

622.24.053
P24

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

РАЧКЕВИЧ

Руслан Володимирович

УДК622.24.053

П/Н/В

**ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ
ДОВГОВІЧНОСТІ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ В
УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН**

Спеціальність 05.05.12 – Машини нафтозої та газової промисловості

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук



Івано-Франківськ – 2006

Дисертацією є рукопис

Робота виконана у Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор **ІВАСІВ Василь Михайлович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, директор науково-дослідного інституту нафтогазових технологій, м. Івано-Франківськ.

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор **ПЕТРИНА Юрій Дмитрович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри технології нафтогазового машинобудування.

кандидат технічних наук, **БУЧИНСЬКИЙ Мирослав Яремович**, закрите акціонерне товариство «Пласт» (м. Полтава), начальник науково-дослідницького центру.

Провідна установа: Відкрите акціонерне товариство “Український нафтогазовий інститут” (м. Київ).

Захист відбудеться “25” ТРАВНЯ 2006 р. о 10 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією
Франківського
адресою: 76019

Івано-
азу за

Вчений секретар
спеціалізованої
кандидат технічних наук

В.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Одним із основних напрямків розвитку нафтогазової галузі нашої держави, передбачених Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року», є підвищення рівнів видобутку вуглеводневої сировини, що досягається шляхом збільшення об'ємів похило-скерованого та горизонтального буріння. Як наслідок, значна кількість свердловин містить нахилені, горизонтальні та криволінійні ділянки з можливими виробками стовбура. Такі умови спричиняють значні поперечні деформації колони бурильних труб і стають причиною втомних відмов її елементів, особливо різьбових з'єднань.

В той же час, сучасні аналітичні методи оцінки напружено-деформованого стану в повній мірі не враховують особливості взаємодії бурильної колони із стінками криволінійних ділянок свердловин. Потребує додаткового вивчення вплив виробок стовбура горизонтальних та криволінійних ділянок свердловин на деформацію та напруження у бурильній колоні від дії власної ваги. Використання положень кінетичної теорії втоми та механіки руйнування дозволить підвищити точність прогнозування довговічності різьбових з'єднань бурильних труб.

Вирішення вказаних задач спрямоване на зменшення аварійності з бурильними колонами та становить актуальність на даний час.

Робота виконана на кафедрі нафтогазового обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в рамках наступних науково-дослідних робіт: Державна науковотехнічна програма "Ресурс" (постанова Кабінету Міністрів України від 8 жовтня 2004 р. № 1331); тема Д-7-01-П "Наукове обґрунтування створення мобільних установок і інструменту для буріння та ремонту свердловин вантажопідйомністю до 1470 кН" (Державний реєстраційний № 0204U003203); договір 199/02 "Розробка та впровадження СТП по вибору КНБК для буріння похило-спрямованих та горизонтальних свердловин "ДАТ "Чорноморнафтогаз"; тема Д-9/04-П "Розробка наукових технологій подовження ресурсу та підвищення ефективності роботи нафтогазового обладнання" (Державний реєстраційний № 0104U004087).

Мета і задачі дослідження. Метою даної роботи є вдосконалення існуючих методів оцінки напружено-деформованого стану та довговічності елементів бурильної колони у похило-скерованих та горизонтальних свердловинах за умов жолобо – та каверноутворення.

Для досягнення мети в роботі поставлені наступні задачі:

- 1) вдосконалити математичні моделі аналізу напружено-деформованого стану бурильної колони у криволінійних ділянках стовбура свердловини;
- 2) провести аналітичні дослідження впливу виробок необсадженого стовбура свердловини (жолоби, каверни тощо) і
- 3) покращити існуючі методи оцінки напружено-деформованого стану бурильної колони; оцінки довговічності бурильної колони

НТБ
ФОНДУНГ



шляхом врахування ступеня пошкодження та напруженого стану її елементів під час експлуатації; 4) вдосконалити методи прогнозування довговічності різьбових з'єднань бурильної колони, враховуючи особливості поширення півеліптичних втомних тріщин; 5) провести апробацію отриманих наукових результатів у промислових умовах.

Об'єкт дослідження – бурильна колона.

Предмет дослідження – напружено-деформований стан та довговічність елементів бурильної колони.

Методи дослідження. При аналізі напружено-деформованого стану бурильної колони в криволінійному стовбурі свердловини за умов каверно- та жолобоутворення використовувалися методи теорії пружності. Для дослідження довговічності елементів бурильної колони застосовувалися методи кінетичної теорії втоми та механіки руйнування. Лабораторні випробування проводили на установках, що забезпечують циклічне навантаження експериментальних зразків. Розрахунки згідно з розробленими математичними моделями проводилися з використанням сучасних програмних пакетів “Waterloo Maple” та “MathCAD”.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вдосконалено інтегральний метод визначення зусилля розтягу, спричиненого власною вагою бурильної колони, яка взаємодіє по всій довжині зі стінкою криволінійної ділянки свердловини.
2. На основі складання та розв'язку диференціальних рівнянь пружної осі, вдосконалено метод оцінки напружено-деформованого стану бурильної колони враховуючи особливості взаємодії труб із стінками криволінійної та прилеглих до неї прямолінійних ділянок свердловини та умови каверно- і жолобоутворення.
3. Вперше науково обґрунтовано доцільність використання С-критерію для прогнозування довговічності різьбових з'єднань бурильної колони.
4. Вперше науково обґрунтовано метод визначення функції К-тарування для розрахунку коефіцієнту інтенсивності напружень перед фронтом поверхневих півеліптичних втомних тріщин в поперечному перерізі різьбових з'єднань бурильних труб, в якому використовуються теоретичні положення механіки руйнування та експериментально визначені параметри кінетики поширення тріщин в натурних зразках різьбових з'єднань бурильних труб.

Практичне значення одержаних результатів. Запропоновані методи оцінки напружено-деформованого стану бурильної колони можуть бути використані для підвищення точності прогнозування її довговічності в ускладнених умовах буріння.

Використання С-критерію та експериментально-аналітичного методу визначення функції К-тарування забезпечують більш точне визначення залишкового ресурсу елементів бурильної колони за результатами дефектоскопічного обстеження їх різьбових з'єднань.

Проведені в роботі теоретичні та експериментальні дослідження використані при розробленні стандарту організації України СОУ 11.2-00153117-033: 2004

“Компоновки низу бурильної колони для буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Вибір і забезпечення надійності”.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертаційної роботи автором отримані особисто. В роботах, опублікованих зі співавторами, здобувачем виконано наступне:

1) вдосконалено метод визначення напружень згину в елементі бурильної колони з півеліптичною тріщиною в небезпечному перерізі [6]; 2) на основі складання та розв'язку диференціальних рівнянь отримано методику визначення напружено-деформованого стану бурильної колони, враховуючи особливості її взаємодії зі стінками як криволінійної ділянки свердловини, так і прилеглих до неї прямолінійних ділянок [7, 10, 11]; 3) проведено теоретичні дослідження впливу виробок (жолобів, каверн) необсадженого стовбура свердловини на напружено-деформований стан бурильної колони без припущення співпадіння їх осей [1]; 4) на основі лабораторних досліджень втомної міцності СБТ-50 обґрунтовано використання С-критерію для прогнозування довговічності елементів бурильної колони в експлуатаційних умовах [5, 2, 4]; 5) розроблено та здійснено лабораторну перевірку експериментально-аналітичного методу визначення функції К-тарування для розрахунку коефіцієнту інтенсивності напружень перед фронтом півеліптичних тріщин в різьбових з'єднаннях бурильної колони [3, 8, 9].

