

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки
Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістра

(ступінь вищої освіти)

на тему Модернізація та дослідження електроприводу штангової свердловинної насосної установки

Виконав: студент 6 курсу, групи 601 МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Борщов Д.С.

Керівник Єрмілова Н.В.

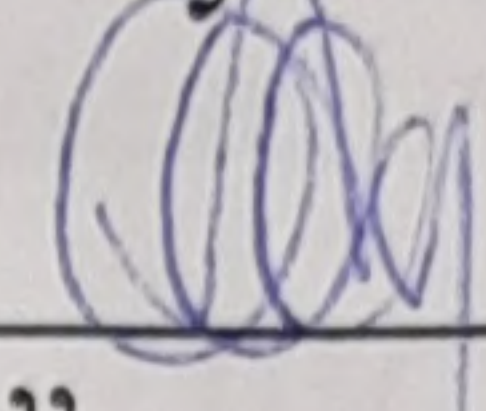
Рецензент Сущенко А.С.

Полтава - 2023 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
автоматики, електроніки та
телекомунікацій


О.В. Шефер
“ 04 ” 09 2023 р.

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА СТУДЕНТУ

Борщову Данилові Сергійовичу

1. Тема проекту (роботи) «Модернізація та дослідження електроприводу штангової свердловинної насосної установки»
Керівник проекту (роботи) Єрмілова Наталія Василівна, к.т.н., доцент
затверджена наказом вищого навчального закладу від “4” 09 2023 року № 986-фа
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 13.12.2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технічна документація на штангову свердловинну насосну установку. Кут нахилу свердловини – 90°; момент гідравлічного опору $M_r = 300$ Нм; число коливань у хвилину – 12; ККД механізму $\eta_m = 0,95$; вага механічної частини 300 кг. Провести модернізацію електропривода. При зміні навантаження на 20% забезпечити відхилення швидкості у межах 1%, час регулювання не більше 5 с, перерегулювання у межах 30%.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Описання технологічного процесу видобутку нафти зі свердловини за допомогою електронасосних агрегатів. Огляд систем електроприводу та методик розрахунків навантажень для ШСНУ. Постановка задач для модернізації електроприводу установки. Розрахунок приведенного статичного моменту ШСНУ. Розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ. Розрахунок навантажень, вибір та перевірка вибору приводного електродвигуна. Розроблення електроприводу за системою ТПН-АД. Моделювання системи ТПН-АД для ШСНУ. Аналіз результатів моделювання. Висновки по роботі.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

- 1) Будова штангової свердловинної насосної установки;
- 2) Основні конструкції свердловинних насосів;
- 3) Структурна схема розімкненої системи електроприводу ТПН-АД;
- 4) Модель системи ТПН-АД;
- 5) Модель асинхронного двигуна;
- 6) Модель механічної частини системи електроприводу ШСНУ;
- 7) Перехідні процеси пуску АД з використанням струмової синхронізації;
- 8) Перехідні процеси в квазіустановленому режимі роботи електроприводу ТПН-АД ШСНУ;
- 9) Моделювання пуску АД з різними початковими умовами

6. Дата видачі завдання 02.10.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
		Дата початку	Квартал	Відсоток виконання	
1	Описання технологічного процесу видобутку нафти зі свердловини за допомогою електронасосних агрегатів	11.10.23		15%	Пл. 1
2	Огляд систем електроприводу та методик розрахунків навантажень для ШСНУ. Постановка задач для модернізації електроприводу установки	18.10.23	I	30%	Пл. 2
3	Розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ	25.10.23		40%	Пл. 4
4	Розрахунок потужності, вибір та перевірка вибору приводного електродвигуна	14.11.23		50 %	Пл. 5
5	Розроблення електроприводу за системою ТПН-АД	21.11.23	II	60%	Пл. 6
6	Моделювання системи ТПН-АД для ШСНУ	28.11.23		70%	Пл. 7
7	Аналіз результатів моделювання	06.12.23		90%	Пл. 8
8	Оформлення магістерської роботи	13.12.23	III	100%	Пл. 9

Магістрант Борщов Борщов Д.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи Срмілова Срмілова Н.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Зміст

Вступ.....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	8
1.1 Технологічний процес видобутку нафти	8
1.2 Структура приводу штангового свердловинного насоса	16
1.3 Огляд систем електроприводу для ШСНУ	18
1.4 Висновки до розділу.....	22
2 РОЗРАХУНКОВО-АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	23
2.1. Розрахунок приведенного статичного моменту ШСНУ	23
2.1.1. Урівноваження верстата-качалки	23
2.1.2. Розрахунок моменту статичного навантаження за елементарною теорією	26
2.1.3. Розрахунок моменту статичного навантаження за уточненою теорією	28
2.2 Розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ.....	33
2.3 Розрахунок потужності та вибір приводного електродвигуна	39
2.4 Перевірка двигуна на перевантажувальну здатність, можливість запуску та температуру перегріву	41
2.5 Принцип роботи системи ТПН-АД	43
2.6 Структурна схема розімкненої системи керування електроприводом ТПН-АД	47
2.7 Використання електроприводу за системою ТПН-АД для енергозбереження та формування перехідних процесів	48
3 МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТПН-АД ДЛЯ ШСНУ.....	52
3.1. Модель силової електричної частини системи	54
3.2 Модель механічної частини системи	60
3.3 Модель інформаційної частини системи керування	62

3.4. Моделювання електропривода за системою ТПН-АД і аналіз результатів моделювання	64
3.5 Диспетчеризація процесу видобування нафти за допомогою ШСНУ	70
3.6 Висновки до розділу	71
Висновки.....	72
Використана література	74
Додатки.....	77

ВСТУП

Нафта є одним з головних джерел енергетичної потужності людського суспільства, тому забезпеченість держави нафтогазовою сировиною зумовлює рівень економічного розвитку країни і темпи технічного прогресу. Україна є нафтовидобувною країною, на території якої до початку війни видобувалося майже 2% від рівня світового видобутку нафти. Нафтовидобувна галузь залишається однією з головних в українській економіці, разом з тим ряд факторів, в тому числі особливості географічного розташування нафтовидобувних районів і залягання нафтоносних пластів, роблять собівартість української нафти однією з найвищих в світі. Тому зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з видобутком нафти, є одним із важливих завдань в нафтовидобувній галузі.

За кількістю, складністю та різноманітністю вживаних технологічних процесів, машин і устаткування для їх здійснення, за динамікою їх вдосконалення і упровадженню нових процесів нафтогазовидобувна промисловість зайняла ведуче місце серед інших галузей сучасної промисловості. Безперервне збільшення номенклатури, кількості машин і іншого устаткування для здобичі, їх специфіка привели до формування нової галузі промисловості – нафтогазового машинобудування. До підгалузей, що утворилися останніми роками, окрім пошуково-розвідувальних робіт на нафту й газ і бурових робіт, можна віднести експлуатацію свердловин, процеси підготовки пластової рідини і газу, процеси поточного і капітального ремонту свердловин, тобто цілу групу процесів, для виконання яких застосовується спеціальне обладнання, звичайно зване обладнанням для здобичі нафти і газу.

Актуальність теми полягає в необхідності зниження собівартості української нафти, що може бути здійснено лише за умови забезпечення нафтогазовидобувної промисловості машинами і обладнанням необхідної номенклатури, високонадійного, з потрібними параметрами і характеристиками, а також у своєчасній модернізації обладнання, що вже використовується.

Відомо, що більше половини нафтових свердловин в Україні експлуатуються штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ), в якості приводного механізму для яких використовуються верстати-качалки. Більшість електроприводів ШСНУ є нерегульованими, укомплектованими асинхронними двигунами з короткозамкненим ротором. Регулювання продуктивності установок з такими приводами до теперішнього часу проводиться механічним способом шляхом зміни довжини ходу насоса і діаметра шківів клинопасової передачі. Невідповідність продуктивності насосної установки і припливу нафти в свердловину при використанні нерегульованого приводу призводить до збільшення числа відмов наземного і внутрішньоскважного обладнання, ремонт якого є трудомістким і дорогим і призводить до виводу свердловини з експлуатації на тривалий термін.

