

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Тернопільський національний економічний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ПЕРХАЛЮК Олександр Іванович

ВДОСКОНАЛЕНА СИСТЕМА КОНТРОЛЮ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ
ТУРБОБУРА. / IMPROVED TURBO BOOST FREQUENCY CONTROL SYSTEM

спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
магістерська програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Магістерська робота

Виконав студент групи АКІТм-21
О.І. Перхалюк

Науковий керівник:
д.т.н., професор Я. М. Николайчук

Магістерську роботу допущено до захисту:

" ____ " _____ 20__ р.

Завідувач кафедри

Я.М. Николайчук

Тернопіль 2018

Тернопільський національний економічний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "магістр"

спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
магістерська програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри СКС

Я.М.Николайчук

“ _____ ” _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
ПЕРХАЛЮК Олександр Іванович

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема магістерської роботи

Вдосконалена система контролю частоти обертання турбобура. / Improved turbo boost frequency control system.

керівник роботи _____ д.т.н., професор Я М. Николайчук

затверджена наказом по університету від "14" листопада 2017 р. № 804

2. Строк подання студентом закінченої магістерської роботи 16 листопада 2018р.

3. Вихідні дані до магістерської роботи:

1. Характеристика технологічного об'єкта управління

2. Контрольовані параметри технологічного процесу

3. Функціональна схема автоматизації

4. Логіко-статистичні інформаційні моделі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Технологічний контроль буріння свердловин.

2. Обґрунтування та розрахунок системи телевимірювання частоти обертання турбобура.

3. Структура та розрахунок параметрів системи автоматизованого управління турбобуром.

4. Застосування логіко-статистичних інформаційних моделей для контролю станів турбобура

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

6. Консультанти розділів магістерської роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 14 листопада 2017 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Технологічний контроль буріння свердловин	11.2017р. – 01.2018р.	
2	Обґрунтування та розрахунок системи телевимірювання частоти обертання турбобуру.	02.2018р. – 04.2018р.	
3	. Структура та розрахунок параметрів системи автоматизованого управління турбобуром.	05.2018р. – 07.2018р.	
4	Застосування логіко-статистичних інформаційних моделей для контролю станів турбобура	08.2018р. – 1.12.2018р.	

Студент

(підпис)

О.І. Перхалюк

Керівник магістерської роботи

(підпис)

д.т.н., професор Я. М. Николапйчук

РЕФЕРАТ

Робота виконана на 70 сторінках та містить 26 рисунків, 4 таблиць, 29 джерел за переліком посилань.

Мета роботи. Метою роботи є розробка пункту управління цифрової системи телевимірювання та автоматизованого управління для контролю частоти обертання турбобура, що застосовується для буріння нафтових і газових свердловин.

Методи дослідження базуються на фізичних законах та властивостях роботи електродвигунів, механіки передачі обертового моменту та теорії регулювання і автоматичного управління.

Результатами роботи є розробка ефективних систем телеметрії та автоматичного управління в бурових установках, що дозволяє забезпечити зменшення кількості аварійних ситуацій, прискорення та здешевлення процесу буріння та підвищення надійності експлуатації бурової установки.

Рекомендації по використанню результатів роботи. Результати роботи можна застосувати при розробці систем автоматизованого управління та телеметрії бурових установок.

Можливі напрямки розвитку. Результати роботи в подальшому дозволять модернізувати розроблену систему автоматизованого управління за рахунок використання більш сучасних контролерів та мікропроцесорних засобів збору і обробки інформації від об'єкту управління та генерування керуючих впливів на виконавчий механізм.

Ключові слова: СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ, ЧАСТОТА ОБЕРТАННЯ ТУРБОБУРА, ТАХОГЕНЕРАТОР.

ABSTRACT

Work is executed on 70 pages and including 26 illustrations, 4 tables, 29 source after the list of references.

Purpose of work. The aim is to develop a management point telemeasuring digital system and automated management to control the rotational speed turbodrill used for drilling oil and gas wells.

Research methods. Methods based on physical laws and properties of electric motors, mechanical transmission and torque control theory and automatic control.

Job performances is the development of efficient telemetry systems and automatic control in drilling rigs, which allows to reduce the number of emergencies, accelerate and reduce the cost of drilling and improve the reliability of the operation of the drilling rig.

Recommendations after the use of job performances. The results can be used in the development of automated management and telemetry rigs.

Possible development directions. The results further upgrade will allow automated control system developed by using more modern controllers and microprocessor for collecting and processing information from the facility management and generation of control actions on the actuator.

Keywords: AUTOMATIC CONTROL, SPEED TURBO DRILL, TACHOGENERATORS.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ КОНТРОЛЬ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН.....	8
1.1 Буровий технологічний комплекс	8
1.2 Класифікація бурової контрольно-вимірювальної апаратури, систем автоматики і вимоги до умови експлуатації апаратури.....	10
1.3. Апаратура для вимірювання та контролю частоти обертання турбобура	17
1.4 Постановка завдання	22
РОЗДІЛ 2 ОБГРУНТУВАННЯ ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ТЕЛЕВИМІРЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ ТУРБОБУРУ.....	24
2.1 Загальна характеристика та класифікація систем	24
телевимірювання	
2.2. Опис структурної схеми системи телевимірювання.....	29
частоти обертання турбобуру	
2.3. Розрахунок параметрів системи телевимірювання частоти обертання турбобуру.....	32
РОЗДІЛ 3 СТРУКТУРА ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ТУРБОБУРОМ.....	37
3.1. Загальні підходи управління турбобуром та структура автоматизованої системи.	37
3.2 Дослідження реальних параметрів об'єкту управління та побудова електромеханичної характеристики.....	44
3.3 Побудова логарифмічних частотних характеристик	48
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ ЛОГІКО-СТАТИСТИЧНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ КОНТРОЛЮ СТАНІВ ТУРБОБУРА.....	56
4.1. Загальні положення.....	56
4.2. Розрахунок заземлення трансформаторної підстанції.....	62
ВИСНОВОК.....	66
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	68

ВСТУП

Актуальність теми. Шляхи побудови оптимальної конструкції систем телемеханіки і автоматизованого управління завжди залишається актуальним питанням, оскільки дозволяє вирішити ряд важливих проблем продуктивності, контролю і безпеки при бурінні свердловин. Побудова сучасної і продуманої системи автоматизованого управління є одним з найбільш ефективних способів створення економічного виробництва.

Автоматизація бурової установки припускає автоматизацію двох основних процесів при спорудженні свердловин: процесу буріння і процесу спуско-підйомних операцій (СПО). При автоматизації цих двох основних процесів бурову установку можна назвати комплексно автоматизованою.

Найбільшу увагу в геологорозвідувальній практиці і в бурінні свердловин на нафту і газ приділяється автоматичним системам регулювання процесу буріння.

Більшість систем автоматизації процесу буріння працюють у функції осьового навантаження, оскільки осьове навантаження, як режимний параметр, багато в чому визначає успіх буріння, і реалізувати такі системи найбільш просто.

Останнім часом постійно вдосконалюються засоби телемеханіки і внаслідок зростання вимог у видобувній промисловості, сьогодні ставлять все більш складні завдання перед розробниками систем управління і телемеханіки. Саме динамічність розвитку і ускладнення задач у даній галузі обумовлюють не тільки актуальність обраної теми, а й перспективність її дослідження.

Мета дослідження. Метою роботи є розробка пункту управління цифрової системи телевимірювання та автоматизованого управління для контролю частоти обертання турбобура, що застосовується для буріння нафтових і газових свердловин.

В роботі розробляється система управління призначена для керуванням установкою кущового буріння свердловин, яка проводиться традиційним способом за допомогою спеціального бурильного обладнання з використанням турбобурів. В процесі буріння свердловин необхідно безперервно регулювати швидкість обертання турбобура, для максимальної ефективності процесу, а також для забезпечення безпеки.

Предметом дослідження є бурова установка для буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єктом дослідження є частота обертання турбобура, методів та засобів автоматизації режимів його роботи.

Методи дослідження базуються на фізичних законах та властивостях роботи електродвигунів, механіки передачі обертового моменту та теорії регулювання і автоматичного управління.

Наукова новизна полягає в обґрунтуванні вибору та застосуванні логіко-статистичної інформаційної моделі для контролю параметрів об'єкта управління з метою підвищення надійності системи автоматичного управління.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що використання ефективних систем телеметрії та автоматичного управління в бурових установках дозволяє забезпечити зменшення кількості аварійних ситуацій, прискорення процесу буріння, підвищення надійності та здешевлення процесу буріння.

Напрямки подальшого розвитку. Результати роботи в подальшому дозволять модернізувати розроблену систему автоматизованого управління за рахунок використання більш сучасних контролерів та мікропроцесорних засобів збору і обробки інформації від об'єкту управління та генерування керуючих впливів на виконавчий механізм.

РОЗДІЛ 1

ТЕХНОЛОГІЧНИЙ КОНТРОЛЬ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

1.1 Буровий технологічний комплекс

В системах управління бурінням свердловин найбільш важливою є апаратура для контролю роботи породоруйнуючого інструменту. Тут основна складність в розробці апаратури полягає в тому, що забійні параметри змушені визначати непрямим шляхом, а за допомогою поверхневої апаратури. Якщо в свердловині виникають проблеми, це призводить до значних помилок і як наслідок, аварійних ситуацій. Так, наприклад, осьове навантаження, заміряне за допомогою поверхневої апаратури становило $10кН$, а заміряна забійним динамометром, було $4кН$.

Встановлення забійних давачів з передачею сигналів на поверхню за допомогою бездротової технології (що є проблемою) вимагає серйозної технічного та економічної опрацювання питання.

За допомогою поверхневої апаратури в принципі вимірюється реакція вузлів бурової установки на силове завантаження долота (коронки) при бурінні, але вузли бурової установки зазнають навантаження і при спуско-підйомних операціях. Для розгляду характеру реакції вузлів бурової установки, принципів побудови бурової контрольно-вимірювальної апаратури, її класифіції введено поняття – буровий технологічний комплекс (БТК).

Буровий технологічний комплекс (БТК), обмежується розмірами бурової площадки. Включає буровий комплекс верстат, насос, компресор, привід, трубозворотні, щоглу, технологічний і допоміжні інструментів, забійні бурові машини і свердловину з її різноманітними робочими процесами, операціями і дослідницькими роботами.

При спорудженні свердловин в залежності від цілей розгляду в БТК можна виділити прості і складні об'єкти контролю. Свердловина, при її

бурінні, як об'єкт контролю, входить складовою частиною в більш складний об'єкт, але при проведенні ряду робіт і досліджень може являти собою і самостійний об'єкт управління.

На рис. 1.1 приведена структурна схема БТК, що включає технологічні ланки: привід, редуктор, шпіндельний і роторний обертач з системою подачі інструменту (в конкретному випадку буріння свердловин використовується один з типів названих обертачів), буровий насос з гідравлічною відстійною системою, турборозворот, систему "буровий вал – свердловина", забійну машину; ланка долото – вибій є заключною в структурній схемі; компресор, пневмоударник, гвинтовий двигун можуть бути представлені відповідно як насос, гідроударник, турбобур.

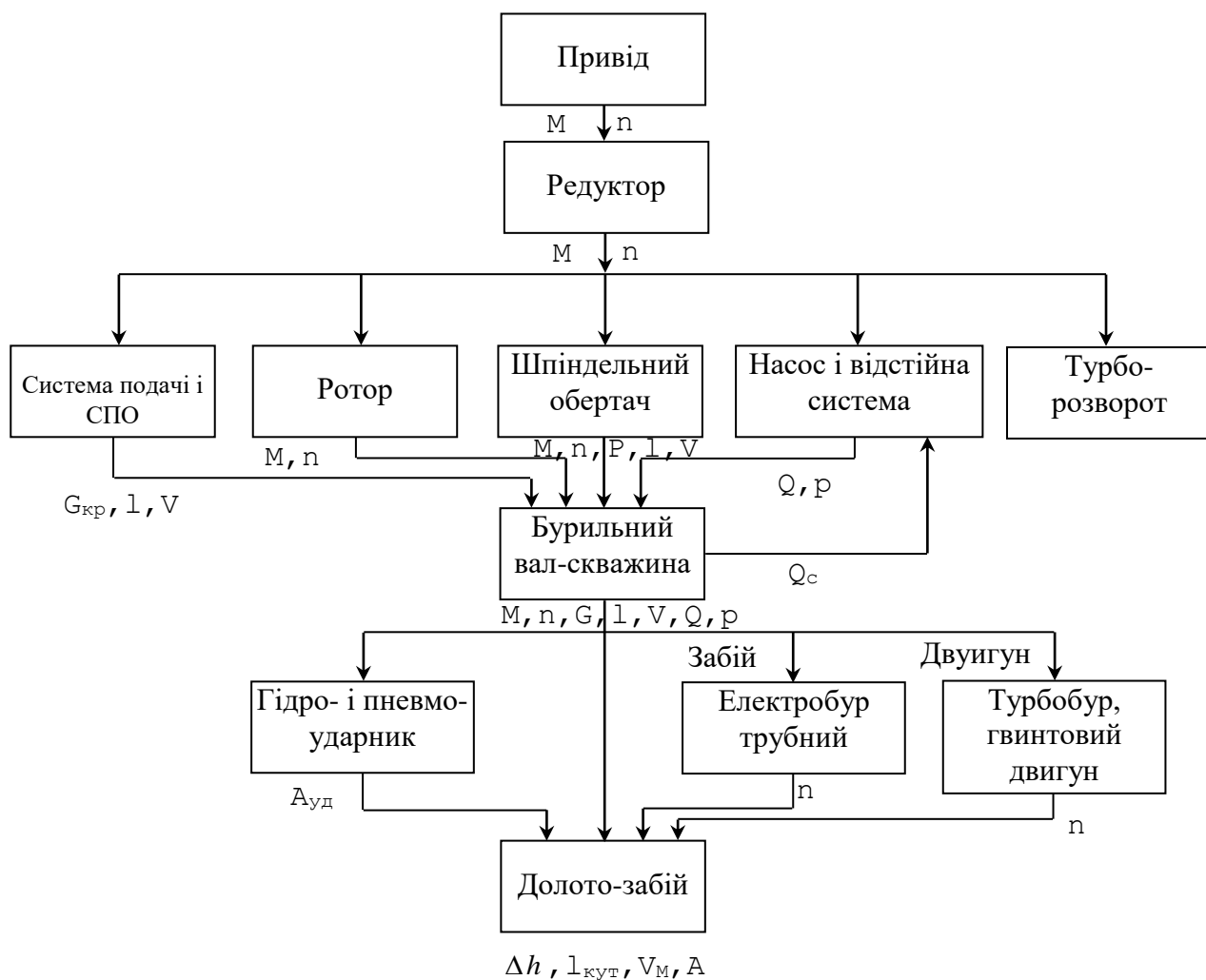


Рисунок 1.1. Структурна схема бурового технологічного комплексу

На схемі показані основні типи обертачів і основні системи подачі інструменту. У ланку "редуктор" включається і коробка передач бурового верстата. При застосуванні конкретного бурового агрегату, приводу і забійної машини, при конкретній реалізації того чи іншого способу видалення продуктів руйнування на схемі можна виділити відповідний ланцюг передачі силових навантажень і шлях формування режимних параметрів.

Структурна схема БТК дає картину передачі сигналів (впливів), прикладання та знімання сигналів, підказує способи непрямого визначення багатьох параметрів. Представлення вихідних сигналів дає уявлення про точки знімання сигналів (ТЗС), дає інформацію для аналізу варіантів вирішення питання, підказує можливі принципи роботи апаратури (головним чином давачів).

1.2 Класифікація бурової контрольно-вимірювальної апаратури, систем автоматизації і вимоги до умови експлуатації апаратури

Різноманіття вирішуваних при спорудженні свердловин завдань, різноманіття процесів і операцій, часта неможливість прямим шляхом вимірювати технологічні параметри пояснюють велике різноманіття бурової контрольно-вимірювальної апаратури (БКІА) і зумовлюють її класифікацію не по одному, а рядом ознак. Основні класифікації БКІА:

- за функціонально-технологічною ознакою;
- за способами вимірювання і контролю;
- за способом відображення інформації;
- за видом уніфікованого сигналу датчика.

Також можлива класифікація апаратури і за іншими ознаками: за кількістю вимірюваних параметрів, за способом передачі інформації на відстань, за місцем розташування давача та ін.

Апаратура градуюється в розмірностях основного параметра і

найчастіше отримує назву за цим параметром, наприклад, вимірювач осьового навантаження, витратомір промивної рідини і т.п. Спеціальна апаратура, призначена для спеціальних цілей, отримує назву, яка відповідає цій меті.

За функціонально-технологічною ознакою (це основна класифікація) БКІА може бути об'єднана в п'ять класів (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Класифікація БКІА за функціонально-технологічною ознакою

БКІА				
класи				
1кл.	2 клас.	3кл.	4кл.	5кл.
Апаратура для контролю технологічних параметрів	Апаратура для контролю техніко-економічних показників	комплексна апаратура	Апаратура для визначення параметрів і властивостей матеріалів	Апаратура по ТБ та охороні праці

1-й клас: апаратура для контролю технологічних параметрів процесів, обладнання, машин, механізмів, інструменту, свердловин, агента для видалення продуктів руйнування. За допомогою даної апаратури контролюється режим роботи, силова завантаження, технічний стан, параметри обладнання, інструменту та т.д., що беруть участь в процесах. У класі технологічної апаратури найважливішими є сім основних груп.

1. Апаратура для контролю режиму роботи породоруйнуючого інструменту (технологічних параметрів процесу буріння): вимірювачі осьового навантаження, частоти обертів (бурові тахометри), апаратура для контролю режиму промивки або продувки (вимірювачі витрати і тиску), вимірювачі обертового моменту, вимірювачі частоти і енергії ударів .

2. Апаратура для контролю роботи приводу (електродвигунів, двигунів внутрішнього згоряння, гідро- і пневмоприводу): прилади для контролю напруги живлення електродвигунів, прилади для контролю завантаження

електродвигунів за струмом та ін.; апаратура для вимірювання моменту на валу приводу, частоти обертів та ін.

3. Апаратура для контролю силового завантаження і стану бурового обладнання та інструменту: вимірювачі обертового моменту на валах силової передачі верстата, насоса, компресора, Труборозвороти; вимірювачі зусиль, тисків і напруг в вузлах і деталях бурового агрегату і інструменту; апаратура для контролю технічного стану бурових труб (товщиноміри, індикатори зносу, дефектоскопи); апаратура для контролю завантаження талевого каната (лічильники роботи талевого каната, вимірювачі зусиль); апаратура для контролю зносу озброєності і стану породоруйнуючого інструменту.

4. Апаратура для контролю роботи забійних бурових машин.

