

УДК 622.24.053

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-21(79)-227-247

**ВІБРОЗАХИСНІ ПРИСТРОЇ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОГО
НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ
НАФТИ І ГАЗУ ТА ІНСТРУКТИВНІ ДОКУМЕНТИ,
ЩО РЕГЛАМЕНТУЮТЬ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ**

В. М. Мойсишин 

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, Україна, вул. Карпатська 15;
e-mail: math@nung.edu.ua*

Розглядаються конструкції віброзахисних пристроїв (ВЗП), розроблених чотирма групами науковців Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу під керівництвом докторів технічних наук, професорів П.І. Огороднікова, В.І. Векерика, Л.М. Заміховського, В.М. Мойсишина.

Проаналізовано конструктивні особливості шести віброзахисних пристроїв, які дозволяють знижувати рівень вібрацій породоруйнівного інструменту, наведено технічні характеристики розглядуваних ВЗП.

Подано технологічні регламенти поглиблення свердловин компонуваннями з ВЗП, розроблені на основі промислових досліджень, і загальні характеристики п'яти інструктивних документів, призначених для підбору параметрів компонувань низу бурильної колони та режиму буріння свердловин роторним способом.

Ключові слова: *віброзахисний пристрій, компонування низу бурильної колони, коливання, пружний елемент, жорсткість, демпфування, інструктивний документ.*

Вступ

Застосування сучасних досягнень механіки до проектування бурильної колони і розробки раціональних режимів буріння є важливим резервом підвищення техніко-економічних показників будівництва свердловин. мова в першу чергу йде про врахування сукупності найенергоємніших видів коливань (грунтових поздовжніх і крутильних, поперечних вимушених і параметричних) та вдосконалення компонувань бурильних колон.

Одним із найраціональніших шляхів поліпшення роботи породоруйнівного інструменту слід вважати використання віброзахисних пристроїв (ВЗП). Конструкція пристроїв повинна забезпечити передачу осьового навантаження і обертового моменту до долота з одночасним зниженням або поглинанням вібрацій та ударів.

В Івано-Франківському інституті нафти і газу (правонаступником якого є Івано-Франківський національний технічний університет нафти

і газу (ІФНТУНГ)) над створенням ВЗП та методик їх ефективного застосування працювало кілька груп науковців під керівництвом д.т.н., професора П.І. Огороднікова, д.т.н., професора В.І. Векерика, д.т.н., професора Л.М. Заміховського та д.т.н., професора В.М. Мойсишина.

Результати проведених робіт відображено в монографіях [1], [2], інструктивних документах [3, 4, 5, 6], статтях [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27] і восьми зареєстрованих звітах з науково-дослідних робіт.

Метою статті є аналіз конструктивних особливостей віброзахисних пристроїв, розроблених науковцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, та інструктивних документів, що регламентують їх застосування.

Конструкції віброзахисних пристроїв ІФНТУНГ

Свою назву ВЗП одержали за початковим призначенням – захистом бурильної колони від шкідливого впливу вібрацій, хоч, узагалі, мова йде про пристрої зміни жорсткості та демпфування компонування низу бурильної колони (КНБК).

До групи ВЗП відносять різні конструкції амортизаторів, регуляторів, пружних муфт, пристроїв зміни жорсткості, демпферів тощо.

Починаючи від 1970 р., в Івано-Франківському інституті нафти і газу (ІФІНГ) на кафедрі теоретичної механіки під керівництвом к.т.н., доцента П. І. Огороднікова досліджували вплив амортизаторів на процес буріння. За цими результатами проектували, виготовляли і проводили промислові випробування амортизаторів різних конструкцій. Основною конструкцією амортизатора, який використовувався під час буріння нафтових та газових свердловин на площах ВО «Укрнафта», «Укрбургаз» і «Полтавнафтогазгеологія», була конструкція, розроблена в галузевій науково-дослідній лабораторії №2 (ГНДС-2) ІФІНГ, захищена а.с. №1211406 СРСР. Автори винаходу: В. І. Векерик, І. В. Діяк, Б. Д. Борисевич, С. І. Ненашев. Наддолотний амортизатор – регулятор динамічного режиму роботи бурильної колони (РДБК) (рис. 1,а) – складається з корпусу 11, перехідників 1 і 29, вузла передачі обертового моменту, який складається з гайки 22 і гвинта 28, з'єднаних багатозахідною несамогальмівною трапецеїдальною різьбою. Ствол 18 приєднується до гвинта 28. За такої конструкції пружний елемент РДБК сприймає одночасно поздовжні та крутильні коливання, які виникають під час роботи долота. У випадку конструкції вузла передачі обертового моменту, який складається внутрішньої 28 і зовнішньої 22 півмуфт, які з'єднані між собою вставленими в пази півмуфт пальцями 19 (рис. 2, переріз А-А), пружний елемент сприймає тільки поздовжні коливання.

Пружний елемент (рис. 1,б) складається з тонкостінної оболонки 15, захисної втулки 14, еластичного наповнювача 16, верхнього 10 і нижнього 17 поршнів. У проточках поршнів встановлено внутрішні 13 і зовнішні 12 ущільнювальні кільця. Фіксується пружний елемент на стволі стопорним кільцем 9. Під час буріння поздовжні та крутильні коливання корпусу долота переміщують гвинт 28 разом зі стволом 18 і ни-

жнім поршнем 17 по витках різби, стискаючи наповнювач і одночасно деформуєчи оболонку. Під час цього енергія коливань перетворюється на деформацію стиску наповнювача 16 і радіальну деформацію стінки оболонки 15. Для конструкції вузла обертового моменту, зображеного на рис. 2, деформація стиску наповнювача 16 і радіальна деформація стінки оболонки 15 відбуваються внаслідок осьового переміщення внутрішньої півмуфти 28 по пальцях 19 під дією поздовжніх коливань.

Герметизація внутрішньої порожнини РДБК у верхній його частині здійснюється плаваючим поршнем 6 і манжетою 3, встановленою між дисками 2 і 4. Поршень встановлено у втулці 7, яка фіксується кільцем 8. Між втулкою 7 і кільцем 4 встановлено гумове кільце 5. В нижній частині порожнини, для її герметизації, використовується гумове кільце 23, яке стискається (через кільця 21 і 24) гайкою 27. Фіксація гайки здійснюється планкою 25 і болтом 26.

Основні параметри пружного елемента (радіальна жорсткість оболонки та демпфування наповнювача) впливають на процес зміни енергії коливань одночасно.

У табл. 1 наведено технічну характеристику амортизатора РДБК.