З установок з автоматичним регулюванням продуктивності найбільшого поширення набули електроприводи з періодичним відкачуванням нафти. Частотно-регульовані приводи вже знаходять застосування, але у вітчизняних ШСНУ поки ще не набули широкого поширення через відносно високу вартість обладнання, тому при модернізації важливим є розгляд економічної доцільності використання такого приводу.

Метою роботи є модернізація електроприводу штангової свердловинної насосної установки для підвищення ефективності та надійності її роботи.

Об'єкт дослідження – вивчення особливостей навантажень електропривода штангових свердловинних насосних установок з ціллю його модернізації та розробки найбільш раціональної системи керування електроприводом.

Предмет дослідження – електропривод штангової свердловинної насосної установки.

1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Технологічний процес видобутку нафти

Особливістю нафтогазовидобувної промисловості є виключно високі темпи її зростання та модернізації, які характеризуються насамперед кількістю щорічно видобутої нафти і газу [1].

Нафта насичує пори, тріщини, які є в гірських породах у надрах землі. Природне утворення нафти в надрах землі називають нафтовим заляганням. Практично всі нафтові залягання містять і нафтовий газ, який або знаходиться у вільному стані, або повністю розчинений у нафті. Окрім нафтогазових залягань в природі зустрічаються чисто газові, а також газоконденсатні залягання. Сукупність залягань нафти або газу, розташованих на одній ділянці являють собою нафтове або газове родовище. Кількість газових або нафтових пластів у родовищі може відрізнятись – від одного до кількох десятків. Зазвичай супутником нафти в нафтових родовищах є пластові води. Часто ці води знаходяться у тих же пластах що й нафта. В цьому випадку вода займає нижню частину пласта. За наявності в нафтовому пласті вільного газу, нафти та води, вода розташовується в нижній частині пласта, так як щільність її найбільша. Газ, який має найменшу щільність і найбільшу рухливість – у верхній частині пласта у вигляді газової шапки.

Існують два способи видобутку нафти: фонтанний та механізований. Якщо нафта виливається на поверхню під дією природної енергії нафтового пласта, спосіб видобутку називають фонтанним. Якщо ж енергії пласта недостатньо для піднімання рідини на поверхню і необхідно використовувати додаткове обладнання для компенсації недостатньої енергії, спосіб видобутку називається механізованим [2]. В залежності від типу додаткової енергії механізований спосіб поділяється на газліфтний (компресорний або безкомпресорний) та глибинонасосний (свердловини обладнані штанговими або заглибними відцентровими насосами).

Газліфтна експлуатація нафтових свердловин є продовженням фонтанного способу видобутку, з тією різницею, що при фонтануванні джерелом енергії слугує газ, який надходить разом з нафтою з пласта; а при газліфтній експлуатації піднімання рідини здійснюється за допомогою стисненого повітря, що нагнітається у свердловину з поверхні. Повітря на поверхні стискають в компресорах, або використовують газ високого тиску з найближчих газових родовищ або газонесних пластів. В першому випадку газліфт називають компресорним, в другому – безкомпресорним.

При насосній експлуатації піднімання рідини із свердловин на поверхню здійснюється насосами – в основному штанговими та безштанговими. Відкачування нафти із свердловин за допомогою штангових заглибних насосів отримала широке розповсюдження в силу їх простоти та порівняної дешевизни. Штангові насоси дозволяють відбирати нафту з глибин до 2500 м. Заглибний насос приводиться в рух від верстата-качалки, який розташований на поверхні землі і складається з балансира, шатунно – кривошипного механізму та приводного електродвигуна [2].

Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою верстата-качалки включає: глибинний плунжерний насос, систему насосних труб і штанг, на які насос підвішують у свердловині; привідну частину індивідуальної штангової установки балансирного типу, котра складається з верстата-качалки та двигуна; устьове обладнання свердловини, призначене для підвішування насосно-компресорних труб і герметизації устя; підвісний механізм для підвішування насосних штанг до головки балансира верстата-качалки (рис. 1.1).

У свердловину на колоні насосно-компресорних труб (НКТ) під рівень рідини спускають циліндр насоса, в нижній частині якого встановлено фільтр 1 та приймальний клапан, що відкривається тільки вгору. Потім на насосних штангах 4 у середину насосно-компресорних труб 3 спускають поршень, котрий називається плунжером, який встановлюють у циліндр плунжерного насоса 2.

Верхній кінець штанг за допомогою підвіски 5 закріплюють на головці переднього плеча балансира 7 верстата-качалки. Для спрямування рідини із НКТ у нафтопровід та попередження її розтікання на усті свердловини закріплюють трійник та вище нього сальник, через який пропускають сальниковий (полірований) шток.

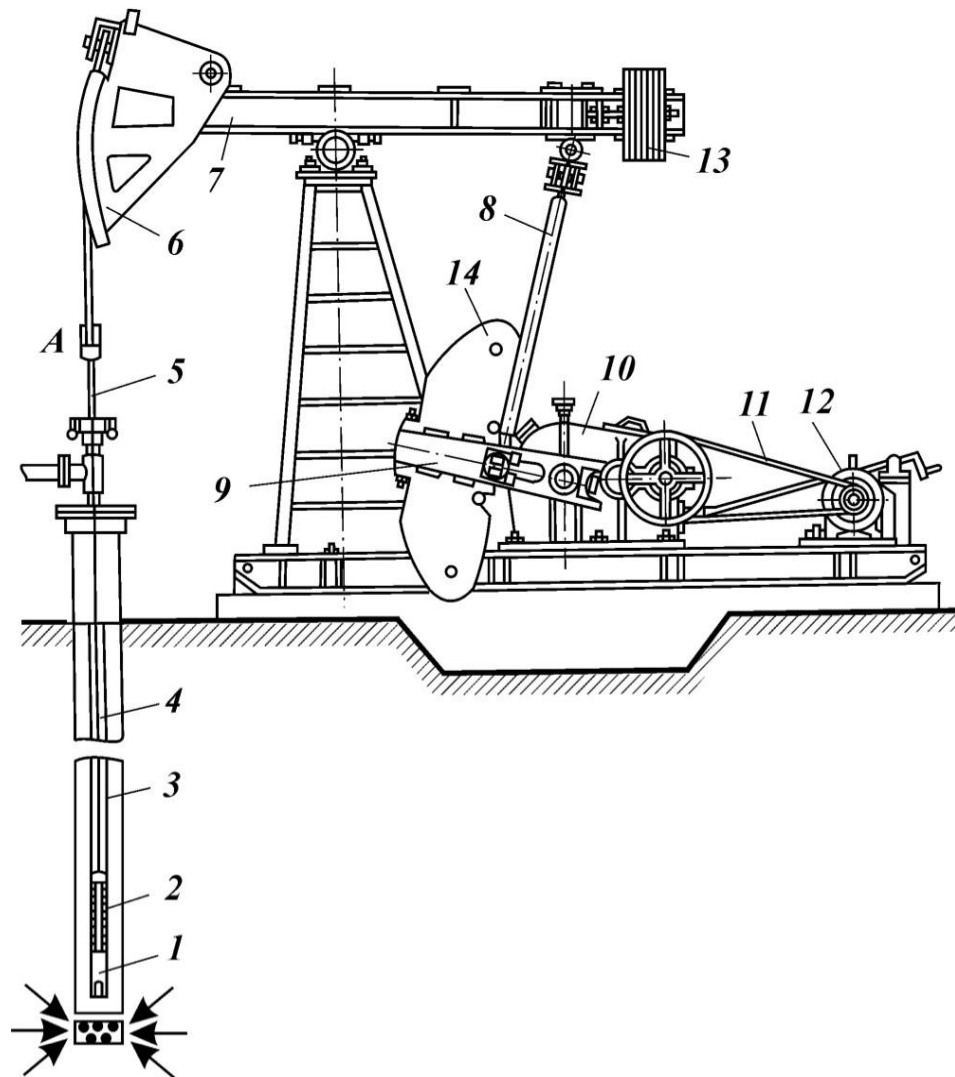


Рисунок 1.1 – Будова штангової свердловинної насосної установки
 1 – фільтр; 2 – плунжерний насос; 3 – насосно-компресорні труби;
 4 – насосна штанга; 5 – підвіска з устьовим обладнанням; 6 – головка балансира; 7 – балансір; 8 – шатун; 9 – кривошип; 10 – редуктор;
 11 – клино-пасова передача; 12 – електродвигун;
 13 – противага балансира; 14 – противага приводу

Свердловинний насос приводиться у дію верстатом-качалкою, в якому обертовий рух, отриманий від двигуна 12, за допомогою редуктора 10, кривошипно-шатунного механізму 8, 9 та балансира 7 з головкою 6 перетворюється в зворотно-поступальний рух, який передається плунжерному насосу в свердловині.

