

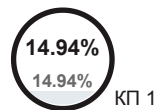
Звіт подібності

Метадані

Назва організації		підрозділ		
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas		Каф. ІТТС		
Заголовок				
2025_Сем'янів_О.Ю._ФІТ_ІТТС-АКСм-24-1				
Автор		Науковий керівник / Експерт		
Сем'янів О. Ю.		Заміховський Л. М.		
Кількість слів	Кількість символів	Дата звіту	Дата редагування	ІД документу
18042	145467	12/26/2025	---	332985446

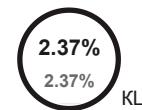
Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



18042

Кількість слів








145467

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		11
Інтервали		0
Мікропробіли		2
Білі знаки		1
Парафрази (SmartMarks)		231

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	Колір тексту
1	https://lib-old.pnu.edu.ua/bitstream/123456789/4826/1/Monografy_last.pdf	98 0.54 %
2	http://4ua.co.ua/manufacture/tb2bd79b5c43a89521216c37_0.html	92 0.51 %
3	http://4ua.co.ua/manufacture/tb2bd79b5c43a89521216c37_0.html	83 0.46 %
4	2025_П'яста П.І._ФІТ_ІТТС_СІ_21_1 6/20/2025 Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Каф. ІТТС)	83 0.46 %

5	http://4ua.co.ua/manufacture/tb2bd79b5c43a89521216c37_0.html	67 0.37 %
6	http://4ua.co.ua/manufacture/tb2bd79b5c43a89521216c37_0.html	66 0.37 %
7	http://its.nung.edu.ua/zlm/	66 0.37 %
8	bitstream_e7de8abc-79a1-45ba-8fe4-0acb5f3b5d37 12/9/2024 National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers)	61 0.34 %
9	2024_Яворський М.В._ИТ_ИТТС_АКСМ-23-1 12/27/2024 Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Каф. ИТТС)	58 0.32 %
10	https://lib-old.pnu.edu.ua/bitstream/123456789/4826/1/Monografy_last.pdf	50 0.28 %

з домашньої бази даних (2.57 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗАГОЛОВОК	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	2024_Яворський М.В._ИТ_ИТТС_АКСМ-23-1 12/27/2024 Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Каф. ИТТС)	222 (9) 1.23 %
2	2025_Пяста П.І._ФІТ_ИТТС_СІ_21_1 6/20/2025 Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Каф. ИТТС)	183 (7) 1.01 %
3	2025_Кириченко С.Р._ФІТ_ИТТС_СІ-21-1 6/23/2025 Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Каф. ИТТС)	58 (6) 0.32 %

з програми обміну базами даних (3.14 %)



ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗАГОЛОВОК	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
4	Електромеханічне обладнання та автоматизація комплексу з штанговим насосом для нафтовидобувних свердловин 3/16/2025 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute)	261 (9) 1.45 %
5	bitstream_e7de8abc-79a1-45ba-8fe4-0acb5f3b5d37 12/9/2024 National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers)	185 (9) 1.03 %
6	bitstream_81dff34-90bf-4bf1-99a5-8b7b9a9731ab 12/9/2024 National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers)	51 (2) 0.28 %
7	РБ Багдасарян 6/20/2025 O.M.Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv (EliTI)	48 (3) 0.27 %
8	2023_61510000_Shcherbiuk_Pavlo_Ihorovych_143036 11/21/2024 National University "Lviv Politechnika" (National University Lviv Politechnika)	10 (1) 0.06 %

9	Разработка интеллектуальной системы диагностики штанго-глубинных насосов (программная) 2/21/2018 Satbayev University (ИКИИТ)	6 (1) 0.03 %
10	bitstream_412f5f3e-838d-4344-a499-1a62985ef296 12/8/2024 National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" students papers)	6 (1) 0.03 %

з Інтернету (9.23 %)

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ДЖЕРЕЛО URL	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
11	http://4ua.co.ua/manufacture/tb2bd79b5c43a89521216c37_0.html	710 (24) 3.94 %
12	https://lib-old.pnu.edu.ua/bitstream/123456789/4826/1/Monografy_last.pdf	463 (22) 2.57 %
13	http://itts.nung.edu.ua/zlm/	94 (2) 0.52 %
14	https://vestnik.susu.ru/ctcr/article/view/193	74 (2) 0.41 %
15	https://topuch.ru/vvedenie-6-1-opisanie-stanka-kachalki-tehnicheskije-harakterist/index3.html	49 (2) 0.27 %
16	https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0a65635a3ac69a5d43b89521216c26_0.html	47 (5) 0.26 %
17	https://tekhnosfera.com/razrabotka-metoda-vibratsionnogo-kontrolya-tehnicheskogo-sostoyaniya-shtangovyh-glubinno-nasosnyh-ustanovok-dlya-dobychi	43 (3) 0.24 %
18	https://repo.nung.edu.ua/bitstreams/9d4a04f8-c659-4e53-9324-3db16d223cf3/download	40 (3) 0.22 %
19	https://cyberleninka.ru/article/n/dinamicheskie-simulyatory-v-zadachah-diagnostiki-shtangovyh-glubinno-nasosnyh-ustanovok	32 (1) 0.18 %
20	https://repo.nung.edu.ua/bitstreams/d2a6800a-1c9a-489c-b7cc-94be0b4f44c4/download	31 (1) 0.17 %
21	https://revolution.allbest.ru/manufacture/00300876_0.html	20 (1) 0.11 %
22	https://geol.bobrodrobro.ru/9113	16 (1) 0.09 %
23	http://lib.pnu.edu.ua/files/konferensions/csyc2018.pdf	14 (1) 0.08 %
24	https://cyberleninka.ru/article/n/bortovoy-diagnostiki-aviatsionnogo-gazoturbinnogo-dvigatelya-na-baze-neyro-nechetkih-setey	14 (1) 0.08 %
25	https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/45775/1/KRB_Pylyponchuk_R_2024.pdf	11 (1) 0.06 %
26	https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomichnyy-bezbalansirnyy-privod-shtangovogo-ckvazhinного-nasosa	7 (1) 0.04 %

Список прийнятих фрагментів

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	ЗМІСТ	КІЛЬКІСТЬ ОДНАКОВИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
18	Міністерство освіти і науки України Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Інститут інформаційних технологій Кафедра інформаційно - телекомунікаційних технологій і систем Сем'янів Олександр Юрійович УДК 622.691:621.515 МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА «РОЗРОБЛЕННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ШГНУ»	

О.Ю. Сем'янів

1 (підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Заміховський Леонід Михайлович, д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ІТТС

20 Л.М. Заміховський
(підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент _____
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ
2025 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет інформаційних технологій Кафедра інформаційно-телекомунікаційних технологій і систем Спеціальність 174 - Автоматизація, компютерно-інтегровані технології та робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ Завідувач кафедри ІТТС Заміховський Л.М.

« » 2025 року ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ 1.

Студенту Сем'яніву Олександрю Юрійовичу

Тема роботи: «Розроблення і дослідження автоматизованої системи управління технічним станом ШГНУ»

1 Керівник роботи Заміховський Л.М., д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «30» жовтня 2025 р No 690/ 7 2. Строк подання студентом роботи
«20» грудня 2025 р. 3. Вихідні дані до роботи: науково-технічна інформація по темі магістерської роботи

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити:

Вступ. Аналіз сучасних тенденцій розробки систем управління технічним станом ШГНУ для видобутку нафти. Аналіз штангової глибинно-насосної установки з точки зору об'єкту управління. Розроблення і дослідження АСУ технічним станом ШГНУ. Програмне забезпечення розподіленої системи управління ШГНУ. 25 **Висновки.**

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

5.1 Загальна конструктивна схема 3 штангової глибинно-насосної установки. (листів -1).

5.2 Структурна схема ШГНУ (листів -1).

5.3 Класифікація ватметрографічних методів контролю технічного стану ШГНУ (листів -1).

5.4 Графіки 17 **зусилля в штанговій колоні P(t), зміни математичного очікування Mx(t) і дисперсії Dx(t) вібраційного процесу в часі** (листів -1).

5.5 Функціональна схема розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ (листів -1).

5.6 Контрольовані та керовані параметри свердловини, обладнаної ШГНУ (листів -1).

5.7 Конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи в Simatic Step7 1 (листів -1). 6. Дата видачі завдання 10.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН Номер і назва етапів магістерської роботи Термін виконання етапів роботи Примітка **Вступ.** Аналіз сучасних тенденцій розробки систем управління технічним станом ШГНУ для видобутку нафти. Призначення і конструктивні особливості ШГНУ.

16.09.2025 р. Виконано

Аналіз ШГНУ з точки зору об'єкту управління. Методи контролю технічного стану ШГНУ в процесі експлуатації 07.10.2025 р. Виконано

Сучасні тенденції інтелектуалізації процесу механізованого видобутку нафти з використанням ШГНУ. Розроблення і дослідження автоматизованої системи управління технічним станом ШГНУ. 30.10.2025 р. Виконано

Можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограм. Вдосконалення динамометричного методу контролю технічного стану ШГНУ та використання його при управлінні процесом видобутку нафти. Розподілена система автоматизованого управління процесом ШГНУ 07.11.2025 р. Виконано

Функції розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ. Вимоги до функціональних складових розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ. Вибір давачів і технічних засобів розподіленої АСУ ШГНУ. 15.11.2025 р. Виконано

Загальні засади конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи управління ШГНУ. Програмне забезпечення розподіленої системи управління ШГНУ. Загальні засади програмування в пакеті SIMATIC STEP-7. 25.11.2025 р. Виконано

1 **Написання вступу, реферату, висновків по роботі 06.12. 2025 р.** Виконано

Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу 20.12.2025 р. Виконано

1 Керівник магістерської роботи _____ **Заміховський Л. М. (Особистий підпис) (Розшифровка підпису) РЕФЕРАТ** Магістерська робота складається зі **вступу, трьох розділів і висновків та викладена на 101 сторінках і містить 4 таблиці, 49 рисунків та список використаних джерел з 34 найменувань.**

Тема: Розроблення і дослідження автоматизованої систем и управління технічним станом штангової глибинно-насосної установки (ШГНУ) .

Об'єкт дослідження: процеси управління ШГНУ з врахуванням зміни її технічного стану.

Предмет дослідження - засоби і системи контролю, діагностування та управління ШГНУ.

Мета проекту: підвищення ефективності процесу нафтовидобутку з використанням ШГНУ на базі розробленої розподіленої системи управління ШГНУ з врахуванням її технічного стану

Результати дипломного проектування: в результаті аналізу тенденцій інтелектуалізації процесу видобутку нафти з використанням ШГНУ було:

- обгрунтована можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограм та контролю її технічного стану;
- вдосконалено динамометричний метод контролю технічного стану ШГНУ з врахуванням її вібраційного стану;

- визначені функції розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ

з врахуванням її технічного стану (далі по тексту-система) та сформульовані вимоги до її функціональних складових;

- розроблена функціональна структура 4-х рівневої системи на базі вібраційного модуля SM 128 та частотного перетворювача Sinamics G120 Power Module , який з'єднаний через шину Profibus з процесором PLC Simatic S7-1200;

- обгрунтовано вибір датчиків та проведено, з використанням загальних засад програмування в пакеті SIMATIC STEP-7, конфігурування комплексу технічних засобів;

Ключові слова: система управління, методи діагностування, технічний стан, апаратно-програмні засоби, датчик, структура, програмний пакет, контролер.

ABSTRACT

This **1** **master's thesis consists of an introduction, three chapters, and conclusions. It is presented on 101 pages and contains 4 tables, 49 figures, and a list** of 34 references.

Subject: Development and research of an automated system for managing the technical condition of a sucker-rod pumping unit (SRPU).

Research subject: SRPU control processes, taking into account changes in its technical condition.

Subject of study: SRPU monitoring, diagnostics, and control systems and tools.

Improving the efficiency of oil production using SRPUs based on the developed distributed SRPU control system, taking into account its technical condition.

Results of the thesis: **2** as a result of analyzing current trends in the intellectualization of oil production using SRPUs, the following was achieved:

- the feasibility of using the SRPU control system controller to process dynamometer charts and monitor its technical condition was substantiated;
- the dynamometer method for monitoring the technical condition of SRPUs was improved, taking into account its vibration state;
- the functions of the distributed automated control system for the sucker rod pumping unit (hereinafter referred to as the system) were defined, taking into account its technical condition, and the requirements for its functional components were formulated;
- the functional structure of a 4-level system was developed based on the SM 128 vibration module and the Sinamics G120 Power Module frequency converter, connected via Profibus to the Simatic S7-1200 PLC processor;
- the selection of sensors was substantiated, and the configuration of the hardware suite was carried out using the general programming principles of the SIMATIC STEP-7 package;

Keywords: control system, diagnostic methods, technical condition, hardware and software, sensors, structure, software package, controller.

ЗМІСТ

с.

Перелік основних позначень, **3** **скорочень,**

символів і одиниць 8

ВСТУП 9

1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ШТАНГОВИХ **2 ГЛИБИННО-НАСОСНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ** 11

1.1 Призначення і конструктивні особливості **3** **штангової глибинно- насосної установки** **11** **1.2 Аналіз штангової глибинно-насосної установки** з точки зору об'єкту управління. 17

1.3 Методи контролю технічного стану ШГНУ в процесі експлуатації 21

1.3.1 Динамометричні методи контролю технічного стану ШГНУ 21

1.3.2 Ватметрографічні методи контролю технічного стану ШГНУ 33

1.4 Сучасні тенденції інтелектуалізації процесу механізованого видобутку нафти з використанням ШГНУ

35

1.5 Висновки до розділу та постановка задачі подальших досліджень 48

2. РОЗРОБЛЕННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ШГНУ 50

2.1 Можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограм

50

2.2. Вдосконалення динамометричного методу контролю технічного стану ШГНУ та використання його при управлінні процесом видобутку нафти 57

2.3 Розподілена система автоматизованого управління процесом ШГНУ 62

68

2.4 Вибір давачів і технічних засобів розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ

73

2.4.1. Загальні засади конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи управління ШГНУ

79

3. ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗПОДІЛЕНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ШГНУ

87

3.1 Загальні засади програмування в пакеті SIMATIC STEP-7 87

3.2 Створення робочого проекту в SIMATIC STEP-7 90

ВИСНОВКИ	95
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	97
БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА	101

Перелік основних позначень, скорочень,

2 символів і одиниць**ШГНУ - штангова глибинно-насосна установка****ККД - коефіцієнт корисної дії****КНКТ - колона насосно-компресорних труб ВК - верстат качалка****НШ - насосні штанги****СШН - свердловинний штанговий насос****АГЗУ - автоматизована групова замірна установка САУ - система автоматичного управління****КТЗ - комплекс технічних засобів****БМА - блок місцевої автоматизації****ВГД - верхня границя діапазону****НГД - нижня границя діапазону****SCADA - supervisory Control And Data Acquisition****СУ - система управління****АРМ - автоматизоване робоче місце****ОРС - Open Platform Communications RTU - remote Terminal Unit****ДП - диспетчерський пункт****ШУ СУС - шафа управління системою управління свердловиною****2** АГЗУ - групова замірна установка**ПСБ - перемикач свердловин багатогодовий ЗКР - збірний колектор рідини****ПРС - поточний ремонт свердловин**

ВСТУП

Сьогодні більшість нафтовидобувних виробництв відносяться до промислів у пізній стадії експлуатації, що обумовлюється збільшеною обводненістю **3** продукції, зниженням середнього дебіту свердловин і зростанням витрат на кожну видобуту тону нафти.

Експлуатації таких нафтопромислів проводиться з використанням **3** штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ), які є комплексом обладнання для механізованого підйому рідини зі свердловини за допомогою занурювального плунжерного насоса, якому надається зворотньо-поступальний рух через кривошипно-балансирний привід (верстат-качалку), редуктор і клинопасову передачу від асинхронного двигуна.

Умови експлуатації ШГНУ характеризуються поступовою зміною продуктивності свердловини та вимагають організації правильного режиму її експлуатації - постійного контролю за технічним станом обладнання ШГНУ і за швидкістю відбору рідини штанговим насосом відповідно припливу її з пласта до вибою свердловини та, у разі потреби зміною режиму роботи ШГНУ.

Застосування автоматизованих систем контролю стану та керування режимом роботи насосного обладнання дозволить значно підвищити ефективність видобутку нафти: з одного боку, знизити заявлену потужність та знос обладнання, зменшити кількість простоїв, а з іншого боку підвищити коефіцієнт вилучення нафти за рахунок регульованого вироблення запасів нафти, що значно зменшить собівартість кожної видобутої тони нафти.

З огляду на поширеність ШГНУ впровадженню енергозберігаючих технологій їх експлуатації останнім часом приділяється особлива увага.

Незважаючи на те, що привід основної кількості установок залишається нерегульованим, спостерігається тенденція до все більшого застосування перетворювачів частоти, що дозволяє застосовувати нові економічні методи управління.

Одним із шляхів реалізації цього підходу стали інтелектуальні станції управління. Вони характеризуються розширеним функціоналом зі збирання, обробки, аналізу та передачі інформації, відмовою від використання додаткових датчиків, просунутими алгоритмами управління та діагностування обладнання ШГНУ.

Останнє обумовлене тим, що ШГНУ є складним і специфічним для діагностування об'єктом з таких причин: безперервний характер роботи, обладнання є просторово розподіленим об'єктом, інформація, що надходить на поверхню з вибою свердловини, в багатьох випадках значно спотворена, необхідність діагностування глибинно-насосного обладнання в робочому режимі.

В той же час використання динамометричних і ватметрографічних методів діагностування ШГНУ дозволяє отримати інформацію як про стан занурювального насоса, таку як: обрив штанги, залипання або пропускання всмоктувального або нагнітального клапана, низька посадка плунжера, його вихід з циліндра невставного насоса, удар об верхню обмежувальну гайку вставного насоса; так і режим його роботи:

перевищення подачі насоса над припливом рідини в свердловину і ступінь впливу газу, фонтанування рідини через насос, а також отримати інформацію про стан обладнання верстата-качалки

Необхідність використання в станції управління алгоритмів діагностування стану обладнання ШГНУ, які можуть бути реалізовані базовим контролером системи управління дозволить оптимізувати процес видобутку нафти з врахуванням технічного стану обладнання ШГНУ, що є актуальною задачею.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ систем управління технічним станом ШТАНГОВИХ ГЛИБИННО-НАСОСНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ.

