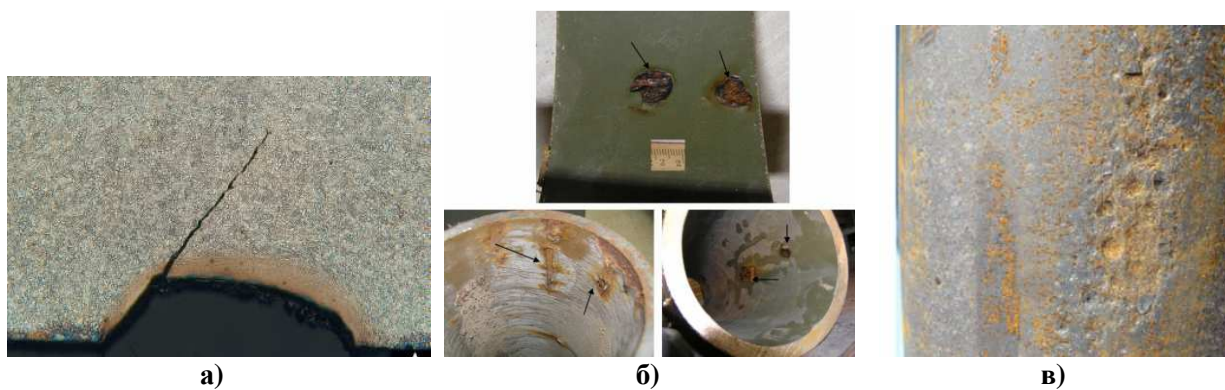
**Метою роботи** є провести розрахункову оцінку напруженого стану в околі зовнішніх та внутрішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів, а також визначити умови руйнування металу тривало експлуатованих бурильних труб і на цій основі визначити допустимі розміри досліджуваних дефектів залежно від глибини буріння при спуско-підйомних операціях.

**Методичні засади чисельної оцінки напруженого стану тривало експлуатованих бурильних труб та експериментального визначення умов їх руйнування**

*Аналитична оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині внутрішньої або зовнішньої півеліптичної тріщини, виявленої у поперечному перерізі тривало експлуатованої бурильної труби за умов дії квазістатичних навантажень*

Розрахункова формула для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині поперечної півеліптичної тріщини на внутрішній поверхні пустотілого циліндра (вершина малої півосі еліпса, глибина  $a$ ) під дією осьового навантаження (рис. 3, а) має вигляд [9]:

$$K_{al} = \sigma \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{a}{t}}} \cdot (Y_1 + Y_2 + Y_3) \cdot \sqrt{a}, \quad (1)$$



а) [3], б) [4], в) [6]

Рисунок 1 – Морфологія тріщин, ініційована від корозійних виразок півеліптичної форми



Рисунок 2 – Вигляд промивини бурильної труби ззовні (а) та зсередини (б) [4]

