

УДК 621.241:831.325

## ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ ПРИСТРОЮ ЗМІНИ ЖОРСТКОСТІ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

<sup>1</sup>В.А. Турчин, <sup>1</sup>В.Л. Шевелєв, <sup>1</sup>С.А. Зінченко, <sup>2</sup>В.М. Мойсишин, <sup>2</sup>Ю.Л. Гаврилів

<sup>1</sup>ПрАТ «Донецьксталь» – металургійний завод; м. Донецьк, вул. Челюскінців, 174; тел. 067 6227848

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131, e-mail: math@nuing.edu.ua

Для оцінки впливу жорсткості компоновки низу бурової колони (КНБК) з травня по жовтень 2011р. в шахтоуправлінні «Покровське» компанії «Донецьксталь» автоматизованим буровим комплексом Utra Single 150 було пробурено 15 дегазаційних свердловин глибиною 676-758м. Буріння велось шарошковими долотами 193,7мм типу SS-TMGC (код IADC117) з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою в кам'яновугільних відкладах (світи амвросієвська  $C_1^5$  і бешевська  $C_1^4$ ), які представлені товщею перешарованих вугільних пропластків, аргілітів, алевролітів, дрібно- та середньозернистих пісковиків. Зміна жорсткості КНБК здійснювалась пристроєм конструкції ІФНТУНГ. Під час використання цього пристрою жорсткість КНБК встановлювалась на трьох рівнях: 2100, 4200, 8400кН/м. На кожному рівні жорсткості КНБК було пробурено по 5 свердловин. За результатами буріння 5-ти свердловин середня швидкість буріння за компоновки жорсткістю 2100кН/м становила 10,02м/год, для компоновки жорсткістю 4200кН/м – 7,97м/год, для компоновки 8400кН/м – 6,21м/год. Для порівняння статистичних характеристик вибірок із середніми значеннями механічної швидкості буріння по 5-ти свердловинах, одержаних для різних рівнів жорсткості КНБК, застосовано статистичну перевірку параметричних гіпотез. За результатами перевірки встановлено, що зменшення жорсткості КНБК з 8400 до 2100кН/м збільшує механічну швидкість буріння. Ймовірність прийняття такого рішення – 0,95.

Ключові слова: механічна швидкість буріння, жорсткість, компоновка низу бурильної колони, параметрична гіпотеза.

Для оценки влияния жесткости компоновки низа буровой колонны (КНБК) с мая по октябрь 2011 г. в шахтоуправлении «Покровское» компании «Донецксталь» автоматизированным комплексом Utra Single 150 пробурено 15 дегазационных скважин глубиной 676-758м. Бурение велось шарошечными долотами 193,7мм типа SS-TMGC (код IADC117) с фрезерованным зубом и герметизированной фрикционной опорой в каменноугольных отложениях (свиты амвросиевская  $C_1^5$  и бешевская  $C_1^4$ ), представленных толщей переслаивающихся угольных пропластков, аргилитов, алевролитов, мелко- и среднезернистых песчаников. Изменение жесткости КНБК осуществлялось устройством конструкции ИФНТУНГ. При использовании устройства жесткость КНБК устанавливалась на трех уровнях: 2100, 4200, 8400кН/м. На каждом уровне жесткости КНБК пробурено по 5 скважин. За результатами бурения 5-ти скважин средняя скорость бурения компоновкой жесткостью 2100кН/м составила 10,05м/час, компоновкой жесткостью 4200кН/м - 7,97м/час, компоновкой жесткостью 8400кН/м - 6,21м/час. Для сравнения статистических характеристик выборок со средними значениями механической скорости бурения по 5-ти скважинах, полученных при разных уровнях жесткости КНБК, использовалась статистическая проверка параметрических гипотез. За результатами проверки установлено, что уменьшение жесткости с 8400 до 2100кН/м увеличивает механическую скорость бурения. Вероятность принятия такого решения – 0,95.

Ключевые слова: механическая скорость бурения, жесткость, компоновка низа буровой колонны, параметрическая гипотеза.