1.1 Призначення і конструктивні особливості штангової глибинно-насосної установки

В магістерській роботі об'єктом дослідження і діагностування є штангова глибинно-насосна установка (ШГНУ). Основним і найрозповсюдженішим механізованим способом при експлуатації свердловин є видобуток нафти за допомогою ШГНУ. **Широке розповсюдження штангових насосних установок обумовлене їх відносною зручністю, економічністю, гнучкістю, простотою конструкції і простотою їх обслуговування, широкими можливостями застосування даної системи. ШГНУ використовується при експлуатації мало - і середньодобетних свердловин з досить широким діапазоном дебету з свердловин - від кількох сотень кілограмів до сотень тон нафти в добу при різній глибині спуску насоса в свердловину. В сучасній практиці видобутку штангові установки дозволяють видобувати нафту із свердловин глибиною вище 3000 метрів.**

ШГНУ включає підземне та наземне обладнання, основними елементами якого є: 1) глибинний плунжерний насос; 2) система насосних труб і штанг, на яких насос підвішується в свердловині; 3) привідна частина індивідуальної штангової установки балансного типу, яка складається з верстата-гойдалки і двигуна;

4) гирлове обладнання свердловин, яке призначене для підвіски насосних труб і герметизації гирла;

5) устаткування для підвіски насосних штанг до головки балансира верстата-гойдалки.

До основних переваг глибинних насосів можна віднести:

нааявність штангових глибинних насосів різних розмірів, виготовлених з різних матеріалів, в залежності від дебетів та відкачуваного середовища; -можливість адаптації до змінних умов притоку за рахунок зміни частоти ходу;

- технічно-нескладний, швидкий монтаж;

відносно високий загальний коефіцієнт корисної дії;

-незалежність від наземних систем;

можливість адаптації до змінних умов притоку за рахунок зміни частоти ходу плунжера;

невибагливість при технічному обслуговуванні;

- довготривалий термін експлуатації;

- відносно незначні витрати на проведення ремонту насосів.

До недоліків слід віднести: - обмеженість дебету та глибини експлуатації гранично допустимим навантаженням на насосні штанги; - високий знос насосних штанг та насосно-компресорних труб

(особливо для викривлених свердловин), котрий, однак, може бути знижений застосуванням протекторів;

- трудосмість операцій по заміні глибинних насосів через застосування лебідок.

Загальна конструктивна схема штангової глибинно-насосної установки наведена на рис.1.1 [1], яка включає 2 - експлуатаційну колону; 3 - всмоктуючий клапан; 4 - циліндр насоса; 5 - плунжер; 6 - нагнітаючий клапан; 7 - насосно-компресорні труби; 8 - насосні штанги; 10 - хрестовина; 9 - устевий патрубок; 13 - зворотній клапан для перепуска газу; 12 - устевий сальник; 15 - устевий шток; 16 - канатна підвіска; 17 - головка балансира; 18 - балансир; 21 - стійка; 19 - балансирний вантаж; 24 - шатун; 23 - кривошипний вантаж; 22 - кривошип; 27 - редуктор; 28 - відомий шків (з іншого боку тормозний шків); 26 - клинопасову передачу; 28 - електродвигун на поворотній салазці; 25 - ведучий шків; 29 - раму; 30 - блок керування.

Рисунок 1.1 - Загальна конструктивна схема штангової глибинно-насосної установки [1].

Функціонування свердловинного штангового насоса (див. рис. 1.2) охоплює двофазний робочий цикл. При ініціації висхідного руху плунжера в насосній камері формується зона зниженого тиску, що, у свою чергу, спричиняє відкриття всмоктувального клапана під дією гідростатичного тиску на вході до насосного агрегату; це забезпечує надходження пластового флюїду для заповнення робочого об'єму циліндра. Водночас випускний клапан (нагнітальний) залишається у замкненому стані, що дозволяє гідравлічному

стовпу, розташованому над плунжером, підійматися на висоту, еквівалентну довжині робочого ходу. Коли точка підвіски колони штанг починає низхідне переміщення, відбувається їхнє компресійне навантаження, при цьому загальна маса стовпа рідини перерозподіляється на насосно-компресорні труби. Під час опускання плунжера клапан прийому герметизується, а клапан нагнітання активується, відкриваючи шлях для занурення плунжера в обсяг раніше набраної рідини. Протягом цієї фази всмоктувальний клапан залишається ізольованим, запобігаючи зворотному витoku рідини із внутрішньої порожнини насоса назад до продуктивного шару.

На початку наступного підйомного такту випускний клапан автоматично блокується під впливом тиску гідростатичного стовпа над плунжерним механізмом. Плунжерний елемент здійснює переміщення рідини на висоту, обумовлену амплітудою його ходу. Накопичений над плунжером флюїд досягає поверхневого гирла свердловини і через трійник інтегрується у загальну нафтозбірну комунікаційну мережу. Детальніша схема глибинного насоса наведена на рис. 1.2 [1].

1 - плунжер, 2 - нагнітальний кульковий клапан, 3 - приймальний кульковий клапан, 4 - штанга, 5 - корпус насоса. Рисунок 1.2 - Робочі фази глибинного насоса: рух штанги а) вгору; б) вниз

На рис. 1.2 стрілками показано перетік нафти під час:

а) - руху штока вгору, коли рідина всмоктується в підплунжерний простір із свердловини і одночасно підіймається на «крок» вгору; б) -

– руху **штока вниз, коли рідина перетікає в надплунжерний простір.**

Варто відзначити, що розподіл динамічного навантаження залежить від фази циклу: при висхідному такті маса **7 стовпа рідини припадає на верхній нагнітальний клапан** та колону штанг, тоді як при низхідному такті навантаження сприймається всмоктувальним клапаном та корпусом насоса, який безпосередньо з'єднаний із колоною насосно-компресорних труб (НКТ). Унаслідок значної протяжності даних елементів (що може сягати 3103 м) та суттєвої маси гідравлічного стовпа, що передається на них (більше 1103 кг), у колонах НКТ та штанг виникає значна деформація розтягу.

Графічно ідеалізовану зміну навантаження в точці підвісу штанг в залежності від її переміщення відображає теоретична динамограма, а в загальному, динамограма - це діаграма, що відображає залежність навантаження на гирловий шток від його ходу (рис.1.3) [3,4]. Теоретичний (ідеалізований) цикл глибокого насоса може мати місце при дуже повільному русі штанг

Рисунок 1.3 - Динамограма нормальної роботи ШГНУ [4]

(практично відсутні сили інерції і рідинного тертя) і є корисним тим, що дозволяє відобразити роботу насоса і клапанів, а це вкрай необхідно в процесі його контролю при експлуатації і виявленні різноманітних неполадок - динамограма теоретичного циклу є основою для обробки і розшифровки практичних динамограм та отримання якісної і кількісної оцінки про стан насоса.

Щоб обчислити теоретичну динамограму у формі паралелограма (пунктирна лінія на рис. 1.3), як вихідні дані використовують мінімальне (P_{min}) і максимальне (P_{max}) навантаження, величину ходу S_{max} , а також повну пружну деформацію штангової колони і НКТ. Форма цієї теоретичної динамограми визначається лише одним головним показником - кутом нахилу ліній, що відповідають навантаженню та розвантаженню. Значення цього кута залежить від співвідношення ваги стовпа рідини в трубах НКТ до пружної деформації штанг і НКТ під дією цієї ваги. Інакше кажучи, він передусім залежить від геометричних характеристик (а саме: довжин і діаметрів складових частин) штангової колони та колони НКТ, що зумовлені глибиною встановлення насоса. До того ж, на вагу рідини також впливає густина продукції, яка знаходиться в затрубному просторі, і густина самої рідини, що міститься у колоні НКТ. Цей кут слугує важливим показником для діагностики, тому що відхилення його фактичного значення від обчисленого (теоретичного) зазвичай свідчить про виникнення певних проблем [4].

Розмір сил тертя, що задає віддаль FT між лініями фактичного навантаження (коли плунжер рухається вгору і вниз) і теоретичними лініями, визначається як характеристиками видобутої рідини, так і рівнем кривизни стовбура свердловини. Цей індикатор є дуже важливим при обчисленні головної експлуатаційної характеристики свердловини - коефіцієнта заповнення глибокого насоса. Під час впровадження алгоритмів діагностики, що базуються на аналізі контурів плунжерної динамограми, значення коефіцієнта тертя необхідно знати заздалегідь, оскільки без цього контури плунжерної динамограми виявляються певною мірою спотвореними.

Кут інерційного зсуву на динамограмі залежить від маси та прискорення рухомих елементів забійного обладнання, і, відповідно, визначається всіма

параметрами свердловини та режимом її роботи. До цих параметрів, окрім раніше розглянутих, належать також кінематичні характеристики верстата-качалки, які безпосередньо впливають на характер зміни прискорення в точці, де підвішена штангова колона [4].

З-поміж усіх параметрів, що описують динамограму для нормальної роботи насоса, ключовим є кут нахилу ліній навантаження та розвантаження (або співвідношення $/S$, що однозначно його визначає для нормалізованої динамограми). Щоб еталонний зразок не залежав від цього параметра, є два варіанти: або створювати індивідуальний еталон для кожної свердловини, враховуючи її особливості та індивідуальні характеристики ШГНУ, або ж розробити такий вектор ознак, чиї складові будуть незалежними від характеристик свердловини та індивідуальні характеристики ШГНУ.

1.2 Аналіз штангової глибоко-насосної установки **12** **точки зору** об'єкту управління

Значна довжина підземної частини штангової глибоконасосної установки (ШГНУ), яка сягає кількох кілометрів, у поєднанні з відносно невеликими діаметрами підземних елементів (штангова колона - 16...25 мм, колона НКТ - 60...114 мм) суттєво обмежує доступ до цих структурних одиниць. Через це дефекти, що впливають на експлуатаційну надійність установки, переважно виникають у штанговій колоні, глибокому насосі та колоні НКТ.

Найточніші дані про технічний стан обладнання у свердловині можна отримати, використовуючи одночасно два методи. Перший - це вимірювання зусиль у місці кріплення насоса до штанг (так звана "плунжерна динамограма"). Це дозволяє детально оцінити роботу глибокого насоса. Другий - це суцільний моніторинг напружень уздовж штанг і труб для виявлення небезпечних динамічних навантажень, або моніторинг геометрії для оцінки ступеня зносу.

Стан колони труб (НКТ) можна контролювати, спускаючи у затрубний простір спеціальні прилади - товщиноміри (дефектоскопи). Однак цей метод дає лише періодичні відомості і не підходить для моніторингу штанг, які через інтенсивну експлуатацію найбільш схильні до виникнення дефектів.

Стационарне розміщення відповідних датчиків безпосередньо на глибокому насосі, вздовж штангової колони чи колони НКТ могло б забезпечити найповніші та найінформативніші дані для оцінки технічного стану штангової глибоконасосної установки (ШГНУ). Проте на практиці це недоцільно через значні труднощі з монтажем та подальшим обслуговуванням таких датчиків. Причини дві:

По-перше, конструктивні особливості вузлів ШГНУ не передбачають спеціальних місць чи кріплень для розміщення датчиків (відсутність можливості контролю визначається ще на етапі розробки);

По-друге, доступ до датчиків, розташованих у підземній частині штангової глибоконасосної установки (ШГНУ), є технологічно складною задачею. Їх монтаж, обслуговування та зняття показань вимагають проведення тривалих та трудомістких спуско-підймальних операцій, що робить ці процеси дуже неефективними.

Тому основна інформація про стан підземного обладнання на сьогодні отримується непрямим методом. Він полягає у спостереженні за роботою наземних вузлів установки. Потім ці дані інтерпретуються за допомогою розрахункових моделей або емпіричних залежностей, які описують зв'язок між процесами на поверхні та в свердловині. Для ілюстрації цього зв'язку на основі загальної конструктивної схеми ШГНУ (рис. 1.1) була побудована структурна схема із зазначенням типів взаємодії між її окремими елементами (рис. 1.4) [4].

Для розробки максимально точної математичної моделі необхідно враховувати не тільки динаміку руху штангової колони, колони НКТ, рідини в затрубному просторі між обсадною колоною та НКТ, а також рідини всередині НКТ, але й специфічні особливості функціонування глибокого

насоса.

Крім того, потрібно брати до уваги кінематичні особливості руху наземних елементів установки. Вони визначають характер переміщення верхнього кінця штангової колони та обумовлені механічними характеристиками верстата-качалки,

Рис. 1.4 ¹² Структурна схема ШГНУ [4]: 1- жорсткий кінематичний зв'язок; 2 - пружне з'єднання; 3 - сухе і напісвохе тертя; 4 - гідродинамічне тертя.

а також режимом функціонування приводного електродвигуна, на роботу якого впливає підземне обладнання.

Саме на цьому базується відомий спосіб діагностики ШГНУ за ватметрографічними даними (крива споживаної потужності електродвигуна). У реальних умовах зазвичай використовують спрощені математичні моделі, що дають результати з достатньою точністю для практичного застосування.

Іншим способом вирішення задачі є побудова емпіричних кореляцій між вимірюваними параметрами процесів на поверхні та станом ШГНУ (головним чином підземної частини) з використанням різноманітних методів розпізнавання образів.

При розгляді наземного обладнання ШГНУ вдається виділити декілька показників, які містять дані про стан підземних компонентів:

- навантаження на полірованому штоку - ілюструє коливання зусилля на штанговій колоні під час циклу качання, спричинене масою стовпа робочої рідини у насосно-компресорних трубах. Це ключовий параметр під час динамометрування, яке є найбільш використовуваним методом діагностики ШГНУ;
- зусилля на канатному тросі підвіски - відповідає навантаженню на полірованому штоку, але може містити викривлення через нелінійні характеристики троса та особливості конструкції підвіски; - навантаження на балансирі - аналогічно відображає значення на полірованому штоку, але включає додаткові вібрації всієї поверхневої конструкції ШГНУ, які частково згладжуються при передачі через систему балансир-трос-шток;
- момент кручення на кривошипі - практично не застосовується через труднощі з вимірюванням та меншу інформативність порівняно з іншими показниками через додаткові искаження;
- момент кручення на валу електродвигуна - також не використовується через складність вимірювання та спотворення, що виникають від редуктора й клиноремінної передачі;
- потужність, споживана електродвигуном - прямо пов'язана з моментом кручення на його валу та використовується у ватметрографічному способі діагностики ШГНУ. Основна перевага - легкість вимірювання, але необхідно компенсувати искажаючий вплив усіх елементів ланцюга передачі;
- вібраційні сигнали штангової колони, зафіксовані на полірованому штоку: в низькочастотній області вказують на динамічні навантаження, в середньо- та високочастотній - на тертя в підземних вузлах (штанги - НКТ) та наземних (шток - сальник), а також на зародження дефектів.

1.3 Методи контролю технічного стану ШГНУ в процесі експлуатації

Умови експлуатації штангової глибинно-насосної установки вимагають організації правильної її експлуатації та постійного контролю. В даний час основними методами за контролем технічного стану стану глибинного насоса та свердловинного обладнання залишаються динамографічні і ватметрографічні методи.

В [3] вперше проаналізовані методи діагностуванн стану ШГНУ. В подальшому питанню вдосконалення методів діагностування ШГНУ присвячені роботи [4,5]. Найбільш повний аналіз методів діагностування ШГНУ розглянуто в [6]

1.3.1 Динамометричні методи контролю технічного стану ШГНУ.

Найпоширенішим способом діагностики ШГНУ є динамометрування - це зняття графіка залежності зусилля на полірованому штоку верстата-качалки (P) від переміщення точки підвісу штанг (S). Форма отриманої кривої (динамограми) вказує на наявність дефектів у різних вузлах установки. Основним недоліком методу є низька надійність, що пов'язана з частими поломками датчиків, які перетворюють механічне зусилля та переміщення в електричний сигнал.

Крім того, характеристики цих датчиків (зокрема, індуктивних) нестабільні і залежать від багатьох зовнішніх факторів: умов навколишнього середовища, коливань напруги живлення, зсуву вихідного положення сердечника та інших. Через це масштаб динамограми та положення її нульової лінії часто невідомі, що робить неможливим точний кількісний аналіз роботи свердловини на основі таких динамограм.

Надійнішою альтернативою є ватметрування - процес отримання ватметрограми, тобто залежності споживаної електродвигуном верстата-качалки потужності (P) від кута повороту його кривошипу (f) [5]. Цей метод не вимагає використання механічних перетворювачів, оскільки вимірювання потужності

змінного струму здійснюється за допомогою датчика потужності або частотного перетворювача. Ватметрограми також містять інформацію не лише про підземне обладнання, але й про наземне, дозволяючи оцінити роботу клапанів, ККД плунжера та насоса, виявити фонтанні прояви тощо [5,6].

Що стосується динамометричних методів діагностики, то їх можна поділити на два класи [6,7]:

- розпізнавання образів практичних динамограм, засноване на порівнянні з еталоном;
- визначення дефектів вузлів і елементів ШГНУ виходячи з фізичних законів отримання динамограми ненормальної роботи насоса.

Для першого класу методик можна виділити кілька підходів до вирішення цієї задачі:

- матричне подання практичної динамограми;
- аналіз ознак Фур'є, отриманих із практичної динамограми;
- обчислення ознак на базі рядів, відмінних від рядів Фур'є;
- аналіз відхилення практичної динамограми від етальної;
- виділення релевантних точок на практичній динамограмі.

Приклад нейронної мережі, що навчається, з матричним поданням практичної динамограми наведено в [8]. Тут практична динамограма перетворюється на матричну форму цифрового представлення в бінарному коді з роздільною здатністю 14×8, як показано на рис. 1.5.

На основі даних, отриманих в результаті зазначеного перетворення графічного зображення шляхом послідовного запису рядків «зліва направо - зверху вниз», формується бінарний код ампліограми, який є вектор-рядком з 112 елементів.

