

Машина нафтової та газової промисловості

УДК 620.191.33:620.194.8

DOI: 10.31471/2304-7399-2022-17(64)-190-201

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВІДМОВ БУРИЛЬНИХ ТРУБ ГРУПИ МІЦНОСТІ G-105

Р. С. Грабовський, В. В. Тирлич, А. О. Витязь

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. +38(0342) 242353; e-mail: turluch27@ukr.net

Описано характерні типи експлуатаційних дефектів, що утворюються на внутрішній або зовнішній поверхні бурильних труб групи міцності G-105. Використано результати технічного діагностування при бурінні свердловин на території ДніпровеДонецької газонафтоносної області. Буровим управлінням "Укрбургаз" у 2018-2019 роках було відбраковано 89 бурильних труб групи міцності G-105 при бурінні свердловин на глибину від 4000 до 6000 метрів. Проведено статистичну оцінку виявлених при глибокому бурінні (4-6 км) свердловин експлуатаційних дефектів. Визначено потенційно небезпечні ділянки в зоні висадки бурильної труби, довжині бурильної колони та враховано тривалість бурильних робіт.

Рекомендовано, при проведенні дефектоскопії труб бурильних колон, підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,55 до 0,63 м. Крім того, враховуючи глибину буріння, підвищену увагу при діагностуванні труб, необхідно звернути на їх розміщення, оскільки в інтервалі від 0,43 до 0,52 по відносній довжині (L_f / L_{\max}) бурильної колони, існує найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту. Також необхідно звернути увагу на тривалість бурильних робіт, зокрема виокремлено два етапи буріння: I етап – стабільної роботи (до 6 тис. год.); II етап – пришвидшеного руйнування (від 6 тис. год. і більше) та встановлено, що при проведенні дефектоскопії труби особливу увагу слід звернути на бурильні труби, тривалість експлуатації яких на I-му етапі становить від 2692 до 3736 год., а на II-му етапі – від 8744 до 10983 год., оскільки в ці періоди ймовірність виникнення недопустимого дефекту є найбільшою.

Ключові слова: бурильні труби, бурильні колони, експлуатаційні дефекти.

Вступ

Високу перспективність глибоких горизонтів Дніпровсько-Донецької западини підтверджують останні відкриття газоконденсатних покладів на глибинах біля 6-7 тисяч метрів на Семиренківському й Комишнянському родовищах. Глибинна геологічна будова нафтогазонасних відкладів Дніпровсько-Донецької западини характеризується невеликими кутами залягання гірських порід, їх щільністю, тріщинуватістю та низькими колекторськими властивостями. Враховуючи це умови роботи бурильної колони ускладнюються, що в свою чергу, як показує практика [1, 2], буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварійних ситуацій, наприклад [3] в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 разів. Аналіз понад 750 аварійних ситуацій бурильних колон на іранському нафтовому родовищі [4] виявив слабкі місця в бурильній трубі, які мають значний потенціал для зародження та розвитку дефектів.

У [5] вивчали руйнування бурильної труби G105 127,0×9,20 мм, чистий час буріння якої становив 2367 год у свердловині з проектною глибиною 8726 м, та проводили систематичний аналіз умов експлуатації та навантаження бурильних труб. За результатами досліджень та аналізу встановили, що аварії спричинені вимиванням бурильної труби або її руйнуванням, внаслідок корозійно-втомного розвитку тріщини. Етапи руйнувань були такими: корозійні виразки (рис. 1,а) спочатку виникали на внутрішній поверхні, в зоні концентрації напружень в бурильній трубі, потім корозійно-втомні тріщини (рис. 1,б), зароджені на дні корозійної виразки, розвиваються, утворюючи промивини (рис. 1,в), які з часом приводять до руйнування, оскільки тріщина пройшовши крізь товщину стінки бурильної труби, продовжує розвиватися у поперечному напрямку.

