

ВСТАНОВЛЕННЯ КОРЕЛЯЦІЙНИХ ЕМПІРИЧНИХ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ МІЖ КОЕФІЦІЄНТОМ ДЕМПФУВАННЯ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ ТА МЕХАНІЧНОЮ ШВИДКІСТЮ БУРІННЯ НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.Б. Щербій, В.М. Мойсишин, О.М. Лисканич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42453,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Для встановлення кореляційних емпіричних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння на буровому стенді ІФНТУНГ була проведена одна серія досліджень за класичним планом. Постійні чинники досліджень: параметри процесу буріння, осьове статичне навантаження і частота обертання долота, жорсткість бурового інструменту, тип і діаметр долота, витрата промивальної рідини.

Буріння велось у блоках пісковика воротищенської світи, які складені із двох пропластків твердістю 1440 МПа та 2050 МПа. Змінним фактором був коефіцієнт демпфування бурового інструменту, який встановлювався на шести рівнях: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 кН·с/м. Для зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м, бурильного інструменту були використані серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань КВЗ-ЛІИЖТ, до конструкції яких були внесені деякі зміни. За принципом роботи поглиначі є рідинною пружиною, оснащеною демпфером у вигляді дроселя двосторонньої дії. Методика зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м базується на основних теоретичних положеннях проектування гідравлічних пружин. Результатом використання теоретичних викладок є використання поглиначів КВЗ-ЛІИЖТ із різною кількістю клапанних дросельних отворів. Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння $V_{Хі}$ і $V_{Уі}$, одержаних для різних рівнів коефіцієнта демпфування, був застосований метод „Статистична перевірка параметричних гіпотез”. За результатами досліджень встановлено, що із збільшенням коефіцієнта демпфування, механічна швидкість буріння зменшується. Імовірність існування емпіричних кореляційних залежностей $V_{МЕХ} = f(\beta)$ для двох пропластків блоків пісковика воротищенської світи знаходиться у межах 0,9...0,98. Існування емпіричної кореляційної залежності підтверджено для інтервалу значень коефіцієнта демпфування 40...90 кН·с/м, навіть у випадку виконання нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок механічної швидкості.

Ключові слова: буровий стенд, коефіцієнт демпфування, класичний експеримент, параметри процесу буріння, вибірки, механічна швидкість буріння, статистичні характеристики, параметричні гіпотези, кореляційна емпірична залежність.

Для установления корреляционных эмпирических зависимостей между коэффициентом демпфирования бурильного инструмента и механической скоростью бурения, на буровом стенде ИФНТУНГ проведена серия исследований по классическому плану. Постоянные факторы исследований: параметры процесса бурения, осевая статическая нагрузка на долото и частота вращения, жесткость бурового инструмента, тип и диаметр долота, расход промывочной жидкости.

Бурение проводилось в блоках песчаника воротищенской свиты, состоящей из двух пропластков с твердостью 1440 МПа и 2050 МПа. Переменный фактор – коэффициент демпфирования, который устанавливался на шести уровнях: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 кН·с/м. Для изменения коэффициента демпфирования в интервале 40...90 кН·с/м были использованы серийные вертикальные гасители колебаний КВЗ-ЛІИЖТ, конструкция которых была изменена. По принципу работы гасители представляют собой жидкостную пружину, снабженную демпфером в виде дросселя двустороннего действия. Методика изменения коэффициента демпфирования базируется на основных теоретических положениях проектирования гидравлических пружин. Результат теоретических изложений – использование гасителей КВЗ-ЛІИЖТ с разным количеством клапанных дросельных отверстий. Для сравнения статистических характеристик двух выборок со значениями механической скорости бурения $V_{Хі}$ и $V_{Уі}$, полученных для двух уровней жесткости бурового инструмента, использовался метод “Статистическая проверка параметрических гипотез”. По результатам исследований установлено следующее: с увеличением коэффициента демпфирования механическая скорость бурения снижается; вероятность существования эмпирических корреляционных зависимостей $V_{МЕХ} = f(\beta)$ для двух пропластков блоков песчаника воротищенской свиты – 0,9...0,98; существование эмпирической корреляционной зависимости подтверждается для интервала значений коэффициента демпфирования 40...90 кН·с/м, даже при подтверждении нулевой гипотезы о равенности средних значений выборки механической скорости бурения.

Ключевые слова: буровой стенд, коэффициент демпфирования, классический эксперимент, параметры процесса бурения, выборки, механическая скорость бурения, статистические характеристики, параметрические гипотезы, корреляционная эмпирическая зависимость.

In order to determine empirical correlation between the coefficient of damping of drilling tools and mechanical speed of drilling, a series of investigations at the drilling bedstead of Ivano-Frankivsk National Technical University due to classical plan has been carried out. Constant research factors are as follows: parameters of the drilling process, static bit load and rotary speed, rigidity of drilling tools, type and diameter of the drill bit, drilling fluid flow rate.