Таблиця 1. Технічна характеристика наддолотного амортизатора РДБК

Назва характеристик	Типорозмір амортизатора					
	РДБК-133	РДБК-146	РДБК-172	РДБК-195	РДБК-215	РДБК-240
1. Зовнішній діаметр, мм	133	146	172	195	215	240
2. Діаметр доліт, мм	150,0	190,5	190,5-215,9	215,0-269,9	244,5-295,3	295,3 і більший
3. Внутрішній діаметр для протоку бурового розчину, мм	42	50	65	65	75	75; 85
4. Допустиме зусилля стиску, кН (тс)	150 (15)	300 (30)	350 (35)	500 (50)	500 (50)	500 (50)
5. Осьова жорсткість, кН/м (тс/см)	50-300 (5-30)	50-300 (5-30)	100-400 (10-40)	230 (23)	210 (21)	295 (29,5)
6. Максимальний крутний момент, кН/м (кгс/м)	2000 (200)	4000 (400)	8000 (800)	8000 (800)	10000 (1000)	10000 (1000)
7. Довжина, мм	2000	2000	2500	3200	3200	3200
8. Маса, кг	150	250	300	500	600	700
9. Допустиме спрацювання пружного елемента (відносне переміщення стовбура відносно корпусу), мм	100	100	200	200	200	200
10. Приєднувальна різьба за ГОСТ 528675:						
а) до бурильної колони	3-108	3-121	3-147	3-171	3-171	3-171
б) до долота	3-101	3-117	3-117	3-147	3-147	3-152

Наддолотні амортизатори РДБК-195, РДБК-215 і РДБК-240 пройшли приймальні випробування під час буріння свердловин в умовах Дніпровсько-Донецької западини і Прикарпаття в інтервалах глибин до 4800 м. Під час використання останніх у компонованні низу бурильної колони (КНБК) зафіксовано збільшення проходки на долото на 20-35%, механічної швидкості буріння – на 8-10%.

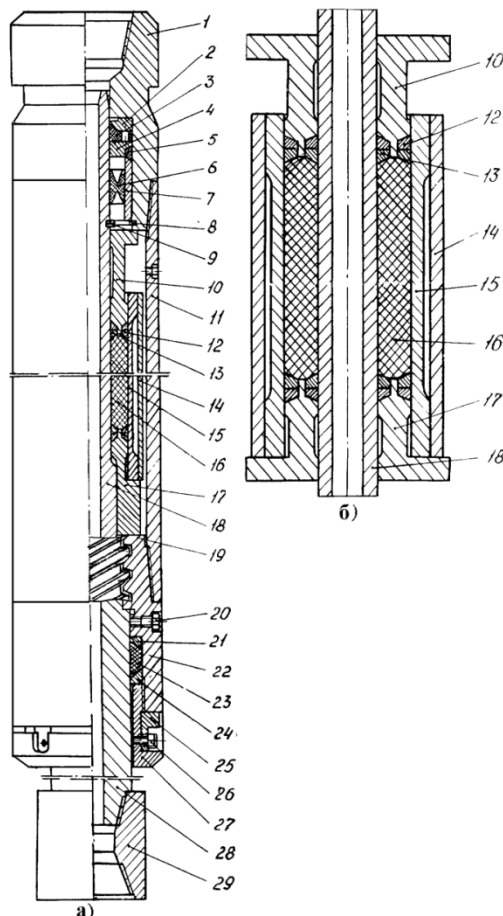


Рис. 1. Наддолотний амортизатор РДБК

Другою конструкцією ВЗП, розробленою в ГНДЛ-2 під керівництвом зав. лабораторії, к.т.н., доцента Л. М. Заміховського, був амортизатор буровий наддолотний (АБН) (рис. 3), який складається з корпусу 17, переходника 1, що з'єднує АБН з КНБК, вузла передачі обертового моменту, що складається з внутрішньої 19 і зовнішньої 21 півмуфт, які утворюють шліцьову пару, пружного елемента, який складається з гвинтових пружин стиску 14, установлених паралельно, та гумового наповнювача 9, який заповнює камеру, утворену стовбуром 5 і втулкою 8. Деформація наповнювача відбувається під час переміщення поршня 11. Кільця 7 і 10 запобігають витіканню гуми з наповнювача в щілини між поршнями 6 і 10 та стовбуром 5 і втулкою 8.

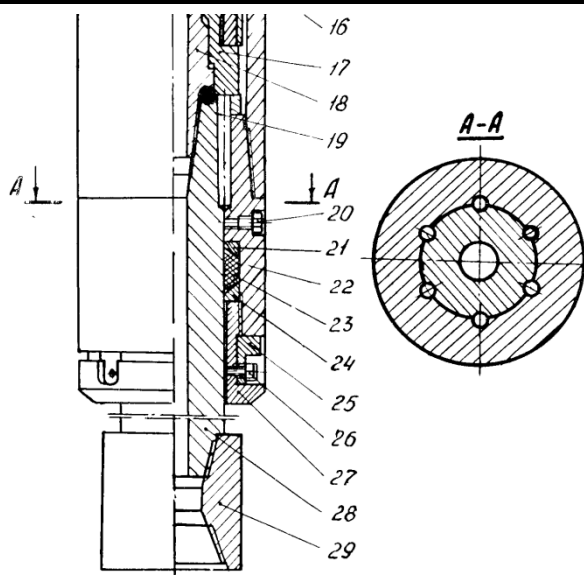


Рис. 2. Конструкція вузла передачі обертового моменту амортизатора РДБК, який сприймає тільки поздовжні коливання

Герметизація порожнини амортизатора здійснюється верхнім та нижнім ущільнювальними вузлами. Верхній ущільнювальний вузол складається з гумового кільця 3, встановленого між ґрундбуксою 2 та кільцем 4. Нижній ущільнювальний вузол складається з корпусу 22, в якому встановлено дві манжети 23 і гумове кільце 25.

Кільце розміщене між ґрундбуксою 24 та металевою упорною втулкою 26. Фіксація втулки 26 здійснюється пружинним розрізним кільцем 27. Гайка 28 захищає порожнину амортизатора від частинок зруйнованої гірської породи і обмежує величину деформації пружного елемента. Порожнина амортизатора заповнюється мастилом через отвори в корпусі 17 і півмуфті 21, які закриваються болтами 20.

Попередня затяжка пружного елемента 120 кН. Амортизатор працює так. Під час осьового статичного навантаження, яке перевищує зусилля попереднього затягування пружного елемента, під дією коливного руху долота внутрішня півмуфта 21 переміщується і пружини стиску 14 деформуються. В інтервалі осьових навантажень 120-280 кН деформуються тільки пружини стиску, осьова жорсткість амортизатора в цьому інтервалі 4000 кН/м (єдина основна характеристика в зазначеному інтервалі навантажень). Під час подальшого збільшення осьового навантаження відбувається деформація як пружин стиску, так і гумового наповнювача 9. Така деформація пружного елемента відбувається в інтервалі осьових навантажень 281-480 кН, жорсткість амортизатора в цьому інтервалі 20 000 кН/м. В цьому інтервалі навантажень маємо два основні параметри пружного елемента – осьову жорсткість пружин стиску та демпфування наповнювача, які впливають на процес буріння одночасно.