При ході плунжера вгору під ним падає тиск, всмоктувальний клапан під тиском стовпа рідини в затрубному просторі відкривається, і рідина із свердловини поступає в циліндр насоса. У цей час нагнітальний клапан плунжера закритий під тиском стовпа рідини, що знаходиться над ним. При ході вниз приймальний клапан під тиском стовпа рідини в насосних трубах закривається, а клапан, розташований на плунжері, відкривається, і рідина поступає в насосно-компресорні труби 3. В конструкції присутній ущільнювач, який служить для забезпечення герметичності роботи насоса.

При неперервній роботі плунжера всмоктування та нагнітання чергуються, в результаті чого при кожному ході деяка кількість рідини поступає в насосно-компресорні труби. Рівень рідини в НКТ поступово збільшується і досягає устя свердловини, рідина починає переливатися у вихідну лінію через трійник із сальниковим пристроєм.

Верстати – качалки оснащені засобами для їх відключення у випадку обриву штанг або при появі ударних перевантажень, при підвищенні або зниженню тиску в нагнітальному трубопроводі, при обриві фаз або струмових перевантаженнях та коротких замиканнях електродвигунів.

Штангові свердловинні насосні установки мають суттєві недоліки – важке громіздке обладнання при великих глибинах свердловин, небезпеку різних неполадок, аварій зі штангами, обмежене використання для видобутку нафти в нахилених свердловинах; не завжди достатня продуктивність для відбору великих об'ємів рідини, особливо із сильно обводнених свердловин.

У зв'язку з цим в теперішній час у більшості країн світу використання знаходять насосні установки з новим принципом дії. Основною особливістю їх є перенесення електродвигуна до гирла свердловини і усунення штанг –

найбільш вразливої ланки глибинонасосних установок. Із безштангових насосних установок найбільш широко використовують заглибні електро-відцентрові насоси. До переваг електро-відцентрових насосів відносяться простота обслуговування, висока продуктивність, відносно великий міжремонтний період роботи. Вони можуть успішно працювати як у вертикальних, так і в нахилених свердловинах [3].

У становленні та розвитку нафтогазовидобувної промисловості можна прослідкувати декілька етапів, кожен з яких віддзеркалює постійну зміну співвідношення, з одного боку масштабів споживання нафти і газу, з іншого - ступінь складності їх видобутку. Необхідність реалізації нових технологій, які отримали масове застосування, обумовила створення нового та модернізацію існуючого обладнання, без яких впровадження нових технологій неможливе. Нафтогазові, газові та газоконденсатні родовища розробляють і експлуатують за допомогою машин, інструментів та механізмів, функціонування яких взаємопов'язане між собою і з функціонуванням об'єкта розробки і експлуатації – нафтовим, нафтогазовим або газоконденсатним пластом або кількома пластами родовища.

Таким чином, те що зазвичай прийнято називати нафтовим або газовим промислом, слід розглядати як єдину систему, яка сполучає в собі як геологічне утворення, так і комплекс інженерних засобів та об'єкта розробки і експлуатації, що забезпечується технічним управлінням із залученням необхідних засобів автоматизації та регулювання і, зокрема, АСУ. Тому окрім машин і обладнання, ця система містить і засоби вимірювання, регулювання, автоматизації та обчислювальну техніку.

Комплекси обладнання для експлуатації нафтових та газових родовищ на заболочених територіях відрізняються тим, що їх функціональне призначення полягає у забезпеченні можливості розробки родовища не окремими вертикальними свердловинами, а комплексом направлених під нахилом свердловин [1]. Це обладнання дозволяє здійснювати підводне

видобування родовищ, площі яких знаходяться під водою на малих, середніх та великих глибинах.

Існуюче обладнання для видобутку нафти зберігає працездатність обмежений час, тривалість якого значно менша періоду розроблення родовища; тому експлуатація кожної свердловини циклічна, переривчаста, що накладає певні технічні та економічні ускладнення [4].

Номенклатура обладнання, яке входить у комплекси, складає сотні найменувань, вивчення цього розмаїття технічних засобів робить необхідним їх систематизацію, основу якої складає класифікація. Найбільш доцільно класифікувати виходячи з технологічних властивостей, а не за параметрами або конструктивному виконанню.

I група – обладнання експлуатаційної свердловини, яке забезпечує нормальне функціонування найважливішого із промислового обладнання – експлуатаційної свердловини, яка є найважливішим каналом, що пов'язує продуктивний пласт із поверхнею. Надійність та функціональність цієї групи обладнання повністю визначає надійність роботи свердловини в цілому. Це обладнання що утворює ствол свердловини (обсадні труби, колонні голівки, фільтра, клапани - відсікачі, пакери - герметизатори і т.інш.).

II група – обладнання для піднімання зі свердловини пластової рідини або газу. Частина обладнання опускають у свердловину, називають цю частину обладнання – підйомником (ліфтом), а частину монтують у зоні гирла. В інших випадках обладнання використовується для нагнітання в пласт рідини, обладнання в цьому випадку називають нагнітаючим. Дану групу обладнання використовують тільки для експлуатації фонтануючих нафтових, газових або газоконденсатних родовищ. Це обладнання складається з підйомника, фонтанної арматури та манифольда, який дозволяє піднімати по свердловині на поверхню продукцію, забезпечувати контроль та регулювання фонтанування і підтримувати оптимальний режим роботи свердловини. Газліфтне обладнання призначене для експлуатації свердловин шляхом подання зтиснутого повітря до низу підйомника. До цього

обладнання відноситься сам підйомник з комплектом пускових і робочих клапанів, газліфтна арматура з контрольно – вимірювальними приладами та автоматикою, компресорні станції, холодильне обладнання та складна система трубопроводів.

Штангові свердловинні установки з механічним приводом знайшли широке застосування на промислах України. Ними експлуатують дві третини свердловин. Обладнання призначене для підйому рідини за допомогою штангових насосів. До цієї групи обладнання відноситься власне свердловинний насос, опущений на насосно – компресорних трубах, який приводиться в рух колоною штанг, насосні штанги, поверхневий привод, який включає в себе енергетичну установку і механічний перетворювач обертового руху вала привода установки в поступальний рух колони штанг.

Безштангові установки центробіжних свердловин електронасосів призначені для експлуатації високодебетних свердловин. На Україні з їх допомогою добувають більш ніж третину нафти. Виготовляється та поставляється велика кількість різних типорозмірів, до складу яких входять агрегативні опускні центробіжні насоси з електродвигуном та протектором, колона насосних труб із струмопровідним кабелем і поверхнева система керування електродвигуном.

Безштангові електрогвинтові свердловинні насоси призначені для експлуатації свердловин із невеликим дебетом та відрізняються від попередніх використанням замість центробіжного гвинтового насоса.

Обладнання для експлуатації однією свердловиною декількох різних за характером пластів, яке розміщується в одному стволі і включає комплекс різнотипного обладнання (наприклад, фонтанного та насосного), в результаті чого стає можливим при розробці багато пластових родовищ нафти та газу, значно скоротити кількість експлуатаційних свердловин.

III група – обладнання для інтенсифікації видобування нафти та газу і для збільшення нафтогазовіддачі пластів. Широке застосування цього обладнання дозволяє скоротити час розробки родовища та кількість

невидобутих нафти і газу. Більша частина нафтогазових родовищ розробляється при одночасному нагнітанні в пласт попередньо спеціально обробленої води. Обладнання для отримання води та її підготування саме і складають цю підгрупу, включаючи водозабір, систему відстоювання, коагулювання, хімічної і бактеріологічної обробки. До цієї підгрупи відносяться водонагрівачі, парогенератори, обладнання для підігрівання зони фільтра свердловини. У зв'язку з особливою актуальністю розроблення родовищ із високов'язкими нафтами на території України і необхідністю збільшення нафтовіддачі родовищ номенклатура цієї підгрупи обладнання збільшується і масштаби його використання швидко зростають.