Drilling was carried out in blocks of vorotyschenskoy sandstone formation composed of two sublayers of 1440 MPa and 2050 MPa hardness. The variable factor - the damping coefficient was set at six levels: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 kN·s/m. To change the damping coefficient in the range of 40 ... to 90 kN·s/m, serial vertical vibration dampers KB3 with the changed construction were used. According to the mode of operation dampers correspond to a fluid spring, equipped with a damper in the form of double-action throttle. The technique of damping coefficient change is based on the basic theoretical aspects of hydraulic springs design. The effect of theoretical expositions is the application of KB3 dampers with different numbers of throttle valve openings. To compare statistical characteristics of two torques with drilling rates $V_{x,i}$ and $V_{y,i}$, obtained for two levels of drilling tools rigidity, the method "Statistical checking of parameter hypotheses" was applied. According to the results of these studies it was determined the following: with the growth of the damping coefficient the mechanical drilling speed decreases, the probability of the existence of empirical correlations $V_{MEX} = f(\beta)$ for two blocks of vorotyschenskoy sandstone formation is from 0.9 ...to 0.98, the existence of empirical correlation is confirmed for a range of values of the damping coefficient from 40 ... to 90 kN·s/m, even with the confirmation of the null hypothesis of equality of torque mean values of mechanical drilling speed.

Keywords: drilling bedstead, damping coefficient, classical investigation, parameters of the drilling process, torques, mechanical drilling speed, statistical characteristics, parameter hypotheses, empirical correlation.

У процесі 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. Для зменшення шкідливого впливу коливань на роботу бурильної колони в компоновці її низу застосовують віброзахисні пристрої (ВЗП), які називаються амортизаторами. Ефективність використання амортизатора оцінюється за даними зносу елементів бурової колони і наземного обладнання. Спостереження за ресурсом їх роботи вимагає тривалого часу та значних людських ресурсів. Під час використання амортизатора на бурових США було виявлено його вплив на основні показники буріння: механічну швидкість і проходку на долото [8]. За результатами цих досліджень встановлено, що використання амортизатора у компоновці низу бурової колони зменшує вартість одного метра буріння від 14 до 23\$.

Враховуючи зазначене вище, основним фактором, який визначає економічну ефективність використання амортизатора, є підвищення механічної швидкості буріння. Дослідження проведені у США та інших країнах відзначають як збільшення механічної швидкості буріння, так і її зменшення у випадку застосування амортизаторів [5]. В роботі [4] наведено результати випробовувань амортизаторів в ВО "Краснодарнефтегаз", в Західному Сибіру, та в ВО "Україна нафтогаз", за якими використання амортизатора одного ж і того 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 тільки на основі кореляційних залежностей між механічною швидкістю буріння та коефіцієнтом демпфування пружного елемента амортизатора, який визначає кількість енергії коливного процесу, що перетворюється у теплову внаслідок дії внутрішніх сил тертя цього елемента.

Для встановлення цих залежностей був вибраний метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурового інструмента мають строго фіксовані значення та існує можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи.

Метою досліджень, проведених на буровому стенді ІФНТУНГ [6] за класичним планом, було встановлення кореляційних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння. Для зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м бурильного інструменту були використані серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань KB3-ЛІИЖТ, до конструкції яких були внесені деякі зміни. За принципом роботи поглиначі – це рідинна пружина, оснащена демпфером у вигляді дроселя двосторонньої дії. Методика зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м базується на основних теоретичних положеннях проектування гідравлічних пружин. Результатом використання теоретичних викладок є використання поглиначів KB3-ЛІИЖТ із різною кількістю клапанних дросельних отворів [7].

Величини керованих параметрів процесу буріння під час проведення цих досліджень наведені в таблиці 1.

Для визначення статистичних характеристик вибірок механічної швидкості буріння необхідно задатись величиною надійності, з якою можна гарантувати потрапляння математичного сподівання значення механічної швидкості буріння у визначений довірчий інтервал. Під час досліджень процесів буріння нафтових і газових свердловин величину надійності приймають в межах – 0,8...0,95 [2].

В таблиці 2 наведені статистичні характеристики вибірок механічної швидкості буріння, визначені за величиною надійності – 0,8.

Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння $V_{x,i}$ і $V_{y,i}$, одержаних для

Таблиця 1 – Класичний план експериментальних досліджень впливу коефіцієнта демпфування на механічну швидкість буріння

Кількість паралельних дослідів для різних рівнів коефіцієнта демпфування	Постійні параметри					Змінний параметр β , кН·с/м
	F_{CT} , кН	$n_{xv^{-1}}$	C , кН/м	долото	$p_{ш}$, МПа	
0,1_3, 40_3, 50_3, 60_3, 70_3, 90_3	25	82	225	93Т	1440 2050	0.1, 40, 50, 60, 70, 90

Таблиця 2 – Статистичні характеристики вибірок значень механічної швидкості буріння за результатами експериментальних досліджень