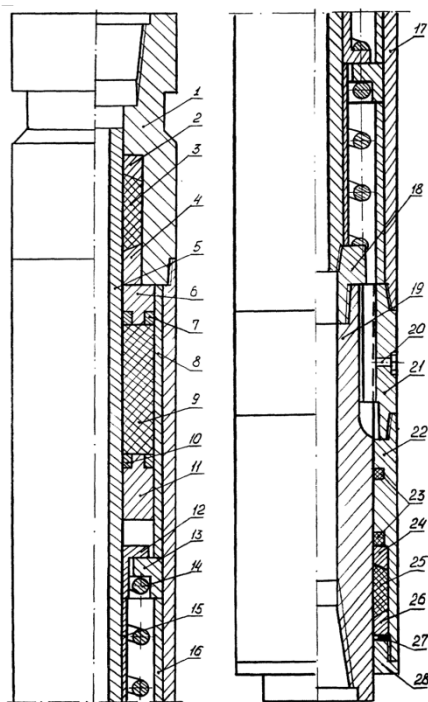


Рис. 3. Наддолотний амортизатор АБН

За результатами промислових випробувань амортизатора у ВО «Чернігівнафтогазгеологія» зафіксовано збільшення механічної швидкості буріння в інтервалі осьових навантажень 120-280 кН – на 25-35% та збільшення проходки на долото, в інтервалі осьових навантажень 281-480 кН на 40-45%. Аварійні випадки, пов'язані з руйнуванням елементів бурильної колони, під час буріння з амортизатором не спостерігались. Міжремонтний період роботи амортизатора становив 500 годин. Технічну характеристику амортизатора АБН наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Технічна характеристика амортизатора АБН

Назва характеристик	Показники
1. Приспудувальна різьба за ГОСТ 528675:	
а) до бурильної колони	3-147
б) до долота	3-171
2. Зовнішній діаметр, мм	240
3. Діаметр доліт, мм	295,3 і більший
4. Внутрішній діаметр для потоку бурового розчину, мм	60
5. Допустиме зусилля стиску, кН (тс)	450(45)
6. Осьова жорсткість, кН/м (тс/см)	4000-20000 (400-2000)
7. Максимальний обертовий момент кН/м (кгс/м)	1000
8. Довжина, мм	4500
9. Маса, кг	1500
10. Інтервал температур експлуатації, °С	0-150 ⁰
11. Перепад тиску на амортизаторі, МПа	0,5

Оскільки результати розрахунків [28] показують, що інтенсивна хитавиця бурового судна може підвищити динамічність компонування до небажаного рівня, то для зниження динамічних характеристик бурильного інструменту в розтягнуту частину колони доцільно включати віброзахисні пристрої. А оскільки наявні у ВО «Арктикморнафтогазрозвідка» ВЗП не дозволяли цього робити, то група науковців ІФТУНГ під керівництвом д.т.н., професора В. І. Векерика розробила¹ буровий амортизатор АБ-212, який встановлювали в розтягнутій частині колони і який призначався для зниження динамічних навантажень при бурінні свердловин роторним і турбінним способами на суші і морі з плавучих засобів. Загальний вигляд і технічна характеристика амортизатора відповідно подані на рис. 4 і в табл. 3.

Амортизатор АБ-212 виготовляють в одно- і багатосекційному виконанні залежно від навантажень, що сприймаються. Перша (нижня) секція складається з корпусу 1, що має у верхній частині замкову різьбу для приєднання до бурильної колони або до корпусу другої секції у разі багатосекційного виконання. Всередині корпусу розміщується ствол 2, що має в нижній частині приєднувальну різьбу до бурильної колони, а у верхній частині – різьбу для приєднання ствола 12 другої секції.

Таблиця 3. Технічна характеристика бурових амортизаторів АБ-212

№ п/п	Найменування характеристик	Показники
1	Допустиме зусилля розтягу, кН, не більше	1800
2	Жорсткість амортизатора, мН/м	30-50
3	Максимальний крутний момент, кНм	5000
4	Максимальний хід амортизатора при зношенні наповнювача, мм	300
5	Діаметр каналу для потоку промивальної рідини, мм, не більше	60
6	Габаритні розміри, мм, не більше – зовнішній діаметр – довжина	212 4500
7	Маса, кг, не більше	700
8	Приєднувальні різьби: – в нижній частині – у верхній частині	3-147 3-189
9	Інтервал температур експлуатації, °K(°C)	273-443 (0-170)
10	Перепад тиску середовища на амортизаторі, мПа, не більше	0,5

¹ Отчеты по научно-исследовательской работе «Исследование, разработка и внедрение устройств для стабилизации динамического режима работы породоразрушающего инструмента и технологии их эффективного использования при бурении с плавучих средств на море», №1870015549. Ивано-Франк. институт нефти и газа, Ивано-Франковск, 1987, 98 с.; 1988, 86 с. Руководитель темы Векерик В.И., ответственный исполнитель Мойсисин В.М.

Пружний елемент амортизатора виконано у вигляді пакета гумового наповнювача 3 і поршня 4, розміщених на стволі 2. Другий поршень виконано разом зі стволом у вигляді бурта. Поршень 4 виготовляють розрізним, установлюють на ствол, після чого з'єднують зварним швом. На поршнях встановлено сталеві ущільнюючі кільця 5 і 6.

Вузол передачі крутного моменту виконано у вигляді шліцевого з'єднання. Для цього на стволі 2 зроблено пази, а в корпусі 1 – відповідні прорізи, в яких встановлюються шпонки. Фіксація шпонок у радіальному напрямі здійснюється за допомогою втулки 8, з'єднаної різьбою з корпусом 1. Для запобігання потраплянню частинок розбурюваної породи у вузол передачі крутного моменту і пружний елемент встановлено ущільнення 9 і 10.