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи доповідались та обговорювались на: 1) 6-й міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 2000 р.); 2) 12-th international scientific and technical conference “New methods and technologies in petroleum. Geology, drilling and resevoir engineering” (Cracow, 2001 р.); 3) 7-мій Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2002” (Київ, 2002 р.); 4) 4-тому міжнародному симпозиумі “Трибофатика – 2002” (Тернопіль, 2002 р.); 5) The international meeting of the Carpathian region in the field of gears (Baia Mare, 2002 р.); 6) науково-практичній конференції “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України” (Івано-Франківськ, 2003 р.); 7) 8-мій Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2004” (Судак, 2004 р.).

Публікації. Основні питання, що розглянуті у дисертаційній роботі викладені у 11-ти працях, з них – 3 статті у фахових наукових виданнях; 1 – стандарт організації України; 7 – матеріали доповідей конференцій.

Структура і об'єм дисертаційної роботи. Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків і рекомендацій, списку літератури, який включає 143 джерела, і двох додатків. Дисертація викладена на 138 сторінках, містить 38 рисунків і 24 таблиці.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ

У вступі обґрунтовано актуальність обраної теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, відображено наукове та практичне

значення отриманих результатів.

У першому розділі проаналізовано літературні джерела, серед яких результати досліджень таких науковців, як А.Г. Калінін, В.М. Мойсишин, Є.І. Крижанівський, В.М. Івасів, В.І. Похмурський, М.Я. Янишівський, А.Є. Сароян, В.Г. Глушич, В.Г. Григулецький, Е.Ф. Эпштейн, В.І. Мацейчик, І.І. Івахнін, А.Ш. Асатурян, О.Т. Масник, Т.М. Саркісов, А.Ш. Янтурін, А.Д. Жестовський, А.Ф. Озеренко, О.М. Карпаш, Б.В. Копей, Ю.Д. Петрина, Ю.С. Сичов, Б.О. Чернов, І.М. Рихлевич, А.І. Барішніков, М.П. Северинчик, А.М. Пришляк, Н.Д. Щерб'юк, Ю.І. Газанчан, М.В. Лисканич, Д.І. Хома, Г.М. Файн, А. Лубінський, J. Alterman, B.A. Dale, W.K. Wilson та інші.

Проведено узагальнену оцінку стану аварійності з елементами бурильних колон в експлуатаційних умовах. Розглянуто та проаналізовано методи розрахунку напружено-деформованого стану та довговічності елементів бурильних колон у прямолінійних та криволінійних ділянках свердловин.

Зазначено, що за останній період не спостерігається тенденції до зменшення кількості відмов спричинених втомою металу. Як наслідок, постає необхідність вдосконалення методів визначення деформацій та напружень у поперечному перерізі бурильних труб при взаємодії зі стінками криволінійної та прилеглих до неї прямолінійних ділянок свердловини у випадку як обсадженого, так і необсадженого стовбура. Особливо це стосується свердловин із zenітними кутами близькими 90° . Також потребують доопрацювання математичні моделі для опису кінетики поширення поверхневих півеліптичних втомних тріщин в різьбових з'єднаннях бурильних труб.

У другому розділі проаналізовано сучасні тенденції буріння свердловин для видобутку нафти та газу. Встановлено, що: 1) значна кількість свердловин містить горизонтальні прямолінійні ділянки, або ділянки із zenітними кутами близькими до 90° ; 2) профілі багатьох свердловин містять криволінійні ділянки, zenітні кути на початку та на закінченні яких близькі до 90° ; 3) більшість ділянок свердловин, особливо з zenітними кутами порядку 90° , можна назвати прямолінійними тільки умовно, насправді такі стовбури містять локальні викривлення з інтенсивністю від 0,44 до 2,5 градусів на 10 м. В окремих випадках зміна zenітного кута відбувається з інтенсивністю до $7^{\circ}/10$ м.

Такі умови зумовлюють підвищення впливу на деформацію бурильної колони поперечних складових сил, що виникають під час буріння, і вимагають доопрацювання методів аналізу напружено-деформованого стану, які були розроблені для труб у вертикальних ділянках свердловин, або таких, де zenітний кут не досягав суттєвих значень.

Для розрахунку поперечних складових сил власної ваги бурильної колони розроблено метод визначення кута між вертикаллю та перпендикуляром до відрізка, який сполучає початок та закінчення криволінійної ділянки свердловини і

проходить через точку, яка знаходиться посередині криволінійної ділянки (див. рис. 1). Формула для визначення даного кута матиме вигляд

$$\psi = \arccos \frac{DP}{CD},$$

де $DP = z_3 - z_D$ – при збільшенні зенітного кута; $DP = z_D - z_3$ – при зменшенні зенітного кута; $CD = AC \sin \alpha$; $AC = \sqrt{(x_{CEP} - x_n)^2 + (y_{CEP} - y_n)^2 + (z_{CEP} - z_n)^2}$; $[x_D; y_D; z_D]$ – просторові координати точки D , м; просторові координати початку криволінійної ділянки – $[x_n; y_n; z_n]$, та її закінчення – $[x_3; y_3; z_3]$, м; просторові координати середини криволінійної ділянки – $[x_{CEP}; y_{CEP}; z_{CEP}]$, м.

Кут α визначаються згідно з рисунком 1.

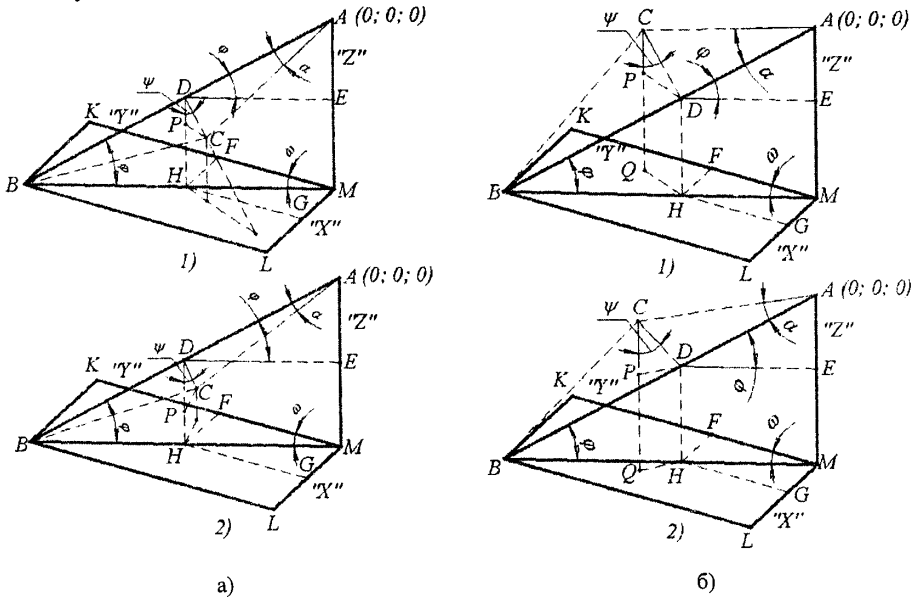


Рис. 1 Розрахункова схема для визначення кута ψ :

а) – збільшення зенітного кута; б) – зменшення зенітного кута;

1 – збільшення азимутального кута; 2 – зменшення азимутального кута.