№ виб	$p_{ш}$, МПа	β , кН·с/м	Об'єм вибірки N	$V_{MEX.CP}$ м/год	Дисперсія D_V (м/год) ²	Стандарт σ_V , м/год	Довірний інтервал, $V_{MEX.CP} \pm \epsilon_V$	Відносна похибка визначення $V_{MEX.CP}$ Т%
1	1440	0,1	12	6,40	1,6593	1,288	6,4±0,51	7,9
2		40	8	4,69	0,051	0,2257	4,69±0,11	2,4
3	1440	50	11	4,66	0,1453	0,3812	4,66±0,16	3,4
4		70	6	4,65	0,2841	0,5331	4,65±0,32	6,9
5		80	5	4,57	0,1698	0,4121	4,57±0,28	6,2
6		90	17	4,41	0,755	0,8689	4,41±0,28	6,4
7	2050	0,1	10	3,48	1,0497	1,0245	3,48±0,45	12,9
8		40	12	2,78	0,2276	0,477	2,78±0,19	6,8
9		50	6	2,70	0,065	0,255	2,70±0,15	5,7
10		70	22	2,63	0,135	0,3674	2,63±0,10	3,9
11		80	5	2,64	0,0224	0,1495	2,64±0,10	3,9
12		90	21	2,59	0,0649	0,2548	2,59±0,07	2,8

різних рівнів коефіцієнта демпфування бурового інструменту, використовуємо статистичну перевірку параметричних гіпотез [1, 3].

Гіпотези про рівність дисперсій та середніх значень вибірок – $D_{X,i} = D_{Y,i}$ і $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. називається нульовими – H_0 . Проти цих гіпотез висувуються альтернативні (конкуруючі) гіпотези H_A , які стверджують, що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності, тобто – $D_{X,i} \neq D_{Y,i}$ і $\bar{V}_{X,i} > \bar{V}_{Y,i}$, за $C_X < C_Y$. Критична область прийняття гіпотез під час порівняння дисперсій – двостороння, під час порівняння середніх значень – правостороння. Спочатку порівнюються вибіркові дисперсії вибірок за статистичним критерієм F . Умова прийняття нульової гіпотези про рівність дисперсій для вибраного рівня значущості α має вигляд $F_{em} < F_{кр}$ де F_{em} – експериментальне (емпіричне) значення критерія, обчислене за значеннями вибірових дисперсій, $F_{кр}$ – критичне значення розподілу Фішера – Снедекора, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 .

Емпіричне значення F_{em} визначаємо за формулою:

$$F_{em} = \frac{D_{X,i}}{D_{Y,i}}, D_{X,i} > D_{Y,i} \quad (1)$$

Критичне значення $F_{кр}$ визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та за степенями вільності k_1 і k_2 .

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

За підтвердження гіпотези H_0 під час порівняння дисперсій проводиться перевірка гіпотези H_0 про рівність середніх значень вибірок за статистичним критерієм T .

Умова прийняття нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок для вибраного рівня значущості α має вигляд – $T_{em} < T_{кр}$. Де T_{em} – експериментальне (емпіричне) значення критерію, обчислене за середніми значеннями вибірок, $T_{кр}$ – критичне значення розподілу Стюдента, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 .

Якщо об'єми N_X і N_Y вибірок, що порівнюються, менші 30, емпіричне значення критерію Стюдента T_{em} , визначатиметься за формулою:

$$T_{em} = \frac{|\bar{V}_{X,i} - V_{Y,i}|}{\sqrt{(N_{X,i} - 1)D_{X,i} + (N_{Y,i} - 1)D_{Y,i}}} \times \sqrt{\frac{N_{X,i} \cdot N_{Y,i} (N_{X,i} + N_{Y,i} - 2)}{N_{X,i} + N_{Y,i}}} \quad (3)$$

Таблиця 3 – Перевірка нульової гіпотези $D_{X,i} = D_{Y,i}$. Критерій значущості $\alpha=0,01$