Рисунок 1.5 - Приклад оцифрування динамограми

Для динамограми, показаної на рис. 1.5, цей вектор матиме значення:

Для вирішення завдання розпізнавання динамограм було обрано двошарову нейронну мережу прямого поширення, що має просту структуру зв'язків між нейронами. Архітектура мережі була визначена на основі поставленої задачі - необхідності розпізнавати певну кількість типів динамограм (у даній роботі - 9 типів) та обраного методу їхнього цифрового представлення у вигляді вектор-рядка з 112 елементів. Зазначені вимоги призвели до створення структури, зображеної на рис. 1.6.

Рисунок 1.6 - Структура нейронної двошарової прямокутної мережі для аналізу динамограм [8]

Дана структура містить 112 нейронів у вхідному шарі та 9 нейронів у вихідному шарі. Кількість нейронів у прихованому шарі, визначена в результаті обчислювальних експериментів, становить 26. В якості функції активації застосовано зсув в додатну матрицю.

Для обробки реальної динамограми її розбивають на сітку розміром $M \times N$ комірок. Кожна комірка, що містить частину графіка динамограми, позначається одиницею, а порожня комірка - нулем. Діагностика несправностей здійснюється за допомогою нейронної мережі, попередньо навченої на наборі еталонних динамограм, які також перетворені в подібне матричне представлення.

Навчання проводиться за декількома динамографіями, що відповідають одній і тій же несправності. На кожну несправність будується сумарна матриця, отримана підсумовуванням значень відповідних осередках.

У результаті шляхом поділу кожного значення у сумарній матриці на кількість еталонних образів отримується ймовірнісна матриця. Для розпізнавання фактичної динамограми на кожну несправність будуються так звані конгруентні матриці. Вони виходять в результаті операції множення значень точок фактичної матриці на відповідні до позиції значення точок з ймовірнісних матриць. Після цього будуються диверсійні матриці. Вони виходять наступним чином: якщо різниця між значенням точки з матриці фактичної динамограми і відповідним значенням точки з ймовірнісної матриці дорівнює 1, то в диверсійній матриці відповідна точка приймає значення, рівне 1, в іншому випадку - записується значення, яке дорівнює 0. Далі в результаті віднімання значень точок ймовірнісних матриць з відповідними до позиції значеннями точок з конгруентних матриць створюються пасивні матриці. Нарешті, на останньому етапі будуються симбіозні матриці. Вони утворюються в результаті перенесення значень точок, які не дорівнюють 0, з конгруентних, диверсійних і пасивних матриць в одну загальну матрицю. Блок-схема алгоритму представлена на рис. 1.7 [8].

Рисунок 1.7 - Блок-схема алгоритму Оганезова [8]

Ця методика показує отримання матриці рецепторів $M \times N$ з практичної динамограми. Можна використовувати розбиття області динамограми, наприклад, на 30 рядків і 30 стовпчиків.

З огляду на те, що значення переміщення та навантаження на різних динамограмах можуть варіювати в дуже широких діапазонах, для чіткого використання методу кожна динамограма нормується. Всі протестовані динамограми являють собою дискретний набір точок «переміщення - навантаження». При перекладі цих динамограм в матричне уявлення виникає «Розірваний» макет, тобто макет, що містить порожнечі, що впливає на результат розпізнавання. Виходячи з цього, одним з етапів підготовки даних повинна бути робота по апроксимації точок на матриці рецепторів. Новий матричний вигляд динамограм позбавлений разривів і являє собою замкнутий контур.

Методика Алієва - Тер-Хачатурова заснована на апроксимації сигналів динамограми обмеженим рядом Фур'є, обчисленні і класифікації ознак Фур'є [9].

Алгоритми порівняння з еталоном засновані на логічних ознаках опису форми динамограми. У процесі прийняття рішення про приналежність динамограми до відповідного класу отриманий набір ознак динамограми порівнюється з еталонними кодовими наборами класів, в тому числі до повного їх співпадання.

Проблеми при використанні цієї методики пов'язані з тим, що певні класи несправностей ШГНУ, такі як виток в клапанах, відкачка з газом і інші не можна назвати «чіткими» класами. Крім того, форми динамограм, що відносяться до одного класу стану обладнання, залежать від великого числа параметрів верстата-качалки, основні з яких - глибина спуску насоса, число коливань, компонування штангової колони, властивості видобутої продукції і ін. У цих умовах якість любого алгоритму розпізнавання визначається можливістю розділити класи несправностей незалежно від вказаних факторів.

Сьогодні існує багато алгоритмів розпізнавання вигляду, але відсутній єдиний підхід до вибору класифікаційних ознак. Для реалізації і тестування часто використовується методика, запропонована Т. М. Алієвим і А. А. Тер-Хачатуровим [9]. Дана методика розкриває алгоритми діагностики динамограм за допомогою ознак Фур'є. Вона містить рекомендації з перетворення ознак простору з метою мінімізації внутрішньокласового і максимізації міжкласових відстаней.

Даний метод передбачає навчання за кількома динамографіями для кожної несправності. Для кожного класу несправностей будується еталонний вектор, координатами якого є математичне очікування даної ознаки за всіма образами класу. Блок-схема алгоритму представлена на рис. 1.8 [8].

Рисунок 1.8 - Блок-схема алгоритму Алієва - Тер-Хачатурова.

Однією з основних проблем, що вимагають вирішення в процесі реалізації методу, є проблема вибору кількості ознак Фур'є. Автори методики не пропонують якогось оптимального числа ознак, тому їх число підбирається експертно. В процесі тестування методу на одному з підприємств розглядалося від 80 до 500 ознак [8].

Іншою проблемою є відсутність в методиці способу представлення комплексного числа, яким є ознака Фур'є, а саме: експоненціальна форма, алгебраїчна форма, окремо амплітуда або частота. Адаптація методу полягає в тому числі і у виборі показника. В [8] був обраний вектор, складений з компонентів алгебраїчного представлення ознак Фур'є. Важливим елементом адаптації послужило використання плунжерних динамограм для діагностики, в результаті чого процес діагностики складався з двох етапів: видалення плунжерної динамограми і безпосередньо діагностики.

Як приклад використання рядів, які відрізняються від Фур'є, можна привести методику, де для визначення параметрів свердловин дані динамограми представляли у вигляді вейвлетного розкладу. Далі отримані коефіцієнти аналізувалися, використовуючи нейромережевий підхід.

Методика GRID PATTERN відноситься до класу методик, що базуються на порівнянні практичної динамограми і еталонної. Вона заснована на елементарному алгоритмі накладення фактичної динамограми на еталон і подальшого визначення значень відхилення. Відповідно чим менше відхилення фактичної динамограми від еталону несправності, тим більша ймовірність наявності даної несправності в ШГНУ. У методиках використовується як

звичайне обчислення загальної дельти відхилення, так і більш розвернутий підхід.

Практична динамограма рівномірно ділиться на осередки. Тим осередкам, які містять частину динамограми або розташовані всередині границі динамограми, присвоюється значення 1, в іншому випадку - 0. Еталонна динамограма будується за наступним принципом: осередком, що містить частину динамограми, присвоюється значення 1; осередкам, які є всередині кривої, присвоюються значення 2, 3, ..., N залежно від віддаленості осередку від границі; осередкам, які знаходяться поза границею, - значення 0, -1, ..., -M залежно від віддаленості осередку від границі. Значення N і M визначаються експертно, виходячи з розмірності матриці. Метод діагностики базується на обчисленні величини C (A, B). Вона визначається для всіх еталонів, і той еталон, де значення C (A, B) буде мінімальним, і покаже шукану несправність. Незважаючи на простоту, цей метод показує гарні результати. Динамограми зазвичай нормуються. Як параметр для матриці еталонів, що визначає віддаленість осередку матриці від контуру, можна розглядати значення найкоротшої відстані до контуру. Матричне подання динамограми передбачає, що градація кольору визначає віддаленість осередку від контуру. Блок-схема методу представлена на рис. 1.9 [8].

Рисунок 1.9 - Блок-схема методу GRID PATTERN [8]

Адаптація методу полягає в нормуванні вигляду динамограми, збільшенні розміру матриці і більш точному розрахунку відстані від осередку матриці еталонів до контуру динамограми. Цікаво відзначити, що в шуканому алгоритмі передбачається порівняння пропонованої динамограми з фіксованим набором еталонних динамограм. У [8], наприклад, кількість еталонних динамограм було вибрано рівним 153.

При використанні нейромережевого підходу в процесі порівняння з еталоном одним з основних виникає питань про необхідну кількість динамограм з різними варіантами несправностей і значень еталонів. Наприклад, для методики, яка використовує ряди, що відрізняються від рядів Фур'є, для досягнення достовірності класифікації динамограми з точністю 70 % і більше кількість оброблених динамограм перевищувало 1200 (в експерименті було залучено 483 насосні установки); для методик, наведених у [8], було використано від 150 до 200 тестових динамограм і аналізувалось до 500 ознак. Зрозуміло, що зберігання такої інформації вимагає значної кількості пам'яті і час обробки стає достатньо точно великий навіть для персональних комп'ютерів. Використання ж подібних алгоритмів у вбудованих системах на базі контролерів взагалі проблематично.

Методика Белова - Гілаєва відноситься до класу методик, що аналізують відхилення від теоретичної динамограми. Вона використовує виділені на практичній динамограмі релевантні точки. Метод передбачає визначення несправності, виходячи з фізичних законів отримання динамограми при несправній роботі насоса.

Він заснований на візуальному порівнянні фактичної і ідеальної (теоретичної) динамограми. Будь-яке суттєве відхилення фактичної динамограми від теоретичної свідчить про ненормальну роботу насоса. Способи діагностики роботи ШГНУ шляхом візуального порівняння форми кривої динамограми детально описані в роботах І.Г. Белова [3, 10] і Г.Г. Гілаєва.

В основу алгоритму покладені рекомендації І.Г. Белова по розкодуванні динамограм. За допомогою цієї методики визначаються сім найбільш характерних точок динамограми, за значеннями яких згідно із запропонованим критерієм задається почерговість арифметичних операцій і порівнянь, що дозволяють робити конкретну діагностику про роботу насоса. Координати характерних точок визначаються при поєднанні теоретичної динамограми з практичної динамограми. Разом з тим в цьому описі не наводяться формулювання ознаки, які можна було б співвіднести з тією чи іншою несправністю. В якості прикладу можна розглянути діагностику витoku рідини в нагнітальній частині насоса. Серед ознак динамограм, за якими можна виявити витік, слід назвати: відображення процесу сприйняття навантаження похилої кривої, що має менший кут нахилу до горизонталі в порівнянні з лінією сприйняття навантаження при нормальній роботі насоса; гострий обрис лівого нижнього кута динамограми, закруглення її правого верхнього кута рис. 1.10 (для динамічних динамограм ця ознака може бути відсутньою).

Рисунок 1.10 - Діагностика витoku рідини в нагнітальній частині насоса.

Крім того, на витік зазвичай вказують велика кривизна лінії зняття навантаження в порівнянні з лінією сприйняття навантажень, менша інтенсивність коливань навантаження при ході плунжера вгору в порівнянні з інтенсивністю коливань навантаження при ході вниз. Дана методика спочатку не містила формалізованих ознак. Можна вирішити задачу їх формалізації (отримання чисельних величин, які характеризують кожну ознаку на кожну несправність), а також їх подальшої класифікації. Після цього аналіз динамограми зводиться до побудови експертної системи, де все формалізовані ознаки вказують на наявність визначеної несправності. Дана методика, як правило, вимагає даних за параметрами свердловини.

До типу методик, що аналізують поведінку динамограми в/між релевантними точками, відноситься і методика в якій вся динамограма ділиться на 24 ділянки і розглядаються симптоми на кожній ділянці (всього було виділено 16 характерних динамограм). Подібні методики використані при створенні таких програм аналізу динамограм, як *dinamograf*.

Крім визначення ознак функціональних рядів не менш важливим є виділення релевантних точок на практичній динамограмі. Дана методика може бути алгоритмізована і вимагає на сьогоднішній день подальшого вивчення. В роз. 2 буде проведено обґрунтування використання релевантних точок для побудови алгоритму розпізнавання динамограм з використанням контролера системи управління ШГНУ.

Другий клас методик описує теоретичні основи отримання практичної динамограми будь-якої несправності, але при цьому не дає формалізованих ознак тієї чи іншої несправності. Іншими словами, в цій методиці описано, яким чином виходить динамограма несправності, але немає математичних підходів опису її ознак.

В даний час спостерігається тенденція розвитку методик діагностування відмов на більш детальному математичному описі форм динамограм з подальшим їх дискретним перетворенням [10]. Так, сучасні дослідження зарубіжних вчених у галузі діагностування ШДНУ за допомогою динамограм пов'язані з дискретним перетворенням кривої для виявлення характеристик форм динамограм з подальшою їх обробкою. Наприклад, алгоритм, що розробляється азербайджанською науковою школою під керівництвом Алієва Т. А., позиційно-бінарної ідентифікації несправностей ШГНУ заснований на побудові дискретного ряду вихідного сигналу з подальшим порівнянням його з еталонним рядом [11].

Активно до розробки прогнозування відмов включилися китайські вчені, які представили алгоритми розрізженого багатографного регуляризованого екстремального навчання (SMELM), що застосовуються як класифікатор відмов [12].

Дані методики тією чи іншою мірою вирішують поставлені перед ними завдання. Певний інтерес представляє такий спосіб діагностування

робочого стану УШГН. Запропоновано будувати криві верхньої та нижньої меж відносного зусилля на штоку при певній відмові. В основі даного методу лежить математична модель оцінки настання відмови для витoku рідини в нагнітальному вузлі глибинного насоса. На рис. 1.11 наведено практичну динамограму АВ'С'Д' роботи насоса при витoku рідини в нагнітальному вузлі.

Рисунок 1.11 - Практична динамограма роботи насоса під час витoku рідини в нагнітальному вузлі

Теоретична динамограма нормальної роботи ABCD має форму паралелограма і покаже лінії сприйняття навантаження для випадку з коефіцієнтом подачі, що дорівнює одиниці, за відсутності сил тертя та інерційно-динамічних навантажень.

Динамограми роботи насоса з витокom рідини в нагнітальному вузлі (рис. 1.11) мають такі характерні контури:

- сприйняття навантаження описується похилою кривою, що відрізняється від лінії сприйняття навантаження за нормальної роботи насоса меншим кутom нахилу;

- верхній правий кут динамограми закруглений; що більша величина витoku, то більше вписувалося радіус кривизни цього закруглення.

Точки В' та Д' на рис. 1.11 показують найбільше та найменше сприйняття навантажень.

Однією з причин такої відмови можуть бути підвищені вмісти асфальтеносмолопарафінових відкладень; під ними розуміють високомолекулярні органічні сполуки (смоли, асфальтени та ін.), до складу яких входять вуглеводень, водень, сірка, азот і які мають високу поверхневу

активність і ускладнюють умови фільтрації нафти в пластах.

1.3.2 Ватметрографічні методи контролю технічного стану ШГНУ

Ватметрографічні методи є більш універсальними та інформативними, оскільки дають більше даних як про стан електроприводу ШГНУ, так і про окремі вузли верстата-качалки [5,6]. Вони дозволяють простіше та надійніше автоматизувати управління установками, здійснювати дистанційну передачу даних, а також збирати статистику для подальшої комп'ютерної обробки. Однак основний їхній недолік - це вплив кінематичної схеми самого верстата-качалки на корисний сигнал. З точки зору проходження сигналу від глибинного насоса ця схема працює як низькочастотний фільтр.

Цю особливість можна розглядати і як перевагу, оскільки водночас дозволяє діагностувати і стан наземного обладнання (наприклад, його збалансованість). Більше того, при відомих параметрах кінематики вплив верстата на форму сигналу навантаження може бути повністю скомпенсований. Інший серйозний недолік методу - технологічна складність точного визначення крутного моменту двигуна через спожиту електричну енергію. Складність наближений характер розрахункових залежностей призводить до подорожчання вимірювальної апаратури, що гальмує впровадження таких систем. Через це на сьогодні ватметрографічний метод контролю ШГНУ в Україні практично не застосовується. Тим не менш, у поєднанні з динамометричним методом, він є незамінним для побудови комплексних систем управління та контролю технічного стану установок.

На рис.1.12 наведена класифікація ватметрографічних методів контролю технічного стану ШГНУ.

Методи діагностики ШГНУ, такі як динамометрування та ватметрографія, вимагають різних апаратних витрат і мають різні можливості. Для швидкого практичного впровадження ватметрографічних методів найперспективнішим

напрямок є вдосконалення способу розрахунку наземної динамограми за

Рисунок 1.12 - Класифікація ватметрографічних методів контролю технічного стану ШГНУ

сигналом ватметра. Це найбільш складна задача, оскільки потребує розробки та уточнення математичних моделей всіх основних вузлів установки.

Структура систем на базі ватметрографічних методів може відрізнитися залежно від конкретних умов експлуатації та необхідної повноти інформації [13]. За кордоном дослідження в цій галузі ведуться інтенсивніше, про що свідчить велика кількість публікацій [14-20]. Однак описи роботи таких пристроїв часто обмежуються демонстрацією інтерфейсів програм, а фрагментарні аналітичні залежності, що наводяться, не дозволяють відтворити повноцінну систему для практичного використання.

Водночас, аналіз літератури показує, що в останні роки верстата-качалки все частіше оснащуються контролерами, які можуть одночасно реалізовувати ватметрографічну та динамографічну діагностику ШГНУ, а також керувати процесом видобутку. Використання частотних перетворювачів дозволяє також регулювати швидкість приводного двигуна. Ватметрографічні методи та системи для їх реалізації мають важливу перевагу: вони є малочутливими до короткочасних ударних навантажень, які виникають, наприклад, через заїдання полірованого штока.

Електричні параметри, такі як струм, залежать від інерції зрівноважувача мас верстата-качалки, пружності його клино-пасової передачі та від характеристик електродвигуна.

1.4 Сучасні тенденції інтелектуалізації процесу механізованого видобутку нафти з використанням ШГНУ

Сучасні системи автоматизації ШГНУ дозволяють управляти процесом відкачки, зокрема періодичної, рідини з свердловин. Кінець відкачування визначається за зміною форми динамограми, викликаного збільшенням газового фактора після опускання динамічного рівня до прийому насоса. Початок відкачування рідини визначається за кривою відновлення рівня, яка будується за допомогою пробних відкачок.