Відносно системи координат, що зображена на рисунку 2, функції положення верхньої та нижньої стінок свердловини, а також її осі у випадку збільшення зенітного кута мають вигляд: $f_1(x) = x \operatorname{tg}(-\gamma_{POЗP})$; $f_2(x) = x \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP}) - x_0 x_1 \cdot \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP})$; $f_3(x) = x \operatorname{tg}(-\gamma_{POЗP}) + 0,5 D$; $f_4(x) = x \operatorname{tg}(-\gamma_{POЗP}) - 0,5 D$; $f_5(x) = x \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP}) - x_0 x_1 \cdot \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP}) + 0,5 D$; $f_6(x) = x \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP}) - x_0 x_1 \cdot \operatorname{tg}(\gamma_{POЗP}) - 0,5 D$; $f_7(x) = Y_0 - \sqrt{R^2 - (x - X_0)^2}$; $f_8(x) = Y_1 - \sqrt{R^2 - (x - X_0)^2}$; $f_9(x) = Y_2 - \sqrt{R^2 - (x - X_0)^2}$. Для визначення функцій положення осі та стінок

свердловини у випадку зменшення зенітного кута використано розрахункову схему, зображену на рисунку 3, згідно з якою:

$$f_1(x) = -R + \sqrt{R^2 - x^2}; \quad f_2(x) = (x - OMX) \operatorname{tg}(-\gamma_{\text{PO3P}}) - OMY; \quad f_3(x) = -R + \sqrt{\left(R - \frac{D}{2} + \frac{d}{2}\right)^2 - x^2};$$

$$f_4(x) = -R + \sqrt{\left(R + \frac{D}{2} - \frac{d}{2}\right)^2 - x^2}; \quad f_5(x) = (x - OLY) \operatorname{tg}(-\gamma_{\text{PO3P}}) - OLY;$$

$$f_6(x) = (x - ONX) \operatorname{tg}(-\gamma_{\text{PO3P}}) - ONY.$$

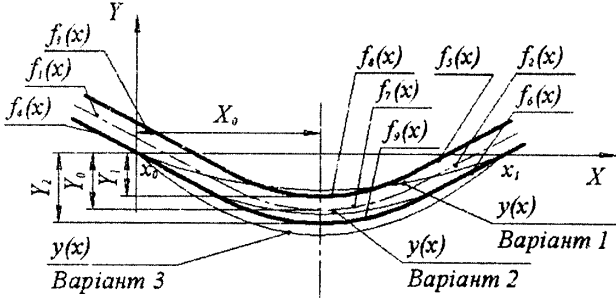


Рис.2 Схеми для визначення взаємного положення бурильної колони та стінок свердловини при збільшенні зенітного кута.

У третьому розділі вдосконалено метод визначення зусилля розтягу, яке створюють бурильні труби у криволінійних ділянках свердловини; складено та отримано розв'язки диференціальних рівнянь пружної осі бурильної колони, яка обмежується функціями положення, зображеними на рисунках 2 та 3.

Для визначення ваги бурильної колони у криволінійному стовбурі свердловини використано розрахункову схему, зображену на рис.4. Колону умовно розділено на ділянки довжиною Δl та зенітним кутом $\Delta\alpha$. При переході до елементарних ділянок довжиною dl , та вважаючи, що зміна зенітного кута відбувається рівномірно, отримано наступну формулу для визначення сили розтягу

$$Q_K = q_1 l_{\text{KL1}} \left[\frac{\sin \alpha_{\text{P1}} + \mu \cos \alpha_{\text{P1}} - \sin \alpha_{\text{31}} - \mu \cos \alpha_{\text{31}}}{\alpha_{\text{P1}} - \alpha_{\text{31}}} \right] + q_2 l_{\text{KL2}} \left[\frac{\sin \alpha_{\text{P2}} + \mu \cos \alpha_{\text{P2}} - \sin \alpha_{\text{32}} - \mu \cos \alpha_{\text{32}}}{\alpha_{\text{P2}} - \alpha_{\text{32}}} \right] +$$

$$+ q_{n1} l_{\text{KL n1}} \left[\frac{\sin \alpha_{\text{P n1}} + \mu \cos \alpha_{\text{P n1}} - \sin \alpha_{\text{3 n1}} - \mu \cos \alpha_{\text{3 n1}}}{\alpha_{\text{P n1}} - \alpha_{\text{3 n1}}} \right].$$

Тут Q_K – зусилля розтягу, яке створюють бурильні труби у криволінійних ділянках свердловини, Н; q_1, q_2, \dots, q_{n1} – вага одиниці довжини кожної секції бурильних труб на криволінійних ділянках свердловини, Н/м; $l_{\text{KL1}}, l_{\text{KL2}}, l_{\text{KL3}}, \dots, l_{\text{KL n1}}$ – довжини відповідних секцій бурильних труб, м; $\alpha_{\text{P1}}, \alpha_{\text{P2}}, \alpha_{\text{P n1}}$ – зенітні кути на початку кожної секції бурильних труб на криволінійних ділянках свердловини, рад; $\alpha_{\text{31}}, \alpha_{\text{32}}, \alpha_{\text{3 n1}}$ – зенітні кути в кінці кожної секції бурильних труб на криволінійних

ділянках свердловини, рад; n_1 – кількість секцій бурильних труб на криволінійних ділянках свердловини; μ – коефіцієнт тертя бурильних труб об стінки свердловини.

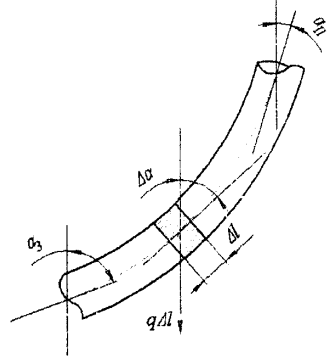
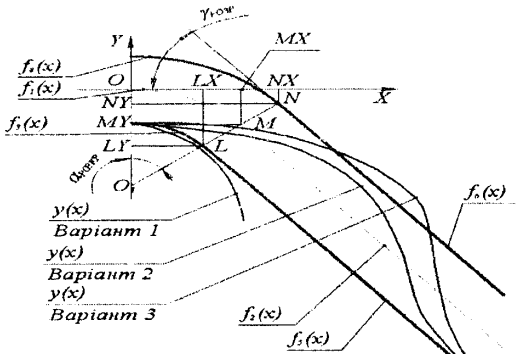


Рис.4 Схема для визначення зусиль розтягу, які створюють бурильні труби в криволінійній ділянці свердловини.

Рис.3 Схема для визначення взаємного положення бурильної колони та стінок свердловини при зменшенні зенітного кута.