5. Апаратура та пристрої для контролю роботи свердловинних спеціальних снарядів і інструментів (сигналізатори припинення ежекції струминного насоса, сигналізатори наповнення колонкової труби керном, сигналізатори зміни режиму роботи ПРІ при зміні гірських порід і ін.).

6. Апаратура для контролю спуско-підйомних операцій: вимірювачі швидкості і висоти підйому елеватора, лічильники кількості піднятих свічок, вимірювачі глибини спуску і підйому інструменту та ін.

7. Апаратура для контролю геометричних параметрів свердловини (інклінометри, кавернометр, глибиноміри) і параметрів процесів при проведенні спеціальних робіт і досліджень в свердловині: апаратура для проведення досліджень по статистиці і динаміці підземних вод, для контролю параметрів процесу відкачування (свердловинні витратоміри, дебітоміри, рівнеміри, визначника напрямку потоків, манометри, термометри, апаратура для виявлення зон поглинань і водопритоків і ін.); апаратура для контролю процесів кріплення свердловин; апаратура для визначення та дослідження аварійних ситуацій в свердловині.

2-й клас: апаратура для контролю техніко-економічних показників (ТЕП) процесу буріння свердловин, контролю ефективності процесу буріння, вимірювачі заглиблення за відрізок часу, рейсового поглиблення, проходки

на ПРІ; вимірювачі механічної та рейсовий швидкості буріння, апаратура для контролю витрат часу на технологічні процеси і операції; електролічильники, лічильники витрат палива, води, розчину, реагентів.

3-й клас: комплексна апаратура, що включає кілька вимірювачів з першого і другого класу, конструктивно оформлена у вигляді єдиного контрольно-вимірювального пульта з рядом показуючих приладів, блоку живлення і органів управління, окремих давачів контрольованих параметрів (ДП, ПКМ, ІРБ, КУРС, РУМБ).

4-й клас: апаратура для визначення механічних властивостей матеріалів, рідин, реагентів, що беруть участь в здійсненні технологічних процесів (апаратура для визначення властивостей гірських порід, параметрів промивних рідин, цементних розчинів і ін.).

5-й клас: апаратура для контролю параметрів і показників, що характеризують стан техніки безпеки і охорони праці при виконанні робіт зі спорудження свердловин.

За способами вимірювання і контролю бурова апаратура може бути об'єднана в три основні групи.

1. Апаратура, яка використовує методи прямого виміру і контролю параметрів, які безпосередньо характеризують технологічний процес або стан: механічна сила і напруга, витрата промивальної рідини, тиск, температура, частота обертів і ударів, амплітуда і частота коливань, момент, рівень, кут, товщина, електрична напруга і струм, переміщення і швидкість та інші параметри, що відображають фізичну природу вимірюваних величин.

2. Апаратура, яка використовує способи непрямого вимірювання та контролю параметрів процесу або стану по одному або декільком іншим параметрам, функціонально пов'язаних з шуканою величиною.

3. Апаратура, яка використовує екстраполяцію (прогнозування) за одним або кількома параметрами.

На рис. 1.2 подано класифікацію БКІА за способом відображення інформації. Апаратура об'єднана в три групи: апаратура з індикацією,

апаратура з реєстрацією результатів вимірювання або контролю технологічних параметрів і комбінована апаратура. Всі три типи апаратури застосовуються на практиці при спорудженні свердловин.

В буровій контрольно-вимірювальній апаратурі використовуються в основному чотири види вихідних сигналів давачів: аналогові сигнали постійного струму, аналогові сигнали змінного струму, частотні і імпульсні сигнали.

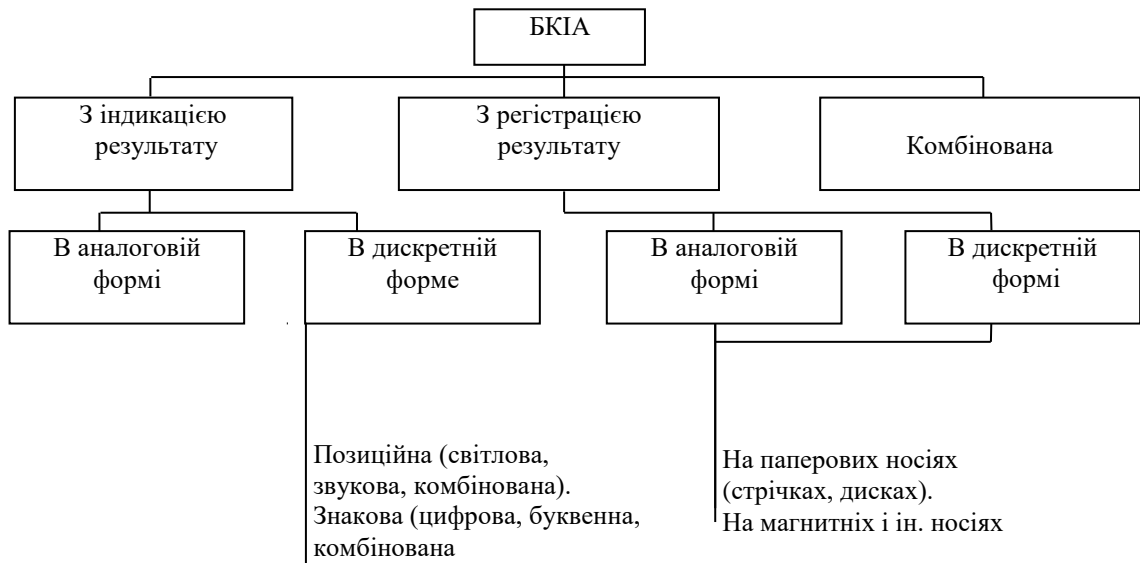


Рисунок 1.2 – Класифікація БКІА за способом відображення інформації

Тісний зв'язок і взаємовплив процесів і станів бурової установки, інструменту, свердловини, товщі гірських порід дозволяють, контролюючи комплекс параметрів або один параметр, непрямим шляхом вирішувати ряд не менш важливих завдань. Частина цих завдань кваліфікується навіть як спеціальні способи проведення досліджень, способи визначення або попередження тих чи інших ситуацій.

До спеціальних способів досліджень можна віднести, наприклад, поділ в процесі буріння товщі гірських порід на окремі різниці (механічний каротаж) за допомогою вимірювачів механічної швидкості буріння, осьового навантаження і обертового моменту. Даний спосіб дослідження відноситься до способів контролю природної зміни ситуацій, до яких, крім зміни гірських

порід та зустрічі пластів корисної копалини, можна віднести зустріч поглинаючого горизонту, зони тріщинуватих порід, зони водопроявів. Наприклад, здійснюючи контроль за круговою циркуляцією промивної рідини, одночасно контролюється подача промивної рідини в свердловину як важливий технологічний параметр і момент розкриття поглинаючого горизонту.

До способів визначення тих чи інших ситуацій можна віднести, наприклад, спосіб визначення стану озброєння долота (ступінь зносу) з використанням вимірювачів швидкості буріння, осьового навантаження, обертового моменту, тиску промивної рідини.

До способів попередження небажаних ситуацій з використанням відповідної апаратури можна віднести, наприклад, способи попередження припікання коронок, обрив бурових труб, викидів.

У практиці не тільки проводяться зазначені вище спеціальні дослідження, коли відповідним шляхом трансформується інформація, отримана від апаратури, яка працює за прямим призначенням, але створюється спеціальна апаратура, яка використовує непрямі ознаки і призначена тільки для спеціальних цілей. Прикладом такої апаратури може служити сигналізатор зустрічі вугільних пластів свуп Казахського інституту мінеральної сировини (КазІМСа), який використовує ефект зростання механічної швидкості буріння при зустрічі пласта вугілля. Створюється також апаратура, що поєднує в собі вимірювач основного параметра і спеціальний пристрій, що працює в функції даного параметра. Прикладом такої апаратури може служити сигналізатор зустрічі вугільних пластів С-ТПУ Томського політехнічного університету, який поєднує в собі вимірювач механічної швидкості буріння і сигнальний пристрій.

Апаратура градується в розмірностях основного параметра і найчастіше отримує назву по основному контрольованому параметру, наприклад, вимірювач витрати рідини, вимірювач осьового навантаження і т.п. Але назва апаратура може отримувати і по супровідного призначення, що

може бути не менш важливим у застосуванні апаратури, наприклад, згаданий вище сигналізатор зустрічі вугільних пластів С-ТПУ. Спеціальна апаратура, призначена тільки для спеціальних цілей, отримує назву, яка відповідає цій меті.

Для практики буріння свердловин можна рекомендувати три варіанти оснащення бурових установок контрольно-вимірною апаратурою.

1-й варіант. Найпростіша апаратура показує і показуючо-сигнального типу (вимірювачі осьового навантаження, механічної швидкості буріння, витратоміри і вимірники тиску промивного агента і деякі інші). Такою апаратурою повинні оснащуватися всі бурові установки, якщо вони не оснащені більш складною апаратурою. Бурильник згідно геолого-технічного наряду на буріння свердловини за приладами встановлює режим буріння і коригує його, домагаючись оптимальної механічної швидкості буріння. Подача сигналів апаратурою при відхиленні технологічного параметра за межі уставок знімає постійне напруження уваги бурильника за технологічним процесом, і лише в разі подачі сигналів приймаються відповідні дії. Подача сигналу може означати зустріч пласта корисної копалини, припинення подачі промивної рідини в свердловину, перевантаження вишки і т.п.

2-й варіант. Апаратура реєструючого типу, одночасно і показуючо-сигнального – типу комплексної апаратури КУРС для бурових установок 5-го класу і вище.

3-й варіант. Комплекс апаратури для візуального контролю, сигналізації та реєстрації ряду основних технологічних параметрів з метою, перш за все, розробки раціональних режимів буріння на конкретному родовищі рекомендується мати в розпорядженні технологічної групи. Всі інші бурові установки на родовищі оснащуються апаратурою першої або другої групи.

Останнім часом великий інтерес викликає складний комплекс апаратури з використанням для обробки сигналів мікро-ЕОМ з метою уточнення

геологічного розрізу і геолого-технічних умов. Крім того, складний комплекс апаратури (давачі) використовується і при комп'ютеризації процесу буріння.

1.3. Апаратура для вимірювання та контролю частоти обертання турбобура

В бурінні геологорозвідувальних свердловин передача обертового моменту породоруйнуючому інструменту здійснюється, головним чином, за допомогою бурового валу, який одержує обертання з поверхні від бурового верстата. При застосуванні забійних машин (електробурів, турбобурів, гвинтових двигунів) породоруйнуючий інструмент жорстко пов'язаний з вихідним валом цих машин, і частота обертів його дорівнює частоті обертів вала. У першому випадку частота обертання породоруйнівного інструменту може бути виміряна за допомогою поверхневої апаратури, датчики якої при жорсткій кінематичного ланцюга передачі обертового моменту від КПП до бурового валу можуть бути вбудовані в будь-якому місці цієї ланцюга. У другому випадку потрібно постановка глибинних датчиків і передача сигналів на поверхню.

Бурові верстати, оснащені трифазними електродвигунами змінного струму і мають ступінчасті коробки зміни передач (КПП), мають фіксовані значення частоти обертів обертача. В даному випадку доцільно вести мову не про окремому вимірюванні частоти, а про апаратуру, реєструючий комплекс технологічних параметрів, в тому числі і частоту обертів, для аналізу з метою вдосконалення режимів буріння.

Знання частоти обертів вала забійних машин дає можливість оптимізувати процес буріння, тому застосування тахометрів (вимірювачів частоти обертів) в якості окремих приладів в цьому випадку вельми бажано.

Аналогічно ставиться питання і при застосуванні регульованого приводу бурового верстата і передачі обертового моменту

породоруйнуючому інструменту за допомогою бурового валу.

Чутливий елемент (первинний перетворювач) датчика кутової швидкості пов'язаний з обертовим бурильним валом, шестерень та ін. Кутова швидкість за допомогою датчиків може бути перетворена в силу, тиск, витрата, переміщення, кут, ЕРС і інші параметри, зручні для місцевого контролю або для передачі на відстань.

За принципом дії датчики кутової швидкості можуть бути розділені на три основні групи: механічні, гідравлічні і електричні. Найпоширеніші в техніці вимірювання кутової швидкості електричні датчики. В буровій контрольно-вимірювальній апаратурі застосовуються механічні (відцентрові) і, головним чином, електричні датчики.

Електричні тахометри досить різноманітні як за типом використовуваного перетворювача, так і за методом вимірювання та типу вимірювальної ланцюга.

З точки зору точності вимірювань кутової швидкості електричні тахометри можна розбити на дві групи: тахометри, що працюють за принципом амплітудної модуляції (тахометри з індукційними перетворювачами), вихідний величиною яких є ЕРС, та тахометри, що працюють за принципом частотної модуляції (індуктивні, контактні, фотоелектричні), вихідний величиною яких є частота струму або напруги. Тахометри другої групи характеризуються більшою точністю, так як частота вихідного струму або напруги практично не залежить від коливань напруги джерела живлення, температури та інших факторів.

З точки зору використовуваних перетворювачів і методів вимірювання електричні тахометри можна розбити на наступні групи: індукційні, електроімпульсні, фотоелектричні, стробоскопічні.

В буровій контрольно-вимірювальній апаратурі знаходять застосування головним чином індукційні тахометри – тахогенератори.

Тахометри широко застосовуються для вимірювання лінійних швидкостей (при попередньому перетворення лінійного переміщення в

кутове), наприклад, швидкості спуску і підйому інструменту, механічної швидкості буріння.

У даній роботі використовувався турбобур ТПР-105, призначений для розбурювання цементних стаканів, мостів і технологічних пробок при капітальному ремонті свердловин і для буріння глибоких свердловин діаметром 118-140 мм з використанням в якості робочої промивної рідини води, бурового розчину або нафти щільністю не більше $1,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ при забійній температурі не більше $300 \text{ }^\circ\text{C}$.

Схема турбобура приведена на малюнку нижче (рис.1.3.).

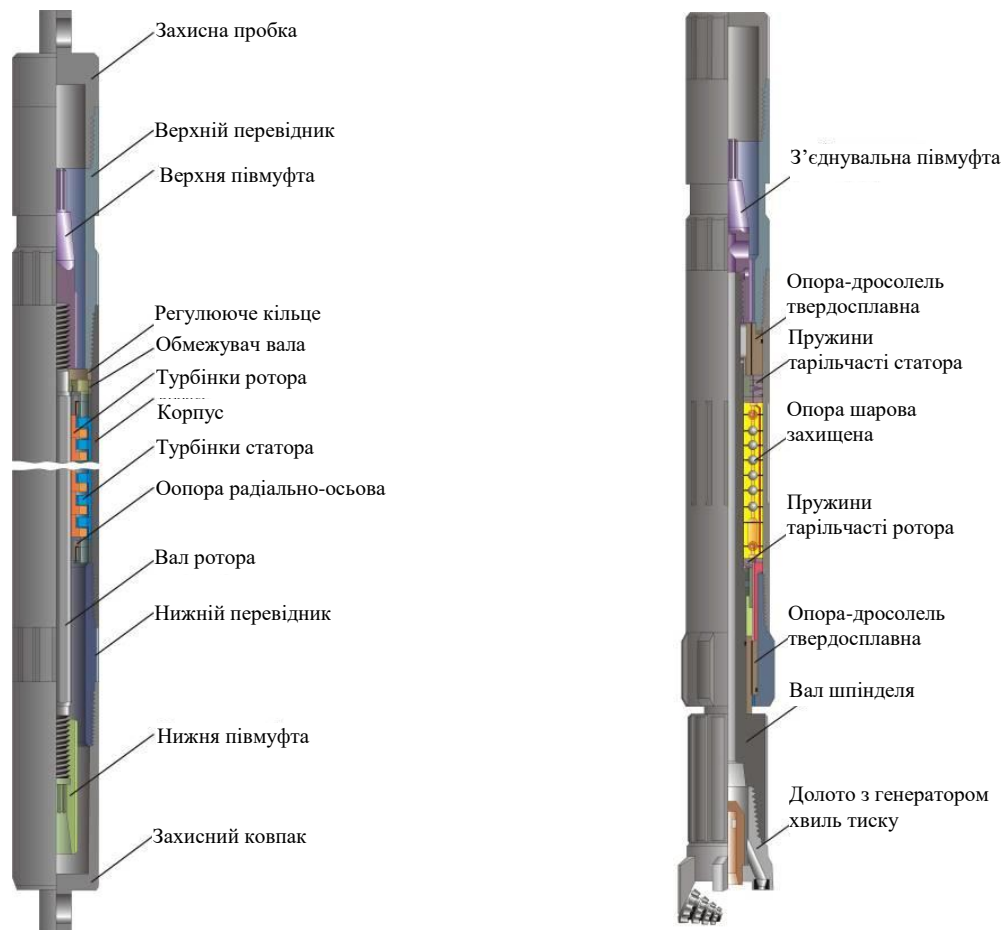


Рисунок 1.3 Турбобур ТПР-105

Технічні характеристики турбобура ТПР-105 наведені в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики турбобура ТПР-105

Тип двигуна - турбінний шпindelний, пакетного виконання	
Габаритні розміри, мм:	
– діаметр	105
– Довжина в зборі	11918
Монтажна довжина складових частин, мм:	
– Турбінної секції	3545
– Шпindelної секції	1000
Приєднувальні різьби по ГОСТ 5286	
Кількість секцій, шт. .:	
– турбінних	3
– шпindelних	2
Кількість ступенів турбін в турбінної секції, шт.	93
маса, кг	480
Допустиме осьове навантаження, Н	2-104
Витрата робочої рідини, м ³ / с	0,008-0,012
Момент, що обертає, Нм:	
– в робочому режимі	370
– в гальмівному режимі	740
Частота обертання валу, об / хв (з-1)	
– в робочому режимі	800
– в холостому режимі	1600
Перепад тиску на двигуні, МПа:	
– в робочому режимі	10-12
– в холостому режимі	7-9
– гальмівному	12-14

Тахогенератор – це пристрій, при обертанні вала якого на його виході виробляється електрична напруга, величина якого пропорційна швидкості обертання вала тахогенератора. Для знімання цієї напруги традиційно застосовується змінний контакт, що складається з графітових щіток і мідного колектора. Однак на мідній поверхні утворюється нерівномірний оксидний шар, який викликає періодичні зміни опору контакту, що призводить до коливань напруги тахогенератора у вигляді шуму. На низьких швидкостях ці шуми одного порядку з корисним сигналом. Проте, мідно-щітковий контакт залишається популярним, так як має значну перевагу – хороші ковзаючі властивості графіту і, як наслідок, великий термін служби. Позбутися від проблем при роботі тахогенератора в несприятливих середовищах допоможе такий тахогенератор, у якого на мідну робочу поверхню колектора нанесена срібляста стежка.