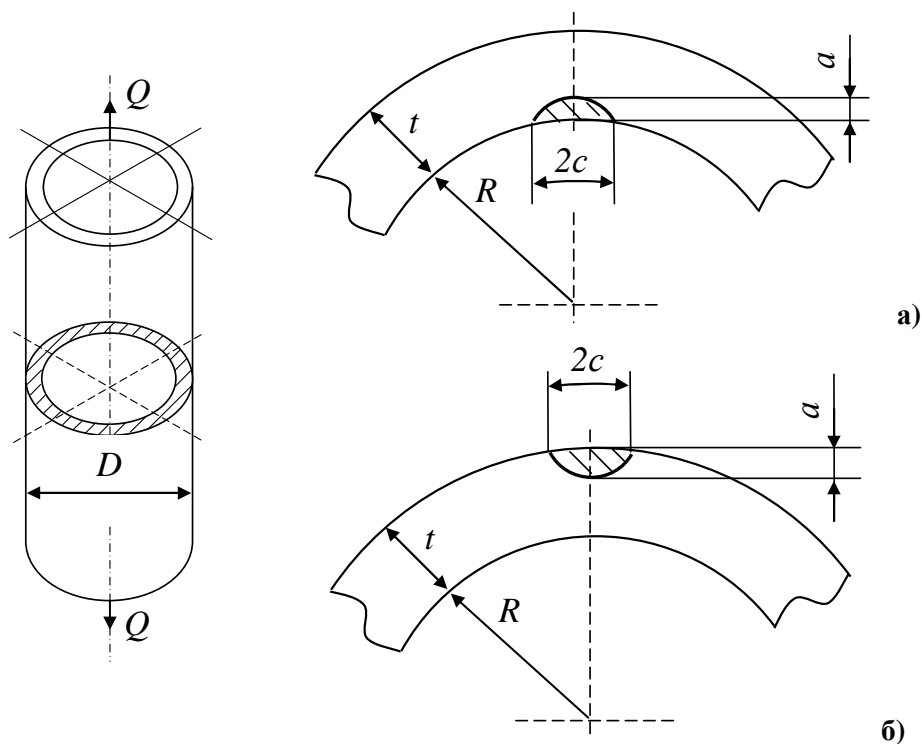


Рисунок 3 – Пустотілий циліндр під дією осьового навантаження з внутрішньою (а) та зовнішньою (б) півеліптичною тріщиною

де

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= 1,6561 - 0,3944 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - 0,46115 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + \\
 &+ 0,33664 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 + \frac{a}{t} \cdot \left[ -0,78383 - 0,4868 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - \right. \\
 &\quad \left. - 0,57149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 1,1149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right], \\
 Y_2 &= \left(\frac{a}{t}\right)^2 \cdot \left[ 0,04206 + 13,568 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - \right. \\
 &\quad \left. - 23,844 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 11,147 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right]; \\
 Y_3 &= \left(\frac{a}{t}\right)^3 \cdot \left[ 0,48946 - 18,201 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) + \right. \\
 &\quad \left. + 33,969 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 - 17,301 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right].
 \end{aligned}$$

У вершині зовнішньої півеліптичної тріщини (рис. 3, б, вершина малої півосі еліпса, глибина  $a$ ) [10] величина коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  за умови  $0,5 \leq \frac{a}{c} \leq 1$  визначається залежністю:

$$K_a = \frac{\sqrt{\pi \frac{a}{Q}}}{f} \cdot \left[ \left( X_0 + Y_0 \frac{a}{t} \right) \sigma \right], \quad (2)$$

де

$$\begin{aligned}
 R_a &= R_i + t - a, \quad Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c}\right)^{1,65}, \\
 f &= 1 - 0,385 \frac{t}{R_a} \frac{c}{t} \times \\
 &\times \left[ 2,14 \left(\frac{a}{c}\right) - 1,557 \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 0,417 \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right]; \\
 X_0 &= 1,135 - 0,135 \left(\frac{a}{c}\right), \\
 Y_0 &= 0,5 - 0,663 \left(\frac{a}{c}\right) + 0,266 \left(\frac{a}{c}\right)^2 + \\
 &+ \left[ 0,713 - 1,286 \left(\frac{a}{c}\right) + 0,651 \left(\frac{a}{c}\right)^2 \right] \frac{t}{R_a}.
 \end{aligned}$$

**Розрахункова оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечною внутрішньою або зовнішньою півеліптичною тріщиною, за умов дії квазістатичних навантажень**

Для прогнозування граничного стану та довговічності бурильної труби з тріщиною необхідно проводити аналіз параметрів руйнування, що відображають локальний напружено-деформований стан (НДС) біля вершини тріщини. Розрахунок параметрів руйнування (коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН), енергетичного  $J$ -інтеграла, розкриття в вершині тріщини) проводиться за допомогою аналітичних і числових методів лінійної та пружно-пластичної механіки руйнування.

Одним із ефективних чисельних методів є метод скінченних елементів (МСЕ), що дозволяє досить точно визначати напружений стан в околі вершини тріщини.

Для чисельного моделювання поверхневої тріщини в бурильній трубі використовували програмний комплекс *ANSYS Workbench 19.2*. Розглядалися фрагменти бурильної труби довжиною 200 мм, діаметром 127 мм та товщиною стінки рівною 8,0 мм.

Побудову тріщини заданої конфігурації у тілі бурильної труби (*Solid*) виконували в наступній послідовності.

Спочатку, за допомогою модуля *Meshing*, використовуючи команду *Mesh* генерували 3D-сітку фрагмента труби, з використанням елементів *Tetrahedrons*.

Після розбиття труби на скінченні елементи, за допомогою об'єкту *Crack* включали півеліптичну тріщину у вихідну сітку скінченних елементів.