Функції пружної осі бурильної колони та формули для розрахунку напружень, визначені для кожного з варіантів, що зображені на рисунках 2 та 3, мають вигляд:

1) колона не доторкається до жодної зі стінок криволінійної ділянки (варіант 2, рис.2)

$$y(x)_I = a_4 x^4 + a_3 l_{np} x^3 + C_1 x + C_2, \quad (1)$$

$$\sigma_{zp}(x)_I = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_I}{dx^2}; \quad (2)$$

2) колона доторкається до верхньої стінки криволінійного стовбура (варіант 1, рис.2)

$$y(x)_{II} = \frac{PL^2}{16EI} x - \frac{P}{12EI} x^3, \quad (3)$$

$$\sigma_{zp}(x)_{II} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{II}}{dx^2}; \quad (4)$$

3) колона доторкається до нижньої стінки криволінійного стовбура по всій довжині (варіант 3, рис.2)

$$\sigma_{zp} = \frac{E d}{2 R}; \quad (5)$$

4) колона доторкається до нижньої стінки криволінійного стовбура (варіант 2, рис.3)

$$y(x)_{III} = a_4 \frac{q_n x^4}{EI} + a_{31} \frac{L_1 q_n x^3}{EI} + a_{32} \frac{M_0 x^3}{EI L_1} + a_2 \frac{M_0 x^2}{EI} + C_1 x + C_2, \quad (6)$$

$$\sigma_{zp}(x)_{III} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{III}}{dx^2}; \quad (7)$$

5) колона доторкається до нижньої стінки криволінійного стовбура та до верхньої стінки прямолінійного стовбура (варіант 3, рис.3)

$$y(x)_{IV} = \frac{a}{EI L_2} (a_4 q_n L_2 x^4 + a_{31} q_n L_2^2 x^3 + a_{32} M_0 x^3 + a_{33} P L_2 x^3 + a_{34} P x_1 x^3 + a_2 M_0 L_2 x^2) + C_1 x + C_2, \text{ при } 0 \leq x \leq x_1 \quad (8)$$

$$y(x)_{IV} = \frac{a}{EI L_2} (a_4 q_n L_2 x^4 + a_3 (-q_n L_2^2 - 2M_0 + 2x_1 P) x^3 + a_2 (-2M_0 + 2x_1 P) L_2 x^2) + C_3 x + C_4, \text{ при } x_1 \leq x \leq L_2 \quad (9)$$

$$\sigma_{3r}(x)_{IV} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{IV}}{dx^2}; \quad (10)$$

6) колона доторкається до нижньої стінки криволінійного стовбура по всій довжині (варіант 1, рис.3)

$$\sigma_{3r} = \frac{E d}{2 R}; \quad (11)$$

У формулах (1) – (11): q_n – вага одиниці довжини бурильних труб, враховуючи просторове положення криволінійної ділянки, Н/м; $a_2, a_3, a_{31}, a_{32}, a_{33}, a_{34}, a_4$ – сталі, отримані в процесі розв'язку рівнянь; C_1, C_2, C_3, C_4 – змінні інтегрування; P – сила взаємодії бурильної колони з верхньою стінкою свердловини, Н; L_{np}, L, L_1, L_2 – відстань між точками контакту бурильної колони з нижньою стінкою свердловини, м; M_0 – згинаючий момент, Нм; EI – жорсткість на згин бурильної колони, Нм²; W – момент опору небезпечного перерізу, м³.

Для кількісної оцінки впливу виробок необсадженого стовбура як прямолінійних, так і криволінійних ділянок свердловини на напружений стан бурильної колони, розроблено розрахунковий метод, який полягає в складанні та розв'язку диференціальних рівнянь пружної осі. В результаті визначено наступні функції:

1) у прямолінійному стовбурі без доторкання колони до дна виробки

$$y(x)_{IV} = a_{41} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{31} \frac{R_A x^3}{EI} + C_1 x + C_2, 0 \leq x < x_{II}; \quad (12)$$

$$y(x)_{IV} = a_{42} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{32} \frac{R_A x^3}{EI} + a_{33} \frac{R_C x^3}{EI} + a_{21} \frac{R_C x^2 x_{II}}{EI} + C_3 x + C_4, x_{II} \leq x < x_{II} + l_{вир}; \quad (13)$$

$$y(x)_{IV} = a_{43} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{34} \frac{R_A x^3}{EI} + a_{35} \frac{R_C x^3}{EI} + a_{22} \frac{R_C x^2 x_{II}}{EI} + a_{36} \frac{R_D x^3}{EI} + a_{23} \frac{R_D x^2 l_{вир}}{EI} + a_{24} \frac{R_D x^2 x_{II}}{EI} + C_5 x + C_6, x_{II} + l_{вир} \leq x < 2x_{II} + l_{вир}; \quad (14)$$

$$\sigma_{3r}(x)_{IV} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{IV}}{dx^2}; \quad (15)$$

2) у прямолінійному стовбурі з доторканням колони до дна виробки

$$y(x)_{VII} = a_{41} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{31} \frac{R_A x^3}{EI} + C_1 x + C_2, \text{ при } 0 \leq x < x_{II}; \quad (16)$$

$$y(x)_{yI} = a_{42} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{32} \frac{R_A x^3}{EI} + a_{33} \frac{R_C x^3}{EI} + a_{21} \frac{R_C x^2 x_{II}}{EI} + C_3 x + C_4, \quad (17)$$

при $x_{II} \leq x < x_{II} + 0,5 l_{\text{вир}}$

$$y(x)_{yII} = a_{43} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{34} \frac{R_A x^3}{EI} + a_{35} \frac{R_C x^3}{EI} + a_{22} \frac{R_C x^2 x_{II}}{EI} + a_{36} \frac{R_B x^3}{EI} + a_{23} \frac{R_B x^2 x_{II}}{EI} + a_{24} \frac{R_B x^2 l_{\text{вир}}}{EI} + C_5 x + C_6, \text{ при } x_{II} + 0,5 l_{\text{вир}} \leq x < x_{II} + l_{\text{вир}}$$

$$y(x)_{yI} = a_{44} q_n \frac{x^4}{EI} + a_{37} \frac{R_A x^3}{EI} + a_{38} \frac{R_C x^3}{EI} + a_{25} \frac{R_C x^2 x_{II}}{EI} + a_{29} \frac{R_E x^3}{EI} + a_{26} \frac{R_E x^2 x_{II}}{EI} + a_{27} \frac{R_E x^2 l_{\text{вир}}}{EI} + a_{310} \frac{R_D x^3}{EI} +$$

$$+ a_{28} \frac{R_D x^2 x_{II}}{EI} + a_{29} \frac{R_D x^2 l_{\text{вир}}}{EI} + C_7 x + C_8, \text{ при } x_{II} + l_{\text{вир}} \leq x < 2x_{II} + l_{\text{вир}}$$

$$\sigma_{3r}(x)_{yI} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{yI}}{dx^2}, \quad (20)$$

3) у криволінійному стовбурі

$$y(x)_{yII} = \frac{1}{2EI a} (k_{11} M_C x^3 + k_{12} q_n x^4 a +$$

$$+ k_{13} R_A x^3 a + M_A x^2 + k_{14} M_A x^3) + C_1 x + C_2, \text{ при } 0 \leq x < x_{II}$$

$$y(x)_{yII} = -\frac{1}{2EI(a-b)} (k_{21} M_C b x^2 + k_{22} M_C x^3 + M_D a x^2 + k_{23} M_D x^3 - 0,5 q_n a^2 b x^2 + 0,5 q_n a^3 x^2 + k_{24} q_n a x^3 b + k_{25} q_n a^2 x^3 + k_{26} q_n x^4 b + k_{27} q_n x^4 a + R_C^{II} a b x^2 + R_C^{II} a^2 x^2 + k_{28} R_C^{II} x^3 b + k_{29} R_C^{II} a x^3) + C_3 x + C_4, \text{ при } x_{II} \leq x < x_{II} + l_{\text{вир}}$$

$$y(x)_{yII} = -\frac{1}{2EI(a-b)} (M_D l x^2 + k_{31} M_D x^3 + k_{32} q_n x^4 l + k_{33} q_n x^4 b + k_{34} q_n x^3 b l + k_{35} q_n x^3 b^2 + k_{36} q_n b^2 l x^2 + k_{37} q_n b^3 x^2 + k_{38} R_D^{II} x^3 l + k_{39} R_D^{II} x^3 b + k_{310} R_D^{II} x^2 l b + k_{311} R_D^{II} x^2 b^2 + k_{312} M_B x^3 + M_B b x^2) + C_5 x + C_6, \text{ при } x_{II} + l_{\text{вир}} \leq x < 2x_{II} + l_{\text{вир}}$$

$$\sigma_{3r}(x)_{yII} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y(x)_{yII}}{dx^2}. \quad (24)$$