№ виб	β , кН·с/м	D_V	N	$F_{ем} < F_{кр}$	Нульова гіпотеза $D_{X,i} = D_{Y,i}$
1	0,1	1,6593	12	32,53 > 6,54	Не підтверджена
2	40	0,051	8		
1	0,1	1,6593	12	11,34 > 4,46	Не підтверджена
3	50	0,1453	11		
1	0,1	1,6593	12	5,84 < 9,96	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
1	0,1	1,6593	12	9,77 < 14,45	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
1	0,1	1,6593	12	2,20 < 3,61	Підтверджена
6	90	0,755	17		
2	40	0,051	8	2,85 < 6,62	Підтверджена
3	50	0,1453	11		
2	40	0,051	8	5,457 < 7,46	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
2	40	0,051	8	3,33 < 7,85	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
2	40	0,051	8	14,8 > 6,27	Не підтверджена
6	90	0,755	17		
3	50	0,1453	11	1,96 < 5,64	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
3	50	0,1453	11	1,17 < 5,99	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
3	50	0,1453	11	5,16 > 4,21	Не підтверджена
6	90	0,755	17		
4	70	0,2841	6	1,67 < 15,29	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
4	70	0,2841	6	2,66 < 9,68	Підтверджена
6	90	0,755	17		
5	80	0,1698	5	4,45 < 14,15	Підтверджена
6	90	0,755	17		
7	0,1	1,0497	10	4,61 < 4,63	Підтверджена
8	40	0,2276	12		
7	0,1	1,0497	10	16,15 > 10,15	Не підтверджена
9	50	0,065	6		
7	0,1	1,0497	10	7,78 > 3,4	Не підтверджена
10	70	0,135	22		
7	0,1	1,0497	10	46,86 > 14,66	Не підтверджена
11	80	0,0224	5		
7	0,1	1,0497	10	16,17 > 3,45	Не підтверджена
12	90	0,0649	21		
8	40	0,2276	12	3,50 < 9,96	Підтверджена
9	50	0,065	6		
8	40	0,2276	12	1,69 < 3,24	Підтверджена
10	70	0,135	22		
8	40	0,2276	12	10,16 < 14,45	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
8	40	0,2276	12	3,5 > 3,3	Не підтверджена
12	90	0,0649	21		
9	50	0,065	6	2,08 < 9,55	Підтверджена
10	70	0,135	22		
9	50	0,065	6	2,90 < 15,52	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
9	50	0,065	6	1,00 < 4,1	Підтверджена
12	90	0,0649	21		
10	70	0,135	22	6,03 < 13,93	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
10	70	0,135	22	2,08 < 2,86	Підтверджена
12	90	0,0649	21		
11	80	0,0224	5	2,90 < 14,02	Підтверджена
12	90	0,0649	21		

Таблиця 4 – Перевірка нульової гіпотези $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. Критерій значущості $\alpha=0,025$

№ виб	$V_{\text{МЕХ.СР}}$ М/ГОД	D_V	N	Перевірка умови $T_{EM} < T_{KP}$	Нульова гіпотеза $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$	S(t)	Імовірність випадкової похибки
1	6,4	1,6593	12	3,68>2,1	Не підтверджена	0,999	0,001
2	4,69	0,051	8				
1	6,4	1,6593	12	4,3>2,08	Не підтверджена	0,9999	0,0001
3	4,66	0,1453	11				
1	6,4	1,6593	12	3,15>2,12	Не підтверджена	0,9968	0,0032
4	4,65	0,2841	6				
1	6,4	1,6593	12	3,06>2,13	Не підтверджена	0,9963	0,0037
5	4,57	0,1698	5				
1	6,4	1,6593	12	4,98>2,05	Не підтверджена	0,9999	0,0001
6	4,41	0,755	17				
2	4,69	0,051	8	0,2<2,12	Підтверджена	0,578	0,422
3	4,66	0,1453	11				
2	4,69	0,051	8	0,19<2,14	Підтверджена	0,578	0,422
4	4,65	0,2841	6				
2	4,69	0,051	8	0,69<2,2	Підтверджена	0,751	0,249
5	4,57	0,1698	5				
2	4,69	0,051	8	0,89<2,07	Підтверджена	0,81594	0,18406
6	4,41	0,755	17				
3	4,66	0,1453	11	0,1<2,13	Підтверджена	0,539	0,461
4	4,65	0,2841	6				
3	4,66	0,1453	11	0,43<2,13	Підтверджена	0,687	0,313
5	4,57	0,1698	5				
3	4,66	0,1453	11	0,9<2,06	Підтверджена	0,81594	0,18406
6	4,41	0,755	17				
4	4,65	0,2841	6	0,3<2,23	Підтверджена	0,615	0,385
5	4,57	0,1698	5				
4	4,65	0,2841	6	0,7<2,08	Підтверджена	0,75804	0,24196
6	4,41	0,755	17				
5	4,57	0,1698	5	0,4<2,09	Підтверджена	0,653	0,347
6	4,41	0,755	17				
7	3,48	1,0497	10	2,11>2,09	Не підтверджена	0,9755	0,0245
8	2,78	0,2276	12				
7	3,48	1,0497	10	1,81>1,75 $\alpha=0,05$	Не підтверджена	0,9538	0,0462
9	2,70	0,065	6				
7	3,48	1,0497	10	3,48>2,04	Не підтверджена	0,9975	0,0025
10	2,63	0,135	22				
7	3,48	1,0497	10	2,07>1,76 $\alpha=0,05$	Не підтверджена	0,9705	0,0295
11	2,64	0,0224	5				
7	3,48	1,0497	10	3,81>2,05	Не підтверджена	0,99993	0,00007
12	2,59	0,0649	21				
8	2,78	0,2276	12	0,4<2,12	Підтверджена	0,653	0,347
9	2,70	0,065	6				
8	2,78	0,2276	12	1,0<2,03	Підтверджена	0,84134	0,15866
10	2,63	0,135	22				
8	2,78	0,2276	12	0,6<2,13	Підтверджена	0,721	0,279
11	2,64	0,0224	5				
8	2,78	0,2276	12	1,5<2,03	Підтверджена	0,93319	0,06681
12	2,59	0,0649	21				
9	2,70	0,065	6	0,4<2,06	Підтверджена	0,65542	0,34458
10	2,63	0,135	22				
9	2,70	0,065	6	0,5<2,26	Підтверджена	0,685	0,315
11	2,64	0,0224	5				
9	2,70	0,065	6	1,8<2,06	Підтверджена	0,96407	0,03593
12	2,59	0,0649	21				
10	2,63	0,135	22	0,06<2,06	Підтверджена	0,53983	0,46017
11	2,64	0,0224	5				
10	2,63	0,135	22	0,4<2,02	Підтверджена	0,65542	0,34458
12	2,59	0,0649	21				
11	2,64	0,0224	5	0,4<2,06	Підтверджена	0,65542	0,34458
12	2,59	0,0649	21				