При побудові геометричної моделі використали дві системи координат: загальну, пов'язану з трубою, та місцеву, яку використали для моделювання самої тріщини. Тріщина мала півеліптичну форму та знаходилась на внутрішній або зовнішній поверхні труби, перпендикулярно до її осі. Щоб ефективніше використати властивості *ANSYS*, тріщину розташували посередині розглядуваного фрагмента. Геометричні розміри тріщини вибирали узагальнивши дані дефектоскопії тривало експлуатованих бурильних труб, проведеної на підприємствах бурового управління "Укрбургаз" за 2015 – 2017 роки [11, 12].

Геометричні параметри, число скінченних елементів по довжині підбирали таким чином, щоб створити перехідну область для забезпе-

чення плавної зміни розміру елементів в околі тріщини. За допомогою команди *Body Sizing*, використовуючи опцію *Sphere of Influence*, згущували сітку в зоні поширення тріщини, створюючи перехідну область, розміри якої задаються параметрами *Buffer Zone Scale*. При цьому розмір елементів не перевищував декількох десятих міліметра (від 0,1–0,3 мм) (рис. 4).

Кількість елементів одержаної скінченно-елементної моделі фрагмента бурильної труби з поперечною тріщиною коливалась в межах від 132155 до 133158, а кількість вузлів відповідно від 192692 до 194165, залежно від розмірів тріщини, що дозволяє досягти необхідної точності розв'язку задачі для оцінки напружено-деформованого стану та визначення параметрів механіки руйнування.

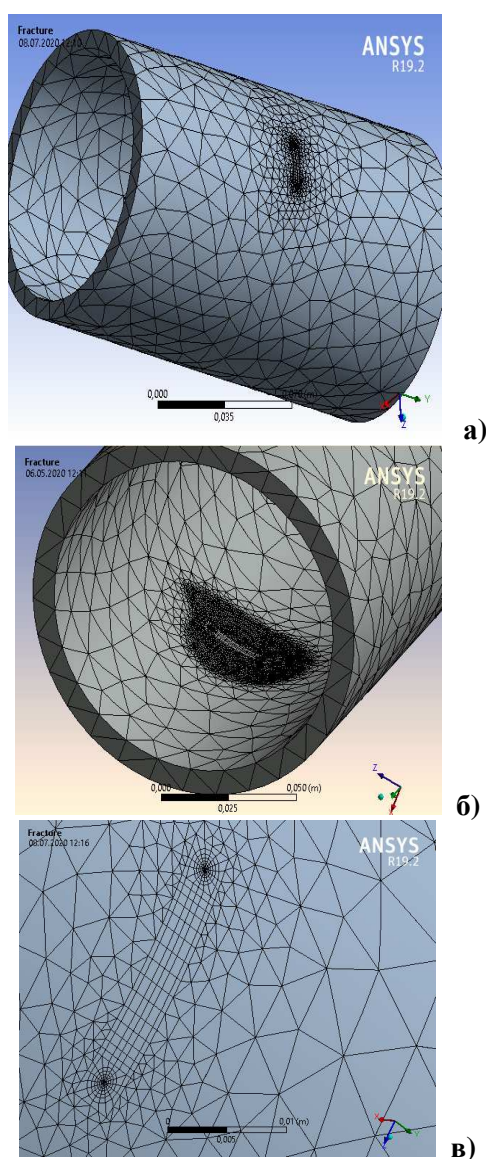


Рисунок 4 – Скінченно-елементна модель бурильної труби з тріщиною на зовнішній (а) та внутрішній поверхні (б) та згущення сітки в районі тріщини(в)

Після задання умов закріплення та навантаження, що моделювалось як осьовий розтяг, який характеризує дію повздовжньої сили, використовуючи вкладку *Fracture Tool*, закладки *Solution*, проводився розрахунок напружено-деформованого стану в околі фронту тріщини. Використовуючи метод *CINT*, визначали характеристики механіки руйнування: *J*-інтеграл та КІН. Для знаходження *J*-інтеграла проводили обчислення по декількох незалежних контурах інтегрування. При розрахунках для заданої точності було використано 6 контурів інтегрування.