У функціях (12) – (24): R_A, R_C, R_D, R_E – реакції нижньої стінки свердловини, Н; x_{II} – відстань від крайньої точки виробки до точки контакту колони з нижньою стінкою свердловини, м; $l_{\text{вир}}$ – довжина виробки, м; $a_{21}, \dots, a_{29}, a_{31}, \dots, a_{310}, a_{41}, \dots, a_{44}, k_{11}, \dots, k_{14}, k_{21}, \dots, k_{29}, k_{31}, \dots, k_{312}$ – коефіцієнти, що отримуються з розв'язку рівнянь; M_A, M_C, M_D – згинаючі моменти у точках контакту бурильної колони з нижньою стінкою свердловини, Нм; a – відстань між точкою контакту колони з нижньою стінкою свердловини та початком виробки, м; b – відстань між точкою контакту колони з нижньою стінкою свердловини та закінченням виробки, м; l – відстань між крайніми точками контакту колони з нижньою стінкою свердловини, м.

Використовуючи формули (1) – (11) проаналізовано напружено-деформований стан тіла труб ОБТ 203, ОБТ 178, ОБТ 146, ТБПК 127 та ТБПК 114 у криволінійних ділянках свердловин при їх довжині від 10 до 60 м та різних інтенсивності збільшення і зменшення зенітного кута. Частина отриманих результатів представлена на рисунку 5.

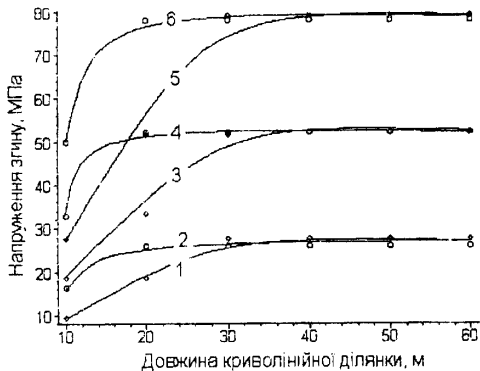


Рис.5 Напруження згину в тілі труб ТБПК 114:

- 1 – збільшення зенітного кута з інтенсивністю 1 град/ 10 м; 2 -- зменшення зенітного кута з інтенсивністю 1 град/ 10 м; 3 – збільшення зенітного кута з інтенсивністю 2 град/ 10 м; 4 – зменшення зенітного кута з інтенсивністю 2 град/ 10 м; 5 – збільшення зенітного кута з інтенсивністю 3 град/ 10 м; 6 – зменшення зенітного кута з інтенсивністю 3 град/ 10 м.

Для вказаних типорозмірів бурильних труб за рівняннями (12) – (20) визначено напруження у прямолінійному стовбурі свердловини з виробкою довжиною до 15 м. (див. рис.6).

За допомогою формул (21) – (24) проаналізовано вплив на напружено-деформований стан тіла труб ОБТ 203, ОБТ 178, ОБТ 146, ТБПК 127 та ТБПК 114 виробки довжиною до 15 м, яка знаходиться у криволінійному стовбурі свердловини певної інтенсивності викривлення. Деякі з результатів розрахунку проілюстровано на рисунку 7. Проаналізувавши їх можна зазначити наступне: 1) зменшення довжини криволінійної ділянки свердловини при сталій інтенсивності викривлення призводить до зменшення напружень згину у бурильній колоні; 2) максимальний рівень напружень згину досягається за умови співпадання осей бурильної колони та криволінійної ділянки свердловини; 3) ділянки зменшення зенітного кута, з точки зору навантаженості бурильної колони є більш небезпечними, ніж ділянки з такими самими інклінометричними показниками, але при збільшенні зенітного кута; 4) виробки довжиною до 15 м підвищують рівень згинаючих напружень у бурильній колоні від 2 до 5 разів.

У четвертому розділі представлено методики та результати проведення лабораторних та аналітичних досліджень, спрямовані на вдосконалення методів прогнозування довговічності елементів бурильної колони.

Зокрема, доведено можливість та доцільність описання кінетики руйнування різьбових з'єднань бурильних труб за допомогою С-критерію, який був розроблений Є.К. Почтенним і набув поширення в загальному машинобудуванні. За допомогою

даного критерію процес росту ступеня пошкодження небезпечного перерізу в умовах циклічного навантаження з постійними параметрами описується рівнянням

$$\frac{N_r}{N} = \frac{C}{C_0} = \frac{\left[\ln \left[1 - \exp \left(- \frac{D}{1-D} \frac{\sigma_{\max}}{f} \right) \right] \right]}{\left[\ln \left[1 - \exp \left(- \frac{D_0}{1-D_0} \frac{\sigma_{\max}}{f} \right) \right] \right]}, \quad (25)$$

де C – поточне значення С-критерію; C_0 – початкове значення С-критерію; N_r – кількість циклів навантажування, що відповідає збільшенню ступеня пошкодження від початкового значення D_0 до поточного D ; N – кількість циклів навантажування необхідна для руйнування небезпечного перерізу; σ_{\max} – максимальне напруження експлуатаційного циклу навантаження, МПа; D_0, f – відповідно початковий ступінь пошкодження небезпечного перерізу та параметр, який має розмірність напруження. Дані величини приймаються незмінними для певної вибірки однотипних об'єктів.

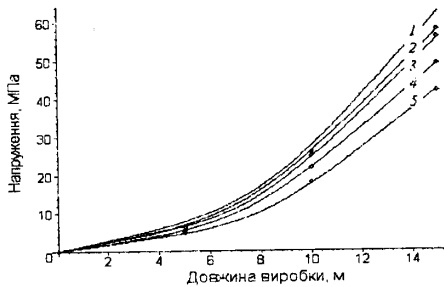


Рис.6 Залежність напружень згину у тілі труб:

- 1 – ТБПК 114;
- 2 – ОБТ 146;
- 3 – ТБПК 127;
- 4 – ОБТ 178;
- 5 – ОБТ 203.

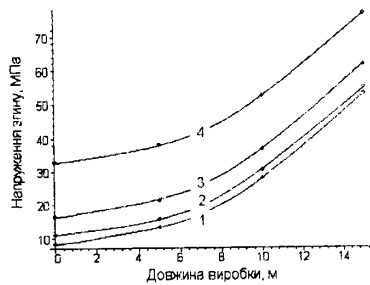


Рис.7 Напруження згину в тілі труб ОБТ 146:

- 1 – при інтенсивності викривлення криволінійної ділянки 0,29 град/ 10 м;
- 2 – при інтенсивності викривлення криволінійної ділянки 0,38 град/ 10 м;
- 3 – при інтенсивності викривлення криволінійної ділянки 0,58 град/ 10 м;
- 4 – при інтенсивності викривлення криволінійної ділянки 1,15 град/ 10 м.