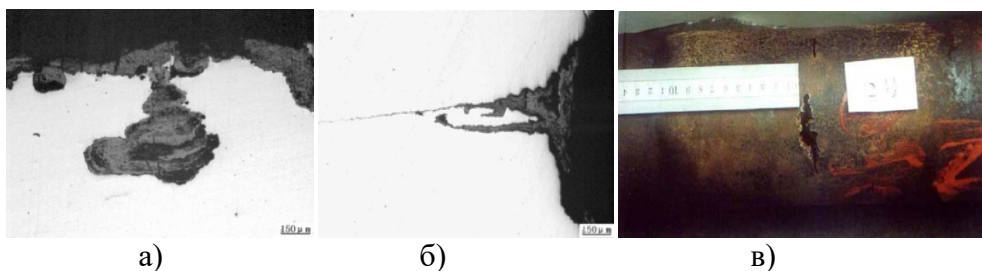


Рис. 1. Морфологія корозійної виразки на внутрішній поверхні вимивного отвору (а) та тріщини, що виникає з корозійних виразок в зоні закінчення внутрішнього звуження (б), а також промивина на бурильній трубі [5]

У роботі [6] розглядали результати оцінки умов руйнування бурильних труб груп міцності G 105 та S 135. Показано, що експлуатація бурильної колони визначається умовами та тривалістю навантаження,

яке виникає у компонентах бурильної колони в залежності від траєкторії буріння.

У зв'язку з цим, статистичне оцінювання розташування потенційно небезпечних ділянок по довжині бурильних труб (БТ) як елементів бурильної колони (БК) та по довжині бурильної колони, а також тривалості експлуатації, які вимагають підвищеної уваги при технічному діагностуванні є актуальною науково-технічною проблемою.

Мета роботи – оцінити потенційно небезпечні ділянки БТ групи міцності G-105 та БК використовуючи статистичні дані про аварійні ситуації та підходи математичної статистики.

1. Аналіз та характеристика дефектів утворених в процесі експлуатації на бурильних трубах

Відомо, що ніпель та муфта є потенційним джерелом тріщин у бурильній трубі [3]. Зона зварювання та потовщена частина бурильної є критичним місцем утворення експлуатаційних дефектів завдяки своїй геометрії. На рис. 2 та рис. 3 показано радіальні промивини та втомні тріщини, які спостерігаються в перехідній зоні бурильної труби.



Рис. 2. Промивина і втомна тріщина при внутрішньому руйнуванню [4]



Рис. 3. Промивини БТ в перехідній зоні [7]

Таким чином [4, 5, 7, 8], за формою наскрізні експлуатаційні дефекти, що виявляють в процесі діагностування бурильних труб, можна розділити на два типи. Перший тип характеризується «овальною формою промивини», як показано на рис. 1, а. Промивний отвір інтенсивно промивається бурильною рідиною, а вершина тріщини, що розвивається стає пасивною. «Наскрізний отвір овальної форми» зазвичай утворюється при умові, що швидкість поширення тріщини є досить повільною. Для другого типу характерний наскрізний отвір – «промивна щілина». У цьому випадку ширина промивного отвору становить 0,5 ~ 5,0 мм. Подальший розвиток тріщини відбувається у поперечному напрямі до критичних розмірів, що приводить до руйнування бурильної труби, як показано на рис. 1, б.

2. Статистичний аналіз розташування дефектів утворених в районі висадки БТ

При проведенні дефектоскопії [1, 2] на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках була відбраковано 89 бурильних труб групи міцності G-105 при бурінні свердловин на глибину (L_{max}) від 4 до 6 км. По тілу експлуатованих БТ на відстані до одного метра від торця муфти чи ніпеля було виявлено недопустимих 28 наскрізних поперечних корозійно-втомних тріщин та 61 промивина, крім того було визначено глибину, на якій утворилися дані дефекти (L_p) та зафіксовано час їх утворення (тривалість буріння).

Відомо, що район висадки є найбільш вразливим місцем [5], де концентруються напруження, що діють на БТ, а значить інтенсивніше йде процес накопичення мікротріщин. Додатково на зону висадки з боку муфти роблять руйнівний вплив клини та інше обладнання, що утримує бурильну колону. Будь-яка подряпина або вм'ятина на поверхні труби автоматично стає концентратором напружень і прискорює процес накопичення втомних мікротріщин в даній зоні.