### Методичні засади експериментального визначення умов руйнування тривало експлуатованих бурильних труб

В основу методики оцінки умов руйнування металу тривало експлуатованих бурильних труб покладено підхід, запропонований в стандарті [13], який дослідним шляхом дозволяє визначити *J*-інтеграл [14]. Однак, при цьому необхідно врахувати той факт, що руйнування металу бурильних труб шляхом розвитку поперечних півеліптичних тріщиноподібних дефектів відбувається в умовах плоского напруженого стану і оцінюється за енергетичним [14] критерієм, згідно якого розвиток тріщини відбувається за умови, якщо інтенсивність енергії *J*, що звільнилася, досягає критичної величини *J<sub>c</sub>* (критична тріщиностійкість)

$$J_* = J_c \quad (3)$$

Для визначення величини *J<sub>c</sub>* вирізали п'ять зразків з фрагменту досліджуваної бурильної труби груп міцності «Л» розміром 100,0×10,0×8,0 мм (рис. 5, а). Схему вирізаня зразків наведено на рисунку 5, б.

Слід зауважити, що застосовуючи методику [13], ми використовували нестандартний зразок, виходячи із розмірів досліджуваної бурильної труби. Випробування проводили на повітрі за температури 20°C. Зразки із попередньо сформованою втомною тріщиною досліджували на денній поверхні за схемою триточкового згину (рис. 5, в), віддалі між опорами 32 мм. Швидкість навантаження зразка становила 1,67·10<sup>-5</sup> мм/с і залишалася постійною протягом усіх випробувань.

Значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) *K<sub>Jc</sub>* обчислювали за співвідношенням [13]

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{(1 - \mu^2)}} \quad (4)$$

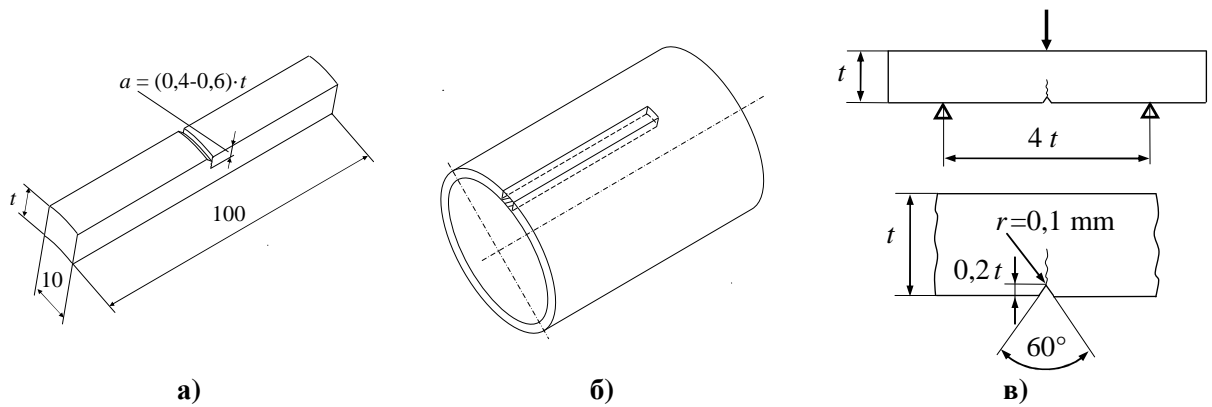


Рисунок 5 – Розміри (а), схема вирізки (б), а також схема навантаження (в) для випробування на статичну тріщиностійкість

Таблиця 1 – Хімічний склад досліджуваних сталей бурильних труб, мас. %

| Сталь 36Г2С |      |      |      |      |      |      |                  |                  |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------------------|------------------|
| C           | Mn   | Si   | V    | Cu   | Al   | Ni   | S <sub>max</sub> | P <sub>max</sub> |
| 0,38        | 1,52 | 0,92 | 0,09 | 0,13 | 0,04 | 0,09 | 0,018            | 0,016            |

Таблиця 2 – Механічні характеристики сталі бурильної труби групи міцності «Л»

| Сталь | Тривалість експлуатації, роки | $\sigma_B$ , МПа | $\sigma_{0,2}$ , МПа | $\delta$ , % | $\psi$ , % |
|-------|-------------------------------|------------------|----------------------|--------------|------------|
| 36Г2С | 23                            | 790,0            | 605,0                | 12,5         | 27,0       |

Таблиця 3 – Критичні значення тріщиностійкості  $J_C^{cep}$  металу тривало експлуатованої бурильної труби групи міцності «Л» та коефіцієнтів інтенсивності напружень  $K_{Jc}$

| $J_C$ , кДж/м <sup>2</sup> |       |       |       |       | $J_C^{cep}$ , кДж/м <sup>2</sup> |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|----------------------------------|
| 50,91                      | 44,41 | 45,42 | 42,71 | 39,88 | 44,59                            |
| $K_{Jc}$ , МПа√м           |       |       |       |       | $K_{Jc}^{cep}$ , МПа√м           |
| 105,78                     | 98,80 | 99,91 | 96,89 | 93,62 | 99,0                             |

де  $J_{Ic}$  – критична тріщиностійкість;  
 $E$  – модуль Юнга ( $E = 10^{11}$  Па);  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей  $\mu = 0,3$ ).