Кріплення тахогенераторів здійснюється або за допомогою фланців, або за допомогою лап.

Виберемо тахогенератор компанії Baumer Hubner - GT5 (рис.1.4), загальні характеристики якого приведені в табл. 1.2.

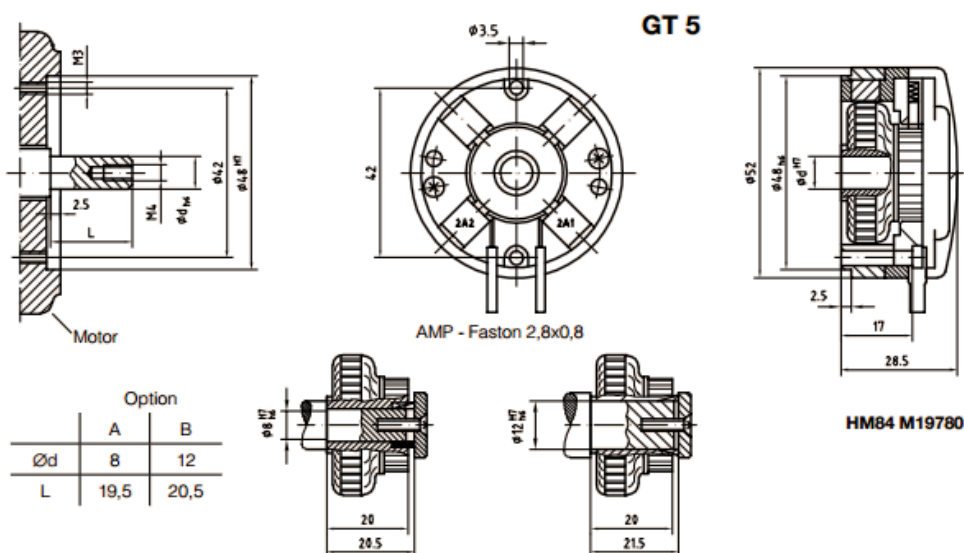


Рисунок 1.4 – Тахогенератор GT 5

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики тахогенератора GT5

напруга	6 мВ / об / хв
температурний коефіцієнт	$\pm 0.05\%$ / °С
пульсації	$\leq 0.7\%$ pp
Температурний діапазон	-30 °С - + 130 °С
максимальна швидкість	10000 об / хв
Момент інерції	50 г * см ²
клас захисту	IP 00; IP 54

Тахогенератори Baumer Hubner мають наступні переваги:

- вимірювання швидкості і напрямку обертання здійснюється в режимі реального часу;
- діапазон вимірюваних швидкостей значно перевищує 1: 20000;
- стійкість до механічних і температурних впливів;
- стандартний температурний діапазон від -30 °С до + 130 °С, більш низькі температури (до -50 °С) доступні як опція;
- захист від впливу морського і тропічного (опціонально) клімату;
- заводостійкість при передачі сигналів;
- для ефективної передачі сигналів використовується двожильний кабель;
- немає необхідності в застосуванні додаткового джерела живлення;
- порожній вал без підшипників для безпосереднього кріплення без використання муфти забезпечує хороші динамічні характеристики.

1.4 Постановка завдання

Метою даної роботи є проектування системи автоматизованого управління частотою обертання турбобуру, на основі даних пристрою

системи телевимірювання числа обертів турбобура. На основі опису об'єкту і аналізу існуючих типів систем в роботі розробляється цифрова система телевимірювання та управління, яка володіє високою точністю в порівнянні з іншими системами і порівняно легко реалізується на сучасній програмно-технічній базі.

Для розроблюваної системи пред'являються наступні вимоги:

1) Діапазон та одиниці вимірювання телеметричної величини: 0-1660 оборотів в хвилину;

2) Сигнал з датчика: 0-10 В

3) Максимальна частота вимірювання телеметричної величини:
 $f_{\text{макс.}} = 0,07$ Гц

4) Число вимірювальних каналів: 6 (3 активних каналу, 3 резервних)

5) Необхідна точність телевимірювання: $\sigma = 0,25\%$

6) Необхідну швидкодію системи телевимірювання: $\tau = 100$ с

7) Швидкість передачі інформації по каналу зв'язку: $B = 175$ Бод

8) Імовірність спотворення в каналі зв'язку одного двійкового символу:
 $1,5 \cdot 10^{-7}$

9) Вид інтерполяції – параболічна

10) Побудова передавальної функції системи автоматизованого частотною обертання турбобура.

11) Вибір відповідного типу регулятора та розрахунок його параметрів

Для вибору параметрів, що забезпечують реалізацію із заданою точністю і найбільш ефективно використання апаратури, вирішуються такі завдання:

Розробити структурну схему телемеханічного пристрої пункту керування (ПК) цифрової системи телевимірювання (ТВ) для контролю робочого параметра – кількості обертів на хвилину, з врахуванням заданих параметрів точності;

Провести інформаційний розрахунок з метою визначення параметрів системи телевимірювання і автоматизованого управління.

РОЗДІЛ 2

ОБГРУНТУВАННЯ ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ТЕЛЕВИМІРЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ ТУРБОБУРУ

2.1 Загальна характеристика та класифікація систем телевимірювання

Для ефективного управління частотою обертання турбобура необхідно володіти достовірною інформацією про його стан: обертовий момент, кутову швидкість, частоту обертання, швидкість заглиблення тощо. Тому потрібно забезпечити збір необхідної інформації, її передавання та обробку. Таким чином, постає задача вибору апаратури та розрахунку параметрів системи телевимірювання.

З чотирьох основних телемеханических функцій (телеуправління, телесигналізація, телерегулювання і телевимірювання) телевимірювання (ТІ) є найбільш складним, що обумовлено вимогою передачі інформації з великою точністю. В даний час застосовуються кодоімпульсної системи телемеханіки взагалі і системи телевимірювань зокрема, що відповідає сучасному стану теорії і техніки.

Телевимірювання – отримання інформації про значення вимірюваних параметрів контрольованих чи керованих об'єктів методами і засобами телемеханіки [26]. У тому ж ГОСТі даються визначення таких понять.

Телевимірювання за викликом – телевимірювання по команді, що посилається з пункту управління на контрольований пункт і викликає підключення на контрольованому пункті передавальних пристроїв, а на пункті управління - відповідних приймальних пристроїв.

Телевимірювання за викликом дозволяє використовувати одну лінію зв'язку (канал телевимірювання) для почергового спостереження за багатьма об'єктами телевимірювання. Диспетчер з допомогою окремої системи телеуправління може підключати до телевимірювання бажаний об'єкт телевимірювання. На пункті управління показання можна спостерігати на

загальному вихідному приладі. Якщо показання мають різні шкали, то вимірювані величини підключаються до різних приладів. При телевимірювання за викликом можна застосовувати автоматичний опитування об'єктів телевимірювання циклічно за заданою програмою.

Телевимірювання на вибір – телевимірювання шляхом підключення до пристроїв пункту управління відповідних прийомних приладів при постійно підключених передавальних пристроях на контрольованих пунктах.

Телевимірювання поточних значень (ТПЗ) – отримання інформації про значення вимірюваного параметра в момент опитування пристроєм телемеханіки [27].

Телевимірювання інтегральних значень (ТІЗ) – отримання інформації про інтегральні значення вимірюваних величин, проінтегровані по заданому параметру, наприклад, часу, в місці передачі[27].

Телевимірювання мають особливості, що відрізняють їх від звичайних електричних вимірювань, які не можуть бути застосовані для вимірювання на відстані внаслідок виникнення похибок через зміни опору лінії зв'язку при вимірюванні параметрів навколишнього середовища - температури і вологості. Навіть якби зазначені похибки перебували в допустимих межах, передача великого числа показань зажадала б великої кількості проводів. Крім того, в деяких випадках (передача виміру з рухливих об'єктів - літаків, ракет и.др.) звичайні методи вимірювання принципово не можуть бути використані. Методи телевимірювання дозволяють зменшити похибка при передачі вимірюваних величин на великі відстані, а також багаторазово використовувати лінію зв'язку.

Сутність телевимірювання полягає в тому, що вимірювана величина, попередньо перетворена в струм або напруга вторинного приладу датчика, додатково перетворюється в сигнал, який потім передається по лінії зв'язку. Таким чином, передається не сама вимірювана величина, а еквівалентний їй сигнал, параметри якого вибирають так, щоб спотворення при передачі були мінімальними. Сукупність технічних засобів, необхідних для здійснення

телевимірювань називають телеізмeрительной системою (СТІ).

Узагальнена структура системи ТВ приведена на рис.2.1 На малюнку видно, що система ТІ являє собою комплекс технічних засобів, в який входить датчик D, передавач ПРД, канал зв'язку КС, приймач Пр і вихідний прилад ВП.

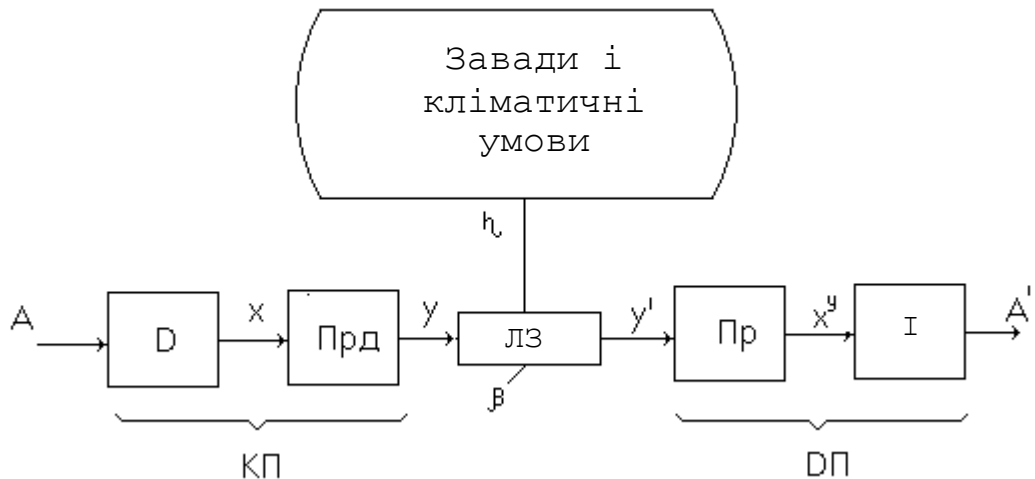


Рисунок. 2.1 – Узагальнена структурна системи телевимірювань: D – давач; Прд – передавач; ЛЗ – лінія зв'язку; Пр – приймач; І – індикатор; КП – пункт керування; ДП – диспетчерський пункт або телемеханічний пункт управління

Вихідним сигналом X датчика є стандартний сигнал, часто це сигнал постійного струму $0 - 5\text{mA}$ або напруга постійного струму $0 - 10\text{V}$. Передавач здійснює перетворення параметра X в сигнал Y , який передається по лінії зв'язку

У лінії зв'язку інформаційний сигнал Y спотворюється випадковим чином внаслідок дії перешкод і кліматичних умов η . Спотворений сигнал Y' надходить в приймач, де перетворюється до вигляду X^Y , зручному для відображення на індикаторі A' .

Головна вимога, що пред'являється до системи телевимірювання, полягає в тому, що вона повинна забезпечити задану точність. Тому основною характеристикою системи телевимірювання є точність. Точність

характеризується різними видами похибок, найважливішою з яких є статична похибка або просто похибка.

Похибка телевимірювання визначається як максимальна різниця між показами індикатора на приймальній стороні і дійсним значенням вимірювальної величини, що визначається за показаннями взірцевого приладу.

Класи точності каналів телевимірювання повинні бути встановлені для пристроїв і комплексів при цифровому і аналоговому відтворенні вимірюваних параметрів з наступного ряду: 0,15; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,5; 2,5.

Абсолютна основна похибка каналу телевимірювання пристрою (комплексу) – найбільша різниця вихідної величини, приведеної до вхідної у відповідності до градуювальної характеристики, і вхідний величини:

$$\Delta = Y - X, \quad (1.1)$$

де Δ – абсолютна похибка, X – вхідна величина.

Y – вихідна величина, наведена до вхідних відповідно до градуювальної характеристикою.

Відносна похибка d' – відношення абсолютної похибки до дійсного значення вимірюваної величини, виражене у відсотках.

Наведена похибка d – відношення абсолютної похибки до величині діапазону шкали вимірів ($X_{max} - X_{min}$):

$$d = \frac{\Delta}{X_{max} - X_{min}}, \quad (1.2)$$

Абсолютна додаткова похибка каналу телевимірювання – найбільша різниця значень вхідних (вихідних) величини при нормальних умовах і при впливі зовнішніх чинників.

Додаткові похибки викликаються різними відхиленнями від нормальних умов роботи, наприклад зміною температури навколишнього середовища, зміною напруги живлення за допустимі межі, появою перешкод, зовнішніх магнітних полів і т. п.

Системи телевимірювання (СТВ) можна класифікувати за різними ознаками. Найбільш поширена класифікація за параметром, за допомогою якого передається значення вимірюваної величини по лінії зв'язку.

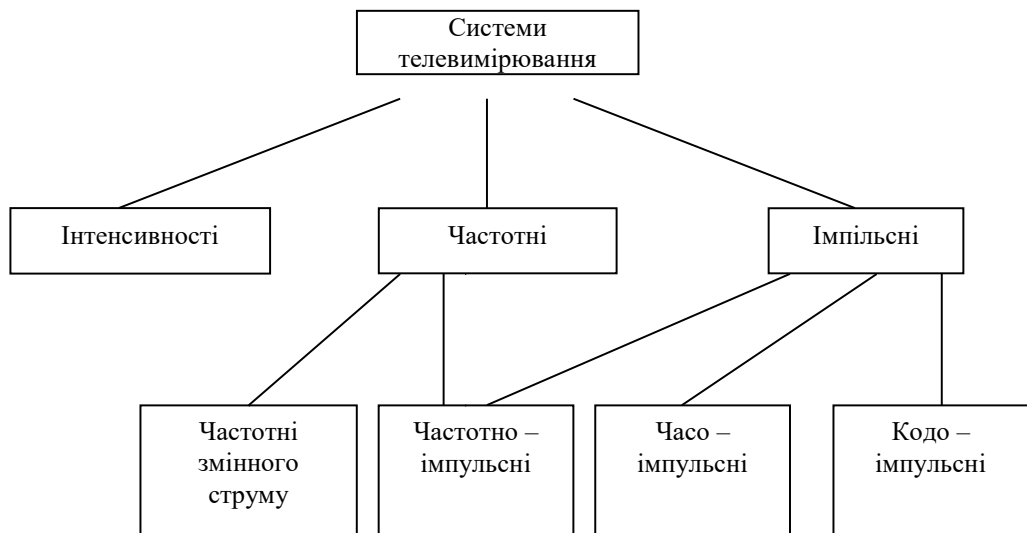


Рисунок 2.2 Класифікація систем телевимірювання

Телевимірювані величини повинні відтворюватися на індикаторах в абсолютних значеннях вимірюваних величин. Це означає, що якщо передана величина виражається в тонах, то, незважаючи на всі проміжні перетворення цієї величини, немінучі при передачі, індикатор на приймальній стороні повинен бути відградуєваних в тонах. Лише в особливих випадках допускається відтворення телевимірювань в процентах.

У частотно-імпульсних системах застосовується не частотна, а частотно-імпульсна модуляція, по лінії зв'язку передається частотно - імпульсний модульований сигнал. Завадостійкість цього типу модуляції трохи вище в порівнянні з частотною модуляцією.

В час-імпульсних системах застосовуються час-імпульсні методи модуляції, що забезпечують трохи вищу стійкість перед перешкодами ніж частотно-імпульсною модуляцією.

У кодоімпульсній системі застосовується кодоімпульсна модуляція. Сигнал постійного струму датчика в пристрої контрольованого пункту перетворюється в кодову комбінацію і кожен символ кодової комбінації передається по лінії зв'язку в пристрій пункту управління, де кодова комбінація декодується і відображається індикатором.

Кодоімпульсні системи володіють найбільшою точністю в порівнянні з іншими типами систем телевимірювання. У них не відбувається зменшення точності при передачі інформаційних сигналів на великі відстані завдяки комплексу заходів, що застосовуються для підвищення завадостійкості телемеханічної передачі. Тому точність кодоімпульсній системі телевимірювання визначається точністю датчика.

2.2. Опис структурної схеми системи телевимірювання частоти обертання турбобуру

Цифрові і кодоімпульсній системі ТВ відрізняє дискретна структура сигналу u , що подається в лінію або в канал зв'язку, що не підкоряється лінійній залежності від вимірюваної величини A (див. Рис.2.1). Сигнал u , що відображає значення вимірюваної величини A , в цифрових системах ТИ є кодовою комбінацією одного з використовуваних кодів. Для перетворення вимірюваної величини в код безперервна функція часу $A(t)$, а точніше $X(t)$, піддається дискретизації по часу і по рівню. Кожному дискретному рівню X присвоюється свій порядковий номер, який видається в тому чи іншому коді. Через рівні проміжки часу поточне значення параметра X утотожнюється з найближчим рівнем квантування X , кодується і передається в приймач. У приймачі здійснюється дешифрування прийнятого коду, за яким в вихідному приладі відтворюється в тій чи іншій формі телевимірювана величина.

Розглянемо принцип роботи пристрою КП (рис.2.3).

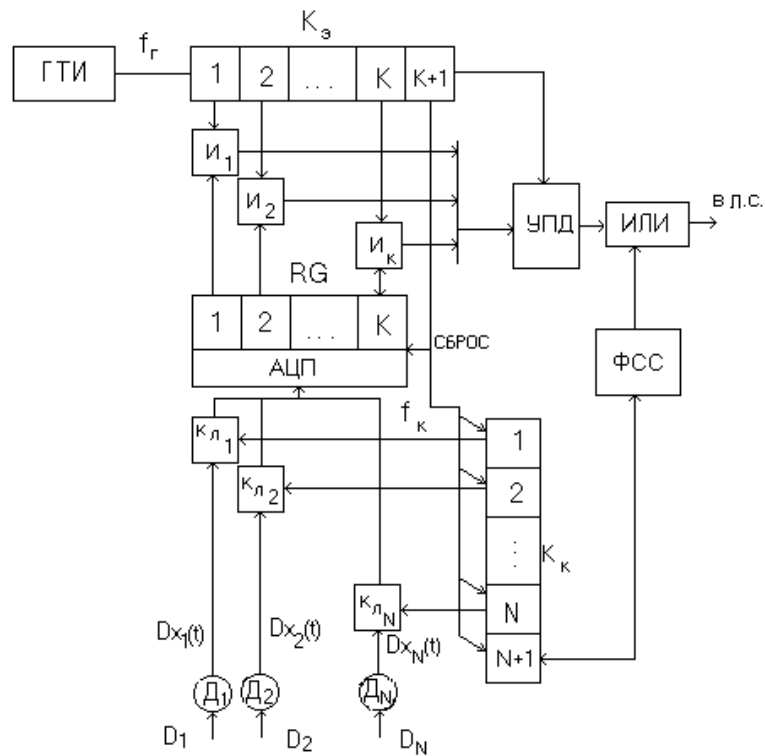


Рисунок 2.3. Структурна схема пристрою пункту керування цифрової системи телевимірювання

Структурна схема пристрою пункту керування цифрової системи телевимірювання (рис. 2.3) містить наступні елементи:

ГТИ – генератор тактових імпульсів, виробляє імпульси для роботи всього пристрою.