Для обґрунтування можливості використання формули (25) проведено лабораторні дослідження кінетики поширення півеліптичних втомних тріщин в різьбових з'єднаннях бурильних труб СБТ-50. Експеримент проводили на установці УКІ-6І. Циклічне навантаження зразків здійснювали методом почергової перервної зміни амплітуди. В результаті на зламах залишилися так звані "лінії зупинки втомної тріщини", що дали можливість встановити залежність її геометричних розмірів від кількості циклів напрацювання та побудувати залежність С-критерію від відносного напрацювання (див. рис.8).

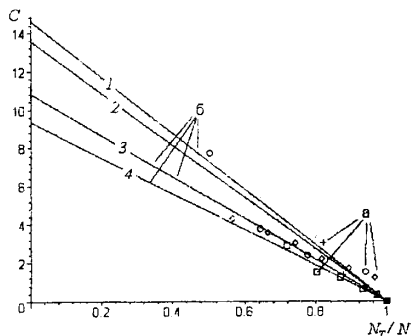


Рис.8 Залежності С-критерію від відносного напруження для різьби труб СБТ-50 при напруженнях згину:

1 – 83,3 МПа; 2 – 87,5 МПа;

3 – 90,4 МПа; 4 – 92,8 МПа;

а – експериментальні точки;

б – апроксимуючі прямі.

Також визначено початкове значення С-критерію для кожного зразка; початковий ступінь пошкодження різьбового з'єднання СБТ-50 та величину параметру f (див. табл.1). Додатково розраховано середні значення коефіцієнтів кореляції С та G критеріїв із відповідним напруженням (див. табл.1). Отримані величини ($\sigma_{CN}=0,971$; $\sigma_{GN}=0,9639$) свідчать, що кінетику поширення півеліптичних тріщин краще описувати за допомогою С-критерію. Використання даного критерію не вимагає громіздких розрахунків і враховує два основних чинника, що впливають на ресурс роботи елемента бурильної колони – амплітуду змінних напружень та ступінь пошкодження.

Отже можна зробити висновок про доцільність використання С-критерію для прогнозування довговічності різьбових з'єднань бурильних труб.

Таблиця 1

Результати обробки експериментальних даних по С та G- критеріях

Номер зразка	1	3	4	8
Діапазон зміни напружень в циклі навантаження, МПа	87,5 – 107,9	92,8 – 173,2	90,4 – 118,0	83,3 – 131,3
Початкове значення С-критерію	13,6	9,3	10,8	14,6
Коефіцієнт кореляції для С-кр.	0,9559	0,9831	0,9803	0,9645
Середнє значення коеф. кор. для С-кр. / G-кр.	$\sigma_{CN}=0,971 / \sigma_{GN}=0,9639$			
Початковий ступінь пошкодження $D_{обт}$	$1,062 \cdot 10^5$			
Величина параметру f , МПа	36,0			

Розроблення та перевірка методу експериментально-аналітичного визначення функції К-тарування для розрахунку коефіцієнту інтенсивності напружень перед фронтом півеліптичної втомної тріщини в різьбових з'єднаннях бурильних труб проводилася на основі лабораторних досліджень втомної міцності СБТ-50. В результаті експерименту було встановлено величину швидкості поширення півеліптичної тріщини, що відповідає кожній лінії зупинки її фронту: $v_{Ti,j}$ ($i=1, \dots, m$,

$j = 1, \dots, m_2$; m_1 – кількість експериментальних зразків; m_2 – кількість експериментальних точок).

Коефіцієнт інтенсивності напружень, який відповідає кожній лінії зупинки тріщини, розраховано на основі модифікованої формули Періса

$$K_{I,i,j}^T = K^* n \sqrt{\frac{Y_{I,i,j}}{10^{-7}}}, \quad (26)$$

де K^* , n – параметри модифікованої формули Періса.

Визначення K^* та n для сталі 36Г2С проводили на випробувальній установці УДПТ-1 (установка дослідження поширення тріщин), яка забезпечує реалізацію циклічного навантаження частотою 24 Гц та амплітудою до 4 мм. Для дослідження використовувалися призматичні зразки розміром 4x9x100 мм, що вирізані безпосередньо з різьбових з'єднань труб СБТ-50. В результаті отримали наступні значення: $K^* = 25.02 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$; $n = 2,86$.

З іншого боку класична форма запису залежності для визначення коефіцієнту інтенсивності напружень має вигляд

$$K_{I,i,j}^T = \sigma_{I,i,j} \sqrt{\pi h_{T,i,j}} Y_{I,i,j}, \quad (27)$$

де σ_I – нормальне напруження в циклі навантаження, МПа; h_T – глибина тріщини, м; Y_I – К-тарування.

Прирівнявши ліві частини формул (26) та (27), та виразивши $Y_{I,i,j}$ отримаємо

$$Y_{I,i,j} = \frac{K^*}{\sigma_{I,i,j} \sqrt{\pi h_{T,i,j}}} n \sqrt{\frac{Y_{T,i,j}}{10^{-7}}}. \quad (28)$$

Визначені за формулою (28) дискретні значення К-тарувань та параметра λ наносяться в єдиній системі координат і апроксимуються квадратичним поліномом:

$$Y_I(\lambda) = a_0 + a_1 \lambda + a_2 \lambda^2, \quad (29)$$

де λ – безрозмірний параметр, рівний відношенню глибини тріщини до товщини стінки небезпечного перерізу; a_0, a_1, a_2 – коефіцієнти, отримані в процесі апроксимації.

Для різьбових з'єднань бурильних труб СБТ-50 функція (29) набуває вигляду (див. рис.9)

$$Y_I(\lambda) = 3.63 - 6.29 \lambda + 4.15 \lambda^2. \quad (30)$$

Порівняємо функцію (30) з аналогічними, що використовуються для опису інтенсивності напружень перед фронтом поперечних півеліптичних тріщин у трубних конструкціях. Найбільш відомими на даний час є модель поверхневої півеліптичної тріщини в нескінченній полосі, застосована для пустотілого циліндра та модель півеліптичної тріщини в пустотілому циліндрі, адаптована Ньюманом до бурильних труб. Використовуючи результати дослідження втомної міцності СБТ-50, побудовано функції К-тарування за формулою (30) та вже відомими залежностями (див. рис.10).

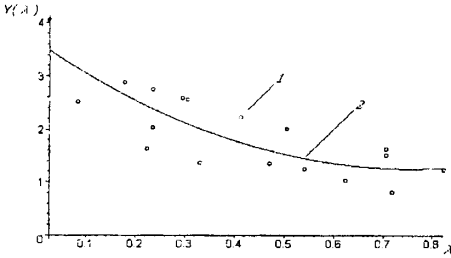


Рис.9 Функція К-тарування для поверхневої півеліптичної тріщини в перерізі різьби бурильних труб СБТ-50:
1 – експериментальні точки;
2 – апроксимуюча крива.

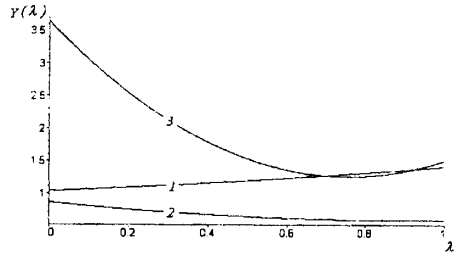


Рис.10 Функції К-тарування для різьби труб СБТ-50, визначені з використанням:
1 – моделі нескінченної полоси з поверхневою півеліптичною тріщиною; 2 – моделі нескінченної полоси, адаптованої Ньюманом до бурильних труб; 3 – експериментально-аналітичного методу.