IV група – обладнання і споруди для збирання продукції свердловин, її розділення – сепарації на нафту, газ, воду та домішки, вимірювання і первинної підготовки нафти, газу, газового конденсату. До цієї групи слід віднести обладнання для перекачування (насосні, компресорні установки та станції) з електроприводом та відповідною обв'язкою, контрольно – вимірювальними приладами, запірною та регулювальною апаратурою, засобами автоматизації.

V група – обладнання служби енергетики.

Із вищенаведеного переліку систематизованих груп і підгруп видно, наскільки велика номенклатура машин, обладнання, споруд, засобів механізації та автоматизації для видобутку нафти та газу.

Штанговий свердловинний насос для відкачування пластової рідини із свердловин приводиться в дію колоною штанг. Він працює у важких умовах: пластова рідина містить мінералізовану воду, абразив, хімічно активні сполуки та різні гази. Температура навколишнього середовища може перевищувати 100 градусів.

В насосах з невеликою довжиною хода (рис. 1.2, а) використовують конструкцію з тяговим штоком, до недоліків даної конструкції можна віднести значний шкідливий простір, що необхідний для розміщення тягового штока у внутрішній порожнині плунжера. Насоси інших типів

оснащені спеціальним замком, котрий при опусканні плунжера в нижнє положення і повертанні його колоною штанг, дозволяє захопити і підняти клапан. Насоси (рис. 1.2, б) оснащені двома нагнітальними клапанами.

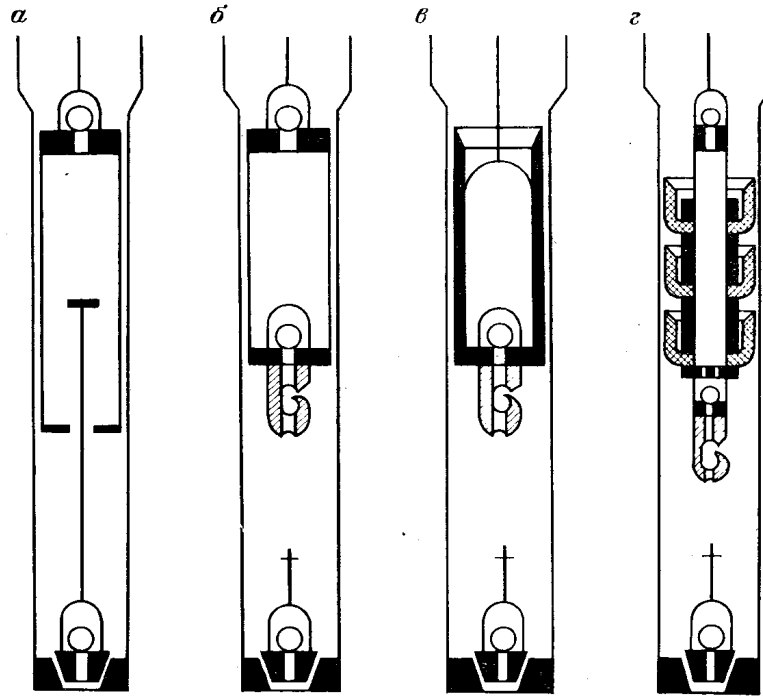


Рисунок 1.2 – Основні схеми свердловинних насосів

Плунжер насоса (рис. 1.2, в) використовується у свердловинах, які видають пластову рідину з великою кількістю піску. Зазор між плунжером та циліндром ущільнюється або гідравлічно – за рахунок утворення малого зазору великої довжини, який забезпечує необхідне падіння тиску над та під плунжером, або гнучкими манжетами (рис. 1.2, г).

1.2 Структура приводу штангового свердловинного насоса

Призначення приводу штангового свердловинного насоса має подвійний характер – з одного боку він перетворює енергію двигуна в механічну енергію колони штанг, з іншого – створює оптимальний режим роботи приводного електродвигуна. Привод забезпечує рух точки підвісу штанг за певним законом, регулює режим відкачування пластової рідини за рахунок зміни довжини та частоти ходу підвісу штанг, пуск та зупинку штангової

насосної установки, контроль режиму роботи внутрішньо свердловинного обладнання. Він також дозволяє використовувати двигуни оптимальної потужності, на режим навантаження яких закономірність зміни зовнішнього навантаження повинна впливати у мінімальному ступені.



Рисунок 1.3 – Структура привода штангової свердловинної насосної установки

Привод штангової свердловинної насосної установки складається із наступних основних блоків (рис. 1.3): силового органу, врівноважуючого пристрою і власне електропривода. Силовий орган призначений для переміщення колони штанг і може бути механічним, що складається із системи важелів, канатів та блоків, гідравлічним або пневматичним. Власне до складу привода входить електродвигун та передача, яка може бути

механічно або гідравлічною. Ці два блока в основному забезпечують виконання першої функції привода, виконання другої забезпечується врівноважуючими пристроями, які накопичують потенційну енергію колони штанг при її проходженні вниз і віддає під час проходження штанг угору.

1.3 Огляд систем електроприводу для ШСНУ

Більшість електроприводів штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ) є нерегульованими, при цьому станції керування виконують тільки пускозахисну функції і передачу дискретних сигналів стану електроприводу (включений-відключений стан двигуна, стан захистів і ін.) по каналах телемеханіки в диспетчерські служби нафтопромислів [3]. Регулювання продуктивності свердловини з такими електроприводами здійснюється механічним способом за рахунок зміни передавального числа клиноремінної передачі (шляхом переміщення ременів на інший шків електродвигуна) або за рахунок зміни довжини ходу полірованого штока (шляхом переміщення точки зчленування кривошипа і шатуна). Використання коробок передач, варіаторів, фрикційних муфт і т.п. для регулювання продуктивності не знайшло широкого застосування через недостатню надійність таких систем.

В електроприводах вітчизняних ШСНУ в більшості випадків використовуються трифазні асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором з підвищеним пусковим моментом потужністю від 11 до 55 кВт серії 4А, 5А та АИР у закритому виконанні із синхронною частотою обертання 1500 і 1000 об/хв, рідше застосовуються більш тихохідні двигуни (750 і 500 об/хв).

Системи електроприводів ШСНУ з асинхронними двигунами з фазним ротором, з синхронними двигунами і з двигунами постійного струму промислового застосування в даний час практично не мають.

Крім механічного регулювання продуктивності свердловини, в нафтовидобутку за допомогою ШСНУ використовуються і системи

автоматичного регулювання. Електроприводи верстатів-качалок з автоматичним регулюванням продуктивності можна розділити на кілька класів:

- 1) електроприводи з плавно регульованою швидкістю приводного двигуна;
- 2) електроприводи з пристроями періодичної відкачування нафти;
- 3) електроприводи із ступеневим регулюванням швидкості (електроприводи з короткоцикловим періодом роботи).

В даний час електроприводи з плавним регулюванням швидкості застосовують як в закордонній, так і у вітчизняній нафтовидобувній промисловості. Одним з методів оптимальної експлуатації є використання автоматичного регулювання напруги на статорі АД в функції його навантаження. При цьому між живильною мережею і обмотками статора включається 3-х фазний тиристорний перетворювач напруги (ТПН). Електропривод з такою структурою носить назву ТПН-АД. Найбільш широко застосовувана силова схема такого електроприводу, в якій між АД і мережею встановлені три пари зустрічно-паралельно включених тиристорів.

Робота систем оптимального регулювання заснована на екстремальному (з мінімумом або максимумом) характері залежностей енергетичних показників АД від напруги на статорі при заданому навантаженні.