Таблиця 5 – Експериментальні дані та значення кореляційних залежностей

$\rho_{ш}=1440\text{МПа}$							
β	кН·с/м	0,1	40	50	70	80	90
	мм	0,2	64	80	112	128	144
Експ дані	м/год	6,4	4,69	4,66	4,65	4,57	4,41
	мм	183	134	133	133	131	126
Формула		$\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$					
$V_{\text{МЕХ.СР}}$ м/год	м/год	6,4	4,72	4,66	4,57	4,53	4,50
	мм	183	135	133	131	129	129
$\rho_{ш}=2050\text{МПа}$							
β	кН·с/м	0,1	40	50	70	80	90
	мм	0,2	64	80	112	128	144
Експ дані	м/год	3,48	2,78	2,7	2,63	2,64	2,59
	мм	99	79	77	75	76	74
Формула		$\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$					
$V_{\text{МЕХ.СР}}$ м/год	м/год	3,49	2,72	2,70	2,65	2,64	2,62
	мм	100	78	77	76	75	74

Критичне значення $T_{кр}$ визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та за степеня вільності k

$$k = N_{X,i} + N_{Y,i} - 2. \quad (4)$$

В таблиці 3 наведено результати перевірки нульової гіпотези $D_{X,i} = D_{Y,i}$. Прийнятий рівень значущості – $\alpha=0,01$.

За таблицею 3 зробити однозначний висновок про вплив коефіцієнта демпфування на дисперсію процесу зміни механічної швидкості буріння неможливо.

В деяких випадках спостерігається вплив на дисперсію компоновки бурового інструменту, в якій відсутній пристрій, що змінює коефіцієнт демпфування (гідравлічний демпфер), вибірки 1, 2 і 3 та вибірки 7, 9, 10, 11 та 12. В інших – із збільшенням коефіцієнта демпфування з 40 до 90 кН·с/м (вибірки 2 і 6, 3 і 6, 8 і 12) також спостерігається зміна дисперсії. Ці вибірки не відносяться до однієї генеральної сукупності. Імовірність прийняття такого рішення – $\beta=0,99$.

В таблиці 4 наведені результати перевірки нульової гіпотези $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. Прийнятий рівень значущості для правосторонньої критичної області – $\alpha=0,025$.

За таблицею 4 вибірки значень механічної швидкості, отриманих під час буріння інструментом, у компоновці якого відсутній гідравлічний демпфер (коефіцієнт демпфування такого інструменту 0,1 кН·с/м) не входять до однієї генеральної сукупності з вибірками значень механічної швидкості, одержаних під час буріння інструментом, у компоновку якого встановлений гідравлічний демпфер. Імовірність прийняття такого рішення для пропластку твердістю 1440 МПа – 0,9963...0,9999, для пропластку твердістю 2050 МПа – 0,9538...0,99993.

За таблицею 4 всі вибірки значень механічної швидкості буріння, одержані для інтервалу значень коефіцієнта демпфування 40...90 кН·с/м, відносяться до однієї ГС; імовірність прийняття такого рішення 0,975, тобто зміна коефіцієнта демпфування в зазначеному інтервалі не впливає на механічну швидкість буріння.

В таблиці 5 наведено експериментальні дані для підбору емпіричних кореляційних залежностей $\bar{V} = f(\beta)$ значення механічної швидкості, визначені за цими залежностями та ординати відповідних графіків (див. рис. 1). Масштабні коефіцієнти графіків:

$$\mu_{\beta} = 100/160 = 0,625 \text{ кН·с/м·мм};$$

$$\mu_V = 7/200 = 3,5 \cdot 10^{-2} \text{ м/год·мм}.$$

Апроксимація експериментальних даних емпіричною кореляційною залежністю вважається задовільною, коли виконується умова

$$0,1\bar{Y} > \sigma_0 = CKB \sqrt{\frac{N}{N-1}} \text{ де } \bar{Y} \text{ – середнє значення функції, } \sigma_0 \text{ – величина основної похибки при підборі апроксимуючої залежності.}$$