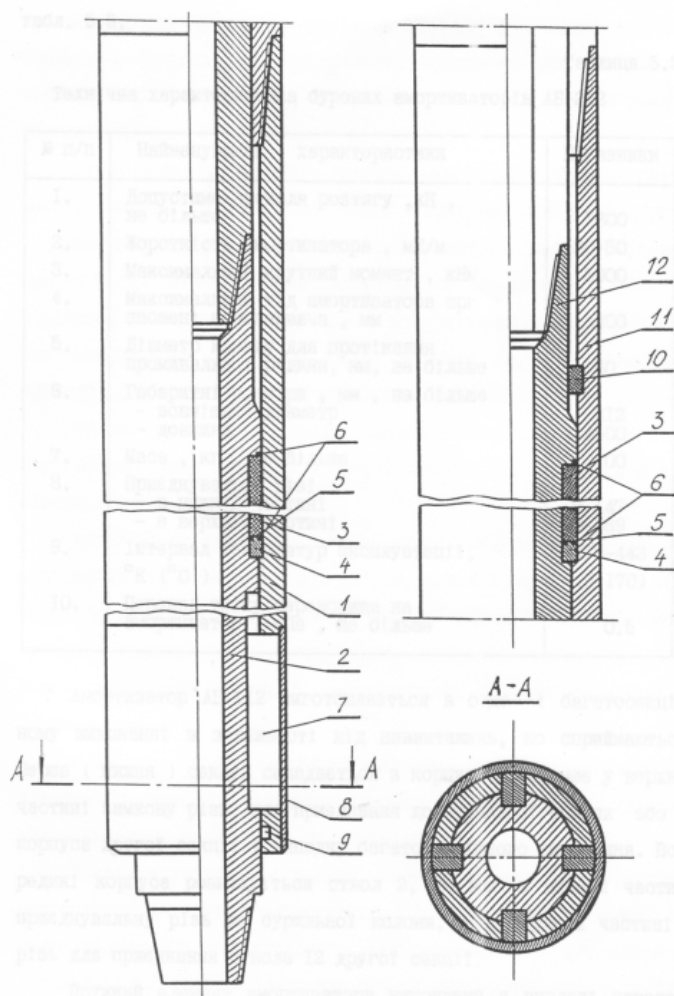


Рис. 4. Амортизатор буровий АБ-212

Будова другої і наступних секцій аналогічна, за винятком відсутності вузла передачі крутного моменту та ущільнення у проміжних секціях.

Амортизатор працює так: під дією осьового навантаження від ваги бурильної колони ствол 2 переміщується відносно корпусу 1, у результаті поршень ствола 2 стискає пакет гумового наповнювача 3. Отже, динамічні зусилля, що виникають в бурильній колоні, сприймаються пружним наповнювачем амортизатора.

У разі багатосекційного виконання пружні елементи секцій з'єднано паралельно, в результаті чого сприйнятливість до осьових навантажень підвищується.

Дослідну партію з чотирьох амортизаторів АБ-212, згідно з розробленою технічною документацією, виготовив Долинський підрозділ БВТО ВО «Укрнафта» і відправив у ВО «Арктикморнафтогазрозвідка» для використання при бурінні з плавучих засобів.

Для буріння вибухових свердловин завглибшки 25 м у цеху кар'єру нерудних копалин 588 (КНК-588) Міністерства оборони СРСР у ГНДЛ-2 було розроблено дві конструкції віброзахисних пристроїв: систему пасивного віброзахисту бурового ставу (СПВБС) та пружну муфту ПМ-180.

Конструкцію СПВБС зображено на рис. 5. СПВБС складається з трьох функціональних вузлів: вузла гідравлічного поглинача, вузла пружного елемента та вузла передачі обертового моменту.

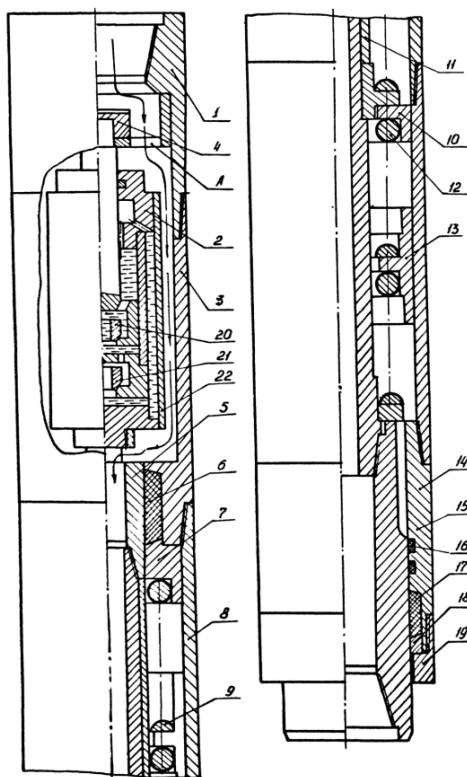


Рис. 5. Система пасивного віброзахисту бурового ставу

Вузол гідравлічного поглинача складається з перехідника 1, гідравлічного поглинача 2, корпусного перехідника 3, гайки фіксації поглинача 4, втулки 5, яка з'єднує поглинач зі стволом пристрою, ущільнювача 6, який роз'єднує внутрішні порожнини вузлів гідравлічного поглинача та пружного елемента.

Вузол пружного елемента складається з втулки 7, корпусу 8, гвинтових пружин стиску, упорних дисків 10, внутрішніх розпірних втулок 11, рухомих дисків 12 та рухомих втулок 13.

Вузол передачі обертового моменту складається з зовнішньої 14 та внутрішньої 15 півмуфт, які утворюють шліцьове з'єднання, гумових ущільнювальних кілець 16, сальникової набивки 17, кільця 18, гайки 19.

Пристрій працює так: під час коливного процесу долота, яке через перехідник з'єднане з пристроєм, пружини стискаються, кінетична енергія коливань перетворюється в потенціальну енергію деформації. Одночасно частина кінетичної енергії в гідравлічному поглиначі перетворюється на теплову внаслідок сил тертя. Жорсткість пристрою визначається кількістю пружин стиску, встановлених паралельно, а демпфування – кількістю дросельних отворів у клапанах поглинача.

Під час промислових випробувань системи в КНК-588 було пробурено 200 вибухових свердловин загальною довжиною 5000 м. Літологічний переріз свердловин складений пісковиками стрийської світи, твердість за штампом яких $p_{\text{ш}}=1420-1750$ МПа. За результатами цих випробувань встановлено, що під час використання системи проходка на долото збільшилася удвічі, а механічна швидкість буріння – на 11,1%. В табл. 4 наведено технічну характеристику СПВБС.

Таблиця 4. Технічна характеристика системи пасивного віброзахисту бурового ставу

Назва характеристик	Показники
1. Зовнішній діаметр, мм	180
2. Діаметр доліт, мм	215,3
3. Допустиме зусилля стиску, кН	150-300
4. Осьова жорсткість, кН/м	2100-8400
5. Демпфування, кН·с/м	60-180
6. Максимальний обертовий момент Н/м	5000
7. Довжина, мм	2600

Пружна муфта ПМ-180, конструкцію якої зображено на рис. 6, складається з корпусу 2, шліцьового валу 6, між якими розміщені секції, в які входять внутрішня 5 та зовнішня 4 обойми. З'єднання обойми 5 валом 6 та обойми 4 з корпусом 2 – шліцьові. Між обоймами розміщено пружну еластичну втулку 3 із зовнішніми та внутрішніми прорі-

зами (рис. 6, в), якими ця втулка з'єднується з обоймами. Осьове статичне навантаження від приводу бурильного верстата до долота передається через упорний кульковий підшипник 8. Центрування підшипника здійснюється втулками 7 і 9. Гайка 10 запобігає випаданню шліцьового вала під час підймання бурового ставу. Перехідник 1 забезпечує з'єднання муфти з буровим ставом.