Також використовуються електроприводи СШНУ, що виконуються за схемою перетворювач частоти - асинхронний двигун (ПЧ-АД). Через особливості механізму верстата-качалки приводний двигун значну частину робочого циклу може працювати в генераторному режимі, що в багатьох випадках ускладнює використання масових серій перетворювачів частоти. За кордоном, наприклад фірмою Siemens, випускаються спеціалізовані ПЧ з вираженою ланкою постійного струму для електроприводів верстатів-качалок, але коштують такі ПЧ в середньому в 1,5-2 рази більше загальнопромислових.

Перетворювачі частоти є одним з найдорожчих класів статичних перетворювачів електричної енергії для електроприводу, і це є основним чинником, який обмежує їх застосування в нафтовидобутку.

Короткоциклові електроприводи використовуються для тих же цілей, що і приводи з періодичним відкачуванням нафти. Крім того, короткоциклові приводи використовуються для так званого плавного пуску свердловини в роботу. Плавний пуск свердловини полягає в поступовому збільшенні продуктивності свердловини до номінального значення, період якого може досягати декількох місяців. Середня продуктивність свердловини регулюється за допомогою зміни тривалості роботи двигуна на високій і на низькій швидкості. Цикл роботи електроприводу коливається в середньому від 10 до 30 хвилин.

Двошвидкісному електроприводу властиві два недоліки, пов'язані з перемиканням з однієї швидкості на іншу. При перемиканні двигуна з високої швидкості на низьку він короткочасно переводиться в режим генератора. Кратності струму і моменту в цьому режимі аналогічні пусковим (6–7 разів по струму і 2–3 рази по моменту). Це призводить до додаткових втрат, перегріву обмотки статора і до ударних навантажень, які можуть викликати пошкодження механізму верстата-качалки і обрив колони штанг. Також не байдуже, в який момент відбувається перемикання швидкості двигуна. Так як навантаження приводного двигуна верстата-качалки носить періодичний характер, то перемикання швидкостей доцільно проводити при мінімальному навантаженні, що вимагає додаткових датчиків. Другий недолік полягає в тому, що значна зміна швидкості приводу при використанні багатошвидкісних двигунів викликають сильну нерівномірність відбору нафти з свердловини, яка може викликати ряд ускладнень в роботі глибинного насоса, таких як збільшення надходження піску в свердловину і можливість створення піщаних пробок.

Низька якість перехідних процесів при перемиканні швидкостей є однією з основних причин, яка обмежує використання для приводу верстатів-

качалок багатошвидкісних АД. Так само, як і приводи для періодичного відкачування нафти, існуючі вітчизняні промислові електроприводи верстатів-качалок з багатошвидкісними двигунами, по суті, не є регульованими. Пуск і перемикання швидкостей в таких приводах, як правило, здійснюється прямою подачею напруги на обмотки статора асинхронного двигуна за допомогою магнітних пускатів.

Іншою важливою особливістю, властивою більшості існуючих електроприводів верстатів-качалок, є їх низькі енергетичні показники. Дослідження, які проводяться на нафтопромислах, показали, що енергетичні показники фонду електроприводів верстатів - качалок невеликі: загальний ККД установки лежить в межах від 7% до 30%, коефіцієнт потужності – від 0,3 до 0,65. Однією з основних причин такого стану справ є низька завантаженість приводу. Встановлена потужність електродвигунів верстатів-качалок завищена і використовується в межах від 13% до 88%, в середньому не перевищуючи 50% .

Можна виділити кілька основних причин завищення настановної потужності двигунів верстатів-качалок:

1) через складну кінематику верстата-качалки і складних процесів взаємодії відкачуючої нафти з насосним обладнанням всередині свердловини споживана системою потужність носить пульсуючий характер, описати аналітично який з достатньою точністю важко. Тому у всіх практичних методиках вибору типу електродвигуна використовується цілий ряд емпіричних поправочних коефіцієнтів, застосування яких призводить до завищення значення потрібної потужності двигуна;

2) робота ШСНУ супроводжується безперервним зносом третьових поверхонь плунжера, втулок і клапанів глибинного насоса, що, в свою чергу, викликає зростання витоків в насосі. Це призводить до зниження продуктивності установки, і відповідно до зміни споживаної їй потужності. Тому потужність двигуна для електроприводу доводиться вибирати виходячи з максимуму споживаної за міжремонтний період потужності, що призводить

до того, що значний період часу приводний двигун працює з недовантаженням;

3) пуск ШСНУ відбувається найчастіше у важких умовах. Практика показує, що на значній частині нафтопромислових районів України нафтоносні пласти сформовані малостійкими до розмиву пісками і пісковиками. У період зупинки ШСНУ на ремонт, профілактику і т.п. пісок проникає в зазор між плунжером і циліндром насоса, що значно погіршує умови пуску верстата-качалки. Ця причина змушує вибирати двигуни більшої потужності для забезпечення необхідного пускового моменту.

1.4 Висновки до розділу

Таким чином, для підвищення енергозбереження та формування кращих перехідних процесів вважаємо за доцільне обрати для модернізації ШСНУ електропривод з плавно регульованою швидкістю приводного двигуна на базі схеми ТПН-АД.

Для цього потрібно виконати наступні завдання:

- розрахувати сумарний приведений момент інерції ШСНУ, провести вибір та перевірку вибору приводного електродвигуна;
- розробити структурну схему системи керування електроприводом ТПН-АД;
- провести моделювання електроприводу та оцінку можливостей використання ТПН для поліпшення енергетичних показників шляхом раціонального регулювання напруги на статорі двигуна;
- здійснити аналіз перехідних процесів пуску АД.

2 РОЗРАХУНКОВО-АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок приведенного статичного моменту ШСНУ

2.1.1. Урівноваження верстата-качалки

Відомо, що електроприводи верстатів-качалок, які застосовуються в штангових свердловинно-насосних установках для видобутку нафти, характеризуються тривалим режимом роботи. Навантаження приводного двигуна верстата-качалки циклічно змінюється з періодом, рівним часу одного гойдання. Урівноваження верстата-качалки – необхідна умова для забезпечення його нормальної роботи. Воно є одним з найбільш значущих чинників, які впливають на приведений момент навантаження. Урівноваження мінімізує коливання навантаження двигуна і механізму самого верстата, знижує навантаження в механічних передачах і зменшує споживану двигуном потужність. Урівноваження проводять противагами, підвішеними на задньому кінці балансира (балансиrne урівноваження) або встановленими на кривошип (роторне урівноваження), або ж застосовується комбінована система, коли урівноваження здійснюється противантажами, встановленими на кривошип в комплексі з балансиrними противагами (рис. 2.1).

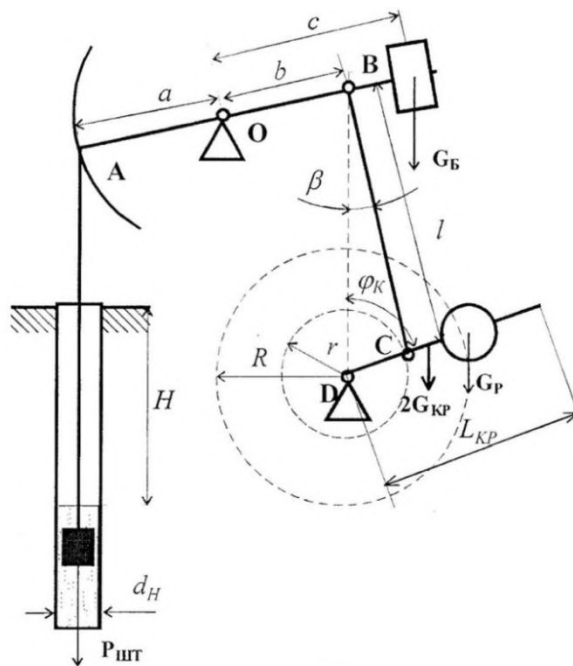


Рисунок 2.1–Механізм верстата-качалки

Як видно з рисунку 2.1, механізм верстата-качалки є кривошипно-шатунний механізм з балансиrom. Відомо, що такі механізми мають змінним приведеним моментом інерції, і рівняння руху для них має вигляд:

$$M - M_c(\varphi) = J_\Sigma(\varphi) \cdot \frac{d\omega}{dt} + \frac{1}{2} \cdot \omega^2 \cdot \frac{dJ_\Sigma(\varphi)}{d\varphi}; \quad (2.1)$$

де: M і ω – електромагнітний момент і кутова швидкість приводного двигуна;

φ – кутове положення ротора приводного двигуна;

M_c – приведений момент статичного навантаження;

J_Σ – наведений сумарний момент інерції електроприводу.

