

Міністерство освіти та науки України  
Національний університет «Львівська політехніка»

*На правах рукопису*

**МАТВІЙКІВ ТАРАС МИХАЙЛОВИЧ**

УДК 004.414.2; 004.942; 004.02.

**ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ УСУНЕННЯ УДАРІВ ТА ВІБРАЦІЙ  
В ПОХИЛО-СКЕРОВАНОМУ БУРІННІ**

05.13.06 – інформаційні технології

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Науковий керівник – Теслюк Василь Миколайович,  
доктор технічних наук, професор

*Ідентичність всіх примірників дисертації*

ЗАСВІДЧУЮ:

***Вчений секретар спеціалізованої  
вченої ради***

*Батюк А.Є.*

Львів – 2016

## ЗМІСТ

<b>РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ ТА ТЕХНОЛОГІЙ В БУРІННІ ГЛИБОКИХ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН.....</b>	<b>14</b>
1.1. Аналіз сучасних інформаційних систем забезпечення процесу буріння ..	14
1.1.1. Аналіз ІС контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння .....	16
1.1.2. Огляд існуючих вибійних інформаційно-вимірювальних систем.....	17
1.2. Огляд інформаційних технологій забезпечення процесу буріння .....	20
1.2.1. Огляд інформаційних технологій передачі даних вибій-поверхня .....	20
1.2.2. Огляд інформаційних технологій передачі команд поверхня-вибій ...	23
1.2.3. Огляд інформаційних технологій збору, збереження та опрацювання даних .....	24
1.2.4. Огляд інформаційних технологій WITSML віддаленого контролю та моніторингу процесу буріння.....	25
1.2.5. Аналіз інформаційних технологій існуючих в бурінні СППР .....	28
1.3. Аналіз надійності технічних засобів вибійних інформаційно-вимірювальних систем при дії механічних дестабілізуючих чинників.....	30
1.4. Висновки .....	34
<b>РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТІВ, ЗБОРУ І ОПРАЦЮВАННЯ СТАТИСТИЧНОГО МАТЕРІАЛУ, МОДЕЛЮВАННЯ РЕСУРСУ РОБОТИ ЕЛЕКТРОННИХ СВЕРДЛОВИННИХ ПРИЛАДІВ ..</b>	<b>36</b>
2.1. Особливості проведення експериментів, збору та опрацювання інформації .....	36
2.2. Математичне опрацювання статистичних даних при дослідженні надійності електронних свердловинних приладів .....	41
2.3. Виявлення та рангування основних дестабілізуючих чинників, що впливають на надійність процесу буріння .....	46
2.4. Генерація основних видів вібрацій бурової колони .....	49

2.5. Виявлення впливу основних видів вібрацій на надійність процесу буріння похило-скерованих свердловин .....	51
2.6. Розроблення математичної моделі оцінювання ресурсу роботи та ризику поломки ЕСП при наявності ударів та вібрацій .....	55
2.7. Модель промиву бурової колони .....	62
2.8. Висновки .....	70
<b>РОЗДІЛ 3. РОЗРОБЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ І МЕТОДІВ АВТОМАТИЧНОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА УСУНЕННЯ ВІБРАЦІЙ ПІД ЧАС ПОХИЛО-СКЕРОВАНОГО БУРІННЯ .....</b>	<b>72</b>
3.1. Виявлення інформаційних ознак ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння .....	72
3.2. Розроблення алгоритму оцінювання ситуації в масштабі реального часу	77
3.3. Розроблення причинно-наслідкової моделі виникнення відповідних видів вібрацій під час буріння .....	80
3.4. Розроблення моделі автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння на основі мереж Байєса .....	83
3.5. Розроблення методу автоматичного ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій на основі діаграм впливу .....	91
3.6. Перевірка адекватності інформаційної моделі діаграм впливу автоматичного усунення ударів та вібрацій.....	96
3.7. Розроблення методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння .....	99
3.8. Висновки .....	102
<b>РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ СППР АВТОМАТИЧНОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА УСУНЕННЯ ВІБРАЦІЙ ПІД ЧАС БУРІННЯ .....</b>	<b>104</b>
4.1. Визначення задач СППР та експертів .....	104
4.2. Побудова архітектури СППР усунення ударів і вібрацій.....	105
4.3. Розроблення структурної схеми та алгоритму функціонування СППР ..	108
4.4. Програмна реалізація розробленої СППР .....	111

4.4.1. Розроблення інтерфейсу користувача та модуля візуалізації основних параметрів буріння.....	113
4.4.2. Розроблення модуля захоплення даних в реальному масштабі часу	117
4.4.3. Особливості програмної реалізації моделей мереж Байєса та діаграм впливу в СППР.....	121
4.4.4. Побудова моделі на основі теорії мереж Петрі .....	124
4.5. Розроблення структури SQL БЗ.....	126
4.6. Висновки .....	130
<b>ЗАКЛЮЧЕННЯ .....</b>	<b>132</b>
Додаток 1. А) Технічні характеристики та конструктивна діаграма телеметричної системи “geolink”.....	134
Додаток 1. Б) Специфікації та основні характеристики роторної керованої системи (RSS-системи) компанії “gyrodata” .....	135
Додаток 1. В) Функціональна схема станції ГТВ "Геотест-5" .....	136
Додаток 4. А) Організація WITSML об'єктів .....	139
Додаток 4. Б) Типи зростаючих WITSML об'єктів .....	140
<b>ЛІТЕРАТУРА .....</b>	<b>141</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

IT	Інформаційна технологія
IS	Інформаційна система
СППР	Система підтримки прийняття рішень
MBR-метод	Метод міркувань на основі моделей
CBR-метод	Метод міркувань на основі прецедентів
АСУ	Автоматизована система управління
ПЗ	Програмне забезпечення
МБ	Мережа Байєса
ЕСП	Електронний свердловинний прилад
MWD	Measurements While Drilling (технологія вимірювань під час буріння за допомогою телеметричних систем)
LWD	Logging While Drilling (технологія каротажу під час буріння)
RSS	Rotary Steerable System (роторна керована система, що використовується у бурінні похило-скерованих свердловин)
БТ	Бурильна труба
ОБТ	Обважена бурильна труба
БК	Бурильна колона
КНБК	Компоновка низу бурильної колони
PDC	Polycrystalline Diamond Compact (тип бурильних доліт із полікристалічними алмазними вставками)
ГТГДС	Геолого-технологічні та геохімічні дослідження свердловин
XML	Extensible Markup Language (стандарт побудови мов розмітки ієрархічно структурованих даних)
WITSML	Wellsite Information Transfer Standard Markup Language (міжнародний промисловий стандарт передачі даних, між організаціями в нафтогазовій галузі)

OPC UA	Уніфікована архітектура OPC. Специфікація, що визначає передачу даних і взаємодію пристроїв в промислових мережах
API	Application Programming Interface (набір визначень взаємодії різнотипного програмного забезпечення)
SQL	Structured Query Language (декларативна мова програмування структурованих запитів для взаємодії користувача із базами даних)
БД	База даних
СКБД	Система керування базами даних
СУБМ	Система управління базами моделей
СУП	Система управління повідомленнями
ЕА	Електронний апарат
ЕРЕ	Електро-радіо-елементи
МП	Мікропроцесор
МЕМС	Мікроелектромеханічна система
MTTF	Mean time to failure (час роботи системи до першої відмови)
MTBF	Mean time between failures (напрацювання на відмову)
RMS	Root Mean Square (середньоквадратичне значення амплітуди вібрацій)
ERD	Extended-reach drilling – технологія буріння свердловин із значним відходом від вертикалі

## ВСТУП

**Актуальність теми дисертації.** Забезпечення енергетичної незалежності України в умовах виснаження приповерхневих нафтових і газових пластів спонукає бурити глибокі (5000 – 6000 метрів) похило-скеровані свердловини [1-3]. Поширеним є буріння горизонтальних свердловин та надглибоких горизонтальних свердловин зі значним відходом від вибою, так званих, ERD-свердловин (extended reach drilling), горизонтальна складова яких може сягати 10-12 тис. метрів [4]. Вони на сьогоднішній день є ефективним способом збільшення дебіту вуглеводнів.

Із зростанням глибини, породи більш спресовані ніж при поверхневому шарі, їх твердість зростає і бурити їх важче. Буріння супроводжується ударами долота об дно свердловини та бурових труб об її стінки з енергетичним спектром до 150g і більше. Це призводить до виникнення вібрацій [5-7] із частотою коливань близько 10 Гц і енергетичним спектром до 20g. Від цих коливань зазнають руйнівного впливу як електронні свердловинні прилади (ЕСП) [6], так і сама компоновка низу бурової колони (КНБК).

Сам процес буріння супроводжується значним нагріванням бурового інструменту. При глибокому похило-спрямованому бурінні відбувається нагрів бурового інструменту і контрольно-вимірювальних приладів, як за рахунок природного підвищення температури [1] (приблизно 3°C на кожні 100 м глибини по вертикалі), так і за рахунок різних видів тертя під час буріння. В результаті цього температура на глибині сягає 100...150°C, а у окремих випадках НРНТ-свердловин (high pressure, high temperature) може досягати 300°C і більше. На даний час проводяться дослідження [9-11] з метою пошуку нових матеріалів для побудови компонент ЕСП, що можуть працювати в таких умовах.

При глибокому похило-спрямованому бурінні у бурових трубах виникають механічні напруження [12], величина яких може сягати  $10^8$  Па. Циклічне повторення цих напружень під час обертового буріння викликає руйнування бурильних труб (БТ) та ЕСП.

Відмова бурового інструменту на великій глибині, зумовлює значні фінансові затрати, оскільки для заміни бурового інструменту або вибійних ЕСП необхідно піднімати на поверхню землі і демонтувати усю довжину бурильних труб. Середня вартість дня буріння на морському буровому станку може сягає \$200-250 тис., а на глибоководних бурових платформах до \$1 млн. в день.

При появі перших телеметричних систем (MWD) та систем каротажу під час буріння (LWD), їх заявлений ресурс роботи у 1981 році складав 30 год., а у 1991 році 260 год. На сьогоднішній день, заявлений ресурс роботи таких систем становить 1000-2000 год [13]. Та не дивлячись на досить високу динаміку позитивної зміни напрацювання на відмову (табл. 1), ресурс роботи сучасних електронних свердловинних приладів приблизно на 1-2 порядки менший за ресурс роботи інших (не бурових) електронних пристроїв, який складає приблизно  $10^5$  год.

Таблиця 1.

## Динаміка позитивної зміни ресурсу роботи ЕСП.

<b>Рік</b>	<b>Ресурс, г/в</b>
1985	50
1990	250
1995	600
2000	1000
2010	1600
2012	2000

При наявності поодиноких ударів величиною більше 50g або вібрацій частотою  $f = 10$  Гц та енергетичним спектром більшим 20g, для збереження працездатності дорогого обладнання, операторам часто вимагається приймати оперативні рішення [14]: чи продовжити буріння в попередньому режимі, чи продовжити буріння в новому режимі чи взагалі зупинити процес буріння. Рішення приймається в умовах невизначеності та наявності неточної і, часто,



суперечливої інформації. Враховуючи людський фактор, різні оператори можуть приймати різні, далеко не оптимальні рішення. Для унеможливлення цього необхідне впровадження інформаційних систем підтримки прийняття рішень (СППР) під час буріння [15-17] та автоматизація основних процесів буріння.

Проблема розроблення засобів автоматизації процесу буріння відображена у роботах ряду науковців в різних країнах світу. В Україні вагомий внесок у створення теоретичного базису й вирішення прикладних задач автоматизації процесу буріння внесли відомі вчені Івано-Франківського НТУ нафти і газу, інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України (м.Київ), Донецького НТУ, НУ "Львівська політехніка", а саме: М.І. Горбійчук, В.Б. Кропивницька, Л.М. Заміховський, М.А. Мислюк, Г.Н. Семенцов, В.М. Карпенко, В.В. Мохор, В.С. Білецький, А.В. Маляр, Б.С. Калужний та ін. В Росії автоматизацією буріння займаються при ВАТ "Уралмаш" та науково-дослідному інституті «Газпром ВНИИГАЗ». Значний внесок внесли вчені: Греков С.В., Вольгемут Е.А, Е.Є. Лукьянов, М.Г. Лугуманов. На заході автоматизацією буріння займаються провідні університети, нафтогазовидобувні та сервісні компанії: Норвезький університет науки та технологій, Х'юстонський університет, університет Пердью (Вест-Лафает, США), Техаський університет (Остін), компанії ExxonMobil (США), Shell (Нідерланди), Schlumberger (США) та NOV (США). Значний внесок внесли такі вчені, як: P. Skalle, A. Aamodt, H.S. Baik, D.M. Abraham, S. Gokhale, E. Gundersen, F. Sørmo, F. Florence, M. Guggari, W.L. Koederitz, H. Rodriguez, C.O'Kelly, D. Russell, O. Breyholtz, M. Nikolaou, P. Ashok та ін.

Вчені значну увагу приділяють розробленню систем штучного інтелекту, зокрема систем підтримки прийняття рішень (СППР) для буріння нафтогазових свердловин. Аналіз наукових досліджень показав, що більшість існуючих СППР використовують апарат MBR-- model-based reasoning (міркування на базі моделей) для побудови та реалізації експертних систем, котрі працюють в режимі порадника [61]. В СППР для буріння недостатню увагу приділено

використанню апарату мереж Байєса (МБ), котрий є доречнішим в умовах невизначеності, оскільки включає ймовірнісну складову певного процесу та є зручнішим при проведенні системного аналізу.

Суттєво зменшити негативний вплив людського фактору можливо шляхом автоматизації окремих задач управління, котрі виконувались оператором з буріння [18-20]. Такими задачами є ідентифікація та усунення ударів і вібрацій під час буріння. На сьогоднішній день, науковими інститутами основних сервісних компаній, що спеціалізуються на промисловому бурінні свердловин, широко проводяться дослідження даної області [21-24], але завершених комерційних продуктів інформаційних систем прийняття рішень щодо усунення ударів і вібрацій під час буріння, поки що не існує. Тому актуальним завданням є розроблення інформаційних технологій автоматичного усунення ударів і вібрацій в похило-скерованому бурінні.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота відповідає науковому напрямку кафедри автоматизованих систем управління “Методи, моделі та компоненти інформаційних управляючих систем і технологій” Національного університету “Львівська політехніка”. Дисертація безпосередньо пов'язана з планами наукових досліджень, які виконувалися в межах держбюджетних науково-дослідних робіт, а саме: “Розроблення компонентів для синтезу інтегрованих автоматизованих систем управління” (2014-2016 рр., № держ. реєстр. 0114U001232).

**Мета дисертаційної роботи** полягає в розробленні моделей, методів і засобів інформаційної технології автоматичної ідентифікації та усунення ударів і вібрацій бурової колони під час похило-скерованого буріння глибоких свердловин для підвищення ресурсу роботи електронних свердловинних приладів.

**Задачі дослідження.** Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно було розв'язати наступні задачі:

- провести аналіз особливостей, недоліків та переваг наявних інформаційних технологій та систем в бурінні а також СППР ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння;
- виявити основні інформаційні ознаки ударів та вібрацій бурової колони під час буріння;
- розробити модель автоматичної ідентифікації основних видів вібрацій, що враховує додаткову інформацію про процес буріння, зокрема сумісні покази як глибинних так і поверхневих давачів;
- розробити модель для оцінювання поточного ресурсу роботи електронних свердлових приладів в умовах одночасної дії різних видів вібрацій;
- розробити метод автоматичного ухвалення рішення про необхідність усунення вібрацій в режимі реального часу та умовах невизначеності, що враховує наявну інформацію про процес буріння, стан ЕСП, та поточні геологічні умови;
- розробити метод автоматичного усунення ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння, який враховує знання та досвід експертів щодо усунення вібрації у відповідних геологічних умовах;
- здійснити програмну реалізацію СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час буріння на основі розроблених методів та моделей.

У відповідності з поставленою метою **об'єктом теоретичних і експериментальних досліджень** в даній дисертаційній роботі є автоматизація технологічних процесів керування похило-скерованим бурінням глибоких нафто-газових свердловин, а **предметом досліджень** – методи, моделі та засоби системи підтримки прийняття рішень автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин.

**Методи досліджень.** Враховуючи специфічні особливості буріння глибоких похило-скерованих свердловин, зокрема дороге обладнання та високу вартість процесу буріння, в роботі проводились переважно пасивні факторні експерименти. Опрацювання результатів факторних експериментів

здійснювалось з використанням теорії ймовірності й математичної статистики. Для побудови формалізованого інтегрального оцінювання поточного ресурсу роботи ЕСП, використано метод математичного моделювання та аналогії із електронними апаратами. При розробленні СППР використовувалися методи з теорії експертних систем та математичного апарату мереж Байєса.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Наукова новизна дисертаційної роботи полягає у тому, що:

*Вперше розроблено:*

- імовірнісну модель автоматичної ідентифікації видів ударів та вібрацій, яка ґрунтується на причинно-наслідковій моделі виникнення вібрацій та теорії мереж Байєса, що враховує сумісні покази глибинних та поверхневих сенсорів і дає змогу автоматично визначати вид та достовірність ударів та вібрацій під час буріння;

- модель оцінювання ресурсу роботи електронного свердловинного приладу, яка завдяки застосуванню методу аналогії із електронними апаратами шляхом розрахунку коефіцієнту інтенсивності вібрацій описує процес руйнування ЕСП в умовах одночасної дії різних видів вібрацій та дає змогу визначити поточний ресурс роботи ЕСП.

*Вдосконалено:*

- метод ухвалення рішення в режимі реального часу та умовах невизначеності шляхом використання інформаційної моделі ухвалення рішення на основі діаграм впливу, яка враховує історію усунення вібрацій в поточних геологічних умовах, очікуваний час до кінця рейсу буріння, поточний рівень вібрацій, стан електронного свердловинного приладу та дає змогу у автоматичному режимі прийняти рішення про необхідність усунення ударів і вібрацій;

- метод автоматичного усунення ударів та вібрацій, що враховує досвід усунення вібрацій в поточних геологічних умовах та базується на основних алгоритмах усунення вібрацій шляхом варіації навантаження на

долото та зміни частоти обертання бурової колони і дає змогу автоматично усувати удари і вібрації під час похило-скерованого буріння.

**Практичне значення одержаних результатів.** Розроблені моделі та методи інформаційної технології реалізовані у вигляді СППР ідентифікації та усунення критичних ударів та вібрацій у похило-скерованому бурінні. Результати можуть бути використані в діяльності нафто- та газо- видобувних підприємств для підвищення надійності та ресурсу роботи електронних свердловинних приладів.

- Розроблена структура та програмно реалізована система підтримки прийняття рішення автоматичного усунення вібрацій під час буріння похило-скерованих свердловин, що сумісно використовує показники поверхневих і глибинних сенсорів та досвід експертів для визначення наявності певного виду вібрацій і прийняття рішення по способу їх усунення.

- Розроблені та досліджені алгоритми ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння, що поєднують використання як імовірнісних елементів мереж Байеса, так і знання та досвід.

- Розроблений програмний продукт, який в режимі порадики, придатний для промислового використання під час буріння похило-скерованих свердловин за допомогою сучасних MWD-, LWD-, RSS-систем. СППР може бути розміщена як локально - на бурових установках, так і в центрах контролю за процесом буріння. Захоплення даних реалізовано за стандартами WITSML.

**Особистий внесок здобувача.** Усі наукові результати дисертації, що виносяться на захист, отримані автором самотійно. У працях, виконаних у співавторстві, здобувачеві належить: вдосконалення методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння [100], розроблення алгоритму оцінювання ситуації та вдосконалення методу ухвалення рішення в режимі реального часу та умовах невизначеності [99], розроблення причинно-наслідкової моделі індукування вібрацій та автоматичної ідентифікації видів ударів та вібрацій на основі теорії мереж Байеса [94, 98] та моделі оцінювання

ресурсу роботи та ризику поломки електронних свердловинних приладів [90, 114], структури СППР, алгоритму роботи, програмного та інформаційного забезпечення СППР автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння [104], моделі промиву бурової колони [69, 115], результати дослідження застосування МЕМС в технології буріння [67, 111, 117, 118], моделі на основі мереж Петрі [100, 109], метод зменшення нагріву ЕСП [113].

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати наукових досліджень доповідалися і обговорювалися на 7-х міжнародних конференціях, зокрема: міжнародних науково-технічних конференціях "Modern Problems of Radio Engineering, Telecommunications and Computer Science" "TCSET" (Львів, Україна, 2006, 2010, 2012); Міжнародній науково-технічній конференції "The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics", CADSM, (Поляна, 2009, 2011, 2013); Міжнародній науково-технічній конференції "Perspective Technologies and Methods in MEMS Design"), MEMSTECH, (Поляна, 2006). Матеріали дисертації регулярно доповідались та обговорювались на наукових семінарах кафедри автоматизованих системи управління Національного університету "Львівська політехніка".

**Публікації.** Основні положення та результати дисертаційного дослідження викладено у 16 наукових працях, серед них 1 стаття опублікована в міжнародному виданні, яке включено до міжнародних наукометричних баз, 2 статті у виданнях України, які входять до міжнародних наукометричних баз, 6 статей у виданнях, що входять до переліку фахових видань України та 7 тез у матеріалах міжнародних науково-технічних конференціях.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Робота містить 133 сторінки основного тексту, 52 рисунка та 12 таблиць. Загальний обсяг дисертації – 155 сторінок, список літературних джерел налічує 120 найменувань на 15 сторінках. Дисертація містить 6 додатків, розміщених на 7 сторінках.

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ ТА ТЕХНОЛОГІЙ В БУРІННІ ГЛИБОКИХ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

Технології промислового буріння нафтогазових свердловин дуже швидко розвивалися та вдосконалювалися [25]. Ударний спосіб буріння у 1858 році перейшов в роторний (обертальний). Спочатку, роторне буріння здійснювалося обертанням долота разом з усією колоною бурових труб, безпосередньо з поверхні. При великій глибині свердловин, вага цієї колони досить велика, тому ще в ХІХ столітті, з'явилися перші пропозиції щодо створення вибійних двигунів, тобто двигунів, що розміщуються в нижній частині бурових труб, безпосередньо над долотом. В 1938 році появився промисловий електробур [26].

У зв'язку із зменшенням запасів вуглеводнів, сучасне буріння, як правило, відбувається в складних кліматичних та геологічних умовах, на великих глибинах та з високою точністю виходу свердловини на точку з наперед заданими координатами. Сучасне буріння нафтогазових свердловин [27] не може обходитись без неперервного високоточного та надійного електронного телеметричного супроводу із залученням сучасних ІС та технологій [27-33].

### **1.1. Аналіз сучасних інформаційних систем забезпечення процесу буріння**

Аналіз області дослідження та ряду літературних джерел [27-37] показує, що в даний час в глибокому похило-скерованому бурінні використовують інформаційні системи, які можна розділити на чотири основні групи (рис 1.1):

1. Інформаційні системи контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння [18-20, 34] (управління режимно-технологічними параметрами, діагностика окремих вузлів та механізмів, автоматизація спуско-підйомних операцій, тощо).

2. Вибійні інформаційно-вимірювальні системи [30, 31] (телесистеми (MWD-системи), системи каротажу в процесі буріння (LWD-системи), роторні керовані системи (RSS-системи)).

3. Поверхневі інформаційно-вимірювальні системи геолого-технологічних та геохімічних досліджень свердловин (ГТГДС) [29, 33] (системи збору, накопичення, опрацювання та відображення геолого-технологічних та геохімічних даних із поверхневих давачів).

4. Інформаційні системи віддаленого контролю та моніторингу процесу буріння [35-37] (збір та передача віддалених даних в режимі реального часу).

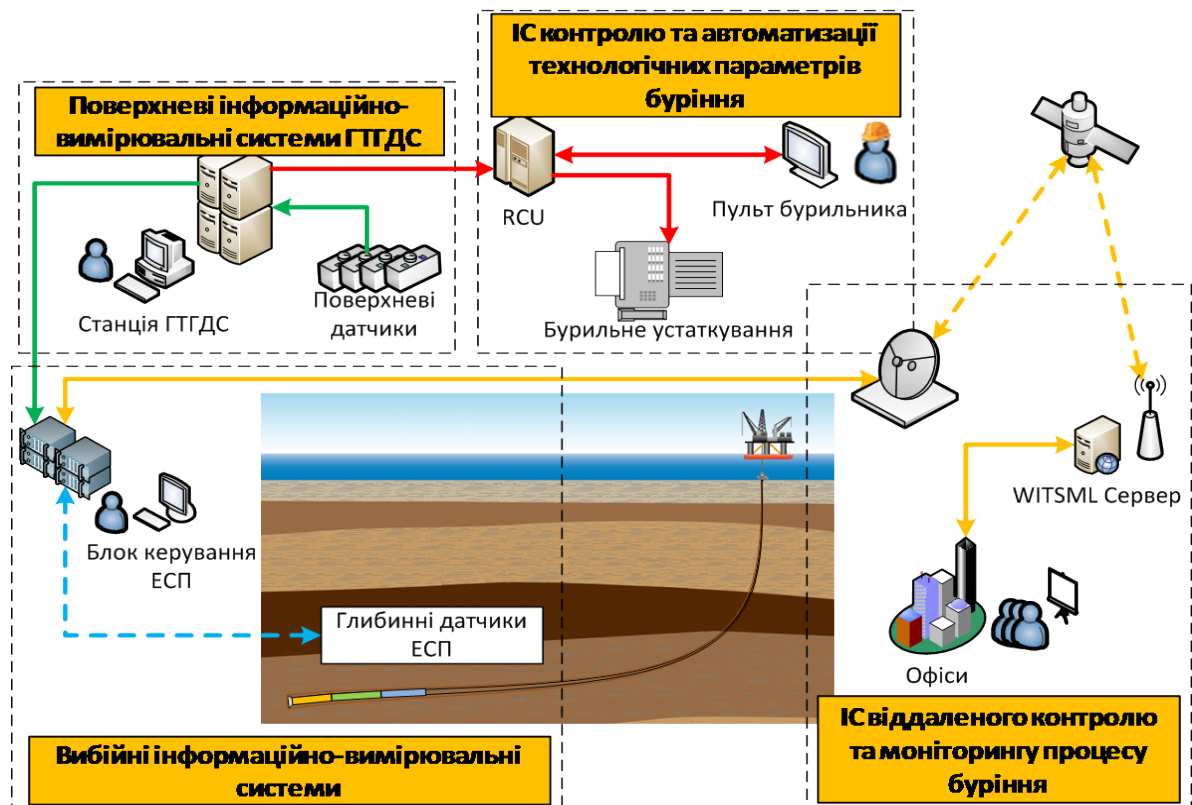


Рис. 1.1. Структурна схема груп інформаційних систем, які застосовуються в сучасному промисловому бурінні глибоких похило-скерованих свердловин

Із наведених чотирьох основних груп для системи підтримки прийняття рішень (СППР) автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння, найбільший інтерес представляють дві із них, а



саме: інформаційні системи контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння та вибірні інформаційно-вимірювальні системи.

### 1.1.1. Аналіз ІС контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння

Проблематикою дослідження ІС контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння, що входять до складу АСУ бурінням, займаються ряд науковців в різних країнах світу. У роботі [34] представлено структуру пристрою збору та опрацювання первинної інформації про стан буріння, що є невід'ємною частиною АСУ процесом буріння. В роботі розроблено принципову схему пристрою зв'язку персонального комп'ютера з об'єктом автоматизації. На рис 1.2 представлено типову структуру АСУ технологічними параметрами на базі ЕОМ.

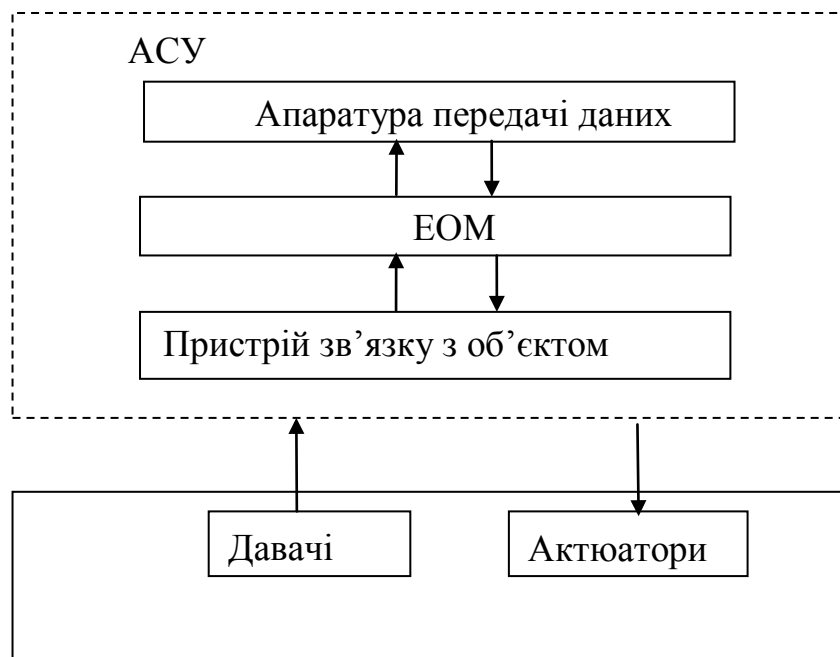


Рис. 1.2 Структура типової АСУ технологічних параметрів режиму буріння [34]

У роботі [34] також наведено приклади німецьких та японських досліджень в даній галузі, де науковці вважають, що ефективність і безпека буріння значно залежать від кваліфікації оператора по бурінню. Тому мета

розроблення бурового верстату з вбудованою ЕОМ полягає в забезпеченні високої надійності, ефективності і безпеки праці незалежно від кваліфікації оператора. Система управління збирає інформацію за шістьма параметрами і за заданим алгоритмом виробляє оптимальне управління верстатом.

Недоліки такої системи – відсутність алгоритмів автоматичної оптимізації та корекції параметрів буріння: відповідно до геологічних умов чи при виникненні певних видів вібрацій під час буріння. Також ця система не передбачає автоматизацію спуско-підйомних операцій.

У роботі В.М. Карпенко [18] проведено дослідження АСУ бурінням під час спорудження глибоких свердловин на базі багатопараметричної інформаційної моделі, яка також враховує інформацію про пружні властивості гірських порід. Система була застосована для модернізованої бурової установки з вільною подачею бурового інструменту на вибій. Запропонована модель АСУ бурінням суттєво поліпшує ергономічні, економічні, технологічні, екологічні, експлуатаційні параметри автоматизованих бурових установок та знижує вартість буріння на 10-12%. Проте, при появі вібрацій під час буріння, система не передбачає їх діагностику та корекцію технологічних параметрів режиму буріння.

### **1.1.2. Огляд існуючих вибійних інформаційно-вимірювальних систем**

До інформаційно-вимірювальних вибійних систем віднесено телеметричні системи в бурінні – MWD-системи (measurements while drilling systems), системи каротажу в процесі буріння – LWD-системи (logging while drilling systems) та роторні керовані системи – RSS-системи (rotary steerable systems) [38-41]. Аналіз показує, що дані отримані із цих інформаційно-вимірювальних вибійних систем можуть бути використані як вхідні дані для СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин.

Телеметричні системи [27, 42 - 47] включають в себе прилади, що інтегровані в компоновку низу бурової колони – КНБК, і розміщені, як правило, одразу після долота (рис.2.1), вибійного двигуна або RSS-системи. Вони обертаються разом з буровою колоною з частотою 60 - 200 об/хв. і тому зазнають впливу всіх дестабілізуючих чинників як і вся бурова колона.

Вибійні телеметричні системи в числі інших проводять наступні виміри:

- азимут та зенітний кут траєкторії буріння;
- орієнтація приладу відхилювача;
- температуру на вибої;
- ударні та вібраційні навантаження;
- природне  $\gamma$  - випромінювання;
- та ін.

Вимірювання просторових координат свердловини прийнято називати інклінометрією. Основним завданням вибійних телеметричних систем є проведення інклінометрії в режимі реального часу, що дає змогу встановити напрямок траєкторії буріння. Інформація, яка була виміряна телесистемою записується в пам'ять пристрою, а також передається по бездротовому каналу зв'язку на поверхню.

Огляд публікацій показує, що західні компанії впродовж останніх 20-30 років широко впроваджують в практику буріння похило-скерованих свердловин телеметричні системи. В Росії є в наявності ряд власно розроблених телесистем для промислового використання [43 - 47] з відповідними патентами [43, 45]. Аналізуючи специфікації російських телесистем бачимо, що їх технічні характеристики дещо поступаються західним аналогам, зокрема по кількості і точності вимірювань, а також надійності. В додатку 1.А наведено конструктивну діаграму та основні технічні характеристики системи “Geolink” [44], що була розроблена англійськими спеціалістами та придбана провідною Прототипом таких систем в Україні є, нещодавно розроблена, система

“Паркус” [27], яка в даний час перебуває на етапі впровадження в промислове використання.

До вибійних інформаційно-вимірювальних систем, також відносять RSS-системи [38-41]. На відміну від гідромеханічних систем (глибинних двигунів і турбін), RSS-системи це інтелектуальні інформаційні системами з мікропроцесорними пристроями опрацювання даних, тому вони придатні для використання в експертних СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння. Крім того, RSS-системи дають змогу корегувати траєкторію буріння безпосередньо під час обертання бурової колони, тобто під час буріння свердловини роторним способом. Це дає змогу інженеру оптимізувати похило-скероване буріння: збільшити ефективність виносу шламу, поліпшити передачу обертового моменту на долото, підвищити швидкість буріння, зменшити можливість механічних і диференціальних прихватів [38].

Використання даних систем стало можливим за рахунок вдосконалення технічних характеристик, а саме: стійкості до ударів та вібрацій електронного модуля RSS-систем та використання новітніх інформаційних технологій роторною керованою системою, зокрема інформаційних технологій прийому-передачі сигналу з поверхні до вибою. В додатку 1.Б наведено специфікації та основні характеристики роторної керованої системи компанії “GyroData”[41].

Аналізуючи сучасний стан процесу буріння глибоких похило-скерованих свердловин ведучими західними сервісними компаніями, особливо буріння нафтогазових пластів, бачимо, що в комплексі із MWD та RSS системами часто використовуються ряд додаткових інформаційно-вимірювальних глибинних систем, які також представляють інтерес при розробленні різноманітних СППР. Це такі системи як:

- різноманітні системи каротажу під час буріння – LWD-системи (електричний каротаж, індуктивний каротаж, радіоактивний каротаж, термокаротаж, кавернометрія, акустичний каротаж, ядерно-магнітний каротаж та ін.);

- ІС навігації в резервуарі;
- ІС флуїдних проб під час буріння;
- вибійні ІС оптимізації параметрів буріння;
- ІС автоматичного контролю траєкторії буріння;
- та ін.

## **1.2. Огляд інформаційних технологій забезпечення процесу буріння**

СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння належить до групи систем контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння і тісно взаємодіє із групою вибійних інформаційно-вимірвальних систем. Тому, необхідно провести огляд інформаційних технологій, які забезпечують функціональності цих систем.

### **1.2.1. Огляд інформаційних технологій передачі даних вибій-поверхня**

Технології зв'язку вибій-поверхня, реалізовані у вибійних інформаційно-вимірвальних системах, зокрема телеметричних системах, для передачі інформації із вибою свердловини на поверхню для подальшого опрацювання, та при необхідності, використання отриманих даних в ІС контролю та автоматизації технологічних параметрів режиму буріння, в тому числі СППР під час буріння.

На сьогоднішній день, найбільш поширена технологія передачі даних ґрунтується на використанні гідравлічного каналу зв'язку. Розробленню основ телеметричної системи із гідравлічним каналом зв'язку (рис. 1.3) присвячені роботи [46,48]. В роботі [46] проведено дослідження зміни амплітуди гідравлічного сигналу та параметрів гідравлічної хвилі, залежно від перепаду тиску на генераторі сигналу. В ній, для побудови моделі гідро-каналу, було використано диференційне рівняння руху стискуваної рідини в трубному

просторі. Використана модель включає систему рівнянь зміни масової швидкості та тиску:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \cdot \frac{\partial w}{\partial t} + 2aw\rho, \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = \rho c^2 \frac{\partial w}{\partial x}, \end{cases} \quad (1.1)$$

де:  $P$  – тиск в гідравлічному каналі,  $\rho$  – густина бурового розчину,  $w$  – середня швидкість на перерізі,  $c$  – швидкість звуку в пружній рідині,  $a$  – коефіцієнт затухання.

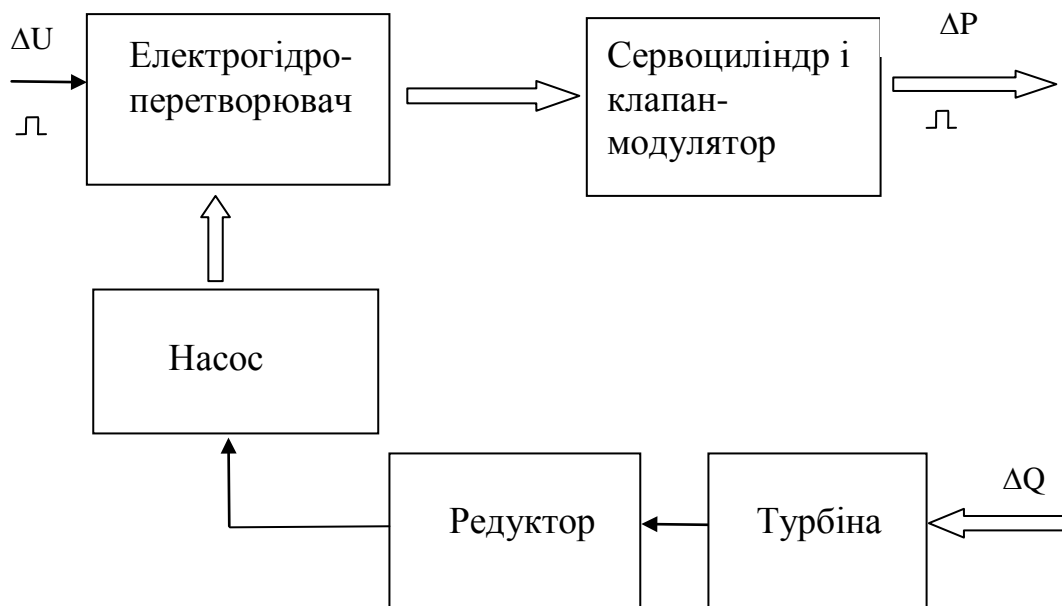


Рис. 1.3. Схема передачі гідравлічних імпульсів [46].

Аналіз предметної області [49-55] показує, що окрім гідравлічного каналу зв'язку в індустрії нафтогазового буріння зустрічаються також альтернативні технології передачі даних із вибою на поверхню. А саме такі канали, як:

- акустичний;
- електромагнітний;
- оптичний (бурові труби із оптоволоконним кабелем).

Системи з акустичним каналом зв'язку [42, 50-52] використовують звукові коливання, що поширюються в свердловині за допомогою промивної рідини, колони бурових труб або прилеглих геологічних порід. Відповідно до цього вони поділяються на три види: гідроакустичні, акусто-механічні і сейсмічні. Аналізуючи існуючі патенти в цій області, очевидно що акустичний канал зв'язку потребує значних енергетичних затрат [42]. Сигнал зазнає впливу різних шумів, які супроводжують процес буріння. Тому цей канал не є оптимальним рішенням для використання в СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин.

Бездротовий електромагнітний канал зв'язку [42, 53] використовує колону бурових труб в якості одного із провідників лінії передачі. На поверхні землі сигнал приймається як різниця потенціалів між буровою колоною і приймальною антеною, що встановлюється в ґрунті на відповідній відстані від бурової установки. Така технологія передачі даних є більш стійкою ніж системи з акустичним каналом зв'язку, але вона має відповідні обмеження по максимальній глибині буріння. Максимальна глибина передачі електромагнітного сигналу 2-3 тис. метрів.

Бурові труби із оптоволоконним кабелем представляють собою великий інтерес західних компаній [56], оскільки ця технологія знімає обмеження вищезгаданих каналів зв'язку в об'ємі переданої інформації, а також надає можливість зворотного зв'язку поверхня-вибій, що дає змогу забезпечити повний контроль та автоматизацію процесу буріння, підвищити надійність, продуктивність та ефективність вибійних інформаційно-вимірювальних систем. Сучасні технології гідравлічного зв'язку надають можливість передавати до 40 біт/с інформації, а зі збільшенням глибини – 1,5 – 3 біт/с. Бурові труби із оптоволоконним кабелем дають змогу передавати інформацію в двосторонньому напрямку із швидкістю 57 600 біт/с [49, 55] (рис.1.4).

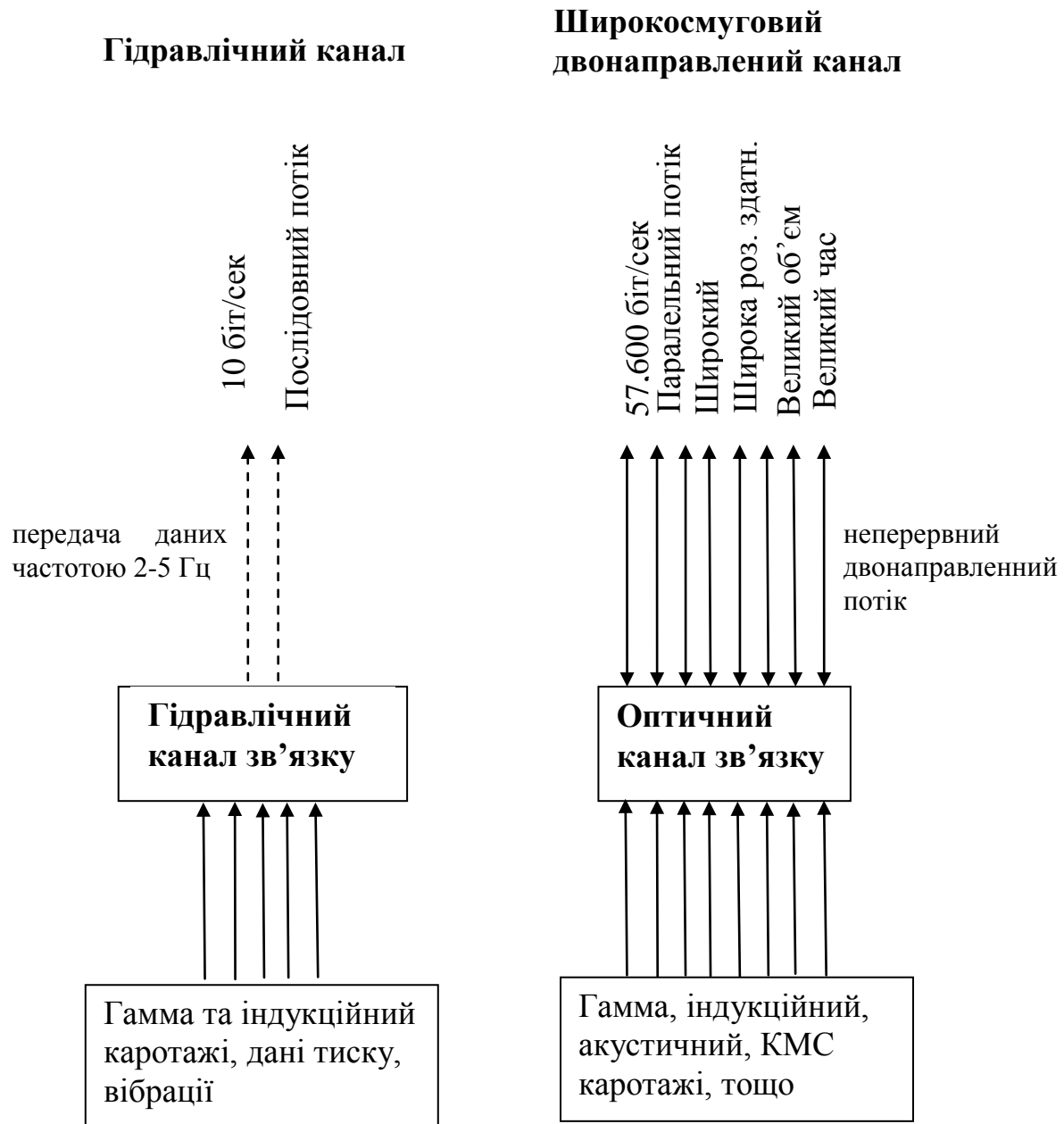


Рис. 1.4. Порівняння між передачею інформації за допомогою гідравлічного каналу та широкопasmовим двонаправленим каналом [55].