For estimation of inflexibility of arrangement of bottom of drilling column (ABDC) from May for October of 2011 in the office of mine management of the «Pokrovsk» of company «Donetsstal» 15 degas drilling holes were bored by automated drilling complex Utra Single 150 for depth 676-758 m. The boring drilling was conducted by chisels 193,7 mm to the type SS-TMGC (code IADC117) with a milling tooth and pressurized friction support in the coal deposits (retinues of amvrosievsk  $C_1^5$  and beshevsk  $C_1^4$ ) which are represented by the layer of coal delayers, argillites, alevrollits, tiny- and middle corn sandstones. The change of inflexibility ABDC was carried out by the device of construction IFNTUNG. During using of this device inflexibility ABDC was set at three level: 2100, 4200, 8400 kN/m. On each even inflexibilities ABDC were bored for 5 drilling holes. As a result of the boring drilling of 5 drilling holes by middle speed of the boring drilling for arrangements by inflexibility 2100 kN/m made 10,02 m/h, for arrangement by inflexibility 4200 kN/m – 7,97 m/h, for arrangement 8400 kN/m - 6,21 m/h. For comparison of statistical descriptions selections with the mean values of mechanical speed of the boring drilling on 5 drilling holes got for different levels of inflexibility ABDC statistical verification of parametric hypotheses was applied. It is set after its results that reduction of inflexibility ABDC from 8400 to 2100 kN/m multiplies mechanical speed of the boring drilling. Probability of acceptance of such decision is 0,95.

Key words: mechanical speed of the boring drilling, inflexibility, arrangement of bottom of drilling column, statistical verification, parametric hypothesis.



Рисунок 1 – Буровий комплекс Utra Single 150

Під час буріння нафтових та газових свердловин шаршковими долотами виникають коливання бурильної колони з одночасною появою додаткового динамічного навантаження на гірську породу, елементи бурової колони і наземного обладнання. З 60-тих років ХХ століття для зменшення шкідливого впливу коливань на роботу бурильної колони в компоновці її низу застосовують віброзахисні пристрої (ВЗП), які називають амортизаторами. Під час їх використання в компоновці низу бурильної колони змінюються її основні параметри: жорсткість та коефіцієнт демпфування, тобто ВЗП ще можна вважати пристроями зміни цих параметрів.

За результатами буріння з амортизаторами на бурових США було виявлено вплив ВЗП на основні показники буріння: механічну швидкість і проходку на долото [6]. За результатами цих досліджень встановлено, що використання амортизатора у компоновці низу бурової колони зменшувало вартість одного метра буріння від 14 до 23\$. Дослідження впливу ВЗП на механічну швидкість буріння проводились як у США так і у СРСР. За результатами цих досліджень однозначного висновку про їх позитивний вплив на  $V_{MEX}$  не було зроблено. Згідно з [3, 5] під час використання ВЗП спостерігалось як збільшення механічної швидкості буріння, так і її зменшення. В роботі [4] наведено результати випробувань амортизаторів у ВО «Краснодарнефтегаз», в Західному Сибіру та у ВО «Укрзахіднафтогаз», за якими використання амортизатора однакового типу, залежно від

умов експлуатації, по різному впливає на показники буріння.

Це свідчить про необхідність обґрунтованого вибору характеристик амортизатора для конкретних умов буріння, який можна зробити на основі кореляційних залежностей між механічною швидкістю буріння та параметрами амортизатора, одним з яких є жорсткість. Остання визначає кількість потенційної енергії, що акумулюється під час пружної деформації ВЗП.

За [7] для встановлення таких залежностей було вибрано метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурового інструменту мають строго фіксовані значення та можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи. За результатами досліджень встановлено шість емпіричних залежностей  $V_{MEX} = f(F_{CT})$  і дві –  $V_{MEX} = f(n_{\delta})$ .

Незалежно від значень параметрів буріння, типу долота та фізико-механічних властивостей породи зменшення жорсткості бурового інструменту призводить до зростання механічної швидкості буріння.