Всі розрахунки в цьому розділі ґрунтуються саме на рівнянні (2.1), при цьому не вводиться припущення про сталість швидкості приводного двигуна.

Найбільше розповсюдження у вітчизняній нафтовидобувній промисловості отримали верстати з роторним врівноваженням, тому подальші розрахунки проведені для врівноважених систем, в яких використовується роторне урівноваження.

При розрахунку урівноваження необхідно враховувати конструктивну неуврівноваженість верстата-качалки, тому що допущення про невагомості верстата приводить до значних похибок в розрахунках.

При розрахунку маси врівноважуючих вантажів на кривошипі існує два найбільш поширені методи обліку конструктивної неуврівноваженості. Основою обох способів є введення деяких поправочних коефіцієнтів.

Для першого методу неуврівноваженість враховується введенням поправочного множника при визначенні сумарної ваги роторних противаг відповідно до формули:

$$G_p = (P_{шт} + 0,5P_{ж}) \cdot \frac{a}{b} \cdot \frac{a}{b} \cdot \frac{r}{R} \cdot k; \quad (2.2)$$

де: $P_{шт}$ – вага штанг;

$P_{ж}$ – вага рідини;

R – відстань від вісі обертання кривошипа до центру мас врівноважуючих вантажів;

a, b, r, R – величини, що залежать від типу верстата-качалки;

k – коефіцієнт, що враховує конструктивну невірноваженість, залежить від типу верстата-качалки.

Вага рідини і штанг (для двоступеневої колони штанг) визначається за такими формулами:

$$P_{\text{ж}} = \left(\frac{\pi \cdot d_{\text{н}}^2}{4} - \left[\frac{l_1}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} + \frac{l_2}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \right] \right) \cdot H \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g; \quad (2.3)$$

$$P_{\text{шт}} = \left(\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{шт}}} \right) - \left[\frac{l_1}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} + \frac{l_2}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \right] \right) \cdot H \cdot \rho_{\text{шт}} \cdot g; \quad (2.4)$$

де: $d_{\text{н}}$ – діаметр насоса;

d_1, d_2 – діаметри першого та другого ступенів колони штанг;

l_1, l_2 – довжина першого і другого ступеня колони штанг;

H – глибина спуску насоса;

$\rho_{\text{ж}} = 900 \text{ кг/м}^3$ – щільність рідини, що відкачується;

$\rho_{\text{шт}} = 7800 \text{ кг/м}^3$ – щільність матеріалу штанг.

При розрахунку за другим методом невірноваженість враховується введенням в формулу для розрахунку відстані R від вісі обертання кривошипа до центру мас врівноважувальних вантажів поправки, що враховує роботу сил тяжіння невірноважених частин верстата-качалки:

$$R = \frac{(P_{\text{шт}} + 0,5 \cdot P_{\text{ж}}) \cdot S - A_0}{2 \cdot G_p}; \quad (2.5)$$

де: S – хід полірованого штока;

A_0 – робота сил тяжіння невірноважених частин верстата-качалки;

G_p – сумарна вага роторних противаг.

Довжина ходу полірованого штока пов'язана з геометричними параметрами верстата-качалки як:

$$S = 2r \cdot \frac{a}{b}; \quad (2.6)$$

Зіставляючи вирази (2.2) і (2.5), можна вивести залежність k від A_0 :

$$k = 1 - \frac{A_0}{M_{ур}}; \quad (2.7)$$

де: $M_{ур}$ – врівноважуючий момент, рівний:

$$M_{ур} = (P_{шт} + 0,5 \cdot P_{ж}) \cdot S. \quad (2.8)$$

За виразом (2.7) були розраховані залежності $k(M_{ур})$ для деяких типів вітчизняних верстатів-качалок, які найбільш використовуються в даний час.

2.1.2. Розрахунок моменту статичного навантаження за елементарною теорією

Для розрахунку моменту статичного навантаження за елементарною теорією зазвичай робляться такі припущення:

$$r/l = 0, r/b = 0, r/a = 0$$

- верстат повністю урівноважений;
- подача й відбір рідини на плунжер насоса відбувається миттєво в мертвих точках руху насоса;
- моментами втрат в двигуні, редукторі і клиноремінній передачі нехтують;
- механізм ШСНУ покладається абсолютно жорстким.

Залежність статичного моменту на кривошипі від його положення для елементарної теорії визначається формулою:

$$M_{кр}(\varphi_K) = \frac{a}{b} \cdot r \cdot \frac{P_{ж}}{2} \cdot \sin \varphi_K; \quad (2.9)$$

Максимальний крутний момент на кривошипі в цьому випадку дорівнює:

$$M_{кр\max} = \frac{a}{b} \cdot r \cdot \frac{P_{ж}}{2}; \quad (2.10)$$

З урахуванням попередніх виразів статичний момент на кривошипі можна записати через довжину ходу як:

$$M_{кр}(\varphi_K) = \frac{S \cdot P_{Ж}}{4} \cdot \sin(\varphi_K); \quad (2.11)$$

Залежність моменту статичного навантаження, приведенного до валу двигуна, представляється в такий спосіб:

$$M_c(\varphi_K) = \frac{S \cdot P_{Ж}}{4 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \sin(\varphi_K); \quad (2.12)$$

З урахуванням (2.3) вираз (2.12) можна записати у вигляді:

$$M_c(\varphi) = M_{c_{\max}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}}; \quad (2.13)$$

де максимальний момент:

$$M_{c_{\max}} = \frac{S \cdot P_{Ж}}{4 \cdot i_{\Sigma}}; \quad (2.14)$$

Значення максимального наведеного до двигуна статичного моменту навантаження для двох типорозмірів верстатів-качалок серії СК наведені на рисунку 2.2. Вихідні дані для розрахунку взяті з каталогу, число коливань вибрано максимально можливим для даних верстатів, тобто для максимального можливого діаметра ведучого шківів клиноремінної передачі. Для визначення моменту при передавальному числі $i_{кл}$, відмінному від мінімального, значення моменту на графіках рисунку 2.2 необхідно зменшити у стільки ж разів, у скільки збільшилася значення $i_{кл}$.

Як видно з графіків рисунку 2.2, значення $M_{c_{\max}}$ не перевищує значення номінального моменту двигуна M_N , перебуваючи в межах 10–95% від нього. Чинне значення статичного моменту M_c нижче максимального в $\sqrt{2}$ раз. Наведений момент істотно змінюється зі зміною довжини ходу полірованого штока S : при збільшенні значення ходу від мінімального до максимального при незмінних параметрах свердловини момент збільшується пропорційно зростанню величини S , тобто приблизно в 2 рази. Також істотний вплив на приведений момент надає діаметр насоса: зі зростанням діаметра насоса

збільшується вага рідини, що піднімається, і момент при незмінному значенні S збільшується в 6–7 разів.

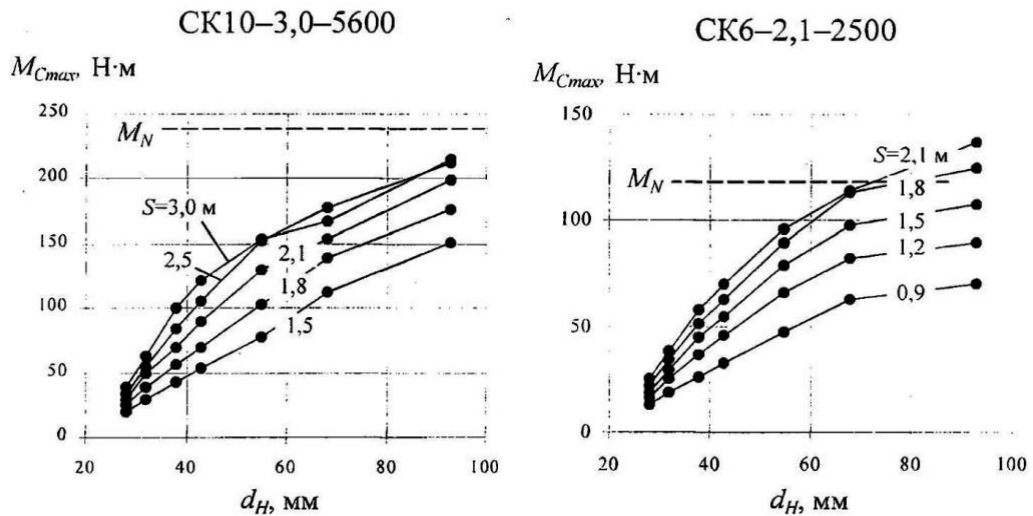


Рисунок 2.2 – Залежності максимального моменту статичного навантаження від діаметра насоса і довжини ходу полірованого штока

2.1.3. Розрахунок моменту статичного навантаження за уточненою теорією

Для уточненої теорії вводяться ті ж припущення, що і для елементарної, за винятком того, що співвідношення r/l покладається ненульовим. Також передбачається, що конструктивна невірноваженість верстата-качалки створюється тільки кривошипями.