### 1.2.2. Огляд інформаційних технологій передачі команд поверхня-вибій

Інформаційні технології зворотного зв'язку - поверхня-вибій та ІТ управління процесом похило-скерованого буріння реалізовані в RSS та MWD-системах. RSS-системи, на сьогодні, є останнім словом техніки, тому інформаційні джерела про них обмежені лише рекламними брошурами [38-41].



Технологія передачі інформації з поверхні на вибій реалізована за допомогою гідравлічного каналу зв'язку. Тільки на відміну від гідромеханічного модулятора сигналу, що присутній в системах телеметрії, в даному випадку “модулятором” сигналу є тискові імпульси, що генеруються на поверхні шляхом зміни швидкості подачі бурового розчину.

У патенті [67] представлено способи та методи для передачі інструкцій до ЕСП RSS-системи через імпульси тиску з поверхні до вибою. Апаратне забезпечення включає поверхневий передавач, систему управління і глибинний вибійний приймач, що розміщений в RSS-системі. Під час циркуляції мікроконтролер контролює відкриття та закриття бокового клапану з певною частотою, що змінює швидкість подачі бурового розчину і створює перепади тиску. Серія перепадів тиску кодує певну команду, ця команда розкодовується на вибої приймачем, що розміщений в RSS-системі.

ІТ контролю та управління процесом похило-скерованого буріння реалізовані в RSS за допомогою мікропроцесорної логіки та відповідних алгоритмів автоматизації. Такі технології [58, 59] дають змогу RSS-системі в режимі реального часу, використовуючи виміри акселерометрів та магнітометрів, автоматично утримувати заданий зенітний кут чи азимут, визначати положення відхилювача та під час роторного буріння орієнтувати його в заданому напрямку та регулювати інтенсивність відхилення. Також RSS-система проводить неперервні інклінометричні заміри, вимірює рівень ударів та вібрацій і, за допомогою телесистеми, передає усю інформацію в режимі реального часу на поверхню.

### **1.2.3. Огляд інформаційних технологій збору, збереження та опрацювання даних**

В роботі [31] описано реалізацію набору технічних засобів геолого-технологічних та геохімічних досліджень свердловин з методичним та програмним забезпеченням для проведення широкого спектру робіт і

досліджень похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Програмне забезпечення (ПЗ) станції «Леуза-2» складається з двох частин: модуля реєстрації технологічних даних та модуля перегляду й опрацювання збережених даних (дод. 1.В). Модуль реєстрації технологічних даних призначений для збору, зберігання і опрацювання інформації, що надходить з різноманітних давачів бурової установки і дає змогу в реальному масштабі часу вирішувати наступні завдання:

- прийом та оперативне опрацювання інформації від поверхневих давачів технологічних параметрів режиму буріння;
- проведення розрахунків вторинних параметрів;
- візуалізація інформації на моніторі у вигляді діаграм і таблиць;
- формування бази даних реального часу з подальшим збереженням всієї інформації на жорсткому диску;
- розрахунок і рекомендація найбільш оптимальних навантажень;
- видача оперативної інформації на друк.

Модуль перегляду й опрацювання даних призначений для подальшого перегляду, аналізу та інтерпретації зареєстрованих даних, що попередньо записані в базу даних реального часу. В автоматичному режимі складаються добові рапорти та документація по заданому інтервалу буріння чи по всьому стовбуру свердловини. Розраховуються і видаються техніко-економічні показники буріння.

#### **1.2.4. Огляд інформаційних технологій WITSML віддаленого контролю та моніторингу процесу буріння**

ІТ віддаленого контролю та моніторингу [35-36] використовуються для передачі даних в реальному режимі часу між різними організаціями в нафтогазовій сфері. Дані технології ґрунтуються на використанні стандарту WITSML, що розроблений на основі стандарту XML, який був модифікований для забезпечення потреб нафтогазової галузі.

Первинно в нафтогазовій сфері для обміну даними використовувались технології WITS (Wellsite Information Transfer Specification) [37]. WITS – це міжнародна специфікація передачі інформації в бурінні. Це стандарт, який використовується в нафтогазовій галузі для передачі інформації на глибинній чи часовій основі, який забезпечує передачу геотехнічних даних від сервісної компанії-підрядника до офісів замовника та третіх сторін. Були запропоновані та використовувалися декілька специфікацій технології WITS, але на сьогоднішній день використовується лише один - простий ASCII формат і є основою WITSML. Даний стандарт визнаний багатьма міжнародними компаніями та підтримується відповідним апаратним та програмним забезпеченням. Організація WITSML об'єктів наведена в додатку 4.А. Приклад структури WITSML зображено на рис 1.5.

```

<?xml version="1.0"?>
<XMLStream>
- <XMLDoc id="2008-08-07T10:59:28.343">
- <logs version="1.1.0">
- <log uidLog="Realtime Time Data" uidWellbore="Well" uidWell=" _DS:3.3.06:4:">
- <logHeader>
  <serviceCompany> </serviceCompany>
  <runNumber>1</runNumber>
  <creationDate>2008-08-07T10:59:28.343</creationDate>
  <indexType>Time</indexType>
  <startIndex>2008-08-07T10:59:28</startIndex>
  <endIndex/>
  <direction>Increasing</direction>
  <indexCurve>TIME</indexCurve>
  <indexUnits/>
- <logCurveInfo>
  <mnemonic>TIME</mnemonic>
  <unit/>
  <nullValue/>
  <startIndex>2008-08-07T10:59:28</startIndex>
  <endIndex/>
  <columnIndex>1</columnIndex>
  <typeLogData>DateTime</typeLogData>
</logCurveInfo>

```

Рис. 1.5. Приклад структури WITSML

В статті [35] описані основні принципи реалізації, технічні та інформаційні характеристики системи віддаленого контролю та управління процесом будівництва свердловин. Потенціал вищерозглянутих інформаційних технологій в сучасному бурінні глибоких свердловин в поєднанні із

можливостями сучасних систем зв'язку при наявності відповідного пакету програмного забезпечення створює єдину інформаційну систему, що без додаткових матеріальних витрат дає змогу оптимізувати виконання бурових робіт. Незважаючи на те, що добові рапорти містять достовірні дані про процеси, які відбуваються на свердловині, їх періодичність не дає змоги говорити про оперативність прийняття рішень в централізованому контролі. Одночасно з різким посиленням вимог до якості будівництва свердловин виникає необхідність швидкої передачі інформації з бурової установки до кінцевого споживача. В статті [35] описано використання станцій геолого-технологічних та геохімічних досліджень свердловин (ГТГДС) та терміналів супутникового зв'язку для організації збору і передачі геолого-технологічної та геофізичної інформації з кожної бурової установки в центр контролю буріння.

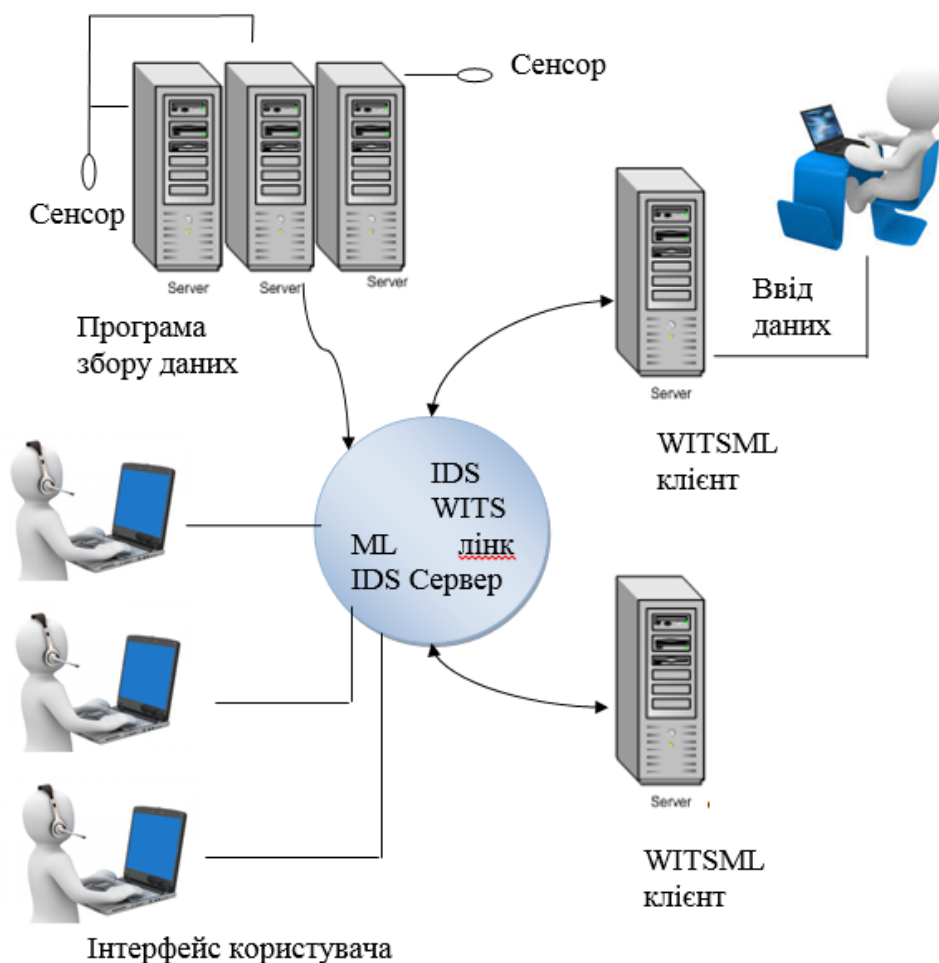


Рис. 1.6. Приклад застосування WITSML даних DataNet2 компанії IDS [60].

Комплексний підхід до інформаційного забезпечення процесу буріння є надзвичайно перспективним і потребує подальшого дослідження. На даний момент західні сервісні компанії пропонують послуги, що передбачають комплексне використання усіх вищезгаданих інформаційних технологій.

### **1.2.5. Аналіз інформаційних технологій існуючих в бурінні СППР**

Завдяки сучасним технологіям особи, що приймають рішення (ОПР) під час буріння, мають доступ до великої кількості інформації та засобів, що потенційно допомагають ухвалювати висококваліфіковані рішення. Але наявність такої кількості інформації в умовах ризику та невизначеності не завжди приводить до прийняття оптимальних рішень. Також на ухвалення рішень значною мірою впливає компетентність персоналу, що суттєво зменшується із стрімким збільшенням кількості бурових установок та старінням досвідчених кадрів. Таким чином, актуальною стає проблема поетапної автоматизації процесів буріння аж до повної автоматичності всього процесу.

Проблематикою використання інформаційних технологій в системах контролю та автоматизації процесу буріння займаються ряд науковців та інститутів в різних країнах світу. Приділяється увага розробленню систем штучного інтелекту, зокрема розробці СППР при бурінні нафтогазових свердловин [16-17, 61]. Роботи присвячені розв'язанню різного роду проблем, що виникають як на етапі планування, так і безпосередньо під час самого процесу буріння.

Робота [16] присвячена підтримці ухвалення рішення на етапі планування при виборі необхідного обладнання для проведення похило-скерованого буріння. Для вироблення обґрунтованого рішення система оперує певними вхідними критеріями, такими як: економічні вигоди, умови буріння, діаметр свердловини, глибина буріння, вантажопідйомність бурової установки тощо. СППР ґрунтується на правилах, що взяті із літературних джерел, аналізі

польових даних, експертних висновків та проведених дослідженнях відповідних процесів. Розглянута СППР [16] не призначена для використання в режимі реального часу, а використовується на етапі планування.

У роботі [17] представлено комерційний продукт, що здійснює спостереження за процесом буріння з метою зменшення непродуктивних витрат часу. Даний продукт забезпечує підтримку прийняття рішень в режимі реального часу за рахунок використання даних як з глибинних, так і з поверхневих сенсорів. В режимі реального часу проводиться аналіз усіх симптомів проблеми, що виникла і пропонується краще практичне рішення (best practice) для конкретної ситуації. Система включає в себе як математичні моделі певних процесів, так і базу апріорних експертних знань. Розглянута СППР працює більш як система моніторингу та рекомендацій при виникненні аварійних чи передаварійних ситуацій, таких як: прихвати та затяжки КНБК, втрата циркуляції тощо. Однак, в цій публікації не згадується про автоматичне виявлення дестабілізуючого впливу ударів чи вібрацій. Експертна система базується на методах CBR-технології (cased-based reasoning) [17,62]. Хоч CBR-методи є достатньо розвинутими на сьогоднішній час, та все ж вони дуже синтаксично-залежні та базуються на ідентичності збігу. В роботі [61] пропонується вищезгаданий метод доповнити методом міркування на основі моделей - MBR (model-based reasoning), що забезпечить можливість збігу синтаксично неподібних, але семантично/прагматично подібних випадків. Запропоноване в даній дисертаційній роботі використання апарату МБ є одночасно як альтернативою, так і доповненням до вищеописаних методів. На відміну від методів міркування на основі моделей чи прецедентів (CBR/MBR-методів) апарат мереж Байєса (МБ) є достатньо точним у надзвичайно складних ситуаціях та умовах невизначеності. Він є менш чутливим до неточної чи конфліктної інформації. Приклад архітектури, що об'єднує обидві технології представлено в роботі [62] на прикладі СППР в медичній сфері.

В роботі [15] розглянуто використання МБ та діаграм впливу для ухвалення рішення в режимі реального часу в бурових операціях. Обґрунтовано

доцільність використання апарату МБ та діаграм впливу при певній невизначеності даних, інтерпретації та синтезі значної кількості інформації. Наведено ряд прикладів застосування МБ при ухваленні рішення про буріння бічного стовбура свердловини, встановлення обсадної колони та проблемах геонавігації під час буріння.

Аналіз наукових досліджень СППР в бурінні показав, що більшість існуючих систем використовують апарат МВР-методів [61] для побудови та реалізації експертних систем, що працюють в режимі порадики. Недостатню увагу приділено використанню апарату мереж Байєса (МБ), котрий є доречнішим в умовах невизначеності, оскільки включає ймовірнісну складову певного процесу та є зручнішим при проведенні системного аналізу.

Однією із складових АСУ бурінням є різноманітні СППР, що поліпшують процес вироблення і ухвалення рішень в умовах ризику та різнорідної невизначеності. Більшість СППР в реальному часі базуються на певних правилах. Математичний апарат МБ дає змогу поєднати графічне представлення причинно-наслідкових зв'язків процесу з його ймовірнісним характером.

### **1.3. Аналіз надійності технічних засобів вибійних інформаційно-вимірювальних систем при дії механічних дестабілізуючих чинників**

Основними технічними засобами вибійних інформаційно-вимірювальних систем є електронні свердловинні прилади (ЕСП), що розміщені в компоновці низу бурової колони (КНБК) в безпосередній близькості до бурового долота. Під час буріння ЕСП зазнають деструктивних впливів від тих самих механічних дестабілізуючих чинників, що й долото та КНБК.

Заявлений ресурс роботи електронних свердловинних приладів перших MWD та LWD-систем у 1981 році складав 30 год., а у 1991 році 260 год. Підвищення ресурсу досягнуто в основному за рахунок використання в ЕСП малогабаритних інтегральних елементів, в тому числі інтегральних

компонентів типу МЕМС. На сьогоднішній день, заявлений ресурс роботи таких систем становить 1000-2000 год [13]. Він значно вищий за ресурс ЕСП попередніх років, та все ж на порядок нижчий за ресурс роботи інших ЕА.

Аналіз статистичних даних пасивних факторних експериментів показує, що реальне напрацювання на відмову (MTBF) цих систем ще менше (рис.1.7) і на сьогоднішній день досягає лише близько 500 год., а за статистикою кожний п'ятий рейс буріння з використанням цих систем закінчується відмовою якогось із модулів ЕСП.

Порівнявши ресурс роботи (MTBF - середнє напрацювання на відмову) окремих сенсорів ЕСП із ресурсом цих же самих сенсорів десять років назад, спостерігається значне зростання даного показника. Але із-за значного збільшення кількості сенсорів, що на сьогоднішній день входять до складу ЕСП, загальний ресурс приладу суттєво не змінився.

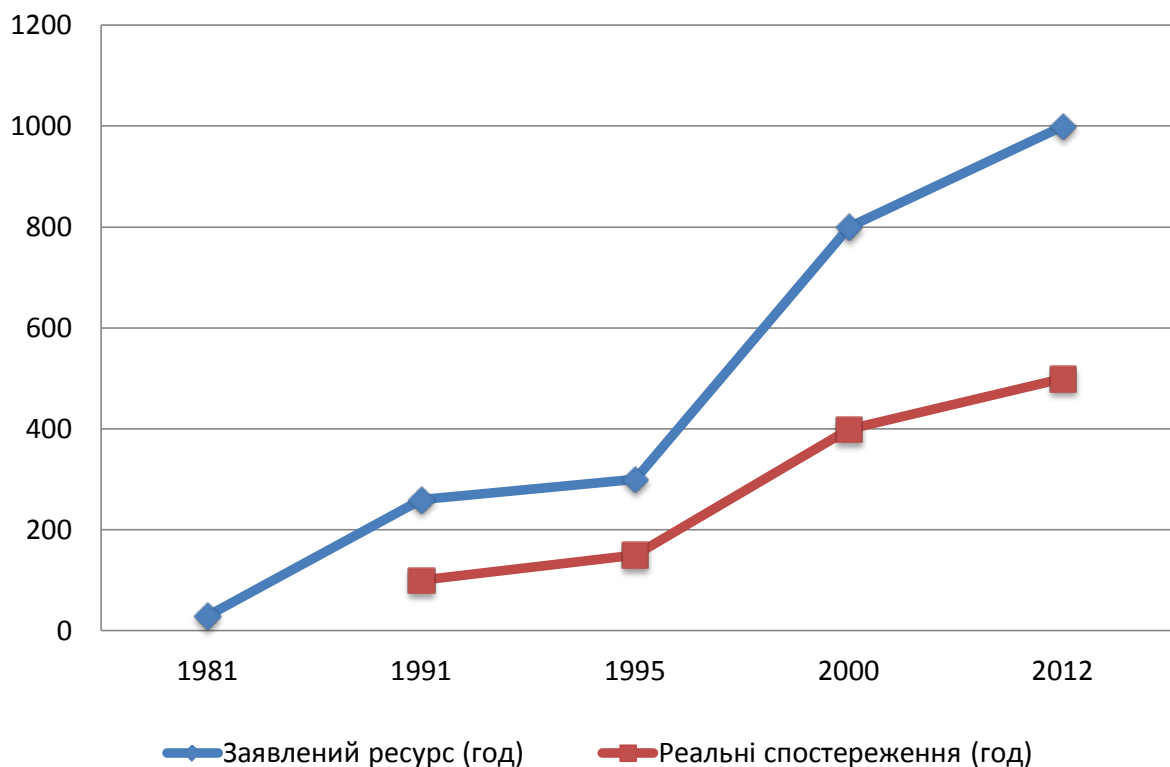


Рис. 1.7. Ресурс роботи вибійних телеметричних систем

Загальний ресурс приладу в цілому [13, 63] визначався за наступними формулами:



1. Для послідовних структур:

$$R_S(t) = \Pr[E_1 \cap E_2] = R_{E_1}(t)R_{E_2}(t), \quad (1.1)$$

$$\lambda_S = \lambda_{E_1} + \lambda_{E_2}, \quad R_S(t) = e^{-\lambda_S t}; \quad \frac{1}{\lambda_S} = MTBF_S, \quad (1.2)$$

де  $\lambda_S$  - інтенсивність відмови приладу в цілому,  $\lambda_{E_1}$ ,  $\lambda_{E_2}$  - інтенсивність відмови окремих елементів приладу,  $R_S(t)$  – надійність приладу в цілому.

2. Для паралельних структур:

$$R_S(t) = \Pr[E_1 \cup E_2] = R_{E_1}(t) + R_{E_2}(t) - R_{E_1}(t)R_{E_2}(t), \quad (1.3)$$

при  $\lambda_1 = \lambda_2$ :

$$R_S(t) = 2e^{-\lambda t} - e^{-2\lambda t}; \quad \lambda_S(t) = 2\lambda \frac{1 - e^{-\lambda t}}{2 - e^{-\lambda t}},$$

$$\int_0^{\infty} R_S(t)dt = MTBF_S = \frac{3}{2\lambda}, \quad (1.4)$$

де  $\lambda$  - інтенсивність відмови одного із елементів приладу.

Як зазначено у роботі [13], у кінці 80-х років MTBF типової MWD-системи становив ~350 год., а гідравлічного вибійного двигуна - ~1000 год. Їх сумарний MTBF складав 250 год. На сьогодні заявлений MTBF MWD-системи ~900год., LWD-системи – ~600 год., RSS-системи – 550 год. Сумарний MTBF складає лише 210 год., що є меншим сумарним ресурсом ніж у кінці 80-х років.

Аналіз показує, що при бурінні діє цілий ряд неконтрольованих або важко контрольованих чинників. Це спричиняє появу чисто випадкових ударів, вібрацій, температурних змін, які негативно відображаються на стані бурового обладнання і в першу чергу ЕСП, що знаходиться в безпосередній близькості від долота. За таких умов поточний ресурс роботи, який визначається часом, що залишився до відмови, є чисто випадковою величиною. А це значить, що його визначити точно в принципі неможливо, а можна лише оцінити з певною імовірністю, проаналізувавши статистику відмов ЕСП в різних умовах експлуатації.

Саме цим імовірісно-статистичним методом сьогодні найчастіше користуються інженери при оцінюванні поточного стану ЕСП. Визначений

таким способом поточний ресурс роботи ЕСП є досить наближеним і не буде правдивим при іншій температурі, частоті і величині вібрацій, тощо. Тому існує необхідність вдосконалення цього статистичного способу для оцінювання поточного стану ЕСП.

Аналіз літератури та інтернет-інформації [64-66, 71, 67, 69, 70], присвяченої сучасному стану з забезпеченням необхідного ресурсу роботи ЕСП показує, що в даний час продовжується заміна неінтегральних компонент більш надійними інтегральними. Продовжується використання таких традиційних методів підвищення стійкості як амортизатори. Також застосовуються спеціальні компоненти КНБК – калібратори лопатевого типу (стабілізатори), які унеможливають (мінімізують) латеральний рух КНБК, таким чином зменшують амплітуду вібрацій. Ще одним вагомим засобом підвищення ресурсу роботи ЕСП є резервування як окремих його елементів, так і цілих функціональних вузлів і навіть самої системи в цілому.

На ресурси роботи ЕСП впливає також склад бурового розчину, від якого залежить тертя бурових труб об стінки свердловини, а відповідно і рівень обертових вібрацій. Але, на жаль, його підбирають переважно лише з міркувань ефективного виносу бурового шламу та забезпечення задовільного стану стабільності стінок свердловини. Врахування вібраційних чинників при виборі бурового розчину, могло б підвищити ресурс роботи ЕСП.

Сервісні компанії розробили спеціальні рекомендації щодо усунення вібрацій, які виникають під час буріння. Але, на жаль, вони є досить громіздкими і незручними для практичного застосування та не враховують попередній досвід усунення. Аналіз показує, що їх можна систематизувати і спростити та реалізувати у вигляді методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння, який би враховував знання та досвід експертів щодо усунення вібрації в поточних геологічних умовах.

## 1.4. Висновки

1. Похило-скероване промислове буріння відбувається на великих глибинах та з високою точністю виходу свердловини на точку з наперед заданими координатами, тому воно не може обходитись без високоточного та надійного електронного телеметричного супроводу із залученням сучасних ІС та технологій. В процесі буріння похило-скерованих свердловин на КНБК в тому числі і на електронні свердловинні прилади діє цілий ряд дестабілізуючих чинників, найвагомішими з яких є механічні, що спричиняють їх передчасне руйнування.

2. Проведений аналіз показав, що в даний час в бурінні існують системи виявлення ударів і вібрацій під час буріння, але вони мало придатні для автоматизації процесів буріння, оскільки не враховують повної інформації про процес буріння і можуть давати хибний результат при відмові одного із давачів. В зв'язку з чим виникає потреба в розробці більш досконалих систем ідентифікації вібрацій під час буріння, які б враховували інформацію про стан інших компонент системи, зокрема використовували дані як глибинних, так і поверхневих давачів.

3. В процесі буріння діє цілий ряд чинників, інформація про які не завжди повна, а іноді і суперечлива. За таких умов прийняття достовірних рішень залежить від досвіду та інтуїції ОПР, а також наявності СППР. В даний час такі системи існують, але в них не приділяється належна увага виявленню та усуненню механічних ударів і вібрацій.

4. Аналіз використання наявних СППР в бурінні показав, що більшість із них використовують апарат МВР-методів для побудови та реалізації експертних систем. Використання ймовірнісного та експертного підходу, який широко використовується в мережах Байєса, даватиме кращий результат при прийнятті рішень в умовах ризиків, домінуючої невизначеності, неточної чи конфліктної інформації.

5. Аналіз предметної області показав, що наявні інформаційні технології в похило-скерованому бурінні можуть бути використані для розроблення більш досконалої СППР, яка б також взаємодіяла з існуючими інформаційними системами та могла б використовуватися при автоматизації процесів буріння.

6. Використання статистичних методів для оцінювання ресурсу роботи технічних засобів ІС, що взаємодіють із СППР, вимагає проведення тривалих експериментів, тому виникає потреба в розробленні формалізованого методу оцінювання їх поточного ресурсу роботи.

## РОЗДІЛ 2.

### ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТІВ, ЗБОРУ І ОПРАЦЮВАННЯ СТАТИСТИЧНОГО МАТЕРІАЛУ, МОДЕЛЮВАННЯ РЕСУРСУ РОБОТИ ЕЛЕКТРОННИХ СВЕРДЛОВИННИХ ПРИЛАДІВ

Методи проведення експериментів у досліджуваній темі мають ряд особливостей, які впливають із специфіки процесу буріння, а саме, його складності та вартості. При визначенні надійності електронних свердловинних приладів використовувалися пасивні факторні експерименти, які ґрунтувалися на тривалому спостереженні за ходом процесу буріння, відборі необхідних статистичних даних та аналізі отриманої інформації. Для опрацювання результатів експериментів широко використовувався апарат математичної статистики та теорії імовірності. А для оцінювання поточного ресурсу роботи ЕСП було розроблено спеціалізовану математичну модель.

#### **2.1. Особливості проведення експериментів, збору та опрацювання інформації**

Сьогодні, в процесі буріння, для збору, опрацювання та передачі глибинної інформації із вибою свердловини на поверхню широко використовуються три типи систем - MWD, LWD та RSS-системи. MWD-системи в режимі реального часу не лише пересилають виміри інклінометрів, але і параметри динаміки буріння на вибої, що в сумісності із поверхневими технологічними параметрами дають змогу робити висновки про ефективність самого процесу, зокрема про наявність ударів, вібрацій та інших неефективних затрат енергії.

Висока вартість самого процесу буріння та обладнання не давала змоги проводити активні факторні експерименти, а заставила обмежитись лише пасивними факторними експериментами, які здійснювались шляхом спостереження за процесом буріння. Також масштабність бурового процесу та

його чітка регламентація не дозволяли застосовувати при бурінні свердловини нестандартні прилади, чи методи вимірювань, тому для збору, первинного опрацювання і передачі інформації з вибою на поверхню землі використовувались прилади, які входили до складу стандартних MWD-систем [27, 42]. В цьому полягала перша особливість збору, первинного опрацювання і передачі інформації.

Сам ЕСП, що входив до складу MWD-системи, розміщувався в ОБТ КНБК відразу за забійним гідромеханічним двигуном (рис 2.1). ЕСП MWD-системи обертася разом із буровою колоною з частотою 40 – 180 об/хв і тому зазнавав впливу всіх дестабілізуючих чинників, що і сама бурова колона. В цьому полягала друга особливість збору та первинної опрацювання інформації.

Під час процесу похило-скерованого буріння спостереження велися за наступними показами MWD-систем:

- азимут та зенітний кут траєкторії буріння;
- положення відхилювача;
- температура на вибої свердловини (модуля інклінометрії);
- температура мікропроцесорного модуля;
- трьохосьові ударні та вібраційні навантаження;
- частота обертів КНБК;
- природне гамма випромінювання порід;
- інші геофізичні виміри в залежності від наявності додаткових

модулів.

Напередодні рейсу буріння ЕСП MWD-системи програмувався із зазначенням необхідних вимірів, частоти запису даних та їх передачі в режимі реального часу. Для передачі даних використовувався гідравлічний канал зв'язку. Також програмувалися параметри передачі сигналу гідравлічним каналом, такі як метод кодування, несуча частота та швидкість передачі.

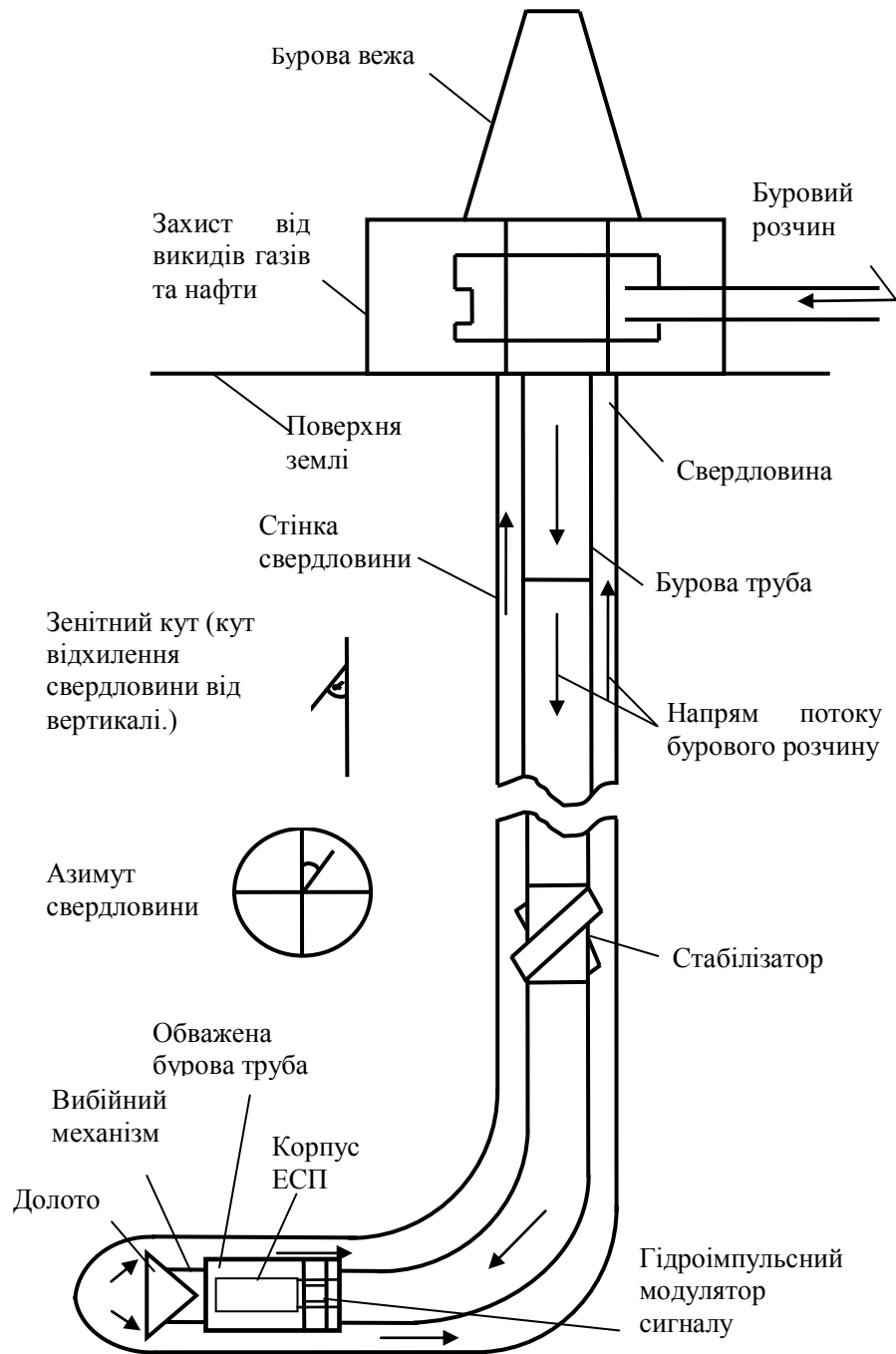


Рис.2.1. Схема розміщення компонентів бурової колони.

Азимут та зенітний кут траєкторії буріння визначалися за допомогою трьох акселерометрів та трьох магнітометрів, розміщених у відповідних ортогональних напрямках (рис. 2.2, 2.3). Акселерометри вимірювали складові гравітаційного поля, а магнітометри – складові магнітного поля Землі.

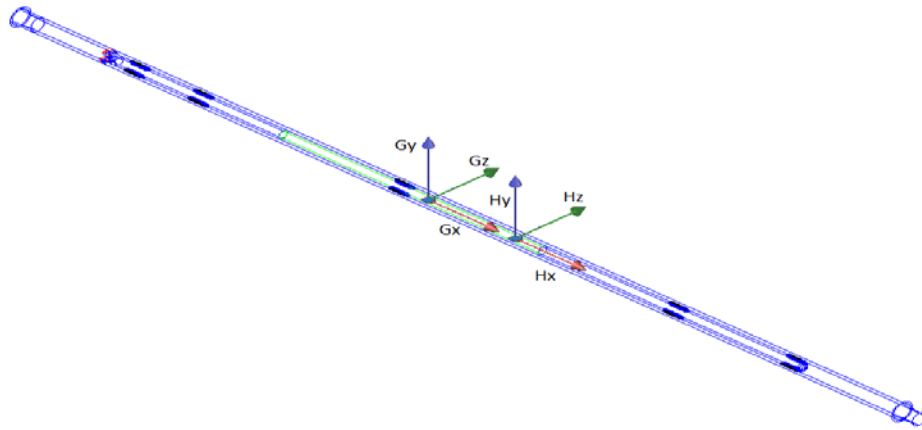


Рис. 2.2. Орієнтація сенсорів модуля інклінометрії в корпусі ЕСП MWD-системи.

На основі показів акселерометрів та магнітометрів визначався азимут та зенітний кут положення ЕСП за наступними формулами:

$$\Theta = \operatorname{ctg} \left( \frac{\sqrt{G_y^2 + G_x^2}}{G_x} \right), \quad (2.1)$$

$$\varphi = \operatorname{ctg} \left( \frac{G_y H_z - G_z H_y}{H_x - (\overline{GH}) G_x} \right). \quad (2.2)$$

де:  $\theta$  - зенітний кут положення приладу,  $\varphi$  - азимут положення приладу,  $G_y, G_x, G_z$  - виміри акселерометрів по трьох ортогональних осях відповідно,  $H_x, H_y, H_z$  - виміри магнітометрів по трьох ортогональних осях відповідно.

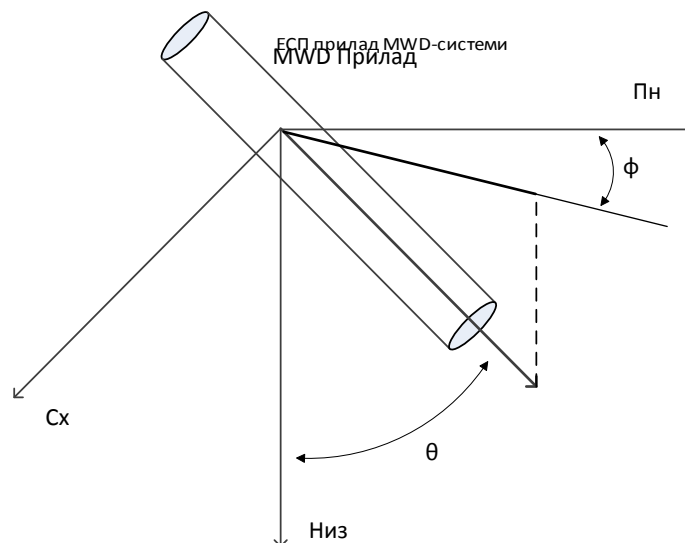


Рис. 2.3. Положення ЕСП в просторі.



Ударні та вібраційні навантаження визначалися акселерометрами, які передавали інформацію про удари величиною більшою 50g та магнітометрами, які використовувались для визначення частоти обертів бурової колони. Природне  $\gamma$ -випромінювання вимірювалось спектрометром, розміщеним в електронному модулі ЕСП. Робота з інформацією відбувалась за схемою представленою на рисунку 2.4.

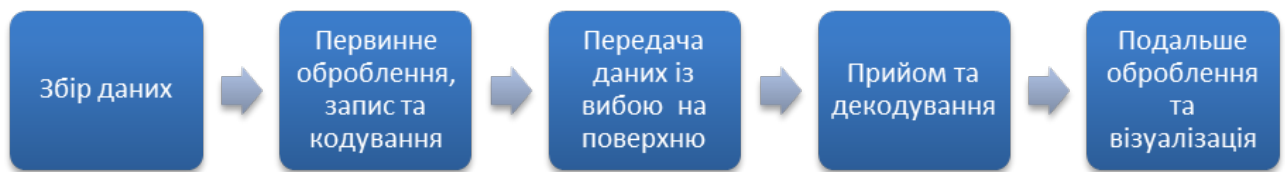


Рис. 2.4. Схема роботи з інформацією MWD-системи

Збір інформації проводився вище вказаними сенсорами. Дані від первинних датчиків через комутатор поступали на аналого-цифровий перетворювач в якому за допомогою мікропроцесорного модуля здійснювалось первинне опрацювання та запис інформації у постійну пам'ять ЕСП. Далше, через відповідний пристрій кодування, інформація поступала на гідромеханічний модулятор, де за допомогою гідравлічного каналу зв'язку передавалася на поверхню. Прилад телеметрії кодував глибинні вимірювання та передавав їх на поверхню за допомогою імпульсів тиску в буровому розчині. Гідравлічна хвиля поширювалась по буровому розчині всередині бурової колони в напрямку поверхні. На поверхні хвиля розпізнавалась і закодовані дані пересилалися на комп'ютер, для їх подальшого опрацювання (рис 2.5).



Рис.2.5. Схема демодуляції сигналу.

Перед кодуванням глибинних вимірів прилад телеметрії конвертував кожен вимір в двійкове слово даних, яке, як відомо, є серією бінарних “0” і “1”. Мікропроцесорний контролер комбінуючи слова, створював фрейм, який далі конвертувався в гідравлічні імпульси тиску бурового розчину і пересилався на поверхню [69]. Відповідні сенсори на поверхні сприймали коливання тиску і перетворювали їх у аналоговий сигнал. Аналоговий сигнал опрацьовувався відповідним програмним забезпеченням. Проводилося декодування бінарних “0” і “1”. Після чого бінарні цифри поступали на декодер фреймів, який перетворював бінарний потік в слова і фрейми. Слово синхронізації вказувало на початок кожного нового фрейму. Як тільки декодер фреймів розпізнавав слово синхронізації – то ментально розпочиналося декодування бінарного потоку відповідно до попередньо запрограмованої структури фрейму. Після завершення декодування фрейму, отримана інформація записувалась у відповіді бази даних. Також вибрана інформація поступала на різноманітні системи відображення для подальшого опрацювання та для прийняття рішень по зміні технологічного режиму буріння.

Процес декодування, збереження та візуалізації інформації здійснювався за допомогою існуючих алгоритмів та програмних продуктів. При опрацюванні, аналізі та узагальненні отриманої інформації використовувався апарат математичної статистики та теорії імовірності у відповідності з яким визначались середні значення випадкових величин, їх дисперсії, середньоквадратичні відхилення, розмахи, коефіцієнти варіації та кореляції, імовірності випадкових подій.

## **2.2. Математичне опрацювання статистичних даних при дослідженні надійності електронних свердловинних приладів**

В процесі проведення пасивних факторних експериментів набиралися вибірки, опрацювання яких проводилася з використанням апарату математичної статистики та теорії імовірності. У відповідності з ними, із

отриманих експериментальних даних формувалися статистичні числові ряди, які в подальшому рангувалися та описувалися відповідними параметрами:

- середнім арифметичним;
- дисперсією випадкових величин;
- середнім квадратичним відхиленням;
- розмахом;
- коефіцієнтом варіації;
- медіаною;
- модою;
- математичним сподіванням випадкової величини.

Розрахунок вказаних параметрів проводився по відомих формулах. Як відомо, надійність – властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах використання, технічного обслуговування, зберігання і транспортування.

Відмова – це подія, яка полягає в утраті функціональним модулем (системою) здатності виконувати потрібну функцію.

Оскільки досліджувалась надійність ЕСП в процесі одного або декількох рейсів буріння без можливості проведення ремонту між ними, то ЕСП розглядався як невідновлювальна система.

Для невідновлюваних систем використано наступні показники надійності:

- ймовірність безвідмовної роботи  $P(t)$ ;
- щільність ймовірності відмов (частота відмов)  $f(t)$ ;
- інтенсивність відмов  $\lambda(t)$ ,
- середній час безвідмовної роботи (середнє напрацювання на відмову)  $T_0$ .

Особливістю сучасного електронного обладнання є його модульна структура, тому відновлення таких об'єктів найчастіше може полягати у

простій заміні несправного модуля (блока) на справний. Вона не потребує великих затрат часу.

Ймовірність безвідмовної роботи  $P(t)$  - це ймовірність того, що час роботи системи до відмови буде більшим заданого часу  $t$  :

$$P(t) = P(\tau > t), \quad (2.4)$$

де  $t$ - час роботи системи до відмови (MTTF) або напрацювання на відмову (MTBF).

Ймовірність відмов  $Q(t)$  визначалась по формулі яка характеризує ненадійність системи:

$$Q(t) = 1 - P(t), \quad (2.5)$$

а частота відмов (щільність ймовірності), розраховувалась як диференціальна функція розподілу:

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (2.6)$$

Інтенсивність відмови  $\lambda(t)$  визначено як відношення щільності ймовірності до ймовірності безвідмовної роботи:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = -\frac{dP(t)}{P(t)dt}, \quad (2.7)$$

звідки:

$$P(t) = e^{-\lambda(t)dt}. \quad (2.8)$$

При сталій інтенсивності відмов ( $\lambda = \text{const}$ ),

$$P(t) = e^{-\lambda(t)} = e^{-\frac{t}{t_n}}, \quad (2.9)$$

де  $t_n$  – напрацювання на відмову (год) або MTBF.

Середній час безвідмовної роботи системи визначався математичним сподіванням часу роботи системи до відмови:

$$T_0 = M = \int_0^{\infty} tf(t)dt = -\int_0^{\infty} t dP(t). \quad (2.10)$$

Інтегруванням по частинах, отримаємо

$$T_0 = -t \cdot P(t) \Big|_0^\infty + \int_0^\infty P(t) dt = \int_0^\infty P(t) dt. \quad (2.11)$$

Статистичні показники надійності ЕСП, що були отримані з експериментальних даних, визначалися за наведеними нижче формулами.

Статистична імовірність безвідмовної роботи визначалася як:

$$\bar{P}_i = \frac{N - n_i}{N}, \quad (2.12)$$

де  $N$  - число об'єктів на початку випробувань,  $n_i$  - число об'єктів, що відмовили за час  $t_i$ .

Статистична частота відмов визначалася як число відмов елементів в одиницю часу, поділене на початкову кількість поставлених на випробування елементів:

$$\bar{f}_i = \frac{n_i}{N \Delta t_i}, \quad (2.13)$$

де  $n_i$  - число відмов в інтервалі часу  $\Delta t_i$ ,  $N$  - число випробовуваних елементів,  $\Delta t_i$  - час випробувань.

Для характеристики об'єкту в даний момент часу, пораховано інтенсивність відмов (локальну надійність), тобто число відмов в одиницю часу, поділене на середнє число елементів, що безвідмовно працюють в даний проміжок часу:

$$\bar{\lambda} = \frac{n_i}{N_{cp} \Delta t_i}, \quad (2.14)$$

де  $n_i$  - число відмов за час  $\Delta t_i$ ; середнє  $N_{cp} = \frac{N_i + N_{i+1}}{2}$ ; число працездатних елементів,  $N_i$  - число елементів, працездатних на початку даного проміжку часу,  $N_{i+1}$  - число елементів, працездатних в кінці проміжку часу  $\Delta t_i$ .

При проведенні статистичного аналізу відмов ЕСП враховувалися елементи з відносно сталою частотою відмов, тобто ті, які пройшли етап припрацювання та ще не досягли етапу зношення (рис 2.6).