Муфта працює так. Під час передачі обертового моменту від корпусу 2 до вала 6 втулка перебуває у складному напруженому стані. Частина втулки, яка знаходиться між боковими поверхнями кулачків обойм, працює на стиск (див. рис. 6, б), а ділянки втулки, які розміщені між торцевими поверхнями кулачків обойм, працюють на зсув (див. рис. 6, а). Під час деформації пружного елемента проковзування торцевих поверхонь обойм відсутнє. Це забезпечується попереднім зусиллям деформації пружного елемента, яке становить 6000–7000 Н.

Основною характеристикою муфти є демпфування. За значного демпфування значна частина енергії крутильних коливань корпусу долота перетворюється на теплову, забезпечуючи стабільну роботу бурового ставу. Промислові випробування муфти було проведено в КНК-588. За результатами цих випробувань встановлено, що під час використання муфти проходка на долото збільшилася у 2,2 раза, а механічна швидкість буріння зменшилася на 15,4%. В табл. 5 наведено технічну характеристику муфти.

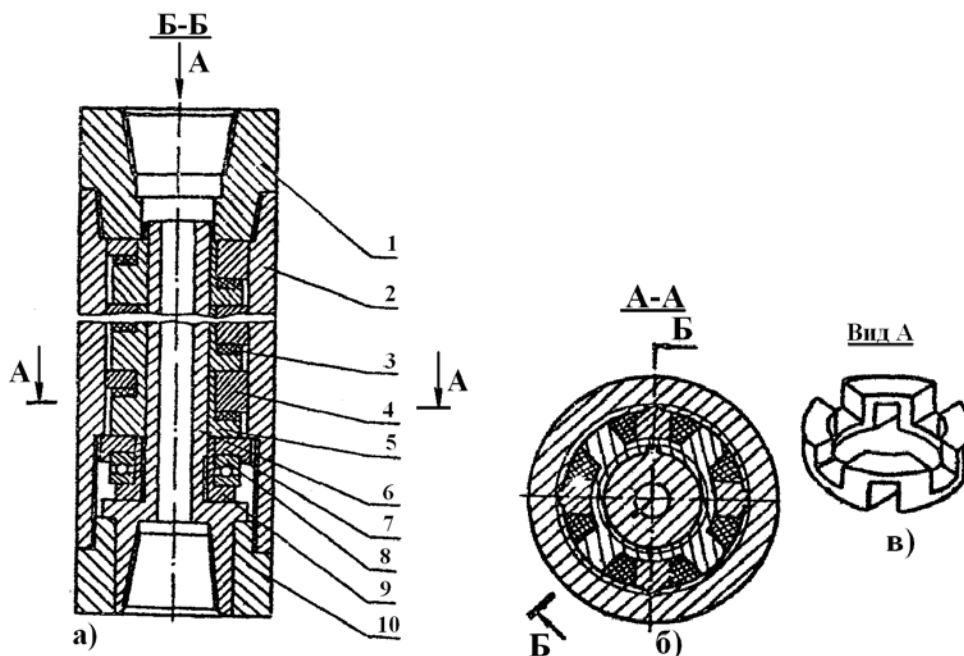


Рис. 6. Пружна муфта ПМ-180

Таблиця 5. Технічна характеристика пружної муфти ПМ-180

Назва характеристик	Показники
1. Зовнішній діаметр, мм	180
2. Діаметр доліт, мм	215,3
3. Допустиме зусилля стиску, кН	250
4. Демпфування, кН·с/м	100-300
5. Максимальний обертовий момент, який передає одна секція, Н/м	500
6. Максимальний обертовий момент за шести секцій, Н/м	3000
7. Довжина шести секцій, мм	930

За результатами промислових випробувань зазначених вище конструкцій віброзахисних пристроїв та результатів стендових досліджень впливу жорсткості і демпфування цих пристроїв на процес руйнування гірських порід, які було проведено під керівництвом зав. кафедри вищої математики ІФНТУНГ д.т.н., професором В. М. Мойсишиним, розроблялись пристрої зміни цих параметрів. На рис. 7 зображено конструкцію одного з них – регулятора осьової жорсткості (РОЖ-178) компонування низу бурильної колони.

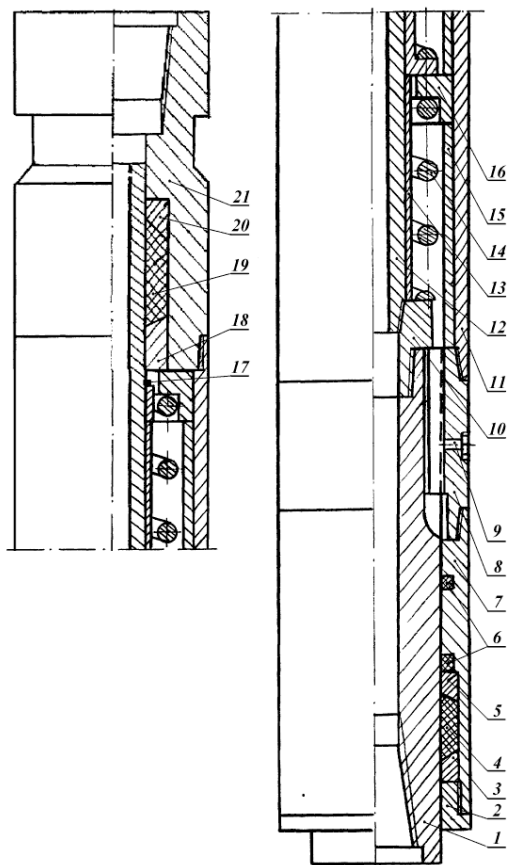


Рис. 7. Регулятор осьової жорсткості КНБК

Регулятор осової жорсткості КНБК складається з внутрішньої півмуфти 1 вузла передачі обертового моменту, різьбової гайки 2, нижньої упорної втулки 3, ґрундбукси 4, верхньої упорної втулки 5, гумових кілець 6, корпусу нижнього ущільнювального вузла 7, зовнішньої півмуфти 8 вузла передачі обертового моменту, болтів 9, які закривають отвори для заливання мастила, перехідника 10 вузла пружного елемента, корпусу 11, ствола 12, внутрішніх центрувальних втулок 13, ґвинтових пружин стиску 14, зовнішніх центрувальних втулок 15, упорних кілець 16, пружинного стопорного кільця 17, нижньої упорної втулки 18 верхнього ущільнювального вузла, ґрундбукси 19, верхньої упорної втулки 20, перехідника 21.