**Оцінка міцності та ризику руйнування елементів експлуатованих бурильних труб**

Досліджували зрізці, вирізані з фрагменту тривалоексплуатованої бурильної труби з умовним діаметром 127 мм групи міцності «Л», які використовувалися для буріння свердловин нафтогазових родовищ Західної України. Хімічний склад досліджуваної сталі подано в таблиці 1.

Механічні характеристики тривало експлуатованої сталі бурильної труби (табл. 2) визначались за стандартною процедурою [15] випробувань п'ятикратних циліндричних зразків на розтяг.

Результати експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості  $J_C$  та обчислені за формулою (4) значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{Jc}$  наведено в таблиці 3.

Результати розрахунків величини робочих навантажень під час спуско-підйомальних операцій бурильних колон [16] наведено у таблиці 4.

Результати аналітичних розрахунків за рівняннями (1) і (2) та розрахункової оцінки коефіцієнтів інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечною внутрішньою або зовнішньою півеліптичною тріщиною, за умов дії квазістатичних навантажень, представлені на рисунках 6 та 7. Діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріщиноподібного дефекту – глибина

Таблиця 4 – Пікові значення робочих навантажень під час спуско-підйомальних операцій бурильної колони при поглибленні свердловин

|            |       |       |       |       |       |       |       |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $L$ , КМ   | 1,25  | 1,60  | 1,90  | 2,28  | 2,87  | 3,74  | 5,01  |
| $F_D$ , МН | 0,515 | 0,728 | 0,770 | 0,832 | 1,040 | 1,473 | 2,098 |

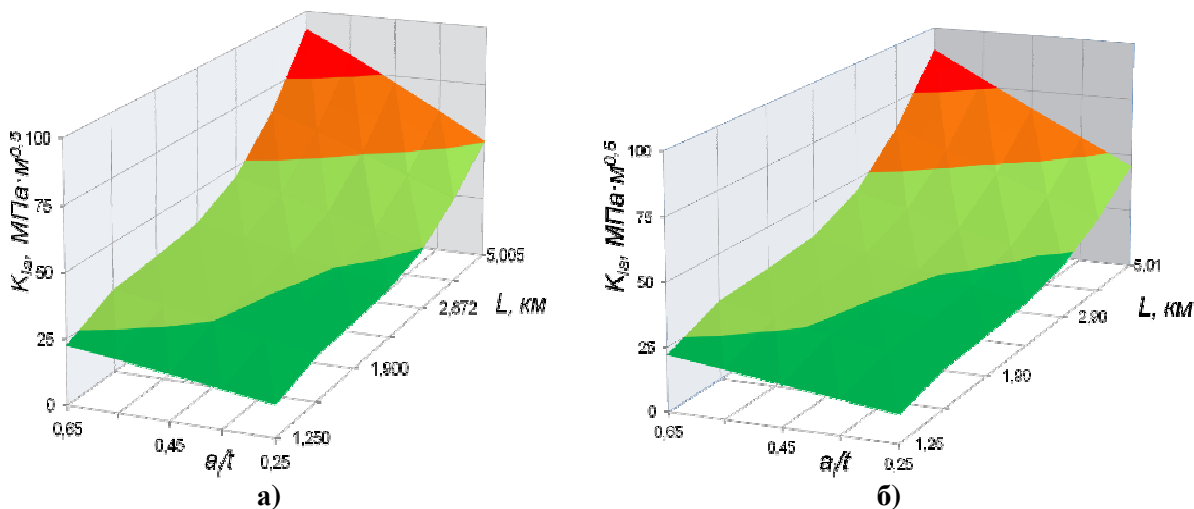


Рисунок 6 – Взаємозв’язок величини КІН  $K_I$ , обчисленої за формулою (1) [9] (а) та методом кінцевих елементів (б) [12] від розмірів  $a_i/t$ , розміщеної на тілі бурильної труби поперечної внутрішньої півеліптичної тріщини та глибини СПО  $L$  при бурінні