Для підтвердження результатів стендових експериментальних досліджень було проведено промислові випробування пристрою зміни жорсткості компоновки бурильної колони конструкції ІФНТУНГ на площах шахтоуправління «Покровське» ПрАТ «Донецьксталь» – металургійний завод під час буріння дегазаційних свердловин автоматизованим буровим комплексом Utra Single 150 (див. рис. 1) [8].

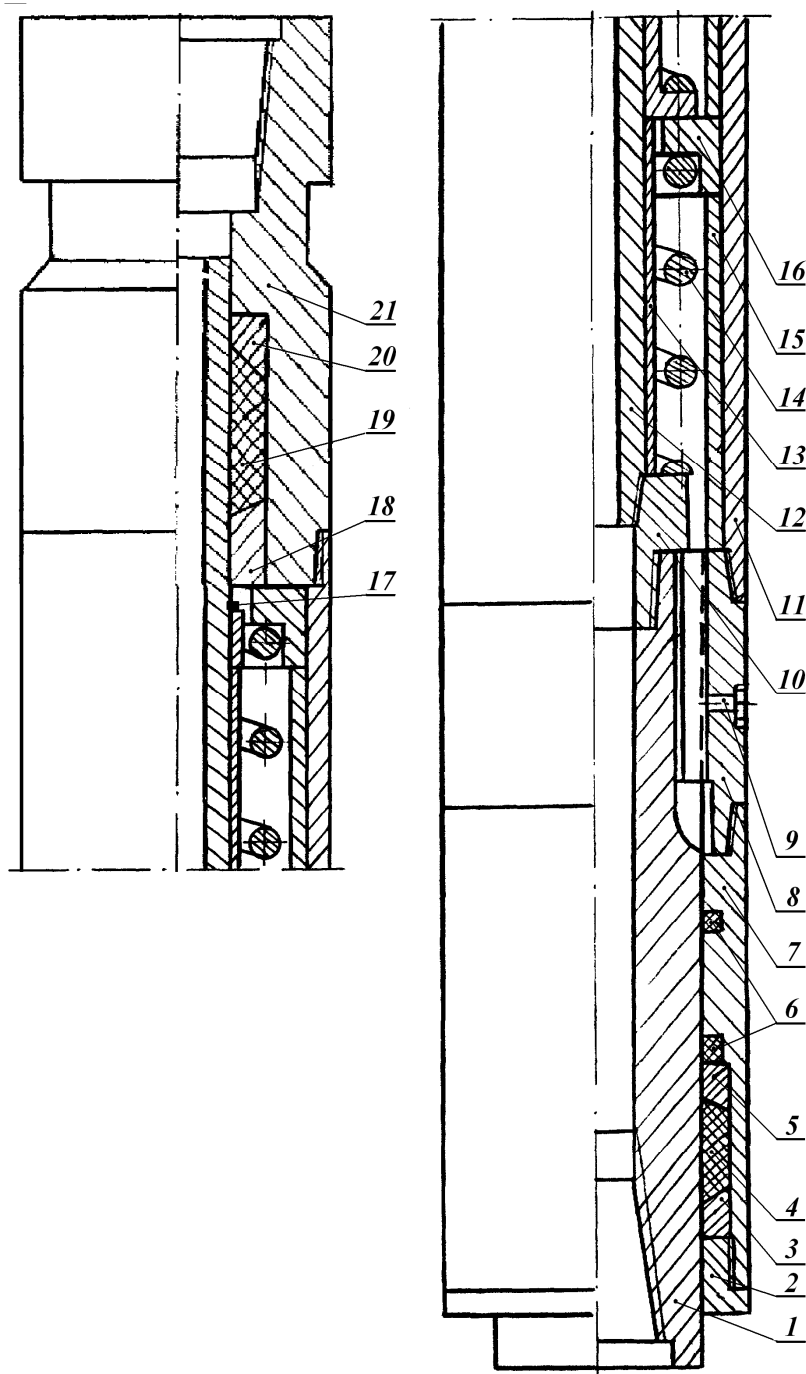


Рисунок 2 – Пристрій зміни осової жорсткості КНБК

Під час буріння свердловин системою верхнього приводу (СВП) використовувалась жорстка компоновка низу бурильної колони (КНБК) з двома центраторами, один з яких встановлювався над долотом, другий – над першою обважненою бурильною трубою. Під час буріння з пристроєм зміни осової жорсткості КНБК останній встановлювався над долотом та центратором. В таблиці 1 наведено результати буріння 15-ти свердловин шарошкочовими долотами. В інтервалі буріння під кондуктор (до 68-78м) використовувались долота 295,3мм типу SS-TMGC (код IADC117M) з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою. Під час буріння нижче кондук-