Пристрій працює так: у процесі буріння обертовий момент 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 на потенціальну енергію пружної деформації пружин стиску 14. Жорсткість пружного вузла пристрою визначалась кількістю пружин стиску, встановлених паралельно. Промислові випробування пристрою було проведено в шахтоуправлінні «Покровське» компанії «Донецьксталь». Від травня до жовтня 2011 р. буровий комплекс Utra Single 150 пробував 15 дегазаційних свердловин завглибшки 676–758 м. Під час цих випробувань жорсткість пружного елемента пристрою встановлювали на трьох рівнях: 2100, 4200, 8400 кН/м. На кожному рівні жорсткості було пробурено по п'ять свердловин. За результатами буріння п'яти свердловин середня швидкість буріння за жорсткості 2100 кН/м становила 10,02 м/год, за жорсткості 4200 кН/м – 7,97 м/год, за жорсткості 8400 кН/м – 6,21 м/год. За цими результатами зменшення жорсткості пристрою від 8400 кН/м до 2100 кН/м збільшує механічну швидкість буріння на 61%. Ймовірність ухвалення такого рішення – 0,95.

Регламенти поглиблення свердловин компонуваннями з ВЗП та інструктивні документи, розроблені на їхній основі

Застосовувати ВЗП перш за все доцільно у випадках, коли:

1. Розрізи свердловин складені тріщинуватими, кавернозними, анізотропними, часто перемежовуваними за твердістю і пластичністю породами при використанні шарошкових доліт і доліт ріжучого типу.
2. Зношуваність опор шарошкових доліт значно випереджає зношуваність їхнього оснащення.
3. Існує сколювання твердосплавного оснащення шарошкових доліт у розрізах твердих малопластичних порід.
4. Виникають інтенсивні вібрації верхньої частини бурильної колонни, елементів талевої системи та наземного обладнання.

5. Низькі техніко-економічні показники процесу буріння через хвилювання морської поверхні, що викликають значні коливання бурового судна.

6. Стаються часті аварії з бурильною колоною в результаті втомних явищ і розладу різбових з'єднань.

7. Спостерігається підвищена зношуваність елементів бурильної колони.

Зупинімося на технологічних регламентах застосування ВЗП.

На початку довбання при бурінні із застосуванням ВЗП (як і без нього) слід протягом 10-15 хвилин провести припрацювання долота при навантаженнях, що відповідають 10-15 % від максимально допустимих, а потім плавно, без стрибків і короткочасних перевантажень, збільшити осьове навантаження до проектної величини.

При появі в ході довбання інтенсивних вібрацій бурильного інструменту слід змінити швидкість обертання ротора або осьове навантаження на долоті в той чи той бік до величин, за яких вібрації припиняються. Відомості про вібрації передаються в технологічний відділ для розв'язання питання про застосування ВЗП.

Зауважмо, що застосування віброзахисних пристроїв найефективніше за тих частот обертання ротора, за яких існували інтенсивні вібрації при бурінні без ВЗП. Це дозволяє збільшити механічну швидкість і проходку на долото.

При бурінні в абразивних розрізах твердих і міцних порід для зменшення зношуваності корпусу ВЗП по діаметру режим роботи бурильного інструменту слід вибрати з вищими осьовими навантаженнями і меншими частотами обертання ротора порівняно з розбурюванням малоабразивних порід.

У процесі поглиблення свердловин компонуваннями з ВЗП слід уважно стежити за ходом довбання, не допускати «перетримок» долота на вибої або його передчасного підймання. За відсутності досвіду буріння з амортизаторами для забезпечення їх ефективного використання можна при збереженні режимних параметрів збільшити час роботи шарошкового долота на 10-25 %.

При виборі місця установки і характеристик ВЗП у зонах динамічної стійкості КНБК слід користуватись залежностями коефіцієнта динамічності k_d від жорсткості k_a , демпфування α_a і місця установки L_a амортизатора і такими міркуваннями:

1. При випереджувальній зношуваності опор порівняно із зношуваністю оснащення параметри пружного елемента амортизатора k_a , α_a і місця установки L_a вибирають з умови ослаблення, а при однаковій і меншій зношуваності опор порівняно з озброєнням – з умови підсилення динамічності компонування.

2. При значних сколюваннях твердосплавного озброєння параметри k_a , α_a , L_a вибирають з умови зменшення коефіцієнта динамічності k_d бурильної колони.

3. При відборі керна місце установки ВЗП вибирають так, щоб звести до мінімуму динамічні зміщення кернавідбірного снаряда, тобто, як правило, безпосередньо над ним.

4. При інтенсивних вібраціях бурильного інструменту ВЗП слід підбирати з меншою жорсткістю і більшим демпфуванням пружного елемента.

5. При збільшенні твердості і зменшенні пластичності порід, а також розбурюванні порід з великою енергоємністю слід віддати перевагу ВЗП з меншими величинами жорсткості і демпфування пружного елемента.

6. Підбір жорсткості та демпфування амортизаторів здійснюють на основі багатофакторних емпіричних моделей інтегральних показників буріння, одержаних у стендових і адаптованих до промислових умов.

Дані про потрібні величини жорсткості і демпфування пружних елементів передають у майстерні БВТО, де збирають віброзахисні пристрої з цими характеристиками та відправляють їх на бурову.

Остаточню вибирають місце установки ВЗП з урахуванням динамічної стійкості та необхідного віброзахисту бурильної колони.

До числа основних результатів проведених досліджень слід також віднести п'ять інструктивних документів, призначених для підбору параметрів компонування і режиму буріння та регламентування використання ВЗП при поглибленні свердловин роторним способом.

Даймо їх загальну характеристику:

1. Векерик В. И., Мойсишин В. М. Инструкция по применению виброзащитных инструментов в компоновке бурильной колонны при бурении вертикальных скважин // ИФИНГ. – Ивано-Франковск, 1987. – 87 с.

«Инструкцию...» затвердили генеральний директор ВО «Укрбургаз» С. Я. Носко 20 січня 1987 р. та генеральний директор ВГО «Полтавнафтогазгеологія» В. М. Стефанишин 20 травня 1987 р.

Документ складено на основі результатів теоретичних і промислових досліджень, зв'язаних з розробкою віброзахисних пристроїв і методики їх ефективного використання, та адресовано інженерно-технічним, науковим працівникам підприємств і організацій, що займаються питаннями проектування компонувань бурильних колон та їх експлуатацією.

«Инструкция...» містить основні положення віброзахисту, критерії ефективності застосування ВЗП, вимоги до технології буріння з амортизаторами, рекомендації з підбору жорсткості, демпфування амортизаторів та місця їх установки, питання підготовки ВЗП до роботи, відомості про їх можливі несправності і способи усунення.