За однією з методик критерієм вибору режиму періодичної експлуатації свердловини є мінімальне значення собівартості видобутку нафти. Для визначення часу накопичення рідини, за даною методикою, проводиться кілька контрольних пусків, при різних періодах накопичення. Для кожного з пусків визначається тривалість відкачування рідини, що накопичилася, кількість видобутої рідини, кількість витраченої електроенергії. Використовуючи ці дані і вже відомі значення витрат: на утримання свердловини під час накопичення, на пуск свердловини і на відкачування рідини в залежності від споживаємої електроенергії; для кожного пуску за формулою (1.1) обчислюється

собівартість видобутку однієї тонни нафти.

Формула собівартості:

$C = \text{Знак.Тнак.} + \text{Звідк.Твідк.} + \text{Зпуск,}$

де Знак - витрати при накопиченні рідини; Тнак - час накопичення; Звідк. - витрати при відкачування рідини, що накопичилася; Твідк. - час відкачування накопиченої рідини; Зпуск - витрати на пуск свердловини; Q (Тнак. + Твідк.) - кількість видобутої нафти.

За результатами пробних відкачок будується залежність значення собівартості від часу накопичення, за якою знаходиться оптимальний час накопичення рідини при найменшому значенні собівартості.

У сфері розробки систем автоматизації для нафтовидобувної промисловості, зокрема для контролерів штангових глибиннонасосних установок, провідну роль відіграє низка спеціалізованих компаній, серед яких фірми ¹⁵ "Lufkin Automation" (США) [21], "eProduction Solutions" (США) [22], "ABB" (США) [23], "Automation Electronics" (США) [24], "DrSCADA Automation" (США) [25], "R & M Energy Systems" (США) [26], "International Automation Resources" (США) [27] та "SPOC Automation" (США) [28].

Проте лише окремі з цих систем мають вбудовану функцію управління періодичним відкачуванням. Яскравим прикладом є контролер SAM Well Manager від компанії Lufkin (рис. 1.13) ¹⁶ передбачає можливість роботи з двома конфігураціями давачів динамометрування:

- давача зусилля, що розміщується ¹⁶ на штоку над верхньою траверсою (давач типу Loadrol) та давача положення, що працює на ефекті Хопла та встановлюється на вихідному валу редуктора;

- давача ¹⁶ деформації балансиру суміщеного з давачем кута нахилу балансира.

Рисунок 1. 13 - Контроллер SAM Well Manager фирмы Lufkin (США)

¹⁶ **Контролер має аналоговий вихід для підключення частотного перетворювача для плавного регулювання частоти обертання приводного двигуна.**

Lufkin Controller Well Manager RPC - це багатофункціональний контролер для управління ШГНУ. Пристрій здатний працювати як з цифровими, так і з аналоговими радіосигналами, оснащений зручним рідкокристалічним дисплеєм і повністю інтегровано зі SCADA-системою верхнього рівня XSPOC відкритого типу, що істотно спрощує процес інтеграції з верхнім рівнем автоматизації підприємств, імпорт-експорт бази даних в інші супервізорські системи. Опціонально, контролер може виконувати функції системи управління частотним приводом.

Головна технологічна особливість Lufkin Controller Well Manager RPC ³ полягає в використанні різних інтелектуальних алгоритмів, що дозволяють, в тому числі, здійснити переклад поверхневої динамограми в глибинну за допомогою відповідних алгоритмів.

Цей контролер підтримує три основні режими функціонування. Перший режим полягає в тому, що всі операції включення та вимкнення електродвигуна виконуються виключно за командою з центрального диспетчерського пункту. У другому режимі запуск та зупинка електродвигуна здійснюються відповідно до заданих оператором часових налаштувань, що реалізує принцип періодичної експлуатації установки. Третій режим є автоматичним, при якому управління відбувається на основі аналізу знятих динамограм, що дозволяє адаптувати роботу до поточних умов свердловини.

Також контролер має аналоговий вихідний сигнал, призначений для інтеграції з частотним перетворювачем, що забезпечує можливість плавного регулювання швидкості обертання електродвигуна.

Контролер управління частотним приводом Lufkin Well Manager VSD RPC є ще один представник сімейства інтелектуальних пристроїв компанії Lufkin Automation Inc. (рис.1.14).

Рисунок 1.14 - Загальний вигляд шафи управління ШГНУ з контролером Lufkin Well Manager VSD RPC

Цей контролер, як багатофункціональна система, реалізує низку ключових інженерних завдань. Його використання дозволяє оптимізувати процес експлуатації шляхом узгодження продуктивності насоса з фільтраційними характеристиками пласта. Це забезпечує зменшення механічного навантаження на колону штанг та зниження рівня напружень у них, а також дозволяє мінімізувати негативний ефект затримки руху штанг під час холостого ходу вниз. В результаті реалізації цих заходів досягається підвищення продуктивності свердловини, зниження експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та скорочення споживання електроенергії.

Також контролер LufkinWell Manager VSD RPC призначений для вирішення проблем, пов'язаних з видобутком «Важкої» нафти і обривами штанг, що виникають при нагнітанні пара в свердловини з мінливим припливом.

Крім цього, пристрій може бути використано для видобутку великих обсягів нафти, коли при зупинці свердловини потрібно кілька днів, щоб повернутися до як і раніше дебіт, і при низькому забійній тиску, коли зупинка системи може викликати зворотний тиск і зупинку скважини. Контролер добре зарекомендував себе і при вирішенні проблеми піскопроявлення і прихвата насосу. Нарешті, його застосування також дозволяє знизити витрати на заміну шківів.

Контролер повністю інтегрований з Lufkin Well Manager RPC, інвертором і системою розводки; має функцію захисту від підвищеної напруги і фазну захист. Також є функція плавного пуску і байпасування інвертора: в разі, якщо інвертор вийшов з ладу, можна запустити його безпосередньо.

Якщо заповнення насоса падає, наприклад, до 70 або 90%, контролер автоматично знижує число ходів поршня до необхідної мінімальної величини. І навпаки, коли заповнення насоса починає підвищуватися, контролер збільшує кількість ходів до максимально можливої величини (рис. 1.15). Це дозволяє знизити енергоспоживання, уникнути зупинок обладнання та зменшити силу ударів плунжера про рідину. Крім цього, знижуються напруження в штангах і редукторі, стиснення штанг і ймовірність скупчення твердих відкладень. При цьому дебіт високопродуктивних свердловин після їх зупинки відновлюється більш оперативно.

Рисунок 1.15 - Пояснення логіки управління заповненням свердловинного насосу з використанням контролера Lufkin Well Manager VSD RPC

Слід зазначити і те, що часто відмова від використання контролера управління частотним двигуном призводить до перевантаження редуктора і, як результат, скорочення терміну його служби (при 30% -му перевантаженні - до 2,5 років) (рис.1. 16). Установка частотного двигуна з контролером управління дозволяє підтримувати навантаження на рівні 100%, збільшуючи термін служби редуктора до 25 і більше років, знижує енергоспоживання і збільшує обсяг видобутку (рис. 1.17).

Рисунок 1.16 - Вплив перевантаження на період експлуатації редуктора

Крім уже перерахованих інтелектуальних пристроїв, сьогодні компанія Lufkin також пропонує своїм замовникам і AFE-інтегрований контролер з регулюванням і активним випрямлячем - Regen Well Manager VSD, в якому інтеграція регенеруючого VSD з низькогармонічними технологіями дає можливість збирати, регенерувати і використовувати зазвичай втрачаємо на динамічних резисторах енергію. Крім того, контролер не вимагає застосування

Рисунок 1.17 - Приклад економії потужності при використанні контролера Lufkin Well Manager VSD RPC

динамічних резисторів, додаткових проводів і тим самим перешкоджає появу пожеж. При повному навантаженні пристрій допускає менше 5% гармонік

Фірма **eProduction Solutions** (США) пропонує відразу цілий ряд контролерів для установок на свердловинах з ШГН. Це контролери **CAC2000, CAC8800, ePIC, ePAC і iBEAM.**

Функціональні можливості перших **трьох контролерів аналогічні SAM Well Manager фірми Lufkin.**

Передбачається **підключення пасивних давачів зусилля, розташованих на штоку (давач типу Loadtrol) або на балансірі, а також давачів параметрів руху штока декількох типів: давачів Холла, розташованих на валу кривошипа; давачів кута нахилу балансира і потенціометричних датчиків кута. Вимірювання сигналів з аналогових датчиків проводиться 12-розрядним АЦП з частотою 20 Гц. Можливе здійснення калібрування датчиків безпосередньо на свердловині.**

Можливе здійснення калібрування датчиків безпосередньо на свердловині. Є клавіатура та графічний дисплей для перегляду даних (рис. 1.18). Визначається **ступінь збалансованості противаг насосної установки. На відміну від попередніх виробів ePAC є цілою системою регульованого електроприводу для насосної установки. Він дозволяє варіювати в широких межах швидкість качання насоса, а також окремо оптимізувати час ходу плунжера вгору і вниз.**

Рисунок 1.18 - Контролер CAC8800 фірми eProduction Solutions (США)

Найбільш оригінальною розробкою фірми є контролер iBEAM, що встановлюється на балансірі верстата-качалки (рис. 1.19). Він кріпиться за допомогою струбцини на балансірі, на його верхній поверхні розташована сонячна батарея, що забезпечує автономну роботу пристрою. Для роботи в нічний час є вбудована акумуляторна батарея. Безпосередньо поруч із контролером встановлюються суміщені датчики деформації та кута нахилу балансира. Вимірні динамограми передаються за допомогою малопотужного радіопередавача на приймальний термінал, розташований біля блоку керування електродвигуном. У цій системі повністю виключаються рухомі кабелі від давачів та кабелі підведення живлення, а відповідно підвищується надійність та довговічність.

Рисунок 1.19 - Контролер iBEAM фірми eProduction Solutions (США)

Наразі контролером **iBEAM оснащено близько 25 тисяч свердловин у всьому світі. У деяких випадках буває доцільно обслуговувати одним контролером цілий куш навколишніх свердловин. Ця можливість реалізована в контролері фірми International Automation Resources (США). Але застосування пасивних аналогових давачів зусилля обмежує довжина кабелів з'єднання кількома десятками метрів. Тому для підключення віддалених давачів застосовуються спеціальні перетворювачі вихідних сигналів пасивних давачів в струмовий сигнал 4-20 мА. Однак навіть струмовий аналоговий сигнал схильний до впливу електромагнітних перешкод, і використання давачів з цифровим виходом було б у цьому випадку доцільнішим.**

Контролер АЕРОС 2100 фірми "Automation Electronics" (США) відрізняється від інших високою роздільною здатністю АЦП (рис. 1.20). Для оцифрування сигналів з датчиків зусилля та переміщення використовується 16-розрядне АЦП. При цьому як датчик переміщення можуть використовуватися датчики початку ходу, потенціометри, рідкісні і сухі інклінометри. Гнучкий алгоритм визначення зриву подачі дозволяє працювати з горизонтальними та

Рисунок 1.20 - Контролер АЕРОС 2100 фірми Automation Electronics (США)

сильнозагазованими свердловинами.

Світовий лідер у виробництві силової електроніки компанія "ABB" (США) випустила контролер ALC 600. Контролер (рис.1.21) передбачає підключення

Рисунок 1.19 - Контролер ALC 600 фірми ABB (США)

давачів зусилля і положення та розрахований на сумісну роботу з перетворювачем частоти. Випускається 12 варіантів станцій керування з цим контролером для електродвигунів потужністю від 6 до 100 кВА. Для роботи в

умовах холодного клімату в шафі передбачено систему підігріву.

Останніми роками з'явилися контролери управління ШГН, які не вимагають для своєї роботи будь-яких зовнішніх давачів, так звані "бездаткові контролери. Прикладом таких систем є контролер фірми "SPOC Automation" (США) та контролер "Guardian" фірми "R&M Energy Systems" (США).

Контролери для своєї роботи не вимагають ніяких зовнішніх давачів (давачів динамометрування). Інформацію про зусилля та положення штока обчислюють через вимірювання електричних параметрів.

Контролери працюють разом із перетворювачами частоти. Завдяки відсутності зовнішніх давачів знижується вартість системи автоматизації, збільшується надійність, зменшується час монтажу. Ще одна перевага такого підходу - універсальність застосування: один і той же контролер може керувати як ШГНУ, так і гвинтовими та електровідцентровими насосними установками. Однак слід зазначити, що динамограма, отримана таким способом, буде дуже наближеною, що негативно позначиться на якості управління та результатах діагностики.

На основі розглянутих контролерів можна зробити наступні висновки:

1. Усі імпортовані системи використовують пасивні давачі зусилля, що накладає обмеження на довжину кабелів і не дозволяє встановлювати один

контролер для обслуговування кушта свердловин.

2. Для визначення положення штока практично всі контролери дозволяють використовувати ємнісні давачі кута нахилу, потенціометричні давачі кута та давачі Холла, що встановлюються на вихідному валу редуктора і визначають нижню мертву точку. При цьому ніде не використовується давач, що фіксує дві мертві точки - нижню і верхню, хоча час ходу штока вгору і вниз може не збігатися.
3. Більшість контролерів має функцію регулювання частоти качань ШГНУ у вигляді перетворювача частоти.
4. Контроль електричних параметрів (ватметрограм) зазвичай не передбачено. Однак у деяких системах вимірюється швидкість обертання валу електродвигуна за допомогою давача Холла, що дозволяє розрахувати механічний момент валу асинхронного двигуна.
5. Для перегляду архівних даних та налаштування режимів роботи безпосередньо на свердловині деякі контролери мають вбудований дисплей та клавіатуру, інші вимагають зовнішнього переносного комп'ютера.
6. Більшість контролерів мають алгоритми аналізу динамограм із визначенням характерних несправностей та з визначенням точки зриву подачі.
7. Усі контролери мають функції дистанційного керування електроприводом ШГНУ з диспетчерського пункту, а також дозволяють вести періодичну експлуатацію свердловини за заданими часовими уставками та за ступенем заповнення насоса свердловинною рідиною.

З врахуванням викладеного можна запропонувати узагальнену структурну схему системи управління ШГНУ, що дозволяє оптимізувати режими роботи обладнання, оперативно виявляти аварійні ситуації і невідповідності режимів експлуатації обладнання ШГНУ з передачею оперативної інформації про стан ШГНУ в диспетчерський пункт (рис.1. 22).

Рисунок 1.22 - Узагальнена структурна схема системи управління ШГНУ з контролем її технічного стану

Система оснащена:

- давачем навантаження на штангову колону;
- давачем переміщення полірованого штока;
- давачем контролю опори балансира (встановлюється на балансири верстата качалки і здійснює контроль за віброприскоренням і температурою підшипників опори балансира);
- давачем контролю редуктора (встановлюється замість зливної пробки і здійснює контроль за віброприскоренням, температурою і тиском масла);
- давачем контролю електродвигуна (встановлюється замість рим-болта і здійснює контроль за віброприскоренням і температурою).

Схема розташування окремих давачів на наземній частині ШГНУ наведена на рис. 1.23

Дані з давачів обробляються контролером і передаються на сервер диспетчерського пункту з певною періодичністю. Інформація обробляється і записується в базу даних. У разі відхилення параметрів за установлені межі формується попередження. Така система дозволить скоротити кількість ремонтів, і, відповідно, зменшити втрати в видобутку нафти та знизити витрати на запасні частини та ремонтний персонал.

- 1 - давач навантаження на головку балансира; 2 - давач положення балансира;
- 3 - давач контролю редуктора; 4 - частотний перетворювач; 5 - блок управління

Рисунок 1.23 - Схема розташування давачів на наземній частині ШГНУ

1.5 Висновки до розділу та постановка задачі подальших досліджень

Розглянуто призначення і конструктивні особливості ШГНУ, яка сьогодні залишається основним із найрозповсюджених установок механізованої експлуатації свердловин. В той же час конструкція ШГНУ має суттєві недоліки, зокрема обмеженість дебету ⁵ та глибини експлуатації гранично допустимим навантаженням на насосні штанги, а також високий знос насосних штанг та насосно-компресорних труб (особливо для викривлених свердловин), котрий, однак, може бути знижений. Показано, що форма динамограми, яка відображає залежність навантаження на гирловий шток від його ходу відображає стан обладнання ШГНУ і використовується для його діагностування.

Аналіз ШГНУ з точки зору об'єкту управління показав, що вона є неконтропридатним об'єктом, так як ¹² конструкція вузлів ШГНУ не передбачає місця для встановлення давачів (неконтропридатність закладена ще на стадії проектування), а доступ до давачів у підземній частині ШГНУ можливий лише за допомогою тривалих і трудомістких спуско-підіймальних операцій, що ускладнює як встановлення давачів, так і їх обслуговування та отримання вимірювальної інформації;

Проведений аналіз динамометричних і ватметрометричних методів контролю технічного стану ШГНУ показав, що вони вимагають вдосконалення з точки зору можливості обробки за допомогою контролера безпосередньо на свердловині, що дозволить отримати оперативну інформацію про стан ШГНУ і відкорегувати режим її роботи.

Розглянуті контролери зарубіжних фірми, в основному США, їх функціональні особливості та проведено порівняння їх показників і станцій управління ШГН. Показано, що використання контролерів з частотними перетворювачами, та контролери, які не вимагають для своєї роботи будь-яких зовнішніх давачів, так звані «бездатчикові» дозволяє знизити вартість системи автоматизації, збільшити їх надійність та зменшити час монтажу системи

управління;

Запропонована узагальнена структурна схема системи управління ШГНУ, що дозволяє оптимізувати режими роботи обладнання, оперативно виявляти аварійні ситуації і невідповідності режимів експлуатації обладнання ШГНУ з передачею оперативної інформації про стан ШГНУ в диспетчерський пункт

Виходячи з викладеного в магістерській роботі планується розробити автоматизовану систему управління технічним станом ШГНУ для чого:

1. обґрунтувати можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограм;
2. вдосконалити динамометричний метод контролю технічного стану ШГНУ шляхом залучення додаткової діагностичної ознаки - характеристики вібраційного процесу в штанговій колоні для підвищення ефективності контролю технічного стану обладнання ШГНУ;
3. розробити розподілену систему автоматизованого управління ШГНУ;

4. обґрунтувати функції розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ та сформулювати вимоги до її функціональних складових;
5. з врахуванням вимог до функціональних складових системи провести вибір давачів і технічних засобів;
6. з використанням загальних засад програмування в пакеті SIMATIC STEP 7 провести конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ.

2. РОЗОБЛЕННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ШГНУ

2.1 Можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограм

Отримання динамограми забезпечується спеціальним приладом - динамографом, який оснащений зовнішніми давачами зусилля та переміщення. Давач зусилля встановлюється на балансірі, на штоку або найчастіше між траверсом канатного підвісу штока [6]. Давач переміщення, як правило, розташовується на штоку або на кривошипі. Таким чином, давачі динамографа розташовуються на елементах конструкції верстата-качалки, що знаходяться в безперервному русі, тому гнучкий підведений до давачів кабель схильний до швидкого перетирання, зносу і ризику обриву масивними рухомими частинами конструкції.

Поширеним вирішенням зазначених проблем є відмова від застосування стаціонарних динамографів та перехід на переносні динамографи, які передаються у розпорядження мобільних бригад технічного обслуговування.

Такий підхід також пов'язаний із низкою недоліків:

- по-перше, встановлення такого динамографа вимагає повної зупинки верстата-качалки та розведення траверс підвісу штанг, що призводить і до втрат у видобутку;
- по-друге, проведення планових перевірок не може забезпечити своєчасного виявлення неоптимального налаштування ШДНУ, що також призводить до додаткових втрат.

Отримані за допомогою динамографів динамограми піддаються аналізу з метою визначення технічного стану обладнання ШГНУ.

Існуючі методи аналізу динамограм зазвичай орієнтовані на використання в умовах цеху, де діагностика проводиться на персональних комп'ютерах, або ж потребують попереднього введення значного масиву вихідних даних про параметри свердловини та обладнання. До таких параметрів належать глибина занурення насоса, статичний та динамічний рівень, фізико-хімічні властивості пластової рідини (в'язкість, щільність), технічні характеристики насоса та колони штанг, а також режимні параметри роботи установки.

Однак практично всі ці характеристики не є статичними та можуть суттєво змінюватися в процесі експлуатації. Наприклад, рівень рідини у свердловині, її щільність і в'язкість, а також тиск у викидних трубах можуть зазнавати значних коливань. Крім того, з часом відбувається закономірне погіршення технічного стану самого насоса – його зношування. Саме тому безпосереднє впровадження в контролер системи управління складних алгоритмів, заснованих на динамічній моделі системи «свердловина – насосна установка», викликає певні сумніви щодо його практичної ефективності та доцільності

Одночасно сучасний етап розвитку промислової автоматизації відзначається появою контролерів нового покоління, що володіють високою обчислювальною потужністю. Нинішні малогабаритні та економічно доступні пристрої поєднують значні аналітичні можливості з високою надійністю та придатністю для роботи в жорстких польових умовах. Такі технічні характеристики роблять можливим принципово новий підхід: максимальну концентрацію процесів обробки інформації від первинних датчиків та формування керуючих впливів на виконавчі механізми безпосередньо на технологічному об'єкті – будь то свердловина, насосна установка чи пункт підготовки нафти. Це формує основу для створення по-справжньому розподіленої та автономної системи управління.

Сучасні системи автоматизації нафтопромислів повинні передбачати установку керуючих контролерів на всіх об'єктах і на кожній експлуатаційній свердловині для автоматичного управління і віддаленого моніторингу. Такі системи дозволяють віддалено вмикати або вимикати електроприводи насосів, змінювати режими роботи, отримувати на диспетчерському пункті поточну інформацію про технологічні параметри (тиск, температура, дебіт, динамограмми, споживання електроенергії та інші), а також своєчасно зупинити свердловини при виникненні аварійних ситуацій, запобігаючи поломки обладнання та розливу нафти.

На свердловинах, що експлуатуються ШГНУ, контролери вимірюють такі технологічні параметри, як тиск і температура на гирлі, динамічний рівень рідини в свердловині, а також дозволяють записувати ватметрограми і динамограми.

Функції побудови і математичної обробки динамограми реалізовані в більшості сучасних контролерів станцій управління ШГНУ. При автоматизації роботи насосної установки головним чином аналізують гирлові динамограми, зняті на полірованому штоку або в траверсах канатної підвіски. Однак, добре відомо, що гирлова динамограмми, виміряна на поверхні, сильно спотворена щодо плунжерної, або глибинної динамограми. Для отримання коректної інформації про роботу погрузного обладнання бажано аналізувати саме плунжерну динамограми.

Розглянемо приклад діагностування безпосередньо на свердловині.

Алгоритми діагностування тут повинні відповідати таким вимогам:

- не повинні вимагати зберігання великих масивів інформації за параметрами різних типів характерних динамограм;
- бути прості в реалізації, не давати високі вимоги до швидкого застосування в системах управління насосних установок контролерів;
- не повинні використовувати (або використовувати з малим впливом) динамічно змінюються параметри насосної установки і свердловини;
- повинні дозволяти змінювати налаштування параметрів діагностики, щоб на свердловині при необхідності можна було змінити ці параметри з метою отримання найкращих результатів аналізу динамограмми.

Виходячи з цих вимог, як алгоритм можна використовувати поведінку (аналіз) динамограми в/між релевантними точками, наприклад, алгоритм реалізований в пакеті dynatograph [29], або поведінку динамограми в/між точками перегину її характеристики. В цьому випадку алгоритми визначення дефектів свердловини стають досить простими.

Алгоритми виділення дефектів за динамограмою. Розглянемо найпростіші випадки, коли на ділянках руху вгору і вниз визначилося по дві або максимум три точки перегину (рис. 2.1). Алгоритми з використанням більшої кількості точок перегину також легко формалізуються.

На рис. 2.1 цифрами позначені ділянки руху полірованого штока вгору і вниз. Взагалі, на динамограмі можна виділити кілька ділянок, наприклад, ділянку I ділиться на ділянку зростання навантаження на полірованому штоку (Ia) і ділянку відносної стабільності цього навантаження (Ib). Те ж саме відбувається і на другій ділянці (при русі штока вниз).

Будемо розглядати окремі дефекти обладнання ШГНУ по динамограмах.

Рисунок 2.1 - Типова розгорнута динамограма

Обрив колони штанг

Це найпростіший дефект, що визначається за динамограмою. В цьому випадку потрібно просто виділити середні значення зусиль при русі полірованого штока вгору і вниз і обчислити їх різницю. Якщо це значення менше, ніж задане (його заздалегідь задати, виходячи з даних свердловини, насоса і приводу), то це говорить про наявність даного дефекту. Але, якщо подивитися на вигляд динамограми з дефектом типу «недостатній приплив рідини в свердловину», то можна переконатися, що в даному випадку різниця середніх зусиль при русі вгору і вниз теж невелика. Однак при цьому дефекті різниця між максимальним і мінімальним зусиллями за подвійний хід практично не змінюється відносно нормальної динамограми. Тому можна запропонувати наступний алгоритм визначення даного дефекту:

- обчислюються максимальні і мінімальні зусилля динамограми. Якщо їх різниця більше деякої вставки a, то гіпотеза про дефект типу «Обрив колони штанг» відкидається. В іншому випадку йдемо на наступний пункт алгоритму;

- обчислюються за динамограмою середні зусилля на полірованому штоку при русі вгору і вниз. Якщо різниця менше деякої вставки b, то гіпотеза про дефект типу «обрив колони штанг» приймається.

Величини уставок a і b можуть відрізнитися одного. При цьому $a \geq b$.

Даний алгоритм виділення дефекту типу «Обрив колони штанг» дає практично стовідсоткову ймовірність його правильного визначення.

Недостатня подача рідини (продукції) в свердловину (вплив газу)

Тут можна розглянути два варіанти.

1. Вид розгорнутої динамограми є звичайним, тобто містить чотири точки перегину характеристики. Спостерігається також зміщення точки перегину характеристики динамограми, характерне для точки стикування ділянок I і II, на ділянку II. Також видно, що в цій точці навантаження не більше, ніж в кінці ділянки I. Можна запропонувати наступний алгоритм визначення даного дефекту:

- якщо в третій точці перегину характеристики динамограми навантаження більше, ніж в точці кінця ділянки I, то гіпотеза про дефект типу «Недостатній приплив рідини в свердловину» відхиляється. Інші пункти алгоритму лише перевіряються;

- якщо різниця між абсцисою третьої точки перегину характеристики динамограми і абсцисою точки стикування ділянок I і II більше величини S_{max} , де S_{max} - величина ходу штока, а $S \in [0; 1]$, то гіпотеза про дефект типу «недостатній приплив рідини в свердловину» приймається, в іншому випадку відкидається.

2. Форма розгорнутої динамограми не є звичайною, і містить дві точки перегину на ділянці I і три точки перегину на ділянці II. Так як у четвертій точці перегину зусилля більше, ніж в п'ятій, а ділянку між точками 3 і 4 є помітним. Можна запропонувати наступний алгоритм визначення даного дефекту:

- якщо в п'ятій точці перегину характеристики динамограми навантаження більше, ніж у четвертій, то гіпотеза про дефект типу «Недостатній приплив рідини в свердловину» відкидається. Інші пункти алгоритму лише перевіряються;

- якщо різниця між абсцисою четвертої точки перегину характеристики динамограми і абсцисою точки стикування ділянок I і II (третьою точкою перегину) більшою від величини S_{max} , де S_{max} - величина ходу штока, а $S \in [0; 1]$, то гіпотеза про дефект типу «недостатній приплив рідини в свердловину» приймається, в іншому випадку відкидається.

Витік в нагнітальній частини насоса

У цьому випадку вид розгорнутої динамограми є звичайним, тобто містить чотири точки перегину характеристики. Перша точка перегину близька до точки початку I ділянки, а третя точка перегину близька до точки кінця I ділянки динамограми. Величина ділянки Ia значно перевищує величину IIa. Алгоритм визначення даного дефекту буде виглядати наступним чином:

- якщо величина ділянки Ia менше ділянки IIa, то гіпотеза «Витік в нагнітальній частини насоса» відкидається;

- якщо величина ділянки Ia за величиною більша ділянки IIa і у відносних одиницях більша встановленої величини $S \in [0; 1]$, то гіпотеза про дефект типу «Витік в нагнітальній частини насоса» приймається, в іншому випадку відкидається.

Витік в приймальні частини насоса

У цьому випадку вид розгорнутої динамограми є звичайним, тобто містить чотири точки перегину характеристики. Перша точка перегину близька до точки початку I ділянки, а третя точка - до точці кінця I ділянки динамограми. Величина ділянки IIa значно перевищує величину Ia. Алгоритм визначення даного дефекту буде виглядати в такий спосіб:

- якщо величина ділянки IIa менше ділянки Ia, то гіпотеза «Витік в

приймальні частини насоса» відкидається;

- якщо величина ділянки IIa за величиною більша ділянки Ia і у відносних одиницях більша встановленої величини $S \in [0; 1]$, то гіпотеза про дефект вигляду «Витік в приймальній частині насоса» приймається, в протилежному випадку відкидається.

Заїдання плунжера вгору

Тут динамограма має петлю при русі вгору. Має сенс цей дефект визначати шляхом простого аналізу поведінки точок динамограми. Алгоритм визначення даного дефекту матиме вигляд:

- переглядаємо всі точки динамограми при русі вгору, починаючи з якоїсь точки, в якій переміщення штока більше, ніж A, де A - величина I ділянки, а $S \in [0; 1]$. Вважаємо кількість точок, де навантаження менше, ніж в точці з цим же значенням переміщення штока, але при русі вниз;

- якщо отримана кількість точок перевищує задану межу (його можна ставити в процентах від загальної кількості точок динамограми при русі вгору), то гіпотеза про дефект типу «Заїдання плунжера вгору» приймається, в іншому випадку відкидається.

Заїдання плунжера вниз

Тут динамограма має петлю при русі вниз. Має сенс цей дефект визначати шляхом простого аналізу поведінки точок динамограми. Алгоритм визначення даного дефекту матиме вигляд:

- переглядаємо всі точки динамограмми при русі вниз, починаючи з якоїсь точки, в якій переміщення штока менше, ніж A, де A - величина II ділянки, а $S \in [0; 1]$. Рахуємо кількість точок, де навантаження більше, ніж в точці з цим же значенням переміщення штока, але при русі вгору;

- якщо отримана кількість точок перевищує задану межу (його можна ставити в процентах від загальної кількості точок динамограми при русі вниз), то гіпотеза про дефект типу «Заїдання плунжеру вниз» приймається, в іншому випадку відкидається.

Розглянутий алгоритм виявлення дефектів свердловини і заглибного обладнання є відмінним від алгоритмів, які вимагають поділ динамограми на чітко фіксоване число ділянок, наприклад [29] і задання критеріїв оцінки параметрів на кожній ділянці. У розглянутій методиці кількість ділянок визначається числом точок перегину, яких навіть для хвилеподібної динамограми не буває більше десяти, і на підставі значень зусиль в точках перегину і між ними робиться висновок про вид дефекту. При цьому можна використовувати і підхід, описаний в [29], де вираховується загальний критерій з ваговими коефіцієнтами по кожній з ознак.

Вказаний алгоритм аналізу даних динамограми дозволяє отримувати висновки по типу динамограми, не вимагає великої кількості параметрів для своєї роботи і легко реалізується на базі сучасних мікроконтролерів. Метод може бути також використаний в разі одержання ватметрограми.

2.2. Вдосконалення динамометричного методу контролю технічного стану ШГНУ та використання його при управлінні процесом видобутку нафти.

У зв'язку з інтелектуалізацією процесу механізованого видобутку нафти, що обумовлено появою на ринку новітніх апаратно-програмних засобів на базі яких створюються сучасні системи управління, появляється можливість вдосконалення методів діагностування стану ШГНУ та врахування його при управлінні процесом видобутку нафти.

Перспективним напрямком є вдосконалення динамометричного методу діагностики ШГНУ за рахунок врахування її вібраційного стану, що потребує застосування методів вібродіагностики. Ці методи вже успішно використовуються для оцінки технічного стану заглибних електроустановок.

Основна особливість такого підходу полягає в тому, що джерелом інформації про технічний стан ШГНУ служать характеристики коливальних процесів, які супроводжують роботу установки. Ці коливання поширюються вздовж штангової колони як механічного каналу зв'язку та реєструються на гирлі свердловини. Саму ШГНУ при цьому розглядають як складну протяжну динамічну систему із розподіленими параметрами, елементи якої генерують коливання у широкому частотному спектрі. Миттєва реакція вібраційного сигналу на зміну стану системи, обумовлена малою інерційністю та високою швидкістю поширення коливань, є критичною перевагою в аварійних ситуаціях, коли потрібна швидка діагностика та прийняття рішень.

Однак, на відміну від класичних об'єктів вібродіагностики, ШГНУ є значно складнішою системою. Значна довжина штангової колони та нелінійна залежність різних параметрів установки від часу та простору призводять до того, що спектр сигналу є високо стохастичним. Крім того, наявність дефектів впливає на форму сигналу в цілому, а не лише на окремі його складові. Через це інформативними ознаками для діагностики є не енергетичні характеристики сигналу (наприклад, амплітуди основних частот), а ряд інших параметрів, що слабо пов'язані з його енергетичним балансом.

Враховуючи, що спектр сигналу є широкосмуговим (корисно від низької 0.08 Гц до високої **12** **1600** Гц) і містить значущі складові у всьому діапазоні, а частоти з максимальними амплітудами **12** **не можна визначити з існуючої діагностичної моделі ШГНУ, можна зробити висновок, що представлення** інформації у спектральному вигляді недостатньо ефективне.

Щодо пошуку раціональної діагностичної ознаки, ситуація складна. З одного боку, відомі математичні моделі ШГНУ не дозволяють адекватно моделювати різні її дефекти. З іншого - зараз бракує достатньої експериментальної бази даних про вібраційні процеси в установці на різних стадіях зносу вузлів і при різних умовах експлуатації. Тому вібраційний сигнал поки що може служити лише для отримання інтегральної (сумарної) ознаки, що характеризує загальний технічний стан ШГНУ. Це дозволяє вирішити лише першу задачу діагностики - контроль працездатності, наприклад, оцінити загальний ступінь зносу без визначення конкретних найбільш пошкоджених елементів.

Дослідження виявили, що автокореляційна функція (АКФ) вібраційного процесу може бути ефективною діагностичною ознакою. За своєю інформативністю АКФ еквівалентна спектральній щільності, оскільки ці дві функції є взаємопов'язаними через перетворення Фур'є.

Проте в практичній діяльності поведінка АКФ часто виявляється більш наочною для відображення змін у стані технічного об'єкта. Ця перевага стає особливо очевидною при аналізі зміни співвідношення енергії між періодичною та шумовою складовими сигналу, що є характерним індикатором процесів зношування.

Враховуючи, що саме знос в більшості випадків є першопричиною найбільш типових дефектів штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ), застосування АКФ для формування діагностичних критеріїв є об'ґрунтованим підходом до оцінки їх технічного стану.

Аналіз експериментальних даних підтверджує нестационарний характер вібрації в штанговій колоні. Зміна дисперсії сигналу чітко залежить від зміни зусилля на полірованому штоку протягом одного циклу качання (рис. 2.2). Математичне очікування сигналу поводить як випадкова величина, його зміну найімовірніше спричиняє дрейф нуля вимірювального блоку.

Рисунок 2.2 - Графіки зусилля **17** в штанговій колоні $P(t)$, зміни математичного очікування $Mx(t)$ і дисперсії $Dx(t)$ вібраційного процесу в часі

На тому ж рисунку видно, що дисперсія вібраційного сигналу зростає після завершення фаз сприйняття та зняття навантаження. Однак дані з інших свердловин показують, що іноді різке збільшення дисперсії відбувається вже на початку фази сприйняття навантаження.

В результаті проведених досліджень було встановлено, що за діагностичну ознаку доцільно вибрати значення логарифмічного декременту затухання АКФ під час сприйняття або зняття навантаження на штангову колону. Ця діагностична ознака дозволяє оцінити вібраційний стан штангової колони і уточнити результати діагностування ШГНУ за динамометричним методом.

Виходячи з викладеного була запропонована структурна схема системи управління ШГНУ з врахуванням її технічного стану.