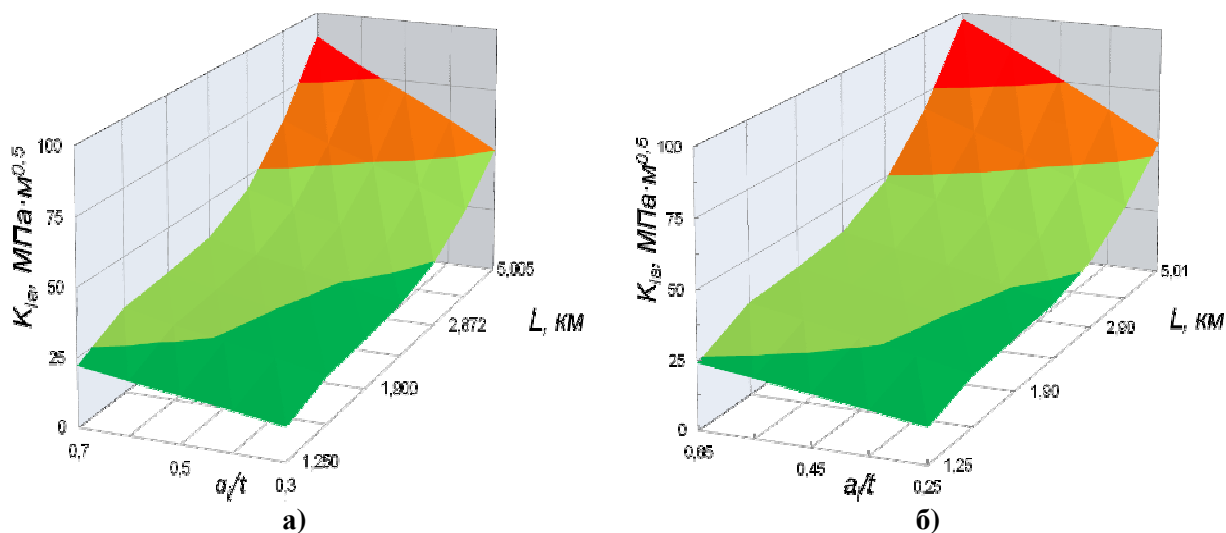


Рисунок 7 – Взаємозв’язок величини КІН  $K_I$ , обчисленої за формулою (2) [10] (а) та методом кінцевих елементів (б) [12] від розмірів  $a_i/t$ , розміщеної на тілі бурильної труби поперечної зовнішньої півеліптичної тріщини та глибини СПО  $L$  при бурінні

буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень» дають можливість оцінити безпечну глибину як внутрішніх, так і зовнішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів, виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості  $J_c$ , представлених у таблиці 3.

Чисельні оцінки напруженого стану тривало експлуатованих бурильних труб починали за

умови  $a_i/t = 0,25$ , оскільки практика експлуатації бурильних колон, за результатами неруйнівного контролю, дозволяє виявити тріщини глибиною близько 2 мм, причому час утворення тріщин у замкових з’єднаннях становить 10-20% їх ресурсу [17]. Поширеним випадком раптових відмов бурильних колон (~28,3%) [18] є руйнування замкового різьбового з’єднання бурильних труб під час спуско-підйомальних операцій.

Слід також зауважити, що одержані розрахункові результати (рис. 6, 7) на основі розглянутої моделі для прогнозування характеристик напружено-деформованого стану бурильних труб з внутрішньою або зовнішньою поверхневими півеліптичними тріщинами з постійною товщиною, які піддаються віддаленим розтягуючим зусиллям практично співпадають із одержаними аналітично. Так, оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень розглядуваними методами для бурильної труби із внутрішньо-поверхневими півеліптичними тріщинами складає 6,5%, а аналогічна оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень для бурильної труби з зовнішньо-поверхневими півеліптичними тріщинами складає 7,8%.

Сумісний аналіз одержаних розрахункових та експериментальних результатів дозволяє інтерпретувати суттєве збільшення кількості аварій елементів бурильної колони при спуско-підіймальних операціях тривало експлуатованих бурильних труб, описаних в роботах [1, 3, 5, 7, 8], а також визначити допустимі розміри досліджуваних дефектів залежно від глибини буріння при спуско-підіймальних операціях.

#### Висновки

Запропоновано чисельно-експериментальну процедуру для оцінки напружено-деформованого стану та умов критичного руйнування тривало експлуатованих елементів бурильної колони, що містять як зовнішні, так і внутрішні півеліптичні тріщиноподібні дефекти.