К_а – комутатор елементів коду. Це функціональний блок, на вхід якого надходять тактові імпульси, а вихідних є сигнал логічної одиниці, послідовно з'являється на виходах від 1 до K + 1, де K кількість розрядів кодової комбінації.

И₁, И₂, И_к, И_в – схеми 2И – вихідний сигнал дорівнює логічній одиниці при наявності логічних одиниць одночасно на двох входах.

RG – регістр пам'яті (паралельний регістр) – служить для зберігання кодової комбінації, що надходить на вхід з АЦП.

АЦП – аналоговий цифровий перетворювач, перетворює вхідну аналогову величину в цифровий код.

Кл1 – Клп – аналогові ключі, мають один вихід і два входи. Перший вхід керуючий, який дозволяє підключення до виходу інформаційного сигналу, що подається на другий аналоговий вхід.

D1 – Dn – аналогові датчики телевимірювання величини.

Кк – комутатор каналів, теж що і Ке з урахуванням заміни величини К на N.

УПД – пристрій підвищення достовірності – кодер завадозахищеності коду. На вході двійкового коду в послідовній формі, а на виході код, здатний виявляти або виправляти помилки (завадозахищений код) в послідовній формі.

ФСС – формувач синхронізуючого сигналу. По вхідному сигналу виробляється синхронізуючий сигнал, що відрізняється від інформаційного сигналу з виходу УПД, одним з трьох ознак: полярністю; тривалістю; кількістю одиниць.

Елемент АБО – служить для логічного додавання двох вхідних сигналів, вихідний сигнал цього елемента надходить в лінію зв'язку.

Розглянемо роботу схеми в динаміці. Нехай вихідним буде стан, коли комутатор елементів коду Ке знаходиться в положенні (до + 1), а комутатор каналів Кк знаходиться в положенні 1.

У цьому стані комутатор каналів Кк має логічну одиницю на виході позиції "1". Вона відкриває Кл1 і сигнал з виходу датчика першого підключений до входу АЦП, який перетворює його в цифровий код і цей код записується і зберігається в регістрі RG. З приходом наступного тактового імпульсу Ке переходить з позиції "до + 1" в позицію "1". Тому на керуючий вхід И1 надходить логічна одиниця і відкриває схему И1, отже, символ з осередки 1 регістра RG через елементи И1, УПД, АБО надходить в лінію зв'язку.

На другому такті аналогічно в лінію зв'язку надходить символ з осередки 2 регістра RG. Після закінчення "К" тактів завершується посилка в лінію зв'язку інформаційної "К" розрядної кодової комбінації. На "К + 1"

такті з УПД в лінію зв'язку зсувається контрольний розряд перешкодозахисного коду. Одночасно комутатор каналів переходить на позицію 2, на якій через ключ 2 на вхід АЦП надходить сигнал з датчика 2. Далі для другого каналу всі процеси повторюються аналогічно першому. Таким чином, в лінію зв'язку послідовно передається інформація з усіх N каналах.

У позиції N + 1 комутатора каналів на вхід ФСС надходить логічна одиниця, яка включає в роботу формирователь синхросигналу. Синхронізуючий сигнал через схему АБО надходить в лінію зв'язку.

Метою інформаційного розрахунку є визначення параметрів функціональних блоків системи, що забезпечують вимоги заданої точності телевимірювання. Склад функціональних блоків був визначений при розробці структурної схеми.

2.3. Розрахунок параметрів системи телевимірювання частоти обертання турбобуру

Визначимо окремі складові похибки телевимірювання по заданій величині $\sigma_{mv\ доп.}$:

$$\sigma_u \approx \sigma_t \approx \sigma_x \approx \sigma_{ш} = 0,5 \cdot \sigma_{ТИ} = 0,5 \cdot 0,25\% = 0,125\% \quad (2.1)$$

σ_i – Інструментальна похибка, яку має датчик телеізмеряемой величини;

σ_t – Похибка квантування за часом разом з пристроєм відновлення безперервних повідомлень за дискретним звітів;

σ_x – Похибка квантування за рівнем;

$\sigma_{ш}$ – Похибка шумів в лінії зв'язку.

Розрахуємо коефіцієнт апроксимації при параболічній інтерполяції:

$$k_a = \sqrt[3]{\delta_t} = \sqrt[3]{0.00125} = 0.1077 \quad (2.2)$$

Для оцінки ефективності використання каналів зв'язку обчислюється так званий коефіцієнт надмірності звітів:

$$r = 1 - k_a = 1 - 0,1077 = 0,8923 \quad (2.3)$$

Крок дискретизації відповідно до теореми В.А. Котельникова визначається граничною частотою спектра повідомлення $x(t) - f_{\max}$:

$$\Delta t = \frac{k_a}{2 \cdot f_{\max}} = \frac{1077 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 7 \cdot 10^{-2}} = 3.07c \quad (2.4)$$

Крок дискретизації за часом Δt прийнято називати циклом опитування і позначати $\Delta t = T_{\psi} = 3.07$. Для зручності подальших розрахунків, приймемо це значення рівне $\Delta t = T_{\psi} = 7c$. З отриманих розрахунків видно, що Δt не перевищує необхідну швидкодію системи, тобто $\Delta t < \tau_{зад..дод}$, $7c < 100c$.

Задамо коефіцієнт, що враховує захисний інтервал $T_{зах}$ між каналами $k_3 = 1$.

Розрахуємо час, який відводиться на опитування одного датчика при рівномірній дискретизації:

$$T_K = \frac{T_{\psi}}{(N+1)k_3} = \frac{7}{(6+1) \cdot 1} = 1c \quad (2.5)$$

Визначимо захисний інтервал:

$$T_{зах} = T_k \cdot (k_3 - 1) = 1 \cdot (1 - 1) \quad (2.6)$$

Розрахуємо частоту комутації каналів (швидкість видачі кодових слів):

$$f_K = V_U = \frac{1}{T_K + T_{защ}} = \frac{1}{1} = 1Гц \quad (2.7)$$

Визначимо максимально можливий крок квантування за рівнем:

$$\Delta x = 2\sqrt{3} \cdot D_x \cdot \sigma_x = 2\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,00125 = 0,043B \quad (2.8)$$

Розрахуємо необхідну мінімальну кількість рівнів квантування:

$$K_x = \left[\frac{D_x}{\Delta x} \right] = \left[\frac{10}{0,043} \right] = 233 \quad (2.9)$$

Тоді необхідна розрядність первинного коду визначиться зі співвідношення:

$$k = \log_2 [K_x] = \log_2 [233] = 8 \quad (2.10)$$

Потужність первинного коду буде:

$$K = 2^k = 2^8 = 256 \quad (2.11)$$

Уточнимо крок квантування за рівнем:

$$\Delta x = \frac{D_x}{K_x - 1} = \frac{10}{255} = 0,0392 \text{ В} \quad (2.12)$$

Визначимо масштабні коефіцієнти M_x M_m :

$$M_x = \frac{D}{D_x} = \frac{1600}{10} = 160 \text{ об/В} \cdot \text{хв} \quad (2.13)$$

$$M_m = [\Delta x \cdot M_x] = [0,0392 \cdot 160] = 6,272 \text{ об/хв} \quad (2.14)$$

Розрахуємо значення вимірюваної величини на останньому n -ому рівні квантування і визначимо відповідну цьому значенню кодову комбінацію первинного k – коду:

$$j = K_x - 1 = 256 - 1 = 255; \quad (2.15)$$

$$A_j = A_{255} = M_m j = 6,272 \cdot 255 = 1599,36 \text{ об/хв} \quad (2.16)$$

Переконаємося в правильності розрахунку масштабного коефіцієнта:

$$|A_j - D| \leq \frac{\Delta A}{2} \quad (2.17)$$

$$\Delta A = \frac{D}{K} = \frac{1600}{255} = 6,274 \text{ об/хв} \quad (2.18)$$

де ΔA – крок квантування за рівнем вимірюваної величини A .

$$|A_j - D| = |1599,36 - 1600| = 0,64 \quad (2.19)$$

$$0,64 \text{ об/хв} \leq 3,137 \text{ об/хв}$$

Отже, розрахунок масштабного коефіцієнта виконаний правильно.

З цієї необхідної точності телевимірювання $\sigma_{me\ доп}$ визначимо абсолютну похибку $\Delta_{ш\ доп}$:

$$\Delta_{ш.\ доп.} = \sigma_{ш.} \cdot D_x = 0,00125 \cdot 10 = 0,0125 \text{ В}; \quad (2.20)$$

Дисперсія цієї похибки:

$$D_{ш.\ доп.} = \Delta_{ш.\ доп.}^2 = (0,0125)^2 = 0,00015625 \text{ В}^2. \quad (2.21)$$

Розрахуємо величину дисперсії помилки від перешкод в каналі зв'язку $D_{ш.}$. Задамо d_{\min} і коректуючу здатність (n, k) -коду t_0 і t_u відповідно до таблиці 2.1. Мінімальна кодова відстань і коригуюча здатність коду змінюються відповідно до збільшення номера ітерації по закону, проілюстрованого табл. 2.1.

Номер ітерації, в якому вказані d_{\min} кількість помилок, що виявляється і виправляється помилок, використовується для вибору типу коригуючого коду. прийmemo спочатку $d_{\min} = 1$, $t_0 = 0$ і $t_u = 0$, знайдемо величину дисперсії помилки від перешкод в каналі зв'язку $D_{ш.}$ за формулою:

$$D_{ш.} = \frac{(1-p_0)^n}{3} \cdot \Delta x^2 \cdot 2^{2k} \cdot \sum_{t=t_0+1}^k 3^{t-1} \cdot k^{t-1} \cdot \left(\frac{p_0}{1-p_0}\right)^t, \quad (2.22)$$

де p_0 – ймовірність спотворення в каналі зв'язку одного двійкового символу;

Δx – крок квантування за рівнем;

k – розрядність первинного коду;

$$D_{ш.} = \frac{(1-1,5 \cdot 10^{-7})^8}{3} \cdot 0,0392^2 \cdot 2^{28} \sum_{t=1}^8 3^{t-1} \cdot 8^{t-1} \cdot \left(\frac{1,5 \cdot 10^{-7}}{1-1,5 \cdot 10^{-7}}\right)^t = 5,0353 \cdot 10^{-6} \quad (2.23)$$

Отримані розрахунки занесемо в таблицю 2.1.

Порівняємо отримане значення $D_{ш.}$ з $D_{ш.\ доп.}$. $5,0353 \cdot 10^{-6} \text{ МА}^2 < 15,625 \cdot 10^{-4} \text{ МА}^2$. Таким чином, ненадлишковий код може бути використаний, але для подальшого проектування приймаємо код, у якого $d_{\min} = 2$, а значить код, який виявляє одну помилку і не виправляє жодної. Вибираємо в якості коригуючого код з перевіркою на парність.

Таблиця 2.1 – Величина дисперсії помилки від перешкод

ітерації	1	2	3
dмін	1	2	3
t0	0	1	2
ti	0	0	0
dш			

Уточнимо значення окремих складових похибки телевимірювання за результатами розрахунку параметрів системи:

$$\sigma_u = \sqrt{\sum_{i=1}^L \sigma_{ui}^2} = 0,125\% ; \quad (2.24)$$

$$\sigma_t = k_a^3 = 0,125\% ; \quad (2.25)$$

$$\sigma_x = \frac{\Delta x}{2\sqrt{3}D_x} \cdot 100 = \frac{0,0392}{2\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 100\% = 0,113\% ; \quad (2.26)$$

$$\sigma_{ш} = \frac{\sqrt{D_{ш}}}{D_x} \cdot 100 = \frac{\sqrt{5,0353 \cdot 10^{-6}}}{10} \cdot 100\% = 0,0224\% , \quad (2.27)$$

де k_a , $D_{ш}$, Δx , σ_{ui} – прийняті під час розрахунку та виборі параметрів значення відповідних величин.

Обчислимо значення σ_{me} і порівнюємо його з допустимим значенням $\sigma_{me \text{ доп}}$:

$$\sigma_{me} = \sqrt{\delta_e^2 + \delta_t^2 + \delta_x^2 + \delta_{ш}^2} = \sqrt{0,125^2 + 0,125^2 + 0,113^2 + 0,0224^2} = 0,21\% < 0,25 \quad (2.28)$$

Отже, розраховані параметри цифрової системи телевимірювання забезпечать необхідну точність телевимірювання.

РОЗДІЛ 3

СТРУКТУРА ТА РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ТУРБОБУРОМ

3.1. Загальні підходи управління турбобуром та структура автоматизованої системи.

Управління осьової навантаженням при подачі бурового інструменту з лебідки проводиться шляхом переміщення його верхнього кінця (верху бурової колони).

Управління осьового навантаженням $G_{он}$ базується на інформації з геолого-технічного наряду (ГТН – "задатчик", $G_{он. зад}$) на буріння свердловини, показання приладу ВП φ індикатора, наприклад, ГИВ-6 (зусилля $G'_{КР}$ в нерухомому кінці каната талевої системи пропорційно зусиллю на гак $G_{КР}$). Спостерігаючи за показаннями приладу φ , при відхиленні навантаження $G_{он}$ від заданого значення $G_{он. зад}$ здійснюється переміщення на величину s гальма лебідки, тим самим змінює зусилля f гальмівних колодок (ГК) на шків барабана бурової лебідки БЛ; при цьому з відповідною швидкістю приспускається верх бурового валу (БВ) на величину l (l_L – змотування каната з барабана лебідки, $l_{КР}$ – переміщення гака талевої системи, l_H – переміщення низу БВ при бурінні, тобто поглиблення), і змінюється навантаження на породоруйнуючий інструмент $G_{ос}$ (F_L – зусилля в ходовій гілці талевої системи (ТС) барабана лебідки, $G_{КР}$ – зусилля на гак талевої системи, $G_{ос}$), тобто при зменшенні гальмівного зусилля f збільшуються швидкість подачі верху колони V_B і навантаження на породоруйнуючий інструмент (ПРІ), при збільшенні гальмівного зусилля – швидкість подачі і навантаження зменшуються. У сталому режимі швидкість подачі верху колони V_B дорівнює швидкості подачі низу колони V_H , тобто і механічної швидкості буріння V_M .

Таким чином, управління зводиться до керування гальмом лебідки у функції зміни показів приладу φ , який відображає навантаження G_{oc} , у відповідності з виразом:

$$\Delta s = k \Delta G_{oc}, \quad (3.1)$$

де ΔG_{oc} – відхилення осьового навантаження від заданого значення;

k – коефіцієнт пропорційності, що показує, яке переміщення бурового інструменту припадає на одиницю відхилення навантаження.

Для реалізація автоматичного управління згідно формули (3.1) необхідно в схемі передбачити виконавчий механізм (ВМ), що впливає на гальмо лебідки. Природно, буде потрібно введення інших вузлів: задатчика, вузла порівняння, підсилювача та ін.(рис. 3.1)

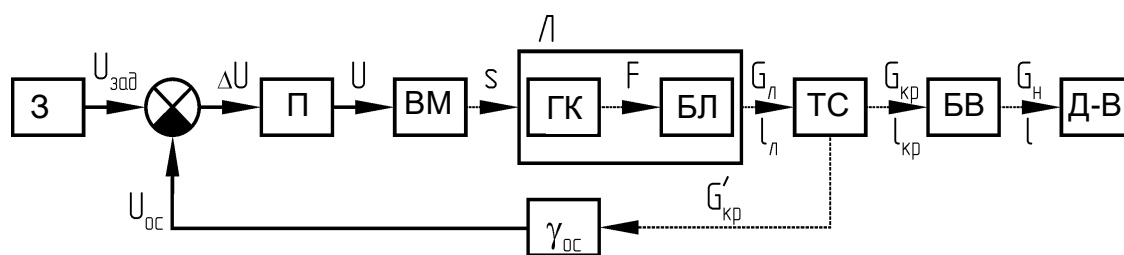


Рисунок 3.1 – Структурна схема автоматичного регулятора осьового навантаження при подачі з лебідки:

З – задатчик; П – підсилювач; ВМ – виконавчий механізм; $\gamma_{зв}$ – ланка зворотного зв'язку, Л – лебідка (ГК – гальмівні колодки; БЛ – барабан лебідки); ТС – талева система; БВ – буровий вал; Д-В – ланка "долото-вибій".

Таким чином отримана замкнута система автоматичного регулятора осьового навантаження, у якій функцію ланки зворотного зв'язку $\gamma_{зв}$, застосується будь-який датчик з електричним вихідним сигналом U_{oc} (сигнали однієї розмірності підсумовуються). В даному випадку мова йде про стабілізаторі осьового навантаження. При зміні гірських порід необхідно для

завдання і стабілізації нового осьового навантаження змінювати задаючий вплив.

Подача породоруйнівного інструменту (ПРІ) – подача долота, коронки – це складний процес, що характеризується зусиллям подачі G_{oc} , швидкістю різання гірських порід V_{OKP} , n , крутним моментом M , інтенсивністю видалення продуктів руйнування Q і швидкістю подачі (V_m – механічна швидкість буріння). Бачимо, що задати подачу ПРІ, означає задати його режим роботи.

Часто під подачею долота мається на увазі тільки швидкість подачі верху бурового валу V_B . Оскільки від швидкості подачі верху бурового валу залежить один з найголовніших параметрів подачі – зусилля подачі, тобто осьове навантаження G_{oc} , але і вона при однорідній породі при незмінній швидкості подачі V_B буде залежати від частоти обертів. Бачимо найтісніший зв'язок зусилля подачі зі швидкістю подачі і частотою обертів. Кількісно залежність буде визначатися, крім того, типом ПРІ і його зносом, а також інтенсивністю виносу продуктів руйнування.

Подача ПРІ здійснюється через подачу верху бурового валу (БВ), і параметри подачі ПРІ так чи інакше контролюються за параметрами подачі верху БВ. Відповідні параметри рівні при початковій глибині свердловини, частина параметрів рівні в сталому режимі роботи БВ і ПРІ.