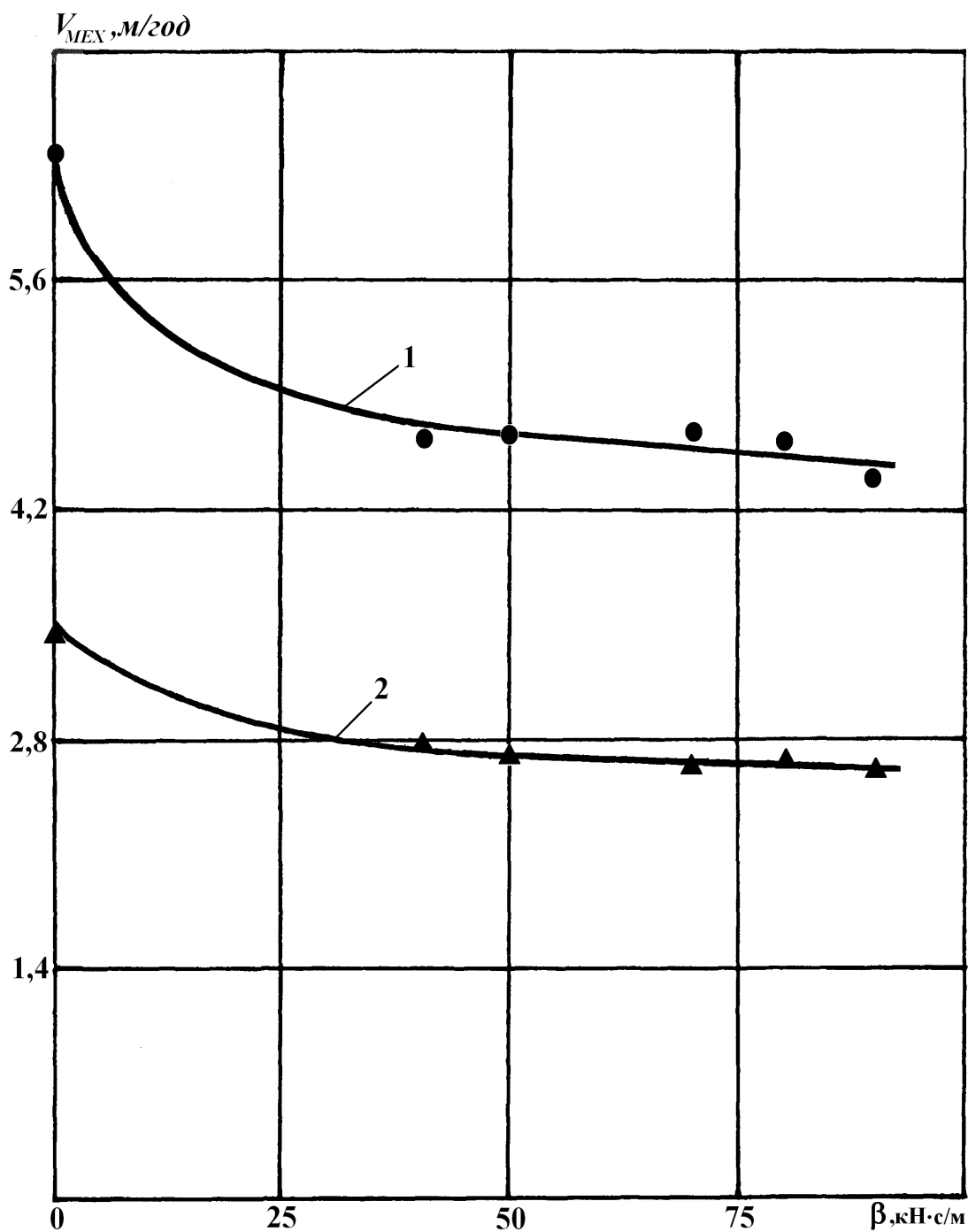
За твердістю породи 1440МПа та підбраною залежністю $\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,49 > \sigma_0 = 0,055 \sqrt{\frac{7}{6}} = 0,059.$$

За твердістю породи 2050МПа та підбраною залежністю $\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,28 > \sigma_0 = 0,03 \sqrt{\frac{7}{6}} = 0,032.$$

Крім перевірки цієї умови для апроксимуючої залежності треба перевірити нульову гіпотезу H_0 про рівність нулю генерального коефіцієнта кореляції $r_T=0$. За цим коефіцієнтом обчислюється емпіричне спостережуване значення статистичного критерію $T_{СП}$ за формулою



1(●) – пропласток твердістю 1440 МПа; 2(▲) – пропласток твердістю 2050 МПа

Рисунок 1 – Залежності механічної швидкості буріння від коефіцієнта демпфування бурильного інструменту (інтервал значень 0,1...90 кН·с/м) в процесі буріння у блоках пісковику воротищенської світи

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}}, \text{ де } r_B - \text{коефіцієнт кореляції}$$

між змінними величинами вибірки; N – об'єм вибірки. За твердістю породи 1440 МПа та підбраною залежністю $\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,8822\sqrt{6-2}}{\sqrt{1-0,8822^2}} = 3,75. \quad (5)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,05$ та ступеня вільності $K=N-2=6-2=4$ значення критичної точки статистичного закону Стюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=2,78$. Умова відхилення нульової гіпотези має вид $T_{СП}=3,75 > T_{KP}=2,78$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,95.