тора до проектної глибини свердловини (676-758м) використовувались долота 193,7мм типу SS-TMGC (код IADC117) також з фрезерованим зубом та герметизованою фрикційною опорою.

Буріння нижче кондуктора до глибин 676-758 м велось у кам'яновугільних відкладах (світи амвросієвська  $C_1^5$  і бешевська  $C_1^4$ ), які представлено товщею перешарованих вугільних пропластків, аргілітів, алевролітів, дрібно-та середньозернистих пісковиків.

Конструкцію пристрою зміни осової жорсткості (ПЗОЖ) компоновки низу бурильної колони зображено на рисунку 2.

ПЗОЖ складається з внутрішньої півмуфти 1 вузла передачі обертового моменту, різьбової гайки 2, нижньої упорної втулки 3, ґрундбокси 4, верхньої упорної втулки 5, гумових кілець 6, корпусу нижнього ущільнюючого вузла 7, зовнішньої півмуфти 8 вузла передачі обертового моменту, болтів 9, які закривають отвори для заливки масла, перехідника 10 вузла пружного елемента, корпусу 11, ствола 12, внутрішніх центруючих втулок 13, гвинтових пружин стиску 14, зовнішніх центруючих втулок 15, упорних кілець 16, пружинного стопорного кільця 17, нижньої упорної втулки 18 верхнього ущільнюючого вузла, ґрундбокси 19, верхньої упорної втулки 20, перехідника 21.

Пристрій працює наступним чином. В процесі буріння обертовий момент від СВП передається від перехідника 21 і корпусу 11 до внутрішньої півмуфти 1, яка за допомогою замкової різьби з'єднана з нижньою частиною КНБК. Під дією поздовжніх коливань, генерованих породоруйнівним інструментом, півмуфта 1, переміщається по шліцах, які з'єднують її з зовнішньою півмуфтою 8. Під час цього переміщення кінетична енергія поздовжніх коливань перетворюється у потенціальну енергію пружної деформації пружин стиску 14. Жорсткість пружного вузла пристрою визначалась кількістю пружин стиску, установлених паралельно. Під час проведення промислових випробувань жорсткість пружного вузла відповідно складала 2100, 4200 та 8400кН/м.

В таблиці 1 наведено результати буріння 15-ти дегазаційних свердловин із використанням в КНБК пристроїв зміни осьової жорсткості.

В таблиці 2 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 2100кН/м.

В таблиці 3 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 4200кН/м.

В таблиці 4 наведено результати буріння компоновкою, до складу якої входить пристрій жорсткістю 8400кН/м.

Статистична перевірка параметричних гіпотез проводилась за відомою методикою [1, 2]. Під час порівняння вибірових статистичних дисперсій вибірок висувається нульова гіпотеза  $H_0$  про відсутність різниці між ними –  $D_{VX.i} = D_{VY.i}$ . Проти цієї гіпотези висувається альтернативна (конкуруюча) гіпотеза  $H_A$ , яка стверджує, що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності –  $D_{VX.i} \neq D_{VY.i}$ . За цих гіпотез критична область двостороння, рівень значущості  $\alpha = 0,02$  за прийнятої надійної ймовірності 0,98. Під час визначення критичного значення статистичного критерію  $F_{кр}$  для двосторонньої області –  $\alpha' = \alpha/2 = 0,02/2 = 0,01$ .

Умова прийняття нульової гіпотези про рівність дисперсій за вибраного рівня значущості  $\alpha$  має вид –  $F_{ем} < F_{кр}$ , де  $F_{ем}$  – експериментальне (емпіричне) значення критерію, знайдене за

значеннями вибірових дисперсій,  $F_{кр}$  – критичне значення за статистичним законом Фішера – Снедекора, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези  $H_0$ .

