

## СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВІДМОВ БУРИЛЬНИХ ТРУБ ГРУП МІЦНОСТІ S-135

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

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
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

Описано характерні типи експлуатаційних дефектів, що утворюються на внутрішній або зовнішній поверхні бурильних труб групи міцності S-135. Використано результати технічного діагностування при бурінні свердловин на території Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області. Буровим управлінням "Укрбургаз" АТ «Укргазвидобування» у 2018-2019 роках була відбракована 81 бурильна труба групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину від 4000 до 6000 м. Проведено статистичну оцінку експлуатаційних дефектів, виявлених при глибокому бурінні (4000-6000 м) свердловин. Визначено потенційно небезпечні ділянки (в зоні висадки бурильної труби та по довжині бурильної колони) враховано тривалість робіт бурильних труб. Рекомендовано під час проведення дефектоскопії труб бурильних колон досліджуваної групи міцності підвищити увагу звертати на ділянки труб групи міцності S-135 від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,45 до 0,57 м. Крім того, враховуючи глибину буріння ( $L_{max}$ ), підвищити увагу при діагностуванні труб необхідно звернути на відрізки з найбільш ймовірним виникненням дефекту ( $L_f$ ) по довжині бурильної колони. Для труб групи міцності S-135, враховуючи відносну довжину ( $L_f/L_{max}$ ) бурильної колони, встановлено відрізок в інтервалі від 0,34 до 0,47, на якому існує найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту. Встановлено особливості впливу тривалості бурильних робіт для бурильних труб груп міцності S-135. Зокрема, при тривалому поглибленні бурильними трубами групи міцності S-135 виокремлено три етапи буріння: I етап – припрацювання (від запуску до 2 тис. год.); II етап – стабільної роботи (від 2 до 7 тис. год.); та III етап – пришвидшеного руйнування (від 7 тис. год. і більше), та встановлено що при проведенні дефектоскопії труби особливу увагу звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на I-му етапі становить від 602 до 998 год., відповідно на II-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на III-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди існує найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

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

Описаны характерные типы эксплуатационных дефектов, образующихся на внутренней или наружной поверхности бурильных труб группы прочности S-135. Используются результаты технического диагностирования при бурении скважин на территории Днепро-Донецкой газонефтеносной области. Буровым управлением "Укрбургаза" АО «Укргаздобыча» в 2018-2019 годах была отбракована 81 бурильная труба группы прочности S-135 при бурении скважин на глубину от 4000 до 6000 м. Проведена статистическая оценка эксплуатационных дефектов, обнаруженных при глубоком бурении (4000-6000 м) скважин. Определены потенциально опасные участки (в зоне высадки бурильной трубы, по длине бурильной колонны), а также учтена продолжительность работы бурильных труб. Рекомендуется при проведении дефектоскопии труб бурильных колонн изучаемой группы прочности особое внимание обращать на участки труб группы прочности S-135 от торца муфты или нипеля, в пределах от 0,45 до 0,57 м. Кроме того, учитывая глубину бурения ( $L_{max}$ ), повышенное внимание при диагностировании труб необходимо обратить на отрезок с наиболее вероятным возникновением дефекта ( $L_f$ ) по длине бурильной колонны. Для труб группы прочности S-135, учитывая относительную длину ( $L_f/L_{max}$ ) бурильной колонны, установлен отрезок в интервале от 0,34 до 0,47, на котором существует наибольшая вероятность возникновения эксплуатационного дефекта. Установлены особенности воздействия продолжительности бурильных работ для бурильных труб группы прочности S-135. В частности, при длительном углублении бурильными трубами группы прочности S-135 выделены три этапа бурения: I этап – приработка (от запуска до 2 тыс. часов); II этап – стабильной работы (от 2 до 7 тыс. ч.); и III этап – ускоренного разрушения (от 7 тыс. ч и более), и установлено, что при проведении дефектоскопии труб особое внимание обратить на БТ, продолжительность эксплуатации которых на I-ом этапе составляет от 602 до 998 ч, соответственно на II-ом этапе – от

3348 до 5344 часів, а на III-ем етапі – від 8942 до 10584 годин, оскільки в ці періоди існує найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

Ключевые слова: бурові труби, бурові колонні, експлуатаційні дефекти.