Надалі, для конкретизації розглянутого моменту, використовується термінологія: П – подача верху бурового валу, V_B – швидкість подачі верху бурового валу, швидкість подачі породоруйнівного інструменту V_{npi} , що те ж саме, що і швидкість подачі низу бурильної колони V_n і механічна швидкість буріння V_m ; використовується і термін "подача інструменту" (бурового інструменту БІ), коли процес рас розглядається в загальному плані чи він йде в сталому режимі.

Подача верху БВ може бути безперервною (плавного) і дискретної (ступеневою, імпульсної). У загальному випадку ефективність подачі

прийнято оцінювати середньої механічною швидкістю буріння V_m . СР - цим оперативним сумарним показником оптимальності ведення процесу.

Будь-яка автоматична система подачі інструменту реалізує певний алгоритм. У більшості випадків так звані "бурові" алгоритми вироблені багаторічною практикою (експеримент). Вони не завжди є оптимальними, але отримали широку реалізацію через відносної простоти і як дають позитивний ефект. Ряд алгоритмів знайдені шляхом проведення цілеспрямованих досліджень (знову ж експериментів).

Найбільш простими в реалізації є алгоритми-стабілізатори параметра: $G_{oc}=const$ ($G_{кр}=const$), $n=const$, $Q=const$, $M=const$. Найбільш просто вирішується питання щодо реалізації алгоритмів $n=const$, $Q=const$, складніше – по відношенню до $G_{oc}=const$ і $M=const$, тому що ці параметри найбільш піддатні до збурюючих впливів, прояв яких часто не передбачуваний в часі.

Крутний момент M є реакцією не тільки на режим роботи ПРІ, але і на стан свердловини, тому він не може в більшості випадків визначати момент зміни режимних параметрів. Але практика вимагає якщо не стабілізації крутного моменту, то його обмеження. Тому в якості найпростіших автоматичних пристроїв, що працюють у функції M , є окремі обмежувачі крутного моменту, або вони входять в якості підсистем до складу бурових регуляторів (БР), що працюють в функції інших параметрів.

Дослідження і практика призначення режиму буріння (головним чином G_{oc} і n) за принципом: із збільшенням G_{oc} зменшується n (і навпаки), підказують такий же алгоритм роботи бурового регулятора. Тут вже потрібна більш складна система регулювання двох параметрів і потрібно експериментально знаходити рівняння (алгоритм) з його коефіцієнтами або графічну функціональну залежність. І тут в основу алгоритму знаходження ставиться оптимальна механічна швидкість буріння V_m . Прикладом може служити алгоритм $G_{oc. зад} = GOC + k \cdot V_m$ (бурові регулятори БР-1, АРП-1) і графічна залежність $n = f(G_{oc})$ при оптимальній механічній швидкості.

На рис. 3.2 представлені варіанти графіків подачі верху бурового інструменту (БІ). При всіх видах подачі регулятори повинні передбачати реверс. Це диктують непередбачувані впливи, що створюють аварійні ситуації.

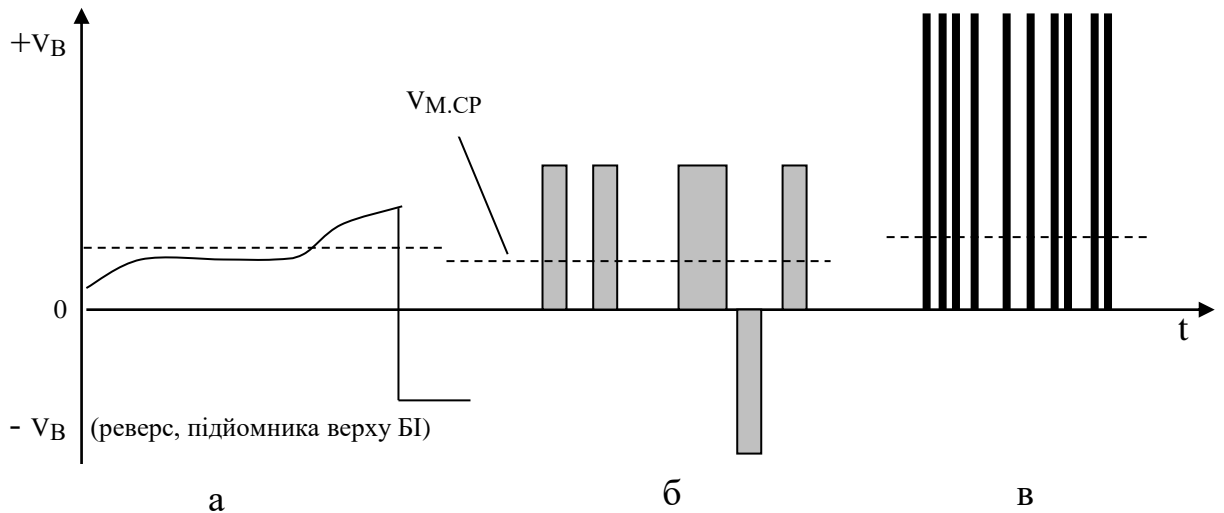


Рисунок 3.2 – Графіки подачі верху бурового інструменту:

а) – безперервна подача; б) – ступенева подача; в) – імпульсна подача.

При безперервній подачі (рис. 3.2. а) верх БІ приспускається безперервно. Реверс подачі здійснює релейний елемент, але він входить в підсистему захисту, а не в основний контур регулювання. У зв'язку з цим подібні автоматичні системи можуть бути названі системами безперервного регулювання.

При ступінчастій подачі (рис. 3.2. б) амплітуда подачі V_B постійна, час подачі може бути різним. Амплітуда подачі V_B в 10-15 разів вище середньої механічної швидкості буріння $V_{m.cp}$. Реальна ступінь подачі в силу інерційності механічних ланок бурового регулятора має крутий передній і крутий задній фронт. Ступенева подача реалізується при включенні в контур регулювання релейного елемента, в силу цього регулятори називаються релейними. Релейний елемент здійснює і реверс. Подібні автоматичні системи називаються системами релейного регулювання.

Імпульсна подача (рис. 3.2. в) в бурових регуляторах реалізується також при включенні в контур регулювання релейного елемента, але

амплітуда імпульсу в 50-100 разів вище середньої механічної швидкості буріння і тривалість імпульсу становить десяті частки секунди. Шпаринність імпульсів може бути різною. У зв'язку з цим бурові регулятори, називаються імпульсними, в строгому сенсі слова, реалізують не імпульсне регулювання, правильніше їх називати релейно-імпульсними.

Підвищення продуктивності праці шляхом призначення оптимальних режимів буріння, визначення моменту закінчення рейсової поглиблення, попередження аварійних ситуацій, з урахуванням вартості породоруйнуючого інструменту (ПРІ) і експлуатації обладнання, може бути досягнуто при впровадженні в практику спорудження свердловин складних автоматичних систем з використанням мікропроцесорів і ЕОМ, але на даний період поки що проблемою є розробка простих ефективних в роботі бурових автоматичних регуляторів (БАР).

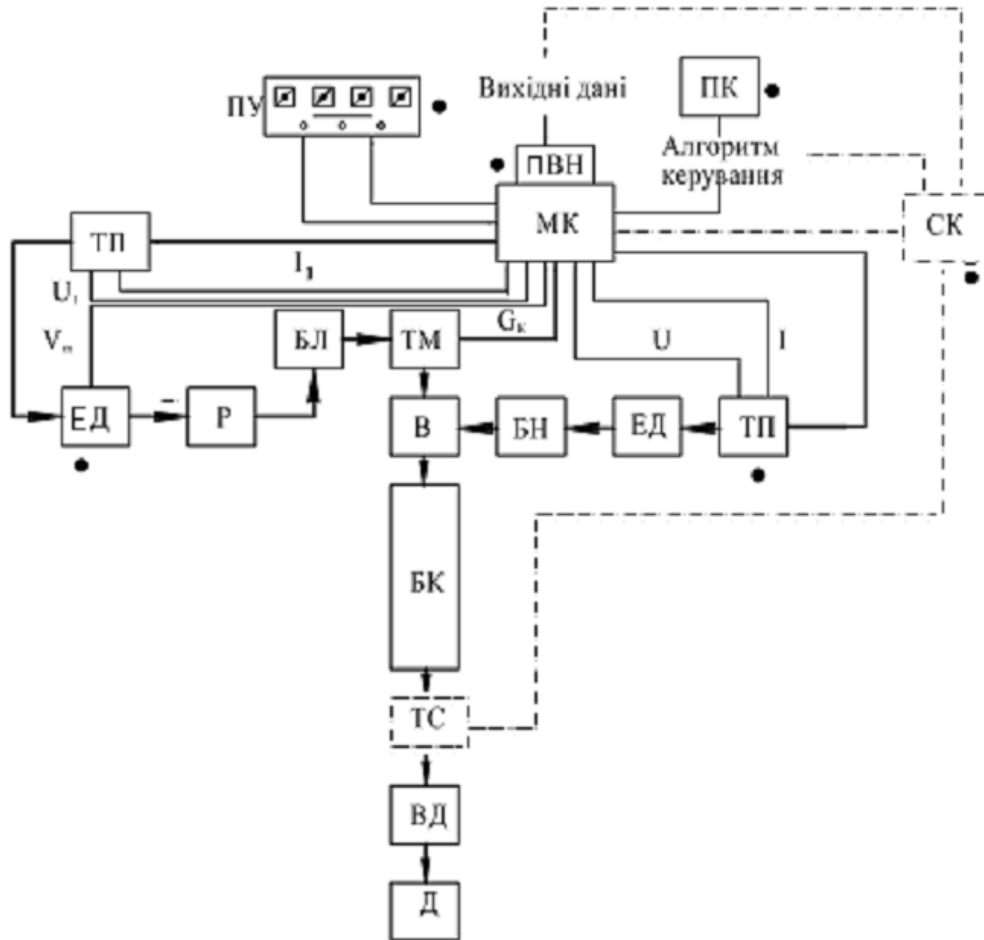
Нижче розглядаються питання, що стосуються автоматизації тільки процесу буріння, розглядаються загальні принципи побудови структурних схем БАР, вузли і ланки автоматичних систем, їх призначення та місце в структурній схемі (рис. 3.3).

Структурні схеми найбільш повно відповідають якнайшвидшому сприйняттю принципу роботи системи, найбільш наочні і найкращим чином допомагають з'ясувати і пов'язувати воедино автоматичну систему і технологічний процес.

Розробці структурних схем БАР передують визначення алгоритмів роботи бурових автоматичних систем, що є в багатьох випадках складним завданням, і сама розробка структурних схем ведеться з глибоким знанням техніки і специфічно складних технологічних процесів. Для реалізації структурних схем необхідно проведення попередніх досліджень, зокрема щодо визначення передавальних функцій багатьох ланок системи.

У загальному випадку система має кілька вхідних і вихідних параметрів (величин). Вхідними параметрами є напруги уставок (задають напруги – $U_{зад}$), напруга живлення бурового двигуна $U_{бд}$ і ін. Вихідними

(регульованими, контрольованими, що стабілізується) параметрами є заглиблення L , крутний момент на шпинделі (роторі) M , витрати потужності N , частота обертів n , витрата промивальної рідини Q , зусилля на гак талевої системи $G_{кр}$, осьова навантаження $G_{ос}$ і ін.



– енергетичні канали;
 – інформаційні канали;
 – канали керування,
 • – точки управління;
 ПК – пульт керування; МК – мікроконтролер; ПВН – пристрій введення і налаштування; ПК – переносний комп'ютер; СК – стаціонарний комп'ютер; Р - редуктор; БЛ – барабан лебідки; ТМ – талевий механізм; В – вертлюг; БН – буровий насос; ЕД – електродвигун; ТП – тиристорний перетворювач; БК – бурильна колона; ТС – телесистема; ВД – вибійний двигун; Д – долото

Рисунок 3.3 – Структурна схема системи автоматизованого керування режимами буріння для традиційних бурових установок

При побудові структурної схеми безумовно важливим є уявлення технологічного процесу, техніки, призначення використовуваних вузлів і ланок, визначення точок знімання сигналу, вибір конкретних датчиків, необхідно визначити проходження сигналів і роботу системи в цілому. Це дозволить розкласти систему на ланки, встановити зв'язки між ними, визначити вхідні і вихідні параметри ланок.

Таким чином управління частотою обертання турбобура регулюється за допомогою електродвигуна, який є виконавчим механізмом (рис 3.1). Коректуючи відповідним чином подачу струму на електродвигун в кінцевому рахунку можна регулювати частоту обертів самого турбобура.

3.2 Дослідження реальних параметрів об'єкту управління та побудова електромеханичної характеристики

Структурна схема автоматичної системи може бути побудована по принциповій електричній схемі, за алгоритмом роботи, за описом роботи в автоматичному циклі вузлів системи для здійснення технологічного процесу. Ланка системи в структурній схемі може бути представлено диференціальним, алгебраїчним рівнянням, передавальної функцією, графічною залежністю, функціональним призначенням (назвою) вузла (ланки).

Корекція виконується на основі П-регулятора положення. Параметри регулятора вибираються виходячи з бажаного характеру руху помилки між нескоректованими і скоригованими значеннями кутового положення вектора потокозчеплення ротора. Корекція кута виконується з використанням алгоритму безінерційного усунення помилок, що перевищують певний порогове значення. Це робиться для усунення можливості накопичення великих похибок в обчисленні кута потокозчеплення при перехідних процесах «у великому» (коли регулятор швидкості переходить з лінійної

області в обмеження, зокрема, при пусках, гальмуваннях і реверсі з номінальною частоти обертання).

Перетворення трьох струмів статора з системи координат (a, b, c) в ортогональну систему координат (d, q), орієнтовану по оцінці кутового положення вектора потокозчеплення ротора, здійснюється за виразами:

$$\begin{aligned} I_d &= \frac{2}{\sqrt{3}} [I_a \sin(\hat{\phi}_\psi + \frac{\pi}{3}) + I_b \sin(\hat{\phi}_\psi)]; \\ I_q &= \frac{2}{\sqrt{3}} [I_a \cos(\hat{\phi}_\psi + \frac{\pi}{3}) + I_b \cos(\hat{\phi}_\psi)]. \end{aligned} \quad (3.2)$$

Для виділення параметрів електродвигуна, до змін яких електропривод виявляється найбільш чутливим, а саме взаємної індуктивності, активних опорів статора і ротора, використовується сигнал невязки $\delta\omega$. Цей сигнал визначає різницю між скоригованими значенням частоти обертання вектора потокозчеплення ротора і її першою оцінкою $\hat{\omega}_e$. В якості вихідних значень обчислюваних параметрів (L_{m0} , R_{s0} , R_{r0}) використовуються значення, визначені в результаті виконання процедури автонастройки електроприводу [3] або введені користувачем на основі паспортних даних двигуна. Так як невязка одна, а оцінюваних параметрів три, то для забезпечення збіжності оцінок до істинних значень параметрів алгоритми обчислення оцінок рознесені в часі і в залежності від режиму роботи електроприводу (рівня частоти і навантаження). З цією метою в блок оцінки параметрів вводиться додаткова інформація про межі функціонування алгоритмів оцінки ($\omega_{\max R}$, $\omega_{\min R}$, $\omega_{\max L}$, $\omega_{\min L}$, $I_{\min R}$) і змінні, що характеризують величину частоти і навантаження. Для оцінки R_s використаний інтегральний регулятор, для оцінки L_m - пропорційно-інтегральний. Налаштування регуляторів зроблені таким чином, щоб забезпечити бажаний характер руху помилок оцінки параметрів. Оцінка температурного зміни R_r виконується непрямим чином за оцінкою температурного зміни активного опору статора. В процесі випробувань електроприводу були отримані наступні

характеристики: граничне значення смуги пропускання, на яку може бути налаштований контур швидкості, - не менше 30 Гц; діапазон регулювання швидкості - не менше 50 вниз від номінальної і не менше 2 вгору від номінальної; коефіцієнт нерівномірності на мінімальній швидкості - не більше 0,25; статична похибка на мінімальній швидкості при зміні навантаження в межах $(0,2-0,6) M_{nom}$ і $(0,6-1) M_{nom}$ - не більше $\pm 20\%$. Електропривод може працювати як із замкнутим, так і з розімкненим контуром швидкості, тобто здійснювати регулювання моменту.

Перехід від структурної схеми в динаміці до структурної схемою в статиці здійснюється шляхом заміни передавальних функцій $W(p)$ і $\Phi(p)$ на $W(0)$ і $\Phi(0)$. Рівняння електромеханічної характеристики для замкнутої системи:

$$\omega_1 = U_3 \Phi_{U_3}(0) - I_C \Phi_{I_C}(0) \quad (3.3)$$

Для розімкнутої:

$$\omega_2 = U_3 W_{U_3}(0) - I_C W_{I_C}(0) \quad (3.4)$$

Електромеханічну характеристику побудуємо для значень напруги задатчика рівних $U_{3н}$ и $0,5U_{3н}$. Характеристики будуємо по трьом точкам, при $I_c = 0$, $I_c = 0,5I_n$, $I_c = I_n$, де I_c - номінальне значення струму двигуна.

Номінальне значення напруги двигуна $U_{3н}$ визначається з умови, що при напрузі задатчика рівній $U_{3н}$, швидкість обертання двигуна в статиці при $I_c = 0$, рівна номінальному значенню ω_n .

$$U_{31} = \frac{\omega_{нд}(1 + K_{AR} K_U K_G K_M K_{BV})}{K_{AR} K_U K_G K_M}$$

$$U_{32} = \frac{\omega_{нд}}{K_{AR} K_U K_G K_M}$$

$$U_{31} = \frac{41.86(1 + 1 \cdot 29 \cdot 5,2 \cdot 0,102 \cdot 2,8)}{1 \cdot 29 \cdot 5,2 \cdot 0,102}$$

$$U_{31} = 119,929 \text{ В}$$

$$U_{32} = \frac{41.86}{1 \cdot 29 \cdot 5,2 \cdot 0,102}$$

$$U_{32} = 2.721 \text{ В}$$

Підставимо отримані значення у вирази (3.3) і (3.4) відповідно:

$$\omega_{11} = \frac{K}{1+K} U_{31} - \frac{R_{\text{Э}} K_M}{1+K} I_C$$

$$\omega_{12} = \frac{K}{1+K} \frac{U_{31}}{2} - \frac{R_{\text{Э}} K_M}{1+K} I_C$$

$$\omega_{21} = K U_{31} - R_{\text{Э}} K_M I_C$$

$$\omega_{22} = K \frac{U_{31}}{2} - R_{\text{Э}} K_M I_C$$

$$\omega_{11}(398) = 41.261$$

$$\omega_{22}(0) = 20.902$$

$$\omega_{11}(0) = 41.574$$

$$\omega_{22}(398) = 15.786$$

$$\omega_{21}(0) = 41.803$$

$$\omega_{12}(0) = 20.787$$

$$\omega_{21}(398) = 36.688$$

$$\omega_{12}(398) = 20.474$$

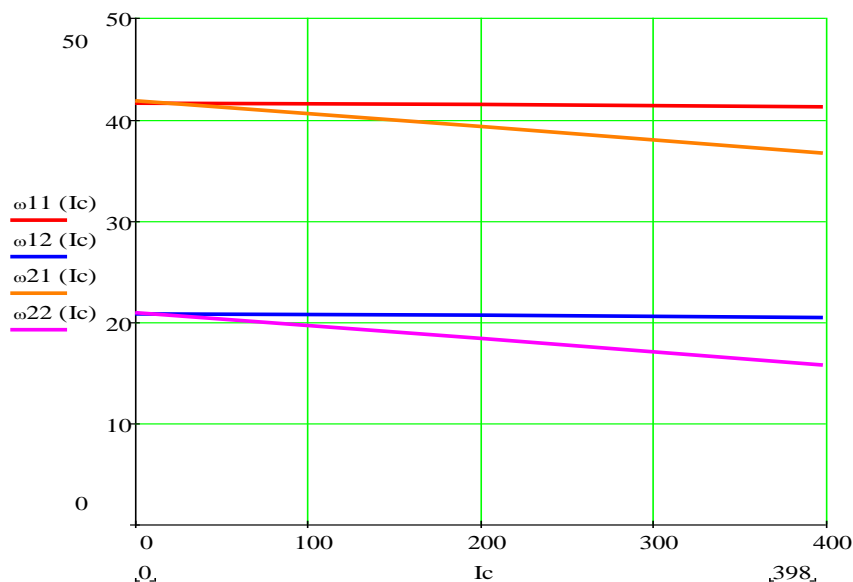


Рисунок 3.4 – Електромеханічна характеристика замкнутої і різімкнутої систем.