Район висадки труби, тобто ділянку довжиною 1 метр, розбивали на ряд інтервалів і групували виявлену кількість дефектів. Одержали варіаційний ряд, поданий у табл. 1. Для одержаного розподілу побудовано полігон частот (рис. 4) та гістограму (рис. 5) [9-11].

Таблиця 1. Дані про руйнування в районі висадки БТ G-105 за 2018-2019 р.р.

Інтервал довжини $L, м$	0 - 0,1	0,1- 0,2	0,2- 0,3	0,3- 0,4	0,4- 0,5	0,5- 0,6	0,6- 0,7	0,7- 0,8	0,8- 0,9	0,9- 1,0
Кількість, n	1	1	0	4	10	30	34	4	1	4

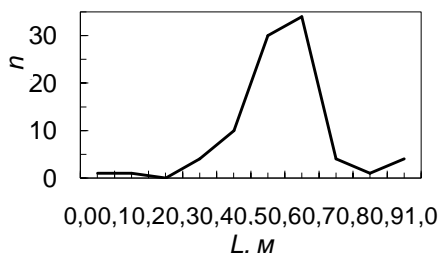


Рис. 4. Полігон частот

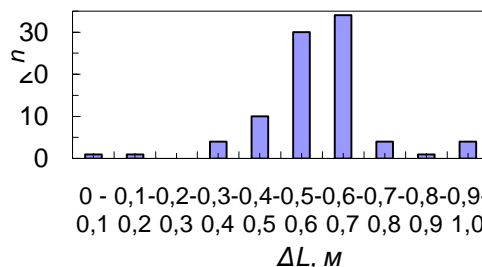


Рис. 5. Гістограма

Надано оцінку ряду розподілу (табл. 1) визначивши характерні показники (табл. 2):

Таблиця 2. Показники, які характеризують ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Вибіркова середня	Мода	Медіана
$\bar{x} = 0,588$	$Mo = 0,612$	$Me = 0,595$

Визначали абсолютні (табл. 3) та відносні (табл. 4) показники варіації.

Таблиця 3. Абсолютні показники варіації

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середнього квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,1$	$D = 0,0199$	$S^2 = 0,201$	$\sigma = 0,141$	$s = 0,142$

Таблиця 4. Відносні показники варіації

Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
$v = 23,98\%$	$K_d = 17\%$	$K_r = 170,01\%$

Для характеристики одержаного ряду визначали показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 5).

Таблиця 5. Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середньоквадратична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостровершинності)	Середня квадратична помилка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = -0,360$	$s_{A_s} = 0,579$	$A_{sp} = -0,16^*$	$Ex = 3,07^{**}$	$s_{Ex} = 0,755$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = 4,068$

* – Від’ємний знак свідчить про наявність лівосторонньої асиметрії.

** – $Ex = 3,07 > 0$ – гостровершинний розподіл.

Враховуючи, що $\frac{Ex}{s_{Ex}} > 3$, констатуємо істотне відхилення від нормального розподілу.

Було проведено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності. Довірчий інтервал для генерального середнього визначимо із співвідношення $\left(\bar{x} - t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}; \bar{x} + t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right)$ та обчислено інтервал надійності для різних показників надійності. Результати розрахунків для рівня надійності $\gamma = 0,005$ подано у таблиці 6.

Таблиця 6. Інтервали надійності

Рівень надійності, γ	Вибіркова середня, \bar{x}	Дисперсія, D	Середньоквадратичне відхилення, σ
0,005	(0,55;0,63)	(0,0148;0,0148)	(0,141;0,141)

Аналіз одержаних розрахунків табл. 6 (рівень надійності $\gamma = 0,005$), які відповідають найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту, дають можливість зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії БТ групи міцності G-105 підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від її торця (L), в межах від 0,55 до 0,63 м.