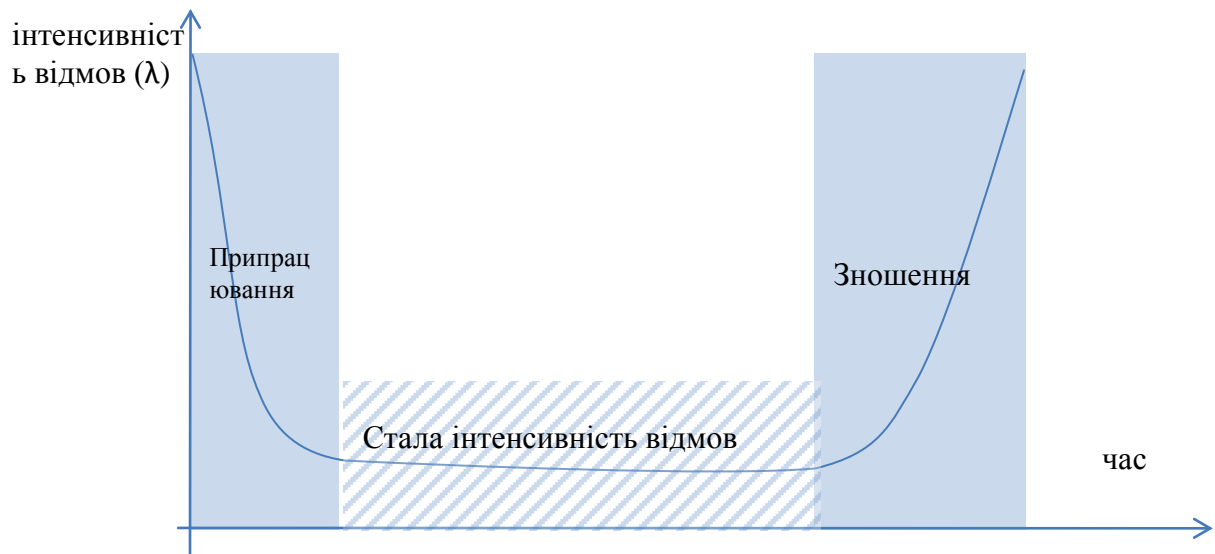


Рис. 2.6. Інтенсивність відмов ЕСП протягом усього життєвого циклу.

Середній час напрацювання на відмову ( $t_n$  або MTBF), визначався із статистичних даних експериментів як:

$$t_n = MTBF = \bar{T}_0 = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N n_i}, \quad (2.15)$$

де  $t_i$  - час безвідмовної роботи  $i$ -го елементу,  $n_i$  - загальне число відмов.

Середній час напрацювання до першої відмови (MTTF), визначався як:

$$t_n = MTBF = \bar{T}_0 = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N}, \quad (2.16)$$

де  $t_i$  - час безвідмовної роботи  $i$ -го елементу,  $N$  - загальне число випробовуваних елементів.

Використовуючи дані про кількість приладів, що вийшли з ладу в кожному  $i$ -тому інтервалі часу, статистичне оцінювання середнього напрацювання до першої відмови визначали з рівняння:

$$\bar{T}_{cp} \approx \left( \sum_{i=1}^m n_i t_{cpi} \right) / N_0, \quad (2.17)$$

де  $t_{cpi} = (t_{i-1} + t_i)/2$ ;  $m = t_k/\Delta t$ ,  $t_{i-1}$  – час початку  $i$ -го інтервалу,  $t_i$  – час кінця  $i$ -го інтервалу,  $t_k$  – час, протягом якого вийшли із ладу всі елементи,  $\Delta t = (t_{i-1} - t_i)$  – інтервал часу.

Оскільки ЕСП являє собою складну структуру складових компонентів, то ресурс роботи приладу в цілому визначався наступним чином [78, 101]:

Для послідовних структур:

$$\begin{aligned} R_S(t) &= \Pr[E_1 \cap E_2] = R_{E_1}(t)R_{E_2}(t), \\ \lambda_S &= \lambda_{E_1} + \lambda_{E_2}, \\ R_S(t) &= e^{-\lambda_S t}; \quad \frac{1}{\lambda_S} = MTBF_S. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Для паралельних структур:

$$R_S(t) = \Pr[E_1 \cup E_2] = R_{E_1}(t) + R_{E_2}(t) - R_{E_1}(t)R_{E_2}(t),$$

якщо  $\lambda_1 = \lambda_2$ , то:

$$\begin{aligned} R_S(t) &= 2e^{-\lambda t} - e^{-2\lambda t}; \quad \lambda_S(t) = 2\lambda \frac{1 - e^{-\lambda t}}{2 - e^{-\lambda t}}, \\ \int_0^{\infty} R_S(t) dt &= MTBF_S = \frac{3}{2\lambda}. \end{aligned} \quad (2.19)$$

### 2.3. Виявлення та рангування основних дестабілізуючих чинників, що впливають на надійність процесу буріння

В процесі буріння під час відмови будь-якого із ЕСП, складався польовий рапорт по відмові, де в деталях описувалися симптоми відмов та час функціонування. Збиралася максимальна інформація про умови використання приладу: хімічних властивостях бурового розчину, наявності ударів та вібрацій, тощо. Усі дані зберігалися у відповідній базі даних. Після повернення приладу в ремонтний центр проводилась його детальна діагностика, в процесі якої база даних по відмовах доповнювалася новою інформацією. В процесі аналізу також використовувалася інформація глибинної динаміки буріння, отримана із

пам'яті ЕСП MWD-систем, а також інформація про основні технологічні параметри рейсу буріння, яка записана за допомогою поверхневих електронних приладів. Статистичний аналіз близько 200 відмов ЕСП показав, що за своєю природою як причини, так і види відмов є надзвичайно різноманітні. Результати групування та класифікації проведеного аналізу представлені на рис.2.7.

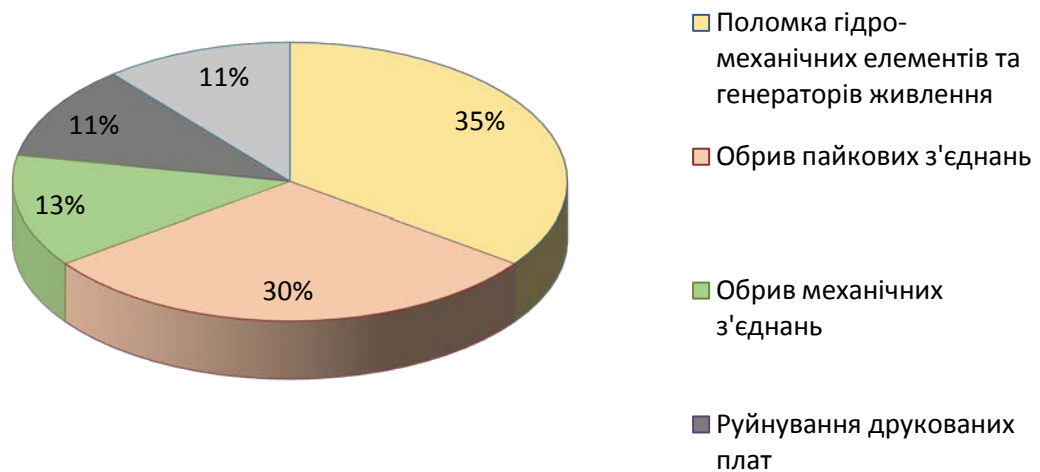


Рис. 2.7. Класифікація типів відмов ЕСП на протязі одного року експлуатації

Основними причинами відмов ЕСП під час буріння були:

1. Механічні, зумовлені механічним зношенням, втомливістю, ударними тріщинами та заїданням.
2. Електричні, зумовлені дефектами виготовлення та умовами експлуатації.
3. Відмови в програмному забезпеченні, зумовлені дефектами розроблення та накопичувальними з часом відмовами.

За допомогою статистичного аналізу бази даних, що об'єднала технологічну інформацію в процесі буріння, ремонтні рапорти та вибірні дані, записані MWD-системами під час буріння, було виявлено основні дестабілізуючі чинники, що привели до зниження надійності та передчасних



відмов ЕСП. Після цього, основні дестабілізуючі чинники були розміщені в рангований ряд (табл. 2.1).

Відмови приладів пов'язані із механічними ударами та вібраціями, займають друге місце за імовірністю появи і зумовлюють механічні тріщини у компонентах ЕСП, обриви електричних шин та з'єднань. Високі температури викликають появу в електронних компонентах ЕСП термомеханічних напружень, неконтрольованих змін параметрів ЕРЕ ІС, прискорюють деградацію їх параметрів.

Таблиця 2.1.

Рангований статистичний ряд основних дестабілізуючих чинників

№	Основні дестабілізуючі чинники	%
1	Людський фактор	28,7
2	Механічні удари і вібрації	26,2
3	Корозія та інші хімічні впливи	22,4
4	Перегрів	12,8
5	Механічна втомливість металу	7,6
	Решта: термальні удари, високий тиск, механічні навантаження, електромагнетизм, дифузія, та ін.	2,3

Як видно із табл. 2.1, основним дестабілізуючим чинником, що впливає на надійність роботи ЕСП, є саме людський фактор. Несвоєчасне ухвалення рішення чи прийняття хибних рішень приводять до використання ЕСП в супереч його специфікації і, як наслідок - передчасній відмові. Автоматизувавши відповідні процеси буріння можна мінімізувати вплив людського фактору. Для автоматизації процесу буріння необхідна автоматизована система управління процесом буріння, невід'ємною складовою якої, є система підтримки прийняття рішень.

Тому, для підвищення обґрунтованості рішень, під час буріння, необхідно розробити та впровадити в бурову практику СППР для ідентифікації та застосування відповідних заходів щодо усунення певних видів механічних дестабілізуючих чинників.

#### 2.4. Генерація основних видів вібрацій бурової колони

Наявність механічних дестабілізуючих чинників, таких як удари і вібрації, негативно впливає на механічну швидкість буріння, надійність роботи як ЕСП, так і КНБК в цілому [6]. Саме ЕСП є слабкою ланкою у надійності всієї вибійної інформаційно-вимірювальної системи. Своєчасне виявлення, ідентифікація та застосування відповідних методів боротьби із механічними дестабілізуючими чинниками дає змогу збільшити як надійність ЕСП, так і живучість всієї АСУ бурінням.

Відомо, [5-8, 24] що глибинні вібрації поділяються на: осьові, латеральні, вихрові та обертові (рис.2.8).

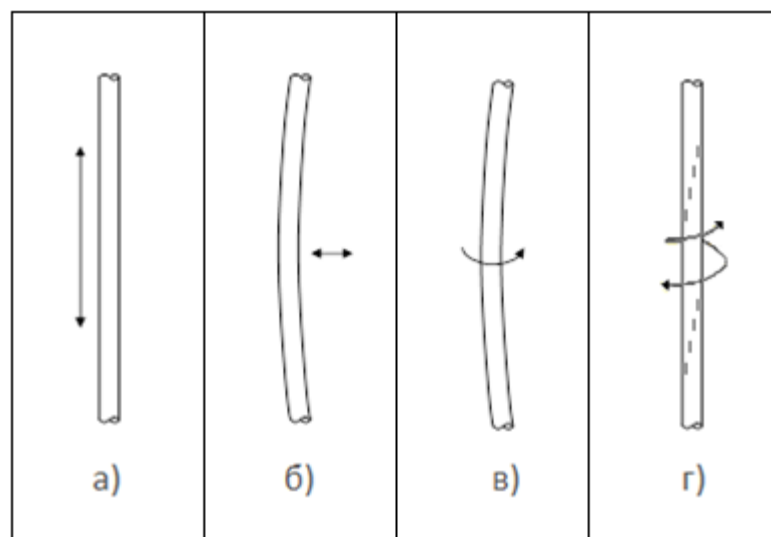


Рис. 2.8 Основні види вібрацій бурової колони:

а) осьові; б) латеральні; в) вихрові ; г) обертові.

Під час осьових вібрацій КНБК набирає коливальних прискорень вздовж осі обертання. Такий вид вібрацій генерується в наслідок ударів бурового долота об дно свердловини і в значній мірі залежить від типу бурового долота [74, 75] та породи, що руйнується. Причинами осьових вібрацій є:

- тверді породи;
- агресивне долото (із збільшеним розміром різця, меншою кількістю різців, меншою кількістю лопатей, малим переднім кутом);
- надто велика швидкість обертів БК при недостатньому навантаженні на долото.

Латеральні [7] та вихрові вібрації генеруються внаслідок ударів КНБК об стінки свердловини. Частота та амплітуда вібрацій залежить від коефіцієнта відбиття, коефіцієнта затухання прилеглих порід, жорсткості КНБК та відстанню до стінок свердловини. Причинами латеральних вібрацій можуть бути:

- долото з агресивною калібруючою оснасткою;
- надто велика швидкість обертів БК при недостатньому навантаженні на долото;
- велике відношення діаметра ствола до діаметра КНБК;
- відсутність стабілізації БК.

Обертові вібрації генеруються в наслідок тертя бурової колони та долота об стінки свердловини. Вони розповсюджуються вздовж усієї бурової колони. Причинами осьових вібрацій можуть бути:

- надто велике осьове навантаження на долото;
- мала швидкість обертання БК;
- агресивне долото [24];
- сильне тертя КНБК об стінки свердловини.

Усунення вібрацій бурової колони починається із своєчасної і достовірної ідентифікації виду та рівня вібрації. Маніпуляція такими технологічними параметрами, як оберти БК – (RPM) та навантаженням на долото (WOB), може

призвести до зменшення рівня вібрацій. Розроблення моделей та методів ідентифікації видів ударів та вібрацій для експертної СППР представлено в розділі 3. При автоматизації процесу буріння виникає необхідність у розробленні автоматичної системи моніторингу та ідентифікації видів ударів та вібрацій під час буріння, яка б містила знання експертів щодо усунення вібрацій у відповідних геологічних умовах та могла б працювати як у режимі поради, так і в виконавчому автоматичному режимі.

### **2.5. Виявлення впливу основних видів вібрацій на надійність процесу буріння похило-скерованих свердловин**

Надійність процесу буріння визначається сумарною надійністю як поверхневого бурового устаткування, так і глибинних вибійних засобів.

Комплекс поверхневого устаткування включає [77, 78]: бурову вежу, бурові механізми (бурова лебідка з талевою системою, обертально-подавальний механізм); енергетичне обладнання (двигуни внутрішнього згорання, дизель-генераторна станція, перетворювачі енергії, електрогідродвигуни); обладнання для роботи з рідкими, газорідними і газоподібними очисними агентами (буровий насос, компресор, резервуар, машини і механізми для приготування, очищення і опрацювання бурових агентів, трубопроводи, шланги і вертлюг); обладнання і буровий інструмент для механізації спуско-підіймальних операцій (ключі, клинові захвати, елеватори, спайдери); противикидне обладнання; система управління буровим устаткуванням, контрольно-вимірвальна система.

До комплексу вибійних засобів відносяться: бурові труби, компоновка низу бурової колони (КНБК), електронні свердловинні прилади (ЕСП), що входять до складу MWD, LWD, RSS-систем.

Спостереження показують, що саме глибинні вибійні компоненти, зокрема ЕСП є слабою ланкою в надійності усього процесу буріння. Як було виявлено в процесі аналізу статистичних даних, нагрів та вібрації є основними

дестабілізуючими чинниками, що негативно впливають на надійність роботи ЕСП.

До механічних дестабілізуючих чинників віднесено прискорення, удари та вібрації [5]. Удари та вібрації виникають внаслідок взаємодії руху бурової колони, що зумовлений силами осьового обертання, які прикладені на поверхні, із стінками свердловини, дном свердловини та потоком бурового розчину.

Самі по собі прискорення, які виникають при обертанні бурової колони незначні. Так, наприклад, відцентроване прискорення  $a_g$  периферійної точки бурової труби радіусом  $r=0.1\text{ м}$  при частоті обертання  $\nu=2\text{ об/с}$  і масі  $m=1\text{ г}$ , розраховане по відомій формулі

$$a_g = \frac{mV^2}{r} = (2\pi r\nu)^2 \frac{m}{r}, \quad (2.20)$$

де  $V$  – швидкість руху,  $\nu$  – частота обертання.

Розрахунок показує, що при вказаних вище значеннях  $r$ ,  $V$  і  $m$ ,  $a_g$  складає всього  $0,1\text{ м/с}^2$ , тобто воно менше прискорення вільного падіння.

Значно більшим є прискорення (сповільнення), які виникають при ударах і вібраціях. Дослідження різних авторів [5 - 8] показують, що при бурінні мають місце від трьох до п'яти видів ударів, які ініціюють різні траєкторії руху КНБК та генерують відповідні вібрації (рис. 2.9):

- осьові, при яких відбувається підскакування на забої долота і, разом з ним, бурової колони та ЕСП телеметричних систем;
- латеральні, які являють собою бокові биття бурової колони та вихрові рухи долота;
- обертові (заклинювання – прокручення), при яких відбувається заклинювання БК з наступним її прокрученням;
- вихрові КНБК;
- вихрові долотні.

Вихрові вібрації КНБК та вихрові вібрації долота супроводжуються латеральними ударами, і реєструються давачами латеральних прискорень. Тому, надалі вважаємо, що при бурінні на КНБК діють три види ударів:

- осьові (повздовжні);
- бокові (латеральні);
- обертові (заклинювальні).

Кожний з наведених вище ударів зумовлює відповідні йому типи вібрацій (осьові, латеральні, обертові), які по своїй природі є затухаючими коливаннями (рис. 2.10). Якщо удари слідуєть один за одним, то вони накладаючись, спричиняють спектр неперервних коливань, тобто вібрації.

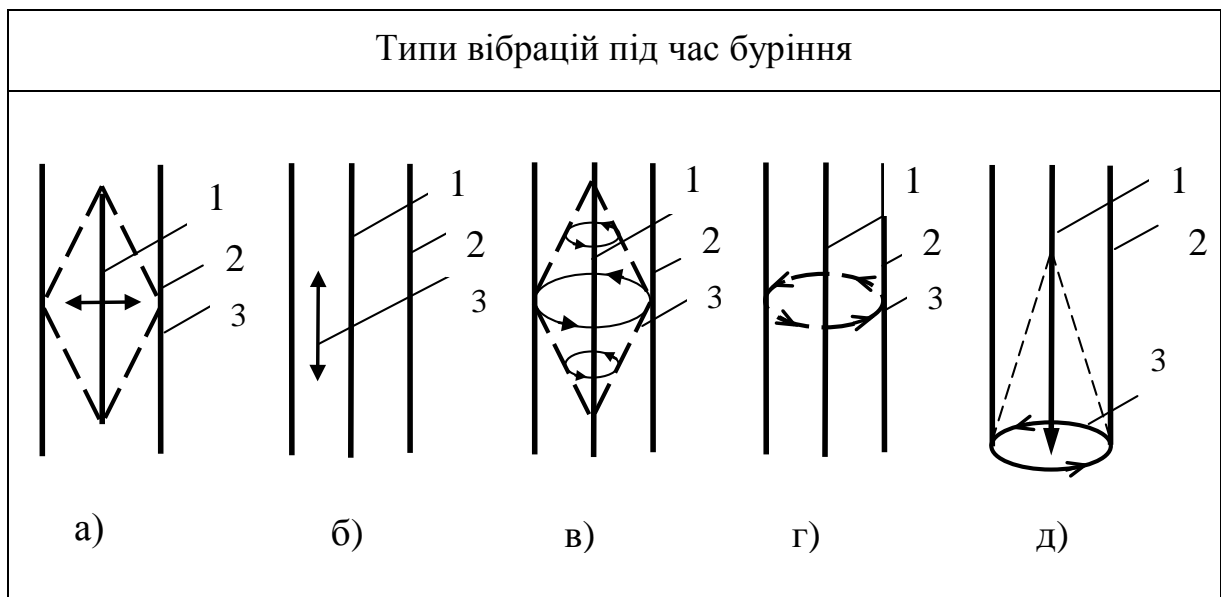


Рис. 2.9. Схематичне зображення видів вібрацій, що супроводжують процес буріння: а-бокові, б-осьові, в-вихрові трубні, г-обертові, д-вихрові долотні: 1- бурової труба; 2-стінки свердловини; 3-траєкторія руху бурової труби при ударі; 4-траєкторія руху долота при ударі.

З рис.2.10 випливає, що після першого удару величиною 150g виникають затухаючі коливання частотою  $f=4$  Гц, в яких мають місце амплітуди  $> 50g$ . Виходить, що за 1с пікове абсолютне значення амплітуди коливань перевищило 50g вісім разів.

Спостереження показують, що вібрації під час буріння не завжди призводять до моментальної відмови ЕСП. Руйнівний вплив вібрацій

накопичується і з часом може привести до механічної відмови приладу, що важко надається прогнозуванню.

Аналіз статистичних даних показує, що при обертових вібраціях пошкоджень зазнає як БК, так і долото. Збільшення швидкості обертів бурової колони, як правило, допомагає зменшити рівень обертових вібрацій.

Осьові вібрації, як правило, спричинені зміною літології породи та є більш притаманні для PDC-доліт. Наявність осьових вібрацій при бурінні шарошковим долотом може свідчити про вихід із ладу одного із шарошок долота.

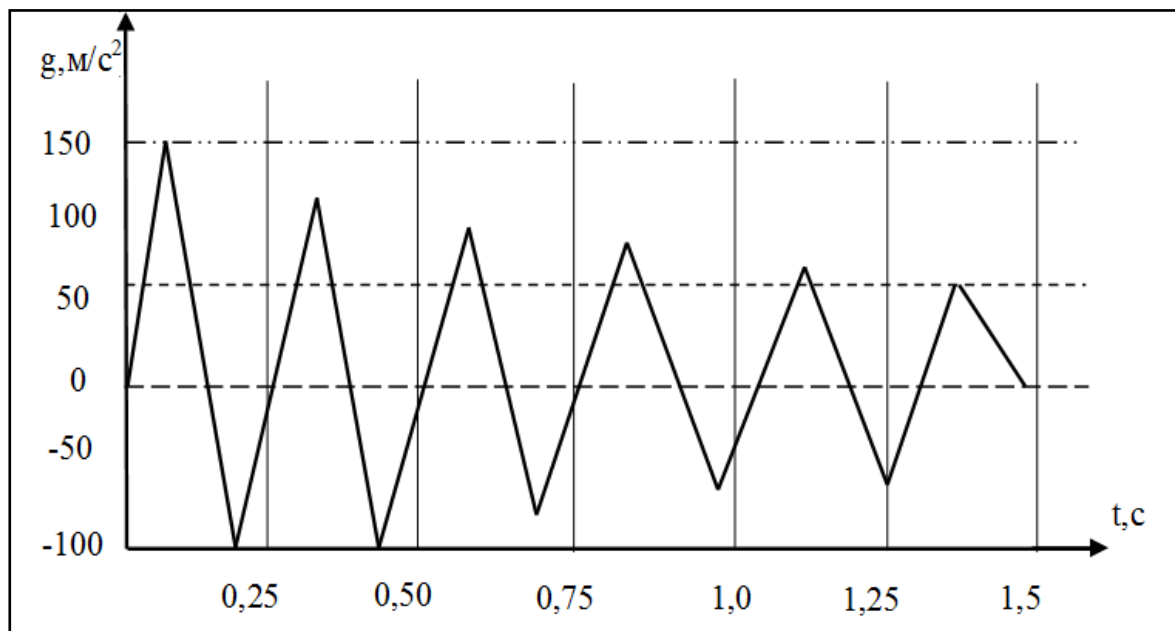


Рис. 2.10. Схематичне зображення затухання в часі прискорень, набутих при ударі під час буріння.

Латеральні вібрації є найбільш деструктивними для КНБК та ЕСП. Вони генеруються як наслідок вихрової траєкторії рух БК, її прогину та наявності резонансу із обертами БК.

## 2.6. Розроблення математичної моделі оцінювання ресурсу роботи та ризику поломки ЕСП при наявності ударів та вібрацій

Основним недоліком статистичного оцінювання ресурсу роботи ЕСП є залежність критерію оцінювання від багатьох чинників, в тому числі від:

- конструкцій КНБК;
- способу закріплення компонентів;
- геологічних умов в зоні буріння;
- виду вібрації.

Вказані чинники можуть бути різними. Для врахування їх спільного впливу необхідно було б у кожному конкретному випадку ставити окремий експеримент. Щоб уникнути цього необхідна абстрактна модель, яка б описувала процес руйнування ЕСП телеметричної системи в умовах одночасної дії різних видів вібрацій і дала б змогу прогнозувати його надійність. Для її отримання було використано метод аналогій [82]. Дослідження показали, що прототипом може бути модель, яка використовується для оцінювання надійності електро-радіо-елементів (ЕРЕ) [78], що в складі електронного апарата (ЕА) встановлені на відповідний транспортний засіб, наприклад, корабель, літак, ракету, тощо, які є джерелом вібрацій [79,80]. В нашому випадку аналогом транспортного засобу є ОБТ, аналогом ЕА – ЕСП, а аналогом ЕРЕ – елементи ЕСП (сенсори).

Модель передбачає використання для смуг частот, в якій відбувається вібрація, середнього значення енергетичного спектру вібрації (середнього значення спектру прискорень)  $G(\omega)$ , який можна взяти з літературних джерел, розрахувати або визначити експериментально, наприклад, за допомогою акселерометра. В даній роботі використовувався розрахунковий метод. Нижче наведено оцінювання енергетичного спектру вібрацій бурової колони, отримане розрахунковим методом.

Як відомо, механічне коливання являє собою рівноприскорений рух, направлений від точки найбільшого відхилення до положення рівноваги, тому



для визначення величини прискорення скористаємось формулою шляху рівноприскореного руху:

$$S = \frac{at^2}{2}. \quad (2.21)$$

Замінивши шлях амплітудою  $A$ :

$$A = \frac{at^2}{2}, \quad (2.22)$$

визначимо величину прискорення  $a$ :

$$a = \frac{2A}{t^2}. \quad (2.23)$$

При вібрації бурової колони час  $t$ , за який відбувається прискорення, становить  $\frac{1}{4}$  частини періоду коливання, що при частоті  $f=10$  Гц, при якій період складає  $0,1$  с, складає:

$$t = \frac{T}{4} = \frac{0,1\text{с}}{4} = \frac{1}{40}\text{с}. \quad (2.24)$$

Амплітуда коливань сягає величини  $A=0,05\dots 0,1$  м. Після підстановки цих значень  $A$  і  $t$  у вираз (2.23) отримаємо:

- $a_1=160\text{ м/с}^2=16\text{g}$ ;
- $a_2=320\text{ м/с}^2=32\text{g}$ .

Їх порівняння із прискоренням набутими від інших джерел вібрації [78] наведено в табл.2.2.

Таблиця 2.2.

Орієнтовні значення смуги частот  $\Delta f$  та середнього значення енергетичного спектру  $G(\omega)$ , для різних вібрацій.

Джерело вібрації	Смуга частот $\Delta f$ , Гц	Середній енергетичний спектр, $G(\omega)$	Література
Ракети	До 2000	(10...20)g	[78]
Літаки	До 500	(5...10)g	[78]
Кораблі	До 100	(2...5)g	[78]
Бурова колона	До 10	(16...32)g	Розрахунки

Як відомо, прискорення набуті при вібрації визначаються частотою і амплітудою коливань. Відносно великі значення прискорень бурової колони при малій частоті пояснюються великою амплітудою коливань.

Проведений аналіз показує, що ЕСП систем MWD, LWD і RSS з набором елементів (сенсорів) у вигляді дискретних ЕРЕ, ІС, які виконують функції акселерометрів, магнітометрів та ін., можна розглядати як конструкцію з зосередженою масою 1, прикріпленою за допомогою пружних елементів 2 до БК 3 (рис 2.12 а) а сенсори - зосереджену масу 4 прикріплену за допомогою елементів 5 до корпусу ЕСП 6 (рис. 2.11 б).

Аналіз показує [90], що властивості таких моделей аналогічні властивостям лінійного електричного кола і тому можуть бути описані передатною функцією  $W(j\omega)$ . Але так як для вібрації фаза не є визначальною, то для аналізу може бути використаний лише модуль передатної функції  $|W| = K(\omega)$ , тобто амплітудно-частотна характеристика.

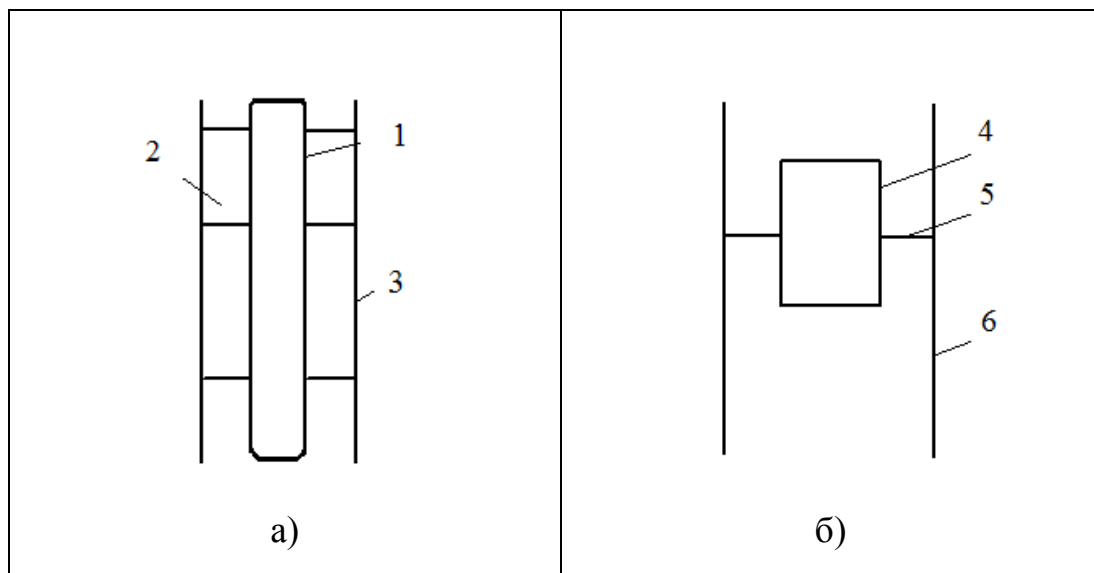


Рис 2.11 Спрощені механічні моделі ЕСП (а) та його елемента (наприклад, сенсора) (б); 1, 6 – корпус ЕСП, 2-елемент зв'язку корпусу з ОБТ, 3 – ОБТ, 4 – сенсор, 5 – елемент зв'язку сенсора з корпусом 6.

Було визначено модуль передатної функції  $K(\omega)$  для ЕСП та його МЕМС – сенсорів. Результати отримані експериментально за допомогою показів акселерометра. Частота коливань БК змінювалась шляхом зміни режиму буріння (навантаження на долото та швидкості обертання БК). На рис.2.12 приведено порівняння частотної залежності коефіцієнта передачі коливань бурової колони та сенсорів ЕСП із ЕА та встановлених на ньому дискретних ЕРЕ.

Знаючи енергетичний спектр вібрації БК  $G_{БК}(\omega)$  (табл.2.2) і коефіцієнт передачі коливань ЕСП  $K_{ЕСП}^2(\omega)$  (рис.2.12, крива 1), можна по аналогії з приведеним в роботі [78] виразом для енергетичного спектру ЕА записати вираз для енергетичного спектру коливань ЕСП:

$$G_{ЕСП}(\omega) = G_{БК} \times K_{ЕСП}^2(\omega). \quad (2.25)$$

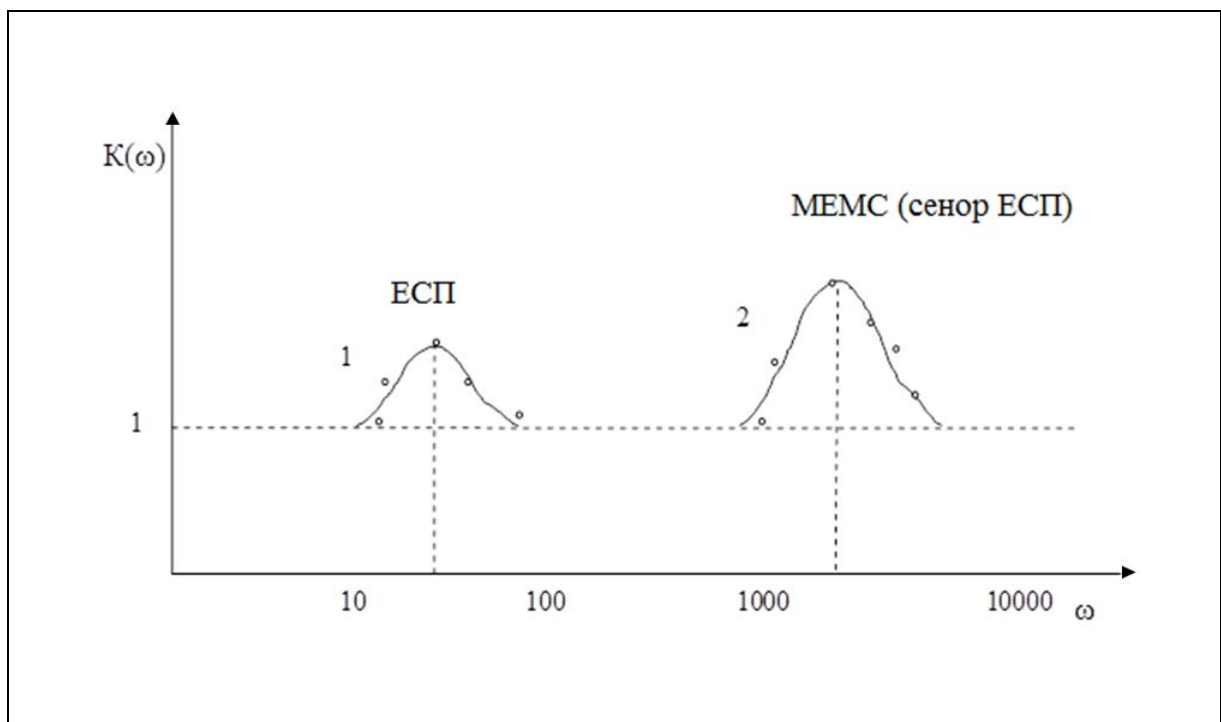


Рис 2.12 а. Частотна залежність коефіцієнта передачі коливань: 1 - ЕСП, встановлений на гумові прокладки; 2 - МЕМС – сенсор ЕСП.

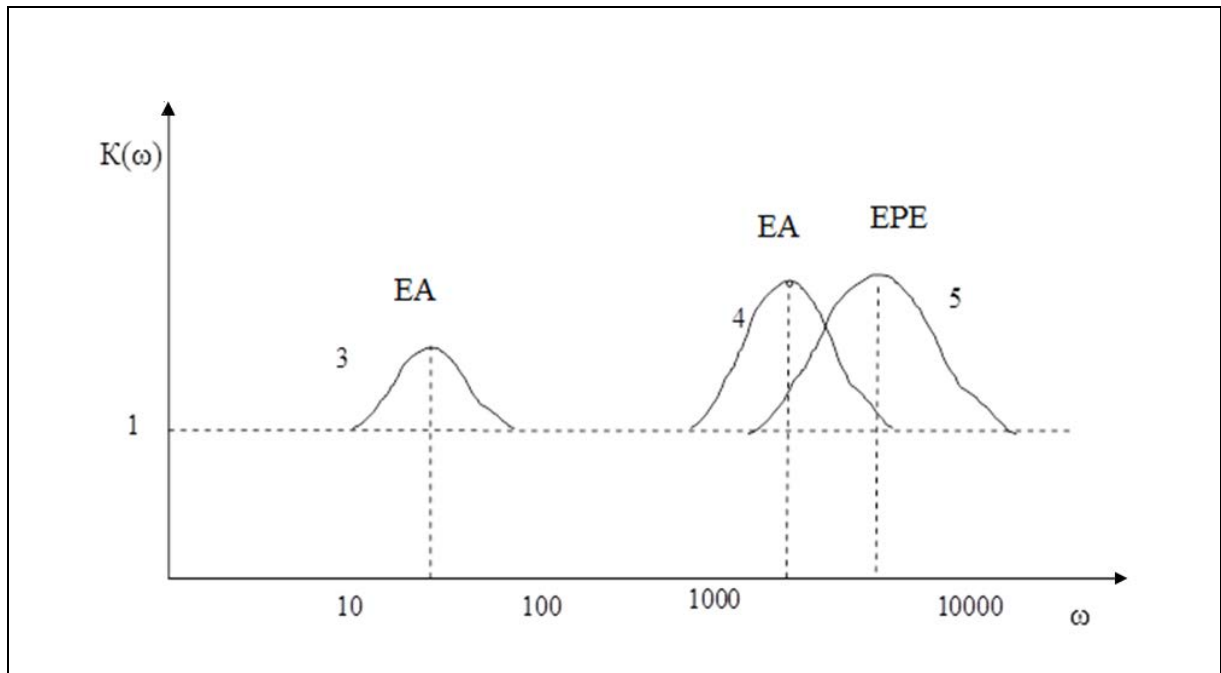


Рис 2.12 б. Частотна залежність коефіцієнта передачі коливань: 3 – ЕА касетної конструкції з амортизатором; 4- ЕА касетної конструкції без амортизатора; 5 – дискретний ЕРЕ ЕА.

Позиції 3, 4, 5 взяті з літературних джерел [78].

При  $G_{БК}(\omega) = 16g$  і  $K_{ЕСП}(\omega) = 1.6$ ,

$$G_{ЕСП}(\omega) = 16g \cdot 1.6^2 = 41g. \quad (2.26)$$

При  $G_{БК}(\omega) = 32g$  і  $K_{ЕСП}(\omega) = 1.6$ ,

$$G_{ЕСП}(\omega) = 32g \cdot 1.6^2 = 82g. \quad (2.27)$$

Подібно по формулі розраховується енергетичний спектр вібрацій елементів ЕСП:

$$G_E(\omega) = G_{ЕСП}(\omega) \times K_{ЕСП}^2(\omega) \times K_E^2(\omega). \quad (2.28)$$

При  $G_{ЕСП}(\omega) = (41g)$ ,  $K_{ЕСП}(\omega) = 1.6$  і  $K_E(\omega) = 1.8$ ,

$$G_E(\omega) = 41 \times 1.6^2 \times 1.8^2 = 340g. \quad (2.29)$$

А при  $G_{ЕСП}(\omega) = (82g)$ ,  $K_{ЕСП}(\omega) = 1.6$  і  $K_E(\omega) = 1.8$ ,

$$G_E(\omega) = 82 \times 1.6^2 \times 1.8^2 = 680g. \quad (2.30)$$

Для більшої наочності приведені вище розрахункові дані для енергетичних спектрів зведено в таблицю.

Таблиця 2.3.

Розрахункові значення  $G(\omega)$ .

Елемент КНБК	$K(\omega)$	$G(\omega)$
БК	-	(16...32)g
ЕСП	1,6	(41...82)g
Елементи ЕСП	1,8	(340...680)g

Дослідження показують, що швидкість нагромадження незворотних змін в ЕСП визначається інтегральним показником інтенсивності їх вібрацій  $K_{ib}$ . Він, за умови, що спектр прискорень бурової колони рівномірний, визначається із виразу аналогічного приведеному в роботі [78] для транспортних засобів:

$$K_{IB} = [G_{BK}(\omega)]^{\frac{1}{2}} \cdot \left[ \frac{1}{2\pi} \int_0^{\omega_B} K^2_{ЕСП}(\omega) \cdot K^2_{МЕМС}(\omega) d\omega \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2.31)$$

де  $\omega_B$  – верхня частота в спектрі вібрацій на буровій колоні.

Оцінюючи розрахунки по формулі отримано наступні результати:

- При  $G_{BK}(\omega) = 16g$ ,  $K_{ЕСП}(\omega) = 1.6$ ,  $K_E(\omega) = 1.8$ ,  

$$\omega_B = 2\pi f = 6,28 \cdot 10 = 62,8; K_{IB} = 116. \quad (2.32)$$
- При  $G_{BK}(\omega) = 32g$  і тих же значеннях інших параметрів  $K_{IB} = 232$ .

Для більшої наочності показники інтенсивності вібрацій зведено в таблицю 2.4.

Як видно, при відсутності амортизаторів інтенсивність механічних впливів, яких зазнають змонтовані на об'єкті елементи (в іншому випадку встановлені в ЕСП сенсори) може значно перевищувати механічні впливи, яких зазнає саме обладнання (в нашому випадку ЕСП).

Таблиця 2.4

Показники інтенсивності вібрацій для різних «транспортних» засобів  
при відсутності амортизаторів

«Транспортний» засіб	$K_{IB}$
Бурова колона	116...232
Ракети	230
Літаки	10
Кораблі	5

Поступове нагромадження незворотних змін в сенсорах та інших компонентах ЕСП приводить до їх відмови. Модель, яка описує поточний ресурс роботи ЕСП при наявності вібрацій може бути представлена в наступному вигляді:

$$t_{II} = t_0 - \alpha_K \cdot K_{IB} \cdot t, \quad (2.33)$$

де  $t_{II}$  - поточний ресурс роботи ЕСП,  $t_0$  - ресурс роботи при відсутності вібрацій,  $\alpha_K$  - коефіцієнт, який враховує конструкцію кріплення компонентів ЕСП,  $t$  – поточний час.

В момент руйнування поточний ресурс роботи ЕСП стає нульовим, тобто  $t_{II} = 0$ , тоді із виразу 2.33 слідує, що

$$\alpha_K \cdot K_{IB} \cdot t = t_0. \quad (2.34)$$

Звідси визначено час, що залишився до руйнування:

$$t = \frac{t_0}{\alpha_K \cdot K_{IB}}. \quad (2.35)$$

Видно, що час, який залишився до руйнування, прямо пропорційний ресурсу роботи при відсутності вібрацій і обернено пропорційний інтегральному показнику інтенсивності вібрацій.

Для введенням обмежень на параметри моделі (2.35) проведено оцінювання значення коефіцієнту  $\alpha_K$ . Для цього взято поточний час роботи елементів ЕСП згідно проведених спостережень  $\approx 500$ год, тобто  $t=500$ год,

заявлений час експлуатації, що при відсутності вібрацій складає  $\approx 10^5$  год, тобто  $t_0=10^5$  год, та інтегральний показник інтенсивності вібрацій ЕСП (середнє значення), тобто  $K_{IB}=174$ . В момент руйнування поточний ресурс роботи ЕСП стає нульовим, тобто  $t_{II}=0$ . Підставивши ці значення параметрів у вираз (2.34), визначено коефіцієнт  $\alpha_K$ , тобто:

$$\alpha_K = \frac{t_0}{K_{IB} \cdot t} = \frac{10^5}{174 \cdot 500} \approx \frac{100000}{64600} \approx 1.13. \quad (2.36)$$

Обмеження на модель (2.35)

$$\begin{cases} 0 < t_0 \leq 10^5; \\ 1 \leq K_{IB} \leq 232; \\ 1 < \alpha_K \leq 2. \end{cases} \quad (2.37)$$

Перевірка адекватності моделі здійснювалась в процесі спостереження за роботою ЕСП MWD-системи. Один із елементів, який на початку рейсу буріння мав заявлений ресурс  $5 \times 10^3$  годин, при наявності вібрацій із середнім зазначенням  $K_{IB}=94,3$  відмовив після 51,0 години буріння. Цей результат є близьким до 46,9 годин, що розраховано згідно розробленої моделі (2.35).

## 2.7. Модель промиву бурової колони

Під час роторного буріння, бурова колона постійно обертається в стволі свердловини, таким чином, передаючи крутний момент від верхнього приводу до долота на дні свердловини. При цьому, виникають значні сили тертя між бурильними трубами та стінками свердловини. Також, під час буріння, потік бурового розчину в середині бурильних труб може складати близько 24 000 л/хв, а тиск досягати 25000 КПа [84,85]. Надвисокий тиск, потік а також склад бурового розчину сприяють поступовому вимивання внутрішніх стінок бурильних труб. Таким чином постійне зовнішнє тертя та внутрішня циркуляція призводить до зношення стінок бурильних труб та, в решті-решт – до їх промиву. Промив бурової колони є одною з найбільш небезпечних аварій

оскільки загрожує втратою частини бурильних труб та самої КНБК. Вартість деяких компонок досягає декількох сотень тисяч доларів США. Змодельовавши процес промиву бурової колони можна проводити оцінювання роботи механічної складової ЕСП, а також своєчасно запобігти аваріям під час буріння.

Буровий розчин [83, 86] на поверхні закачується у внутрішній простір бурової колони, протікає по усій її довжині до долота на вибої, та через форсунки долота виходить в затрубний простір свердловини, і піднімається на поверхню. Саме за допомогою імпульсів тиску у буровому розчині, ЕСП MWD-системи кодують та передають інформацію із вибою на поверхню [46].