Таблиця 6 – Експериментальні дані та значення кореляційних залежностей

$\rho_{ш}=1440\text{МПа}$						
β	кН·с/м	40	50	70	80	90
	мм	25	50	100	125	150
Експ дані	м/год	4,69	4,66	4,65	4,57	4,41
	мм	188	186	186	183	176
Формула		$\bar{V} = 4,732 - 0,385 \cdot 10^{-7} \cdot \beta^3$				
$V_{\text{МЕХ.СР}}$ м/год	м/год	4,71	4,68	4,6	4,53	4,45
	мм	188	187	184	181	178
$\rho_{ш}=2050\text{МПа}$						
β	кН·с/м	40	50	70	80	90
	мм	25	50	100	125	150
Експ дані	м/год	2,78	2,7	2,63	2,64	2,59
	мм	111	108	105	106	104
Формула		$\bar{V} = \beta / 0,403\beta - 1,731362$				
$V_{\text{МЕХ.СР}}$ м/год	м/год	2,78	2,71	2,64	2,62	2,61
	мм	111	108	106	105	104

За твердістю породи 2050МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,9131\sqrt{6-2}}{\sqrt{1-0,9131^2}} = 4,48. (6)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,02$ та ступеня вільності $K=N-2=6-2=4$ значення критичної точки статистичного закону Стюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=3,75$. Умова відхилення нульової гіпотези має вигляд $T_{СП}=4,48 > T_{KP}=3,75$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,98.

За результатами перевірки нульової гіпотези про рівність середніх значень (див. табл. 4), з імовірністю 0,975, альтернативна гіпотеза про нерівність середніх значень вибірок механічної швидкості, отриманих під час буріння компоновками з коефіцієнтом демпфування 40...90кН·с/м, відкидається, тобто вплив зміни цього коефіцієнта на механічну швидкість буріння не встановлений. Для підтвердження або не підтвердження такого висновку проводимо підбір емпіричних кореляційних залежностей $V_{\text{МЕХ}}=f(\beta)$ за таблицею 6 без врахування значень механічної швидкості за коефіцієнта демпфування 0,1 кН·с/м; компоновка бурового інструменту без гідравлічного демпфера. Значення механічної швидкості, визначені за цими залежностями та ординати відповідних графіків зображені на рисунку 2. Масштабні коефіцієнти графіків: $\mu_\beta=64/160=0,4$ кН·с/м·мм; $\mu_V=5/200=2,5 \cdot 10^{-2}$ м/год·мм.

За твердістю породи 1440МПа та підбіраною залежністю $V_{\text{МЕХ}} = 4,732 - 3,85 \cdot 10^{-7} \cdot \beta^3$ умова задовільної апроксимації виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,46 > \sigma_0 = 0,036 \sqrt{\frac{6}{5}} = 0,039.$$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,8617\sqrt{5-2}}{\sqrt{1-0,8617^2}} = 2,94. (7)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,1$ та ступеня вільності $K=N-2=5-2=3$ значення критичної точки статистичного закону Стюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=2,38$.

Умова відхилення нульової гіпотези має вигляд $T_{СП}=3,75 > T_{KP}=2,78$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,9.