*Characteristic types of operational defects formed on the inner or outer surface of drill pipes of the S-135 strength group have been described. The results of technical diagnostics when drilling wells on the territory of the Dnipro-Donetsk gas and oil region are used. In 2018-2019, the Ukrburgaz Drilling Department (owned by JSC UkrGasVydobuvannya) rejected 81 drill pipes of the S-135 strength group when drilling wells to a depth of 4,000 to 6,000 m. Statistical evaluation of operational defects detected during deep drilling (4000-6000 m) of wells has been carried out. Potentially dangerous areas have been identified: in the area of drill pipe upsetting, and along the length of the drill string; the duration of drill pipeworks has been taken into account. While undergoing the defectoscopy of drill string pipes of the studied strength group, it is recommended to pay close attention to the sections of S-135 pipes from the end of the coupling or nipple in the range from 0.45 to 0.57 m. In addition, given the depth of drilling ( $L_{max}$ ), it is necessary to pay extreme attention to the segments with the most probable defect ( $L_f$ ) along the length of the drill string when diagnosing pipes. For S-135 pipes, taking into account the relative length ( $L_f/L_{max}$ ) of the drill string, a segment in the range from 0.34 to 0.47, on which there is the highest probability of an operational defect. The influence features of drilling operation duration for drill pipes of the S-135 strength group are established. In particular, during the long-term deepening of drill pipes of the strength group S-135, three stages of drilling were distinguished: Stage I – running-in (from start-up to 2 thousand hours); Stage II – stable work (from 2 to 7 thousand hours); and Stage III – accelerated destruction (from 7 thousand hours and more), and it was found that during defectoscopy of the pipe pay special attention to drill pipes, the service life of which in the first stage is from 602 to 998 hours, the second stage – from 3348 to 5344 hours, and the third stage – from 8942 to 10584 hours because during these periods there is the greatest probability of an inadmissible defect.*

Keywords: drill pipes, drill columns, operational defects.

### Вступ

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти й газу на великих глибинах сьогодні пов'язують із Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ). Високу перспективність глибоких горизонтів ДДЗ підтверджують останні відкриття газоконденсатних покладів на глибинах близько 6-7 тисяч метрів на Семиренківському й Комишнянському родовищах. Особливістю глибинної геологічної будови нафтогазоносних відкладів ДДЗ є невеликі кути залягання гірських порід, щільність, тріщинуватість та низькі колекторські властивості. Однак, як показує практика [1, 2], буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварійних ситуацій, наприклад [3], в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази.

У праці [4] розглядали результати оцінки умов руйнування бурових труб (БТ) груп міцності S-135. Показано, що експлуатація бурової колони визначається умовами та тривалістю навантаження, яке виникає у компонентах бурової колони у залежності від траєкторії буріння.

При роторному бурінні аварійні ситуації спричинені дією на бурову трубу експлуатаційних навантажень та впливом промивальних рідин, які призводять [5-7] до вимивання БТ (рис. 1, а) або руйнування труби внаслідок утворення та розвитку корозійно-втомних трі-

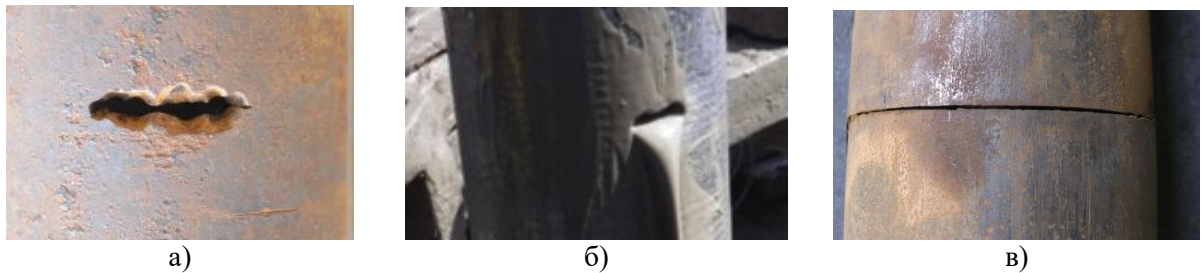
щин (рис. 1, б). При цьому на внутрішній або зовнішній поверхні в зоні концентрації напружень в БТ виникала корозійна виразка, на дні якої під впливом робочих (втомних) напружень зароджувалася корозійно-втомна тріщина, що швидко поширювалася через товщину стінки БТ, утворюючи промивину. Подальший розвиток її у поперечному напрямі призводив до руйнування БТ.