Емпіричне значення  $F_{ем}$  визначаємо за формулою:

$$F_{ем} = \frac{D_{VX.i}}{D_{VY.i}}, D_{VX.i} > D_{VY.i}. \quad (1)$$

Критичне значення  $F_{кр}$  визначаємо згідно з прийнятим рівнем значущості  $\alpha$  та числом степенів вільності  $k_1$  і  $k_2$

$$k_1 = N_{X.i} - 1; k_2 = N_{Y.i} - 1. \quad (2)$$

Результати перевірки гіпотези  $H_0$  наведено у таблиці 6.

Під час порівняння середніх арифметичних значень вибірок в межах серій (див. табл. 5) висувається нульова гіпотеза  $H_0$  про відсутність різниці між ними –  $\bar{V}_{X.i} = \bar{V}_{Y.i}$ . За [7], де опубліковано результати впливу жорсткості компоновки на механічну швидкість буріння, прогнозуємо зменшення  $V_{MEX}$  із збільшенням жорсткості. Тому альтернативна (конкуруюча) гіпотеза  $H_A$ , яка стверджує що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності, буде мати вигляд:  $\bar{V}_{X.i} > \bar{V}_{Y.i}$  за умови  $C_X < C_Y$ . Критична область перевірки нульової гіпотези – правостороння. Рівень значущості –  $\alpha = 0,05$  за прийнятої надійної ймовірності 0,95. Умова прийняття нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок для вибраного рівня значущості  $\alpha$  має вигляд –  $T_{ем} < T_{кр}$ , де  $T_{ем}$  – експериментальне (емпіричне) значення критерія Стюдента, обчислене за середніми значеннями вибірок,  $T_{кр}$  – критичне значення за статистичним законом Стюдента, яке відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези  $H_0$ . Емпіричне значення критерію Стюдента, який застосовується для порівняння середніх значень вибірок, визначалось за формулою:

$$T_{ем} = \frac{|\bar{M}_X - \bar{M}_Y|}{\sqrt{(N_X - 1) \cdot D_X + (N_Y - 1) \cdot D_Y}} \times \sqrt{\frac{N_X \cdot N_Y (N_X + N_Y - 2)}{N_X + N_Y}}, \quad (3)$$

$$N_X \leq 30 \text{ і } N_Y \leq 30.$$

Число степенів вільності під час визначення критичної точки  $T_{кр}$  рівне

$$k = N_1 + N_2 - 2. \quad (4)$$

Ймовірність випадкової похибки між середніми значеннями вибірок за прийнятого рівня значущості  $\alpha$  для правосторонньої області визначається за формулою:

$$P|\bar{V}_{X.i} - \bar{V}_{Y.i}| = 1 - S(t), \quad (5)$$

де  $S(t)$  – значення ймовірності відсутності випадкової похибки між середніми значеннями за статистичним законом Стюдента.

Результати перевірки гіпотези  $H_0$  наведено у таблиці 7.

Таблиця 1 – Результати буріння 15-ти дегазаційних свердловин шарошковими долотами