Структурна схема системи управління ШГНУ наведена на рис. 2.3

Рисунок 2.3 - Структурна схема системи управління ШГНУ

F - навантаження на полірованому штоку; s - переміщення полірованого штока;

u - вібрація штангової колони; p - потужність приводу верстата качалки;

q - дійсна подача ШГНУ; y - вектор технічного стану установки; $q_{роз}$ - розрахункова подача установки; $q_{св}$ - дебіт свердловини; ΔP - депресія

свердловини; p - частота коливань верстата-качалки; u - керуючий вплив

Система включає ШГНУ, PLC Simatic S7-1200, вібраційний модуль SM1281 [30,31], блок технічної діагностики, блок розрахунку управляючого впливу, регулятор.

Блок технічної діагностики здійснює контроль технічного стану установки за типовою динамограмою $F = f(s)$ та за діагностичною ознакою вібраційного стану установки, що визначають присутність дефектів устаткування.

Далі інформація про виявлені дефекти установки передається в блок розрахунку управляючих впливів, де з використанням динамічної моделі установки, з урахуванням її технічного стану, визначаються значення параметрів управління установкою (проводиться розрахунок необхідної швидкості відкачування рідини та визначення числа подвійних ходів установки за хвилину), які у вигляді управляючих впливів подаються на регулятор. У регуляторі за заданими параметрами (кількістю подвійних ходів установки і ін.) формуються сигнали управління для електроприводу ШГНУ.

Детельна схема блоку технічної діагностики наведена на рис. 2.4.

Рисунок 2.4 - Структурна схема блоку технічної діагностики ШГНУ

Інформація у вигляді електричних сигналів з датчиків параметрів роботи ШГНУ - навантаження на полірований шток F та переміщення полірованого штока s , а також параметри вібрації штангової колони u , отримані з використанням вібраційного модуля SM1281, надходить до контролера Simatic

S7-1200 де проводиться їх обробка відповідно до закладених алгоритмів роботи ШГНУ. В блоці «моделі» закладені розраховані для конкретного родовища і типорозміру ШГНУ типові та перераховані за ватметрограмою динамограми нормальної роботи бездефектної установки, а також діагностичні ознаки - значення логарифмічного декремента затухання (ЛДЗ) під час сприйняття або зняття навантаження. Результати порівняння отриманих динамограм та діагностичної ознаки за поточними значеннями параметрів роботи ШГНУ з їх моделями подаються в блок розрахунку управляючих впливів (рис. 2.3).

Таким чином, для ефективного рішення завдань щодо розробки на базі новітніх апаратно-програмних засобів системи управління процесом видобутку нафти за допомогою ШГНУ, актуальним є вироблення управляючих впливів на виконавчий механізм ШГНУ з врахуванням її технічного стану. Вищезазначене можна здійснити шляхом доповнення системи управління блоком технічної діагностики, який реалізує динамометричний метод діагностування технічного стану ШГНУ та доповнений вібраційний метод, що дозволяє контролювати вібраційний стан штангової колони.

2.3 Розподілена система автоматизованого управління процесом ШГНУ

В розд. 1.4 було відмічено, що ¹⁶ використання сучасних інтелектуальних контролерів забезпечує вирішення таких завдань, як автоматизоване управління роботою ШГНУ, ¹¹ оптимізація режимів роботи її обладнанням, оперативне виявлення аварійних ситуацій та невідповідність режимів експлуатації обладнання, оперативна передача інформації про стан ШГНУ на пульт оператора системи управління.

Розподілена система керування штанговою глибиннонасосною установкою (ШГНУ) зазвичай будується на базі радіоканального зв'язку, що ілюструється на рисунку 1.22. Її апаратне ядро складається з програмованого контролера та силового комутатора, призначеного для запуску та зупинки електродвигуна. Для бездротової комунікації система включає радіомодем, а для моніторингу стану обладнання використовується набір датчиків (сенсорів) технологічних параметрів. Для плавного керування робочим режимом також застосовується частотний перетворювач, який регулює швидкість обертання приводного електродвигуна.

Впровадження такої системи дозволить підвищити ефективність процесу видобутку нафти ¹¹ за рахунок: - отримання максимального обсягу інформації про свердловину для вирішення завдань раціональної експлуатації, оперативного контролю та управління процесом видобутку та обліку продукції нафтової свердловини; - оптимізації режимів видобутку та внутрішньопромислового збору нафти; - підвищення достовірності та оперативності контролю стану обладнання ШГНУ; - ² впровадження математичних методів контролю та управління процесом нафтовидобутку; ¹¹ ² вимірювання нових параметрів (у тому числі, дебіту експлуатаційної свердловини окремо по нафті, воді і газу); - зниження ¹¹ трудомісткості управління технологічним процесом нафтовидобутку; - заміни фізично та морально застарілих засобів автоматизації.

Розподілену автоматизовану систему управління ШГНУ на базі узагальненої структурної схеми (рис.1.22) та з врахуванням структурної схеми системи управління ШГНУ (рис.2.3) представимо у вигляді чотирирівневої функціональної структури - нижнього, середнього і верхнього рівнів та рівня каналу передачі (рис.2.5).

¹¹ До елементів нижнього рівня системи автоматизації відносяться датчі технологічних параметрів обладнання (включаючи датчі вібрації, що входять у склад вібраційного модуля SM1281), свердловини та датчі захисту (блок -датчі ШГНУ на рис. 2.5):

- датч зусилля на полірований шток;
- датч параметрів руху штока;

- датч тиску на гирлі свердловини;
- датчі електричних величин (ватметрування);
- датч захисту.

На рис. 2.5 представлено функціональну схему розподіленої автоматизованої системи управління штанговою глибиннонасосною установкою (ШГНУ). На схемі відображено основний склад технічних засобів та напрямки інформаційних потоків між ними.

Рисунок 2.5 - Функціональна структура розподіленої автоматизованої системи керування штанговою глибинно-насосною установкою.

Проведена ідентифікація елементів системи: АКД позначає апаратуру каналу даних; ДП - диспетчерський пункт; ЛМ - локальну мережу; аббревіатура OPC відповідає технології «Object Linking and Embedding for Process Control», яка є стандартом програмної інтеграції.

Асинхронний електропривід штангової глибиннонасосної установки управляється спеціалізованим блоком «Control Unit CU 240S DP». Цей модуль керування функціонально пов'язаний з модулем живлення частотного перетворювача «Sinamics G120 Power Module», що підключено до трифазної мережі через мережевий дросель. Для обміну даними модуль «Control Unit CU 240S DP» з'єднаний через промислову шину Profibus з

програмованим логічним контролером (PLC) Simatic S7-1200.

Система захисту комплектується відповідними давачами, які забезпечують формування сигналів попередження та аварійне відключення живлення електродвигуна у випадку відмови ключових вузлів ШГНУ. До складу таких давачів входять сенсор контролю температури підшипника балансира та давач контролю натягу приводного ланцюга.

На проміжному, середньому рівні архітектури системи автоматизації розташована станція управління. Її функціональна структура включає наступні основні вузли:

- шафу;
- силові елементи керування живленням;
- контролер;
- частотний перетворювач;
- **джерело резервного живлення** контролера;
- **бар'єри** іскрозахисту.

Для забезпечення локального моніторингу елементів системи середнього та нижнього рівнів при виконанні ремонтних, профілактичних робіт може бути передбачено використання сервісного пристрою, що підключається до контролера або окремих елементів системи автоматизації.

Для сполучення контролера з давачами нижнього рівня в шафу управління або на елементах конструкції ШГНУ можуть встановлюватися наступні елементи:

- клемна коробка; - блок живлення; - бар'єр іскрозахисний;
- **інтерфейсний адаптер. До елементів верхнього рівня системи автоматизації належать сервер із встановленим програмним забезпеченням для опитування та обробки інформації середнього рівня системи та надання сервісів OPC для АРМ диспетчерів, локальні обчислювальні мережі АРМ диспетчерів. До елементів системи передачі даних відносяться: апаратура каналу передачі даних, фізичне середовище передачі даних та програмні протоколи каналу передачі даних. У випадку під АКД розуміється пристрій - адаптер вихідного інтерфейсу управління станцією управління до вимог середовища передачі. При цьому в залежності від виду середовища передачі даних як АКД можуть бути використані провідні модеми, радіо модеми, GSM/GPRS пристрої передачі. Стандартним інтерфейсом між АКД системи передачі даних та середнім рівнем системи є RS-485. В окремих випадках, коли до АКД не передбачається підключення паралельних станцій середнього рівня, допускається використання АКД конструктивно вбудованих у контролер станції керування.**

2.3.1 Функції розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ

Розподілена автоматизована система управління ШГНУ повинна виконувати такі функції: - збір, первинна обробка та зберігання інформації про технологічні параметри об'єкта автоматизації та стан обладнання в реальному масштабі часу; - автоматичне регулювання та управління технологічним обладнанням ШГНУ відповідно до заданої програми; - протиаварійний захист технологічного обладнання, контроль спрацювання захисту та блокування; - виконання команд з пульта оператора; - **контроль працездатності** контролерів, давачів та виконавчих механізмів верстата-качалки;

- обмін інформацією із диспетчерським пунктом;
- дистанційне керування станом та режимом роботи технологічного обладнання ШГНУ;
- забезпечення оперативного сповіщення про будь-які відхилення технологічних параметрів від встановлених норм, а також про виникнення аварійних ситуацій та відмов як основного обладнання свердловини, так і елементів самої системи керування;
- **реєстрацію та зберігання інформації про контрольовані параметри, аварійні ситуації та дії оперативного персоналу;**
- ведення архіву в контрольованих параметрів у вигляді таблиць, графіків та

діаграм, включаючи дебіт свердловини;

- **облік напрацювання технологічного обладнання;**
- **оптимізацію режимів роботи** ШГНУ та вирішення завдань **раціональної експлуатації свердловини. Для виконання цих функцій система автоматизації повинна забезпечувати контроль та керування параметрами, зазначеними в таблиці 2.1. Таблиця 2.1 - Контрольовані та керовані параметри свердловини.**
- **Найменування параметрів і станів Функції автоматизованої системи управління ШГНУ**

Вимірюван	Управлін	Регулюван	Сигналіз	Захист	
Рівень напруги по кожній фазі і перекося фаз	+	-	-	+	+
потужність, що споживає електродвигун	+	-	-	+	+
Коефіцієнт потужності $\cos\phi$	+	-	-	+	-
Тиск у вихідній колекторі	+	+	-	+	+
Ватметрограма	+	+	+	+	+
Динамограма	+	+	+	+	+
Період качань	+	+	-	-	-
Динаміч. рівень рідини в свердловині	+	+	-	+	-
Стан насоса (включ. - викл.)	-	+	-	+	-
Періодична робота по програмі	-	+	-	+	-
Температура підшипника балансира	*	-	-	*	*
Давач натягу ланцюга	*	-	-	*	*
Об'єм штатуна * - * * Величина крену * - * * рівень масла в редукторі * - - * *					
Демонстрація аварії	-	+	-	-	-
лічильник мотогодин	+	-	-	-	-
Дебіт рідини	+	-	-	-	-

У табл. 2.1 **знаком «+»** зазначені **обов'язкові параметри, символом «*»** - **рекомендовані** та **«-»** - **необов'язкові, а «деблокування аварії»** має застосовуватися лише разом із розшифруванням причини.

Значення параметрів, зазначених у табл. 2.1, повинні архівуватись у базах даних для вирішення виробничо-технологічних та техніко-економічних завдань.

2.3.2. Вимоги до функціональних складових розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ

Розподілена автоматизована система управління ШГНУ в цілому повинна забезпечувати реалізацію функцій, викладених в розд.2.3.1, та бути побудована на уніфікованих апаратно-програмних засобах, як провідних закордонних виробників, так і вітчизняних. Вона, зокрема, повинна задовольняти наступним вимогам:

- електричні, інформаційні та програмні інтерфейси системи повинні відповідати міжнародним стандартам;
- забезпечення діагностування обладнання ШГНУ (наземного і підземного) елементів, що входять до її складу;
- у системі мають бути застосовані засоби візуалізації технічного стану обладнання ШГНУ та процесу нафтовидобутку з використанням графічних образів та анімації;
- система в обов'язковому порядку повинна включати комплексний захист, що складається з програмних та апаратних засобів. Їх основним призначенням є запобігання несанкціонованому доступу до функцій керування, а також блокування потенційно некоректних або некваліфікованих дій з боку обслуговуючого персоналу;

11 **Комплексна система захисту від прозових та комутаційних перешкод, наведень та перенапруг, повинна гарантувати надійну роботу обладнання у жорстких промислових умовах експлуатації;**

11 **Вимоги до технічних засобів нижнього рівня. Технічні рішення, закладені в давачах, повинні передбачати забезпечення захисту від перевантажень та імпульсних перешкод.**

11 **Зв'язок між давачами та контролером повинен бути виконаний з використанням провідних ліній зв'язку довжиною до 100 м.**

Параметри лінії зв'язку не повинні впливати на працездатність елементів та надійність зв'язку. Допускається також застосування радіоканалу. З метою забезпечення програмного управління режимом роботи давачів з боку елементів середнього рівня, а також обміном інформацією між собою вихідний сигнал датчиків технологічних параметрів повинен мати нормовані цифрові значення у форматі інтерфейсу RS-485 з протоколом Modbus RTU або у вигляді струмового сигналу 4...20 mA.

11 **Чучасні вимоги щодо автоматизації ШГНУ диктують необхідність встановлення давачі тиску, що підключаються до контролера і забезпечують постійний контроль за тиском на гирлі свердловини.**

Відповідно, давач (сенсор) тиску, що встановлюється на гирлі свердловини, повинен відповідати суворій технічній вимозі:

- верхня межа його вимірювальної шкали обов'язково має перевищувати максимально можливий тиск, який теоретично може виникнути в даній точці під час експлуатації. Це необхідно для забезпечення надійності вимірювань та запобігання пошкодженню приладу;

11 **мати вибухозахищене виконання; - забезпечувати передачу даних за інтерфейсом RS-485 або в стандарті 4 ... 20 mA; - забезпечувати повну наведену похибку вимірювання тиску не гірше 0,25%. Технічні вимоги до давачів захисту. Призначення давачів захисту - забезпечити попереджувальне відключення живлення електродвигуна у разі поломки елементів обладнання ШГНУ. До давачів захисту відносяться: - індикатор стану підшипника балансира; - індикатор зриву шатуна; - індикатор рівня мастила в редукторі; - індикатор крену; - індикатор перегріву сальникового вузла. Всі перелічені давачі повинні підключатися до контролера за допомогою дискретних виходів або за інтерфейсом RS-485 і постійно опитуватися ним. У разі виявлення аварійної ситуації контролер здійснює негайне відключення живлення електродвигуна та передачу інформації про причину відключення на диспетчерський пункт. Вимоги до технічних засобів середнього рівня. Контролери системи управління повинні мати вбудовані засоби діагностування працездатності елементів станції керування та пристроїв нижнього рівня, таких як:**

- працездатність давачів нижнього рівня;
- стан та режим роботи електроприводу верстата-качалки;
- працездатність частотного перетворювача;

11 **рівень заряду акумуляторних батарей джерела резервного живлення;**

- опційно - працездатність контролера станції управління: а) оперативного запам'ятовуючого пристрою; б) годинника реального часу; в) енергонезалежної пам'яті уставок і ін..

У функції контролера входять:

- вмикання та вимикання живлення електроприводу верстата-качалки;
- регулювання продуктивності ШГНУ за допомогою частотного перетворювача;
- періодичне опитування давачів, якими оснащена ШГНУ;
- періодичний запис динамограми роботи ШГНУ та її аналіз;
- вимірювання та обробка ватметрограм активної потужності, що витрачається електроприводом верстата-качалки на роботу з підйому рідини з вибою свердловини;
- двосторонній обмін телеметричною інформацією із верхнім рівнем системи.

Контролер розподіленої системи автоматизованого управління ШГНУ повинен задовольняти наступним основним вимогам: - зберігати працездатність при відхиленні напруги живлення від номінального значення на 10%, тобто при напрузі 220 В \pm 10%; - внутрішня пам'ять повинна забезпечувати за відсутності зв'язку з диспетчерським пунктом архівацію та зберігання даних не менше ніж за останні три доби;

- при роботі станції управління як одиночного вузла опитування допускається використання апаратури каналу даних (рис.2.2)

конструктивно зєднаної з контролером станції управління;

11 **мати спеціальний канал управління перетворювачем частоти у стандарті RS-485; - підтримувати цифровий протокол Modbus RTU для підключення цифрових давачів;**

- мати не менше чотирьох вхідних аналогових каналів для підключення давачів із струмовим виходом 4...20 mA; - мати не менше 12 вхідних дискретних каналів для підключення давачів з виходом «відкритий колектор». Попередній аналіз динамограм на рівні контролера повинен забезпечувати вирішення наступних завдань:

- вимірювання поточної динамограми та її передача на диспетчерський пункт; - порівняння поточної динамограми із прийнятою за

еталонну; - обчислення витрати свердловинної рідини; - формування обчисленого часового та добового архівів дебіту; - діагностування таких умов роботи глибокого насоса по зміні форми динамограми, як виток, приплив, збільшення газового фактора в свердловині, обрив штанг і ін.

Формування динамограми повинно забезпечувати достатню деталізацію. Для цього при кожному напрямку руху полірованого штока (вгору та вниз) необхідно реєструвати мінімум 100 дискретних відліків значення зусилля. Отже, повний цикл динамограми, що описує один подвійний хід, має кодуватися як мінімум 200 точок. Ця вимога забезпечує точність подальшого аналізу та діагностики роботи насосної установки.

На підставі аналізу ватметрограми контролер повинен мати можливість діагностувати низку характерних несправностей механічної частини ШГНУ. До таких несправностей належать обрив або прослизання клинових ременів, поява задирих на поверхні полірованого штока, обрив колони штанг, виникнення надмірного биття в редукторі, а також порушення балансу противаг балансира.

На основі даних ватметрування контролер здійснює обчислення та моніторинг ключових енергетичних параметрів. До них відносяться технологічний облік витраченої електроенергії, контроль навантаження за струмом, фіксація відхилень величини напруги від номінальних значень, виявлення перекосу фаз, аналіз коефіцієнта спотворення форми кривої напруги живлення (коефіцієнта гармонік) та розрахунок коефіцієнта реактивної потужності. Особливою вимогою до контролера станції управління є наявність ізольованого каналу, призначеного для керування частотним перетворювачем.