3.3 Побудова логарифмічних частотних характеристик

Передаточная функція розімкнутої системи:

$$W(s) = \frac{K}{(T_U s + 1)(T_G s + 1)(T_M T_3 s^2 + T_M s + 1)}$$

Принявши $\varepsilon = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{T_M}{T_3}}$ і $T = \sqrt{T_M \cdot T_3}$ перетворимо вираз:

$$W(s) = \frac{K}{(T_U \cdot s + 1)(T_G \cdot s + 1)(T \cdot s^2 + 2 \cdot \varepsilon \cdot T \cdot s + 1)}$$

Підставивши $s = j\omega$, переходимо в область комплексної змінної:

$$W(j\omega) = \frac{K}{(T_U \cdot (j\omega) + 1)(T_G \cdot (j\omega) + 1)(T \cdot (j\omega)^2 + 2 \cdot \varepsilon \cdot T \cdot (j\omega) + 1)}$$

Рівняння отримаємо таким:

$$L(\omega) = 20 \cdot \lg(|W(j\omega)|) = 20 \lg \left(\frac{K}{\sqrt{(1 + T_U^2 \cdot \omega^2)(1 + T_G^2 \cdot \omega^2)((1 - T^2 \omega^2)^2 + 4 \cdot \varepsilon^2 \cdot T^2 \cdot \omega^2)}} \right)$$

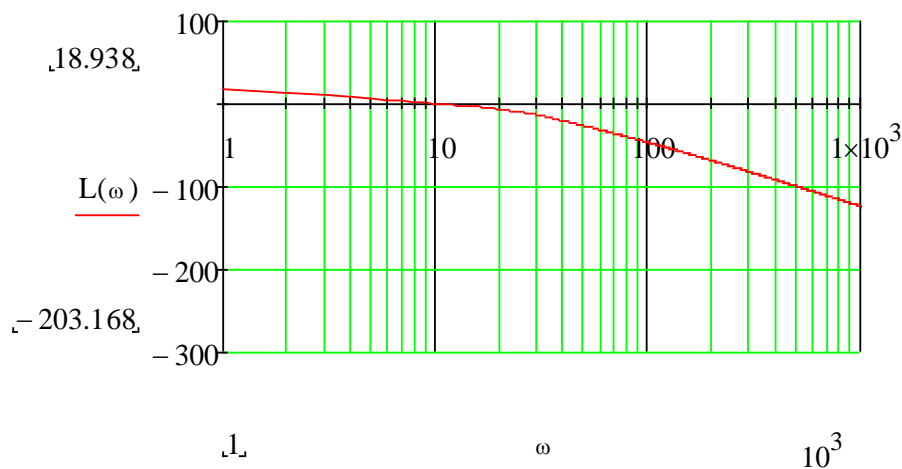
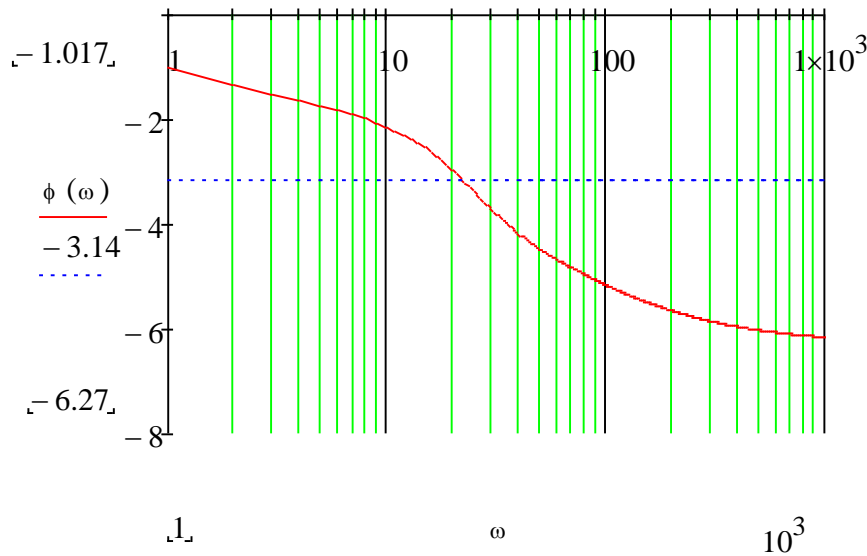


Рисунок 3.5– Графік ЛАЧХ розімкнутої системи.

Рівняння ФЧХ розімкнутої системи отримаємо таким:

$$\varphi(\omega) = \arg(W(\omega)) = -\arctg(T_U \cdot \omega) - \arctg(T_G \cdot \omega) - \arctg\left(\frac{2 \cdot \varepsilon \cdot T \cdot \omega}{1 - T^2 \cdot \omega^2}\right)$$



$\Delta L = 5.633$ дБ – запас по модулю;

$\Delta\varphi = 33.99^\circ$ – запас по фазі.

Рисунок 3.6 – Графік ФЧХ розімкнутої системи.

Запаси по модулю и по фазі занадто малі, значить якість перехідного процесу погана, система близька до нестійкого стану.

Час регулювання в розімкнутій системі оцінимо за коренями характеристичесного рівняння.

Характеристичне рівняння розімкнутої системи:

$$a_0 \cdot s^4 + a_1 \cdot s^3 + a_2 \cdot s^2 + a_3 \cdot s + a_4 = 0 \text{ solve, } s \rightarrow \begin{pmatrix} -15.243902439024384855 \pm 19.426258929358527102i \\ -15.243902439024384855 - 19.426258929358527102i \\ -0.70422535211267605189 \\ -105.26315789473684794 \end{pmatrix}$$

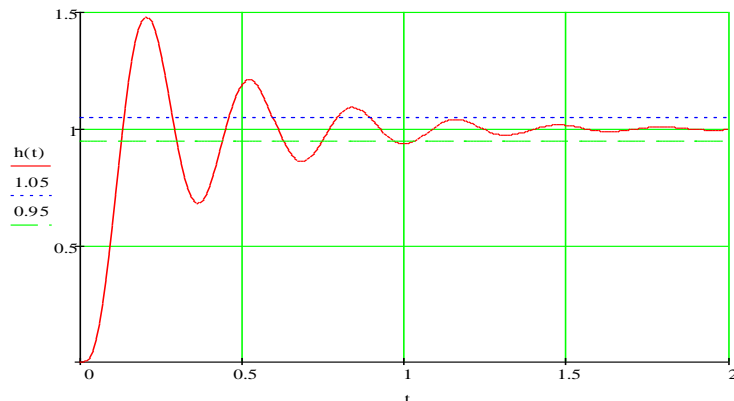
Його корні: $s_{1,2} = -15.243902439024384855 \pm 19.426258929358527102i = -0.70422535211267605189$; $s_4 = -105.26315789473684794$

Час перехідного процесу визначається як:

$$t_{III} = \frac{3}{\eta}$$

де η – степінь стійкості (відстань від домінуючого кореня до уявної осі).

$$t_{III} = \frac{3}{-0,704} = 4.261 \text{ (с)}$$

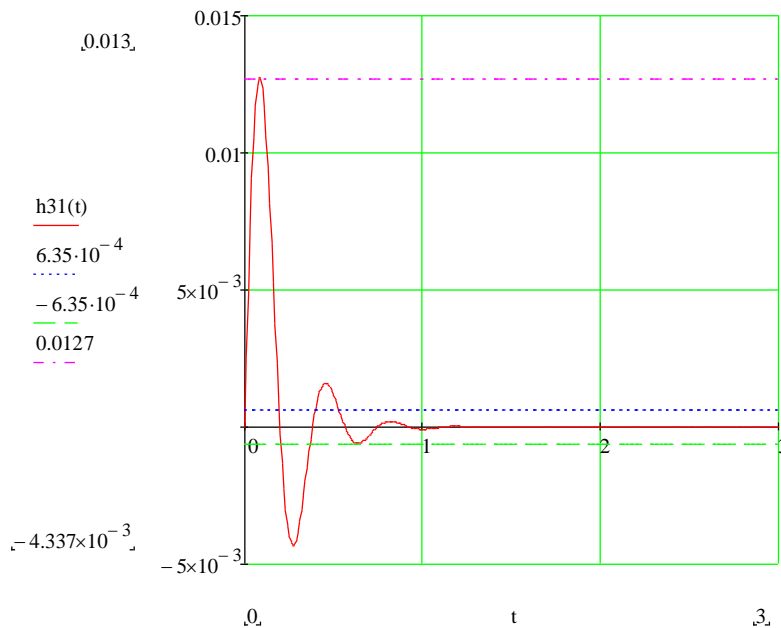


статистична похибка=0,

перерегулювання $(A1/h_{вст}) * 100\% = (0,48/1) * 100\% = 48\%$

час регулювання=1,05с

Рисунок 3.7 – Перехідні характеристики розімкнутої системи внаслідок керуючого впливу.



статична помилка=0,

пере регулювання $(A2/A1) * 100\% = (4,37 * 10^{-3} / 0,0127) * 100\% = 34\%$

час регулювання=0,579(с)

Рисунок 3.8 – Перехідні характеристики розімкнутої системи внаслідок керуючого впливу.

Визначимо за електромеханічними характеристикам статичну похибку в замкнутій і розімкнутій системі:

$$\varepsilon = \frac{\omega(0) - \omega(I_n)}{\omega(I_n)} = \frac{\omega(0)}{\omega(I_n)} - 1$$

Для $U_{\text{задатчика}} = U_3$:

$$\text{замкнута система: } \varepsilon = \frac{41,574}{41,261} - 1 = 0,00758$$

$$\text{розімкнута система: } \varepsilon = \frac{41,803}{36,688} - 1 = 0,139$$

Замкнутая система дає меншу помилку регулювання, ніж розімкнута.

Для $U_{\text{задатчика}} = \frac{U_3}{2}$:

$$\text{замкнута система: } \varepsilon = \frac{20,787}{20,474} - 1 = 0,0015$$

$$\text{розімкнута система: } \varepsilon = \frac{20,902}{15,786} - 1 = 0,0324$$

Настройка по модульному оптимуму передбачає компенсацію, за допомогою відповідного налаштування ПІ-регулятора, найбільшої сталої часу об'єкта регулювання.

Передавальна функція об'єкту управління:

$$W_0(s) = \frac{K_U K_G K_M K_{BV}}{(T_U s + 1)(T_G s + 1)(T_M T_\theta s^2 + T_M s + 1)}$$

Передавальна функція регулятора:

$$W_{AR}(s) = \frac{K_{AR}(T_u s + 1)}{T_u s}$$

Аналіз виразу показує, що найбільша стала часу T_G , відповно, при налаштуванні регулятора, з умови компенсації, приймає значення $T_u = T_G$.

Коефіцієнт усилення регулятора вибирається из условия ограничения на показатель колебательности $M = 1,5$.

Побудуємо ЛАЧХ об'єкту управління.

Рівняння ЛАЧХ об'єкту управління:

$$L(\omega) = 20 \cdot \lg(|W_0(j\omega)|) = 20 \lg \left(\frac{K}{\sqrt{(1+T_u^2 \cdot \omega^2)(1+T_G^2 \cdot \omega^2)((1-T^2 \omega^2)^2 + 4 \cdot \varepsilon^2 \cdot T^2 \cdot \omega^2)}} \right)$$

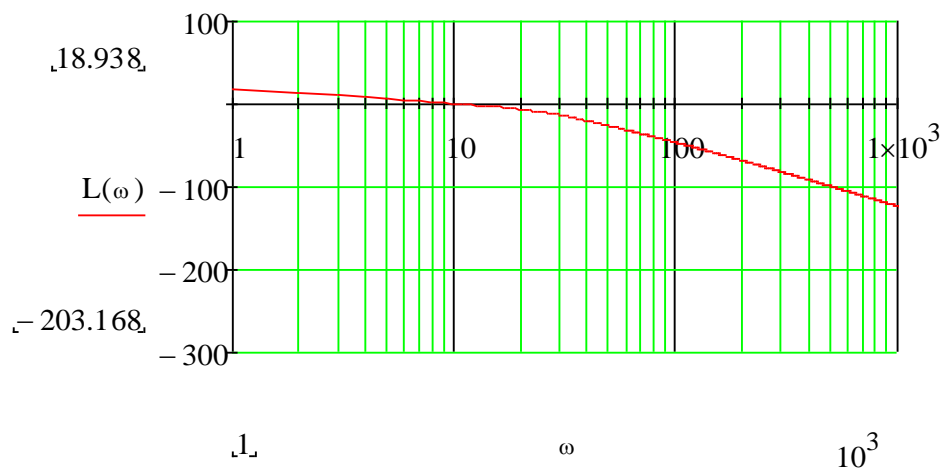


Рисунок 3.9 – Вид ЛАЧХ об'єкту регулювання представлений нижче

При коефіцієнті передачі регулятора $K_{AR}=1$ побудуємо ЛАЧХ и ЛФЧХ розімкнутої системи.

Передаточная функция розімкнутої системи:

$$W(s) = W_{AR}(s) \cdot W_0(s) = \frac{K_{AR}(T_u s + 1)}{T_u s} \cdot \frac{K_U K_G K_M K_{BV}}{(T_U s + 1)(T_G s + 1)(T_M T_3 s^2 + T_M s + 1)}$$

Так як $T_u = T_G$, то вираз можна перетворити:

$$W(s) = W_{AR}(s) \cdot W_0(s) = \frac{K_{AR} \cdot K_U K_G K_M K_{BV}}{T_G s (T_U s + 1)(T_M T_3 s^2 + T_M s + 1)}$$

Рівняння ЛАЧХ розімкнутої системи:

$$L(\omega) = 20 \lg(|W(j\omega)|) = 20 \lg \left(\frac{K_{AR} \cdot K}{T_G \omega \sqrt{(1 + T_U^2 \cdot \omega^2)((1 - T^2 \omega^2)^2 + 4 \cdot \varepsilon^2 \cdot T^2 \cdot \omega^2)}} \right)$$

Рівняння ФЧХ розімкнутої системи:

$$\varphi(\omega) = \arg(W(\omega)) = -\frac{\pi}{2} - \arctg(T_U \cdot \omega) - \arctg\left(\frac{2 \cdot \varepsilon \cdot T \cdot \omega}{1 - T^2 \cdot \omega^2}\right) \quad (3.5)$$

Вид ЛАЧХ и ФЧХ разомкнутої системи представлен ниже.

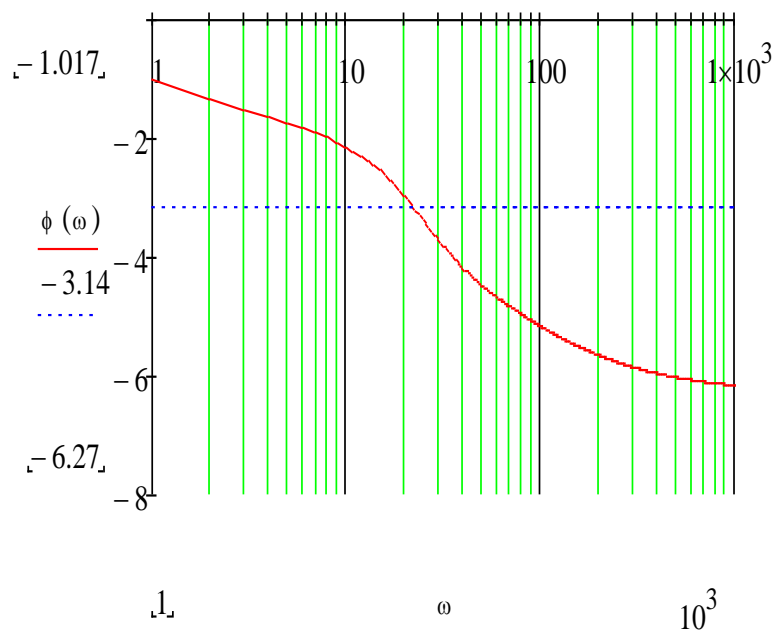
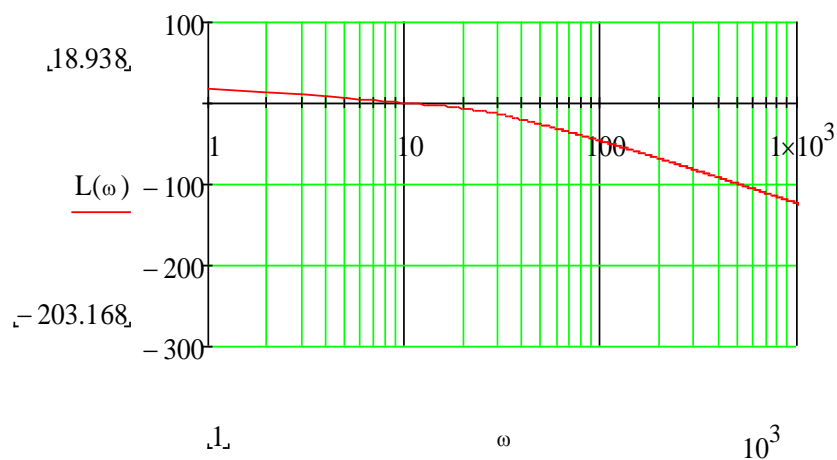


Рисунок 3.10 – Графіки ЛАЧХ і ФЧХ розімкнутої системи.