№ св.	Наявність ПЗОЖКНБК С, кН/м	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
						F <sub>ос</sub> , кН	n <sub>о</sub> , хв <sup>-1</sup>	Q, л/с
ДС1	Відс.	6-68,6	62,6	8	7,83	3,1	45	25
	8400	68,6-625	556,4	83,2	6,69	6,6	85	15
		625-724	99	11,5	8,61	4,2	70	10
ДС2	Відс.	11-80,32	69,32	7	9,90	3,3	48	24
	2100	80,32-605,23	524,91	50	10,5	6,5	83	16
		605,23-733,28	128,05	38	3,37	4	75	12
ДС3	Відс.	9-68,56	59,56	13	4,58	2,8	42	22
	8400	68,56-603,48	534,92	98	5,46	6,4	80	17
		603,48-715,73	112,25	19	5,91	4,1	77	11
ДС4	Відс.	9-70,48	61,48	5	12,3	3,1	40	20
	4200	70,48-550,99	480,51	56	8,58	8,1	82	15
		550,99-675,58	124,59	21	5,93	4,6	69	10
ДС5	Відс.	9-73,72	64,72	8	8,09	2,8	44	28
	8400	73,72-555,48	481,76	74	6,51	7	89	14
		555,48-700,29	144,81	38	3,81	4,8	72	9
ДС6	Відс.	8,5-68	59,5	5	11,9	2,9	44	26
	2100	68-548	480	52	9,23	6,4	82	16
		548-675,64	127,64	22	5,80	4,2	4,2	69
ДС11	Відс.	9-75,26	66,26	6	11,04	2,9	45	28
	4200	75,26-554,48	479,22	57	8,41	7,6	90	14
		554,48-675,61	121,13	29	4,18	4,8	76	11
ДС12	Відс.	9-72,21	63,21	9	7,02	3	39	27
	8400	72,21-556,44	484,23	78	6,21	7,4	88	16
		556,44-670,19	113,75	26	4,38	4,9	69	12
ДС14	Відс.	9-70,3	61,3	7	8,76	3,3	45	31
	4200	70,3-725,3	655	90	7,28	8,6	89	15
ДС15	Відс.	9-77,86	68,86	7	9,84	2,9	40	30
	8400	77,86-717	639,14	103,5	6,18	8,8	79	14
ДС16	Відс.	9-74,3	65,3	9	7,26	2,5	46	32
	2100	74,3-726,4	652,1	70	9,32	8,2	85	14
ДС17	Відс.	9-84,11	75,11	5	15,02	3	44	30
	2100	84,11-747,3	663,19	59	11,24	7,9	90	13
ДС18	Відс.	0-74,76	74,76	8,5	8,80	3,1	45	30
	2100	74,76-757,72	682,96	69,5	9,83	7	91	13
ДС19	Відс.	9-72,3	63,3	7	9,04	3	41	29
	4200	72,3-685,3	613	82	7,48	8,1	92	16
ДС20	Відс.	0-71,94	71,94	8,5	8,46	2,9	43	28
	4200	71,94-703,9	631,96	78	8,1	6,4	94	16

Таблиця 2 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 2100кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F <sub>ос</sub> , кН	n <sub>о</sub> , хв <sup>-1</sup>	Q, л/с
ДС2	80,32-605,23	524,91	50	10,5	6,5	83	16
ДС6	68-548	480	52	9,23	6,4	82	16
ДС16	74,3-726,4	652,1	70	9,32	8,2	85	14
ДС17	84,11-747,3	663,19	59	11,24	7,9	90	13
ДС18	74,76-757,72	682,96	69,5	9,83	7	91	13

Таблиця 3 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 4200 кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F <sub>ос</sub> , кН	n <sub>о</sub> , хв <sup>-1</sup>	Q, л/с
ДС4	70,48-550,99	480,51	56	8,58	8,1	82	15
ДС11	75,26-554,48	479,22	57	8,41	7,6	90	14
ДС14	70,3-725,3	655	90	7,28	8,6	89	15
ДС20	71,94-703,9	631,96	78	8,1	6,4	94	16
ДС19	72,3-685,3	613	82	7,48	8,1	92	16

Таблиця 4 – Результати буріння компоновкою жорсткістю 8400кН/м

№ св.	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год.	Механічна швидкість буріння, м/год	Режим буріння		
					F <sub>ос</sub> , кН	n <sub>о</sub> , хв <sup>-1</sup>	Q, л/с
ДС1	68,6-625	556,4	83,2	6,69	6,6	85	15
ДС3	68,56-603,48	534,92	98	5,46	6,4	80	17
ДС5	73,72-555,48	481,76	74	6,51	7	89	14
ДС12	72,21-556,44	484,23	78	6,21	7,4	88	16
ДС15	77,86-717	639,14	103,5	6,18	8,8	79	14

Таблиця 5 – Статистичні характеристики вибірок значень механічної швидкості буріння за результатами, наведеними у таблицях 2...4, та за надійної ймовірності 0,9