3. Статистичний аналіз розташування дефектів утворених при поглибленні по довжині БК

На свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках була відбракковано 89 БТ групи міцності G-105 при бурінні свердловин на глибину (L_b) від 4 до 6 км. Оцінку потенційно небезпечних відносних глибин L_f/L_{max} (де L_f (L_p) – глибина виникнення руйнівних дефектів БТ по довжині БК, L_{max} – максимальна глибина буріння) проводимо за допомогою статистичного аналізу. Для цього розбивали відносну глибину руйнування (L_f/L_{max}) на ряд інтервалів з найбільш характерним рівнем утворення експлуатаційних дефектів і відповідно виявлену кількість дефектів. Одержали варіаційний ряд, поданий у таблиці 7. Для одержаного розподілу побудуємо полігон частот (рис. 6) та гістограму (рис. 7).

Таблиця 7. Дані про руйнування БТ G-105 по глибині БК за 2018-2019 р.р.

Довжина (L_f/L_{max})	0-0,143	0,143-0,286	0,286-0,429	0,429-0,571	0,571-0,715	0,715-0,858	0,858-1,0
G-105, кількість, n	0	9	25	33	17	4	1

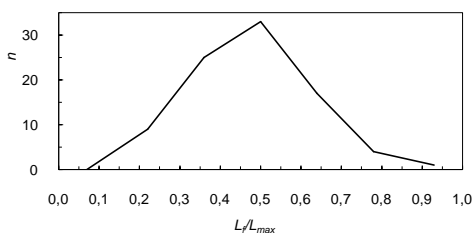


Рис. 6. Полігон частот

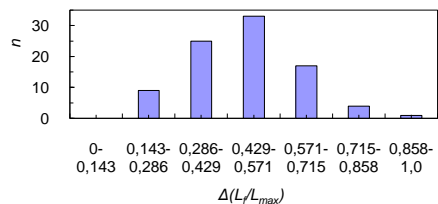


Рис. 7. Гістограма

Для оцінки ряду розподілу (табл. 7) визначали характерні показники: вибірккову середню, моду, медіану (табл. 8), а також абсолютні (табл. 9) і відносні (табл. 10) характеристики варіації, а також показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 11). За одержаними даними було здійснено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності та визначено довірчий інтервал для генерального середнього.

Таблиця 8. Показники, які характеризують ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Вибіркова середня	Мода	Медіана
$\bar{x} = 0,476$	$Mo = 0,476$	$Me = 0,474$

Таблиця 9. Абсолютні показники варіації

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середнього квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,120$	$D = 0,0023$	$S^2 = 0,0233$	$\sigma = 0,152$	$s = 0,153$

Таблиця 10. Відносні показники варіації

Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
$v = 31,88\%$	$K_d = 25,20\%$	$K_r = 210,03\%$

Таблиця 11. Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середньоквадратична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостровершинності)	Середня квадратична помилка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = 0,286$	$s_{A_s} = 0,612$	$A_{sp} = 0,0014^*$	$Ex = -0,0471^*$	$s_{Ex} = 0,661$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = -0,071$

* – Від’ємний знак свідчить про наявність лівосторонньої асиметрії.

** – $Ex = -0,0471 < 0$ – плосковершинний розподіл.

Оскільки $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$, то відхилення від нормального розподілу вважається неістотним.

Здійснено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності аналогічно із розділом 2 та обчислено довірчий інтервал для усередненого значення надійності. Результати розрахунків подано у таблиці 12.

За одержаними розрахунками визначено рівень надійності $\gamma=0,005$, який відповідає найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту (табл. 12).

Таблиця 12. Інтервали надійності

Рівень надійності, γ	Вибіркова середня, \bar{x}	Дисперсія, D	Середньоквадратичне відхилення, σ
0,005	(0,43;0,52)	(0,017;0,017)	(0,152;0,152)

З одержаних результатів можна зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії труб БК особливу увагу звернути на БТ, що розміщені в інтервалі від 0,43 до 0,52 по відносній довжині (L_f/L_{max}) колони, оскільки там є найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту.

4. Статистичний аналіз утворення недопустимих дефектів у залежності від тривалості буріння

У табл. 13 представлено дані про руйнування БТ [1, 2], за результатами дефектоскопії, проведеної на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках із врахуванням тривалості експлуатації кратній 1000 год. При цьому провівши аналіз даних, визначили два етапи: *I* етап – припрацювання та стабільної роботи (від 0 до 6 тис. год.); та *II* етап – пришвидшеного руйнування (від 6 тис. год. і більше).