Документ забезпечено комп'ютерною програмою, яка дозволяє оцінити вплив того чи того параметра на динамічні характеристики поздовжніх коливань бурильної колони. В кінці «Инструкции...» дано

прикладі розрахунків і практичного використання ВЗП при бурінні свердловин.

У додатках наведено методику визначення кінематичної функції збурення коливань шарошковими долотами, конструктивні особливості і технічні характеристики вітчизняних і зарубіжних віброзахисних пристроїв, а також деякі геометричні і технічні параметри бурового обладнання.

Документ пройшов дослідно-промислову перевірку у ВГО «Полтавнафтогазгеологія», тресті «Укрбургаз», ВО «Укрнафта», ВГО «Західукргеологія» і «Єнісейнафтогазгеологія» [28].

2. Векерик В. И., Мойсишин В. М. Инструкция по подбору параметров виброзащитных инструментов для бурения скважин на море с плавучих средств // ИФИНГ. – Ивано-Франковск, 1989. – 55 с.

«Инструкцию...» затвердив генеральний директор ВГО «Арктикоморнафтогазрозвідка» (ВГО «АМНГР») Е. М. Решетняк 27 грудня 1989 р. Її адресовано буровим організаціям ВО «АМНГР», які застосовують ВЗП при морському бурінні.

Документ містить загальні положення, обґрунтування доцільності застосування ВЗП, основні залежності, що встановлюють взаємозв'язок між коливаннями бурильного інструменту на усті і вибої свердловини, вимоги до технології буріння з амортизаторами, описує конструкції ВЗП, їхні можливі несправності і способи усунення.

Як додаток документ містить комп'ютерну програму, яка дає можливість проводити динамічні розрахунки механічної системи «порода – бурильний інструмент – бурове судно» і підбирати параметри компонування при поглибленні свердловин на морі.

«Инструкция...» пройшла промислову перевірку у ВГО «Арктикоморнафтогазрозвідка» при бурінні свердловин з бурових суден «В. Муравленко» і «В. Шашин».

3. Методика раціональної відпрацювання доліт при роторному бурінні з урахуванням динамічної стійкості КНБК / М. А. Мислюк, В. М. Мойсишин, І. Й. Рибич, В. С. Котельников // ДП «Укрбургаз». – Красноград, 1994 с. – 46 с.

Методику затвердив головний інженер ДП «Укрбургаз» В. Г. Філь 8 лютого 1994 р.

Документ присвячено:

розробці на основі експериментів із загальмованим барабаном лебідки і теоретичному обґрунтуванню способу визначення осьових навантажень на долото, що відповідають станів динамічної стійкості низу бурильної колони;

промисловим дослідженням та удосконаленню технології відпрацювання шарошкових доліт при роторному бурінні на основі емпіричної інформації про динамічну стійкість низу бурильної колони;

розробці технологічних регламентів раціонального відпрацювання шарошкових доліт та оцінці їхньої ефективності.

У методиці наведено алгоритми, згідно з якими розроблено і апробовано пакет комп'ютерних програм «РЕЖИМ» для вибору оптимальних режимних параметрів за критеріями рейсової швидкості буріння, вартості метра проходки свердловини за затратами, що залежать від часу буріння та вартості інтервалу буріння як для моделей з урахуванням зношування оснащення доліт, так і без нього.

«Методика...» пройшла дослідно-промислову перевірку в ДП «Укрбургаз» у 1994–1995 роках.

4. Методика підбору пристроїв зміни жорсткості КНБК для буріння свердловин роторним способом // В. М. Мойсишин, Р. С. Щербій, В. І. Пилипець та ін. // ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2013. – 40 с.

Методику затвердили начальник Прикарпатського УБР А. Ю. Гуць 9 лютого 2013 р. та голова правління ШУ «Покровське» Ю. І. Головка 17 лютого 2013 р.

Документ складено на основі результатів стендових досліджень енергоємності руйнування гірських порід та адресовано інженерно-технічним і науковим працівникам підприємств і організацій, що займаються бурінням свердловин.

На основі методики визначено емпіричні коефіцієнти адаптованої до промислових умов багаторозмірної емпіричної моделі, за якою знаходимо жорсткість ВЗП, що забезпечує мінімум енергоємності $\bar{W}_D$.

5. Методика адаптації багатофакторної математичної моделі механічної швидкості буріння до промислових умов / В. М. Мойсишин, Р. Б. Щербій, В. І. Пилипець та ін. // ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2013. – 16 с.

Методику затвердив Голова правління ШУ «Покровське» Ю. І. Головка 17 лютого 2013 р.

Документ складено на основі результатів стендових досліджень механічної швидкості буріння свердловин та адресовано інженерно-технічним та науковим працівникам підприємств і організацій, що займаються бурінням свердловин.

На першому етапі знаходимо жорсткість C віброзахисного пристрою за адаптованою трифакторною емпіричною моделлю енергоємності руйнування гірських порід, яка забезпечує мінімум $\bar{W}_D$.

На другому етапі на основі методики визначаються емпіричні коефіцієнти адаптованої до промислових умов багатофакторної емпіричної моделі V_{MEX} , за якого знаходимо режимні параметри буріння та демпфування β амортизатора, що забезпечує максимум механічної швидкості буріння свердловин.

Висновки

1. Удосконалено відомі (шляхом підбору характеристик пружних елементів) та запропоновано нові конструкції віброзахисних пристроїв. Організовано їх виготовлення і впровадження при роторному бурінні

свердловин, створено інструктивні документи, які регламентують їхнє використання.

2. За результатами промислових досліджень впливу віброзахисних пристроїв на показники поглиблення свердловин одержано збільшення проходки на долото на 9-15 % та механічної швидкості буріння на 17-40 %. При цьому амплітуди поздовжніх коливань бурильних колон, до складу яких входять амортизатори, зменшилися в 3-4 рази.