Для моделювання промиву бурової колони вибрано модель нестискуваної рідини [88] (Incompressible Fluid), що базується на рівняннях Нав'є-Стокса. Ця модель описує рух в'язкої рідини/газу при малих значеннях чисел Маха ( $M < 0,3$ ), малих і великих (турбулентних) значеннях чисел Рейнольдса. Допускаються незначні зміни густини, котрі дають можливість врахувати підйомну силу. В модель входять рівняння: Нав'є-Стокса, енергії і конвективно-дифузійного переносу концентрації домішок.

Модель турбулентної нестисненої рідини базується на основі стандартної  $k - \epsilon$  моделі турбулентності, в котрій турбулентна в'язкість  $\mu_t$  виражається через величини  $k - \epsilon$ :

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\epsilon} f_\mu, \quad (2.38)$$

де опис параметрів моделі наведені в табл. 2.5.

В моделі використовуються наступні рівняння:

1. Рівняння Навє-Стокса:

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \nabla(V \otimes V) = -\frac{\nabla P}{\rho} + \frac{1}{\rho} \nabla((\mu + \mu_t)(\nabla V + (\nabla V)^T)) + S, \quad (2.39)$$

$$\nabla V = 0, \quad (2.40)$$

$$S = \left(1 - \frac{\rho_{hyd}}{\rho}\right) g + B + \frac{R}{\rho}, \quad (2.41)$$



де в обертальній системі координат сили обертання (Коріоліса і відцентрова) мають вигляд:

$$B = -2\omega \times V - \omega \times \omega \times r. \quad (2.42)$$

Таблиця 2.5.

Опис параметрів моделі нестискуваної рідини

Позначення	Опис	Розмірність
$k$	Енергія турбулентності	$[M^2 \cdot c^{-1}]$
$e$	Швидкість дисипації турбулентної енергії	$[M^2 \cdot c^{-3}]$
$\mu_t$	Турбулентна в'язкість	$[кг \cdot м^{-1} \cdot c^{-1}]$
$Pr_t$	Турбулентне число Прандтля	
$Sc_t$	Турбулентне число Шмідта	
$R$	Число Рейнольдса	

2. Рівняння енергії:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \nabla(Vh) = \frac{1}{\rho} \nabla \left( \left( \frac{\lambda}{C_p} + \frac{\mu_t}{Pr_t} \right) \nabla h \right) + \frac{Q}{\rho}. \quad (2.43)$$

3. Рівняння для  $k$  і  $e$ :

$$\frac{\partial k}{\partial t} + \nabla(Vk) = \frac{1}{\rho} \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \frac{G}{\rho} - (\varepsilon - \varepsilon_{ini}) - F, \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \nabla(V\varepsilon) = \frac{1}{\rho} \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + \frac{\varepsilon}{k} \left( C_1 \frac{G}{\rho} - C_2 f_1 (\varepsilon - \varepsilon_{ini}) \right), \quad (2.45)$$

де  $\varepsilon_{ini}$  – початкове значення турбулентної дисипації.

Через  $G$  позначено вираз:

$$G = \mu_{eff} \frac{\partial V_i}{\partial x_j} \left( \frac{\partial V_i}{\partial x_j} + \frac{\partial V_j}{\partial x_i} \right). \quad (2.46)$$

Значення параметрів  $k$ - $e$  моделі :

$$\sigma_k = 1; \sigma_\varepsilon = 1 \quad ; C_\mu = 0.09; C_1 = 1.44; C_\mu = 1.92 \quad (2.47)$$

Для граничних умов входу рідини в область розрахунку визначено значення  $k$  і  $e$ :

$$k = \frac{(bV_{in})^2}{2}, \quad (2.48)$$

де  $V_{in}$  – швидкість рідини на вході в область розрахунку.

Граничні умови для  $k$  задані згідно із ступенем турбулізації потоку:

$b < 0.03$  – низька турбулізація потоку;

$0.03 < b < 0.05$  – середня турбулізація потоку;

$0.05 < b < 0.1$  – висока турбулізація потоку.

Для бурового розчину вибрано  $0.05 < b < 0.1$  – високу турбулізацію потоку.

Звідси значення  $k$  на вході  $k = 0.024$ .

Граничні умови для  $e$  задані через масштаб турбулентності, що краще підходить для моделювання задач внутрішніх потоків. Бурова труба є входом в область розрахунку, масштаб її турбулентності відомий,  $L$  близько 10% діаметра труби.

Параметр  $e$  задано через масштаб турбулентності  $l$ :

$$\varepsilon = C_{\mu} \frac{k^{3/2}}{l}, \quad (2.49)$$

$$l = I \cdot d, \quad (2.50)$$

де  $d$  – характерний діаметр вхідної границі.  $I$  – безрозмірний параметр:

$I < 0.03$  – низька турбулізація потоку;

$0.03 < I < 0.1$  – середня турбулізація потоку;

$0.1 < I < 0.2$  – висока турбулізація потоку.

У модулі промиву бурової колони використано  $\varepsilon = 0.013$ .

Встановлено наступні граничні умови на межі області розрахунку:

1) Стінка з проковзуванням – вся геометрія бурової колони, долота, статору та внутрішня стінка свердловини. На границі області задано умову з проковзуванням. Це значить що компоненти вектору швидкості  $V_i \cdot (i=1...3)$  задовольняють одну із умов:

$$V_i | \Gamma = 0, \text{ якщо } n_i \neq 0, \quad (2.51)$$

$$(V_i, n) | \Gamma = 0, \text{ якщо } n_i = 0. \quad (2.52)$$

2) Вхідна швидкість по нормалі – область входу бурового розчину в бурову колону. На границі області задана компонента вектору швидкості по нормалі:

$$(V, n) | \Gamma = V\Gamma. \quad (2.53)$$

Швидкість потоку бурового розчину в колоні задано  $V_{ds} = 4.42 \text{ м/с}$ , що відповідає сталому потоку (об'ємній швидкості)  $Q = 3000 \text{ л/хв}$ .

3. Вихід з нульовим тиском – область виходу бурового розчину з бурової колони (рис.2.13). На границі області нормальні похідні компонент вектору швидкості рівні нулю. Тиск також прирівняний до нуля:

$$(V_i, n) | \Gamma = 0, \quad i = 1..3, \quad (2.54)$$

$$P | \Gamma = 0. \quad (2.55)$$

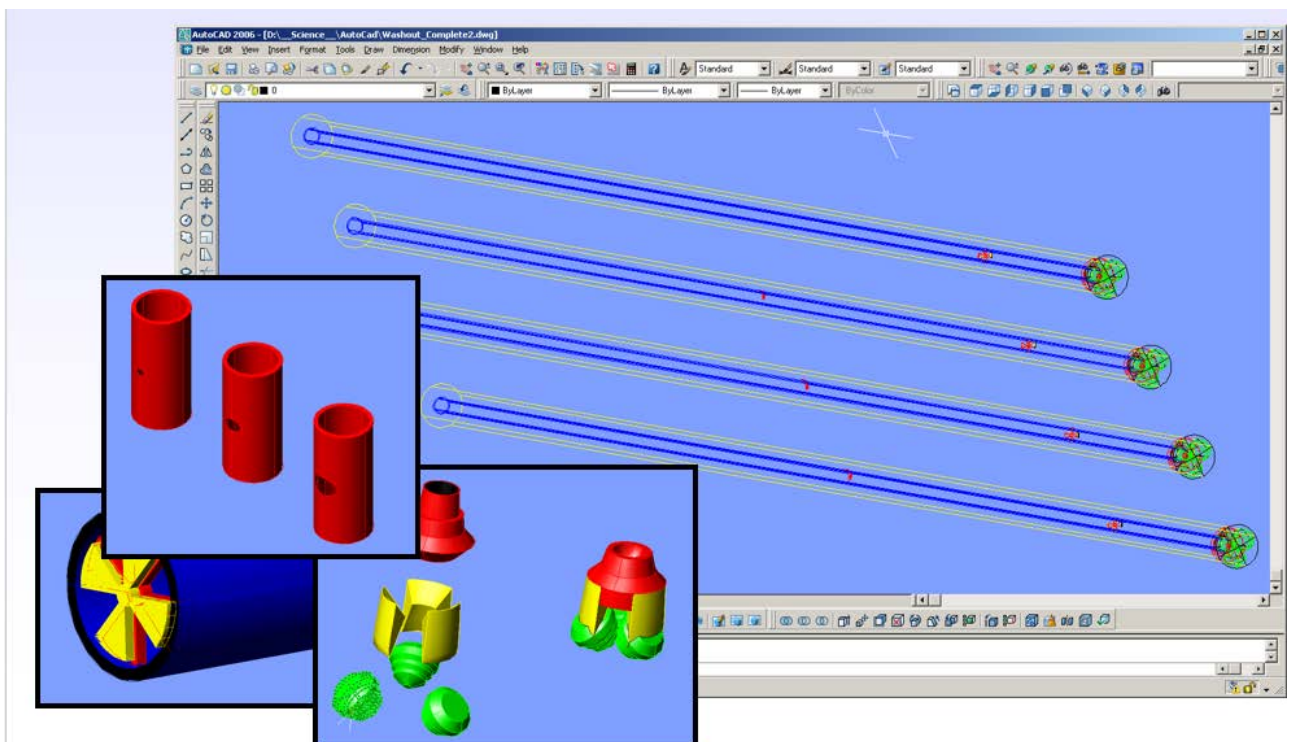


Рис. 2.13. Геометрія бурової колони із промивом різної величини.

Геометрія бурильної колони складається із ступінчастого порожнистого валу, що з'єднаний із долотом. Бурильна колона створює осьове навантаження,

а також передає обертальний рух долоту. В стінці бурильної колони сконструйовано отвір – промив. Статор-ротор розміщений внизу колони. Він був використаний для генерації телеметричного сигналу, симулюючи ЕСП вибійної телеметричної системи. Параметри бурової колони представлені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6.

## Опис параметрів конструкції БК

Параметр	Значення
Довжина бурової колони $L_{ds}$	20.16м
Відстань від низу бурової колони до умовного сенсору тиску $l_{spt}$	15м
Відстань від низу бурової колони до промиву $l_{wo}$	10.01м
Відстань від низу бурової колони до статора/ротора $l_r$	3.15м
Довжина долота $L_{bit}$	0.42м
Зовнішній діаметр бурильної колони $OD_d$	0.14м
Внутрішній діаметр бурильної колони $ID_{ds}$	0.12м
Зовнішній діаметр долота $OD_{bit}$	0.36м

Вищеописану математичну модель реалізовано за допомогою комплексу для моделювання потоків рідин FlowVision. Даний продукт не має власного геометричного редактора, а використовує 3-D моделі, імпортовані із зовнішніх САПР (систем автоматизованого проектування).

Для візуалізації отриманих результатів використано тональну гаму кольорів розподілу тиску, а також зображено вектори швидкості потоку бурового розчину (рис.2.14). Виконуючи ітерації одна за одною можна спостерігати зміну потоку та його завихрення в зв'язку із перекриванням потоку рідини ротором. На рис.2.15. зображено місце промиву. Візуально можна спостерігати за падінням тиску та зміною напрямків векторів швидкості у місці промиву.

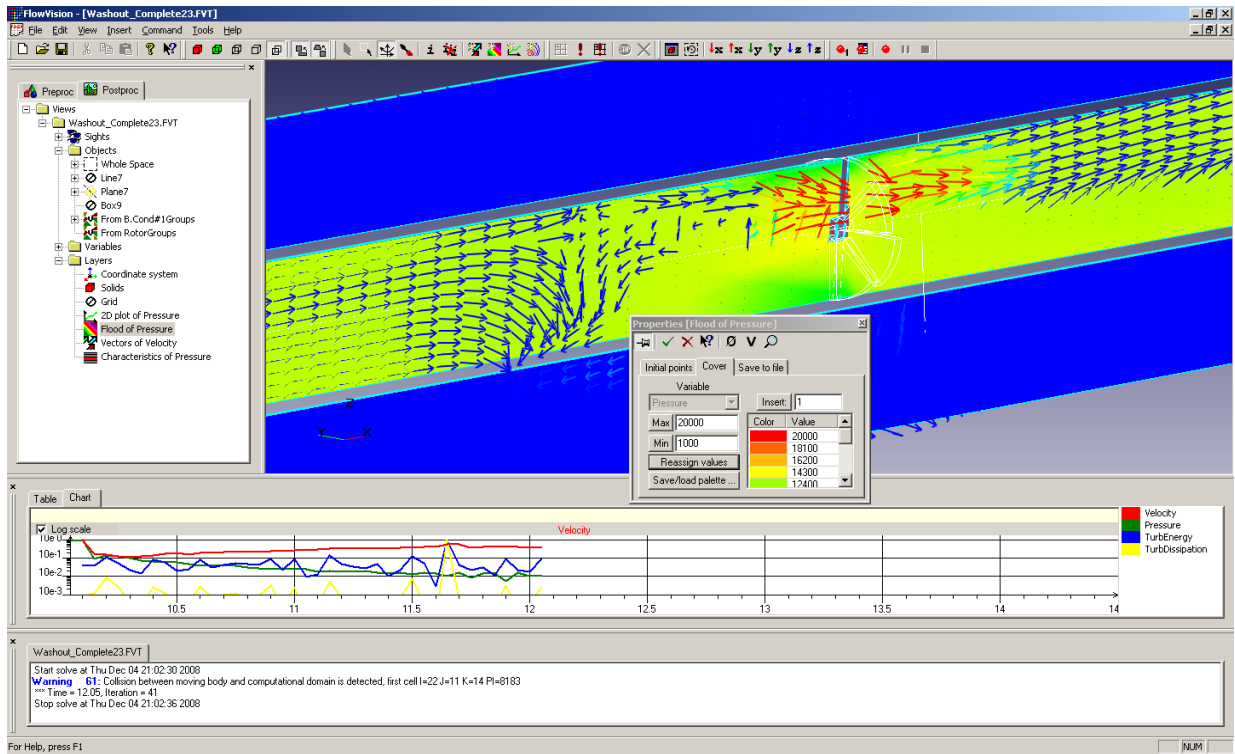


Рис. 2.14. Вектори швидкості та заливка тиску в частині статора-ротора.

Поведінка бурового розчину у місці виходу із долота зображена на рис.2.16. Швидкість потоку досягає 70 м/с, що є в 17 раз більшою в порівнянні із швидкістю втоку рідини.

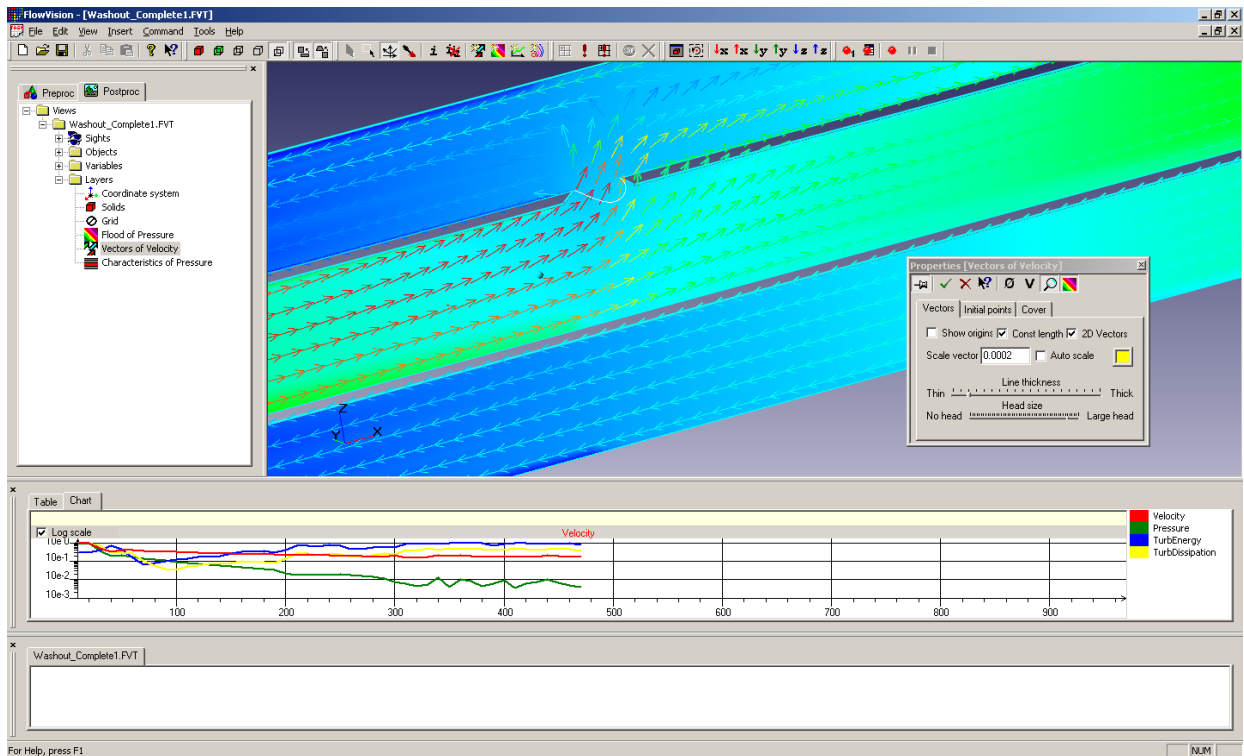


Рис. 2.15. Вектори швидкості та заливка тиску в частині промиву.

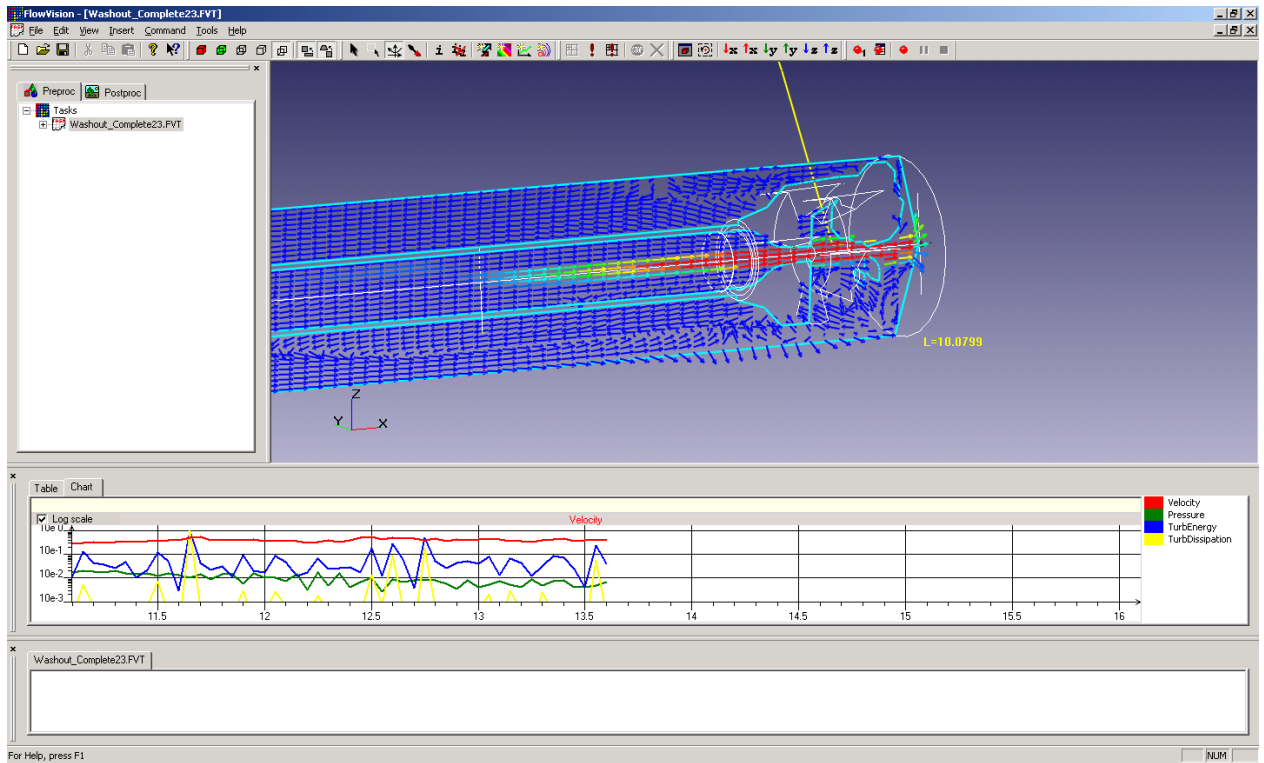


Рис. 2.16. Вектори швидкості руху бурового розчину на виході із долота.

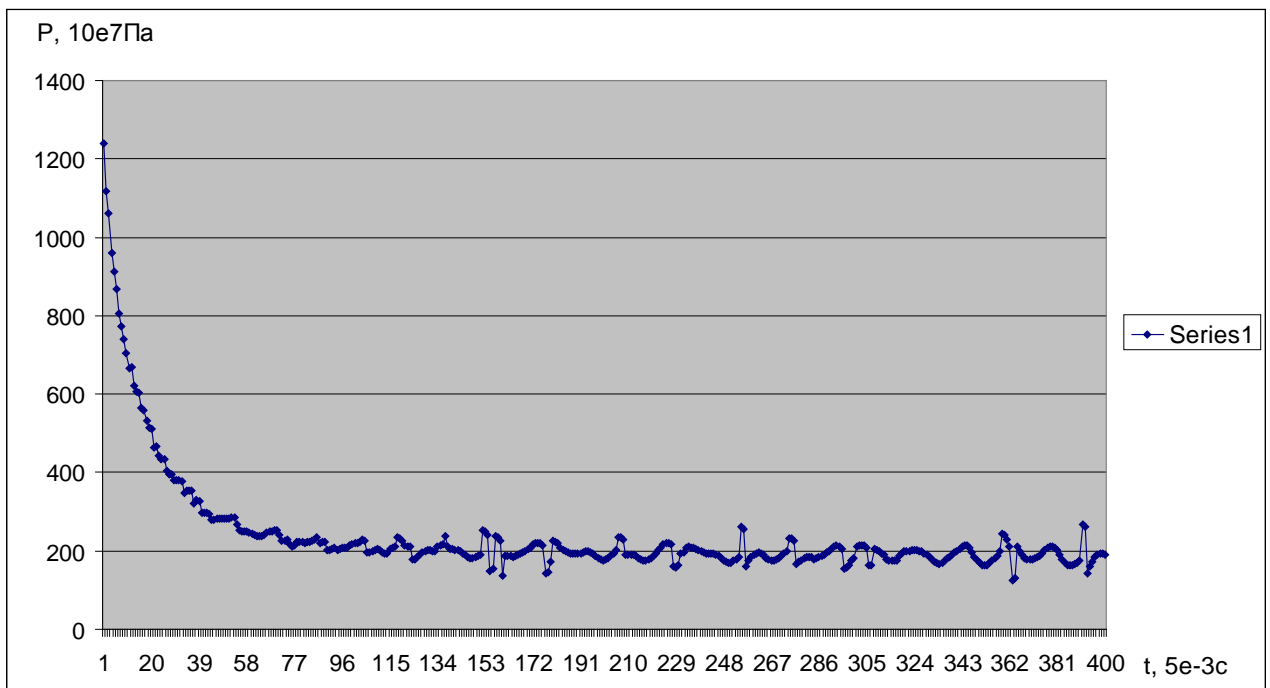


Рис. 2.17. Встановлення сталого тиску на вході в бурову колону.

В даному випадку видно, що тиск через 0,8 сек. прямує до сталого значення рівного 200 атм, що є очевидним, беручи до уваги задані вхідні параметри та граничні умови. Також, на графіку можна побачити коливання

тикових імпульсів бурового розчину із частотою 12 Гц. Шуми, які виникають можуть бути пов'язані саме із промивом колони. Це припущення потребує подальших досліджень, що дозволить використати дану модель в системі підтримки прийняття рішення для своєчасної ідентифікації промиву бурової колони та запобіганні аварій.

## 2.8. Висновки

1. Для збору даних про хід процесу буріння, геологічні умови в зоні буріння та стан бурового обладнання використовувались стандартні ЕСП, які входили до складу КНБК, зокрема ЕСП телеметричних системи з гідравлічним каналом зв'язку. Масштабність об'єкту зумовлювала використання в дослідках математичне моделювання та комп'ютерні експерименти із залученням розроблених моделей.

2. Виявлено та класифіковано основні причини та механізми відмов ЕСП та найбільш суттєві дестабілізуючі чинники, що призводять до зниження ресурсу роботи ЕСП. Ними виявилися людський та вібраційний чинники. В роботі запропоновано ефективний метод збільшення ресурсу роботи ЕСП, який включає виявлення усіх дестабілізуючих чинників, побудову з них рангованого ряду та вибір способів нейтралізації негативного впливу - в першу чергу тих із них, які стоять на початку ряду.

3. Показано, що для автоматичної ідентифікації видів вібрацій та корекції технологічних параметрів режиму буріння виникає необхідність у розробленні системи підтримки прийняття рішень, що є однією із складових АСУ бурінням і яка усуває вплив людського фактору.

5. За рахунок застосування методу аналогії із електронними апаратами, розроблено модель оцінювання ресурсу роботи електронного свердловинного приладу, яка шляхом розрахунку коефіцієнту інтенсивності вібрацій описує процес руйнування ЕСП в умовах одночасної дії різних видів вібрацій та дає змогу визначити поточний ресурс роботи ЕСП.

6. Розроблено математичну модель промиву бурової колони та встановлено граничні умови, що характеризують потік бурового розчину по колоні із промивом. Розроблена модель, за допомогою аналізу шумів та спотворень телеметричного сигналу, може бути використана для оцінювання роботи механічної складової ЕСП, а також - для своєчасної ідентифікації промиву бурової колони та запобігання аварій під час буріння.



## РОЗДІЛ 3.

### РОЗРОБЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ І МЕТОДІВ АВТОМАТИЧНОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА УСУНЕННЯ ВІБРАЦІЙ ПІД ЧАС ПОХИЛО-СКЕРОВАНОГО БУРІННЯ

Третій розділ присвячений розробленню моделей та алгоритмів для СППР автоматичної ідентифікації та усунення ударів і вібрацій бурової колони під час похило-скерованого буріння глибоких свердловин. Для побудови моделей ідентифікації виду вібрації під час буріння використано математичний апарат мереж Байєса. В розділі також застосовані діаграми впливу для моделювання процесу ухвалення рішення при появі вібрацій під час буріння в режимі реального часу та умовах невизначеності.

При розробленні СППР автоматичної ідентифікації та усунення ударів і вібрацій на основі мереж Байєса необхідно [93]:

- виявити найбільш вагомні чинники, що призводять до виникнення відповідних видів вібрацій;
- дослідити існуючі способи ідентифікації різних видів вібрацій;
- дослідити чинники, що впливають на прийняття рішення про усунення ударів та вібрацій;
- виявити зв'язок вхідних чинників та змінних, що їх описують;
- побудувати МБ для автоматичної ідентифікації відповідних видів вібрацій;
- побудувати діаграми впливу для підтримки ухвалення рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій.

#### **3.1. Виявлення інформаційних ознак ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння**

Виявити наявність вібрацій в масштабі реального часу можливо за допомогою показів як глибинних (розміщених в ЕСП), так і поверхневих давачів. Візуальна інспекція бурового обладнання після рейсу буріння

допомагає в оцінюванні рівня та виду вібрацій. Як відмічено у розділі 2, глибинні вібрації поділяються на: осьові, латеральні, вихрові та обертові [5-8, 24] (рис.2.8).

Під час осьових вібрацій КНБК набирає коливальних прискорень вздовж осі обертання. Даний вид вібрацій генерується внаслідок ударів бурового долота об дно свердловини [74, 75] і в значній мірі залежить від типу бурового долота та твердості породи. Амплітуда прискорення реєструється за допомогою акселерометра, розміщеного вздовж осі обертання БК. Далі інформація передається на мікропроцесорний пристрій опрацювання та записується у постійну пам'ять ЕСП. На поверхні дані з пам'яті ЕСП завантажуються на ПК для подальшого аналізу. На рис. 3.1 наведено приклад осьових вібрацій зареєстрованих акселерометром.

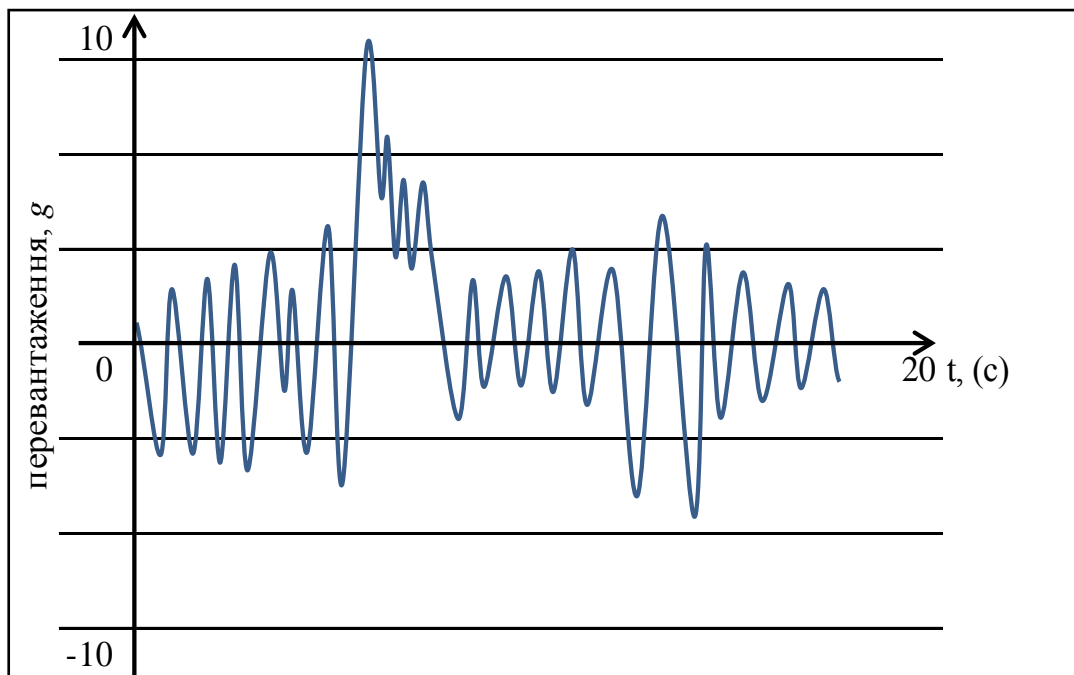


Рис 3.1. Приклад осьових вібрацій бурової колони під час буріння.

Латеральні та вихрові вібрації генеруються внаслідок ударів КНБК об стінки свердловини [7]. Частота та амплітуда вібрацій залежатиме від коефіцієнта відбиття, коефіцієнта згасання прилеглих порід, жорсткості КНБК та відстані до стінок свердловини. Вихрові та латеральні вібрації бурової

колони реєструються акселерометром, розміщеним перпендикулярно до осі обертання бурової колони (рис. 2.2). Приклад латеральних вібрацій наведено на рис 3.2.

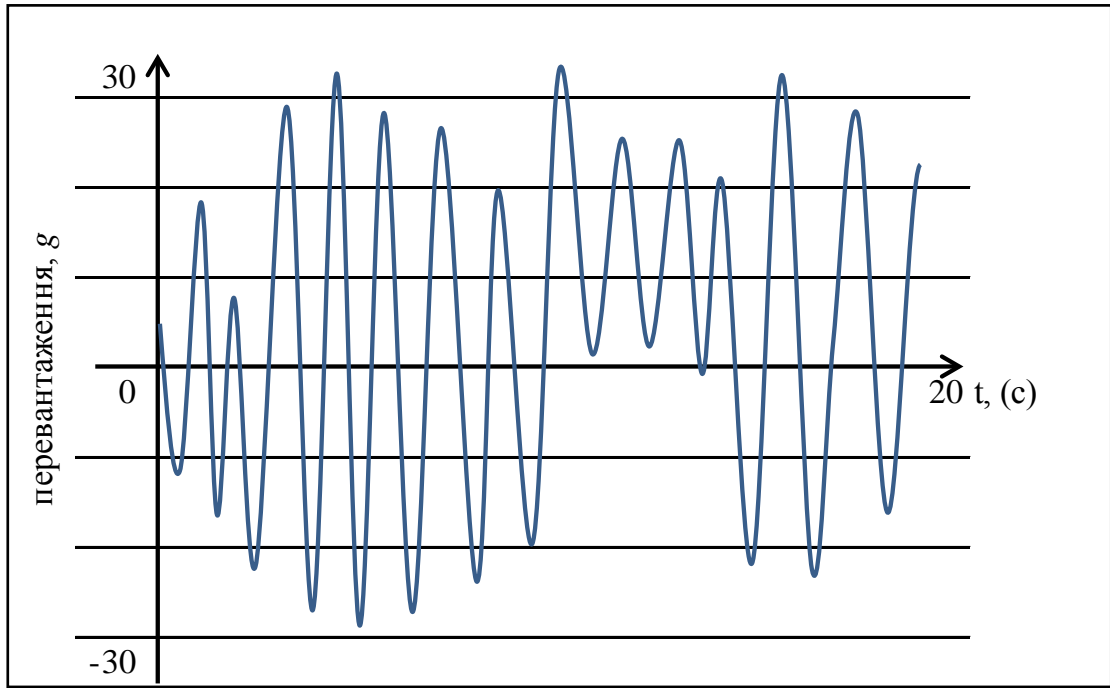


Рис 3.2. Приклад латеральних вібрацій бурової колони під час буріння.

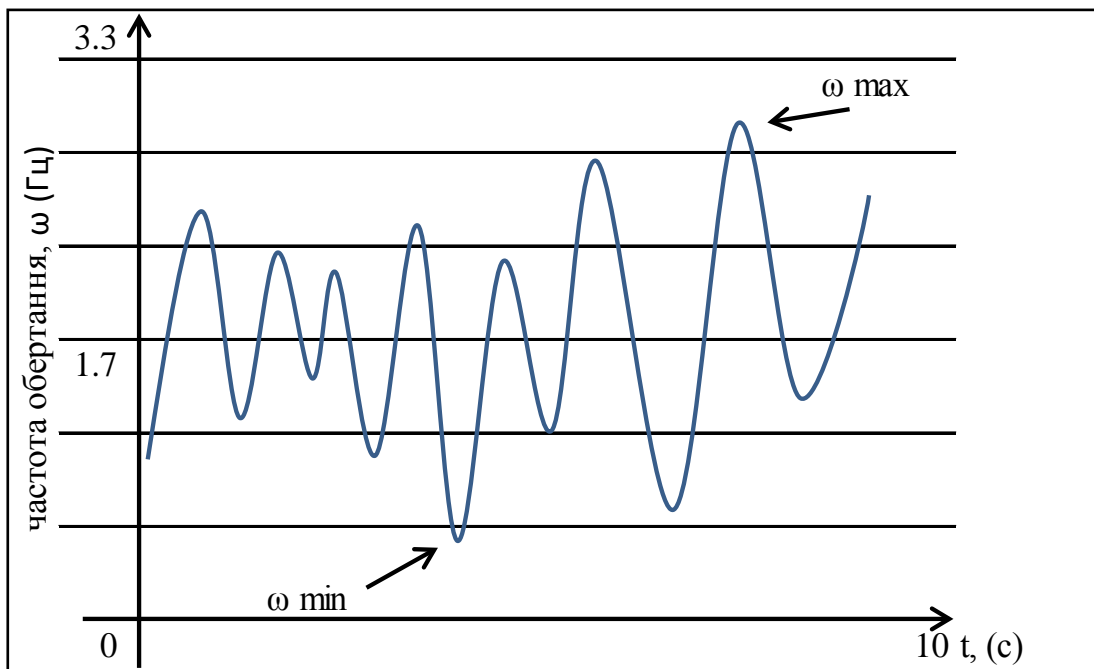


Рис 3.3. Приклад обертових вібрацій бурової колони під час буріння.

Обертові вібрації генеруються внаслідок дії сил тертя бурової колони та долота об стінки свердловини. Вони розповсюджуються вздовж усієї бурової колони [24]. Обертові вібрації вимірюються за допомогою магнітометрів, розміщених в модулі інклінометрії ЕСП і визначаються як різниця між максимальним і мінімальним значенням частоти обертання бурової колони за певний проміжок часу (рис. 3.3).

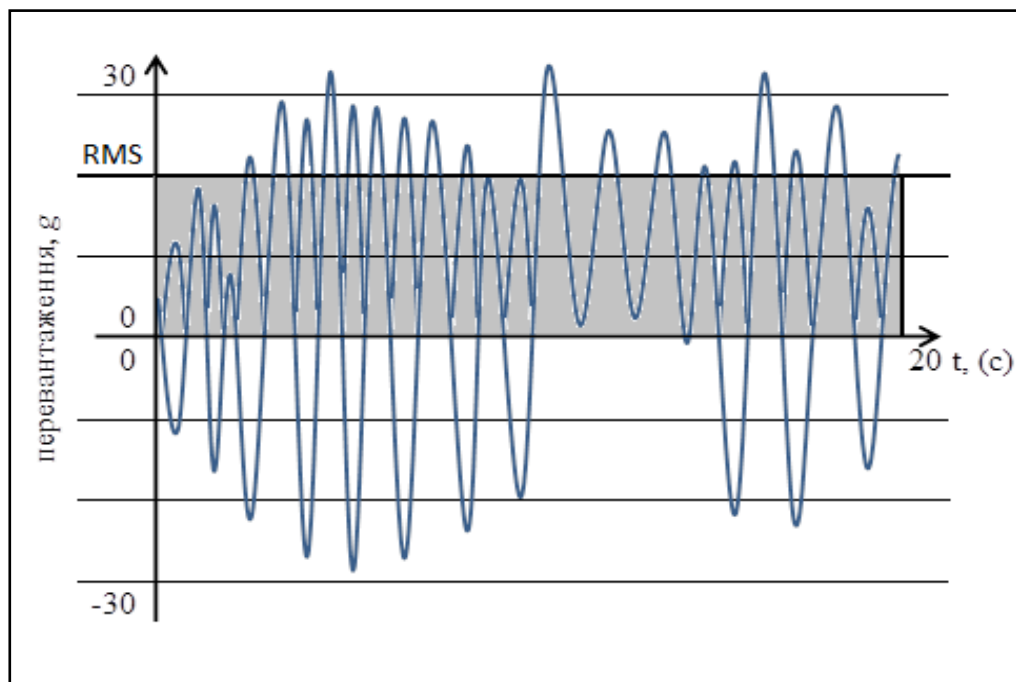


Рис.3.4. Графічне представлення середньоквадратичного значення вібрацій при визначенні ударних та вібраційних перевантажень ЕСП.

Нажаль, далеко не кожний ЕСП прилад має можливість зберігати необхідний об'єм вібраційних даних з достатньою дискретизацією. Скажімо, для збереження лише одного виду вібрацій із частотою 10 Гц для 20 днів безперервного буріння потрібно 16 Мб пам'яті, що на сьогоднішній день в глибинному бурінні є значно високим показником, зважаючи на умови використання мікросхем при температурах 100-150°C, ударах та вібраціях.

Тим більше, максимальна швидкість передачі даних реального часу за допомогою більшості MWD-систем із гідравлічним каналом зв'язку складає, як правило, не більше 10 біт/сек. Не має можливості передавати на поверхню весь

об'єм вібраційних даних в масштабі реального часу, тому для передачі інформації про рівень вібрацій використано середньоквадратичне значення (рис 3.4) амплітуди вібрацій – RMS (root mean square). Тобто середня енергія сигналу:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} [u(t)]^2 dt}. \quad (3.1)$$

Для дискретних вимірів неперервного сигналу  $u(t_i)$ , середньоквадратичне значення визначалося як:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [u(t_i)]^2}, \quad (3.2)$$

де  $i$  кількість дискретних вимірів.

Таблиця 3.1

Параметри вимірів, отримані поверхневими сенсорами

Параметр	Позначення	Од. виміру	Розд. здатність	Діапазон
Навантаження на долото	WOB	1000 кг	0.1	-100 – 100
Частота обертання бурової колони	RPM	об/хв.	0.01	0-300
Крутний момент на верхньому приводі	Tq	кНм	0.01	0-100
Швидкість буріння	ROP	м/год	0.01	0-250

В таблицях 3.1, 3.2 наведено опис параметрів вимірів, що були використані під час проведених експериментів для оцінювання типу та рівня вібрації.

На відміну від робіт [18-20, 47], в яких використовуються математичні моделі для оцінювання глибинних параметрів, в цій дисертаційній роботі для побудови моделей та алгоритмів використано дані отримані з вибою свердловини за допомогою MWD-систем і їх параметри наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

## Параметри вимірів, отриманих із вибою свердловини

Параметр	Позначення	Од. виміру	Роздільна здатність	Діапазон вимірів
Частота лат. вібрацій, амплітудою більше 50g: 0 (0.2 – 1 Гц); 1 (1 – 5 Гц); 2 (5 – 10 Гц); 3 (10 – 125 Гц)	VIB_RATE	ум. од.	-	0-125
Середньоквадратичне значення осьових вібрації	VIB_AX	g (9.8 м/с <sup>2</sup> )	1	0 – 30
Середньоквадратичне значення латеральних вібр.	VIB_LAT	g (9.8 м/с <sup>2</sup> )	1	0 – 60
Рівень обертових вібрацій (різниця між $\omega_{\max}$ і $\omega_{\min}$ , виражена в об/хв.)	VIB_TOR	об/хв.	3	0 – 380
Поточний зенітний кут	INC_CONT	град.	0.01	0 – 180
Поточний азимут буріння	AZ_CONT	град.	0.01	0 – 360
Положення відхилювача	TF	град.	1	0 – 360

### 3.2. Розроблення алгоритму оцінювання ситуації в масштабі реального часу

Під час буріння ухвалення рішень відбувається в масштабі реального часу в умовах ризику та невизначеності, обумовленими наступними чинниками:

- недостатньою кількістю необхідної інформації;
- наявністю конфліктної чи спотвореної інформації;
- високою вартістю процесу буріння;
- компетентністю персоналу тощо.

Прийняття рішення відбувається за наступними кроками (рис 3.5):

- Спостереження за процесом буріння;
- Визначення потреби в проведенні оцінювання ситуації;
- Збір інформації по причинах виникнення певної події, оновлення та усвідомлення ситуації;
- Початок оцінювання ситуації та прийняття рішення.

Удари та вібрації є основними механічними дестабілізуючими чинниками, що впливають на надійність роботи ЕСП. Ігнорування ударів та вібрацій під час буріння, їх несвоєчасне виявлення чи невірна ідентифікація рівня вібрацій можуть привести до серйозних аварій як КНБК в цілому, наприклад її промиву [69], так і окремих елементів ЕСП. Наявність ударів і вібрацій суттєво скорочує час експлуатації ЕСП [90]. Раніше, без використання ЕСП MWD-систем було важче виявити удари та вібрації під час буріння. Як правило, про наявність цих чинників уже судили як постфактум після рейсу буріння, оглядаючи візуально стан стабілізаторів, долота та інших компонент КНБК.

Оцінюючи конкретну ситуацію (геологічні умови, проектну траєкторію свердловини, рівень та вид вібрації, поточний ресурс ЕСП, час до кінця рейсу буріння, тощо) та базуючись на власному досвіді, особа, що приймає рішення (ОПР), оцінює вид вібрацій, їх рівень та приймає рішення про необхідність і спосіб їх усунення. Отже, всі рішення приймаються за короткий термін часу, часто в умовах неповної інформації і ризику, та під впливом людського фактору.

Алгоритм оцінювання ситуації разом із моделлю ухвалення рішення на основі діаграм впливу, що розробляється нижче, формують метод автоматичного ухвалення рішення в режимі реального часу та умовах невизначеності. Він дає змогу прийняти рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій враховуючи історію усунення вібрацій в поточних

геологічних умовах, очікуваний час до кінця рейсу буріння, поточний рівень вібрацій та стан електронного свердловинного приладу.