Таблиця 13. Дані про руйнування БТ G-105 від тривалості буріння за 2018-2019 р.р.

Інтервал тривалості експлуатації, 1000 год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	Понад 11
Середнє значення	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5
Етап руйнування	<i>I</i>						<i>II</i>					
Кількість, <i>n</i>	6	3	13	19	9	6	4	6	4	3	4	12

Для оцінки інтервалів розподілу згідно етапів *I-II* (табл. 13) визначали відповідні характерні показники: вибірккову середню, моду, медіану (табл. 14), абсолютні (табл. 15) та відносні (табл. 16) характеристики варіації, а також показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 17). За одержаними даними здійснено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності та визначено довірчий інтервал для генерального середнього.

Таблиця 14. Показники, які характеризують ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Етап руйнування	Вибіркова середня, \bar{x}	Мода, Mo	Медіана, Me
<i>I</i>	3214,286	3375	3316
<i>II</i>	9863,636	12200	9833,33

Таблиця 15. Абсолютні показники варіації

Етап руйнування	Розмах варіації, R	Середнє лінійне відхилення, d	Дисперсія, D	Виправлена дисперсія, S^2	Середнє квадратичне відхилення, σ	Оцінка середньо квадратичного відхилення, s
<i>I</i>	6000	1097	1918367,35	1953247,75	1385,051	1937,586
<i>II</i>	8000	2071,625	5201101,93	5363636,36	2280,592	2315,953

Таблиця 16. Відносні показники варіації

Етап руйнування	Коефіцієнт варіації, v	Відносне лінійне відхилення, K_d	Коефіцієнт осциляції, K_r
<i>I</i>	43,09	34,13	186,67
<i>II</i>	23,12	21,0	81,11

Таблиця 17. Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Етап руйнування	Моментний коефіцієнт асиметрії, A_s	Середньо-квадратична похибка коефіцієнта асиметрії, s_{A_s}	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона, A_{sp}	Показник ексцесу (гостровершинності), Ex	Середня квадратична помилка коефіцієнта ексцесу, s_{Ex}	Істотність ексцесу, $\frac{Ex}{s_{Ex}}$
<i>I</i>	-0,327	0,617	-0,12*	-0,36**	0,597	-0,603
<i>II</i>	-0,0532	0,617	-1,02*	-1,55**	0,597	-2,597

* – Від’ємний знак свідчить про наявність лівосторонньої асиметрії.

** – Від’ємний знак свідчить про плосковершинний розподіл.

Оскільки $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$, то відхилення від нормального розподілу вважається неістотним.

Здійснено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності аналогічно із розділами 2 і 3 та обчислено довірчий інтервал для усередненого значення надійності. Результати розрахунків подано у таблиці 18. За одержаними розрахунками визначили рівень надійності $\gamma=0,005$, який відповідає найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту на відповідних етапах буріння (табл. 18).

Таблиця 18. Інтервали надійності

Етап руйнування	Рівень надійності, γ	Вибіркова середня, \bar{x}	Дисперсія, D	Середньоквадратичне відхилення, σ
<i>I</i>	0,005	(2692;3736)	(1363525;1363525)	(1125;1645)
<i>II</i>	0,005	(8744;10983)	(3128285;3128285)	(1688;2876)

З одержаних результатів можна зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії труби особливу увагу звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі становить від 2692 до 3736 год., а на *II*-му етапі – від 8744 до 10983 год., оскільки у ці періоди ймовірність виникнення та розвитку недопустимого дефекту є найбільшою.