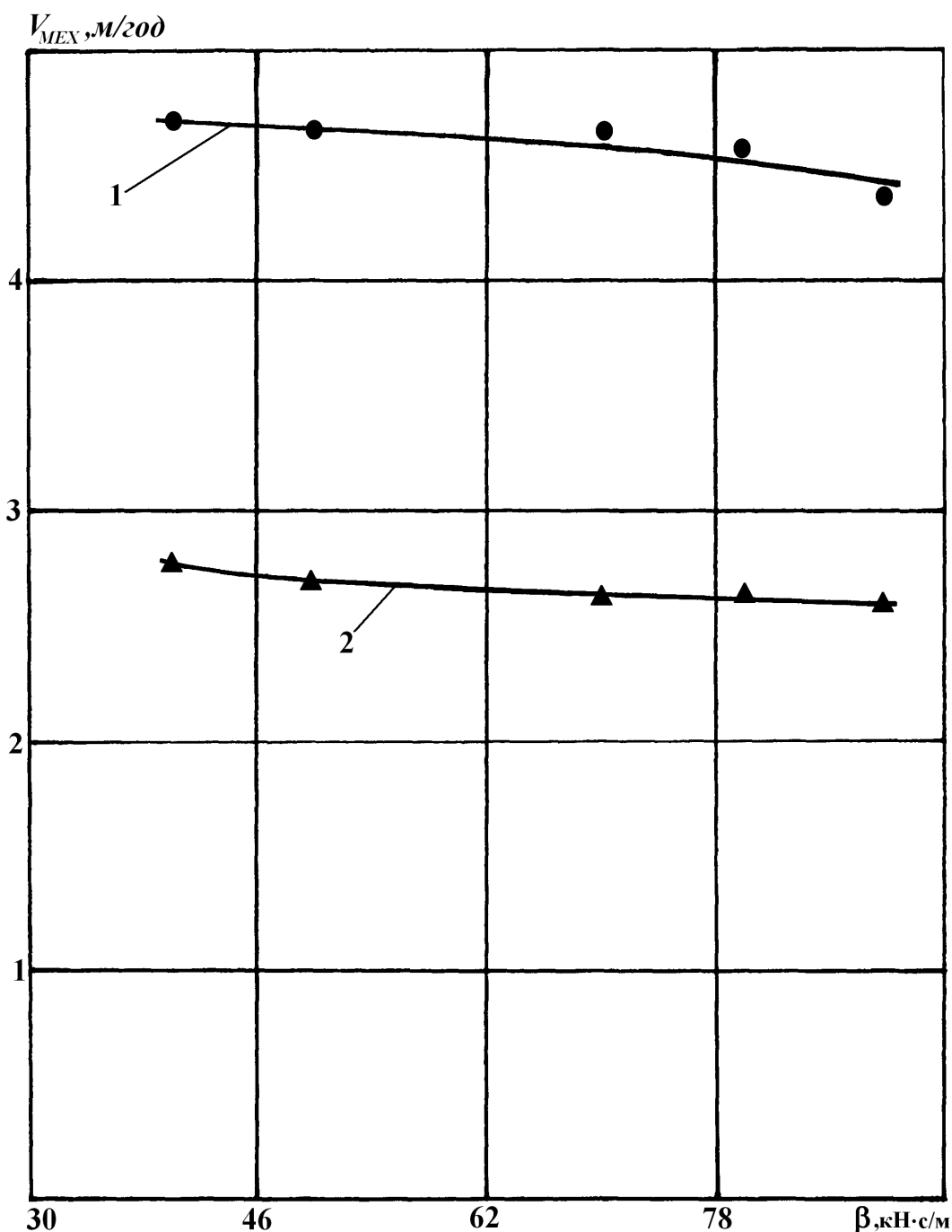
За твердістю породи 2050 МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = \beta / 0,403\beta - 1,731362$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,27 > \sigma_0 = 0,013 \sqrt{\frac{6}{5}} = 0,014.$$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,9521\sqrt{5-2}}{\sqrt{1-0,9521^2}} = 5,39. (8)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,02$ та ступеня вільності $K=N-2=5-2=3$ значення критичної точки статистичного закону Стюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=4,54$. Умова відхилення нульової гіпотези: $T_{СП}=5,39 > T_{KP}=4,54$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,98.

За зазначеним вище аналізом результатів досліджень впливу коефіцієнта демпфування на механічну швидкість буріння зроблені наступні висновки:



1(●) – пропласток твердістю 1440 МПа; 2(▲) – пропласток твердістю 2050 МПа

Рисунок 2 – Залежності механічної швидкості буріння від коефіцієнта демпфування бурильного інструменту (інтервал значень 40...90 кН·с/м) в процесі буріння у блоках пісковика воротищенської світи

1. Зробити однозначний висновок про вплив коефіцієнта демпфування на дисперсію процесу зміни механічної швидкості буріння неможливо. Зафіксований вплив коефіцієнта демпфування між компоновкою, в якій відсутній гідравлічний демпфер, та компоновкою з демпфером. Під час буріння буровим інструментом, в компоновці якого використовувався демпфер, дисперсія зменшується. Імовірність прийняття такого рішення – 0,99.

2. Збільшення коефіцієнта демпфування бурового інструменту, що досягається викорис-

танням в його компоновці гідравлічного демпфера, зменшує механічну швидкість буріння. Імовірність існування між цими величинами емпіричної кореляційної залежності знаходиться у межах 0,9...0,98.

3. Існування емпіричної кореляційної залежності підтверджено для інтервалу значень коефіцієнта демпфування, 40...90 кН·с/м, навіть у випадку виконання нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок механічної швидкості.

Література

- 1 Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] / В.Е.Гмурман – М.: Высш. школа, 1979. – 400с.
- 2 Игнатов В.И. Организация и проведение эксперимента в бурении [Текст] / В.И.Игнатов. – М.: Недра, 1978. – 94с.
- 3 Герасимович А.И., Математическая статистика [Текст] / А.И.Герасимович, Я.И.Матвеева. – Мн.: Высш. школа, 1978. – 200 с.
- 4 Повышение стойкости опор шарошечных долот при бурении глубоких скважин [Текст] / А.И.Ямалтдинов, М.Р.Мавлютов, А.И.Спивак, Г.В.Конесев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 35с.
- 5 Амортизаторы для бурения скважин [Текст] / В.И.Назаров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – № 5. – С.1-3. – Сер. Бурение.
- 6 Буровий стенд для дослідження процесу руйнування гірських порід і динаміки бурильного інструменту [Текст] / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2009. – № 3(32). – С.23-29.
- 7 Пристрої зміни динаміки буріння на буровому стенді ІФНТУНГ [Текст] / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2009. – 4(33). – С.18-23.
- 8 Применение забойных виброгасителей при бурении нефтяных и газовых скважин в США [Текст] // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – № 3. – С.50-52.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.03.12

Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.