Здійснено аналітичну та розрахункову оцінку коефіцієнта інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечними поверхневими півеліптичними тріщинами, за умов дії квазістатичних навантажень. Одержані розрахункові результати незначно різняться між собою. Для бурильної труби із внутрішніми поверхневими півеліптичними тріщинами різниця складає 6,5%, а аналогічна оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень для бурильної труби з зовнішніми поверхневими півеліптичними тріщинами складає 7,8%.

Здійснено експериментальну оцінку критичної тріщиностійкості  $J_C$  металу тривало експлуатованої бурильної труби та обчислено величину критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{J_C}$ .

Запропоновано діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріщиноподібного дефекту – глибина буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень», які дають можливість оцінити безпечно глибину як внутрі-

шніх, так і зовнішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості.

Одержані результати можна застосовувати для інтерпретації технічного діагностування тривало експлуатованих елементів бурильної колони.

#### Література

1. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. / за заг. ред. В.В. Панасюка. – Том 10 : Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / В.І. Похмурський, Є.І. Крижанівський, В.М. Івасів та ін. Львів – Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України ; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2006. 1193 с.
2. G.V.S. Murthy, Goutam Das, Swapan Kumar Das, Nikhat Parveen, S.R. Singh. Hardbanding failure in a heavy weight drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2011. Vol. 18. P. 1395-1402. dx.doi:10.1016/j.engfailanal.2011.03.014.
3. Macdonald K. A., BJune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Iss. 8. P. 1641-1666. doi:10.1016/j.engfailanal.2006.11.073.
4. Moradi S., Ranjbar K. Experimental and Computational Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2009. Vol. 16, Is. 3. P. 923-933. doi:10.1016/j.engfailanal.2008.08.019.
5. Zhu X., Dong L., Tong H. Failure analysis and solution studies on drill pipe thread gluing at the exit side of horizontal directional drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2013. Vol. 33. P. 251-264. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.05.017.
6. Xiaohua Zhu, Shaohu Liu, Hua Tong, Xiaobing Huang, Jun Li. Experimental and numerical study of drill pipe erosion wear in gas drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2012. Vol. 26. P. 370-380. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.06.005
7. Івасів В.М., Гринджук Я.С., Юрич Л.Р. Аналіз причин руйнування елементів бурильної колони. *Технологический аудит и резервы производства*. 2014. № 6/4 (20). С. 15 - 17.
8. Li Fangpo, Liu Yonggang, Wang Xinhui, Lu Caihong. Failure analysis of £127mm IEU G105 drill pipe wash out. 2011. Vol. 18. P. 1867-1872. doi:10.1016/j.engfailanal.2011.06.018.

9. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracks in Pipes / Lim E.Y. et al. *ASTM STP 791*. P. I-281- I-296.

10. Raju I. S., Newman J. C. Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracks in Pipes and Rods. *ASTM STP 905*. 1986. P. 789 - 805.

11. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ “УКРБУРГАЗ” за 2015 рік.

12. Морозов Е. М., Муйземнек А. Ю., Шадский А. С. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения. М.: ЛЕНАНД, 2010. 456 с.

13. ASTM E1737-96. Standard test method for J-integral characterization of fracture toughness. *American Society for Testing and Materials*, 1996.

14. Rice J. Path A. Independent Integral and the Approximate Analysis of Strain Concentration by Notches and Cracks. *Journal of Applied Mechanics*. 1968. Vol. 35. P. 379-386.

15. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: у 2 т. М.: Машиностроение, 1974. Т. 2. 368 с.

16. Витязь О. Ю., Грабовський Р. С., Тирлич В. В., Артими В. І. Оцінка впливу динамічних навантажень на умови руйнування труб бурильних колон під час спуско-підіймальних операцій. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2018. №1 (44). С. 25-34. DOI: 10.31471/1993-9965-2018-1(44)-38-47.

17. Копей Б. В. Науково-технологічні методи комплексного підвищення ресурсу деталей свердловинного нафтогазового обладнання: автореф. дис. ... докт. тех. наук. Івано-Франківськ, 1996. 46 с.

18. Крыжановский Е. И. Исследование и повышение сопротивления усталости бурильных колонн при вращательном бурении скважин: дисс. ... докт. тех. наук. М., 1990. 480 с.