Як видно з рисунка 10, на початковій стадії росту втомної тріщини крива 3 перевищує криву 1 більше ніж у 3, а криву 2 у 5 разів. Це означає, що при визначенні коефіцієнту інтенсивності напружень перед фронтом півеліптичної поверхневої втомної тріщини у різьбовому з'єднанні бурильних труб, використовуючи розрахункові схеми, приведені у вже відомих роботах, отримуються занижені значення. Це можна пояснити відсутністю врахування у раніше розроблених моделях впливу різьби на величину функції К-тарування.

Отже, використовуючи даний метод для прогнозування довговічності різьбових з'єднань бурильних труб в експлуатаційних умовах, можна враховувати початкові стадії поширення півеліптичних втомних тріщин при розрахунку коефіцієнту інтенсивності напружень.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

В результаті теоретичних узагальнень і проведення лабораторних досліджень отримано нове вирішення науково-технічної задачі прогнозування довговічності бурильних колон у свердловинах складного профілю та за умов жолобо – та каверноутворення.

1. Вдосконалено методи оцінки напружено-деформованого стану бурильної колони опираючись на теоретичні дослідження її взаємодії зі стінками як криволінійної, так і прилеглих до неї прямолінійних ділянок похило-скерованої або горизонтальної свердловини.

Використовуючи розроблені розрахункові моделі, побудовано залежності напружень згину у бурильних трубах ТБПК 114, ТБПК 127, ОБТ 146, ОБТ 178 та ОБТ 203 від довжини криволінійної ділянки при інтенсивності збільшення та зменшення зенітного кута відповідно 1, 2 та $3^{\circ}/10$ м. Встановлено, що:

– зменшення довжини криволінійної ділянки свердловини при сталій інтенсивності викривлення призводить до зменшення виникаючих при цьому напружень згину. Так, в тілі ОБТ 203 напруження згину при інтенсивності викривлення свердловини 1, 2 та $3^0/10$ і довжині її криволінійного стовбура 50 м відповідно рівні 38, 80 та 120 МПа. При зменшенні довжини криволінійного стовбура до 25 м – 25, 58 та 85 МПа. Якщо довжина ділянки зміни zenітного кута менша 10 м, амплітуда напружень згину понизиться до 11, 21 та 32 МПа відповідно.

– ділянки збільшення zenітного кута менш небезпечні з точки зору навантаженості бурильної колони, ніж ділянки його зменшення з аналогічною інтенсивністю. Так, для ОБТ 146 при інтенсивності збільшення zenітного кута 1, 2 та $3^0/10$ і довжині криволінійного стовбура 20 м напруження згину рівні 19, 34 та 53 МПа. При зменшенні zenітного кута – 29, 58 та 87 МПа.

– максимальний рівень напружень згину у тілі бурильних труб досягається за умови співпадання осей бурильної колони та криволінійної ділянки свердловини.

2. Кількісно досліджено вплив виробок необсадженого стовбура як прямолінійних, так і криволінійних ділянок свердловини на деформацію бурильної колони без припущення співпадання їх осей. Виявлено значний вплив жолобів та каверн на навантаженість елементів бурильної колони, особливо у нахилених, горизонтальних та криволінійних ділянках свердловини. Так, напруження згину у ТБПК 114 при роботі у горизонтальному стовбурі свердловини з виробкою 15 м можуть становити 63 МПа. У криволінійному стовбурі з інтенсивністю викривлення $1^0/10$ м виробка аналогічної довжини зумовить напруження згину 78 МПа.

3. На основі результатів дослідження росту втомних тріщин в різбових з'єднаннях СБТ-50 проведено порівняння коефіцієнтів кореляції С та G критеріїв з напрацюванням. Отримано наступні значення $\sigma_{cN} = 0,971$, а $\sigma_{GN} = 0,964$. Це свідчить про доцільність застосування С-критерію витривалості для прогнозування довговічності елементів бурильної колони, враховуючи при розрахунку як напруження, що мають місце в небезпечному перерізі, так і ступінь його пошкодження.

4. На основі критеріїв механіки руйнування вдосконалено метод прогнозування довговічності різбових з'єднань бурильної колони за умови поширення в поперечному перерізі півеліптичних поверхневих втомних тріщин. Встановлено, що на початкових стадіях поширення тріщини профіль різби збільшує інтенсивність напружень перед її фронтом до 5-ти разів.

5. Результати досліджень, проведених в роботі, використано при розробленні стандарту організації України СОУ 11.2-00153117-033: 2004 “Компоновки низу бурильної колони для буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Вибір і забезпечення надійності” для ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

1. Івасів В.М., Рачкевич Р.В., Яворський М.М., Козлов А.В. Напружено-деформований стан бурильної колони у свердловинах ускладнених виробками // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №4 (13). – С. 113 – 116 (Особистий внесок 50 %).

2. Івасів В.М., Рачкевич Р.В., Козлов А.В. Прогнозування довговічності елементів бурильної колони на основі С-критерію // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1 (14). – С. 86 – 89 (Особистий внесок 65 %).

3. Рачкевич Р.В., Артим В.І., Козлов А.В. Визначення функції К-тарування для різьбових з'єднаннях бурильних труб // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – № 1 (10). – С. 82 – 87 (Особистий внесок 70 %).

4. СОУ 11.2-00153117-033: 2004 “Компоновки низу бурильної колони для буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Вибір і забезпечення надійності” (Особистий внесок 25 %).

5. Івасів В.М., Козак Я.І., Рачкевич Р.В. Прогнозування залишкового ресурсу замкових різьбових з'єднань за допомогою С-критерію // Збірник наукових праць 6-ї Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”, (31 жовтня – 3 листопада), Івано-Франківськ. – ІФНТУНГ. – 2000. – С. 279 – 281 (Особистий внесок 20 %).

6. Крыжанивський Е.И., Ивасив В.М., Рачкевич Р.В. Прогнозирование остаточного ресурса элементов бурильной колонны // 12-th international scientific and technical conference “New Methods and Technologies in Petroleum Geology, Drilling and Reservoir Engineering”, (June 21 – 22), Cracow. – 2001. – P. 277 – 282 (Особистий внесок 20 %).

7. Івасів В.М., Рачкевич Р.В., Козак О.М. Аналіз стійкості просторової форми рівноваги трубно-ї колони // Збірник наукових праць 7-ї Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2002”, (31 жовтня – 1 листопада), Київ. – 2002. – С. 225 – 226 (Особистий внесок 55 %).

8. Prof. Kryzhanivskiy Ye.I., prof. Ivasiv V.M., prof. Malko B.D., ing. Rachkevych R.V. Estimation of residual resource of tool screwed joints from viewpoint of destructive mechanics. The international meeting of the carpathian region specialists in the field of gears, (May 31 – June 1), Vaia mare. – 2002. – P. 97 – 100 (Особистий внесок 30 %).

9. Рачкевич Р.В. Прогнозування залишкового ресурсу різьбових з'єднань з врахуванням зміни КІН // Збірник праць 4-го міжнародного симпозиуму “Трибофатика – 2002” (ISTF 4 – 2002), (23 – 27 вересня), Тернопіль. – 2002. – С. 473 – 477 (Особистий внесок 100 %).

10. Івасів В.М., Рачкевич Р.В., Пушкар П.В. Критерій вибору математичної моделі для обчислення напружень в трубних колонах // Збірник наукових праць науково-практичної конференції “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України – 2003”, (18 – 21 листопада), Івано-Франківськ. – ІФНТУНГ. – 2003. – С. 256 – 258 (Особистий внесок 45 %).