Висновки

Обґрунтовано, на підставі статистичного аналізу відбракованих у 2018-2019 роках 89 БТ групи міцності G-105, які мали місце при бурінні свердловин на території Дніпрово-Донецької газонафтоносною області, що при проведенні дефектоскопії труб БК підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,55 до 0,63 м. Крім того, враховуючи глибину буріння, підвищену увагу при діагностування труб необхідно звернути на їх розміщення, оскільки в інтервалі від 0,43 до 0,52 по відносній довжині (L_f / L_{max}) бурильної колони, існує найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту. Також необхідно звернути увагу на тривалість бурильних робіт, зокрема виокремлено два етапи буріння: *I* етап – стабільної роботи (до 6 тис. год.); та *II* етап – пришвидшеного руйнування (від 6 тис. год. і більше), та встановлено, що при проведенні дефектоскопії труби особливу увагу слід звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі становить від 2692 до 3736 год., а на *II*-му етапі – від 8744 до 10983 год., оскільки в ці періоди ймовірність виникнення та розвитку недопустимого дефекту є найбільшою.

Література

1. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ „УКРБУРГАЗ” за 2018 рік.
2. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ „УКРБУРГАЗ” за 2019 рік.
3. 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 націон. техн. ун-т нафти і газу, 2006. – 1193 с.

4. Moradi S., Ranjbar K. Experimental and computational failure analysis of drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2009. Vol. 16, Is. 3. P. 923–933.
 5. Lu S., Feng Y., Luo F., Qin C., Wang X. Failure analysis of IEU drill pipe wash out. *International Journal of Fatigue*. 2005. Vol. 27. P. 1360–1365.
 6. Bertini L., Conti P. Fatigue crack growth behaviour of four structural steels in air and in a geothermal fluid environment. *International Journal of Fatigue*. 1992. Vol. 14. N 2. P. 75–83.
 7. Liu Y., Li F., Xu X, Yang B., Lu C. Simulation technology in failure analysis of drill pipe. SREE Conference on Engineering Modelling and Simulation (CEMS 2011). *Procedia Engineering*. 2011. Vol. 12. P. 236–241.
 8. Li Fangpo. Investigation on impact absorbed energy index of drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 118. doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104823.
 9. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. – 479 с.
 10. Cox, D. R. The theory of the design of experiments / D. R. Cox, N. Reid. р. см. – (Monographs on statistics and applied probability; 86). Boca Raton London New York Washington, D.C. 2000. P. 314.
 11. Kalbfleisch, J.D. and Prentice, R.L. The Statistical Analysis of Failure Time Data, 2nd Edition. John Wiley & Sons, Inc., New York, 2011. P. 462.
- Стаття надійшла до редакційної колегії 12.10.2022 р.*

STATISTICAL ANALYSIS OF DRILL PIPE FAILURES OF STRENGTH GROUPS G-105

R. S. Hrabovskyi, V. V. Tyrlych, A. O. Vytiaz

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

15, Carpathian st., Ivano-Frankivsk, 76019;

e-mail: turluch27@ukr.net

Characteristic types of operational defects which formed on the inner or outer surface of drill pipes of strength group G-105 are described. The results of technical diagnostics were used when drilling wells in the territory of the Dnipro-Donetsk gas-oil-bearing region. In 2018-2019, the Ukrburgaz Drilling Department rejected 89 drill pipes of strength group G-105 when drilling wells at a depth of 4,000 to 6,000 meters.

A statistical evaluation of operational defects discovered during drilling deep wells (4-6 km) was carried out. Potentially dangerous areas in the drill pipe upset zone, the length of the drill string, and the duration of drilling operations were determined.

It is recommended that, when performing defectoscopy of drill string pipes, increased attention should be paid to the section of the pipe from coupling face or nipple, in the range from 0.55 to 0.63 m. In addition, taking into account the depth of drilling, increased attention should be paid to the diagnosis of pipes their placement, since in the interval from 0.43 to 0.52 along the relative length (L_f/L_{\max}) of the drill string, there is the greatest probability of an operational defect. It is also necessary to pay attention to the duration of drilling operations, in particular, two stages of drilling are distinguished: Stage I – stable operation (up to 6 thousand hours); and the II stage - accelerated destruction (from 6 thousand hours and more), and it was established that during the defect inspection of the pipe, special attention should be paid to drilling pipes, the duration of operation of which in the I stage is from 2692 to 3736 hours, and in the II stage - from 8744 to 10983 hours, since in these periods there is the greatest probability of an unacceptable defect.

Keywords: *drill pipes, drill strings, operational defects.*