Статичний момент навантаження при роторному зрівноважуванні можна розбити на дві складові. Перша складова статичного моменту навантаження створюється кривошипями спільно з рівноважними вантажами.

Ця складова не залежить від напрямку руху полірованого штока і змінюється за гармонійним законом зі зміною кута повороту ротора двигуна:

$$M_{c1}(\varphi) = -\frac{G_p \cdot R + 2 \cdot G_{кр} \cdot \frac{L_{кр}}{2}}{i_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}}; \quad (2.15)$$

де: $L_{кр}$ – довжина кривошипів;

$G_{кр}$ – вага одного кривошипа.

Підставляючи (2.5) в (2.15), отримуємо:

$$M_{c1}(\varphi) = -\frac{(P_{\text{ШТ}} + 0,5 \cdot P_{\text{Ж}}) \cdot S - A_0 + 2 \cdot G_{\text{кр}} \cdot \frac{L_{\text{кр}}}{2}}{i_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}}; \quad (2.16)$$

З урахуванням того, що конструктивна невірноваженість створюється тільки кривошипамі, величина роботи сил тяжіння невірноважених частин верстата-качалки A_0 визначається як:

$$A_0 = 2 \cdot G_{\text{кр}} \cdot L_{\text{кр}}; \quad (2.17)$$

З урахуванням (2.7) вираз (2.16) перетвориться до виду:

$$M_{c1}(\varphi) = -\frac{(P_{\text{ШТ}} + 0,5 \cdot P_{\text{Ж}}) \cdot S}{i_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}}; \quad (2.18)$$

Друга складова статичного моменту навантаження, створювана вагою колони штанг і піднімаючої рідини, залежить від кута повороту ротора двигуна не в чисто гармонійній залежності, а відповідно до радіусу приведення. При ході полірованого штока вгору в створенні цієї складової беруть участь ваги штанг і рідини:

$$M_{c2}(\varphi) = (P_{\text{Ж}} + P_{\text{ШТ}}) \cdot \rho'_A(\varphi);$$

або, з урахуванням попередніх виразів:

$$M_{c2}(\varphi) = \frac{S \cdot (P_{\text{Ж}} + P_{\text{ШТ}})}{2 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \left(\sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{r}{l} \sin \frac{2\varphi}{i_{\Sigma}} \right); \quad (2.19)$$

При ході полірованого штока вниз в створенні моменту бере участь тільки вага штанг:

$$M_{c2}(\varphi) = \frac{S \cdot P_{\text{ШТ}}}{2 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \left(\sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{r}{l} \sin \frac{2\varphi}{i_{\Sigma}} \right); \quad (2.20)$$

Загальний момент є сумою цих двох складових:

$$M_{c2}(\varphi) = \begin{cases} \frac{S \cdot P_{ж}}{4 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}} + \frac{S \cdot (P_{ж} + P_{шт})}{4 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \frac{r}{l} \cdot \sin \frac{2\varphi}{i_{\Sigma}} \\ \frac{S \cdot P_{ж}}{4 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}} + \frac{S \cdot P_{шт}}{4 \cdot i_{\Sigma}} \cdot \frac{r}{l} \cdot \sin \frac{2\varphi}{i_{\Sigma}} \end{cases} \quad (2.21)$$

Перший доданок у виразі (2.21) аналогічний виразу (2.12) елементарної теорії, а другий, пропорційний синусу подвійного кута кривошипа, вноситься уточненою теорією за рахунок обліку кінцевої довжини шатуна l .

На рисунку 2.3 представлений вид кривих статичного моменту врівноваженого верстата-качалки при різних значеннях r/l і $P_{шт}/P_{ж}$.

Введемо поняття поправочний коефіцієнт при розрахунку статичного моменту навантаження:

$$k_{штат} = \begin{cases} \frac{r}{l} \cdot \frac{(P_{ж} + P_{шт})}{P_{ж}} \\ \frac{r}{l} \cdot \frac{P_{шт}}{P_{ж}} \end{cases} \quad (2.22)$$

Виходячи з (2.21) – (2.22), вираз для статичного моменту можна записати як:

$$M_c(\varphi_K) = M_{cmax} \cdot \sin \varphi_K + k_{штат} \cdot \sin 2\varphi_K; \quad (2.23)$$

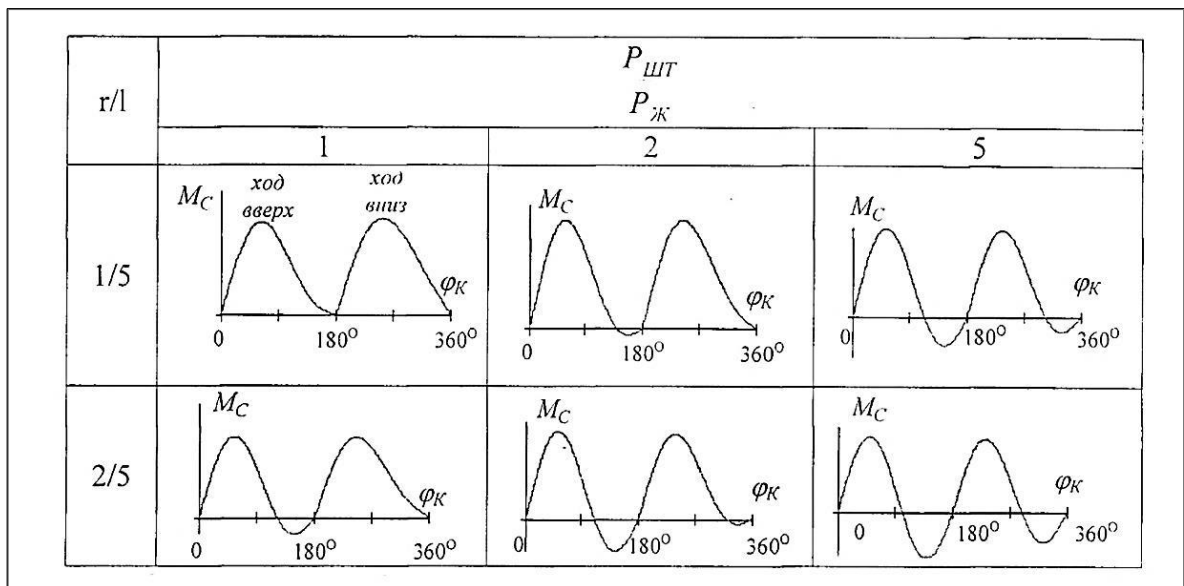


Рисунок 2.3 – Форми кривої статичного навантаження на верстат-качалку при використанні уточненої теорії

Значення $k_{\text{ШАТ}}$ в (2.22) і форма кривої моменту відрізняється для ходу насоса вгору і вниз. Однак, як видно з рисунку 2.3, в більшості випадків ці відмінності несуттєві і розрахунок моменту статичного навантаження можна вести, використовуючи значення $k_{\text{ШАТ}}$ для ходу вгору:

$$k_{\text{ШАТ}} = \frac{r}{l} \cdot \frac{P_{\text{Ж}} + P_{\text{ШТ}}}{P_{\text{Ж}}}; \quad (2.24)$$

З урахуванням того, що відношення r/l в верстатах-качалках коливається від 0,2 до 0,4, а відношення ваги штанг до ваги рідини – від 0,6 до 10, можна зробити висновок, що поправочний коефіцієнт $k_{\text{ШАТ}}$ може змінюватися в межах 0,3 до 4.