У зв'язку з цим, у ході проведення технічного діагностування статистичне оцінювання розташування потенційно небезпечних відрізків по довжині БТ як елементів бурової колони (БК) є актуальним. Актуальною науково-технічною проблемою є також статистичне оцінювання потенційно небезпечних ділянок по довжині БК, а також тривалості буріння, які також вимагають підвищеної уваги при технічному діагностуванні.

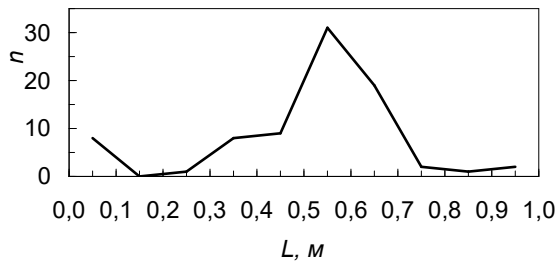
**Мета роботи** – оцінити потенційно небезпечні ділянки БТ групи міцності S-135 та БК, використовуючи статистичні дані про аварійні ситуації та підходи математичної статистики.

### Аналіз та характеристика дефектів, утворених в процесі експлуатації бурових труб

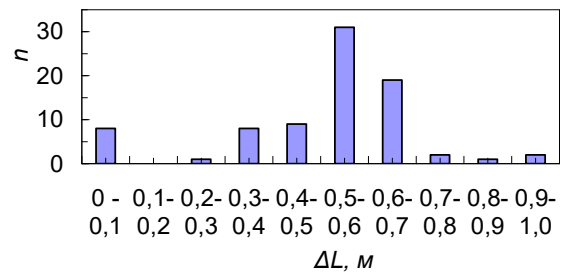
Відомо [5, 6], що за формою наскрізних промивних отворів бурових труб можна поділити на два типи. Перший тип характеризується «овальною формою промивини», як показано на рис. 1, а, б. Промивний отвір інтенсивно



**Рисунок 1** – Характерні експлуатаційні дефекти бурильних труб групи міцності S-135: промивина – еліптичний отвір (а, б) [5, 6], промивна щілина – тріщиноподібний дефект (в) [7]



**Рисунок 2** – Полігон частот



**Рисунок 3** – Гістограма

промивається бурильною рідиною, а вершина тріщини, що розвивається, пасивується. «Наскрізний отвір овальної форми» зазвичай утворюється за умови, що швидкість поширення тріщини є незначною.

Зокрема, під час буріння [6] ділянки свердловини від 2470 м до 2516 м тиск у стійці труби впав раптово, тому було вирішено підняти бурильну колону. На глибині 1950 м було виявлено промивину розміром 5 мм в бурильній трубі S-135 діаметром 127 мм (рис. 1, б), джерелом утворення якої слугував корозійний пітинг, розміщений на внутрішній частині бурильної труби, на поверхні якої зародилася корозійновтомна тріщина, що поширювалася радіально та по колу.

Для другого типу характерний наскрзний отвір – «промивна щілина» [7]. У цьому випадку ширина промивного отвору становить 0,5~5,0 мм. Подальший розвиток тріщини відбувається у поперечному напрямі до критичних розмірів, що призводить до руйнування бурильної труби, як показано на рис. 1, в.

### Статистичний аналіз розташування дефектів утворених в районі висаджування бурильних труб

Під час проведення дефектоскопії [1, 2] на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках було відбраковано 81 БТ групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину ( $L_{max}$ ) від 4 до 6 км. По тілу експлуатованих БТ групи міцності S-135 на відстані до одного метра від

торця муфти чи ніпеля було виявлено недопустимих 15 наскрзних поперечних корозійновтомних тріщин та 66 промивин. Крім того, для зазначених БТ було визначено глибину свердловини, на якій утворилися дані дефекти ( $L$ ), та зафіксовано час їх утворення (тривалість буріння).

Відомо, що район висаджування – найбільш вразливе місце [3], де концентруються напруження, що діють на БТ, а, значить, інтенсивнішим буде процес накопичення мікротріщин. Додатковий руйнівний вплив на зону висаджування з боку муфти чинять клини та інше обладнання, що утримують БТ. Будь-яка подрипина або вм'ятина на поверхні труби автоматично стає концентратором напружень і прискорює процес накопичення втомних мікротріщин у даній зоні.