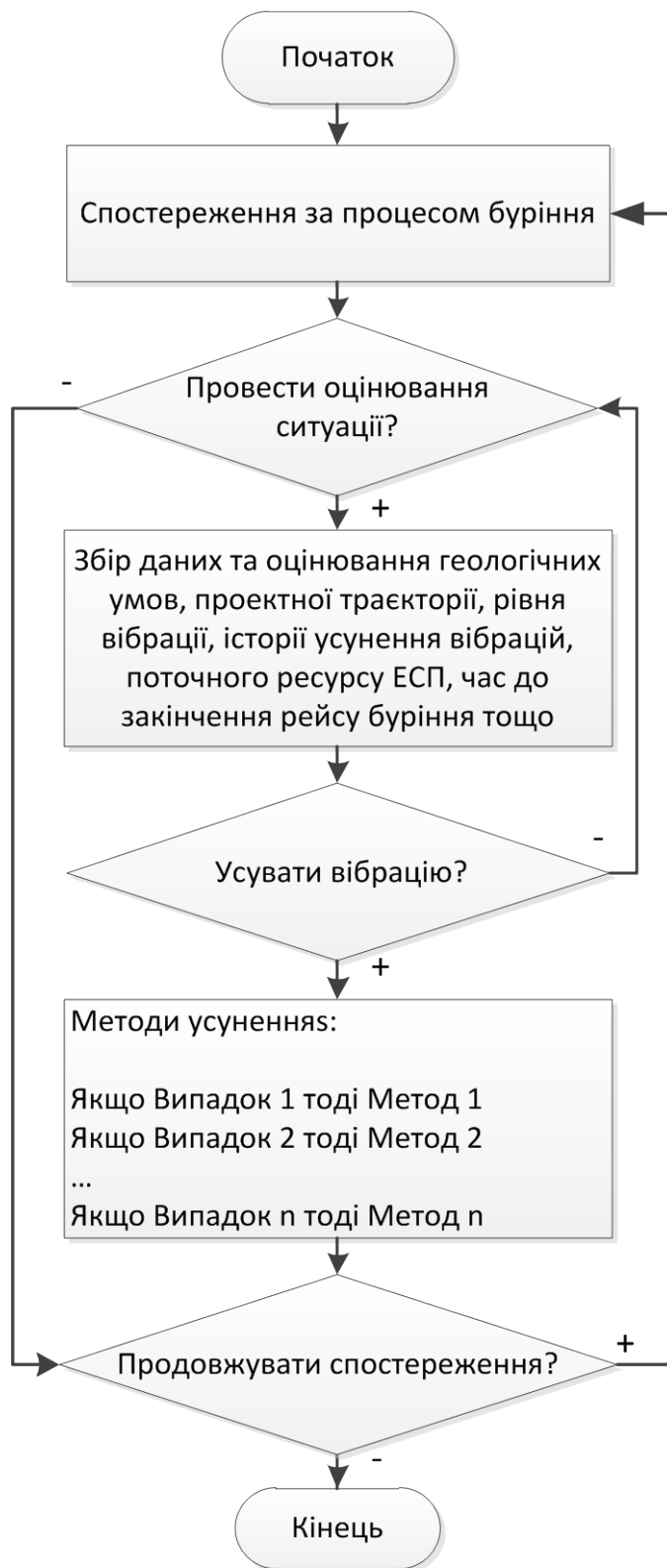


Рис.3.5. Блок-схема алгоритму оцінювання ситуації в масштабі реального часу під час буріння.



### 3.3. Розроблення причинно-наслідкової моделі виникнення відповідних видів вібрацій під час буріння

Достовірно виявляти удари та вібрації на вибої досить складно. Для цього використовуються дві групи методів (рис. 3.6.).

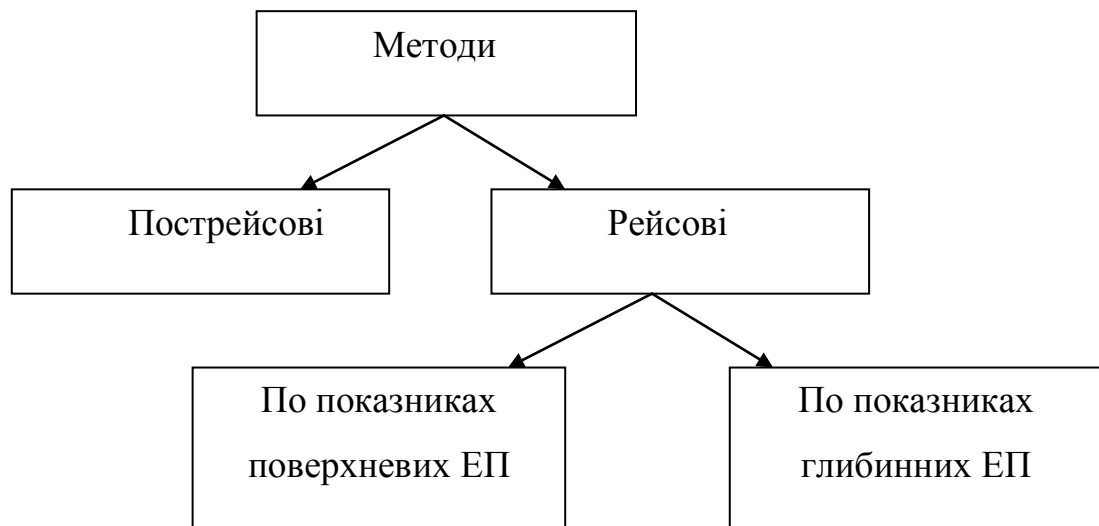


Рис. 3.6. Класифікація основних методів ідентифікації виду вібрацій

Про наявність ударів та вібрацій можуть свідчити ряд ознак, які спостерігаються уже після рейсу буріння, а саме:

- зламани різці на долоті, не залежно від їх розміщення;
- передчасний вихід з ладу підшипників шарошкового долота;
- зламани елементи РДС доліт;
- перетягнуті з'єднання різьб;
- обрив та промив бурової колони;
- односторонні сліди зношення на стабілізаторах КНБК;
- збільшений діаметр свердловини;
- передчасний вихід з ладу ЕСП.

Про наявність вібрацій можуть свідчити наступні виміри поверхневих приладів:

- коливання навантаження на долото;

- зменшення механічної швидкості буріння;
- коливання крутильного моменту на роторі або збільшення його середнього значення;
- зміна частоти обертів бурової колони (при умові використання систем типу SoftTorque);
- та ін.

Про наявність вібрацій можуть свідчити наступні виміри глибинних приладів, розміщених в ЕСП в складі КНБК:

- втрата контролю над положенням відхилювача (втрата керованості);
- збільшення амплітуди та частоти осьових ударів;
- збільшення амплітуди та частоти латеральних ударів;
- збільшення коливання частоти обертів КНБК;
- та ін.

Поверхневі спостереження, такі як вібрації верхнього приводу бурового верстата, також можуть свідчити про наявність глибинних вібрацій, зокрема при бурінні поверхневих секцій свердловини.

На види вібрацій КНБК суттєво впливає траєкторія буріння свердловини. Поява осьових вібрацій більш притаманна при бурінні вертикальних свердловин, а латеральні та вихрові, як правило, зустрічаються при похило-скерованому та горизонтальному бурінні. Також аналіз типу КНБК може допомогти зробити висновок про вид вібрацій, наприклад, при використанні шарошкового долота більша ймовірність появи осьових вібрацій, ніж при бурінні PDC-долотом. Ймовірність появи обертових вібрацій значно збільшується при бурінні PDC-долотом. При використанні великої кількості стабілізаторів та бурінні на більшій глибині, ймовірність обертових вібрацій також збільшується в зв'язку із збільшенням точок тертя та збільшеною довжиною бурової колони. Причинно-наслідкова модель виникнення відповідних видів вібрацій під час буріння представлена на рис.3.7.



Рис. 3.7. Причинно-наслідкова модель виникнення вібрацій під час буріння [94].

Для запобігання виходу з ладу ЕСП, аварій КНБК, зменшення непродуктивних трат енергії та збільшення механічної швидкості буріння необхідно вчасно виявляти та усувати удари та вібрації. Під час самого процесу буріння, в масштабі реального часу, про наявність ударів і вібрацій та їх види можна судити, співставляючи дані показів поверхневих та глибинних сенсорів, з аналізу типу КНБК, проектної траєкторії, геологічних умов буріння, тощо. Усі вищеописані та багато інших експертних знань в даній області визначають причинно-наслідкові зв'язки та їх ймовірнісні переходи при розробленні моделі автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння на основі МБ.

### 3.4. Розроблення моделі автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння на основі мереж Байєса

Процеси, що впливають на виникнення ударів та вібрацій, мають складний випадковий характер, залежать від багатьох чинників, містять велику долю невизначеності і досить важко підлягають формалізації. При моделюванні таких процесів доцільно використовувати експертні знання про область дослідження, що зводяться до набору правил аналізу ситуації та ухвалення рішень. Для даної задачі зручно використовувати імовірнісний інструмент мереж Байєса. Він дає змогу поєднати досить просте графічне представлення процесу появи ударів і вібрацій з його ймовірнісним характером та проаналізувати можливі варіанти розвитку ситуації, відслідкувати правильність встановлення причинно-наслідкового зв'язку, і ,завдяки цьому, підвищити обґрунтованість рішень стосовно впливу на процес буріння.

Для розв'язання задачі достовірної ідентифікації видів ударів і вібрацій сформовано графо-теоретичну модель процесу виникнення певних видів ударів та вібрацій. В ній  $G = (X, E)$  - спрямований ациклічний граф, де  $X$  - множина дискретних випадкових змінних зі скінченним числом станів;  $E$  - причинні зв'язки між вершинами, що під впливом збурень характеризуються таблицею безумовних ймовірностей переходів з одного стану до іншого.

В мережу Байєса входить три компоненти [93]:

$$N = \langle V, G, J \rangle, \quad (3.3)$$

де  $V$  - множина змінних;  $G$  - спрямований ациклічний граф (САГ), вузли якого відповідають випадковим змінним процесу появи вібрацій;  $J$  - спільний розподіл ймовірностей змінних  $V = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ .

При цьому виконується марківська умова, де кожна змінна мережі не залежить від усіх інших, за винятком батьківських попередників цієї змінної. Кожна вершина із множини  $X$  може приймати одне значення із скінченної множини взаємовиключних станів. Кожній вершині  $A \in V$  із змінними-батьками  $B_1, B_2, \dots, B_n$  поставлена у відповідність таблиця умовних

ймовірностей  $P(A|B_1, B_2, \dots, B_n)$ . Якщо вершина  $A$  не має батьків, то використовуються безумовні ймовірності  $P(A)$ .

Згідно теореми Байєса [93] ймовірність одночасної появи двох незалежних подій  $D$  і  $S$  визначається за виразом:

$$p(D, S) = p(D) p(S). \quad (3.4)$$

Якщо події  $D$  і  $S$  залежні, то поява однієї з них дає деяку інформацію про можливість появи іншої:  $p(D, S) = p(D) p(S|D)$ , де  $p(S|D)$  – ймовірність появи події  $S$  при умові, що вже мала місце подія  $D$ . Проста форма теореми Байєса записується так:

$$p(D|S) = \frac{p(D)p(S|D)}{p(S)}. \quad (3.5)$$

Граф, що відображає причинно-наслідкові зв'язки виникнення певних видів ударів і вібрацій під час буріння зображений на рис.3.8. Для прикладу застосування теореми Байєса взято змінну  $C_6$  (“Вібрації латеральні”), що має два стани:  $C_{6t}$  – істинне значення ймовірності, яке означає наявність вібрацій;  $C_{6f}$  – протилежне (неістинне) значення, що означає відсутність вібрацій. Ці два значення ймовірності дають в сумі одиницю незалежно від того, яке значення приймає батьківська змінна  $C_3$  (“Профіль”):

$$p(C_{6t} | C_3) + p(C_{6f} | C_3) = 1. \quad (3.6)$$

Застосувавши для цієї рівності теорему Байєса, отримано:

$$\frac{p(C_{6t})p(C_3|C_{6t})}{p(C_3)} + \frac{p(C_{6f})p(C_3|C_{6f})}{p(C_3)} = 1,$$

або

$$p(C_3) = p(C_{6t})p(C_3|C_{6t}) + p(C_{6f})p(C_3|C_{6f}). \quad (3.7)$$

Тобто провівши оцінювання  $p(C_3)$ , його можна виключити з подальшого розгляду [93]. Теорема Байєса розглядається як механізм, що об'єднує апіорну та правдоподібну інформацію.

Видно (рис. 3.8), що розроблена модель складається із трьох рівнів. Перший рівень складають вхідні вершини, ймовірність появи станів яких не залежить від стану інших вершин, а задається користувачем (або

автоматизованою системою) заздалегідь, відповідно до конкретної ситуації. В даній моделі вхідні вершини визначають причини появи певних видів вібрацій. Опис вершин та їх дискретних станів представлено в табл.3.3.

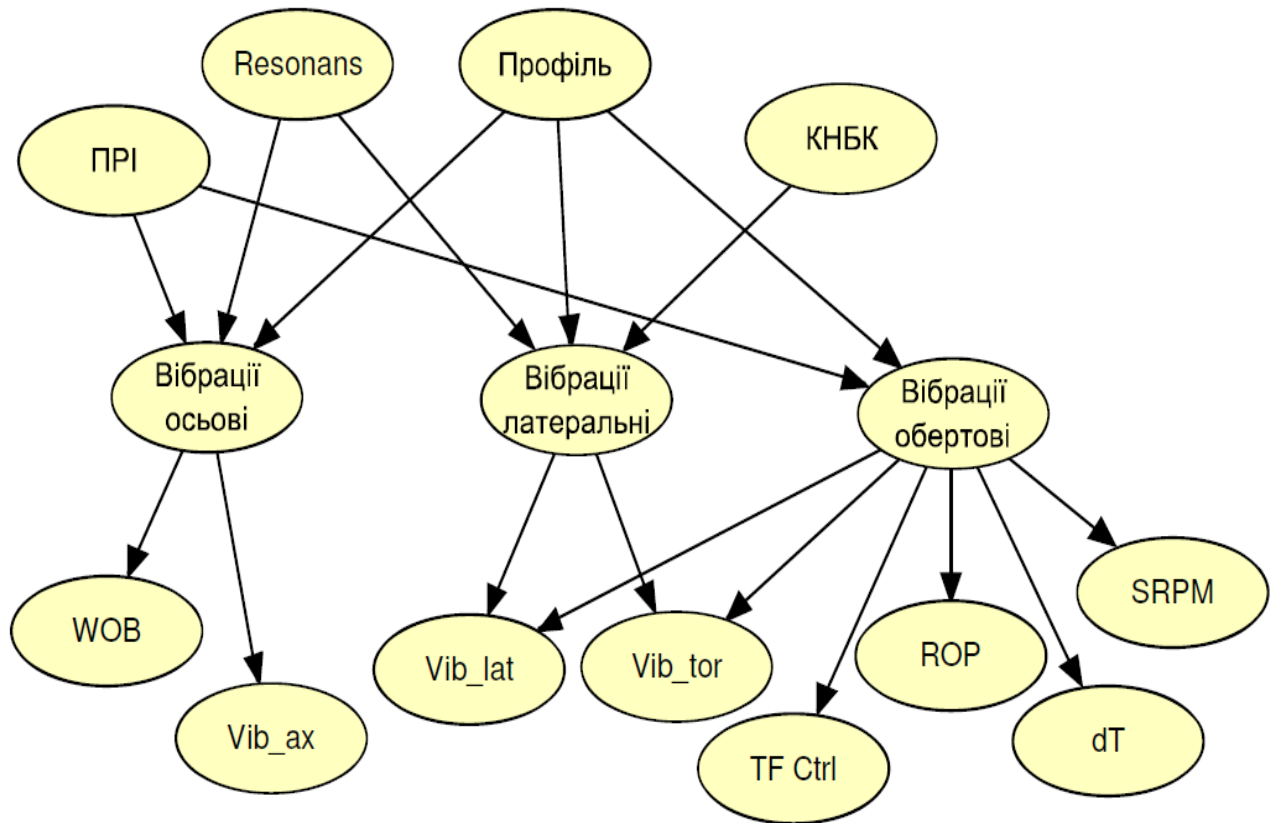


Рис.3.8. Розроблена схема причинно-наслідкових зв'язків МБ для автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння [94].

В основі другого рівня графу лежать види вібрацій КНБК: осьові, латеральні, обертові, що відповідно складають три вершини графу. Ймовірність появи певного із видів вібрацій зумовлена різними причинами. Траєкторія свердловини визначає ймовірність появи певного виду вібрації. Вершина (“Профіль”) є батьківською для вершин видів вібрацій, а також це одна із вхідних вершин графу. Крім траєкторії свердловини на ймовірність появи осьових та обертових вібрацій впливає вибір породоруйнівного інструменту – долота, що представлено батьківською вершиною (“ПРІ”). Тип долота має відносно незначний вплив на ймовірність появи латеральних вібрацій, тому зв'язок (“ПРІ” – “Вібрації латеральні”) зігнорований. Проте оцінити

ймовірність появи латеральних вібрацій можна, наприклад, знаючи відносну жорсткість КНБК. Латеральні вібрації притаманні менш жорстким КНБК. Для відображення цього причинно-наслідкового зв'язку в граф введено додаткову вершину та зв'язок (“КНБК” – “Вібрації латеральні”).

Таблиця 3.3.

Опис вершин першого та другого рівнів МБ ідентифікації видів вібрацій під час буріння

<b>Змінна</b>	<b>Інтерпретація</b>	<b>Значення</b>
$C_3$ (профіль)	траєкторія свердловини	“vertical” (вертикальна), “directional” (направлена), “horizontal” (горизонтальна)
$C_1$ (ПРІ)	тип долота (породоруйнівного інструменту)	“PDC” (PDC-долото) “Insert” (шарошкове долото)
$C_2$ (КНБК)	гнучкість компоновки низу бурової колони (КНБК)	“stiff” (жорстка) “soft” (м'яка)
$C_4$ (резонанс)	резонанс КНБК = True, при осьових та латеральних вібраціях	“true”, “false”
$C_5$ (вібр. осьові)	наявність осьових вібрацій	без змін, раптове зростання
$C_{10}$ . (вібр. латеральні)	наявність латеральних вібрацій	без змін, раптове зростання
$C_6$ (вібр. обертові)	наявність обертових вібрацій	без змін, раптове зростання

Поява кожного із видів вібрацій зумовить певний вплив на виміри приладів як поверхневих, так і глибинних. Третій рівень (табл. 3.4) складають змінні, що описують виміри глибинних сенсорів ЕСП. Для спрощення моделі, були вибрані лише основні сенсори, що використовуються для моніторингу

вібрацій. А також побудовано причинно-наслідкові зв'язки лише для тих змінних, які мають найбільший вплив на генерацію певного виду вібрацій.

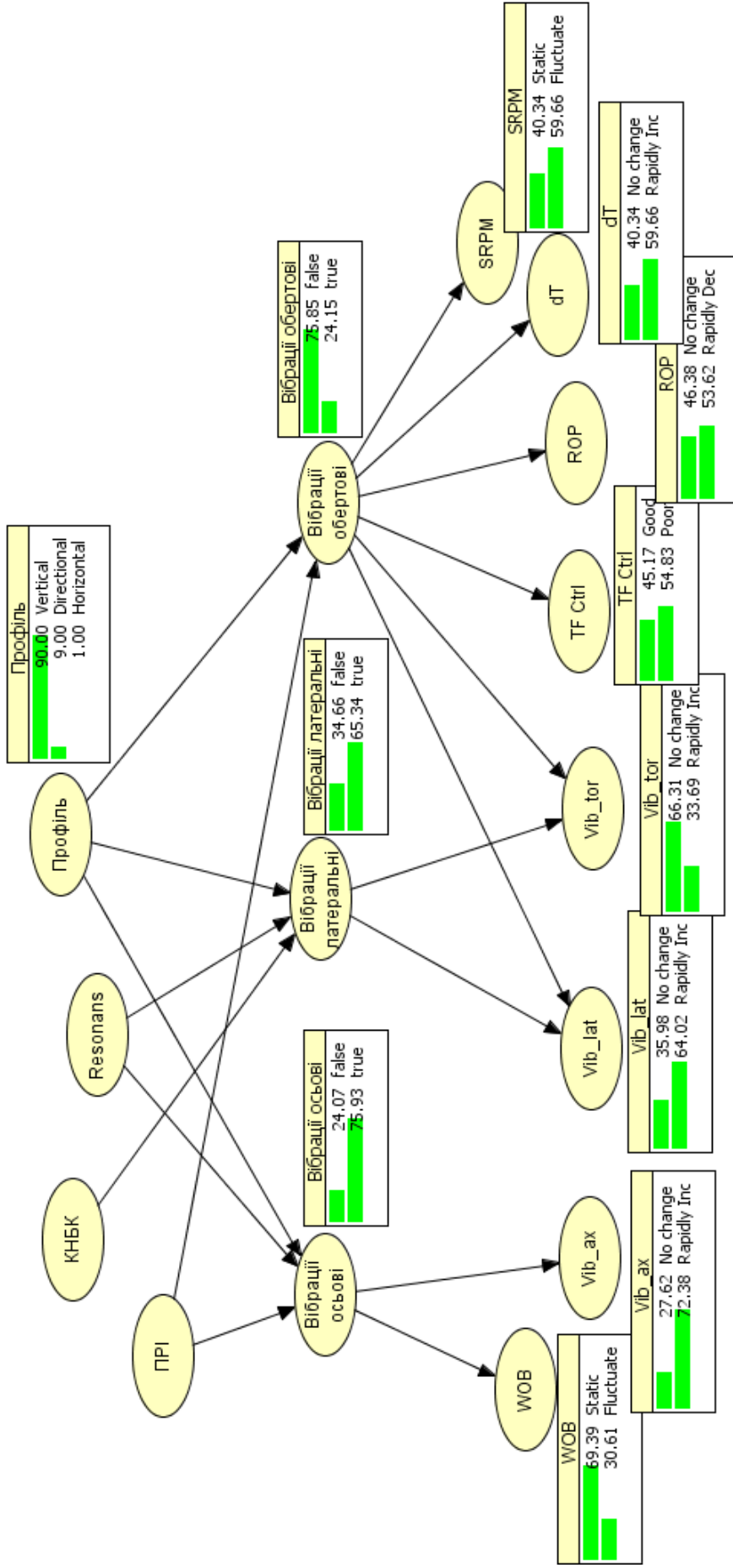
Таблиця 3.4.

## Опис вершин третього рівня МБ ідентифікації видів вібрацій

<b>Змінна</b>	<b>Тип сенсору</b>	<b>Інтерпретація</b>	<b>Значення</b>
C <sub>16</sub> (WOB)	поверхневий	навантаження на долото	“static” (статичне), “fluctuate” (колив.)
C <sub>12</sub> (SRPM)	поверхневий	частота обертів бурової колони	“static” (статичне), fluctuate (колив.)
C <sub>15</sub> (ROP)	поверхневий	механічна швидкість буріння	без змін, раптове зростання
C <sub>18</sub> (dT)	поверхневий	крутний момент на роторі	“static” (статичне), “fluctuate” (колив.)
C <sub>17</sub> (TF Ctrl)	глибинний	контроль над положенням відхилювача	“good” (задов.), “poor” (незадов.)
C <sub>9</sub> (vib_ax)	глибинний	датчик осьових ударів	без змін, раптове зростання
C <sub>10</sub> (vib_lat)	глибинний	датчик латеральних ударів	без змін, раптове зростання
C <sub>11</sub> (vib_tor)	глибинний	датчик обертових вібрацій	без змін, раптове зростання

Важливою причиною виникнення осьових та латеральних вібрацій є резонанс вимушених коливань з власними коливаннями КНБК, що залежить від сукупності багатьох чинників, таких як конструкція КНБК, тип бурових труб, траєкторія свердловини, фізичні властивості прилеглих порід їх черговість тощо.





3.9. Мережа Байеса для автоматичної ідентифікації видів ударів та вібрацій під час буріння [98]

В зв'язку із складністю математичного моделювання резонансу КНБК, можна використати ймовірнісне моделювання, включивши його як одну з вершин мереж Байєса (рис. 3.8). Резонанс КНБК настає при відповідних значеннях обертів бурової колони (RPM) та навантажені на долото (WOB). Дещо змінивши дані параметри можна “відійти” від резонансу, таким чином зменшити рівень вібрацій чи повністю уникнути їх. Дослідження впливу частоти обертів та навантаження на появу резонансу бурової колони є темою для подальших досліджень. В даній роботі вузол (“Резонанс”) введено для прикладу та його стан приймається (“Резонанс” = “True”), що є умовою наявності осьових чи латеральних вібрацій. Батьківські вузли для вузла (“Резонанс”) не розглядаються.

Вищеописана модель ідентифікації видів вібрацій реалізована за допомогою програмного продукту HuginLite 7.6. Поточний стан мережі Байєса зображено на рис 3.9.

На початковому етапі формування, заповнення таблиць ймовірностей для вершин другого і третього рівня відбувається за допомогою знань експертів-фахівців. Приклади деяких таблиць умовних ймовірностей наведено на рис.3.10. В додатку 3.А наведено розширений перелік таблиць ймовірнісних переходів. При наявності великої кількості спостережень таблиці заповнюються за допомогою статистичних даних спостережень.

Основним критерієм при побудові моделі Байєса вибрано її адекватність реальним спостереженням, тобто максимально наближені вихідні прогнози до рішень та прогнозів експертів. Для забезпечення максимальної адекватності моделі при надходженні нової інформації під час буріння база знань експертної системи доповнюється і результируючі показники оновлюються. На основі доповнених статистичних даних розраховуються нові ймовірності переходів [95]. Таким чином проводиться навчання мережі Байєса.

## Профіль

Vertical	0.9
Directional	0.09
Horizontal	0.01

## Вібрації обертові

C1	PDC			Insert		
C3	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal
false	0.8	0.4	0.1	0.95	0.6	0.2
true	0.2	0.6	0.9	0.05	0.4	0.8

## Vib\_tor

C8	false		true	
C6	false	true	false	true
No change	0.99	0.8	0.05	0.01
Rapidly Inc	0.01	0.2	0.95	0.99

## ROP

C8	false	true
No change	0.5	0.35
Rapidly Dec	0.5	0.65

## dT

C8	false	true
No change	0.5	0.1
Rapidly Inc	0.5	0.9

Рис.3.10 Таблиці умовних ймовірностей вершин:  
 “Профіль”, “Вібрації обертові”, “Vib\_tor”, “ROP”, “dT”.

Розроблена модель відображає причинно-наслідкові зв'язки та ймовірнісні переходи між виникненням відповідних видів вібрацій та показами як глибинних, так і поверхневих приладів. Тому результат не залежить безпосередньо від одного індикатору вібрацій, але й від стану інших вершин графу. Модель допомагає визначити вид вібрації з відповідною достовірністю, навіть при потенційній відмові одного із сенсорів ЕСП.

### **3.5. Розроблення методу автоматичного ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій на основі діаграм впливу**

Метод автоматичного ухвалення рішення функціонує згідно, розробленого вище, алгоритму оцінювання ситуації в масштабі реального часу та умовах невизначеності (рис.3.5), і включає модель ухвалення рішення на основі діаграм впливу. Після збору даних та усвідомлення ситуації про наявність певного виду вібрацій потрібно ухвалити рішення про їхнє усунення. Своєчасне виявлення, ідентифікація та застосування відповідних методів їх усунення, дозволяє збільшити надійність ЕСП та запобігти різноманітним аваріям під час буріння. Хоч на перший погляд виглядає, що при перших же ознаках ударів та вібрацій необхідно вживати заходи для їх усунення, та насправді це не завжди так. Усунення ударів та вібрацій, що виникли під час буріння, полягає в маніпуляції над такими технологічними параметрами як навантаження на долото (WOB) та частота обертів бурової колони (RPM). Маніпуляція даними технологічними параметрами не завжди приводить до бажаного результату, вимагає додаткової затрати часу, зусиль, наявності відповідного досвіду фахівців та може призвести до зменшення механічної швидкості буріння. Наприклад в ситуаціях, коли рівень ударів та вібрацій незначний та не загрожує роботі ЕСП, або коли час, що залишився до кінця рейсу буріння не перевищує очікуваний ресурс роботи ЕСП (при поточному рівні вібрації), рішення про прийняття заходів щодо усунення вібрацій, цілком можливо, ухвалюватись не буде. Ще одним критерієм ухвалення даного рішення є історія усунення даних видів вібрацій в поточному регіоні та геологічних умовах. На сьогодні це рішення приймається інженером похило-скерованого буріння, керуючись апріорними знаннями, власним досвідом та аналізуючи історію ситуацій, що виникали раніше.

Діаграми впливу - це розширення мереж Байеса, які використовуються для прийняття рішень. Фактично діаграми впливу – це МБ розширені поняттям корисності та рішення. На відміну від класичних МБ, що містять лише один

тип вершин, діаграми впливу додатково містять вершини рішення та корисності, що позначаються прямокутником та ромбом відповідно.

На рис. 3.11 зображено діаграму впливу для автоматизації ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій [99]. Вершин даної моделі описані в табл. 3.5. За допомогою основних вхідних вершин задається поточний стан ЕСП, тобто стан ресурсу ЕСП на момент прийняття рішення та поточний рівень вібрацій. Іншими вхідними вершинами є вершини, що містять інформацію про успішність усунення ударів та вібрацій в поточних геологічних умовах та очікуваний час до завершення поточного рейсу буріння. Ключовою вершиною графу є вершина (“Рівень вібрацій після усунення”), що залежить від поточного рівня вібрацій та успішності усунення вібрацій в поточних геологічних умовах та разом із вершиною (“Час до кінця рейсу”) визначає стан ЕСП на кінець рейсу буріння.

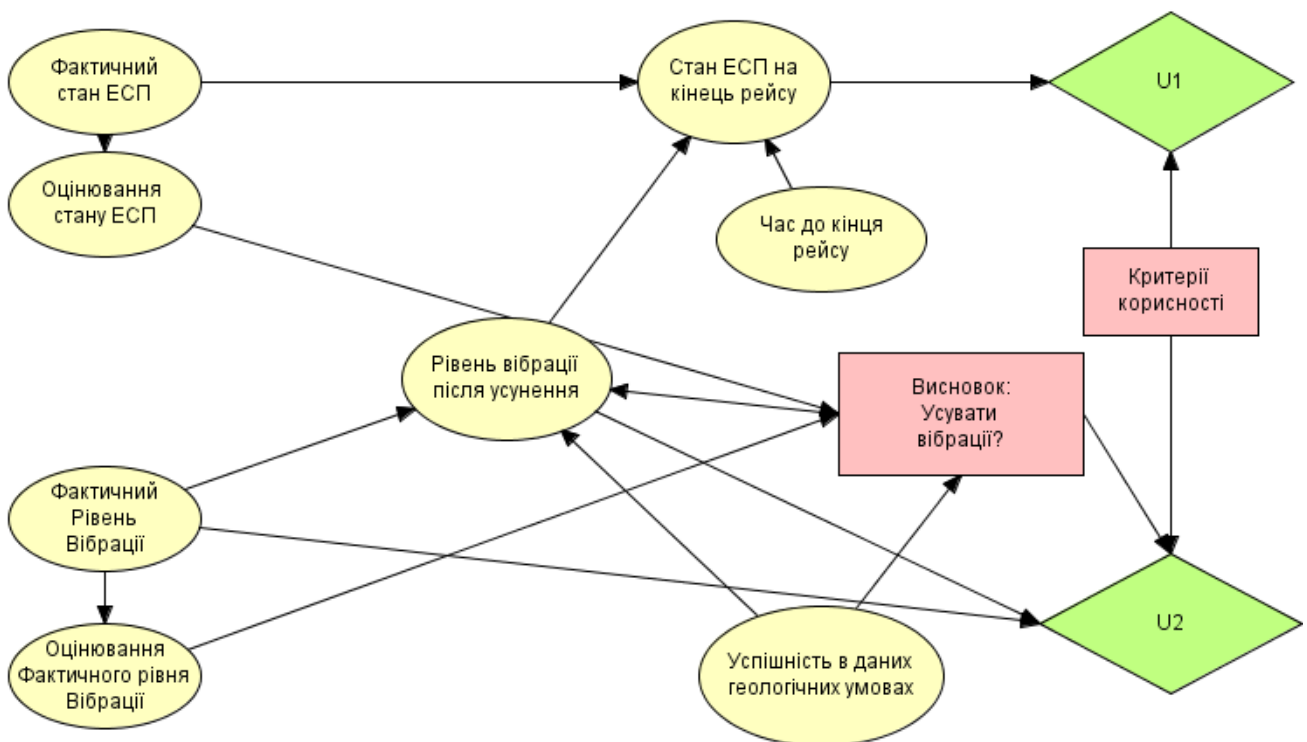


Рис. 3.11. Діаграма впливу для ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій [99].

В розробленій моделі включено дві вершини корисності (U1, U2) та вершина ухвалення рішення (“Усувати вібрації?”). При ухваленні рішення важливим є знайдення найкращого рішення в певному значенні. Для цього в діаграмі впливу вершини корисності зв’язуються із станом мережі. Під час прийняття рішення враховано ймовірність конфігурації мережі. За принципом максимальної очікуваної корисності можна обчислити очікувану корисність кожної альтернативи й вибрати альтернативу з найбільш очікуваною корисністю.

Загальна функція корисності являє собою суму усіх локальних функцій і має вигляд:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^k f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (3.8)$$

де  $k$  – кількість локальних функцій корисності.

U1

Н	аварійний	передавач	задовільні	добрий
Utility	-12	24	100	200

U2

A	ігнорувати									
M	відсутня				низька				середня	
Ms	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька
Utility	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A	ігнорувати						усувати			
M	середня		висока				відсутня			
Ms	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока
Utility	0	0	0	0	0	0	-10	-100	-100	-100

A	усувати									
M	низька				середня				висока	
Ms	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька
Utility	0	-20	-100	-100	0	0	-10	-100	0	0

A	усувати	
M	висока	
Ms	середня	висока
Utility	0	-10

Рис. 3.12. Значення функцій корисності діаграм впливу для ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій

Для розробленої мережі загальна функція корисності приймає вигляд:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_g) = U_1(x_1, x_2, \dots, x_n) + U_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (3.9)$$

де,  $F$  – загальна функція корисності;  $U_1, U_2$  – локальні функції корисності;  $x_1 - x_n$  – вершини мережі.

Значеннями функцій корисності є безрозмірні умовні величини, що відображають загальну корисність прийнятого рішення. Значення функцій корисності визначалися експертами та представлені на рис.3.12.

Таблиця 3.5.

Опис вершин діаграми впливу для ухвалення рішення про усунення вібрацій.

<b>Змінна</b>	<b>Інтерпретація</b>	<b>Тип вершини</b>	<b>Значення</b>
Q ("Фактичний стан ЕСП")	поточний ресурс роботи ЕСП	вершина шансів, дискретна (4 знач.)	аварійний передаварійний задовільний добрий
M ("Фактичний рівень вібрації")	фактичний рівень вібрації	вершина шансів, дискретна (4 знач.)	відсутня низька середня висока
S <sub>2</sub> ("Успішність усунення")	успішність усунення даного виду вібрацій в поточних геологічних умовах	вершина шансів, дискретна (2 знач.)	успішно неуспішно
S <sub>1</sub> ("Час до кінці рейсу")	очікуваний час до кінці рейсу буріння	вершина шансів, дискретна (3 знач.)	довго середньо коротко

<b>Змінна</b>	<b>Інтерпретація</b>	<b>Тип вершини</b>	<b>Значення</b>
Ms (“Рівень вібрації після усунення”)	Очікуваний рівень вібрацій після застосування заходів щодо їх усунення	вершина шансів, дискретна (4 знач.)	відсутня низька середня висока
H (“Стан ЕСП на кінець рейсу”)	стан ЕСП на кінець рейсу буріння	вершина шансів, дискретна (4 знач.)	аварійний передаварійний задовільний добрий
A (“Висновок: Усувати вібрації?”)	ухвалення рішення про усунення вібрацій	вершина рішення, дискретна (2 знач.)	ігнорувати усувати
U1	функція корисності, що відображає рівень “збереженості” приладу	вершина корисності	умовні одиниці корисності (табл. 3.12)
U2	функція корисності, що відображає негативну корисність при ухвалені малоефективного рішення	вершина корисності	умовні одиниці корисності (табл. 3.12)

Функція U2 залежить від очікуваного результату усунення вібрацій та вершини рішення. Вона містить негативні значення корисності за умови ухвалення неефективного рішення про усунення вібрацій, наприклад, якщо було прийнято рішення про усунення вібрацій, знаючи що в поточних геологічних умовах це не дасть потрібного результату.



### 3.6. Перевірка адекватності інформаційної моделі діаграм впливу автоматичного усунення ударів та вібрацій.

Перевірка адекватності моделі проводилась за допомогою застосування розробленої моделі на реальних випадках буріння та порівнянням отриманих рішень із рішеннями, що були ухвалені операторами під час буріння.

**Ситуація 1.** Під час буріння свердловини ідентифікуються обертові вібрації середнього рівня. Успішність усунення обертових вібрацій при поточних геологічних умовах складає близько 90%. При поточній швидкості буріння, очікуваний час до завершення рейсу буріння оцінюється як “коротко” (< 12 год.) з імовірністю 98%. Необхідно ухвалити рішення про доцільність усунення ударів та вібрацій при “задовільному” поточному стані ЕСП (очікуваний ресурс роботи 24-100 год.)

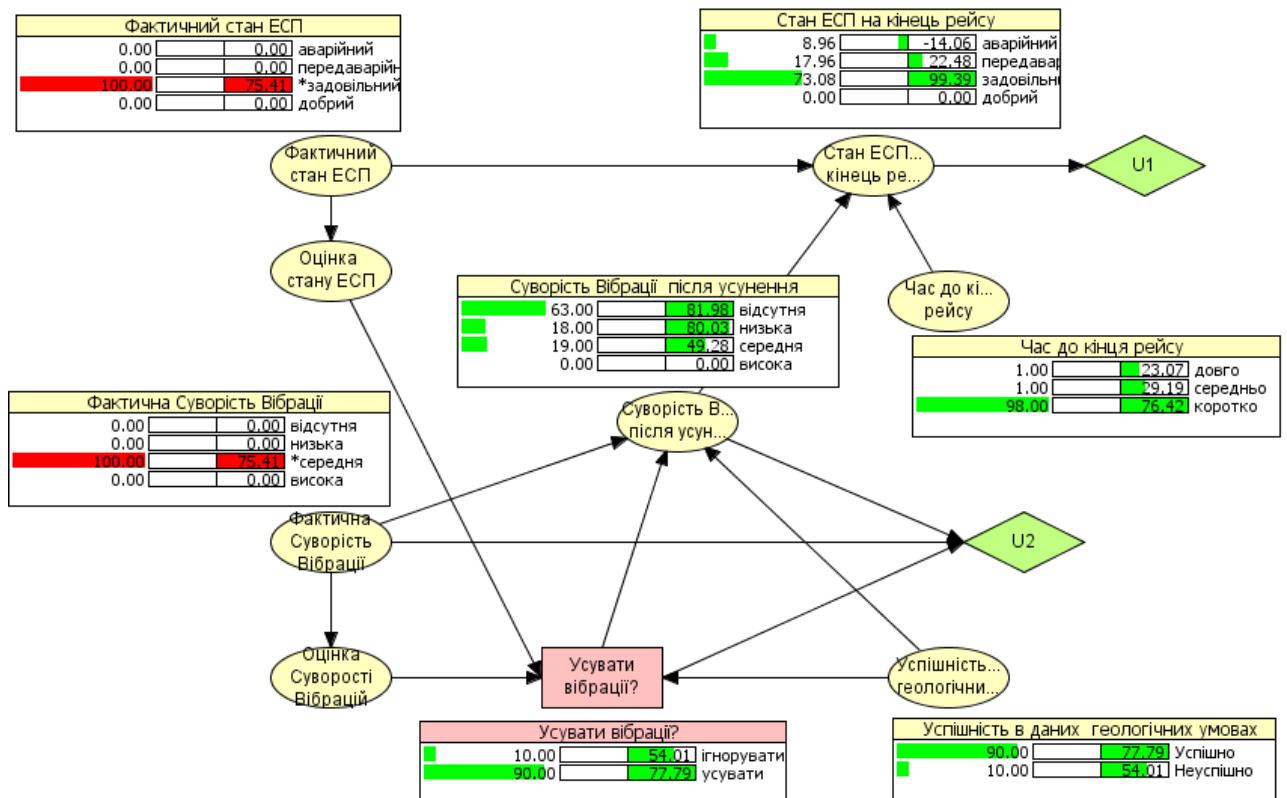


Рис. 3.13. Приклад ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій.

Модель вищеописаної ситуації реалізована за допомогою програмного продукту Hugin Lite 7.6. При рішенні діаграм впливу (рис. 3.13) за методом максимальної очікуваної корисності, програма ухвалює рішення із конфідентністю 90% про застосування заходів для усунення ударів і вібрації (3.14 а).

**Ситуація 2.** Після усунення вібрацій за певний час вібрації продовжилися із меншим рівнем - “Низький” поточний рівень вібрацій. В даному випадку після розрахунку діаграм впливу за критерієм максимальної корисності програма ухвалює рішення не усувати удари та вібрацію (рис. 3.14 б). Рішення зумовлено “задовільним” поточним станом ЕСП, “низьким” рівнем вібрацій та “коротким” часом до завершення рейсу буріння.

**Ситуація 3.** Під час продовження буріння із “низьким” поточним рівнем вібрацій, приймається рішення про збільшення проектної глибини буріння. Таким чином, з поточною швидкістю буріння, час до очікуваного закінчення рейсу буріння стає “довгим” (>100год). В даній ситуації після розрахунку діаграм впливу за критерієм максимально очікуваної корисності програма ухвалює рішення про усунення ударів та вібрації (рис. 3.14 в).

**Ситуація 4.** Відбувається зміна геологічних порід, які відомі “малою” успішністю усунення ударів та вібрацій. Незважаючи на “довгий” час до закінчення рейсу буріння, програма ухвалює рішення про ігнорування ударів та вібрації, так як спроби усунення, скоріш за все, не принесуть успіху а лише приведуть до непродуктивних затрат зусиль та часу (рис. 3.14 г).

У всіх вище приведених ситуаціях, окрім 3-ї, система програма прийняла рішення, що відповідало рішенню операторів по бурінню. Відповідність моделі до реальних спостережень та рішенню ухваленим експертами є основним критерієм адекватності моделі. Для забезпечення максимальної адекватності моделі при надходженні нової інформації база знань експертної системи доповнюється і результуючі показники оновлюються. На основі доповнених статистичних даних розраховуються нові ймовірності переходів та, аналогічно до мереж Байєса, проводиться навчання діаграм впливу.

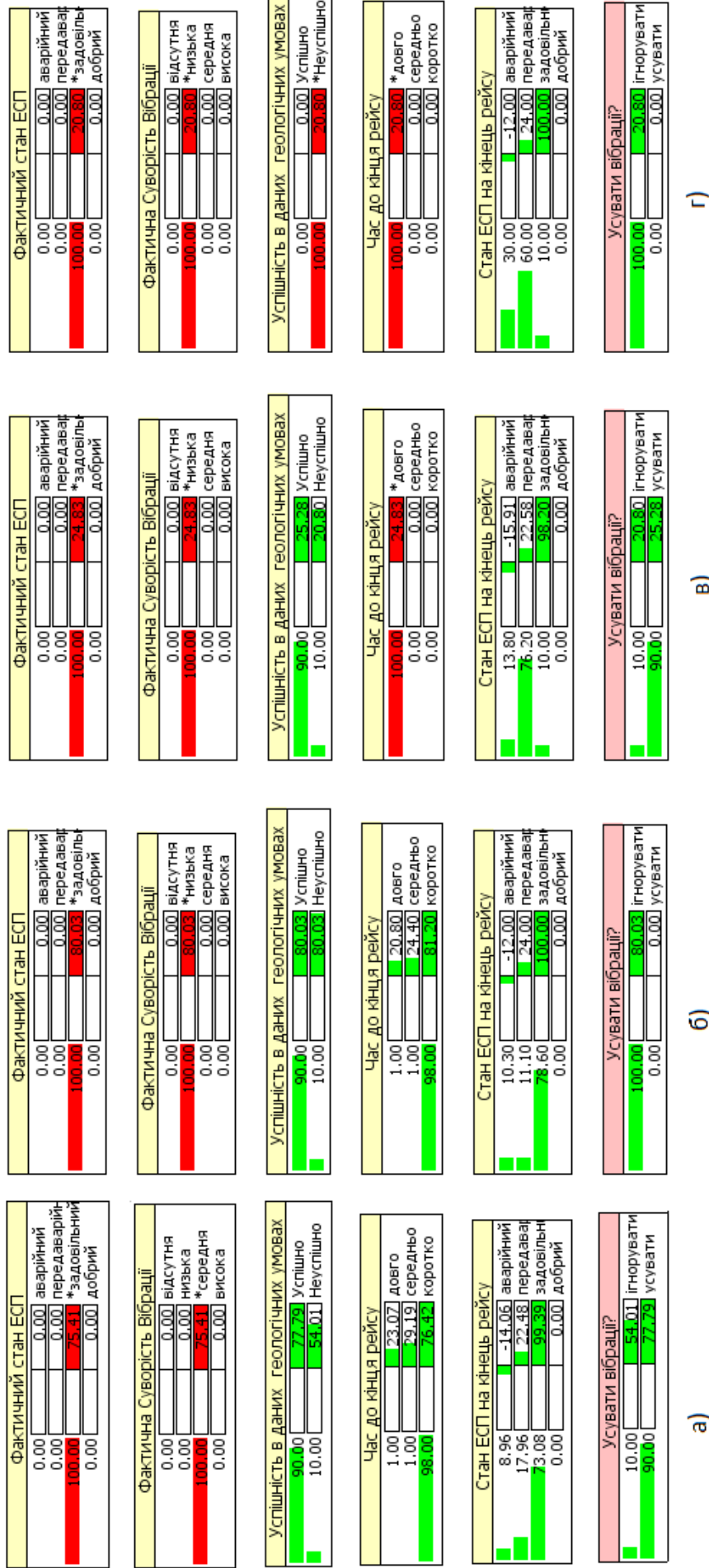


Рис.3.14 Порівняння ухвалення рішення про усунення ударів та вібрації:  
 а) ситуація 1; б) ситуація 2; в) ситуація 3; г) ситуація 4.