Контролер **повинен забезпечувати опитування інформаційних сигналів аварійного стану у вигляді двох «сухих» контактів А та В**, які працюють у протифазі.

Конструкція шафи системи управління та **програмно-апаратне забезпечення контролера повинні передбачати можливість встановлення стандартних частотних перетворювачів потужністю 6 кВт або 22 кВт** з відповідними характеристиками.

2.4 Вибір давачів і технічних засобів розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ

Відповідно до технічних вимог стосовно засобів автоматизації для системи управління ШГНУ, сформульованих у підрозділі 2.3.2, здійснюється вибір основного комплексу сенсорного обладнання (давачів) та відповідних технічних компонентів для побудови цієї системи.

Давачі системи динамометрування. Система динамометрування ДДС 01 складається з наступних вузлів:

1. давач зусилля ДЗ-01 з вихідним сигналом 4-20мА;
2. блок живлення БЖ-01;
3. давач положення ДП-01.

Давач зусилля ДЗ-01 сприймає зусилля стиску, що виникає між траверсами підвіски. Тензометричні перетворювачі вимірювальних елементів включені в мостове коло. Напруга з вимірювальної діагоналі моста, пропорційна навантаженню на вимірювальні елементи, перетворюється мікроконтролером в уніфікований аналоговий сигнал постійного струму. Аналоговий сигнал 4-20 мА подається на аналоговий вихід давача зусилля ДЗ-01, звідки поступає на відповідний вхід блока живлення БЖ-01 [4].

Давач зусилля ДЗ-01 зображено на рисунку 2.6 і представляє собою металічну конструкцію підковоподібного січення, яка складається з корпусу 1 і кришки 2. Для запобігання випадкового випадання давача з траверси служить скоба 3, що кріпиться гвинтами 7. На кришці давача розміщений герметичний ввід кабелю 4. Вимірювальні елементи 6 розміщені всередині корпусу давача, а електронна плата 5 - під кришкою.

Рисунок 2.6 - Конструктивна схема давача зусилля ДЗ-01

Зовнішній вигляд давача, а також місце його розташування показано відповідно на рис. 2.7 і 2.8

Рисунок 2.7 - Загальний вигляд давача зусилля ДЗ-01

- 1 - клемна коробка; 2 - давач зусилля ДЗ-01; 3 - давач положення ДП-01;
- 4 - кабелі, що з'єднують давачі зусилля і положення з клемною коробкою.

Рисунок 2.8 - Місце встановлення давачів системи динамометрування на елементах верстата-качалки

Конструктивно давач положення типу ДП-01 складається з двох основних вузлів: рухомого та нерухомого. Рухомий вузол виконаний у вигляді хомута, до якого кріпляться спеціальні пластини. На торцях цих пластин закріплені постійні магніти. Для полегшення процесу налаштування та калібрування приладу довжина самої пластини є регульованою в заданому діапазоні, що дозволяє точно позиціонувати давач відносно об'єкта контролю [32].

Нерухома частина давача складається із струбцини, кутника, кабельного вводу і електронного модуля з промаркованою вимірювальною площиною.

Струбцина монтується на будь-яких елементах конструкції редуктора.

На торці струбцини встановлений кутник з розміщеним на ньому електронним модулем, який представляє собою циліндр, верхня вимірювальна площа якого промаркована чорною фарбою. На зворотній стороні циліндра є кабельний ввід.

Загальний вигляд давача положення моделі ДП-01 представлено на рисунку 2.9.

Рисунок 2.9 - Загальний вигляд давача положення ДП-01

Вимірювальний елемент давача положення ДП-01 розташований на нерухомій частині і максимально наближений до верхньої промаркованої площини циліндра. Вихід давача виконаний з «відкритим» колектором.

В схемі з «відкритим» колектором вихід давача положення підключається до відповідного входу контролера. При проходженні магніту рухомої частини давача поблизу вимірювального елемента, останній видає короткий імпульс, який змінює логічний стан виходу давача положення і входу контролера відповідно.

Давач положення ДП-01 налаштовується так, щоб зміна стану його виходу відбувалася в моменти досягання штоком станка-качалки верхньої і нижньої точок. Основні параметри та технічні характеристики системи динамометрування ДДС-01 наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики та основні параметри системи динаметрування ДДС-01

Характеристики давача Значення

Діапазон зміни навантаження на шток, кН 0...100

Діапазон зміни числа качань, 1/хв 1...20

Повна потужність електроенергії, що споживається, Вт, не більше 1,2

Вихідний сигнал, мА 4-20

Ступінь захисту корпусу давача від потрапляння пилу та води IP 54

Кліматичне виконання -40 °С...+50 °С

Напруга живлення, В (постійного струму) 9-12

Давач тиску. На викидних трубопроводах свердловин встановлюються давачі тиску «Метран-100-Ex», які були частиною продуктової лінійки корпорації Emerson (США) до 2022 року [32]. Даний давач призначений для вимірювання надлишкового тиску. Надлишковим вважається тиск, коли вимірюється різниця між тиском середовища і атмосферним тиском.

Принцип роботи давача заснований на п'єзорезистивному ефекті, що виникає в тонкій гетероепітаксильній плівці кремнію. Ця плівка формується на поверхні монокристалічної підкладки зі штучного сапфіру. Під дією вимірюваного параметра (наприклад, перепаду тиску) виникає механічна деформація чутливого елемента, що призводить до зміни електричного опору інтегрованих в нього п'єзорезисторів, з'єднаних за мостовою схемою.

Вбудована електронна схема давача перетворює цю зміну опору у стандартизований вихідний сигнал. Сигнал може бути представлений у вигляді аналогового струмового сигналу постійного струму, цифрового сигналу з підтримкою протоколу HART, або ж цифрового сигналу через інтерфейс передачі даних RS485.

У пам'яті сенсорного модуля, інтегрованого з аналого-цифровим перетворювачем (АЦП), зберігається оцифрована калібрувальна інформація, що охоплює весь робочий діапазон тисків та температур. Ці дані слугують опорною базою для мікропроцесора, який розраховує необхідні коефіцієнти компенсації для корекції вихідного сигналу в реальному часі.

Оцифрований сигнал від АЦП сенсорного модуля, доповнений корекційними коефіцієнтами, подається на вхід електронного перетворювача. Його мікроконтролер здійснює процеси компенсації похибок та лінеаризацію характеристики сенсора, обчислює точне скориговане значення вимірюваної величини. Після цього отриманий цифровий результат передається на цифро-аналоговий перетворювач (ЦАП), який генерує відповідний стандартний аналоговий вихідний сигнал.

Зовнішній вигляд давача тиску «Метран-100-Ex» представлено на рис.2.10.

Рисунок 2.10 - Загальний вигляд давача тиску «Метран-100-Ex».

Характеристики та основні параметри давача наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Характеристики та основні параметри давача тиску

«Метран-100-Ex»

Характеристики давача Значення

Верхня межа вимірюваного діапазону тиску для давача, МПа 1,0

Вихідний сигнал пристрою – стандартизований аналоговий струмовий сигнал, мА 4-20

Характеристика вихідного аналогового сигналу Лінійно-зростаюча

Основна похибка вимірювання, % 0,1

Степінь захисту від впливу пилу і води IP 65

Кліматичне виконання У2 (-40 °С...+60 °С)

Напруга живлення, В (постійного струму) 12-42

При включенні і в процесі вимірювання тиску давач виконує діагностику свого стану. В давачі автоматично перевіряється:

1. стан мікропроцесора;
2. наявність зв'язку з платою АЦП;

3. наявність зв'язку АЦП з тензоперетворювачем;
4. стан енергозалежної пам'яті плати АЦП і плати процесора.

При виявленні несправності встановлюється визначений по конструкторській документації рівень вихідного сигналу (мА).

2.4.1. Загальні засади конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи управління ШГНУ

Вибір комплексу технічних засобів системи автоматизації полягає в підборі відповідних компонентів з продуктової лінії компанії Siemens. Для реалізації даного проекту необхідно здійснити інженерний підбір наступних складових: стабільного блока живлення, центрального процесорного модуля (CPU), комунікаційних процесорів або модулів, а також модулів введення/виведення (I/O) для обробки аналогових і дискретних сигналів. Цілий комплекс налаштовується та конфігурується за допомогою фірмового програмного забезпечення Siemens - інтегрованого середовища проектування Simatic STEP 7, що дозволяє організувати всі компоненти в єдину працездатну систему [33].

Це необхідно зробити так як вказано на рисунку 2.11. Перш за все в даному пакеті необхідно вибрати несучий рельс (профільшину), на яку надалі будуть «нанизуватися» всі складові компоненти КТЗ.

На першому слоті монтажної стійки, як показано на рисунку 2.11, встановлено блок живлення PS 307 2A. Його ключові технічні характеристики включають:

- номінальний вихідний струм 2 А;
- вихідна напруга 24 В постійного струму;
- вбудований захист від короткого замикання та обриву ланцюга навантаження;

- можливість підключення до стандартної однофазної мережі змінної напруги 120/230 В з частотою 50/60 Гц.

Рисунок 2.11 - Конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи в Simatic Step7

1. надійна ізоляція;
2. може бути використаний в якості основного джерела стабілізованого живлення для підключеного обладнання.

На рис. 2.12 показана схема підключення джерела живлення PS 307 2A

Рисунок 2.12 - Схема електричного підключення блоку живлення PS 307 2A.

Центральний процесор CPU 315-2DP. Центральний процесор CPU 315-2DP має технічні характеристики, представлені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики процесора CPU 315-2DP

Робоча пам'ять:	інтегрована	розширена	завантажувальна пам'ять	48 кбайт	немає	вставна (MMC)	
Час обробки для:	Бітових операцій	Операцій зі словами	Арифметики з фіксованою точкою	Арифметики з плаваючою комою			
мін 0,1 мкс	мін 0,2 мкс	мін 2 мкс	мін 20 мкс				
Лічильники	256						
Інтервал значень лічильника:	від 0 до 999						
Таймери (таймерні модулі)	256						
Діапазон вимірюваного часу	від 10 мс до 9990с						
Блоки:	Організаційні блоки (OB)	Розмір	Функційні блоки (FB)	Розмір	Функції (FC)	Розмір	кількість залежить від виду операцій
макс	16 кбайт	макс	128	макс	16 кбайт	макс	128
макс	16 кбайт	макс	128	макс	16 кбайт	макс	128
Експлуатаційні функційні модулі і комунікаційні процесори:	FM	CP (точка-точка)	CP (LAN)	макс 8	макс 8	макс 10	
Час: Годинник:	Буферизація	Тривалість буферизації	Точність	так (апаратний годинник)	так	6 тижнів (при температурі повітря 40C)	
відхилення за добу	<10 с						
Комунікаційні функції:	Зв'язок з PG/OP	Зв'язок через глобальні дані	так	так			
Інтерфейси	Тип інтерфейса	Фізика	Потенціальна розв'язка	Електроживлення на інтерфейсі (від 15 до 30 В постійного струму)			
Кількість з'єднань	вбудований інтерфейс RS 485	RS 485	немає	макс 200 мА	12		
Функційні можливості	MPI PROFIBUS-DP	Двухточкове з'єднання	ні	так	ні		

Комунікаційний процесор. Комунікаційний процесор CP 341 призначений для прийому інтерфейсних сигналів за допомогою інтерфейса RS 485. Його зовнішній вигляд показано на рисунку 2.13

Рисунок 2.13 - Зовнішній вигляд комунікаційного процесора CP 341

Модуль дискретного виводу SM 322, 16 DO. З рис. 2.11 видно, що на восьмому посадковому місці профільшини розташовано модуль дискретного виводу SM 322, 16 DO DC 24V/0,5A. Він має наступні характеристики:

1. 16 виходів, ізольованих групами по 8;
2. вихідний струм 0,5А;
3. номінальна напруга на навантаження 24В постійного струму;
4. придатний для соленоїдних клапанів, контакторів постійного струму і індикаторних сигналів

Даний цифровий модуль виведення SM 322 (DO 16 x 24 VDC/0.5A) має особливість у роботі: при подачі живлення 24 В через механічний вимикач, всі його вихідні канали короткочасно (протягом приблизно 50 мілісекунд) переходять у активний стан (логічна "1"). Цю специфіку поведінки необхідно враховувати при його застосуванні в контурах керування високошвидкісними лічильниками або іншими швидкодіючими пристроями, щоб уникнути небажаних імпульсів при старті системи.

На рис. 2.14 показано внутрішній вид і принципова схема модуля SM 322; DO 16 x 24 VDC/0.5A.

Рисунок 2.14 - Зовнішній вигляд та принципова електрична схема модуля SM 322 (DO 16 x 24 VDC/0.5A)

Модуль аналогового вводу AI8 X 12 bit. На п'ятому і шостому місці профільшини розміщено модуль аналогового вводу AI8 X 12 bit. Даний модуль має наступні характерні особливості:

- Вісім входів в чотирьох групах каналів;
- Вид вимірювання, який вибирається для групи каналів:
 - напруга;
 - струм;
 - опір;
 - температура.
- програмне завдання індивідуального діапазону вимірювання окремо для кожної групи каналів;
- програмоване діагностування;
- програмоване діагностичне переривання;
- два незалежні вихідні канали, кожен з яких має функцію контролю та сигналізації про досягнення заданих граничних значень (верхньої та нижньої межі);
- програмоване переривання при переході межі;
- гальванічна розв'язка з CPU;
- гальванічна розв'язка з напругою навантаження (не для 2-провідного перетворювача)

На рис. 2.15 показана схема підключення модуля аналогового вводу

A18 X 12 bit.

Аналоговий вхідний модуль SM 331; AI 8 x 12 Bit налаштовується як апаратно (за допомогою DIP-перемикачів на модулі для вибору діапазону), так і програмно - через середовище STEP 7 або безпосередньо в програмі користувача, викликаючи системні функції (SFC).

На даному модулі можна задати наступні типи вхідних вимірювань:

- вимірювання напруги;
- вимірювання струму;
- вимірювання опору;
-

Рисунок 2.15 - Схема електричного підключення модуля аналогового введення AI8 x 12bit до вимірювальних датчиків та шини контролера

- вимірювання температури.

Необхідно використовувати утиліту S7 Configuration (Конфігурування S7) пакета STEP 7 і модулі для встановлення діапазону вимірювань на аналоговому модулі вводу для виконання необхідної настройки.

Модуль дискретного вводу SM321 DI 32X24VDC. На сьомому «посадковому» місці знаходиться модуль дискретного вводу SM321 DI 32X24VDC (рис. 2.16)

Рисунок 2.16 - Зовнішній вигляд та принципова електрична схема цифрового модуля вводу SM 321; DI 32 x 24 VDC

Основними характеристиками модуля SM 321; DI 32 x 24 VDC є:

- 32 дискретні входи, ізольовані як одна група;
- робоча вхідна напруга 24 В постійного струму;
- сумісність із різними типами датчиків, включаючи контактні перемикачі та 2-, 3-, та 4-провідні датчі близькості (BERO).

3. ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗПОДІЛЕНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ШГНУ

3.1 Загальні засади програмування в SIMATIC STEP-7

При написанні програмного забезпечення для контролера S7-300 потрібно використовувати програмний пакет фірми Siemens - Simatic STEP-7. STEP 7 є основним програмним комплексом, який надає повний набір інструментів для створення та експлуатації систем керування на базі автоматизаційних систем SIMATIC S7/C7/WinAC. Його ключовою перевагою є підтримка розробки масштабних автоматизаційних проектів, що об'єднують програмування контролерів, роботу з промисловими комп'ютерами, інтерфейсами "людина-машина" (HMI), розподіленими модулями вводу-виводу та промисловими мережами. Масштаб таких проектів обмежується лише продуктивністю використовуваних комп'ютерів або програмованих контролерів, на яких встановлено STEP 7 [30,33].

За допомогою інструментів STEP 7 можна виконувати наступні завдання:

1. конфігурація апаратного забезпечення та налаштування його параметрів;
2. налаштування промислових мереж зв'язку та параметрів обміну даними;
3. програмування, тестування, налагодження та введення в експлуатацію програм для систем автоматизації, а також їх локальне або віддалене обслуговування;
4. документування проектів та архівування даних;
5. оперативне керування та діагностика апаратури.

Всі ці функції підкріплені розвинутою системою контекстної довідки.

STEP 7 постачається у складі всіх програмованих контролерів серії SIMATIC PG (Field PG, PG 740 PIII, Power PG тощо). Також він доступний як окремий програмний пакет для ПК, що працюють під управлінням операційних систем Windows 95/98/NT/ME/2000. Для підключення до програмованих контролерів комп'ютер повинен бути оснащений спеціальною MPI-картою або PC-адаптером з відповідним комунікаційним кабелем.

STEP 7 дозволяє команді розробників працювати над одним проектом одночасно. Єдине суттєве обмеження полягає в тому, що декілька користувачів не можуть одночасно вносити зміни у файли проекту.

Програмний комплекс забезпечує інструментарієм для всіх етапів життєвого циклу системи керування - від створення до експлуатації. До ключових компонентів належать:

1. SIMATIC Manager - головний середовищний модуль для управління структурою проекту, пошуку компонентів і запуску інших інструментів.
2. Symbol Editor - редактор для створення символічних імен змінних, визначення типів даних та додавання коментарів.
3. Hardware Configuration - інструмент для налаштування апаратної конфігурації, що використовується в проекті.
4. Communication - утиліта для конфігурування промислових мереж (MPI, PROFIBUS, Industrial Ethernet) та налаштування обміну даними, який може бути циклічним або ініційованим за подією.
5. Інформаційні функції - набір засобів для моніторингу даних центрального процесора та керування виконанням програми під час налагодження.

Для розробки програми користувача STEP 7 пропонує три основні мови:

1. STL (Statement List) - список інструкцій; забезпечує максимальну швидкодію та мінімальне використання пам'яті.
2. LAD (Ladder Diagram) - діаграма сходової логіки (аналог релейно-контактних схем).
3. FBD (Function Block Diagram) - мова функціональних блоків, що імітує побудову схем з логічних елементів.