Район висаджування розглядуваних труб, 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. 2) та гістограму (рис. 3) [9-11].

Була дана оцінка ряду розподілу (табл. 1) з визначенням характерних показників (табл. 2):

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

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

**Таблиця 1 – Дані про руйнування (виявлені дефекти) в районі висаджування БТ групи міцності S-135 за 2018-2019 рр.**

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, $n$	8	0	1	8	9	31	19	2	1	2

**Таблиця 2 – Показники, які характеризують статистичний ряд розподілу виявленої кількості дефектів**

Група міцності	Вибіркове середнє	Мода	Медіана
S-135	$\bar{x} = 0,508$	$Mo = 0,565$	$Me = 0,547$

**Таблиця 3 – Числові показники варіації**

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середньо квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,141$	$D = 0,375$	$S^2 = 0,038$	$\sigma = 0,194$	$s = 0,195$

**Таблиця 4 – Відносні показники варіації**

Група міцності	Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
S-135	$v = 38,12\%$	$K_d = 27,75\%$	$K_r = 196,84\%$

**Таблиця 5 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії**

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середня квадратична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостровершинності)	Середня квадратична похибка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = -0,887$	$s_{A_s} = 0,579$	$A_{sp} = -0,29^*$	$Ex = 1,09^{**}$	$s_{Ex} = 0,755$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = 1,444$

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

\*\* – Додатний знак свідчить про гостровершинний розподіл.

**Таблиця 6 – Інтервали надійності**

Рівень надійності, $\gamma$	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, $D$	Середнє квадратичне відхилення, $\sigma$
0,005	(0,45;0,57)	(0,28;0,28)	(0,194;0,194)

Оскільки  $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$ , то для БТ S-135 відхилення від нормального розподілу вважається несуттєвим.

Отримано інтервальну оцінку центру генеральної сукупності. Довірчий інтервал для генерального середнього визначали із співвідношення  $\left( \bar{x} - t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}; \bar{x} + t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right)$  та обчислювали інтервал надійності для достатньо високого значення надійності. Результати розрахунків подано у таблиці 6.

Провівши аналіз одержаних розрахунків (табл. 6) (рівень надійності  $\gamma = 0,005$ ), які відповідають найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту, можна зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії БТ групи міцності S-135 підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від її торця ( $L$ ), в межах від 0,45 м до 0,57 м.

**Статистичний аналіз розташування дефектів, утворених у ході поглиблення по довжині БК**

Оскільки на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках була відбракована 81 БТ

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

Інтервал довжини ( $L_f/L_{max}$ )	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
S-135, кількість, $n$	9	14	23	18	13	1	3

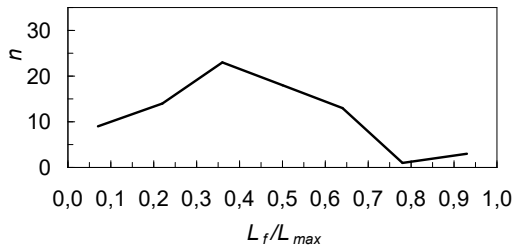


Рисунок 4 – Полігон частот

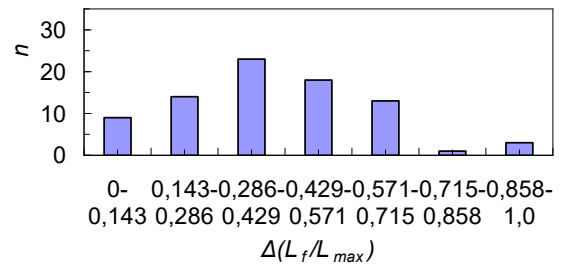


Рисунок 5 – Гістограма

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

Група міцності	Вибіркове середнє	Мода	Медіана
S-135	$\bar{x} = 0,405$	$Mo = 0,378$	$Me = 0,395$

Таблиця 9 – Числові та абсолютні показники варіації

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середнього квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,167$	$D = 0,0424$	$S^2 = 0,0429$	$\sigma = 0,206$	$s = 0,207$

Таблиця 10 – Відносні показники варіації

Група міцності	Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
S-135	$v = 50,81\%$	$K_d = 41,24\%$	$K_r = 246,94\%$

Таблиця 11 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середня квадратична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостровершинності)	Середня квадратична похибка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = 0,348$	$s_{A_s} = 0,612$	$A_{sp} = 0,13 *$	$Ex = -0,10 *$ *	$s_{Ex} = 0,661$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = -0,151$

\* – Додатний знак свідчить про наявність правобічної асиметрії.