### 3.7. Розроблення методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння

Після ідентифікації виду вібрації, розрахунку залишкового ресурсу роботи ЕСП, та ухвалення рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій, експертна система переходить до алгоритму їх автоматичного усунення. В основі алгоритму лежать знання експертів та існуючі способи усунення вібрацій, які застосовуються на сьогоднішній день. Оскільки бурова установка є складною динамічною системою, він включає в себе канали передачі для керуючих впливів та сигналів, що забезпечують взаємодію системи із навколишнім середовищем.

Основними параметрами керування під час буріння є:

- навантаження на долото;
- частота обертів бурової колони;
- швидкість подачі бурового розчину

Швидкість подачі бурового розчину, за умови її достатності для забезпечення необхідного виносу шламу, не впливає на генерацію ударів та вібрацій, тому цей параметр не задіяний у розробленому алгоритмі. Про неоптимальність режиму та незадовільні умови буріння сигналізують вібрації, усунення яких свідчитиме про наближення до оптимальності. Отже в даному випадку вібрації виступають в ролі критерію оптимізації режиму буріння.

Алгоритм автоматичного усунення вібрацій (рис.3.15) включає в себе зміну навантаження на долото та частоту обертів бурової колони [100]. Результат усунення ударів та вібрацій заносяться в базу знань експертної системи. Таким чином при наступному усуненні ударів та вібрацій система може запропонувати більш швидке та ефективне рішення.

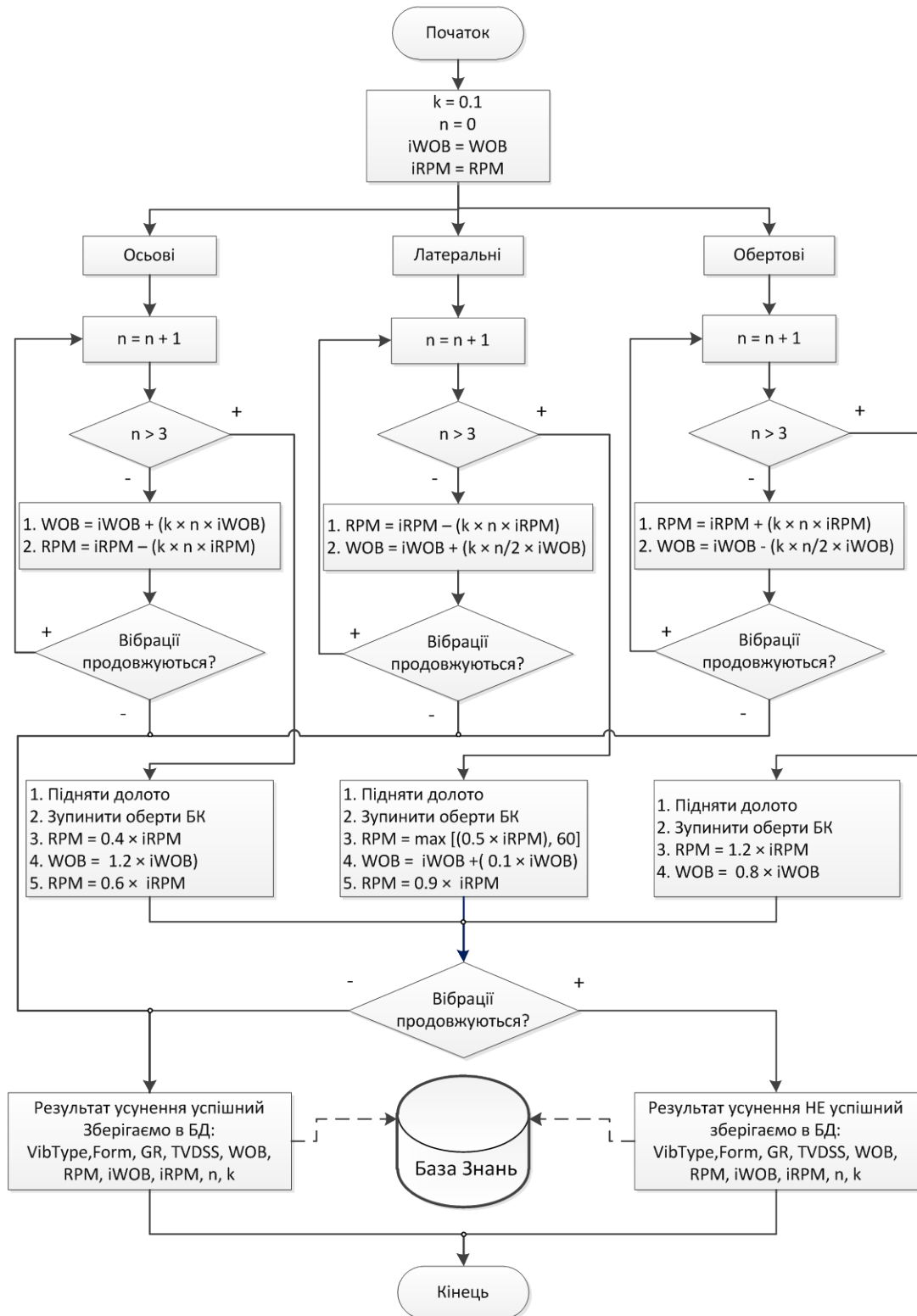


Рис. 3.15. Алгоритм усунення ударів та вібрацій під час буріння [100].

Усунення кожного із видів вібрацій вимагає диференційованого підходу до їх виявлення, визначення причин та розроблення способів усунення.

Основним способом усунення осьових вібрацій, як правило, є збільшення навантаження на долото та зменшення частоти обертів бурової колони. Латеральних – зменшення частоти обертів БК. Величину обертових вібрацій, як правило можна зменшити підвищивши частоту обертів БК та зменшивши навантаження на долото.

Якщо поетапне змінення початкових параметрів на 5-20% не приводить до позитивного результату, то БК піднімається із вибою а оберти повністю зупиняють. Це приводить до зупинки резонансу БК та затухання вібрацій. Дальше буріння продовжується із зміненими технологічними параметрами.

Якщо в базі знань уже існує запис щодо успішності усунення вібрацій в конкретних геологічних умовах, то експертна система використовує уже раніше знайдені оптимальні технологічні параметри режиму буріння (рис. 3.16.)

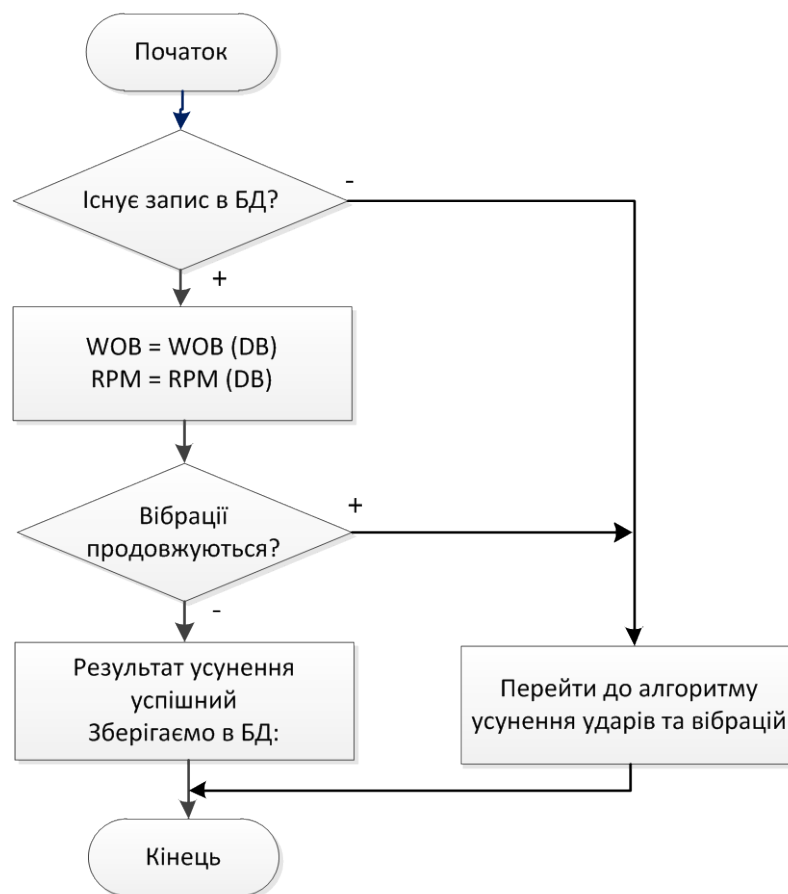


Рис.3.16. Використання технологічних параметрів режиму буріння із бази знань, що були визначенні з рейсів буріння сусідніх свердловин.

Аналіз та узагальнення заходів щодо усунення вібрації показує, що всі вони зводяться до зміни навантаження на долото і частоти обертання БК. Для збереження незмінної загальної енергії, що прикладена для руйнування породи, технологічні параметри змінюються в протилежні сторони, тобто при збільшенні навантаження на долото частота обертання БК зменшується і навпаки, - при зменшенні навантаження на долото частота обертів БК збільшується.

### 3.8. Висновки

1. Виявлено та описано основні інформаційні ознаки ударів та вібрацій бурової колони, що базуються на показах, як поверхневих, так і глибинних давачів, отриманих за допомогою MWD-систем, які дають змогу визначити вид та рівень вібрацій під час буріння.

2. Досліджено вплив вібрацій на стан ЕСП та КНБК в цілому. Встановлено, що латеральні вібрації є найбільш деструктивними для ЕСП. На відміну від них, обертові вібрації негативно впливають не лише на електронні компоненти ЕСП, але й на всю КНБК.

3. Розроблено алгоритм оцінювання ситуації в масштабі реального часу, в умовах ризику та невизначеності для автоматичного ухвалення рішення про усунення ударів та вібрацій.

4. На основі аналізу ключових чинників, що впливають на генерацію відповідних видів вібрацій, розроблено причинно-наслідкову модель виникнення відповідних видів вібрацій, що лягла в основу подальшого розроблення моделі МБ для автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння.

5. Вперше за допомогою мереж Байєса розроблено модель автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння, що дозволяє визначити достовірність певного виду вібрації керуючись знаннями експертів та показами як глибинних, так і поверхневих давачів. Розроблена модель визначає вид

вібрації навіть при потенційній відмові одного із сенсорів, оскільки ймовірнісне оцінювання виду вібрацій враховує не лише виміри глибинного сенсору вібрації, але й дані інших приладів та наявної бази знань.

6. Вдосконалено метод автоматичного ухвалення рішення в режимі реального часу та умовах невизначеності шляхом використання інформаційної моделі на основі діаграм впливу, який дає змогу прийняти рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій із врахуванням історії усунення вібрацій в поточних геологічних умовах, очікуваного часу до кінця рейсу буріння, поточного рівня вібрацій та стану електронного свердловинного приладу.

7. Вдосконалений метод автоматичного усунення ударів та вібрацій, за рахунок збереження результату “успішності” в базі знань СППР, дає змогу запропонувати більш швидке (10-15%) та ефективне рішення при наступному усуненні вібрацій в тих самих геологічних умовах. Він враховує знання експертів та досвід усунення вібрації в поточних геологічних умовах, включає в себе варіації навантаження на долото та частоту обертання бурової колони.



## РОЗДІЛ 4.

### РОЗРОБЛЕННЯ ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ СППР АВТОМАТИЧНОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА УСУНЕННЯ ВІБРАЦІЙ ПІД ЧАС БУРІННЯ

Постійне збільшення обсягів буріння стимулює подальший розвиток як вибійних систем в бурінні - MWD, LWD та RSS, так і різноманітних прикладних інформаційних програм опрацювання даних – інформаційних систем контролю та підтримки прийняття рішень. Основним напрямком вдосконалення апаратної складової вибійних систем є збільшення кількості давачів та вимірів, що передаються на поверхню, створення двостороннього зв'язку поверхня-вибій та вибій-поверхня, підвищення надійності і точності вимірювальних приладів. Також у приладах RSS розробляються автоматичні механізми та відповідне програмне забезпечення для самостійного управління процесом буріння (наприклад автоматична корекція вертикалі чи автоматичне утримування заданого зенітного кута або азимута під час буріння).

Подальший розвиток високоточного і якісного буріння неможливий без вдосконалення як самого наземного бурового комплексу, так і розроблення та впровадження різноманітних програмних інформаційних систем контролю та регулювання процесу буріння. Однією із таких систем є розроблена система підтримки прийняття рішень для ідентифікації та усунення вібрацій під час буріння. Процес проектування СППР складається із наступних стадій: аналізу проблеми, розроблення початкового прототипу, проміжного варіанту та кінцевого продукту. В цьому розділі описано реалізація прототипу СППР, де використано розроблені вище методи і моделі для ідентифікації та усунення ударів і вібрацій під час буріння, та наведено результати її роботи.

#### **4.1. Визначення задач СППР та експертів**

Основним етапом розроблення СППР є визначення задач, які має вміти розв'язувати система [96]. Дослідження показали, що такими задачами є:

1. Ідентифікація наявності ударів та вібрацій під час буріння.
2. Визначення величини та виду вібрації.
3. Визначення поточного ресурсу роботи ЕСП телеметричної системи.
4. Прийняття рішення про необхідність усунення вібрацій.
5. Надання рекомендацій щодо змін технологічних параметрів режиму буріння для зменшення інтенсивності вібрацій.
6. Проведення навчання системи шляхом порівняння отриманого результату із очікуваним, а також врахування знань експертів.

Експертами можуть бути інженери похило-скерованого буріння та інженери по будівництві свердловин із певним досвідом буріння в поточних геологічних умовах.

Користувачами можуть бути молодші інженери без наявного досвіду буріння, самі буровики, а також потенційна АСУ процесом буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин [34].

Для розв'язання поставлених задач в запропонованій СППР використані моделі процесів, що розроблені в другому та третьому розділах дисертаційної роботи [90, 94, 98-100].

#### **4.2. Побудова архітектури СППР усунення ударів і вібрацій**

Системи підтримки прийняття рішень належать до ІС нового покоління. У класичному розумінні СППР це інформаційна система, що включає такі компоненти [97]:

- інтерфейс користувача (User Interface);
- систему керування базами даних - СКБД (Data Management System);
- систему управління базами моделей - СУБМ (Model Management System);
- систему управління базами знань (Knowledge Engine);
- систему управління повідомленнями (СУП).

Архітектура СППР усунення ударів і вібрацій визначалася характером взаємодії основних її складових:

- інтерфейсу користувача;
- бази даних, бази моделей і правил та бази знань експертів.

Також архітектура розробленої СППР включає інфраструктуру комунікацій і мереж для інтеграції із зовнішньою системою автоматизованого управління процесом буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

Дослідження показують, що при роботі з потоками даних в сфері моніторингу та контролю за процесом буріння нафтогазових свердловин найбільш поширеною на сьогоднішній день є архітектура “клієнт-сервер”. Вона має декілька істотних переваг над архітектурою централізованих обчислень, що використовувалась починаючи з 50-х років [101]. Ця архітектура дає змогу інтегрувати різні прикладні програми та характеризується масштабованістю і доступністю програмного забезпечення. Для обміну даними між серверами та клієнтами використовується відносно новий протокол обміну даними WITSML, що керується стандартами компанії Energistics [102] та на даний час проходить активний шлях свого розвитку. Огляд особливостей та переваг даного протоколу представлено в розділі 1 дисертаційної роботи. Архітектура розробленої СППР представлена на рис.4.1.

Інтерфейс користувача є центральним компонентом системи. Він розроблений за архітектурою “товстого клієнта” (thick client). Математичні моделі, правила та аналітичні інструменти розміщені у відповідній базі даних програми клієнта. Також розроблена БД знань експертів та БД реального масштабу часу.

На рис.4.1 також зображено сховище даних, що містить дані глобального масштабу з усіх підтримуваних бурових об’єктів. WITSML сервер даних забезпечує потужну платформу для накопичення неструктурованих даних та рапортів.

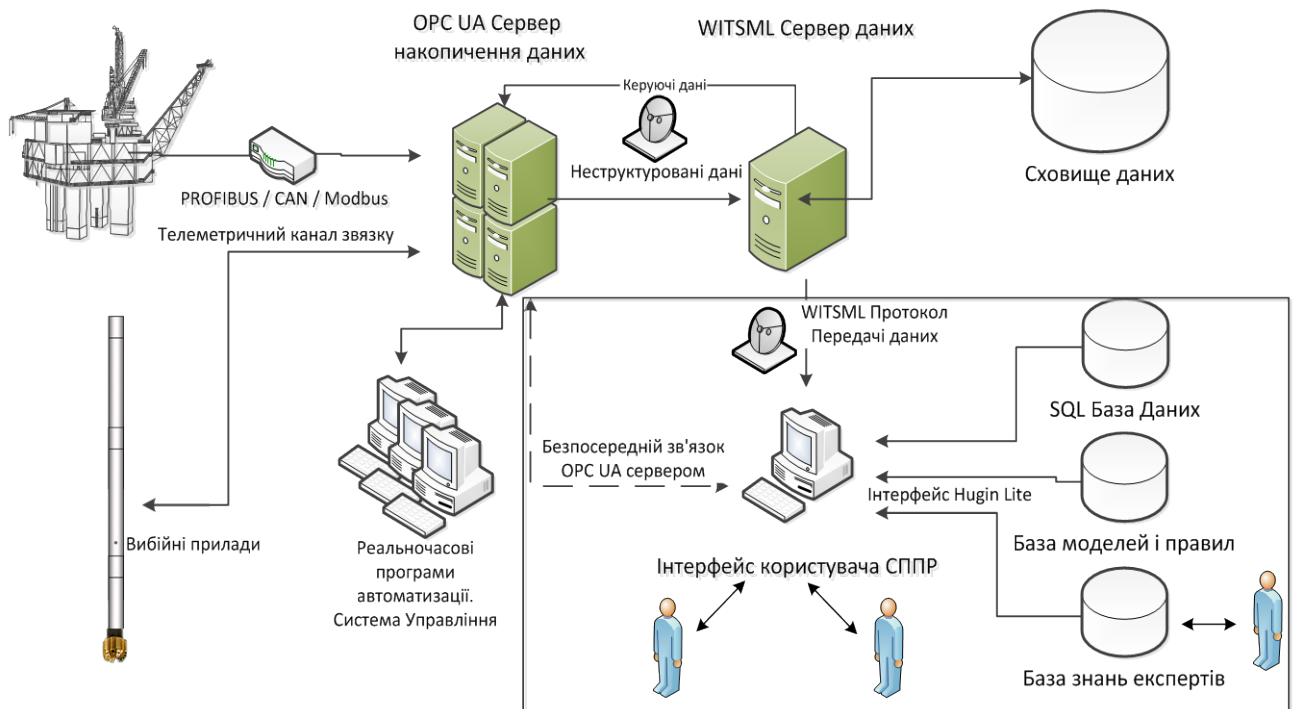


Рис.4.1. Архітектура СППР для ідентифікації та усунення вібрацій [104].

Базовий рівень взаємодії між вимірювальними компонентами бурової установки здійснюється за допомогою низькорівневих мереж. На даний час існує декілька конкуруючих стандартів, таких як PROFIBUS, CAN і Modbus. OPC-UA сервер використовується для накопичення та передачі даних для різноманітних програм автоматизації в режимі реального масштабу часу.

OPC Unified Architecture (Уніфікована архітектура OPC) - це специфікація, що визначає передачу даних і взаємодію пристроїв в промислових мережах. Специфікація включає сімейство програмних технологій OPC (OLE for Process Control), що надають єдиний інтерфейс для управління об'єктами автоматизації і технологічними процесами. Багато OPC протоколів базуються на технологіях OLE, ActiveX, COM/DCOM.

На архітектурній діаграмі (рис.4.1) зображено штрих-пунктирною стрілкою безпосередній зв'язок розробленої СППР із сервером OPC UA. Це є рекомендованим і логічним методом інтеграції подібного типу СППР в АСУ процесу буріння. Через фізичну відсутність доступу до OPC UA серверу в даній дисертаційній роботі інтеграція відбувалась через WITSML сервер даних.

### 4.3. Розроблення структурної схеми та алгоритму функціонування СППР

Структура системи підтримки прийняття рішень складається із окремих модулів, що взаємодіють із основним модулем моніторингу та управління і не мають прямої взаємодії між собою. Таким чином система набуває переваг модульного підходу, що дає можливість доповнювати її новими модулями та замінювати чи вдосконалювати існуючі.

Структура системи підтримки прийняття рішень зображена на рис. 4.3. і складається із наступних компонент:

1. Інтерфейс користувача.
2. Модуль захоплення даних реального масштабу часу.
3. Модуль моніторингу та управління даними.
4. Модуль реалізації моделей та алгоритмів.
5. Модуль візуалізації параметрів буріння.
6. Бази даних та знань.

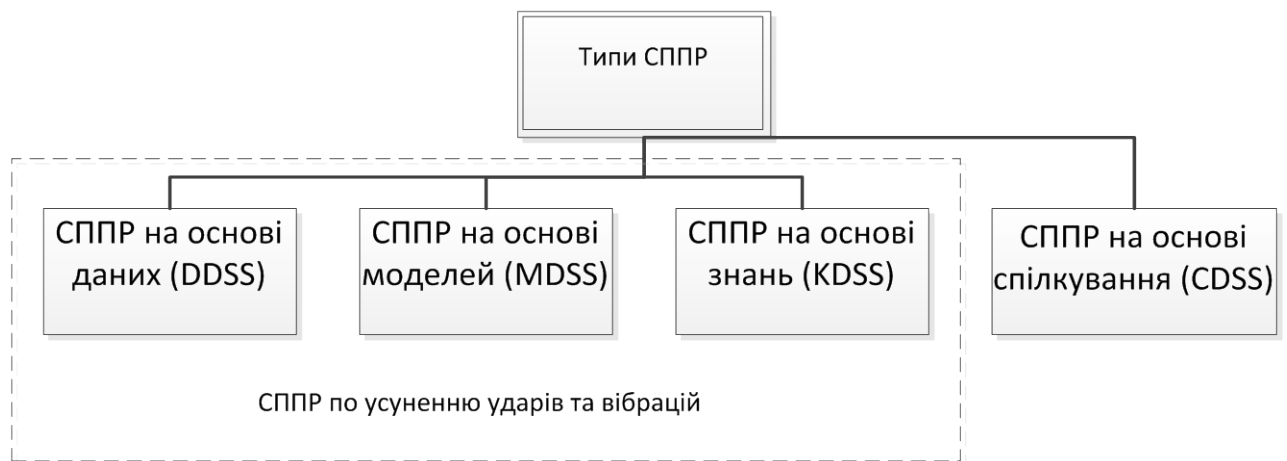


Рис. 4.2. Класифікація типу СППР усунення ударів та вібрацій.

Розроблена система [104] є гібридною СППР, яка об'єднує в собі декілька типів інформаційних СППР (рис 4.2), а саме:

1. СППР на основі даних (DDSS) – рішення базуються на основі аналізу неперервних даних по наявності ударів та вібрацій в реальному масштабі часу.

2. СППР на основі моделей (MDSS) – рішення базуються на основі моделювання ресурсу роботи ЕСП.

3. СППР на основі знань (KDSS) – для прийняття рішень використовуються мережі Байєса та діаграми впливу, що базуються на знаннях експертів про причини та ознаки виникнення певних видів ударів та вібрацій.

4. СППР на основі спілкування (CDSS).

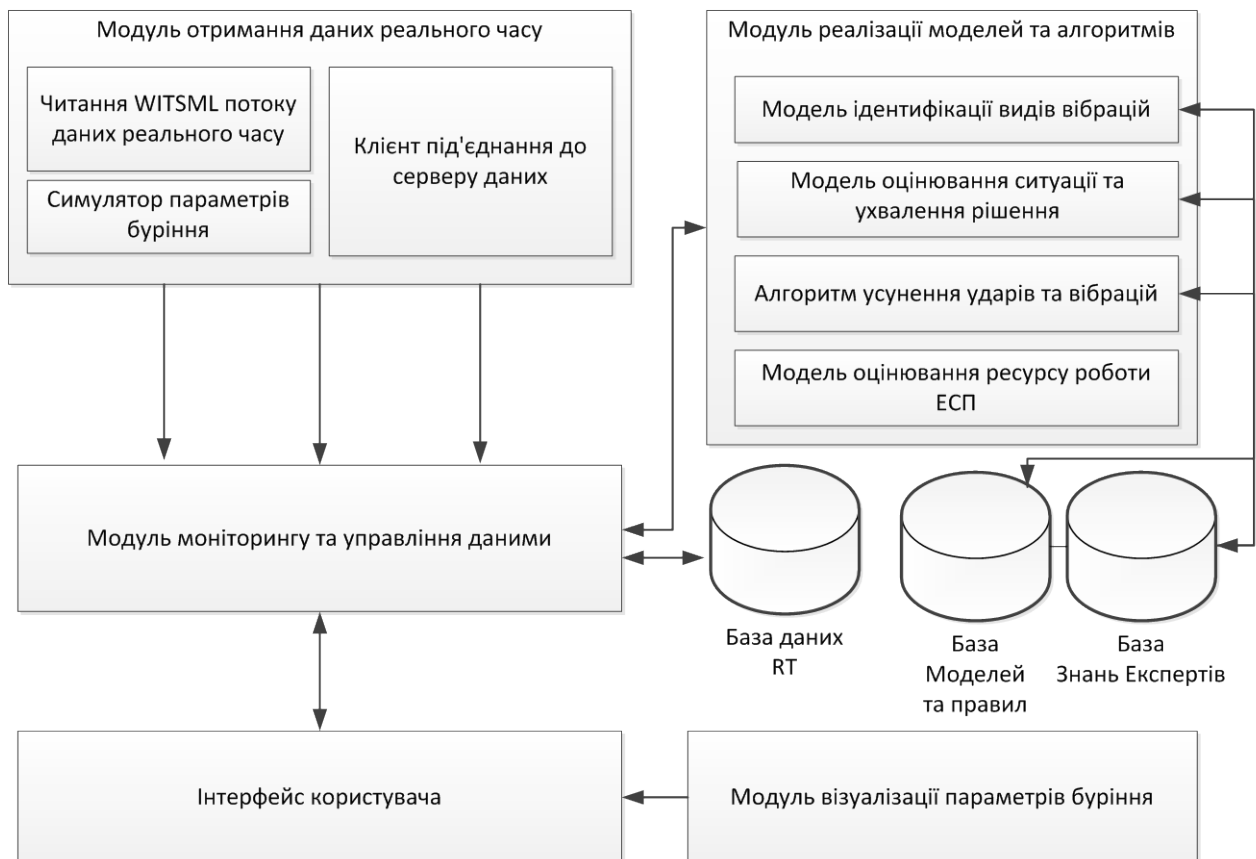


Рис.4.3. Структура системи підтримки прийняття рішень усунення ударів і вібрацій під час буріння.

Функціональна схема (рис.4.4) відображає замкнутий процес автоматичного усунення ударів і вібрацій, що здійснюється за наступним алгоритмом:

1. СППР захоплює дані в режимі реального масштабу часу із WITSM потоку, які постійно доповнюються даними буріння із поверхневих та глибинних датчиків.

5. Захоплені дані використовуються для оцінювання поточного стану процесу буріння та записуються в реляційну базу даних СППР.
6. Проводиться визначення достовірності ударів та вібрацій, а також - оцінювання ресурсу роботи електронних свердловинних приладів (ЕСП).
7. При ризику передчасної відмови ЕСП СППР приймає рішення про необхідність усунення вібрацій та відображає його на екрані.
8. Згідно до ідентифікованого виду вібрації СППР пропонує алгоритм усунення.
9. Успішність подолання вібрацій в поточних геологічних умовах заноситься в базу знань для покращення прийняття рішення при наступному рейсі буріння.

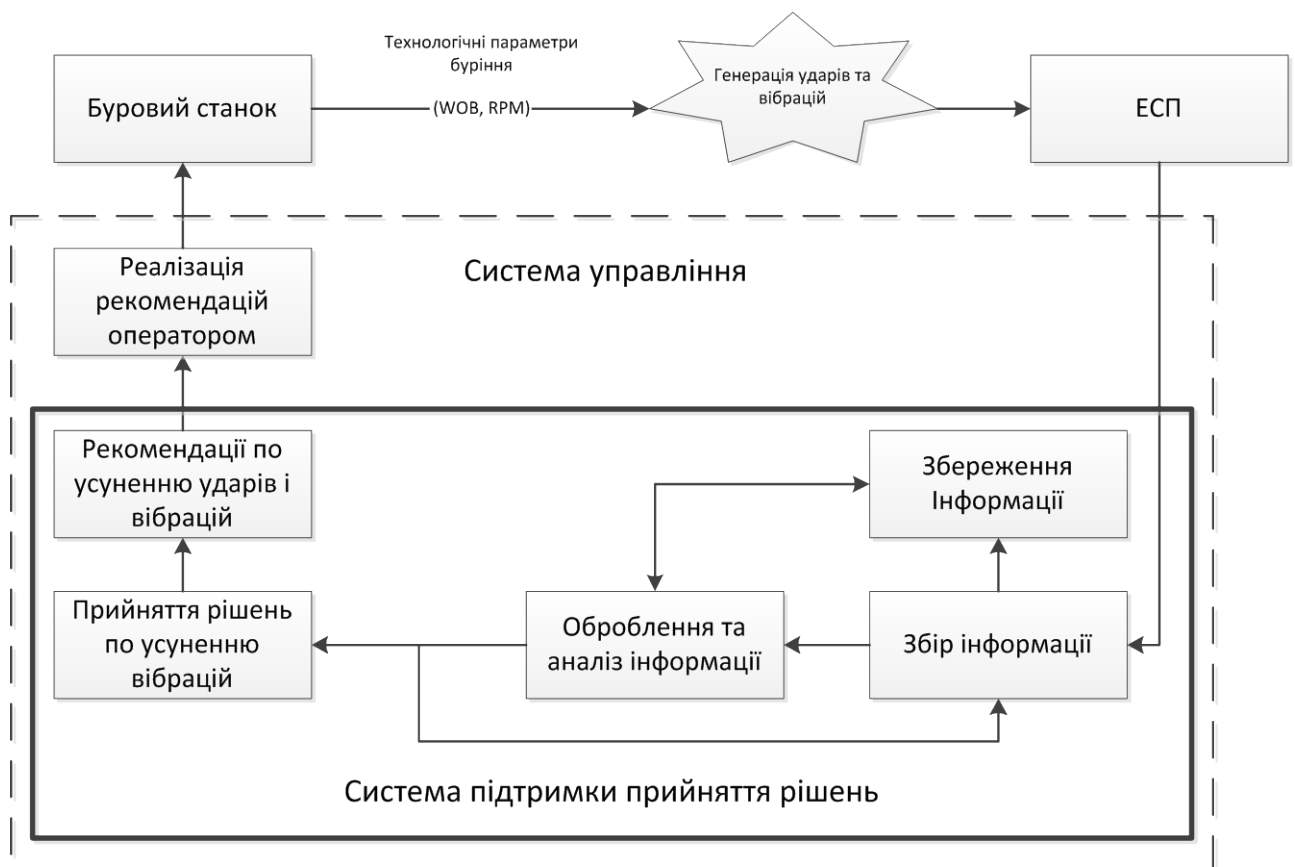


Рис.4.4. Функціональна схема СУ автоматичного усунення ударів та вібрацій.

#### 4.4. Програмна реалізація розробленої СППР

Для розроблення програмних засобів використано об'єктно-орієнтований підхід середовища Visual Basic .NET (Visual Studio 2013), яке володіє перевагами швидкого розроблення прототипів програми, розробленням програмних засобів, що працюють з базами даних та перевагами компонентного способу створення програм, що працюють під управлінням майже усіх версій операційних систем сімейства Microsoft Windows.

Структура розробленого ПЗ включає такі моделі:

1. Математичну модель оцінювання ресурсу роботи електронного свердловинного приладу.
2. Модель автоматичної ідентифікації видів вібрацій під час буріння на основі мереж Байєса.
3. Інформаційну модель на основі діаграм впливу для автоматичного ухвалення рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій.

Для збереження та використання вхідних даних у розроблених моделях, а також для візуалізації основних технологічних параметрів режиму буріння та наявних ударів і вібрацій створено наступний клас даних:

PublicClassSVDataClass

PublicPropertyTimeAsDate

PublicProperty WOB AsSingle?

PublicProperty RPM AsSingle?

PublicPropertyTorqueAsSingle?

PublicProperty ROP AsSingle?

PublicProperty VIB\_RATE AsByte? 'SHK\_RSK

PublicProperty VIB\_AX AsSingle?

PublicProperty VIB\_LAT AsSingle?

PublicProperty VIB\_TOR AsSingle?



PublicPropertyCont\_Inclination AsSingle?

PublicPropertyCont\_Azimuth AsSingle?

PublicPropertyToolFaceAsSingle?

PublicPropertyPressureAsSingle?

PublicPropertyFlowAsSingle?

PublicPropertyGammaAsShort?

PublicPropertyBitDepthAsShort?

PublicPropertyBitOnBTMAAsBoolean?

PublicPropertyBlockPosAsSingle?

PublicPropertyPumpTimeAsSingle?

PublicPropertyKivAsSingle?

**PublicSub**Calculate\_Kiv()

Kiv = 0

EndSub

EndClass

Клас об'єднує в себе дискретний зріз в часі таких даних як: основні технологічні параметри режиму буріння, основні види вібрацій, а також дані по поточному напрямку траєкторії буріння та положенню відхилювача.

Альтернативним варіантом збереження даних, можуть бути об'єкти WITSML (WITSML data-object), що містять свої методи, властивості та події. Зв'язки між об'єктами (parent-child) визначаються схемами даних (WITSML data schemas), що вказуються при обміні даними між програмами. Організація WITSML об'єктів приведена в додатку 4.А. Для забезпечення потреб процесу буріння, WITSML визначає так звані зростаючі об'єкти-дані (growing data-objects), що в певних випадках потребують іншого підходу чим звичайні XML дані. Саме таким об'єктом є xml потік в реальному масштабі часу. Типи

зростаючих об'єктів-даних наведено в додатку 4.Б. Вони характеризуються відносно великою кількістю даних, що відповідає певному зрізу моменту часу. Нові дані, що надходять, дописуються в xml потік, таким чином файл залишається “відкритим”, без відповідної xml “кінцівки”. В процесі розроблення це зумовило деякі труднощі при читанні таких файлів.

#### **4.4.1. Розроблення інтерфейсу користувача та модуля візуалізації основних параметрів буріння**

Інтерфейс користувача є головним компонентом у проєкті СППР. Він розміщений безпосередньо у клієнтів згідно архітектури “товстого клієнта” (thick-client). Основну форму інтерфейсу користувача зображено на рис. 4.5.

Інтерфейс користувача складається із наступних блоків-панелей:

**Блок ініціалізації СППР.** Блок ініціалізації призначений для задання користувачем вхідного WITSXML файлу із потоком даних в реальному масштабі часу та індексації вхідних даних. Також вказується шлях до файлів, в яких міститься реалізація розроблених моделей ідентифікації, та прийняття рішення щодо усунення вібрацій за допомогою середовища Hugin Lite. Вибирається профіль свердловини, тип долота, гнучкість КНБК та час до кінця рейсу буріння. Усі ці дані є вхідними для розроблених моделей мереж Байєса та діаграм впливу.

**Блок аналізу даних реального масштабу часу.** Блок аналізу даних реального масштабу часу передає оновлені дані поточного часового зрізу на вхід мереж Байєса та діаграм впливу. Проводиться оцінювання поточного стану ЕСП. За результатами аналізу відображаються на екрані ймовірність появи певного виду вібрацій. А також рекомендації щодо необхідності їх усунення та зміни технологічних параметрів режиму буріння.

**Панель візуалізації потоку даних реального масштабу часу.** Панель потоку даних реального масштабу часу відображає поточні та історичні дані, якими оперує система, тобто вищеописаний клас [SVDataClass](#). Захоплення

нових даних відбувається за таймером із таблиці `ds.Tables("data")` щосекунди. Після зчитування нових даних, проводиться їх запис в БД, викликається функція вибору проіндексованих даних, створення нової змінної `NewSVData` типу `SVDataClass` та добавлення її в змінну `SvDataStream` – колекцію об'єктів `SVDataClass`.

Подію `Tick`, об'єкта `System.Windows.Forms.Timer` наведено нижче:

```
Private Sub TimerStream_Tick(sender As Object, e As EventArgs)
```

```
Handles TimerStream.Tick
```

```
'Симуляція:
```

```
'Проводимо запис DataSet в SVData
```

```
'Читаємо наступний рядок із даними
```

```
RowIndex += 1
```

```
Dim strDataRow As String = ds.Tables("data").Rows(RowIndex).ToString
```

```
Dim NewSVData As New SVDataClass
```

```
strDataRow = ds.Tables("data").Rows(RowIndex).ToString
```

```
SaveDataToDB()
```

```
'Вибраємо потрібні дані за індексом (Mapping, який об'єднує дані з frmDataSelect) і
```

```
записуємо в SVData
```

```
GetDataByIndex(strDataRow, NewSVData, SvDataIndex)
```

```
'Добавляємо новий елемент в колекцію SVDataStream
```

```
SvDataStream.Add(NewSVData)
```

```
'Передаємо дані до глобальної змінної
```

```
SvData = NewSVData
```

```
'Виводимо дані на екран у вигляді таблиці
```

```
DisplayDataView(SvData)
```

```
'Виводимо дані на екран у вигляді графіків
```

```
DisplayGraph(SvData)
```

```
EndSub
```

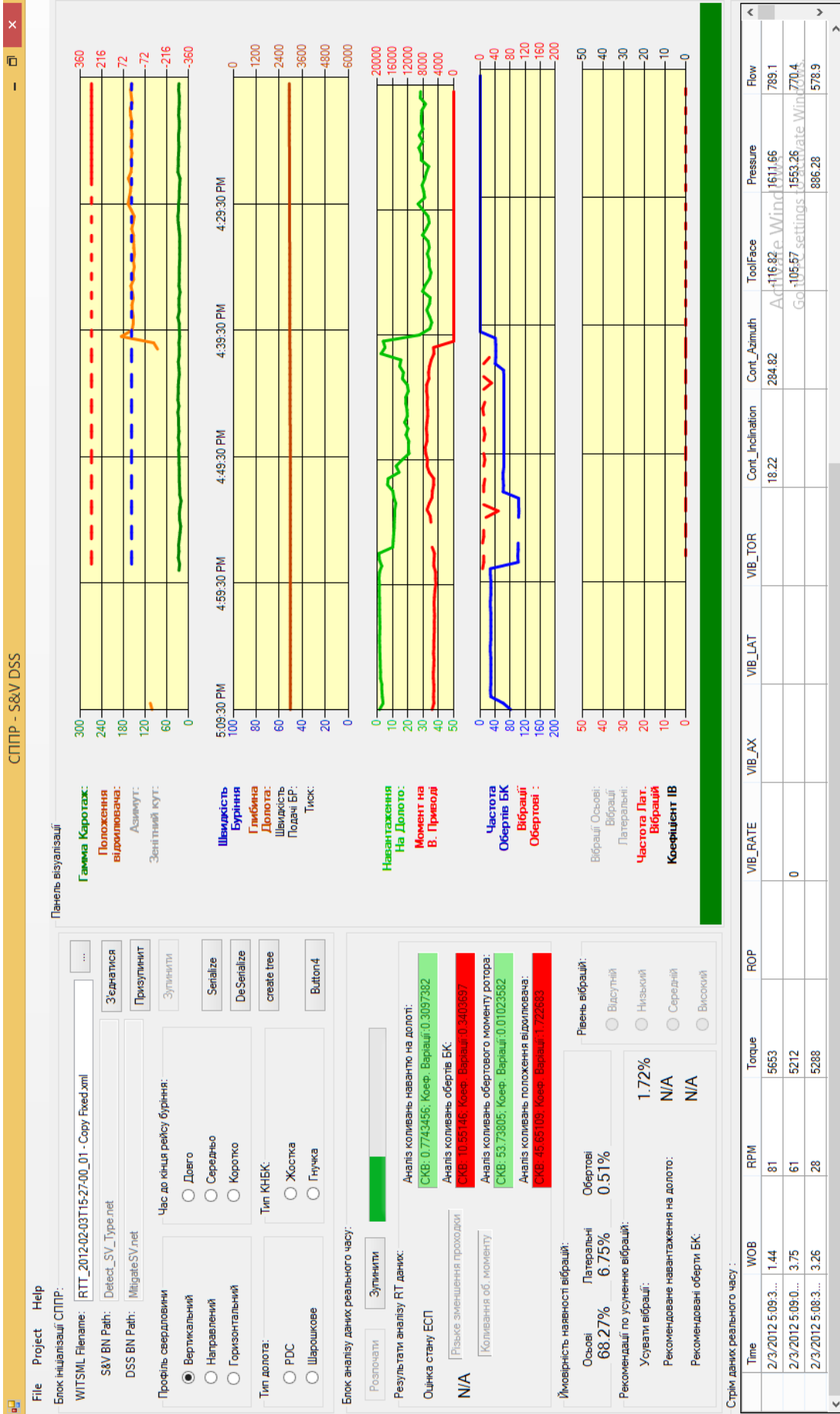


Рис. 4.5. Інтерфейс користувача СППР усунення ударів та вібрацій

**Панель візуалізації.** Панель візуалізації містить графічне представлення даних `SVDataClass`. Побудову графіків реалізовано за допомогою стандартної .Net компоненти Chart.

Для візуалізації даних розроблена процедура `DisplayGraph`, вхідним параметром якої є вказівник на змінну типу `SVDataClass`. Фрагмент процедури на прикладі відображення даних положення відхилювача `SvData.ToolFace` наведено нижче:

```
PrivateSubDisplayGraph(ByRefSvDataAsSVDataClass)
DimTimeStampAsDate = SvData.Time.ToString("T")
"Track 1: -----
'Get a referencetotheChartseries
DimseriesAsDataVisualization.Charting.Series = Chart1GR.Series("Gamma")
series.Points.AddXY(SvData.Time.ToString("T"), SvData.Gamma)
'Iftherearemorethan 100 pointsthenremovepointsontheleft
Whileseries.Points.Count> 100
series.Points.RemoveAt(0)
EndWhile

'Adjust X axisscale
Chart1GR.ChartAreas("ChartArea1").AxisX.Minimum =
series.Points(0).XValue
Chart1GR.ChartAreas("ChartArea1").AxisX.Maximum =
series.Points(0).XValue + 100
series = Chart1GR.Series("TF")
series.Points.AddXY(SvData.Time.ToString("T"), SvData.ToolFace)
```

#### 4.4.2. Розроблення модуля захоплення даних в реальному масштабі часу

Отримання даних в масштабі реального часу, є ключовим процесом в розробленій СППР. В архітектурі “клієнт-сервер” дані реального масштабу часу отримуються за допомогою WITSML технологій. В дані роботі безпосередньо зв’язок із WITSML сервером не створювався, а проводилося зчитування файлу xml потоку, що використовується для передачі даних до/із WITSML серверу. Даний підхід дає змогу розробленій СППР захопити файл реально-часових даних прямо із системи накопичення даних (acquisition system), ще перед їх відправленням на WITSML сервер. Структура xml потоку (XSD Schema) має бути відома завчасно.

Потік даних реального масштабу часу зберігається у дочірньому об’єкті <logData>файлу із xml-потокком (рис.4.6). Опис батьківського об’єкту-даних WITSML Document наведено в додатку 4.В.