Для специфічних задач доступні додаткові технологічно орієнтовані мови, а також інструменти конвертації проектів з STEP 5 та TISOFT.

Структура програми та типи блоків

STEP 7 структурує код і дані у вигляді блоків, які можуть викликати один одного, подібно до підпрограм. Така модульна архітектура покращує структуру, наочність та можливість повторного використання коду.

Основні типи блоків:

Організаційні блоки (OB) - керують виконанням програми. Вони класифікуються за пріоритетом (наприклад, циклічні, обробники переривань).

Блоки з вищим пріоритетом можуть переривати виконання блоків з нижчим.

Функціональні блоки (FB) - інкапсулюють логічні частини програми. Для зберігання їх внутрішніх змінних та результатів використовуються спеціальні блоки даних (Instance DB, IDB), керовані операційною системою контролера.

Рисунок 3.1 - Порядок виклику блоків

Екземпляри даних (IDB): Для кожного функціонального (FB) і системного функціонального блоку (SFB) операційна система контролера автоматично створює спеціальний службовий блок даних - IDB (Instance-data Block). Ці блоки генеруються під час компіляції FB/SFB. Доступ до даних в IDB може здійснюватися як з програми користувача, так і через інтерфейс "людина-машина" (HMI).

Функції (FC): Це блоки, що реалізують обчислювальні операції. Кожна

функція повертає результат на основі отриманих вхідних параметрів. Оскільки всі вхідні дані мають бути визначені до виклику, функції не потребують додаткових блоків даних для своєї роботи.

Глобальні блоки даних (DB): Призначені для зберігання інформації, доступної будь-якому модулю програми (на відміну від IDB, які прив'язані до певного FB/SFB). У DB можна зберігати дані як елементарних типів (BOOL, INTEGER, REAL тощо), так і складених структур. Для доступу до цих даних може використовуватися символічна адресація.

Системні функціональні блоки (SFB): Це вбудовані в операційну систему процесора блоки (наприклад, для комунікації SEND/RECEIVE). Вони не завантажуються в пам'ять програм користувача, але для їх роботи все одно потрібні відповідні екземпляри даних (IDB).

Системні функції (SFC): Вбудовані в ОС контролера стандартні підпрограми для роботи з таймерами, лічильниками, передачею даних та іншими системними завданнями.

Системні блоки даних (SDB): Призначені для зберігання конфігураційних параметрів самої операційної системи та апаратних модулів контролера.

3.2 Створення робочого проєкту в SIMATIC STEP-7

Створення робочого проєкту починається з конфігурації комплексу технічних засобів, далі заповнюється символічна таблиця, куди заносяться дані про всі блоки, що наявні в проєкті, про всі вхідні та вихідні сигнали. Після цього створюється програмне забезпечення нижнього рівня. Всі блоки, що наявні в проєкті добре видно у вікні, яке показано на рисунку 3.2.

Рисунок 3.2 - Вікно проєкту "Blocks"

В даному проєкті наявна наступна кількість блоків:

1. OB - 4
2. FC - 6
3. DB - 5.

Згідно із структурною схемою програмного забезпечення, ієрархія виклику блоків описана нижче.

Блок OB1 основний блок для організації програмного циклу.

Відкривши даний блок, видно, що він має чотири Network-а і написаний на мові FBD.

Перший Network OB1 відповідає за обробку всіх аналогових сигналів. Його зовнішній вигляд можна побачити на рисунку 3.3

Рисунок 3.3 - Перший Network OB1

Клікнувши на ньому правою кнопкою миші, можна викликати безпосередньо саму функцію FC1 обробки вхідних аналогових сигналів. Дані про параметр процесу (в даному випадку це або тиск у викидному трубопроводі котроїсь з свердловин або навантаження на полірований шток одного із станка-качалок) в форматі Real записується в спеціально виділені комірки пам'яті блоку даних, а саме в DB2. Сюди ж записуються дані про діагностування стану модуля в форматі Bool, тобто якщо в комірку пам'яті даного блоку записується 1, то наявна помилка від модуля вхідних аналогових сигналів.

З будь-якого Network-а функції FC1 можна викликати функцію FC5, яка вже безпосередньо здійснює переведення значення параметру процесу з формату word в формат geal, враховуючи калібровочні коефіцієнти (з блоку даних DB3), а також діапазон вимірювання параметру (DB4).

Необхідно зазначити, що остаточно блоки даних DB3 і DB4 заповнюються при авторському нагляді на об'єкті оператором-технологом.

З другого Network-а OB1 (див. рисунку 3.4) викликається функція обробки всіх дискретних сигналів.

Рисунок 3.4 - Зовнішній вигляд другого Network-а OB1

Дана функція FC2 включає в свій склад два Network-а. Перший відповідає за ввід всіх вхідних, а другий - всіх вихідних дискретних сигналів. Всі ці дані вводяться в блок даних DB1.

З третього Network-а OB1 (див. рис. 3.5) викликається функція, відповідальна за керування роботою всіх станків-качалок. Функція FC6 містить п'ять (5) Network-ів, з яких в свою чергу викликається функція FC3, що відповідає за індивідуальну роботу даного обладнання.

Рисунок 3.5 - Зовнішній вигляд третього Network-а OB1

При періодичній відкачці свердловинної рідини ШГНУ час відкачки регламентується внутрішнім розпорядком нафтовидобувного підприємства і може змінюватись з плином часу, внаслідок зміни пластового тиску.

Тому функція FC3 здійснює керування верстатом-качалкою на протязі, для прикладу, двох годин, після чого обладнання повинно зупинитись.

Для ШГНУ необхідним є контроль відпрацьованого моторесурсу для запобігання виникненню різного роду аварійних ситуацій, тому в даній функції в другому Network-у присутній лічильник, що відповідає за напруцювання обладнання.

З четвертого Network-а OB1 можна викликати функцію FC4, яка відповідає за створення попереджувальної сигналізації (див. рисунку 3.6)

Рисунок 3.6 - Зовнішній вигляд четвертого Network-а OB1

З усіх вище перерахованих блоків даних, а також блоку даних DB5, який містить інформацію про стан технологічного обладнання, дані передаються на верхній рівень АСУ ТП.

ВИСНОВКИ

- 1.
2. Під час виконання магістерської роботи було отримано наступні результати дослідження:
3. - розглянуто призначення і конструктивні особливості ШГНУ, яка сьогодні
4. залишається основним і найрозповсюдженішим механізованим способом експлуатації свердловин. В той же час її конструкція має суттєві недоліки, зокрема обмеженість дебету ⁵ та глибини експлуатації гранично допустимим
5. навантаженням на насосні штанги, а також високий знос насосних штанг та насосно-компресорних труб (особливо для викривлених свердловин), котрий, однак, може бути знижений;
6. - форма динамограми, що відображає залежність навантаження на гирловий
7. шток від його ходу відображає стан обладнання ШГНУ і використовується для його діагностування;
8. - аналіз ШГНУ з точки зору об'єкту управління показав, що вона є неконтропридатним об'єктом, так як ¹² конструкція вузлів ШГНУ не передбачає місць для встановлення давачів (неконтропридатність закладена ще на стадії проектування), а доступ до давачів у підземній частині ШГНУ можливий лише за допомогою тривалих і трудомістких спуско-підймальних операцій, що ускладнює як встановлення давачів, так і їх обслуговування та отримання вимірювальної інформації;
9. - аналіз динамометричних і ватметрометричних методів контролю технічного стану ШГНУ показав, що вони вимагають вдосконалення з точки зору можливості обробки за допомогою контролера безпосередньо на свердловині, що дозволить отримати оперативну інформацію про стан ШГНУ і відкоректувати режим її роботи;
10. - розглянуті контролери зарубіжних фірми, в основному США, їх функціональні особливості та проведено порівняння їх показників зарубіжних контролерів і станцій управління ШГН. Показано, що використання контролерів з частотними перетворювачами, та контролери, які не вимагають для своєї
11. роботи будь-яких зовнішніх давачів, так звані "бездатчикові" дозволяє знизити вартість системи автоматизації, збільшити їх надійність та зменшити час монтажу системи управління;
12. - запропонована узагальнена структурна схема системи управління ШГНУ, що дозволяє оптимізувати режими роботи обладнання, оперативно виявляти аварійні ситуації і невідповідності режимів експлуатації обладнання ШГНУ з передачею оперативної інформації про стан ШГНУ на диспетчерський пункт;
13. - розглянута можливість використання контролера системи управління ШГНУ для обробки динамограми та проаналізовані вимоги, яким повинні відповідати алгоритми діагностування, що будуть реалізовані контролером. Наведені приклади алгоритмів виявлення найбільш типових дефектів ШГНУ;
14. - вдосконалено динамометричний метод діагностування ШГНУ з врахуванням її вібраційного стану, в якому за діагностичну ознаку прийнято автокореляційну функцію ¹² АКФ вібраційного процесу, яка несе ту ж інформацію, що і спектральна щільність;
15. - розроблена структурна схема системи управління ШГНУЮ основними складовими якої є PLC Simatic S7-1200, вібраційний модуль SM1281, блок технічної діагностики, блок розрахунку управляючого впливу та регулятор;
16. - розроблена структурна схема блоку технічної діагностики ШГНУ та наведено її опис;
17. - розроблена функціональна схема чотирьох рівневої розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ, визначені її функції та проведено опис складових системи на кожному з ієрархічних рівнів;
18. - проведено обґрунтований вибір давачів і технічних засобів розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ
19. - з використанням загальних засад програмування в пакеті SIMATIC STEP 7
20. проведено конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ.
- 21.
- 22.
23. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА
- 24.
25. ²¹ 1. Федорович Я. Т. **Машины та обладнання для видобутку нафти і газу. Навч. посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.**
26. ²² 2. Акульшин О. І., Бойко С., **Дорошенко В. М. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб.** Івано-Франківськ: **Факел**, 2003. **434 с.**
27. ²³ 3. **Алиев Т. А., Нусратов О. К. Методы и средства диагностики глубиннонасосного оборудования нефтяных скважин. Нефтяное хозяйство. 1998. No 9. С. 78-80.**
28. ¹³ 4. **Євчук О.В. Вдосконалення динамометричного методу та технічних засобів діагностування штангових глибинно-насосних установок для видобутку нафти [Текст]: дис. канд. техн. наук: 05.11.13 / Євчук Ольга Василівна - Івано-Франківськ, 2004. -119с.**
29. ⁵ 5. **Ровінський В.А. Вдосконалення ватметрографічних методів діагностування штангових глибинно-насосних установок для видобутку нафти та розробка технічних засобів для їх реалізації [Текст]: дис. канд. техн. наук: 05.11.13/ Ровінський Віктор Анатолійович - Івано-Франківськ, 2004. -124 с.**
30. ¹³ 6. **Заміховський Л.М. Діагностика технічного стану штангових глибинно-насосних установок [Текст]: монографія/ Л.М. Заміховський, В.А. Ровінський, О.В. Євчук - Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2006. - 308 с.**
31. ²⁴ 7. **Заміховський Л.М. Математичне моделювання нестационарного деформування ШГНУ [Текст] / Л. М. Заміховський, И. Г. Хашханов // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: ДМНТЗ. - Івано-Франківськ, 2001 - (Серія «Методи і засоби технічної діагностики»; вип. 38 (Т.8)). - С. 25-27**
32. ¹⁴ 8. **Мансафов, Р.Ю. Новый подход к диагностике работы УСШН по динамограмме / Р.Ю. Мансафов // Инженерная практика. - 2010. - No 9. - С. 82-89.**
33. ⁹ 9. **Алиев, Т.М. Автоматический контроль и диагностика скважинных штанговых насосных установок / Т.М. Алиев, А.А. Тер-Хачатуров. - М.: Недра, 1988. - 232 с.**
34. ²⁶ 10. **Информационно-управляющие системы в нефтедобывающей промышленности / Гузаиров М. Б., Ильясов Б. Г., Тагирова К. Ф. [и др.], под ред. С. Т. Кусимова, Б. Г. Ильясова, В. И. Васильева. М. : Машиностроение, 2008.**
35. ²⁴ 11. **Алгоритмы диагностики неисправностей штанговых глубинно-насосных установок / Т. А. Алиев [и др.] // Мехатроника, автоматизация,**

управление. 2015. Т. 16, No 5. С. 314-320.

36. 12. Zhang ¹⁹Lo, Xianwen Gao. **Fault diagnosis of sucker rod pumping systems based on Curvelet Transform and sparse multi-graph regularized extreme learning machine.** *International Journal of Computational Intelligence Systems*, 2018, vol. 11, pp. 428-437.
37. 13. ²¹А. Ровінський. **Діагностування підземного нафтового обладнання. - Матеріали міжнар. конф. "Сучасні методи і засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики". - Ялта, 2001**
38. 14. ¹²McCoy J.N., Podio A.L. **Motor Power/Current Measurement for Improving Rod Pump Efficiencies.** *OK. 1997*
39. 15. ¹²McCoy, J. N., Collier, Forrest and A. L. Podio,; **"Application of Real-Time Measurement of Motor Power to Determination of Beam Pump Efficiency," Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Lubbock, Texas, April 1995.**
40. 16. ¹²Durham, M. O., Lockherd C. R. and J. F. Lea,; **"Motor Design Slip Performance on Cyclic Loads" IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 26, No. 5, September/October, 1990.**
41. 17. ¹²Sibbs, S. G.: **"Utility of Motor-Speed Measurements in Pumping-Well Analysis and Control," SPE Production Engineer (August 1997, pp. 199-208).**
42. 18. ¹²Skinner, D. R.: **"Efficient Use of Electric Power in Production Operations," SPE 11559 paper presented at the 1993 Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, February 27-March 1.**
43. 19. ¹²McCoy, J. N., A. L. Podio,; Kay Capps, J. West and J. Jennings: **"Simplified Computer-Aided Analysis of Electrical Current in Motors Used for Beam Pumping Systems," SPE 25447, Presented at the Production Operations Symposium, March 21-44.**
45. ¹²23, 1993, Oklahoma City, OK.
46. 20. ¹²Ott, Russ et al.: **"Reducing Electrical Consumption of Beam Pumping Units by Properly Counterbalancing Using PC Software, (Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Lubbock Texas, April 1995.**
47. 21. LUFKIN Well Manager™ 2.0. <https://www.lufkin.com/solutions-services/automation/>
48. 22. Фирма "eProduction Solutions a Weatherford Company", США. <https://all-pribors.ru/companies/firma-eproduction-solutions-a-weatherford-company-ssha-8430>
49. 23. Автоматизація процесів та цифровізація. <https://new.abb.com/process-automation>
50. 24. Чому варто обрати автоматизацію та електроніку? <https://automazionelec.com/>
51. 25. <https://atyrau.catalogy-kz.ru/firms/www.dlc.kz.htm>
52. 26. R&M Energy Systems. <https://www.linkedin.com/company/r&m-energy-systems/>
53. 27. Міжнародні ресурси автоматизації. <https://www.ter-usa.com/>
54. 28. SPOC Automation створює рішення для автоматизації світового класу, включаючи частотно-регульовані приводи (ЧРП), системи керування відкачуванням та технологію SCADA, для штучного підйому, водовідведення та стиснення газу. <https://spocautomation.com/oil-and-gas>
55. 29. ¹⁴Ковшов, В.Д. **Динамометрирование, моделирование и диагностирование состояния глубинной штанговой насосной установки / В.Д. Ковшов, М.Е. Сидоров, С.В. Светлакова // Известия вузов. Нефть и газ. - 2011. - No 3. - С. 25-30.**
30. ¹Condition Monitoring SIPLUS CMS - [Електронний ресурс]. - Режим доступу до ресурсу: https://www.iem.eu/uploads/tx_etim/Page_11_Siemens_43123.pdf
56. 31. SIPLUS CMS1200 ¹Електронний ресурс]. - Режим доступу до ресурсу: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/490/109481490/att_885698/v1/cms1200_sm1281_operating_manual_en-US_en-US.pdf
57. 32. ¹²Оборудование и программное обеспечение для управления и контроля скважин. Каталог фирмы "Barker CAC" Printed in USA, 8800-5M-2193.,1996.
- 58.
59. 33. Офіційний сайт корпорації Emerson: <https://www.emerson.com>
60. 34. Siemens AG. (2018, August). ²³Open User Communication with TSEND_C and TRCV_C: SIMATIC S7 1200 CPU (Version 2.1). Siemens. <https://support.industry.siemens.com/cs/ww/en/view/67196808>
61. (
- Зм
- .
- Арк
- .
- Но
- докум
- .
- Підпис
- Дата
- Арк
- .
- КРМ
- .АКСм
- 21.00.00.000 ПЗ
-)
62. БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА
- 63.
64. Тема випускної магістерської роботи: - «РОЗРОБЛЕННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ШГНУ»
65. Обсяг пояснювальної записки складає: 101 сторінку та містить 4 таблиці, 49 рисунків і список використаних джерел з 34 найменувань.
66. Перелік креслень графічної частини:
- 67.
68. - МР. АКСм - 21.00.00.001 - Загальна конструктивна схема штангової глибинно-насосної установки (листів - 1).

69. - МР. АКСм - 21.00.00.002 - Структурна схема ШГНУ (листів - 1).
70. - МР. АКСм - 21.00.00.003 - Класифікація ватметрографічних методів контролю технічного стану ШГНУ (листів - 1).
71. - МР. АКСм - 21.00.00.004 - Графіки зусилля ¹⁷ в штанговій колоні $P(t)$, зміни математичного очікування $Mx(t)$ і дисперсії $Dx(t)$ вібраційного процесу в часі (листів - 1).
72. - МР. АКСм - 21.00.00.005 - Функціональна схема розподіленої автоматизованої системи управління ШГНУ (листів - 1).
73. - МР. АКСм - 21.00.00.006 - Контрольовані та керовані параметри свердловини, обладнаної ШГНУ (листів - 1).
74. - МР. АКСм - 21.00.00.007 - Конфігурування комплексу технічних засобів розподіленої системи в Simatic Step7 (листів - 1).
- 75.
- 76.
77. Дата завершення магістерської роботи 20 грудня 2025 року
- 78.
79. Студент-магістр _____ Сем'янів О.Ю.
- 80.
- 81.
- 82.