\*\* – Від'ємний знак свідчить про плосковершинний розподіл.

групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину ( $L_{max}$ ) від 4 до 6 км, то оцінку потенційно небезпечних ділянок по довжині БК проведемо у відносних одиницях, використовуючи параметр  $L_f/L_{max}$  (де  $L_f$  – глибина виникнення руйнівних дефектів БТ по довжині БК,  $L_{max}$  – максимальна глибина буріння). Для цього розбивали відносну глибину руйнування ( $L_f/L_{max}$ ) на ряд інтервалів з найбільш характерним рівнем утворенням експлуатаційних

дефектів і, відповідно, виявлену кількість дефектів. Одержаний варіаційний ряд подано у табл. 7. Для одержаного розподілу побудовано полігон частот (рис. 4) та гістограму (рис. 5).

Для оцінки ряду розподілу (табл. 7) було визначено характерні показники: вибіркове середнє, моду, медіану (табл. 8), а також визначали числові (табл. 9) та відносні (табл. 10) показники варіації, а також показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 11). За одержаними даними здійснено інтервальне оціню-

Таблиця 12 – Інтервали надійності

Рівень надійності, $\gamma$	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, $D$	Середнє квадратичне відхилення, $\sigma$
0,005	(0,34;0,47)	(0,0317;0,0317)	(0,206;0,206)

Таблиця 13 – Дані про руйнування БТ від тривалості буріння за 2018-2019 рр.

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
Етапи руйнування S-135	<i>I</i>		<i>II</i>				<i>III</i>					
Кількість, $n$	21	9	2	5	2	1	3	6	10	8	4	10

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

Етап руйнування	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Мода, $Mo$	Медіана, $Me$
S-135	<i>I</i>	800	636,36
	<i>II</i>	4346,154	3500
	<i>III</i>	9815,789	8667
			714,286
			3900
			9375

вання центру генеральної сукупності та визначено довірчий інтервал для генерального середнього.

Оскільки  $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$ , то відхилення від нормального розподілу для розглядуваних випадків вважається несуттєвим.

Зроблено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності (аналогічно із розділом 2) та обчислено довірчий інтервал для усередненого значення надійності. Результати розрахунків подано у табл. 12. Одержано розрахунки при рівні надійності  $\gamma=0,005$ , що відповідає найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту (табл. 12).

З одержаних результатів можна зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії в БК труб групи міцності S-135 особливу увагу слід звернути на БТ, що розміщені в інтервалі від 0,34 до 0,47 м по відносній довжині ( $L_f/L_{max}$ ) колони, оскільки там є найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту.

### Статистичний аналіз утворення недопустимих дефектів залежно від тривалості буріння

У таблиці 13 представлено дані про руйнування БТ [1, 2] на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках із врахуванням тривало-

сті експлуатації. При цьому, провівши аналіз даних для БТ групи міцності S-135, визначили три етапи: *I* етап – припрацювання (від запуску до 2 тис. год.); *II* етап – стабільної роботи (від 2 до 7 тис. год.); *III* етап – пришвидшеного руйнування (від 7 тис. год. і більше).

Для оцінки інтервалів розподілу згідно етапів *I-III* для БТ S-135 (табл. 13) визначали відповідні характерні показники: вибіркове середнє, моду, медіану (табл. 14), крім того, числові (табл. 15) і 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 для кожного з розглядуваних етапів.

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

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

Таблиця 15 – Числові та абсолютні показники варіації

Етап руйнування	Розмах варіації, $R$	Середнє лінійне відхилення, $d$	Дисперсія, $D$	Виправлена дисперсія, $S^2$	Середнє квадратичне відхилення, $\sigma$	Оцінка середнього квадратичного відхилення, $s$	
S-135	<i>I</i>	2000	420	210000	217241	458,258	466
	<i>II</i>	5000	1218,935	1976331,36	2141024,19	1405,821	1463,224
	<i>III</i>	7000	1556,787	3268698,06	3357050,8	1807,954	1832,223