XML Element	Description
<log ...>	
<indexType ...>	The kind of index curve.
<startIndex ...>	starting depth index for entire logData section
<endIndex ...>	ending depth index for entire logData section
<startDateTimeIndex ...>	starting time index for entire logData section
<endDateTimeIndex ...>	ending time index for entire logData section
...	additional child elements of header
<logCurveInfo ...>	metadata about a curve
<minIndex ...>	minimum depth index for this curve
<maxIndex ...>	maximum depth index for this curve
<minDateTimeIndex ...>	minimum time index for this curve
<maxDateTimeIndex ...>	maximum time index for this curve
...	additional child elements of logCurveInfo
</logCurveInfo>	
...	additional occurrences of logCurveInfo structure
<logData ...>	data section
<mnemonicList>	List of curve mnemonics in <data>
<unitList>	List of curve units in <data>
<data>	data for all curves at this time/depth index
...	additional occurrences of data element
</logData>	
</log>	

Рис.4.6. Заголовок WITSML об’єкту-даних <Log>, що містить дані реального масштабу часу<logData>

Зчитування xml файлу проводиться за допомогою методу `DataSet.ReadXml` класу `System.Data.DataSetAdapter` та заноситься в змінну `dv`, типу `System.Data.DataView`. Доступ до списку наявних даних відбувається через властивість `ds.Tables("LogCurveInfo")`. Відображення списку мнемонік наявних у файлі даних відбувається за допомогою компоненти `System.Windows.Forms.CheckedListBox`. Фрагмент коду наведено нижче:

```
PrivateSub frmDataSelect_Load(sender As Object, e As EventArgs)
```

```
Handles MyBase.Load
```

```
    'xmlfilenameizpoperednj'ojiformy
```

```
    strFileName = frmMain.strFileName
```

```
    'vybrajemoperwutablicju, jakamisty'tinformacijuprodani - header
```

```
    Dim xmlFile As XmlReader
```

```
    xmlFile = XmlReader.Create(strFileName, New XmlReaderSettings())
```

```
    ds.ReadXml(xmlFile)
```

```
    dv = New DataView(ds.Tables("LogCurveInfo"), "logHeader_Id = 0",
```

```
    "mnemonic", DataViewRowState.CurrentRows)
```

```
    'perekhodymodotablyciLogCorveInfo - (4) i
```

```
    vidobragaemolywezapysydljaperwogoheadera (LogHeader_Id=0), sortuemopo
```

```
    "mnemonic"
```

```
        DataGridView1.DataSource = dv
```

```
    'dobvljaemocheckboxcolumn
```

```
    Dim chk As New DataGridViewCheckBoxColumn()
```

```
        DataGridView1.Columns.Insert(0, chk)
```

```
    chk.HeaderText = "selectdatachanel"
```

```
    chk.Name = "chk"
```

```
        DataGridView1.Rows(2).Cells(3).Value = True
```

```

'distaemoatrybutizobjektuDataSet - chasstvorennyapershogopaketudanyh.
'NB:  Deshchonespivpadaeizpershytimestamp
lbXMLDocID.Text = ds.Tables("XMLDoc").Rows(0).ItemArray(1)
'zobrazhuemodani w4o potribnidljaprogramyizSVData
IfTypeOfSVDataIsIEnumerableThen
ForEach o AsObjectInTryCast(SVData, IEnumerable)
'DoFunction
lstDataRequired.Items.Add(o.Name, False)
Next
Else
ForEach p
AsSystem.Reflection.PropertyInfoInSVData.GetType().GetProperties()
Ifp.CanReadThen
'MsgBox("{0}: {1}", p.Name, p.GetValue(SVData, Nothing))
'possiblefunction
lstDataRequired.Items.Add(p.Name, False)
EndIf
Next
EndIf
'displayhowmanyrowsodfdatainthefile
lbRowCount.Text = ds.Tables("data").Rows.Count
EndSub

```

При виборі файлу xml потоку, користувачу пропонується вибрати необхідні для розрахунку дані із усіх наявних (рис.4.7).

Дальше проводиться індексація даних, тобто зберігається ідентифікаційний номер кожної одиниці даних, необхідних для розрахунків. Фрагмент підпрограми для індексації даних “час” (“**TIME**”) представлено нижче:



Індексція обов'язкових даних

Обов'язкові дані:

- Time
- WOB
- RPM
- Torque
- ROP
- VIB\_RATE
- VIB\_AX
- VIB\_LAT
- VIB\_TOR
- Cont\_Inclination
- Cont\_Azimuth
- ToolFace
- Pressure
- Flow
- Gamma
- BitDepth
- BitOnBTM
- BlockPos
- PumpTime

XMLDoc ID = 2012-02-03T19:54:27.953  
 К-сть рядків даних: 9451

Наявні дані:

	select data chanel	mnemonic	unit	mnameAlias	nullValue	startIndex
▶ 0	<input type="checkbox"/>	ACTC		:ACTC:A:1:RT		2012-02-03T15:2
1	<input type="checkbox"/>	AJAM		M10900:AJAM:A:...		2012-02-03T15:2
2	<input type="checkbox"/>	AREV	c/min	True		2012-02-03T15:2
3	<input type="checkbox"/>	AZIM	deg	:AZIM:A:1:RT		2012-02-03T15:2
4	<input type="checkbox"/>	AZIM_CONT_RT	deg	M10900:AZIM_C...		2012-02-03T15:2
5	<input type="checkbox"/>	AZIM_EU	deg	M10900:AZIM_E...		2012-02-03T15:2
6	<input type="checkbox"/>	BHD	ft	:BHD:A:1:RT		2012-02-03T15:2
7	<input type="checkbox"/>	BHPR	psi	:BHPR:A:1:RT		2012-02-03T15:2
8	<input type="checkbox"/>	BHRM	ohm.m	:BHRM:A:1:RT		2012-02-03T15:2
9	<input type="checkbox"/>	BIT_CONF		:BIT_CONF:A:1:RT		2012-02-03T15:2
10	<input type="checkbox"/>	BLKA	ft/s2	:BLKA:A:1:RT		2012-02-03T15:2
11	<input type="checkbox"/>	BONB		:OBTM:A:1:		2012-02-03T15:2
12	<input type="checkbox"/>	BPOS	ft	:BLKP:A:1:RT		2012-02-03T15:2
13	<input type="checkbox"/>	BVEL	ft/h	:PVEL:A:1:RT		2012-02-03T15:2
14	<input type="checkbox"/>	BY_ROT	nT	M10900:BY_RO...		2012-02-03T15:2
15	<input type="checkbox"/>	BZ_ROT	nT	M10900:BZ_RO...		2012-02-03T15:2
16	<input type="checkbox"/>	CDEPTH	ft	:CDEPTH:A:1:RT		2012-02-03T15:2

Зберегти в SQL БД

Створити XML Schema

Симулювати RT

Індексція даних

З'єднання

Рис.4.7. Вікно вибору обов'язкових даних.

```

PrivateSubInputDataMapping()
'prohodymopovsjomuLogHeader i wukaemoindekspotribnogodatapoint
'mognavykorystatydataviewwchobubvykorystanyjranishe
'Index = 0 jakshchoneisnuezapysu
'Takog neisnuju4i kanalybudut'unchecked
dv.Sort = "mnemonic"findbudevidbuvatysjapokolonci "mnemonic"
DimindexAsInteger
WithSvDataIndex
index = dv.Find("TIME")
Ifindex = -1 Then
MsgBox("RequiredData 'TIME' NotFound")
Else
.Time_Index = dv.Item(index)("columnIndex").ToString
...
lstDataRequired.SetItemChecked(lstDataRequired.FindString("TIME"), True)
EndIf

```

#### **4.4.3. Особливості програмної реалізації моделей мереж Байєса та діаграм впливу в СППР**

Важливою складовою СППР є математичні моделі і аналітичні інструментальні засоби. Програмне забезпечення керування моделями розміщене разом із локальними базами даних в комп'ютері клієнтів. Моделі на основі мереж Байєса та діаграм впливу були розроблені в середовищі HuginLite (рис.4.8) та інтегровані в середовище VisualBasic за допомогою API інструментів бібліотеки HAPI80.DLL. Ця бібліотека дає змогу використати можливості HDE (HuginDecisionEngine) надаючи доступ до моделей мереж Байєса за допомогою об'єктно-орієнтованого програмування.

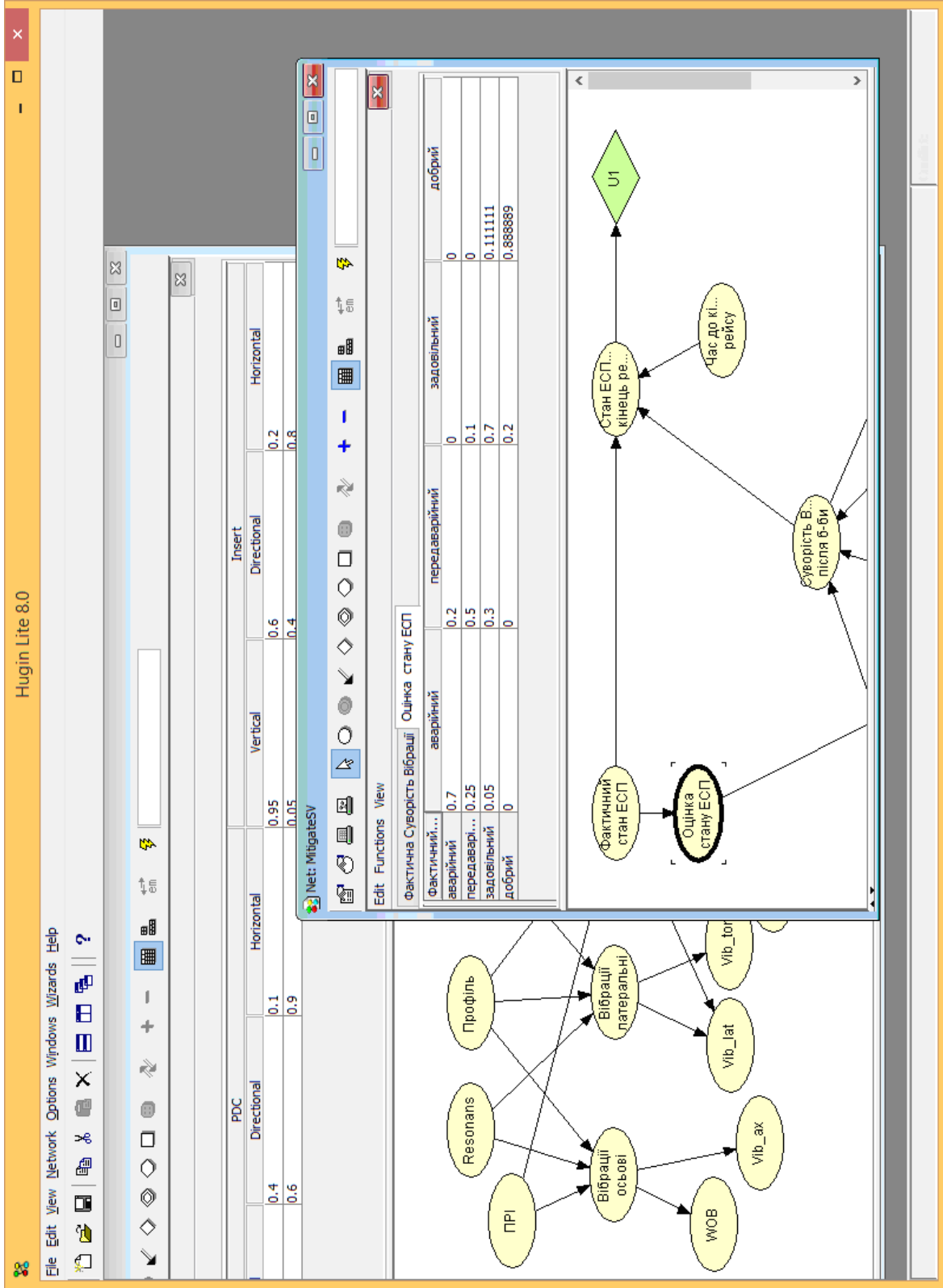


Рис.4.8. Середовище Hugin Lite 8.0 для розроблення моделей за допомогою мереж Байєса та діаграм

ВПЛИВУ.

Оновлення мереж для перевірки зміни стану при поступленні нових даних виконується щосекунди при спрацюванні події `Tick`, об'єкту `TimerMonitor`. Виконується виклик підпрограми оновлення стану мережі та підпрограм візуалізації результату.

Оновлення мережі реалізовано наступним чином:

```
PrivateSubRefreshDomM()
```

```
DimnodeAsHAPI.Node
```

Виклик процедури оновлення поточного стану мережі МБ:

```
CalldomM.Propagate(HAPI.hEquilibriums.hEquilibriumSum,
```

```
HAPI.hEvidenceModes.hModeNormal)
```

```
CalldomM.UpdatePolicies()
```

```
' Fetchthe "VibraciiOcjovi / Lat / Tor"
```

```
nodeanddisplaytheprobabilityforTrueState (1)
```

```
node = domM.GetNodeByName("A") 'VibraciiOsjovi
```

```
lbMitigate.Text = Format(node.Belief(1) * 100, "##0.00") &"%"
```

```
EndSub
```

Підпрограма візуалізації результатів, що виражені у відсотках достовірності наявності певного виду вібрацій:

```
PrivateSubRefreshDom()
```

```
DimnodeAsHAPI.Node
```

```
CalldomM.Propagate(HAPI.hEquilibriums.hEquilibriumSum,
```

```
HAPI.hEvidenceModes.hModeNormal)
```

```
' Fetchthe "VibraciiOcjovi / Lat / Tor"
```

```
nodeanddisplaytheprobabilityforTrueState (1)
```

```
node = domM.GetNodeByName("C5") 'VibraciiOsjovi
```

```
lbVibAxial.Text = Format(node.Belief(1) * 100, "##0.00") &"%"
```

```

node = dom.GetNodeByName("C6") 'ViraciiLateralni
lbVibLat.Text = Format(node.Belief(1) * 100, "##0.00") &"%"

node = dom.GetNodeByName("C8") 'ViraciiObertovi
lbVibTor.Text = Format(node.Belief(1) * 100, "##0.00") &"%"

EndSub

```

#### 4.4.4. Побудова моделі на основі теорії мереж Петрі

Дослідження динаміки розроблених алгоритмів методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння проводиться з використанням моделей, які ґрунтуються на теорії графів [105] та мереж Петрі [128], та в загальному випадку формулюється наступним чином:

$$G=(C_m, P), \quad (4.1)$$

де  $G$  – граф досяжності станів системи [129],  $C_m$  – множина станів системи,  $P$  – множина ребр, яка відображає можливі переходи системи з одного стану в інший.

Для визначення досліджуваних станів та побудови графу досяжності станів, використовують модель на базі теорії мереж Петрі [127], яка описується наступним чином:

$$M_{mn}=(\Pi, \Pi_p, P_\delta, M), \quad (4.2)$$

де  $\Pi$  – множина позицій,  $\Pi_p$  – множина переходів,  $P_\delta$  – множина вхідних та вихідних дуг,  $M$  – множина маркерів.

Отже, розроблена модель записана в математичній формі та дає змогу дослідити динаміку системи [109] (в даному випадку процес усунення ударів та вібрацій під час буріння).

Для прикладу, на рис.4.9 наведена схемна форма представлення моделі (4.2) для алгоритму на рис.2, а на рис.4.10 – показаний граф досяжності станів [129], який дає можливість дослідити динаміку процесу використання параметрів режиму буріння - з бази знань.

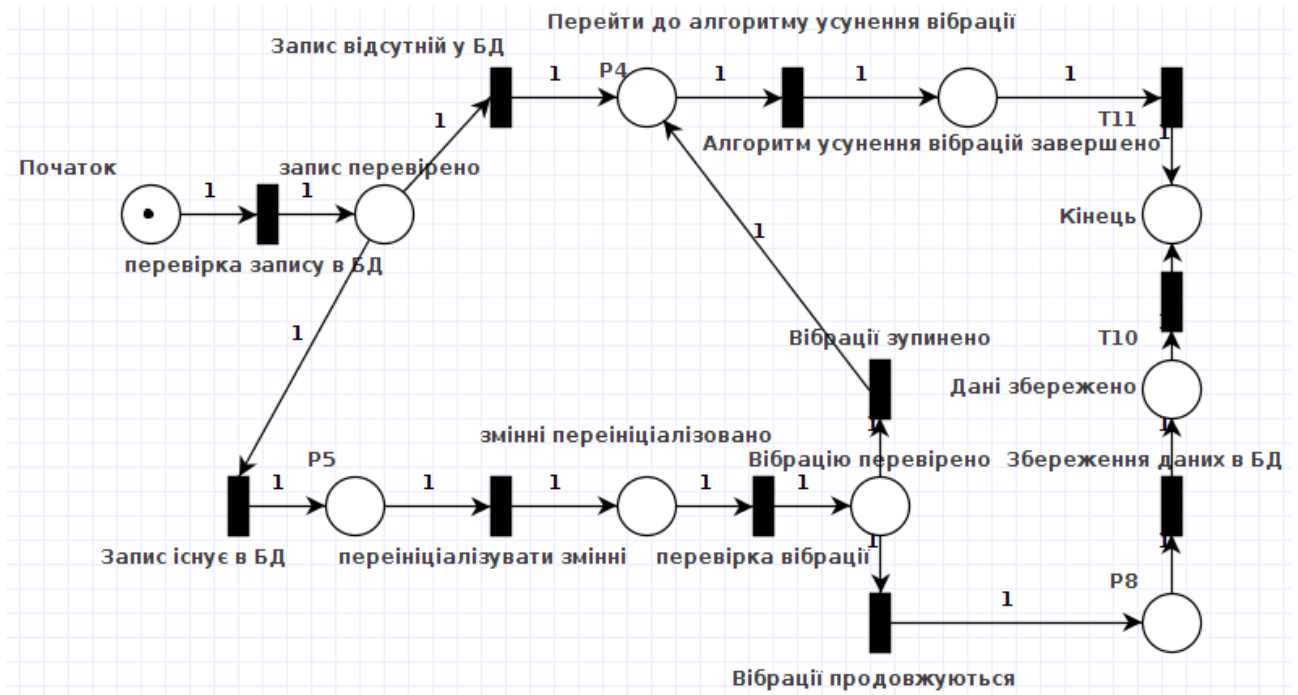


Рис.4.9 Схемна форма представлення моделі на основі мережі Петрі для алгоритму врахування технологічних параметрів режиму буріння.

Побудовану модель на основі мереж Петрі можна представити з використанням XML – формату [108], що дає змогу ефективно організувати обмін з іншими системами.

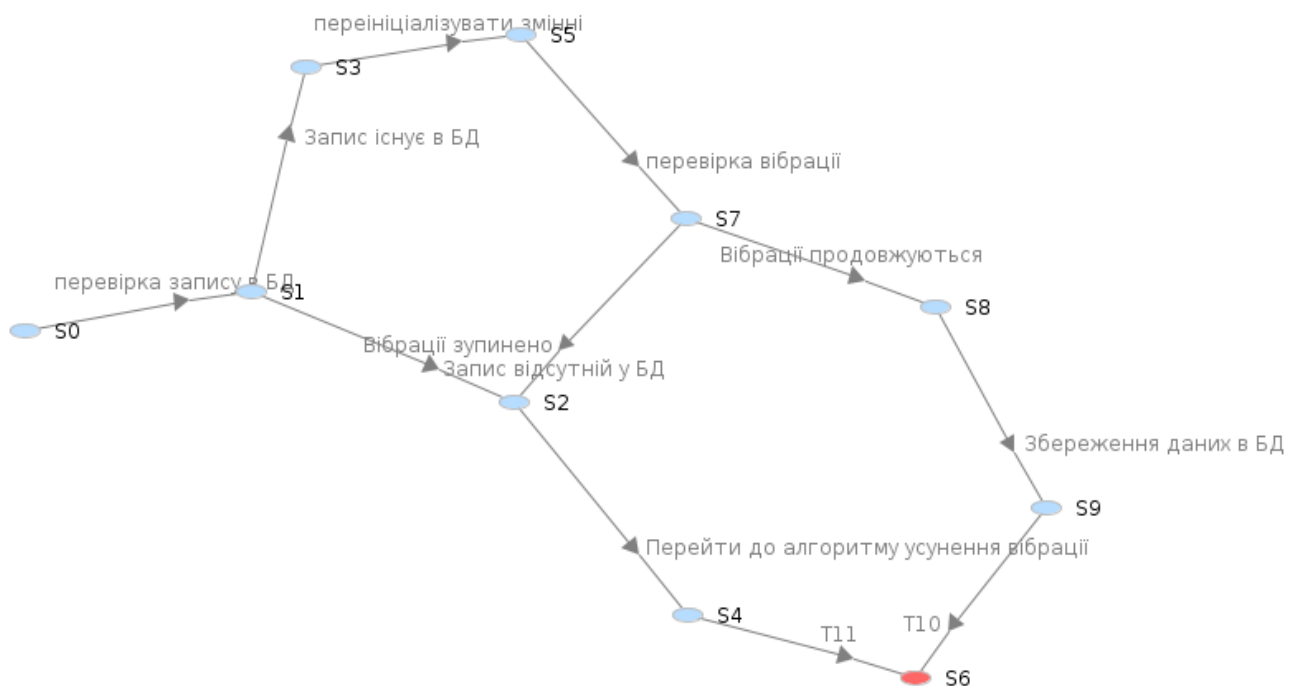


Рис. 4.10 Граф досяжності станів процесу врахування технологічних параметрів режиму буріння.

#### 4.5. Розроблення структури SQL БЗ

Для полегшення доступу та аналізу даних, бази даних розробленої СППР розділені на 3 групи:

- Базу даних RT (дані реального масштабу часу).
- База моделей і правил.
- База знань експертів.

Велике сховище witsml даних масштабу підприємства, що містить дані із усіх свердловин у розроблену СППР не входить. Також у цьому сховищі даних містяться неструктуровані дані, що зберігаються інакше, ніж структуровані дані. WITSML Web-сервери забезпечують потужну платформу для неструктурованих даних і документів. Архітектура бази даних RT використовує локальний SQL сервер. Структура БД RT представлена на рис. 4.12. Основною таблицею, є таблиця data, що містить дані реального масштабу часу. Список усіх наявних даних зберігається в таблицях logCurveInfo.

База моделей і правил призначена для збереження моделей та правил, що можуть бути використані для моделювання різноманітних процесів буріння з метою покращення прийнятих системою рішень. На даному етапі розроблення до бази моделей і правил включено модель оцінювання ресурсу роботи ЕСП та алгоритм усунення ударів та вібрацій, які описані вище.

База знань експертів складається із таблиць умовних ймовірностей, що використовуються в мережах Байєса. Розроблені таблиці містять знання експертів в області буріння та містять інформацію, що дає змогу побудувати причинно-наслідкові зв'язки між появою певних видів вібрацій та різноманітними чинниками її виникнення. На початковому етапі формування, заповнення таблиць ймовірностей відбувається за допомогою знань експертів. При наявності великої кількості спостережень таблиці модифікуються на основі даних спостережень. Нижче наведено таблиці (рис.4.11) що містять експертні знання про чинники, які впливають на латеральні вібрації та

хаотичну зміну крутильного моменту на роторі. В додатку 3А приведено основні таблиці, що використовуються в розробленій СППР.

## Вібрації осьові (C5)

C4	false						true		
C1	PDC			Insert			PDC		
C3	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal
false	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.2	0.5	0.9
true	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.5	0.1

C4	true		
C1	Insert		
C3	Vertical	Directional	Horizontal
false	0.1	0.4	0.9
true	0.9	0.6	0.1

## Вібрації латеральні (C6)

C4	false						true		
C2	Stiff			Soft			Stiff		
C3	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal
false	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.4	0.3	0.3
true	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.7	0.7

C4	true		
C2	Soft		
C3	Vertical	Directional	Horizontal
false	0.3	0.2	0.2
true	0.7	0.8	0.8

## Вібрації обертові (C8)

C1	PDC			Insert		
C3	Vertical	Directional	Horizontal	Vertical	Directional	Horizontal
false	0.8	0.4	0.1	0.95	0.6	0.2
true	0.2	0.6	0.9	0.05	0.4	0.8

## WOB (C16)

C5	false	true
Static	0.99	0.6
Fluctuate	0.01	0.4

## Vib\_ax (C9)

C5	false	true
No change	0.99	0.05
Rapidly Inc	0.01	0.95

## Vib\_lat (C10)

C8	false		true	
C6	false	true	false	true
No change	0.99	0.05	0.85	0.02
Rapidly Inc	0.01	0.95	0.15	0.98

## Vib\_tor (C11)

C8	false		true	
C6	false	true	false	true
No change	0.99	0.8	0.05	0.01
Rapidly Inc	0.01	0.2	0.95	0.99

Рис.4.12. Таблиці ймовірностей умовних переходів, які базуються на знаннях експертів.



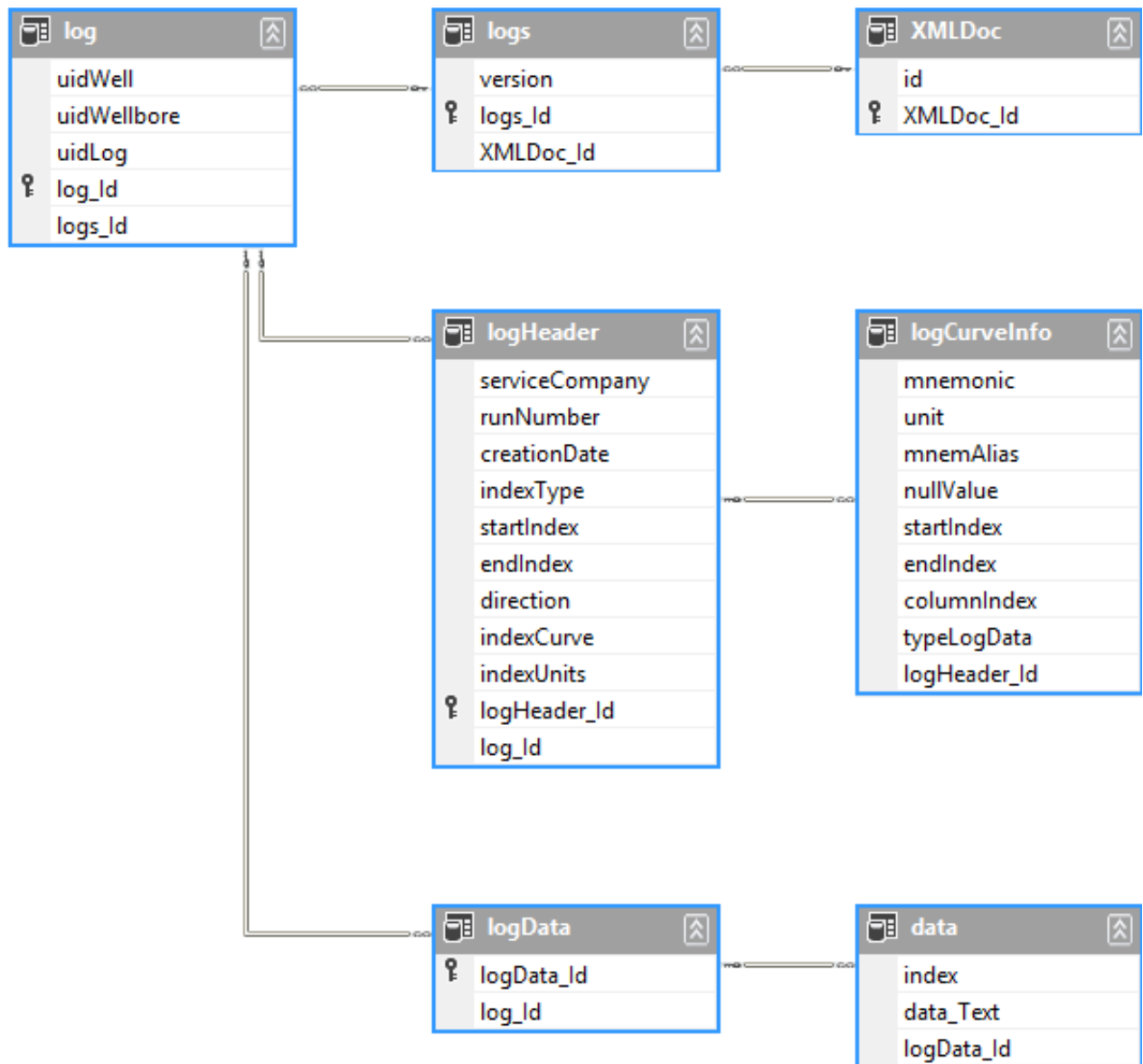


Рис. 4.11. Структура бази даних RT СППР для збереження даних реального масштабу часу.

На даному етапі таблиці заповнюються в середовищі Hugin Lite та завантажуються в СППР через файл (Detect\_SV\_Type.net) за допомогою API інструментів бібліотеки NAPI80.DLL.

Приклад процедури завантаження файлу (Detect\_SV\_Type.net), що містить базу даних знань експертів зображено нижче:

PrivateglobAsHAPI.Globals

PrivatedomAsHAPI.Domain'Мережа визначення типу S&V

PrivatedomMAsHAPI.Domain'Мережа усунення S&V

PrivateSubLoadSVIdentificationNetworkToolStripMenuItem\_Click(ByVal senderAsSystem.Object, ByVal e AsSystem.EventArgs)

HandlesLoadSVIdentificationNetworkToolStripMenuItem.Click

OnErrorGoToerrorhandl

' A collectiontoholdthefoundparseErrors

'DimparseErrorsAsCollection

' Get a Globalsobjectwhichcandoloading:

glob = CreateObject("HAPI.Globals")

' Loadthedomainfromthe murder.net fileandcompileit.

dom = glob.LoadDomainFromNet(txtDetectSVType.Text, Nothing, 0)

dom.Compile()

' Tell:

MsgBox("DomainloadedandCompiled!")

ExitSub

errorhandl:

MsgBox("Error: "&Err.Number&"; "&Err.Description)

EndSub

#### 4.6. Висновки

1. Розроблена архітектура СППР усунення ударів і вібрацій, яка передбачає її взаємодію із системою автоматизованого управління процесом буріння похило-скерованих свердловин. Побудована архітектура типу “клієнт-сервер” є найбільш поширеною на сьогоднішній день при роботі з потоками даних в сфері моніторингу та контролю за процесом буріння нафтогазових свердловин. Використання відносно нового стандартизованого WITSML протоколу обміну даними забезпечує швидку і зручну інтеграцію із іншими програмними продуктами.

2. Побудована структурна схема СППР, яка володіє перевагами модульного підходу, що дає можливість доповнювати її новими модулями та замінювати чи вдосконалювати існуючі. Вона включає: інтерфейс користувача, модуль захоплення даних реального масштабу часу, модуль моніторингу та управління даними, модуль реалізації моделей та алгоритмів, модуль візуалізації параметрів процесу буріння, бази даних та знань.

3. Розроблена функціональна схема системи управління, яка базується на розробленому алгоритмі функціонування та забезпечує автоматичність процесу усунення ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин. На даному етапі СППР працює в режимі порадики.

4. За допомогою програмного середовища Visual Basic реалізовано розроблені моделі та методи. Зокрема: розроблено інтерфейс користувача та модуль візуалізації основних параметрів буріння; створено модуль захоплення даних в реальному масштабі часу, що забезпечило зчитування файлу xml потоку; здійснено програмну реалізацію моделей мереж Байєса та діаграм впливу.

6. Проведено дослідження динаміки розроблених алгоритмів методу автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння за допомогою моделей, які ґрунтуються на теорії графів та мереж Петрі та показано досяжність станів процесу врахування технологічних параметрів буріння.

7. Розроблено структуру баз даних та знань, яка полегшує доступ до даних та проведення їх аналізу завдяки розділенні загальної бази даних на: базу даних реального часу, базу моделей і правил, базу знань експертів.

8. Розроблені інструментальні засоби СППР автоматичного усунення вібрацій під час буріння похило-скерованих свердловин в режимі порадики придатні для промислового використання під час буріння похило-скерованих свердловин із використанням сучасних MWD-, LWD-, RSS-систем і дають можливість підвищити ресурс роботи ЕСП на 15-20%.

## ЗАКЛЮЧЕННЯ

В дисертаційній роботі вирішено актуальне наукове завдання розроблення моделей, методів і засобів інформаційної технології автоматичної ідентифікації та усунення ударів і вібрацій бурової колони під час похило-скерованого буріння глибоких свердловин для підвищення ресурсу роботи електронних свердловинних приладів.

1. Аналіз інформаційних технологій та систем в бурінні показав, що існуючі системи ідентифікації вібрацій не можуть використовуватися для автоматизації процесів буріння, оскільки не враховують повної інформації про процес буріння і можуть давати хибний результат при відмові одного із датчиків. Більшість СППР в бурінні базуються на MBR-методах, проте використання ймовірнісного та експертного підходу мереж Байєса дає кращий результат в умовах неточної чи конфліктної інформації.

2. Виявлено основні інформаційні ознаки ударів та вібрацій бурової колони, які базуються на показах поверхневих і глибинних датчиків, отриманих за допомогою MWD-систем, що дало змогу побудувати моделі та вдосконалити методи для визначення виду та рівня вібрацій КНБК під час похило-скерованого буріння свердловин.

3. Розроблено імовірнісну модель автоматичної ідентифікації видів ударів та вібрацій, яка ґрунтується на причинно-наслідковій моделі виникнення певних видів вібрацій та теорії мереж Байєса, що враховує сумісні покази як глибинних, так і поверхневих сенсорів та дає змогу під час буріння визначати достовірність відповідного виду вібрації навіть при потенційній відмові одного із датчиків.

4. Розроблено завдяки застосуванню методу аналогії із електронними апаратами модель оцінювання ресурсу роботи електронного свердловинного приладу, яка шляхом розрахунку коефіцієнту інтенсивності вібрацій описує процес руйнування ЕСП в умовах одночасної дії різних видів вібрацій та дає змогу визначити поточний ресурс роботи ЕСП.

5. Вдосконалений шляхом використання інформаційної моделі на основі діаграм впливу метод ухвалення рішення в режимі реального часу та умовах невизначеності, який ґрунтується на алгоритмі оцінювання ситуації і дає змогу автоматично ухвалювати рішення про необхідність усунення ударів та вібрацій із врахуванням історії усунення вібрацій у відповідних геологічних умовах, очікуваного часу до кінця рейсу буріння, поточного рівня вібрацій, стану ЕСП. Спостереження показали, що вдосконалений метод зменшив вплив людського фактору на 5-7%.

6. Вдосконалений шляхом збереження результату “успішності” в базі знань СППР метод автоматичного усунення ударів та вібрацій, який включає в себе варіації навантаження на долото та зміни частоти обертання бурової колони, дав змогу запропонувати більш швидке (10-15%) та ефективне рішення при наступному усуненні вібрацій.

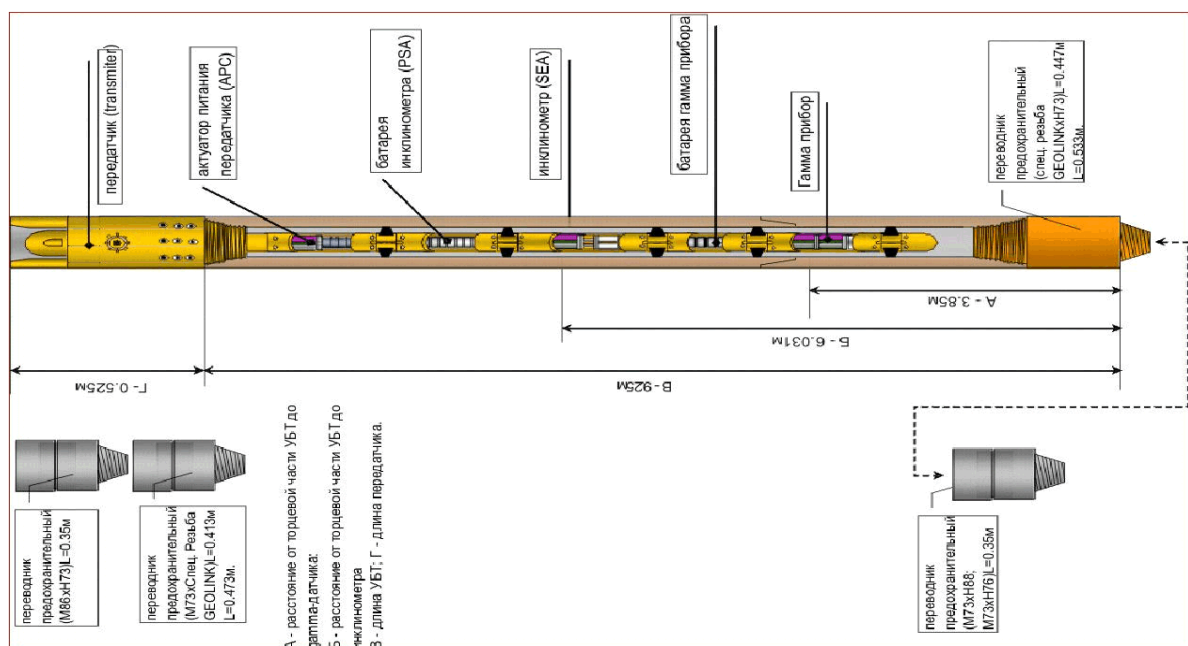
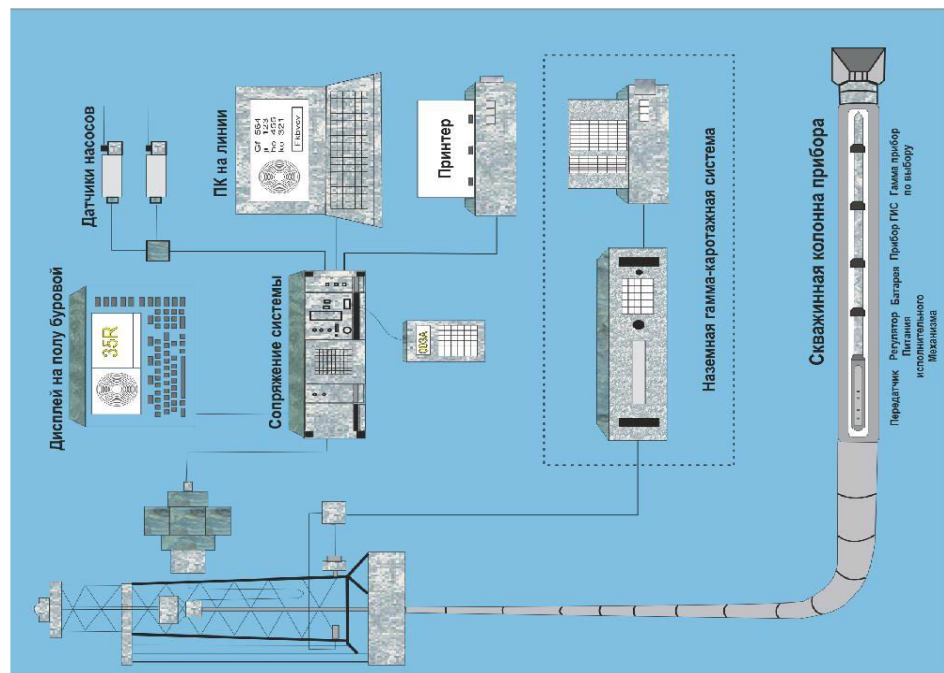
7. Розроблені інструментальні засоби СППР автоматичного усунення вібрацій під час буріння похило-скерованих свердловин, в режимі порадики, придатні для промислового використання під час буріння з використанням сучасних MWD-, LWD-, RSS-систем і дають можливість підвищити ресурс роботи ЕСП на 15-20%. СППР може бути розміщена як локально на бурових установках, так і віддалено - в центрах контролю за процесом буріння. Збір та передача даних відбувається згідно із стандартами WITSML.

## ДОДАТКИ

### Додаток 1. А) Технічні характеристики та конструктивна діаграма телеметричної системи “geolink”.

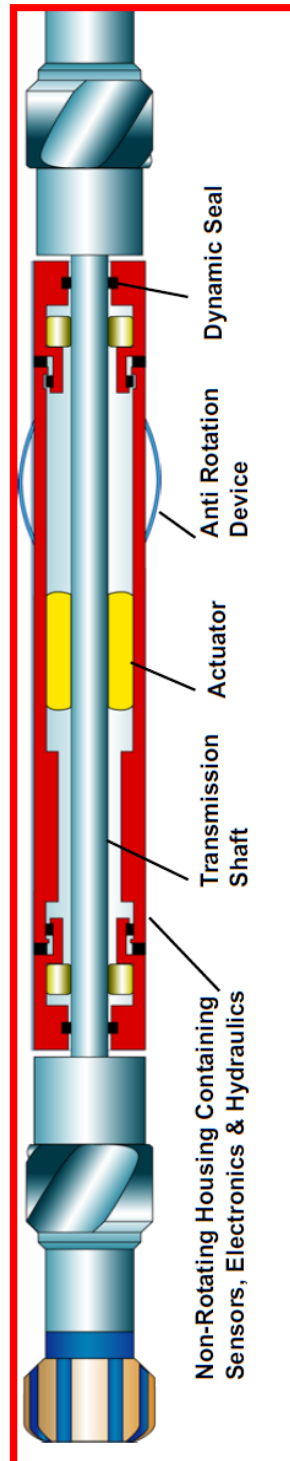
Зображення із електронного ресурсу [40]:

ПАРАМЕТР	риєнтир "Geolink" 88,9 x 62,75 м	риєнтир "Geolink" 171,45 x 82,55 мм
Зенітний кут, град.	0 - 180	0 - 180
Погрешність вимірювання зенітного кута, град.	0,05	0,05
Азимутальний кут, град.	0 - 360	0 - 360
Погрешність вимірювання азимута, град.	0,5	0,5
Температура середовища, град.Ц	до 150	до 150
Макс. витрата бурового розчину, л/сек	12-Авг	32 - 36
Гидростатичне тиск, МПа	до 138	до 138



## Додаток 1. Б) Специфікації та основні характеристики роторної керованої системи (RSS-системи) компанії “gyrodata”.

Зображення із рекламних брошур[43]:



### Operating Principles:

- A rotating shaft is positioned within a non-rotating housing by means of bearings and actuators.
- With information from directional sensors, an on-board computer calculates a toolface and the transmission shaft is automatically deflected in the required direction by means of the system's actuators.
- The curvature developed by Well-Guide defines the borehole curvature.
- Automatic closed-loop control in both inclination and azimuth provides an accurate borehole profile with minimal surface intervention.

### Drilling Features:

- Steers a conventional rotary drilling assembly:
  - > Maximizes reach.
  - > Maximizes hole cleaning.
  - > Reduces possibility of stuck pipe.
- Can simultaneously underream/hole open:
  - > Cost saving.
  - > Can be used below a motor.
  - > Faster drilling.
- Any MWD/LWD can be used:
  - > Operator has free choice.
- Operates in any formation:
  - > Complete versatility.
- Operates in any fluid medium—mud/foam/air:
  - > Complete versatility.