При заданому M , по графіку [28, С.230, рис.4.41] визначаємо перерегулювання σ , потім по графіку [28, С.272, рис.5.24] визначаємо максимум дійсної характеристики замкнutoї системи P_{max} , а потім по графіку [28, С.273, рис.5.25] необхідний запас по фазі $\Delta\varphi$:

$$M = 1,5$$

$$\sigma = 0,28$$

$$\Delta\varphi = 42^\circ$$

Визначимо коефіцієнт підсилення регулятора, забезпечує заданий показник коливальності.

$$\Delta\varphi = 180^\circ - |\varphi(\omega_{cp})| \Rightarrow |\varphi(\omega_{cp})| = 180^\circ - \Delta\varphi = 180^\circ - 48^\circ = 132^\circ$$

Знаходимо частоту ω_{cp} , при якій $\varphi(\omega_{cp}) = -132^\circ$

Підставимо цей вираз в (3.5) і розв'яжемо рівняння:

$$-\frac{\pi}{2} - \arctg(T_G \cdot \omega_{cp}) - \arctg\left(2 \cdot \xi \cdot \frac{T \cdot \omega_{cp}}{1 - T^2 \omega_{cp}^2}\right) + 132 \cdot \pi / 180 = 0$$

Розв'язуючи рівняння за допомогою програми MathCAD відносно ω_{cp} , отримаємо $\omega_{cp} = 11,9$.

Примем коефіцієнт усилення регулятора за Y , тоді передаточна функція разомкнutoї системи с регулятором буде виглядати так:

$$W(s) = \frac{Y \cdot K_U \cdot K_G \cdot K_M \cdot K_{BV}}{T_G s (T_U s + 1) (T_M T_9 s^2 + T_M s + 1)}$$

Переходячи в область комплексної змінної, отримаємо:

$$W(j\omega) = \frac{Y \cdot K}{T_G j\omega (T_U j\omega + 1) (T_M T_9 (j\omega)^2 + T_M j\omega + 1)} \quad (3.6)$$

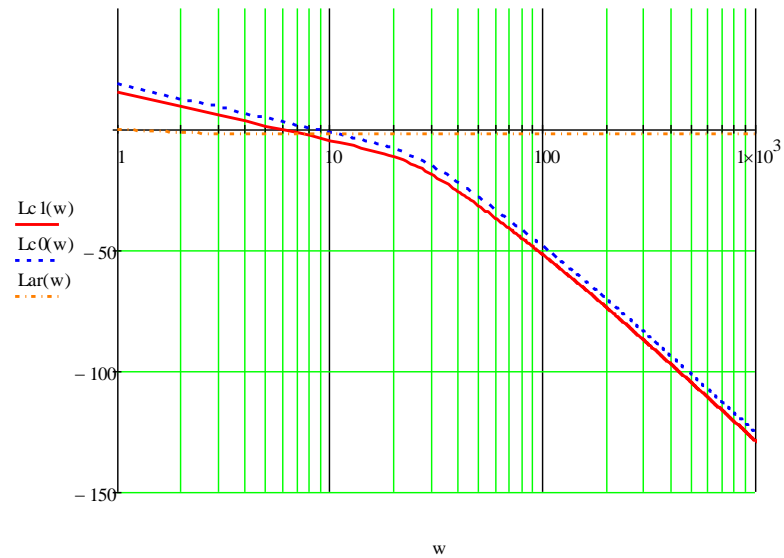
Щоб знайти Y підставимо в (3.6) значення $\omega_{cp} = 11,4$ і розв'яжемо рівняння:

$$L(\omega_{cp}) = 20 \lg \left(\frac{Y \cdot K}{T_G \omega_{cp} \sqrt{(1 + T_U^2 \cdot \omega_{cp}^2) ((1 - T^2 \omega_{cp}^2)^2 + 4 \cdot \varepsilon^2 \cdot T^2 \cdot \omega_{cp}^2)}} \right) = 0$$

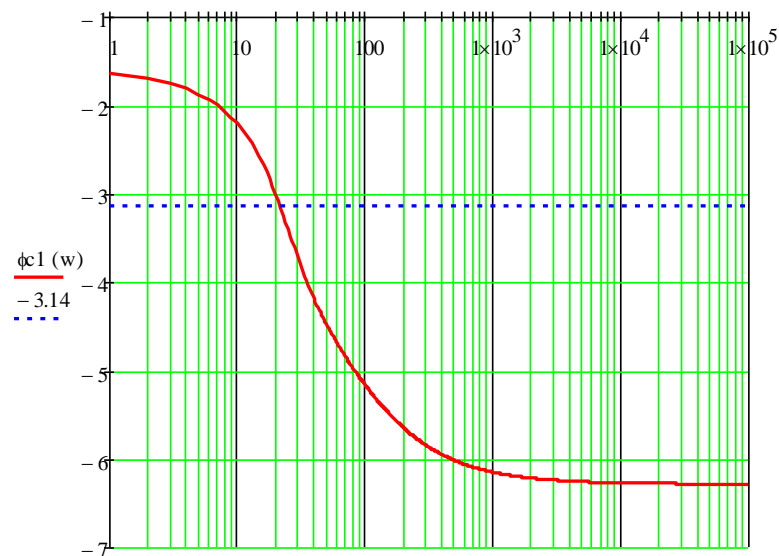
При розв'язку рівняння за допомогою програми MathCAD відносно Y , отримаємо $Y = KAR = 1,07$ – коефіцієнт підсилення регулятора, який забезпечує заданий показник коливальності.

За запасом по амплітуді отримаємо $KAR = 0,54$

Побудуємо бажану ЛАЧХ і ФЧХ системи з $KAR = 0,805$ (рис. 3.11).



а)



б)

Рисунок 3.11 – ЛАЧХ і ЛФЧХ розімкнутої системи для $KAR = 0,805$

Для покращення розробленої системи автоматизації пропонується застосувати логіко-статистичні інформаційні моделі [29].

РОЗДІЛ 4
ЗАСТОСУВАННЯ ЛОГІКО-СТАТИСТИЧНИХ
ІНФОРМАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ КОНТРОЛЮ СТАНІВ
ТУРБОБУРА

4.1 Теорія побудови логіко-статистичних інформаційних моделей

Система логіко-статистичних інформаційних моделей (ЛСІМ) дозволяє охопити широкий клас задач дослідження сигналів, що формуються джерелами інформації (ДІ), первинної обробки повідомлень в реальному часі, контролю відхилень та ідентифікації станів об'єкту керування (ОК).

В основі першої ЛСІМ лежать апробовані методи ідентифікації допустимих відхилень станів ОК від встановленої норми. Така модель багатоканального ДІ описується вектором булевих змінних:

$$L1 = \{a_1, a_2, \dots, a_m\}, \quad (4.1)$$

де m – загальна кількість каналів ДІ.

Якщо спостереження за ДІ ведеться протягом деякого інтервалу часу, то на цьому інтервалі формується послідовність векторів $L1_k$, які характеризують ДІ в кожен дискретний момент часу k .

Значення булевих змінних визначається за умовою:

$$a_{i_k} = \begin{cases} 0, & \text{при } x_{i_k} \in E1_i, \\ 1, & \text{при } x_{i_k} \notin E1_i; \end{cases} \quad (4.2)$$

де x_{k_i} – значення амплітуди сигналу в i -му каналі;

k – дискретний системний час;

$E1_i$ – апертура допустимих відхилень в i -му каналі.

Перша ЛСІМ (4.2) має декілька модифікацій, які полягають у використанні статистичних характеристик сигналів і відповідних апертур в умові визначення координат вектора (4.3):

$$a_i = \begin{cases} 0, & \text{при } M_{x_i} \in E11_i, \\ 1, & \text{при } M_{x_i} \notin E11_i; \end{cases} \quad a_i = \begin{cases} 0, & \text{при } M_{j_i} \in E12_i, \\ 1, & \text{при } M_{j_i} \notin E12_i; \end{cases} \quad a_i = \begin{cases} 0, & \text{при } D_{x_i} \in E13_i, \\ 1, & \text{при } D_{x_i} \notin E13_i; \end{cases} \quad (4.3)$$

де в першій умові визначаючим фактором є оцінка вибіркового математичного сподівання, в другій умові – оцінка ковзного математичного сподівання, а в третій умові – оцінка дисперсії.

Перевагами наведених модифікацій є нечутливість до окремих випадкових відхилень, інтегральна чутливість моделі і зменшення об'єму даних.

На рис. 4.1 наведено приклад, який відображає принцип формування булевих змінних в першій ЛСІМ та її модифікаціях для одного каналу ДІ.

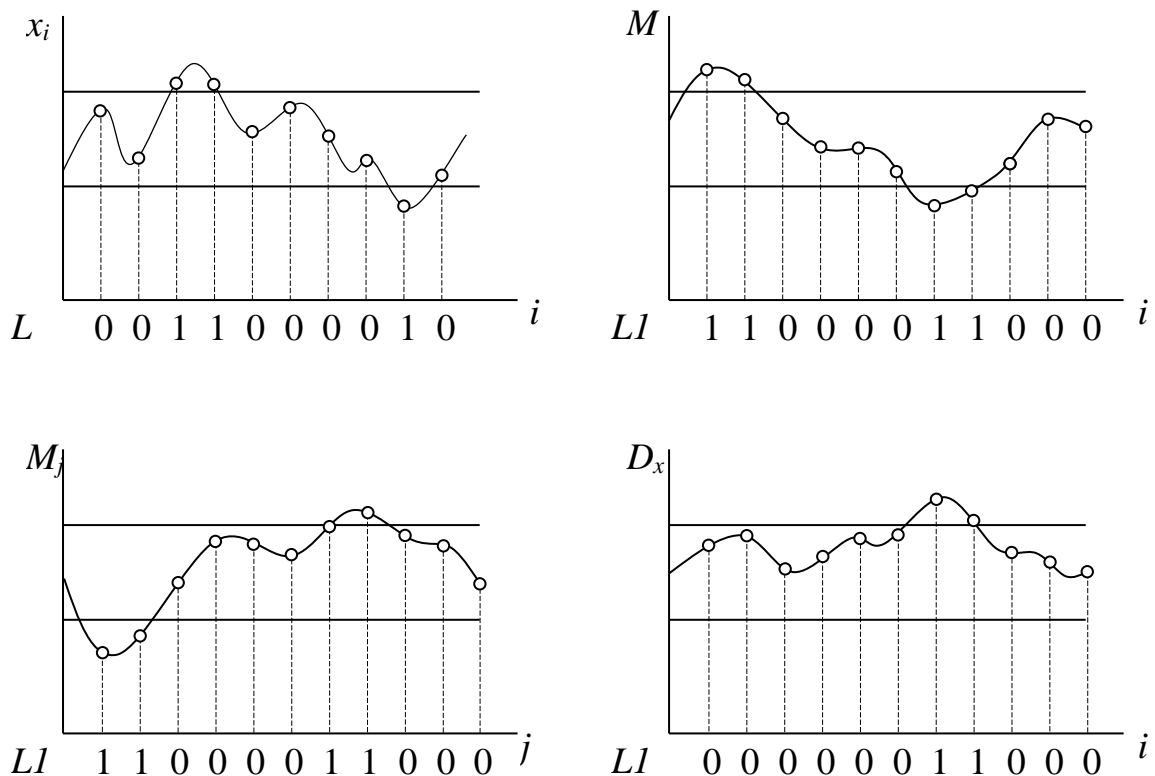


Рисунок – 4.1. Формування значень вектора першої ЛСІМ та її модифікацій.

Контроль динамічних параметрів об'єкту можна здійснювати за допомогою другої ЛСІМ. В її основу покладено визначення параметрів функції автокореляції, які відображають динамічні властивості сигналів.

Друга ЛСІМ також описується вектором булевих змінних:

$$L2 = \{b_1, b_2, \dots, b_m\},$$

$$b_i = \begin{cases} 0, & \text{при } R_{x_i x_i}(j_0) < E2_i, \\ 1, & \text{при } R_{x_i x_i}(j_0) \geq E2_i, \end{cases} \quad (4.4)$$

де $R_{x_i x_i}(j_0)$ – значення функції автокореляції при часовому зсуві j_0 ;

$E2_i$ – апертура амплітуди автокореляційної функції.

Формування координат логічного вектора $L2$ може проводитись з використанням інших автокореляційних оцінок: $K_{xx}(j)$, $C_{xx}(j)$, $G_{xx}(j)$, $F_{xx}(j)$ (див. п. 2.2) в ролі функцій, що характеризують динамічні властивості сигналів. При цьому необхідно вибрати відповідні значення j_0 і $E2$.

На рис. 4.2 наведено приклад формування значень другої ЛСІМ одноканального ДІ при зміні динаміки сигналу.

Другу ЛСІМ можна модифікувати, що дозволить розширити її функціональні можливості контролю динаміки сигналу. Модифікація полягає в тому, що аналіз кореляційних оцінок проводиться не при одному значенні j_0 , а на деякому інтервалі (j_1, j_2) (рис. 4.3.).

В основі третьої ЛСІМ лежить процедура визначення коефіцієнтів взаємкореляції між контрольованим і еталонним сигналами. Як і попередні моделі третя ЛСІМ описується вектором булевих змінних

$$L3 = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}, \quad (4.5)$$

але координати c_i визначаються за іншою умовою:

$$c_i = \begin{cases} 0, & \text{при } \rho_{x_i e_i}(j) < E\mathcal{Z}_i, \\ 1, & \text{при } \rho_{x_i e_i}(j) \geq E\mathcal{Z}_i, \end{cases} \quad (4.6)$$

де $\rho_{x_i e_i}(j)$ – коефіцієнт кореляції між i -им сигналом x_i та відповідним еталоном e_i .

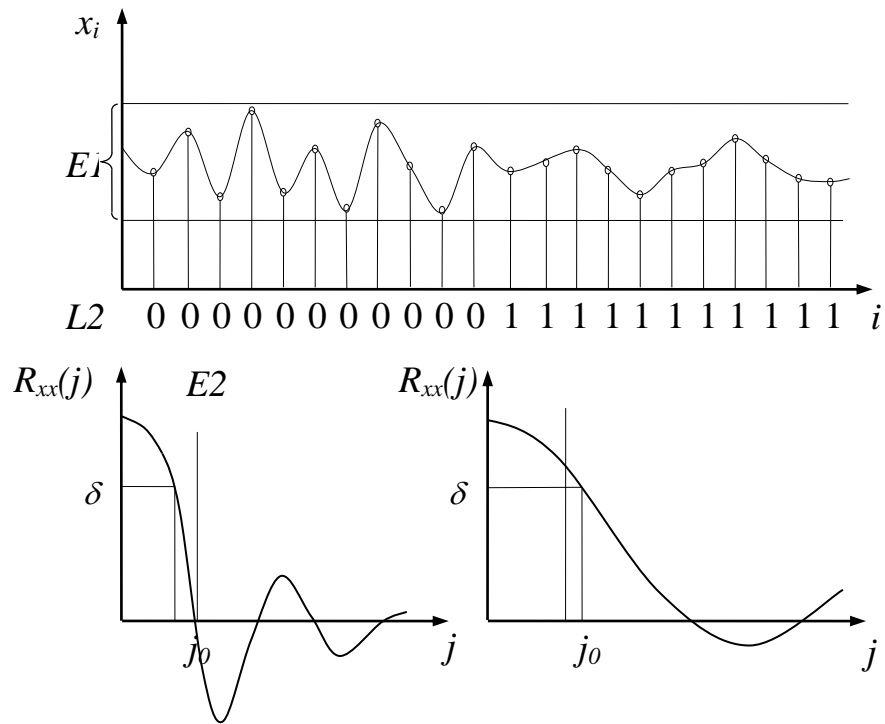


Рисунок – 4.2. Формування значень другої ЛСІМ.

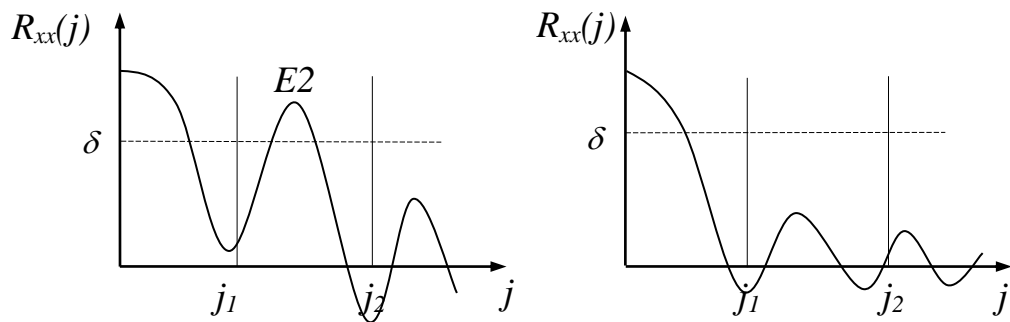


Рисунок 4.3 – Приклади встановлення інтервальних апертур в другій ЛСІМ

Суть третьої ЛСІМ полягає в ідентифікації фазових відхилень контрольованого сигналу від норми, поданої у вигляді еталонного сигналу e_i (рис. 4.4).

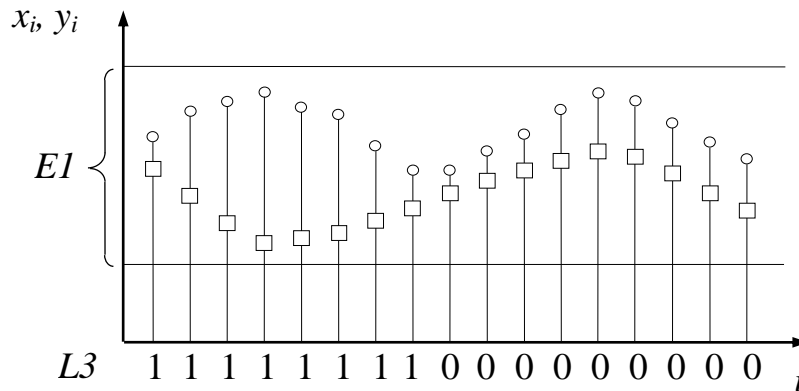


Рисунок 4.4 – Формування булевих змінних у векторі третьої ЛСІМ.