Таблиця 16 – Відносні показники варіації

Етап руйнування	Коефіцієнт варіації, $v$	Відносне лінійне відхилення, $K_d$	Коефіцієнт осциляції, $K_r$	
S-135	<i>I</i>	57,28	52,5	250
	<i>II</i>	32,35	28,05	115,04
	<i>III</i>	18,42	15,86	71,31

Таблиця 17 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Етап руйнування	Моментний коефіцієнт асиметрії, $A_s$	Середня квадратична похибка коефіцієнта асиметрії, $s_{A_s}$	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона, $A_{sp}$	Показник ексцесу (гостровершинності), $Ex$	Середня квадратична похибка коефіцієнта ексцесу, $s_{Ex}$	Істотність ексцесу, $\frac{Ex}{s_{Ex}}$
<i>I</i>	0,873	0	0,36*	-1,24**	0	0
<i>II</i>	0,44	0,612	0,6*	-1,19**	0,5	-2,38
<i>III</i>	0,43	0,612	0,64*	-1,22**	0,5	-2,38

\* – Додатний знак свідчить про наявність правобічної асиметрії.

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

Таблиця 18 – Інтервали надійності

Етап руйнування	Рівень надійності, $\gamma$	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, $D$	Середньо квадратичне відхилення, $\sigma$	
S-135	<i>I</i>	0,005	(602;998)	(133195;133195)	(331;587)
	<i>II</i>	0,005	(3348;5344)	(1016254;1016254)	(886;1926)
	<i>III</i>	0,005	(8942;10584)	(2007832;2007832)	(1364;2225)

З одержаних результатів можна зробити висновок, що у ході проведення дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 особливу увагу необхідно звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі становить від 602 до 998 год., відповідно на *II*-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на *III*-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди є найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

### Висновки

Обґрунтовано на підставі статистичного аналізу відбракованих у 2018-2019 роках 81 БТ групи міцності S-135, які мали місце при бурінні свердловин на території Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області, що при проведенні

дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,45 м до 0,57 м.

Крім того, враховуючи глибину буріння, підвищену увагу при проведенні дефектоскопії в БК труб групи міцності S-135 особливу увагу звернути на БТ, що розміщені в інтервалі від 0,34 до 0,47 по відносній довжині ( $L_f/L_{max}$ ) колони, оскільки там є найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту.

Також необхідно звернути увагу на тривалість бурильних робіт. Зокрема при проведенні дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 особливу увагу необхідно звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі стано-

вить від 602 до 998 год., відповідно на II-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на III-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди є найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

### **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. 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.

5. Li Fangpo. Investigation on impact absorbed energy index of drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 118. doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104823

6. Belkacem L., Abdelbaki N., Otegui J., Gaceb M., Bettayeb M. Using a superperificially treated 2024 aluminum alloy drill pipe to delay failure during dynamic loading. *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 261–273.

7. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59, Is. 1. P. 605–623.

8. 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.

9. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.

10. The theory of the design of experiments / D. R. Cox, N. Reid. p. cm. – (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.

### **References**

1. Informatsiyni biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU „UKR BURHAZ” za 2018 rik. [in Ukrainian]

2. Informatsiyni biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU „UKR BURHAZ” za 2019 rik. [in Ukrainian]

3. Mekhanika ruinuvannia i mitsnist materialiv: dovidn. posib. / za zah. red. V. V. Panasiuka. Iss. 10: Mitsnist ta dovhovichnist naftohazovoho obladdnannia / V. I. Pokhmurskyi, Ye. I. Kryzhanivskyi, V. M. Ivasiv [ta in.]. Lviv - Ivano-Frankivsk: Fyzyko-mekhanichniy instytut im. H. V. Karpenka NAN Ukrainy; Ivano-Frankivskyi natsion. tekhn. un-t nafty i hazu, 2006. 1193 p. [in Ukrainian]

4. 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. No 2. P. 75–83.

5. Li Fangpo. Investigation on impact absorbed energy index of drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 118. doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104823

6. Belkacem L., Abdelbaki N., Otegui J., Gaceb M., Bettayeb M. Using a superperificially treated 2024 aluminum alloy drill pipe to delay failure during dynamic loading. *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 261–273.

7. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59, Is. 1. P. 605–623.

8. 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.

9. Hmurman V.E. Teoryia veroiatnostei y matematycheskaia statystyka. M.: Visshaya shkola, 2003. 479 p. [in Russian]

10. The theory of the design of experiments / D. R. Cox, N. Reid. p. cm. – (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.