№ виб.	C, кН/м	V <sub>МЕХ.і</sub> , м/год	Надійний інтервал, $\bar{V} \pm \varepsilon_V$	Дисперсія D <sub>V.і</sub> (м/год) <sup>2</sup>
1	2100	10,5; 9,23; 9,32; 11,24; 9,83	10,02±0,76	0,7172
2	4200	8,58; 8,41; 7,28; 8,1; 7,48	7,97±0,51	0,3247
3	8400	6,69; 5,46; 6,51; 6,21; 6,18	6,21±0,042	0,221

Таблиця 6 – Перевірка нульових гіпотез  $D_{VX.i} = D_{VY.i}$ ,  $\alpha'=0,01$

№ виб.	C, кН/м	D <sub>V.і</sub>	N	Перевірка умови $F_{ем} < F_{кр}$	Нульова гіпотеза $D_{VX.i} = D_{VY.i}$
1	2100	0,7172	5	2,21<15,98	Підтверджена
2	4200	0,3247	5		
1	2100	0,7172	5	3,25<15,98	Підтверджена
3	8400	0,221	5		
2	4200	0,3247	5	1,22<15,98	Підтверджена
3	8400	0,221	5		

Таблиця 7 – Перевірка нульових гіпотез  $\bar{V}_{X.i} = \bar{V}_{Y.i}$ ,  $\alpha=0,05$

№ виб.	$\bar{V}$ , м/год	D <sub>V.і</sub>	N	Перевірка умови $T_{EM} < T_{KP}$	Нульова гіпотеза $\bar{V}_{X.i} = \bar{V}_{Y.i}$	S(t)	Ймовірність випадкової похибки
1	10,02	0,7172	5	4,5>1,86	Не підтверджена	0,9985	0,0015
2	7,97	0,3247	5				
1	10,02	0,7172	5	8,8>1,86	Не підтверджена	1,000	0
3	6,21	0,221	5				
2	7,97	0,3247	5	5,3>1,86	Не підтверджена	0,9995	0,0005
3	6,21	0,221	5				

За результатами перевірки усіх варіантів нульова гіпотеза про відсутність впливу жорсткості на механічну швидкість буріння з надійною ймовірністю більшою за 0.95 відхиляється. Із зменшенням жорсткості механічна швидкість буріння зростає, ймовірність випадкової похибки за прийняття такого рішення знаходиться в межах 0...0,0015.

### Література

- 1 Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] / В.Е.Гмурман. – М.: Высш. школа, 1979. – 400 с.
- 2 Герасимович А.И. Математическая статистика [Текст] / А.И.Герасимович, Я.И.Матвеева. – Мн.: Вышэйш. школа, 1978. – 200 с.
- 3 Кичигин А.В. Применение амортизирующих устройств при бурении скважин [Текст] / А.В.Кичигин, В.И.Назаров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып.14 – 14с.
- 4 Повышение стойкости опор шарошечных долот при бурении глубоких скважин / А.И.Ямалтдинов, М.Р.Мавлютов, А.И.Спивак, Г.В.Конесев. – М.: ВНИИОЭНГ, обзорная информация. Сер. Бурение, 1986. – 44 с.
- 5 Назаров В.И. Амортизаторы для бурения скважин [Текст] / В.И.Назаров // ВНИИОЭНГ, Сер. Бурение. – 1985. – № 5. – С. 1-3.
- 6 Применение забойных виброгасителей при бурении нефтяных и газовых скважин в США // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – №3. – С.50-52.
- 7 Щербій Р.Б. Кореляційні емпіричні залежності між статичною складовою навантаження на долото та механічною швидкістю буріння за різних значень жорсткості бурового стенового інструменту [Текст] / Р.Б.Щербій, В.М.Мойсишин, Б.Д.Борисевич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С.47-54.
- 8 Кожушок О.Д. Эффективность использования бурового оборудования при сооружении дегазационных скважин [Текст] / О.Д.Кожушок, С.А.Зинченко, В.Л. Шевелев, М.Г.Черман // Уголь Украины. – 2013. – № 6. – С. 13-17.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*03.09.13*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуличем Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Харченком Є.В.  
(Національний університет  
«Львівська політехніка», м. Львів)*