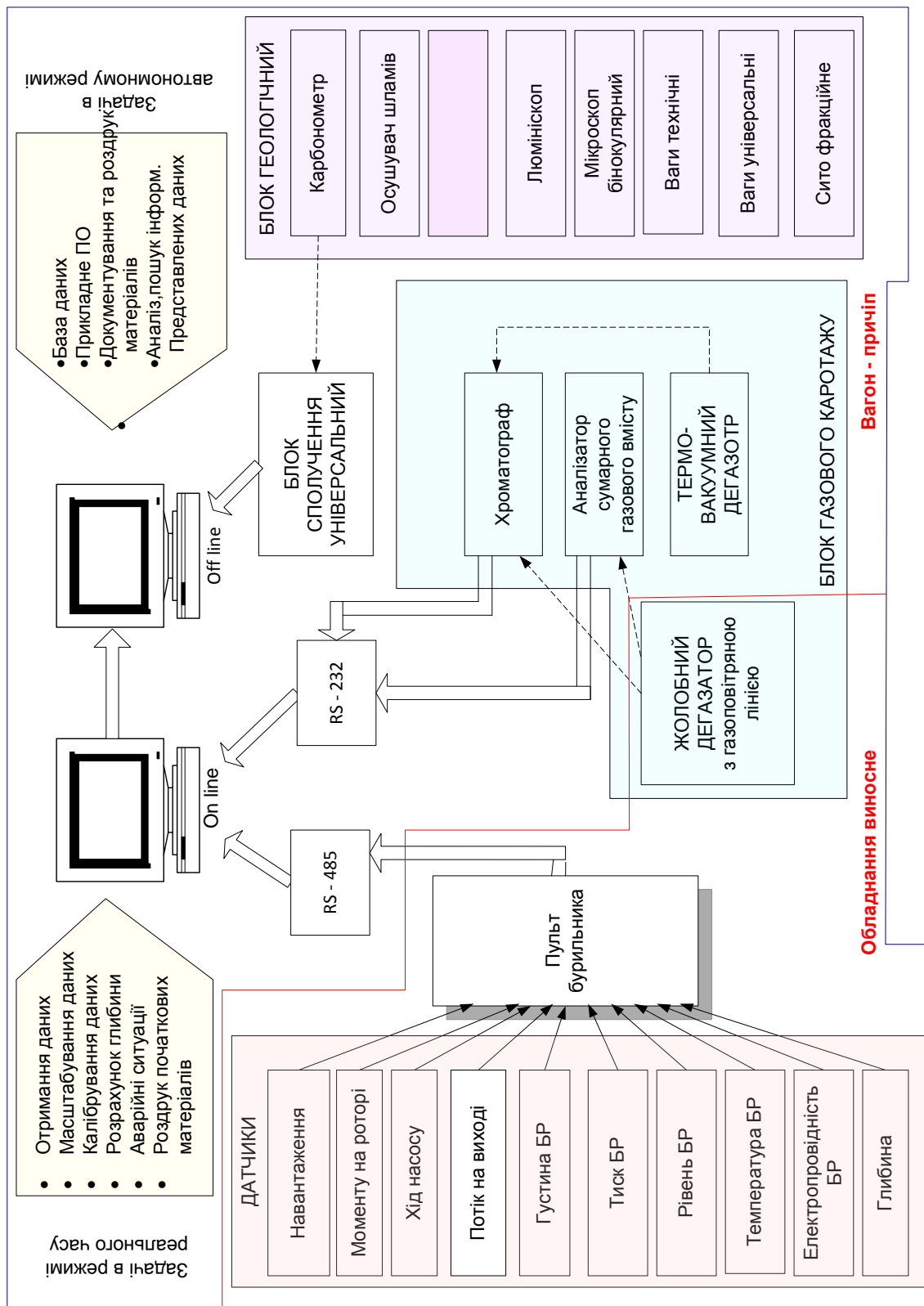
### Specifications:

- **Well-Guide 10-300**
- Hole sizes: 12 1/4" - 17 1/2"
- Maximum WOB: 70,000 lbs.
- Maximum Dog Leg: 3° per 100'
- Maximum Rotary Speed: 150 rpm
- Maximum Temperature: 125°C / 257°F
- Kick-off Angle: Any
- Overpull: 1,000,000 lbs.
- Drilling Fluid Type: Any
- Maximum Sand Content: No limit
- LCM Restrictions: None



## Додаток 1. В) Функціональна схема станції ГТВ "Геотест-5".

Зображення із електронного ресурсу [31]:



### Додаток 3. А) Таблиці ймовірностей переходу станів мереж Байєса

Оцінка стану ЕСП(OQ)

Q	аварійний	передаварі	задовільні	добрий
аварійний	0.7	0.2	0.0	0.0
передаварійни	0.25	0.5	0.1	0.0
задовільний	0.05	0.3	0.7	0.111111
добрий	0.0	0.0	0.2	0.888889

ОцінкаСуворостіВібрацій(OM)

M	відсутня	низька	середня	висока
відсутня	0.9	0.111111	0.05	0.0
низька	0.1	0.777778	0.1	0.05
середня	0.0	0.111111	0.65	0.15
висока	0.0	0.0	0.2	0.8

Стан ЕСП накінець рейсу(H)

Ms	відсутня									
C1	довго				середньо				коротко	
Q	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	пер
аварійний	1.0	0.75	0.1	0.0	1.0	0.6	0.1	0.0	1.0	
передаварійни	0.0	0.25	0.8	0.1	0.0	0.4	0.7	0.1	0.0	
задовільний	0.0	0.0	0.1	0.7	0.0	0.0	0.2	0.5	0.0	
добрий	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	

Ms	відсутня				низька					
C1	коротко			довго			середньо			
Q	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задо
аварійний	0.1	0.05	0.0	1.0	0.9	0.3	0.0	1.0	0.7	
передаварійни	0.9	0.15	0.0	0.0	0.1	0.6	0.2	0.0	0.3	
задовільний	0.0	0.8	0.05	0.0	0.0	0.1	0.6	0.0	0.0	
добрий	0.0	0.0	0.95	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	

Ms	низька				середня					
C1	середньо		коротко		довго					
Q	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	до
аварійний	0.2	0.0	1.0	0.2	0.1	0.0	1.0	0.95	0.5	
передаварійни	0.7	0.2	0.0	0.8	0.1	0.0	0.0	0.05	0.4	
задовільний	0.1	0.5	0.0	0.0	0.8	0.05	0.0	0.0	0.1	
добрий	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.95	0.0	0.0	0.0	

Ms	середня									
C1	довго		середньо				коротко			
Q	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	авар
аварійний	0.2	1.0	0.9	0.4	0.1	1.0	0.5	0.2	0.0	
передаварійни	0.3	0.0	0.1	0.5	0.3	0.0	0.5	0.3	0.2	
задовільний	0.45	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.5	0.4	
добрий	0.05	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.4	

Ms	висока									
C1	довго				середньо				коротко	
Q	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	пер
аварійний	1.0	1.0	0.9	0.8	1.0	1.0	0.8	0.6	1.0	
передаварійни	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.3	0.0	
задовільний	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	
добрий	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Ms	висока		
C1	коротко		
Q	передаварі	задовільні	добрий
аварійний	0.9	0.636364	0.5
передаварійни	0.1	0.272727	0.4
задовільний	0.0	0.0909091	0.1
добрий	0.0	0.0	0.0

## Продовження (Додаток 3. А)

Суворість Вібрації після 6-би(Ms)

C2	Успішно								Неуспішно
A	ігнорувати				усувати				ігнорувати
M	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня
відсутня	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.9	0.7	0.3	1.0
низька	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.5	0.0
середня	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0
висока	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

C2	Неуспішно						
A	ігнорувати			усувати			
M	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока
відсутня	0.0	0.0	0.0	1.0	0.05	0.0	0.0
низька	1.0	0.0	0.0	0.0	0.95	0.05	0.0
середня	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.95	0.05
висока	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.95

Боротися звібраціями?(A)

C2	Успішно								
OM	відсутня				низька				середня
OQ	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний
ігнорувати	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0
усувати	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0

C2	Успішно							Неуспішно	
OM	середня			висока				відсутня	
OQ	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі
ігнорувати	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0
усувати	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0

C2	Неуспішно								
OM	відсутня			низька				середня	
OQ	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий	аварійний	передаварі	задовільні
ігнорувати	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0
усувати	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0

C2	Неуспішно				
OM	середня	висока			
OQ	добрий	аварійний	передаварі	задовільні	добрий
ігнорувати	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
усувати	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

U1(U1)

H	аварійний	передаварі	задовільні	добрий
Utility	-12.0	24.0	100.0	200.0

U2(U2)

A	ігнорувати								
M	відсутня				низька				середня
Ms	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня
Utility	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

A	ігнорувати							усувати	
M	середня			висока				відсутня	
Ms	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька
Utility	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-10.0	-100.0

A	усувати								
M	відсутня			низька				середня	
Ms	середня	висока	відсутня	низька	середня	висока	відсутня	низька	середня
Utility	-100.0	-100.0	0.0	-20.0	-100.0	-100.0	0.0	0.0	-10.0

A	усувати				
M	середня	висока			
Ms	висока	відсутня	низька	середня	висока
Utility	-100.0	0.0	0.0	0.0	-10.0

## Додаток 4. А) Організація WITSML об'єктів

### 3.4 Key API Components

Key components of the STORE Interface are listed and described here.

Component	Description/Purpose
XML templates	The STORE interface uses the concept of a template, which is a well-formed XML document that specifies "by example" what WITSML data-objects and data items within those data-objects are to be acted upon. Clients use templates in the XMLin parameter of the various STORE interface functions. For more information on templates, see Section 4.1, page 16.
WSDL file	The WSDL file, which is sometimes called the API Signature, is a contract between the provider system (server) and the consumer system (client) that specifies how the Web service will interact in terms of what function calls are available, their parameters, the protocols they run over and where the service is located. The file is created using the Web Services Description Language (WSDL), an XML format for describing these types of network services. For more information, see Section 4.3, page 27.
Capabilities Objects	Special data-objects used by the STORE Interface to exchange information about the capabilities of a client or a server. The client and server each has its own Capabilities Object—capClient and capServer. For more information, see Section 4.2, page 21.
Functions	The basic tasks or functionality that can be performed with the STORE Interface are contained in functions. The functions are developed using WSDL. For more information, see Chapter 6, page 34.

#### 3.4.1 Schema Variants

The following schemas represent generated variants of the normative data schemas. These schemas are only normative when used within the context of a Web service. They are used to accommodate the different requirements for mandatory data for the various actions (e.g., retrieve, add, update, and delete) of the Web services. The object plural *version* attribute is required in all variants.

Schema Type	Copies of the normative schema file with the following exceptions:
Read Schema	All elements and attributes are optional and all choices have been eliminated. If used within a WITSML Web service, these schema files must represent the XMLout response from the WITSML WMLS_GetFromStore function (see Section 6.6, page 47).
Write Schema	All uids and parentage-uids are mandatory (object-uids remain optional). If used within a WITSML Web service, these schema files must represent the XMLin input to the WITSML WMLS_AddToStore function (see Section 6.4, page 40).
Update Schema	All elements and attributes are optional except that all unique identifier attributes and uom attributes are mandatory. If used within a WITSML Web service, these schema files must represent the XMLin input to the WITSML WMLS_UpdateInStore function (see Section 6.6, page 47).
Delete Schema	All elements and attributes are optional except for all object uids and parentage-pointers, which are mandatory. If used within a WITSML Web service, these schema files must represent the QueryIn input to the WITSML WMLS_DeleteFromStore function (see Section 6.5, page 43).

## Додаток 4. Б) Типи зростаючих WITSML об'єктів

### 5.4 Mapping Growing Concepts to the Data Schema

The following table maps the growing data-object concepts defined in Sections 5.2 and 5.3 to the v1.4.1 data schema.

Growing data-object Concept	MudLog (Randomly Growing)	Trajectory (Randomly Growing)	Log (Systematically Growing)
structural-range	startMd represents the minimum and endMd represents the maximum	mdMn represents the minimum and mdMx represents the maximum	If element direction has a value of: <ul style="list-style-type: none"> <li>"increasing" then startIndex or startDateTimeIndex represents the minimum and endIndex or endDateTimeIndex represents the maximum.</li> <li>"decreasing" then startIndex or startDateTimeIndex represents the maximum and endIndex or endDateTimeIndex represents the minimum.</li> </ul>
	When a depth or a date-and-time alternative is allowed, then only one consistent pair is allowed for any one query. That is, only a pair representing depth or a pair representing date-and-time may be specified. A client MUST NOT <b>[else error -458]</b> specify a combination of depth and date-time.		
node-index	In the geologyInterval sub-node, mdTop and mdBottom represent the minimum and maximum respectively of an index interval.	trajectoryStation/md represents the point index	The value in logData/data representing the indexCurve is the point-index.
data-node	In geologyInterval represents growing sub-nodes	trajectoryStation represents the growing sub-node	logData/data represents the growing sub-node.
column-definition	NA	NA	logCurveInfo represents the column-definition.
column-identifier	NA	NA	<ul style="list-style-type: none"> <li>For the column-definition the column-identifier is defined by logCurveInfo/mnemonic.</li> <li>For the data-nodes the column-identifier is defined within logData/mnemonicList.</li> </ul>
column-range	NA	NA	log/logCurveInfo minIndex or minDateTimeIndex represents the minimum index and maxIndex or maxDateTimeIndex represents the maximum index.

This appendix contains some example WITSML workflows and many examples for growing data-objects.

### 14.1 Example Workflows

This section contains some high-level example workflows.

#### 14.1.1 Real-time Sensor Information

This example shows how real-time sensor information can be transferred using the STORE interface from a sensor aggregator application on a rig to an application in the operating company's offices. Although, if a WITSML server existed at the wellsite, that would be the preferred target application.

The sensor aggregator system is the client and the office system is the server. The real-time information is "pushed" from the client to the server.

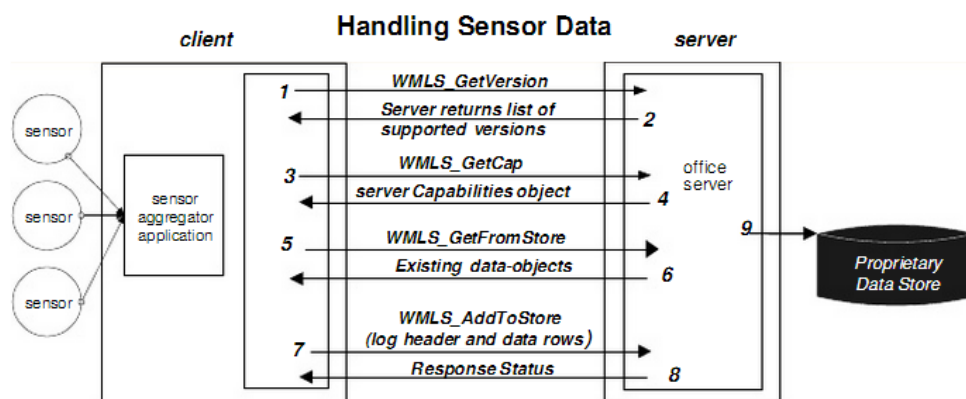


Figure 4 Sensor Data Scenario

## ЛІТЕРАТУРА

1. Bommer P. A primer of oilwell drilling: a basic text of oil and gas drilling / P.M. Bommer: 7th ed. University of Texas, Austin, 2008. – p. 135.
2. Яресько В. І. Буріння горизонтальних свердловин та бічних стовбурів – шлях до ефективної і оптимальної експлуатації нафтових і газових покладів [Спеціальний випуск] / В. І. Яресько, О. О. Величко // Журнал «Буріння». - 2010. - № X. - с. 23-27.
3. Directional drilling. [Електронний ресурс] / Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Directional\\_drilling](https://en.wikipedia.org/wiki/Directional_drilling)
4. Extended-Reach Drilling. [Електронний ресурс] / Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Extended\\_reach\\_drilling](https://en.wikipedia.org/wiki/Extended_reach_drilling)
5. Germaу C. Multiple mode analysis of the self-excited vibrations of rotary drilling systems / C. Germaу, V. Denoël, E. Detournay // Journal of Sound and Vibration. – 2009. – № 1-2. – С. 362 – 381.
6. Теслюк В. М. Модель впливу вібрації бурової колони на надійність роботи телеметричної системи / В. М. Теслюк, Т. М. Матвійків. // Вісник НУ «Львівська політехніка». – 2012. – № X. – С. 19-21.
7. Tie Yan. Analysis on Drill String Vibration In Deep Wells by ANSYS / Tie Yan, Chunjie Han and Xueliang Bi // American Society of Civil Engineers – 2009. - p. 1844.
8. Detournay E. A phenomenological model of the drilling action of drag bits / E. Detournay, P. Defourny // International Journal of Rock Mechanism Mining Science. - 1992. - № 29. - pp. 13-23.
9. High Temperature Measurement-While-Drilling Development [Електронний ресурс] // Oil & Natural Gas Projects. Exploration & Production Technologies. DE-AC26-97FT34345 (SOI). – Режим доступу до ресурсу: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk11/pdfs/ft34345.pdf>

10. High Temperature Downhole Tools: recommendations for Enhanced and Supercritical Geothermal Systems / R. Ásmundsson, R. Normann, P. Works, H. Lubotzki. - IPGT High Temperature Tools Working Group, Jan 2011
11. Goetz J. High Temperature Electronics for Sensor Interface and Data Acquisition / Jay Goetz. - Sensors Expo, Oct 1998
12. Jamal J. Drilling Engineering / By Jamal J. Azar, G. Robello Samuel. - Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.– 2007. - P. 334.
13. Brehme, J., & Travis, T. (2008, January 1). Total BHA Reliability—An Improved Method to Measure Success. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/112644-MS. [Электронный ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P) industry. – 2009. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-112644-MS>.
14. Matviyukiv T. M. Use of influence diagrams for decision support in drilling automation / T. M. Matviyukiv, V. M. Teslyuk // Journal of Global Research in Computer Science (JGRCS). – India, 2013., Vol. 4, No. 4 (April). – P. 1 – 7.
15. Mohamad A. Rajaieyamchee, Reidar B. Bratvold Real Time Decision Support in Drilling Operations Using Bayesian Decision Networks/ SPE Annual Technical Conference and Exhibition of University of Stavanger, New Orleans, Louisiana, USA, 2009, October, pp. 10000.
16. Hyeon-Shik Baik A decision support system for horizontal directional drilling DeepDyve / Hyeon-Shik Baik, Dulcy M. Abraham, Sanjiv Gokhale. // Journal of Tunelling and Undrground Space technology. – 2003. – №18. – p. 99 – 109.
17. Odd Erik Gundersen, Frode Sørmo, Agnar Aamodt, Pal Skalle. A Real-Time Decision Support System for High Cost Oil-Well Drilling Operations: Proceedings of the Twenty-Fourth Innovative Applications of Artificial Intelligence Conference, July 22 – 2, 2012/ Toronto, Ontario, Canada.- Published by The AAAI Press, Palo Alto, California, 2012. - pp.2209-2216. (<http://www.aaai.org/Library/IAAI/iaai12contents.php>)

18. Математична модель системи автоматичного управління і оптимізації процесу буріння : зб. наук. пр. / ІПМЕ НАН України; відп. ред. В.М. Карпенко. - К. : Вид-во ..., 2000. - Випуск 6. - С. 160-169.
19. Кропивницька В. Б. Оптимальне керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.13.07 / Кропивницька В. Б. ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 20 с.
20. Горбійчук М. І. Адаптивне керування процесом буріння глибоких свердловин : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра техн. наук / Горбійчук М. І. ; Нац. унт «Львів. політехніка». — Л., 1999. — 35 с.
21. Mazerov K. Automation: On the cusp of transformation / K. Mazerov // Journal of Drilling Contractor. – 2012. – № X. – С. 19-21.
22. Dunnahoe T. Exploration & Production looks at recent advances in drilling automation, control / T. Dunnahoe // Journal of Exploration & Production. – 2010. – № X. – С. 19-21.
23. Пат. 4903245 (US), 07 / 166, 897. DOWNHOLE VIBRATION MONITORING OF A DRILLSTRING / D.A. Close , S.C. Owens, T.K. Pugh. - № 200010870528; заявл. 03.11.1988 ; опубл. 02.20.1990.
24. Richard T. A simplified model to explore the root cause of stick–slip vibrations in drilling systems with drag bits / T. Richard, C. Germain, E. Detournay // Journal of Sound and Vibration. – 2007. – № 3. – С. 432 – 456.
25. Краткая история развития бурения - информационно-измерительные системы в бурении [Электронный ресурс] // Филиал ИПЦ "Геотест" ОАО НПФ "Геофизика. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.leuza.ru/gti/bur/history.htm>.
26. Балденко Д.Ф. Винтовые забойные двигатели / Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А. Н. ; за ред. І. І. Гіхман. - М. : Недра, 1999.



27. Андрущенко В. Нові технології в промисловій геофізиці / В. Андрущенко, В. Курганський, І. Тішаєв, В. Бугрій // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2010. – № 48. – С. 35-39.
28. Лугуманов М.Г. Современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения / М.Г. Лугуманов, Ш.Я. Махмутов, Р.М. Ахметшин, С.Н. Сидорович, О.В. Прокшин // Научно-технический вестник «Каротажник» - 2005. - Вып. 10-11. - С. 215-227.
29. Лукьянов Э. Е. Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин - веление времени / Э. Лукьянов // Изд. АИС. – 2005. – № X. – С. 19 – 21.
30. Современные интеллектуальные инструменты для обеспечения качественного бурения наклонно-направленных скважин -информационно-измерительные системы в бурении [Электронный ресурс] // Филиал ИПЦ "Геотест" ОАО НПФ "Геофизика. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.leuza.ru/science/article5.htm>.
31. Геолого-технологические методы и аппаратура для контроля и управления процессом проводки горизонтальных скважин и боковых стволов - информационно-измерительные системы в бурении [Электронный ресурс] // Филиал ИПЦ "Геотест" ОАО НПФ "Геофизика. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.leuza.ru/science/article6.htm>.
32. Лугуманов М. Г. Информационной Системы «GeoVox» для решения задач автоматизации строительства скважин / М. Г. Лугуманов, А. Б. Гусев, Д. В. Артёмов. // НТВ "Каротажник". – 2003. – № X. – С. 19-21.
33. Современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения скважин / [М. Г. Лугуманов, Ш. Я. Махмутов, Р. М. Ахметшин та ін.]. // НТВ "Каротажник". – 2005. – № 10-11. – С. 215 – 227.
34. Погарский А.А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин. / А.А. Погарский. - М.: Недра, 1972.

35. Лугуманов М. Г. Система удаленного контроля и управления процессом строительства скважин / М. Г. Лугуманов, А. Б. Гусев, Д. В. Артемов. // НТВ "Каротажник". – 2005. – №5-6. – С. 81–88.
36. Sellick W. Soft Real-time Data Viewer using WITSML / W. Sellick : RGU Honours Project, 2008. - P. 10000.
37. WDS - WITSML Data Solution [Электронный ресурс] // Petrolink. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.petrolink.com/main/wds8.htm>.
38. Rotary steerable systems creating niche in extended reach drilling. // Journal of Oil & Gas. – 1999. – № X. – С. 19-21.
39. Revolution Rotary Steerable Systems (RSS) [Электронный ресурс] // Weatherford. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.weatherford.com/Products/Drilling/DrillingServices/RotarySteerable/>.
40. Stuart Schaaf, C.R. Mallery, Demos Pafitis. Point-the-Bit Rotary Steerable System: Theory and Field Results. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 2000, October.
41. Well-Guide RSS™ One Page Flyer [Электронный ресурс]: Комерційний флаєр / Gyrodata Incorporated. – 2011. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.gyrodata.com/node/products/rss/rss>.
42. РОГАЧЕВ О.К. По-русски — Телеметрия, по-английски — MWD [Электронный ресурс] / О.К. РОГАЧЕВ, А.А. ЛЫШЕНКО // Деловой, научно-технический журнал о машиностроении – Режим доступа: <http://www.sovmash.com/node/62>
43. Пат. 2347902 РФ, Е21В47/12. ЗАБОЙНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА / Н.Н. Галкин, Д.И. Сафонов, С.Е. Варламов. № 2007115774/03; заявл. 25.04.2007 ; опубл. 27.02.2009, Бюл. № 6.
44. Проводка горизонтальных скважин и боковых стволов забойными телеметрическими системами, ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ "GEOLINK" [Электронный ресурс] // TPG. – 1256. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.tpg.ru/main.php?eng=&pid=7&id=38>.

45. Пат 2178524 РФ, E21B47/12, E21B47/01. ЗАБОЙНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА / Г.А. Григашкин, С.Е. Варламов. - № 200010870528 ; заявл. 07.17.2000 ; опубл. 20.01.2002.
46. Вольгемут Э. А. Разработка основ телеметрической системы контроля забойных параметров в процессе бурения с гидравлическим каналом связи / Э. А. Вольгемут, С. В. Греков. – Мiсто видання: Видавництво, 2005. – 10000 с. – (Видання). – (Нефтегазовое Дело; т. 3).
47. Греков С. В. Разработка системы контроля забойных параметров при бурении : дис. канд. техн. наук / Греков С. В. ; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2005. – 130 с.
48. Греков С.В. Исследование помех в гидравлическом канале связи телеметрической системы контроля забойных параметров в процессе бурения / С.В Греков // Нефтегазовое Дело ТОМЗ 2005, – с. 69.
49. Measurement while drilling [Электронный ресурс] // Wikipedia. – 2014. – Режим доступа до ресурсу: [http://en.wikipedia.org/wiki/Measurement\\_while\\_drilling](http://en.wikipedia.org/wiki/Measurement_while_drilling).
50. Patent 6320820 (US), High data rate acoustic telemetry system / W.R. Gardner, V.V. Shah. - № 200010870528 ; заявл. 20.09.1999 ; опубл. 20.11.2001.
51. Patent 6583729 (US). High data rate acoustic telemetry system using multipulse block signaling with a minimum distance receiver / W.R. Gardner, V.V. Shah, D. Kyle. - № 200010870528 ; заявл. 21.02.2000 ; опубл. 24.01.2003.
52. Patent 6370082 (US). Acoustic telemetry system with drilling noise cancellation / W.R. Gardner, V.V. Shah, J.W. Minear. - № 200010870528 ; заявл. 14.06.1999 ; опубл. 09.04.2002.
53. Ягубов. Повышение энергетического потенциала буровой телесистемы с электромагнитным каналом связи [Электронный Ресурс] / З.Х. Ягубов, А.Э. Старцев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №2. –С426. – Режим доступа до журн.: [http://ogbus.ru/authors/Yagubov/Yagubov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Yagubov/Yagubov_1.pdf)

54. Hernandez, M., MacNeill, D. W., Reeves, M., Kirkwood, A. D., Ruzska, J. P., Zaeper, R., & Lemke, S. R. (2008, January 1). High-Speed Wired Drillstring Telemetry Network Delivers Increased Safety, Efficiency, Reliability, and Productivity to the Drilling Industry. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113157-M [Электронный ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P) industry. – 2014. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-113157-MS>.
55. Подход оператора к тому, чтобы сделать буровые работы более выгодными и надежными [Электронный ресурс] // OIL & GAS TECHNOLOGY - Технологии нефтегазовой промышленности – 2012. - Режим доступа до ресурсу: <http://www.oilandgastechnology.net/current-issue?loginmsg=true>
56. Hernandez, M., MacNeill, D. W., Reeves, M., Kirkwood, A. D., Ruzska, J. P., Zaeper, R., & Lemke, S. R. (2008, January 1). High-Speed Wired Drillstring Telemetry Network Delivers Increased Safety, Efficiency, Reliability, and Productivity to the Drilling Industry. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113157-MS. [Электронный ресурс] // OnePetro. - Режим доступа до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-113157-MS>
57. Patent 2438139, E21B 47/18, E21B 47/24, E21B 7/04.. Downlink telemetry system / Finke Michael Dewayne. PCT/US2002/004264. 2003-08-12.
58. Escalera, H. M., Grace, W., Gonzalez, L. F., Alric, C., Palacio, J., & Akinniranye, G. (2009, January 1). Remote Automated Directional Drilling Through Rotary Steerable Systems. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/119761-MS. [Электронный ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P) industry. – 2012. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-119761-MS>.
59. Cockburn, C. B., Matheus, J., & Dang, K. L. P. (2011, January 1). Automatic Trajectory Control in Extended Reach Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/142671-MS. [Электронный ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P) industry.

- 2011. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-142671-MS>
- 60.DataNet2 & WITSML - A genuine saving in time and effort, maximising the value of WITSML data sets: рекламна брошура компанії IDS, v 07-20/001 Independent Data Services, 2010
- 61.Skalle P. KNOWLEDGE-BASED DECISION SUPPORT IN OIL WELL DRILLING. Combining general and case-specific knowledge for problem solving / P. Skalle, A. Aamodt. – London: Springer-Verlag, 2005. – 443 с. – (Intelligent information processing II).
- 62.Bruland T. Architectures Integrating Case-Based Reasoning and Bayesian Networks for Clinical Decision Support [Електронний ресурс] / Т. Bruland, А. Aamodt, Н. Langseth // The Norwegian University of Science and Technology (NTNU)NO-7491. – 2010. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.academia.edu/848969/Architectures\\_integrating\\_case-based\\_reasoning\\_and\\_bayesian\\_networks\\_for\\_clinical\\_decision\\_support](http://www.academia.edu/848969/Architectures_integrating_case-based_reasoning_and_bayesian_networks_for_clinical_decision_support).
- 63.Martin, C., Phlio, R.M., Decker, D.P. Innovative advances in MWD. SPE 27516 presented SPE/IADC Drilling conference, Dallas, Texas, 1994, Februar. pp. 10000.
- 64.Garvey, D., Baumann, J., Lehr, J., & Hines, J. W. (2009, January 1). Pattern Recognition Based Remaining Useful Life Estimation of Bottom Hole Assembly Tools. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/118769-MS. [Електронний ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P) industry. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-118769-MS>.
- 65.Zhan, S., Ahmad, I., Heuermann-Kuehn, L. E., & Baumann, J. (2010, January 1). Integrated PoF and CBM Strategies for Improving Electronics Reliability Performance of Downhole MWD and LWD Tools. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/132665-MS. [Електронний ресурс] // OnePetro online library of technical literature for the oil and gas exploration and production (E&P)

- industry. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-132665-MS>.
66. Patent US7962319 B2, 703/10, 702/9, 130. Method and system for updating statistical reliability prediction models for downhole devices / William R. Grason. US2005/0197813 A1. 2005-09-08.
67. Петрушка А. Перспективи застосування МЕМС (МСК) структури КНІ, побудованих на спеціалізованих БМК, в технології буріння / А. Петрушка, Т. Матвійків // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”. – Львів, 2010. – № 680 : Радіоелектроніка і телекомунікації. – С. 161 – 164.
68. 117. The Analysis of the Appropriateness of the Microelectromechanical Systems Sensor Devices (MEMS) Construction on the base of the Active Semiconductor Elements / M. Matviyukiv, M. Lobur, V. Teslyuk, T. Matviyukiv // Modern Problems of Radio Engineering Telecommunications and Computer Science (TCSET’2006) : Proceedings of the IXth International Conference, 28 February – 4 March 2006, Lviv – Slavske. – Lviv, 2006. – P. 663.
69. Комп’ютерне моделювання промиву бурової колони / В. М. Теслюк, Т. М. Матвійків, А. Є. Струк, Р. В. Загарюк. // Зб. наук. пр. ІППМЕ ім.Г.Є.Пухова НАН України. – Київ, 2012. – Вип. 63. – С.111 – 118.
70. Когут І. Т. Архітектура і елементи інтегрованої мікросхеми на базовому матричному кристалі зі структурою «кремній на ізоляторі» / І. Т. Когут, А. О. Дружинін, В. І. Голота // Вісник ДУ «Львівська політехніка». – 2009. – № 646, – с 86-395.
71. Michael R. Lyu , Handbook of Software Reliability Engineering. [Електронний ресурс] // McGraw-Hill publishing, 1995, ISBN 0-07-039400-8. – Режим доступу до ресурсу: <http://portal.research.bell-labs.com/orgs/ssr/book/reliability/introduction.html>
72. Федорів М. Й. Дослідження впливу відмов елементів системи електробура на величину загальних капіталовкладень / М. Й. Федорів, У. М. Николин // Вісник КДУ ім. Михайла Остроградського. – 2010. – № 3. – С. 19 – 21.

- 73.Исмагилов Р. М. Улучшение точностных характеристик инклинометрического датчика забойной телеметрической системы [Электронный ресурс] / Исмагилов Р.М // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №2. – С. 14-18. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/>
- 74.Ищенко С. М. Використання високоефективних шарошкових та алмазних доліт – один із головних резервів підвищення техніко-економічних показників буріння нафтових свердловин [Спеціальний випуск] / С. М. Ищенко , В. М. Корецький // Журнал «Буріння». - 2010. - № X. - с. 27-29. - Бібліогр.: X назв
- 75.. Эскин М.Г. О возможности бурения скважин с помощью винтовых объемных забойных двигателей и долот высокой моментоемкости / М.Г Эскин // НТНС. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». М. ВНИИ 07 НГ, 1992 № 9-10.
- 76.Мала гірнича енциклопедія, у 3 т. / За редакцією В.С.Білецького. — Донецьк: “Донбас”, В 2004. — Т.1. - 640 с.
- 77.Мала гірнича енциклопедія: у 3 т. / За редакцією В.С.Білецького. — Донецьк: “Донбас”, 2007. – Т.2. - 652 с.
- 78.Глудкин О.П. Технология испытания кроэлементов РЭА и ИМС / Глудкин О.П., Черняев В.Н. ; за ред. І. І. Гіхман. – М. : Изд. “Энергия”., 1980. - 360с.
- 79.Рычина Т.А. Электрорадиоэлементы / Т.А. Рычина ; Нац. унт "Львів. політехніка". – М. : Изд. “Советское радио”. - 1976. - 336 с.
- 80.Корпушин В.Б. Вибрации и удары в радиоаппаратуре / В.Б. Корпушин ; Нац. унт "Львів. політехніка". – М. : Изд. “Советское радио”. - 1971. - 330 с.
- 81.Мороз Ю.Л. Радіотехніка. Енциклопедичний навчальний довідник. / Ю.Л. Мороз, Е.А. Магральний, В.І. Привода ; Нац. унт "Львів. політехніка". – Місто : Изд. “Высшая школа”. - 1999. - 231 с.
82. Analogical models [Электронный ресурс] // Wikipedia. – Режим доступа: [https://en.wikipedia.org/wiki/Analogical\\_models](https://en.wikipedia.org/wiki/Analogical_models)

83. Буровий розчин [Електронний ресурс] // Вікіпедія. – 1256. – Режим доступу до ресурсу: [http://Uk.wikipedia.org/wiki/Буровий\\_розчин](http://Uk.wikipedia.org/wiki/Буровий_розчин).
84. Rawia Abd Elgadir Eltahir Eltilib. Investigation on The Particle Settling Velocity in Non-Newtonian Fluids / Rawia Abd Elgadir Eltahir Eltilib, Hussain H. Al Kayiem, Azuraieen Jaafar. // Journal of Applied Sciences. – 1256. – №11. – С. 1528–1535.
85. Ali M.W. A parametric study of cutting transport in vertical and horizontal well using Computational Fluid Dynamics (CFD) : M.Sc. Thesis. - West Virginia University, 2002. - P. 10000.
86. О. І. Петунін. Бурові розчини високої якості – запорука успішного спорудження нафтових і газових свердловин [Спеціальний випуск] / О. І. Петунін, А. А. Зеленський // Журнал «Буріння». - 2010. - № X. - с 9-15.
87. Betts, J.A., Signal Processing, Modulation and Noise // The English Universities Press Ltd, 1970. ISBN 0-340-09895-3.
88. Incompressible flow [Електронний ресурс] // Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Incompressible\\_flow](https://en.wikipedia.org/wiki/Incompressible_flow)
89. Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ / Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. // Підручник для вузів. - М.: Недра, 1998. - Розд. 9. – С. 266 – 310.
90. Теслюк В.М. Формалізоване інтегральне оцінювання ресурсу роботи та ризику поломки бурових телеметричних систем / В.М. Теслюк, Т.М. Матвійків // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”. – 2011. – № 705 : Радіоелектроніка і телекомунікації. – С. 250 – 254. (модель оцінювання ресурсу роботи та ризику поломки бурових телеметричних систем).
91. Мачуський Ю. Л. Радіотехніка. Енциклопедичний навчальний довідник / Ю. Л. Мачуський, В. І. Правда ; Нац. унт "Львів. політехніка". – Місто : Вид-во КНТ «Вища школа», 1999, - 794 с.
92. Справочник конструктора РЭА / Под ред. Р. Г. Варламова. - Москва : Изд. «Советское радио», 1980. – 480 с.



- 93.Бідюк П. І. Проектування комп'ютерних інформаційних систем підтримки прийняття рішень:навч. посіб. / П. І. Бідюк, Л. О. Коршевніюк. – Київ: ННК „ПСА”, НТУУ „КПІ”, 2010. –340с.
- 94.Матвійків Т.М. Причинно-наслідкова модель індукування вібрації під час буріння / Т.М. Матвійків // Науковий Вісник НЛТУ України: зб. наук.-техн. праць. – 2013. – Вип. 23.7. – С. 354 – 358.
- 95.Cowell, R.G. Probabilistic Networks and Expert Systems: Exact Computational Methods for Bayesian Networks / R.G. Cowell, P. Dawid, S.L. Lauritzen, D.J. Spiegelhalter. – Springer: 1999, XII, 324 p.
- 96.Бідюк П.І. Основні етапи побудови і приклади застосування мереж Байєса / П.І. Бідюк, Н.В. Кузнєцова // System Research & Information Technologies. - 2007. - № 4. - С. 26-39.
- 97.George M. Marakas. Decision Support Systems in the Twenty-First Century. Prentice-Hall, Inc., Upper Saddle River, NJ, USA, 1998.
- 98.Teslyuk V. Use of Bayesian Networks for Shock and Vibration Identification While Drilling / V. Teslyuk, T. Matviyiv // The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM'2013) : Proceedings of the XII<sup>th</sup> International Conference, 19 – 23 February 2013, Lviv – Polyana. – Lviv, 2013. – P. 364 – 365.
- 99.Matviyiv T. M. Use of influence diagrams for decision support in drilling automation / T. M. Matviyiv, V. M. Teslyuk // Journal of Global Research in Computer Science (JGRCS). – India, 2013., Vol. 4, No. 4 (April). – P. 1 – 7.
100. Матвійків Т.М. Метод автоматичного усунення ударів та вібрацій під час буріння / Т.М. Матвійків, В.М. Теслюк // Науковий Вісник НЛТУ України: зб. наук.-техн. праць. – 2015. – Вип. 25.10. – С. 324 – 329. (*Index Copernicus*)
101. Маляр, А. В. Системи автоматизованого керування і моніторингу процесом видобування нафти: монографія / А. В. Маляр, Б. С. Калужний. – Львів : Львів. політехніка, 2012.

102. Organization of RP66, V2 Standard, Geology Standards, Energetics [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://w3.energetics.org/RP66/V2/Тoc/main.html>
103. Microsoft займеться нафтегазовою промисловістю [Електронний ресурс] // NewsMe. – 2009. Режим доступу: <http://newsme.com.ua/business/277074/>
104. Матвійків Т.М. СППР усунення ударів та вібрацій при глибинно-похилому бурінні / Т.М. Матвійків, В. М. Теслюк // Науковий Вісник НЛТУ України: зб. наук.-техн. праць. – 2016. – Вип. 26.1. – С. 363 – 370. (*Index Copernicus*).
105. Оре О. Теория графов / О. Оре. — 2-е издание. М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. — 384 с.
106. Теслюк В.М. Застосування мереж Петрі при проектуванні МЕМС на системному рівні // Вісник Національного університету «Львівська політехніка»: Комп'ютерні системи проектування. Теорія і практика. - Львів, 2006. – № 564. – С. 45 - 53.
107. Teslyuk V., Denysyuk P., Hamza Ali Yousef Al Shawabkeh, Kernytskyu A. Developing The Information Model Of The Reachability Graph // Proc. of the XVth International Seminar / Workshop Of Direct And Inverse Problems Of Electromagnetic And Acoustic Wave Theory (DIPED – 2010). –Tbilisi, Georgia, 2010. – P. 210 – 214.
108. Теслюк В. М., Береговський В. В., Денисюк П. Ю., Теслюк Т. В., Лозинський А. Я. Використання xml для систем автоматизованого генерування моделей на основі мереж петрі // Моделювання та інформаційні технології. Зб. наук. пр. ІППМЕ ім.Г.Є.Пухова НАН України. – Київ, 2013, Вип. 70. – С.129 – 136.
109. Teslyuk V. Petri Networks Application during MEMS Design Process / V. Teslyuk, A. Romanuyk, T. Matviykiv // Perspective Technologies and Methods in MEMS Design (MEMSTECH'2006) : Proceedings of the 2<sup>nd</sup> International Conference, 24 – 27 May 2006, Lviv – Polyana. – Lviv, 2006. – P.159 – 160.

110. MEMS Motion Sensors for Drilling Applications [Електронний ресурс] // Instrumentation Scotland & Offshore Systems, 8 – 9 September 2010. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.colibrys.com/wp-content/uploads/2015/04/Drilling-presentation-Aberdeen-September2010-BAR-VF\\_small.pdf](http://www.colibrys.com/wp-content/uploads/2015/04/Drilling-presentation-Aberdeen-September2010-BAR-VF_small.pdf).
111. Аналіз доцільності побудови сенсорів мікроелектромеханічних систем на аналогових напівпровідникових елементах / М. Д. Матвійків, М. В. Лобур, В. М. Теслюк, Т. М. Матвійків / Вісник Національного університету “Львівська політехніка”. – Львів, 2006. – № 557 : Радіоелектроніка і телекомунікації. – С. 20 - 25. ((результати дослідження застосування МЕМС в технології буріння).
112. Комп’ютерне моделювання розподілу пластових тисків у нафто-газових родовищах / А. Струк, Т. Матвійків, Є. Струк, І. Цмоць // Вісник Національного університету “Львівська політехніка”. – 2009. – № 638 : Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – С. 157 - 163. (програмна реалізація моделі розподілу пластових тисків).
113. Matviyuk T. Heat reduction of the MWD telemetry system / T. Matviyuk // Modern Problems of Radio Engineering Telecommunications and Computer Science (TCSET’2012) : Proceedings of the XI<sup>th</sup> International Conference, 21-24 February 2012, Lviv – Slavske. – Lviv, 2012. – P.518.
114. Teslyuk V. The model of drill string vibrations influence on the telemetry system reliability / V. Teslyuk, T. Matviyuk / The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM’2011) : Proceedings of the XI<sup>th</sup> International Conference, 23 – 25 February 2011, Lviv – Polyana. – Lviv, 2011. – P. 250 – 251.
115. Teslyuk V. Computer modeling of drill string washout / V. Teslyuk, T. Matviyuk, A. Struk // The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM’2009) : Proceedings of the X<sup>th</sup> International Conference, 24 – 28 February 2009, Lviv – Polyana. – Lviv, 2009. – P. 51 – 52.

116. Kuo L. Voltage SOI CMOS VLSI Devices and Circuits / L. Kuo. - New York, John Wiley, Sept 2001
117. The Analysis of the Appropriateness of the Microelectromechanical Systems Sensor Devices (MEMS) Construction on the base of the Active Semiconductor Elements / M. Matviykyv, M. Lobur, V. Teslyuk, T. Matviykyv // Modern Problems of Radio Engineering Telecommunications and Computer Science (TCSET'2006) : Proceedings of the IIX<sup>th</sup> International Conference, 28 February – 4 March 2006, Lviv – Slavske. – Lviv, 2006. – P. 663.
118. Matviykyv M. Prospects of using carbon film sensors for gas contamination monitoring in coal mines and drilling rigs / M. Matviykyv, V. Teslyuk, T. Matviykyv // Modern Problems of Radio Engineering Telecommunications and Computer Science (TCSET'2010) : Proceedings of the X<sup>th</sup> International Conference, 23 – 27 February 2010, Lviv – Slavske. – Lviv, 2010. – P. 371.
119. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / А. А. Молчанов, В. В. Лантев, В. М. Мойсеев, Р. С. Челокьян ; под ред. Б. Б. Тимофеева. – Москва : Недра, 1987. – 263 с.
120. Теслюк В. М. Моделі та інформаційні технології синтезу мікроелектромеханічних систем : Монографія. – Львів: Видавництво ПП "Вежа і Ко", 2008 – 192 с.

## ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. начальника  
Стрийського відділення бурових робіт  
бурового управління "Укрбургаз"  
ПАТ "Укргазвидобування"



“ 29 ” 04 2015 р.

## АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи  
МАТВІЙКІВА ТАРАСА МИХАЙЛОВИЧА  
“Інформаційні технології усунення ударів та вібрацій в похило-скерованому бурінні”

Даним актом засвідчується, що наступні наукові результати, отримані Матвійківим Т. М. в дисертаційній роботі «Інформаційні технології усунення ударів та вібрацій в похило-скерованому бурінні», впроваджені в процес буріння в Стрийському відділенні бурових робіт бурового управління "Укрбургаз" ДК "Укргазвидобування":

- модель автоматичної ідентифікації ударів та вібрацій, яка ґрунтується на теорії мереж Байєса;
- метод автоматичного усунення ударів та вібрацій, що базується на знаннях експертів та основних методах усунення ударів і вібрацій, які застосовуються на сьогоднішній день інженерами по бурінню;
- алгоритми ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння, що поєднують використання як імовірнісних елементів мереж Байєса, так і знання та досвід експертів в галузі буріння;
- результати пасивних експериментів.

Отримані в дисертаційній роботі результати представляють практичну цінність при розробці СППР автоматичної ідентифікації та усунення вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин. Запропоновані методи, моделі та алгоритми порівняно з відомими відзначаються ефективністю роботи в умовах невизначеності та при наявності суперечливої інформації. Це дозволяє, застосовуючи розроблені моделі та методи, підвищити ефективність похило-скерованого буріння, зменшивши, при цьому, негативний вплив на буровий інструмент глибинних ударів та вібрацій під час похило-скерованого буріння свердловин.

Даний акт не є основою для проведення фінансових взаєморозрахунків.

Головний геолог

Р.Р. Чайка