### References

1. Mekhanika ruinovannia i mitsnist materialiv: dovidn. posib. / za zah. red. V.V. Panasiuka. – Tom 10 : Mitsnist ta dovhovichnist naftohazovoho obladdnannia / V.I. Pokhmurskiy, Ye.I. Kryzhanivskiy, V.M. Ivasiv ta in. Lviv – Ivano-Frankivsk: Fyzyko-mekhanichniy instytut im. H. V. Karpenka NAN Ukrainy ; Ivano-Frankivskiy natsionalnyi tekhnichniy universytet nafty i hazu, 2006. 1193 p. [in Ukrainian]

2. G.V.S. Murthy, Goutam Das, Swapan Kumar Das, Nikhat Parveen, S.R. Singh. Hardbanding failure in a heavy weight drill pipe.

*Engineering Failure Analysis*. 2011. Vol. 18. P. 1395-1402. dx.doi:10.1016/j.engfailanal.2011.03.014.

3. Macdonald K. A., Bjune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Iss. 8. P. 1641-1666. doi:10.1016/j.engfailanal.2006.11.073.

4. Moradi S., Ranjbar K. Experimental and Computational Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2009. Vol. 16, Is. 3. P. 923-933. doi:10.1016/j.engfailanal.2008.08.019.

5. Zhu X., Dong L., Tong H. Failure analysis and solution studies on drill pipe thread gluing at the exit side of horizontal directional drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2013. Vol. 33. P. 251-264. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.05.017.

6. Xiaohua Zhu, Shaohu Liu, Hua Tong, Xiaobing Huang, Jun Li. Experimental and numerical study of drill pipe erosion wear in gas drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2012. Vol. 26. P. 370-380. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.06.005

7. Ivasiv V.M., Hryndzhuk Ya.S., Yurych L.R. Analiz prychny ruinovannia elementiv burylnoi kolony. *Tehnologicheskyy audit i rezervy proizvodstva*. 2014. No 6/4 (20). P. 15-17. [in Ukrainian]

8. Li Fangpo, Liu Yonggang, Wang Xinhua, Lu Caihong. Failure analysis of £127mm IEU G105 drill pipe wash out. 2011. Vol. 18. P. 1867–1872. doi:10.1016/j.engfailanal.2011.06.018.

9. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracks in Pipes / Lim E.Y. et al. *ASTM STP 791*. P. I-281- I-296.

10. Raju I. S., Newman J. C. Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracks in Pipes and Rods. *ASTM STP 905*. 1986. P. 789 - 805.

11. Informatsiinyi biuletyn pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU “UKR BURHAZ” za 2015 rik. [in Ukrainian]

12. Morozov E. M., Muiyzemnek A. Yu., Shadskiy A. S. ANSYS v rukah inzhenera: *Mekhanika razrusheniya*. M.: LENAND, 2010. 456 p. [in Russian]

13. ASTM E1737-96. Standard test method for J-integral characterization of fracture toughness. *American Society for Testing and Materials*, 1996.

14. Rice J. Path A. Independent Integral and the Approximate Analysis of Strain Concentration by Notches and Cracks. *Journal of Applied Mechanics*. 1968. Vol. 35. P. 379-386.

15. Fridman Ya. B. *Mechanicheskie svoystva metallov. Mechanicheskie ispytaniya. Konstruktsionnaya prochnost: u 2 t. M.: Mashinostroyeniye, 1974. Vol 2. 368 p. [in Russian]*

16. Vytiaz O. Yu., Hrabovskyi R. S., Tyrlych V. V., Artym V. I. Otsinka vplyvu dynamichnykh navantazhen na umovy ruinuvannya trub burylnykh kolon pid chas spusko-pidiimalnykh operatsii. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2018. No 1 (44). P. 25 – 34. DOI: 10.31471/1993-9965-2018-1(44)-38-47. [in Ukrainian]

17. Kopei B. V. *Naukovo-tekhnologichni metody kompleksnoho pidvyshchennia resursu detalei sverdlovynnoho naftohazovoho obladnannia: avtoref. dys. ... dokt. tekh. nauk. Ivano-Frankivsk, 1996. 46 p. [in Ukrainian]*

18. Kryizhanovskiy E. I. *Issledovanie i povyishenie soprotivleniya ustalosti burilnykh kolonn pri vraschatelnom burenii skvazhin: diss. ... dokt. teh. nauk. M., 1990. 480 p. [in Russian]*