В основу четвертої ЛСІМ покладено спектральний аналіз сигналів. Задається або визначається множина $E4$ гармонік з частотами $\omega_1, \omega_2, \dots$, які повинні бути присутніми в сигналі при нормальному стані ДІ. Провівши спектральний аналіз контрольованого сигналу визначається множина гармонік A , на які розкладається досліджуваний сигнал в заданому базисі (рис. 4.5). В результаті формується логічний вектор четвертої ЛСІМ багатоканального ДІ, координати якого реагують на зміну спектрального складу сигналу у відповідному каналі:

$$L4 = \{d_1, d_2, \dots, d_m\}, \quad d_i = \begin{cases} 0, & \text{при } E4_i \subset A_i, \\ 1, & \text{при } E4_i \not\subset A_i. \end{cases} \quad (4.7)$$

П'ята ЛСІМ базується на матриці коефіцієнтів взаємкореляції сигналів в каналах ДІ і оцінки глобальної дисперсії D_G [29]. Вона дозволяє зафіксувати зменшення значень D_G нижче встановленої апертури $E5$, що відповідає руйнуванню кореляційних зв'язків і деградацію системи в цілому.

На відміну від попередніх ЛСІМ, дана модель виражається одною булевою змінною g (рис. 4.6), яка оцінює загальний стан багатоканального ДІ:

$$L5 = \{g_1, g_2, \dots, g_m\}, \quad g = \begin{cases} 0, & \text{при } D_G > E5, \\ 1, & \text{при } D_G \leq E5. \end{cases} \quad (4.8)$$

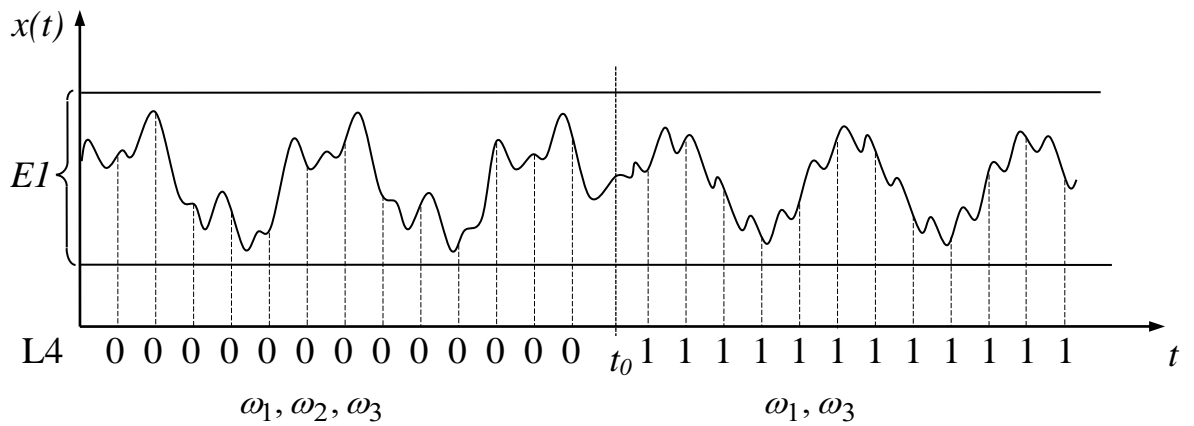


Рисунок 4.5 – Формування відліків четвертої ЛСІМ при зміні спектрального складу сигналу.

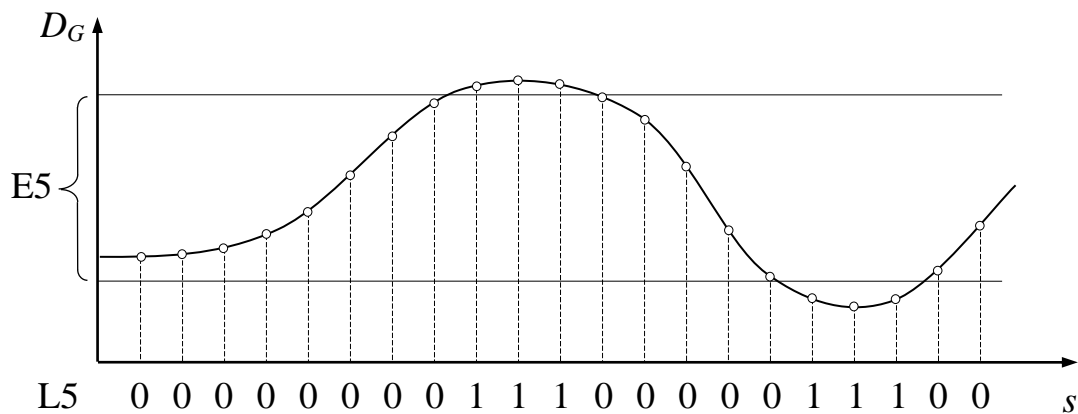


Рисунок 4.6 – Формування значень п'ятої ЛСІМ на основі глобальної дисперсії.

В п'ятій ЛСІМ можна використати за оціночний параметр семантичне значення D_S (4.9):

$$D_S = \frac{1}{N} \sum_{s=1}^N p_s \cdot r_s^2, \quad (4.9)$$

де $0 \leq p_s \leq 1$ – вагова функція.

Подані ЛСІМ хоч і не дозволяють кількісно оцінити відхилення параметрів сигналів ДІ, проте здатні ефективно відслідковувати критичні відхилення від норми, що відповідають виходу значень параметрів за визначені апертури $E1-E5$. Суттєвою перевагою ЛСІМ є також значне зменшення надлишковості повідомлень, що формуються на низових рівнях автоматизованих систем, за рахунок використання однобітної системи кодування.

Для контролю частоти обертання турбобура використаємо ЛСІМ 4, яка дозволяє контролювати частотні характеристики турбобура.

4.2 Побудова логіко-статистичної інформаційної моделі ЛСІМ 1 для контролю частоти вібрації турбобура

В роботі пропонується ввести другий рівень контролю роботи турбобура, а саме аналіз спектральної характеристики його вібрації, що здійснюється за рахунок використання четвертої ЛСІМ. Це дозволить знизити ймовірність виникнення аварійних ситуацій та зупину технологічного процесу внаслідок виникнення нештатних ситуацій.

При проведенні досліджень було виявлено, що частоти вібрації турбобура в нормальному режимі роботи і при аварійних чи перед аварійних ситуаціях дещо змінюються. Таким чином, контролюючи зміну частотних

характеристик можна передбачити і запобігти аварійним ситуаціям, які мають різні причини. Крім того, за спектральною характеристикою часто можливо також визначити причини аварійної ситуації та способи її усунення.

Спектр сигналу, що аналізується, є комплексною характеристикою, яка включає декілька складових, що формуються різними агрегатами та модулями бурової установки. В результаті отримуємо сумарну спектральну характеристику:

$$S(\omega) = S_1(\omega) + S_2(\omega) + \dots + S_k(\omega),$$

де $S_i(\omega)$ – спектральна характеристика сигналу, що формується i -м агрегатом чи модулем бурової установки,

k – загальна кількість, агрегатів та модулів бурової установки.

Таким чином, відсутність певної гармоніки чи виникнення нової в спектральному складі сигналу говорить про зміну режиму роботи певного агрегату або виникнення додаткових збурень, що можуть привести до аварійної ситуації.

Хоч запропонована ЛСІМ 4 не дозволяє визначити якісну зміну спектрального складу сигналу, проте дозволяє зафіксувати момент часу його зміни. Для більш конкретного визначення причини зміни спектрального складу необхідні більш глибокі дослідження і аналізу зміни спектральної характеристики.

При зміні спектрального складу сигналу, як показано в пункті 4.1. на рис. 4.5. ЛСІМ 4 формує сигнал, що відповідає логічній 1, а при нормальному режимі, коли спектральний склад не змінюється ЛСІМ 4 формує сигнал, що відповідає логічному нулю.

На рисунку 4.7 представлено графік спектральної характеристики сигналу вібрації турбобуру, на якому видно що, до моменту дискретного часу $t_0 = 300$ і після моменту $t_0 = 300$ вона відрізняються.

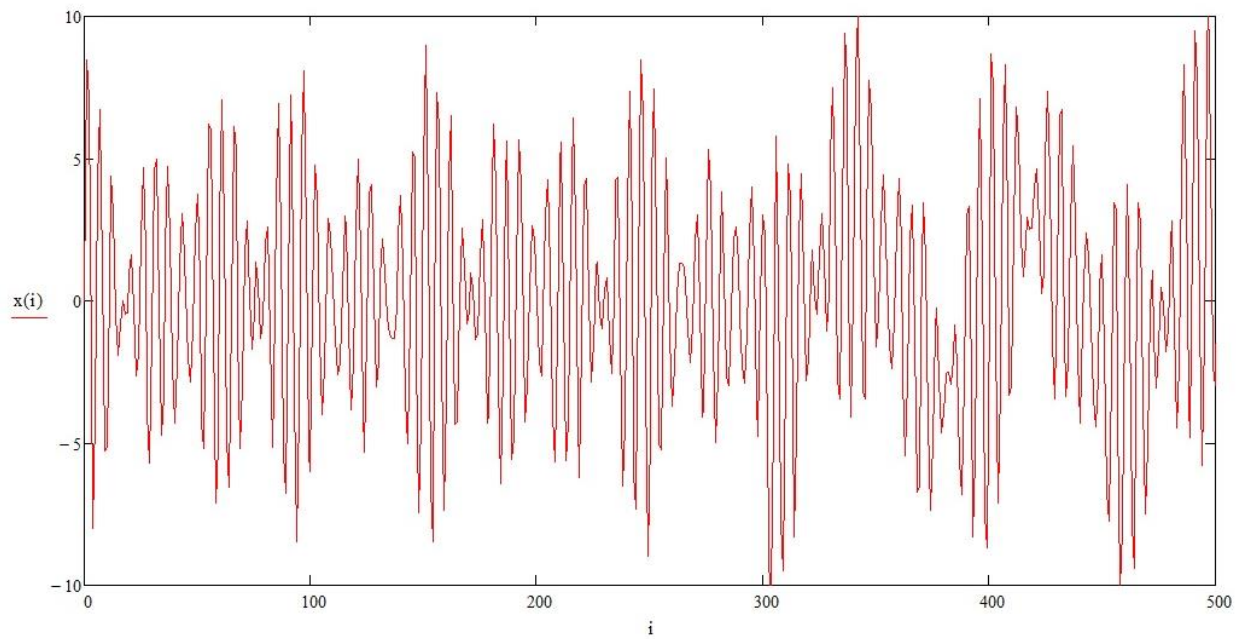


Рисунок 4.7. – Графік сигналу вібрації турбобуру знятий в момент зміни його спектрального складу.

Відповідно ЛСІМ 4 формує сигнал представлений на рисунку 4.8.

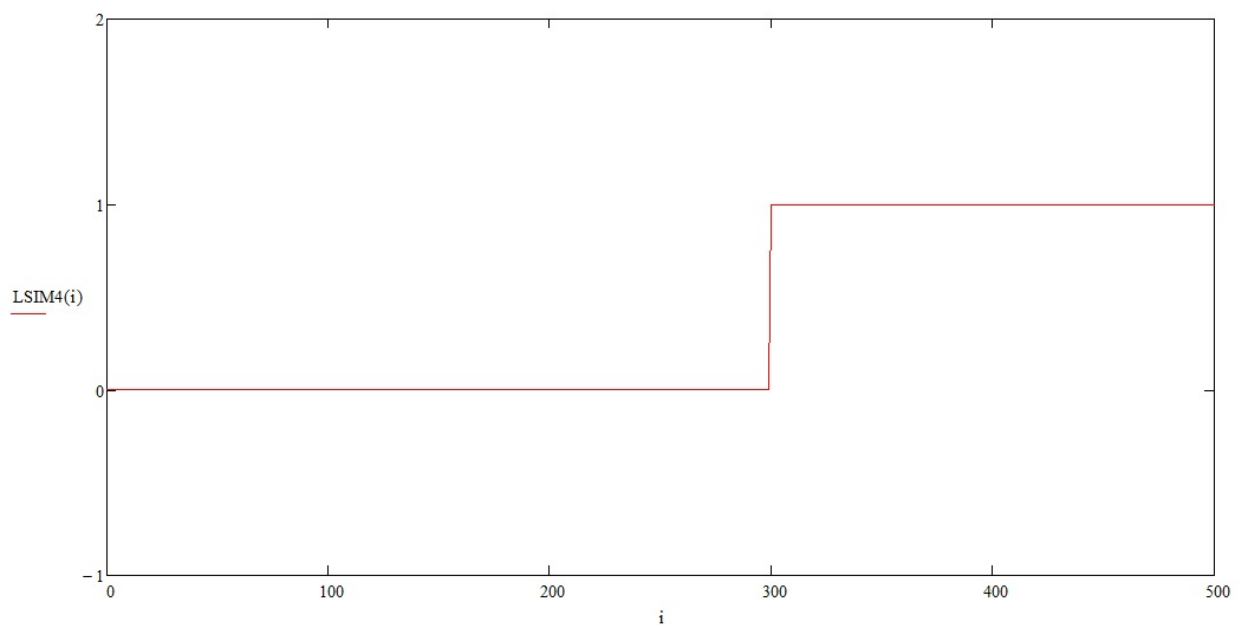


Рисунок 4.8. – Графік сигналу, що формується ЛСІМ 4.

Таким чином, введена ЛСІМ 4 в систему автоматизованого управління дозволяє контролювати роботу турбобуру та визначати аварійні та

передаварійні стани на основі спектральної характеристики сигналу вібрації. Це дозволяє значно підвищити надійність роботи бурової установки за рахунок введення другого рівня САУ.

ВИСНОВОК

У роботі розроблена системи телевимірювання та автоматичного регулювання частоти обертання турбобура. Процес автоматизації зосереджений на визначенні навантаження на турбобур, основною характеристикою якого є частота його обертання та відповідне управління електродвигуном для відповідної реакції.

Проведено дослідження технологічного процесу, як об'єкта керування та визначені реальні показники для конкретного випадку експлуатації бурильного обладнання. Визначено контрольовані параметри технологічного процесу.

Для забезпечення якісного протікання технологічного процесу відповідно встановленим нормам, здійснений вибір таких технічних засобів автоматизації, які б відповідали вимогам, щодо якісного протікання технологічного процесу. При виборі обґрунтовано використання технічних засобів, безпосередньо для даного об'єкту управління, з врахуванням контрольованих параметрів. Обраний алгоритм та засоби керування напругою електродвигуна.

Проведений розрахунок параметрів математичної моделі одного із контурів автоматичного регулювання, а саме контур регулювання струмом, що подається на електродвигун.

Здійснений вибір та обґрунтування параметрів перехідного процесу. У якості перехідного процесу обрано перехідний процес із 34% – перерегулюванням, оскільки він забезпечить оптимальний час регулювання і необхідну точність.

Обґрунтовано вибір закону регулювання. Для даного технологічного параметру обраний ПІ – закон регулювання, оскільки він забезпечує найбільш високу швидкодію у системі. Розраховано оптимальні настройки ПІ регулятора.

Виконано моделювання та оптимізація перехідного процесу. З отриманих перехідних характеристик можна зробити висновок, що дана система є робасною, тобто показники якості регулювання істотно не погіршуються, що призводить до якісного регулювання.

Обґрунтовано використання ЛСІМ 4 для здійснення контролю частотних характеристик вібрації турбобуро, що дозволило підвищити надійність системи автоматизованого управління та роботи бурової установки в цілому, за рахунок передбачення на її основі аварійних та предаварійних станів.об'єкту управління.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А.А. Абросимов. Телемеханіка. Курс лекцій. - Самар. держ. техн. ун-т, Самара, 2005. - 115с.
2. Деменков Н.П. Мови програмування промислових контролерів: Навчальний посібник / За ред. К.А. Пупкова. - М.: Изд-во МГТУ ім. Н.е. Баумана, 2004. - 172 с.
3. Проектування нижнього рівня АСУ ТП. (Основи роботи з інструментальним комплексом Concept для програмування ПЛК Schneider-Electric): Навчальний посібник / Ю.О. Осипова, А.В. Тичинін, П.В. Тян, В.К. Тян. Самар. держ. техн. ун-т, Самара, 2005. - 90 с.
4. Вольгемут Э.А., Исаченко В.Х., Котляр О.М. и др. Устройства подачи долота для бурения нефтяных и газовых скважин.-М.:Недра,1969.-234 с.
5. Демихов В.И.,Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин.-М.: Недра,1980.-304 с.
6. Демихов В.И. Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин.- М.: Недра, 1984.-166 с.
7. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин: Справочное пособие.- М.: Недра, 1990.- 269 с.
8. Иванов А.А. Теория автоматического управления и регулирования: Учебное пособие.- М.: Недра, 1970.- 352 с.
9. Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы.-М.: Недра, 1970.- 488 с.
10. Исакович Р.Я.,Логинов В.И.,Попадько В.Е. Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности.-М.: Недра, 1983.-424 с.
11. Исакович Р.Я., Попадько В.Е. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа.- М.: Недра, 1985.- 352 с.
12. Кацман М.М., Юферов Ф.М. Электрические машины автоматических систем.- М.: Высшая школа, 1969.- 328 с.

13. Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения.-М.: Недра, 1975.-280 с.
14. Козловский Е.А.,Гафиятуллин Р.Х. Автоматизация процесса геологораз-ведочного бурения.-М.: Недра, 1977.-215 с.
15. Козловский Е.А., Дьяков А.Д., Петров П.А. Механизация и оптимизация процессов бурения разведочных скважин. – М.:Недра, 1980. – 349 с.
16. Козловский Е.А., Комаров М.А.,Питерский В.М. Кибернетические системы в разведочном бурении.– М.: Недра, 1985.- 285 с.
17. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения: Справочное пособие.- М.: Недра, 1989.- 253 с.
18. Парфенов А.Н. Автоматизированный электропривод в нефтяной промышленности:Учебное пособие для вузов.-М.:Недра, 1982.-224 с.
19. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин.- М.: Недра, 1980.-224 с.
20. Погарский А.А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин.- М.: Недра, 1972.-216 с.
21. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения.- М., Недра, 1981.- 296 с.
22. Субботин С.С., Михайленко В.И. Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента при эксплуатации.- М.:Недра,1981.-213 с.
23. Туричин А.А. и др. Электрические измерения неэлектрических величин.- Л.: Энергия, 1975.- 576 с.
24. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие.– Томск: Изд-во ТПУ, 2004.– 301 с.
25. Храменков В.Г. Контрольно-измерительная аппаратура в бурении скважин: Лабораторный практикум.– Томск: Изд-во ТПУ, 2006.– 223 с.
26. ГОСТ 26.005-82 Телемеханика. Термины и определения (с Изменением N 1)

27. ГОСТ 26.205–83 Устройства телемеханики общие технические условия.

28. Терехов В.М. Системы управления электроприводов: учебник для студ. вузов/ В.М. Терехов, О.И. Осипов; под ред. В.М. Терехова. - 3-е изд., стер. - М.: Издательский центр "Академия", 2008. - 304с.

29. Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації: монографія / Я.М. Николайчук. – Тернопіль: ТНЕУ, Економічна думка, 2008. – 396 с.