Література

1. Стійкість і коливання бурильної колони // В.М. Мойсишин, Б.Д. Борисевич, Ю.Л. Гаврилів, С.А. Зінченко. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2013. – 590 с.
2. Захист бурильної колони від вібраційних навантажень: Наукове видання / П.І. Огородніков, В.М. Світлицький, Ю.З. Щербатюк. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2012. – 279 с.
3. Векерик В.И., Мойсишин В.М. Инструкция по подбору параметров виброзащитных инструментов для бурения скважин на море с плавучих средств. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1989. – 60 с
4. Векерик В.И., Мойсишин В.М. Инструкция по применению виброзащитных инструментов в компоновке бурильной колонны при бурении вертикальных скважин. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1987. – 81 с.
5. Методика применения разных типов амортизаторов при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях ПО «Укрнефть»; РД 39-0135391-011-86. – Ивано-Франковск, ИФИНГ, 1986. – Ч.1. – 41 с.
6. Методика раціональної відробки доліт при роторному бурінні з урахуванням динамічної стійкості КНБК / М.А.Мислюк, В.М.Мойсишин, І.Й.Рибчич, В.С.Котельников. – Красноград: ДП «Укрбургаз», 1994. – 46 с.
7. Борисевич Б.Д., Замиховский Л.М. Исследование влияния параметров компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на ее техническое состояние методами виброакустической диагностики // Методы и средства виброакустической диагностики: Тезисы Всесоюзн. конф. – Ивано-Франковск, 1988. – С. 120-121.
8. Борисевич Б.Д., Лисканич М.В., Драгомирецкий Я.М. Исследование влияния коэффициента демпфирования амортизатора на осевую динамическую силу методами вибродиагностики // Методика и средства технической диагностики. Сборник материалов XI Межвузовской школы – семинара «Методика и средства технической диагностики». – Ивано-Франковск, 1992. – С. 172-179.
9. Борисевич Б.Д., Лисканич М.В., Сітко Ю.Я. Інформаційна модель процесу зміни осьової динамічної сили при бурінні компоновкою різної жорсткості // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Технічна кібернетика та електрифікація об'єктів паливно-енергетичного комплексу. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – Вип.37 (Т.6). – С. 158-165.

10. Векерик В.И., Мойсишин В.М. Аналитическое исследование колебаний бурильной колонны при включении в ее компоновку амортизаторов. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1987. – 7 с. – Деп. в УкрНИИНТИ 06.03.87, №912.
11. Векерик В.И., Мойсишин В.М., Ненашев С.В. Влияние места установки амортизатора в бурильной колонне на показатели бурения скважин // ЭИ ВНИИОЭНГ: Бурение, отечеств. опыт. – 1987. – №5. – С. 12-14.
12. Дослідження роботи універсального бурового амортизатора / В.І.Векерик, О.Ю.Витязь, В.М.Мойсишин та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – 1998. – Вип.35 (Т.2). – С. 7-15.
13. Замиховский Л.М., Борисевич Б.Д. Оценка эффективности виброзащиты бурильного инструмента при проводке скважин // Механика горных пород при бурении: Тезисы Всесоюзн. конф. – Грозный, 1988. – С. 51-52.
14. Замиховский Л.М., Борисевич Б.Д., Касек Н.Я. Упругая муфта УМ-180 // Информационный листок № 88-013 о передовом производственно-техническом опыте. – Ивано-Франковск: МТЦНТИ, 1988. – 4 с.
15. Исследование влияния характеристик бурового амортизатора и места его установки на колебания элементов бурильной колонны // В.И. Векерик, В.М.Мойсишин, В.А.Варенник и др. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1987. – 8 с. – Деп. в УкрНИИНТИ 09.03.87, №915.
16. Мойсишин В.М. Поперечные колебания бурильной колонны с амортизатором // Методы и средства технической диагностики: Сб. материалов XI Межвуз. школы-семинара. – Ивано-Франковск, 1992. – С. 131-136.
17. Мойсишин В.М., Векерик В.И., Геращенко Н.В. Влияние амортизатора на величину динамической составляющей осевой силы на долоте // Методы и средства технической диагностики: Сб. материалов XI Межвуз. школы-семинара. – Ивано-Франковск, 1992. – С. 160-165.
18. Мойсишин В.М., Геращенко Н.В. Влияние жесткости и места установки амортизаторов крутильных колебаний на динамику бурильной колонны // Методы и средства технической диагностики: Сб. материалов XI Межвуз. школы-семинара. – Ивано-Франковск, 1992. – С. 140-147.
19. Мойсишин В.М., Кулинин З.В. Динаміка бурильної колони з амортизатором при ліквідації прихоплень ударним способом // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – 1996. – №33. – С. 207-215.
20. Огородников П.І. Імітаційна модель заглиблення вибою свердловини // Нафтова і газова промисловість. – 1982. – №2. – С. 25-27.
21. Огородников П.І., Світлицький В.М., Малярчук Б.М. Вібрації та хвильові процеси в бурильній колоні як додатковий ресурс збільшення корисної потужності на долоті // Нафтова та газова промисловість. – 2010. – №5. – С. 19-22.

22. Определение динамических усилий в элементах бурового амортизатора / В.Г.Борецкий, Ф.И.Стоцкий, Ю.С.Замора, П.И.Огородников // Нефтяная и газовая промышленность. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – №1. – С. 23-25.
23. Опыт применения амортизаторов для бурения скважин / В.А.Варенник, И.И.Фрыз, В.М.Мойсишин и др. // ЭИ ВНИИОЭНГ: Бурение. Отечеств. опыт. – 1987. – Вып.9. – С. 3-5.
24. Опыт применения устройств для изменения динамического режима работы бурильной колонны / В.Г.Борецкий, В.И.Векерик, С.В.Ненашев, Б.Д.Борисевич, Б.М.Романчук // Нефтяная промышленность. Серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – М., 1985. – Вып.2. – С. 31-33.
25. Пристрої зміни динаміки буріння на буровому стенді ІФНТУНГ / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4(33). – С. 18-23.
26. Щербій Р.Б., Мойсишин В.М. Встановлення кореляційних емпіричних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння нафтових та газових свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – №2. – С. 24-25.
27. Щербій Р.Б., Мойсишин В.М., Борисевич Б.Д. Кореляційні емпіричні залежності між статичною складовою навантаження на долото та механічною швидкістю буріння за різних значень жорсткості бурового стендового інструменту // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – 4(37). – С. 47-54.
28. Мойсишин В.М. Основи механіки бурильної колони при поглибленні свердловин роторним способом: Дис. ... докт. техн. наук. – Івано-Франк.: ІФДТУНГ, 1996. – 498 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 06.11.2025 р.

Прийнято до друку 07.11.2025 р.

**VIBRATION ISOLATION DEVICES DEVELOPED
AT IVANO-FRANKIVSK NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY
OF OIL AND GAS AND REGULATORY DOCUMENTS
GOVERNING THEIR APPLICATION**

V. M. Moisyshyn 

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
15, Karpatska Street, Ivano-Frankivsk, 76019;
e-mail: math.nung.edu.ua*

The designs of vibration protection devices (VPDs) developed by four groups of scientists from the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas under the leadership of Doctors of Technical Sciences, Pro-

fessors P.I. Ogorodnikov, V.I. Vekeryk, L.M. Zamikhovsky and V.M. Moysyshyn are considered.

The design features of six vibration protection devices that reduce the vibration levels of rock-breaking tools are analyzed, and the technical characteristics of the considered VSDs are presented.

Technological regulations for deepening wells with VZP layouts, developed based on industrial research, and general characteristics of five instructional documents intended for selecting the parameters of the drill string layouts, bottom, and the rotary drilling mode of wells are presented.

Keywords: vibration protection device, drill string bottom layout, vibrations, elastic element, stiffness, damping, instructional document.