11. Івасів В.М., Рачкевич Р.В. Аналіз напружено-деформованого стану бурильної колони в криволінійних ділянках свердловини // Збірник наукових праць 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2004”, (29 вересня – 1 жовтня), Судак. – 2004. – С. 397 – 399.

Р.В. Рачкевич. Вдосконалення методів прогнозування довговічності бурильної колони в ускладнених умовах буріння свердловин. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.05.12 – Машини нафтової і газової промисловості. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2006.

Дисертацію присвячено прогнозуванню довговічності бурильної колони на основі інформації про її напружено-деформований стан та дефектність.

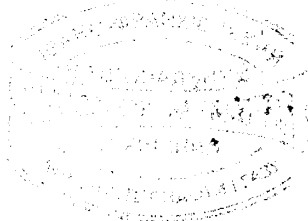
Значну увагу приділено обчисленню напружень, які можуть виникати підчас експлуатації бурильної колони у свердловинах, що мають складний профіль. Зокрема, запропоновано метод обчислення зусиль розтягу, що створюються бурильними трубами у криволінійному стовбурі за умови відсутності зосереджених сил, спричинених жорсткістю труб.

Розроблено ряд методів, що дали можливість визначати напруження згину та ступінь деформації у будь-якій точці бурильної колони, що знаходиться у криволінійному стовбурі свердловини. Розглянуто випадки як приросту, так і зменшення зенітного кута, а також враховано можливість контакту колони з протилежними стінками свердловини. Окремо проведено аналіз впливу жолобів та каверн на напружено-деформований стан бурильних труб у прямолінійних та криволінійних ділянках свердловини.

Інша частина дисертаційної роботи присвячена вдосконаленню існуючих методів прогнозування довговічності елементів бурильної колони. Особливу увагу приділено підходам, які при визначенні залишкового ресурсу опираються на результати як дослідження навантаженості елемента, так і його дефектоскопічного обстеження – С-критерій та K_I – критерій. Це, в першу чергу, зумовлено стрімким розвитком технологій та засобів проведення неруйнівного контролю. По ходу виконання дисертаційної роботи запропоновано експериментальний метод отримання функції K -тарування, яка є необхідною для описання напруженого стану в околі вершини півеліптичної втомної тріщини у перерізі різьби бурильних труб.

Запропоновані підходи дали можливість проводити прогнозування довговічності елементів бурильної колони, починаючи від аналізу її напружено-деформованого стану до обчислення кількості циклів навантаження до руйнування або настання певного критичного стану.

Ключові слова: довговічність, бурильна колона, напружено-деформований стан, жолоб, каверна.



Р.В. Рачкевич. Усовершенствование методов прогнозирования долговечности бурильной колонны в осложненных условиях бурения скважин. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.05.12 – Машины нефтяной и газовой промышленности. – Иваново-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иваново-Франковск, 2006.

Диссертация посвящена прогнозированию долговечности бурильной колонны на основании информации о ее напряженно-деформированном состоянии и дефектности.

В первом разделе рассмотрено состояние исследований по тематике диссертационной работы. В частности, проанализировано количество и распределение усталостных разрушений по элементам бурильной колонны. Особое внимание уделено вопросам расчета нормальных напряжений, являющихся доминирующим фактором воздействия на усталостную прочность бурильных труб. Рассмотрены работы отечественных и зарубежных ученых, касающиеся прогнозирования долговечности колонны в эксплуатационных условиях. На завершение раздела обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы задачи исследований.

Во втором разделе проанализированы инклинометрические показатели горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Установлено, что существенное количество скважин имеют прямолинейные участки с зенитным углом порядка 90° , причем прямолинейными такие участки можно назвать только условно, в действительности стволы осложнены локальными искривлениями с интенсивностью изменения зенитного угла от 0,44 до 2,5 град./10 м. Зенитный угол в начале и конце криволинейных участков некоторых скважин приблизительно равен 90° . На основании проведенного анализа сделан вывод о необходимости учета особенностей профиля горизонтальных и наклонно-направленных скважин при оценке напряженного состояния и долговечности бурильной колонны. Предложен новый метод математического моделирования ствола таких скважин.

В третьем разделе, на основании составления и решения дифференциальных уравнений упругой оси, проведено аналитическое исследование деформаций и напряжений, возникающих в бурильной колонне при взаимодействии со стенками как искривленного ствола скважины, так и прилегающих к нему прямолинейных участков. Также рассмотрены вопросы описания ее напряженно-деформированного состояния с учетом желобов и каверн. Установлено существенное влияние на напряжения в бурильной колонне весовых характеристик труб; тенденции изменения зенитного угла; пространственных координат характерных точек криволинейного участка скважины, а также размеров выработок.

Четвертый раздел посвящен описанию оборудования, экспериментальных образцов, методик проведения и обработки результатов усталостных испытаний бурильных труб СБТ-50, а также материала, из которого они изготовлены. На основе исследований обоснована возможность описания процессов усталости в резьбовых соединениях бурильных труб с помощью С-критерия. Предложен метод экспериментально-аналитического определения вида функции К-тарирования для расчета коэффициента интенсивности напряжений у вершины поперечной полуэллиптической поверхностной трещины во впадине резьбы бурильной трубы. Полученная функция сопоставлена с уже предложенными, вследствие чего сделан вывод о целесообразности использования разработанного метода.

Предлагаемые подходы дали возможность проводить прогнозирования долговечности элементов бурильной колонны, начиная с анализа ее напряженно-деформированного состояния и заканчивая вычислением количества циклов нагрузки до разрушения, или наступления определенного критического состояния.

Ключевые слова: долговечность, бурильная колонна, напряженно-деформированное состояние, желоб, каверна.

SUMMARY

R.V.Rachkevych. Improving the methods of forecasting the durability of drill columns under complicated conditions of boring holes. – Manuscript.

Dissertation for a Candidate's degree in technical sciences on the speciality 05.05.12 – Equipment for Oil and Gas Industry. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2006.

The dissertation is concerned with forecasting the durability of a drill column on the basis of the data on its deformation mode and defectiveness.

The research foregrounds the methods of calculating the operating stress of a drill column in the boreholes that are intricate in shape. The author suggests a method of calculating the tensile load caused by drill pipes in a curved hole when it is not affected by the concentrated forces arising from the tensile rigidity of pipes.

The author has worked out a number of methods determining the bending stress and deformation extent at any point of the drill column in the curved hole of the bore. The gain and the decrease of the inclination angle are investigated, and the possibility of the contact of the column with the opposite hole walls is considered. A special emphasis is given to analysing the influence of ditches and caverns on the deformation mode of drill pipes in straight and curved boreholes.

Another chapter of the dissertation deals with improving the existing methods of forecasting the durability of borehole units. Great attention is given to determining the surplus resource based on the results of investigating the tensile stress and defectoscopy – C-criterion and K_I -criterion. First and foremost it is caused by rapid advance in technology, and particularly non-destructive examination methods. The author suggests an

experimental method of determining the function of K-taring which is necessary for defining the stress condition in the apex of the semi-elliptical fatiguing crack in the profile of drill pipe threads.

The suggested methods give a possibility of forecasting the durability of a borehole by analysing its deformation mode, calculating the number of stress cycles till its critical state or failure.

Key words: durability, borehole, deformation mode, ditch, cavern.