На рисунку 2.4 наведені графіки залежності (2.23) для різних значень $k_{\text{ШАТ}}$, а також побудована залежність величини максимуму моменту статичного навантаження за уточненою теорією $M_{\text{Сmax(ут)}}$ від величини $k_{\text{ШАТ}}$. Оціночно залежність $M_{\text{Сmax(ут)}}$ від $k_{\text{ШАТ}}$ можна апроксимувати лінійною залежністю:

$$k_{\text{ШАТ}} = \frac{M_{\text{Сmin(ут)}}}{M_{\text{Сmax}}} = 0,8 + k_{\text{ШАТ}}. \quad (2.25)$$

Введемо поняття поправочний коефіцієнт при розрахунку статичного моменту навантаження

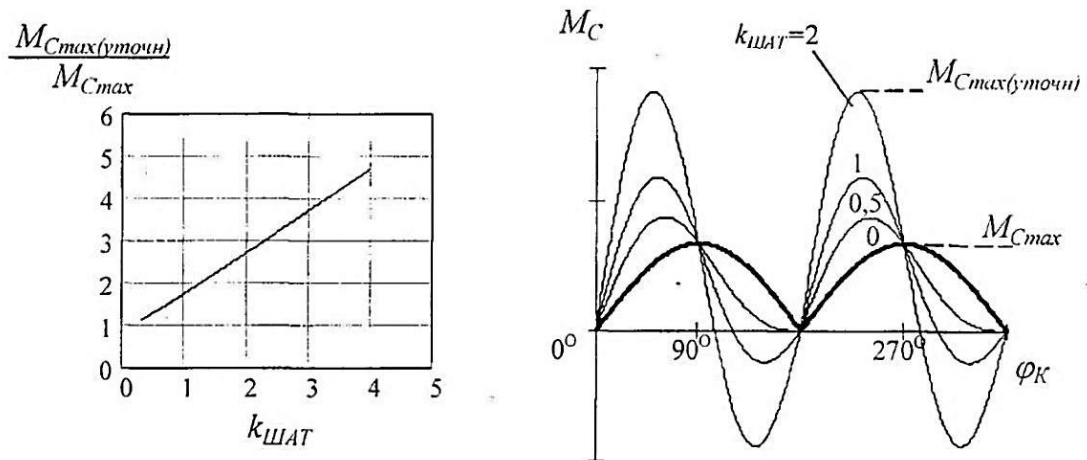


Рисунок 2.4 – Вплив коефіцієнта $k_{\text{ШАТ}}$ на момент статичного навантаження верстату-качалки

Коефіцієнт $k_{\text{шлат}}$ може бути значно більше одиниці для випадку малих значень ходів S і насосів малого діаметра, коли вага штанг набагато більше ваги рідини. Розрахункові значення поправочного коефіцієнта для двох типорозмірів верстатів-качалок представлені у вигляді графіків на рисунку 2.5. Вихідні дані для розрахунку взяті з каталогу на верстат-качалки.

З графіків рисунку 2.5 видно, що вже при $k_{\text{шлат}} = 0,5$ момент статичного навантаження істотно відрізняється від обчисленого за елементарною теорією, а при $k_{\text{шлат}} = 0,5$ пік моменту в 2,5 перевершує обчислений за елементарною теорією. Тим часом з результатів розрахунку $k_{\text{шлат}}$, наведених на рисунку 2.5, слідує, що для свердловин з насосами малого і середнього діаметра (<68 мм) значення $k_{\text{шлат}} > 0,5$, а для свердловин з насосами 28 мм і великими величинами ходів $k_{\text{шлат}} = 4-4,5$. Таким чином, застосування елементарної теорії при розрахунку наведеного статичного моменту навантаження верстатів-качалок з роторним врівноважуванням призводить до значних помилок, і слід користуватися уточненою теорією.

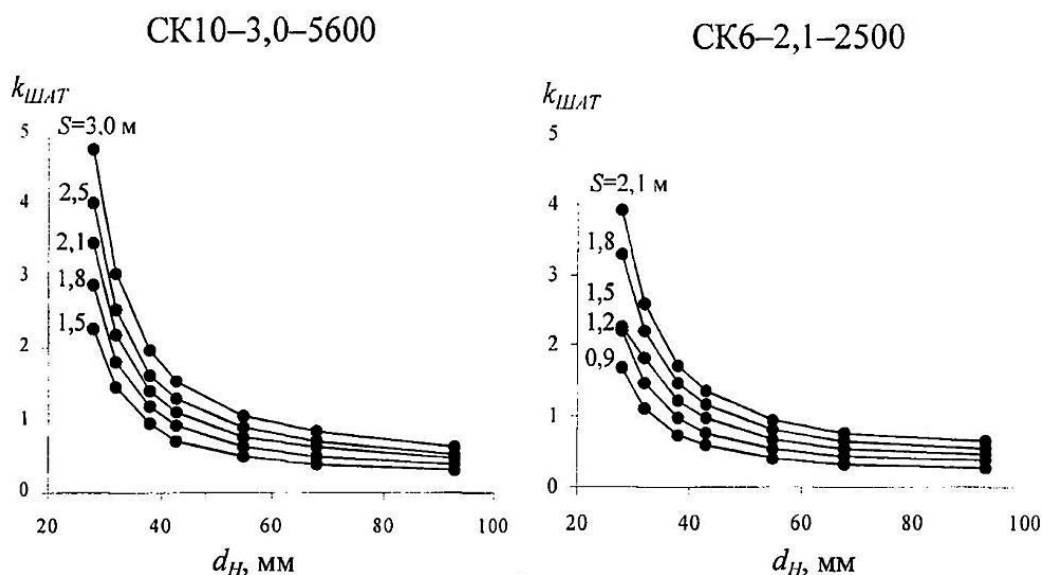


Рисунок 2.5 – Залежність коефіцієнта $k_{\text{шлат}}$ від діаметра насоса і довжини ходу полірованого шнека

2.2. Розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ

При розрахунку механічної частини верстата-качалки одним із завдань є визначення приведенного до валу двигуна моменту інерції механізму. При аналізі слід враховувати, що практично всі частини верстата качалки мають великі маси і вносять певний вклад в момент інерції. При визначенні сумарного приведенного моменту інерції механізму без великої погрішності можна знехтувати тільки масами шатунів. Даний розрахунок проводиться при тих же припущеннях, що і при розрахунку статичного моменту.

Всі ланки механізму верстата-качалки можна розділити на дві частини:

1) обертаючі маси – двигун, клиноремінна передача, редуктор, кривошипи і врівноважуючі вантажі. Кутова швидкість даних ланок пропорційна швидкості приводного двигуна, тому їх наведені моменти інерції є постійними величинами;

2) зворотно-поступально рухомі маси рідини і колони штанг, а також балансир разом з траверсою і головкою, що здійснює гойдання навколо опори балансира. Швидкості цих ланок нелінійно залежать від швидкості двигуна, тому їх наведені моменти інерції є змінними величинами.

Якщо знехтувати моментами інерції клиноремінної передачі, редуктора і шатунів, сумарний приведений до валу двигуна момент можна представити у вигляді суми приведених до валу двигуна моментів інерції ротора двигуна $J_{ДВ}$, кривошипів $J_{КР}$, роторних противаг $J_{Р}$, балансира, $J_{Б}$, колони штанг і рідини $J_{Ж}$.

$$J_{\Sigma}(\varphi) = J_{ДВ} + J_{КР} + J_{Р} + J_{Б}(\varphi) + J_{ШТ}(\varphi) + J_{Ж}(\varphi); \quad (2.26)$$

Вираз (2.26) можна записати як:

$$J_{\Sigma}(\varphi) = J_{ДВ} + (J'_{КР} + J'_{Р}) \cdot \left(\frac{\omega_{К}}{\omega} \right)^2 + J'_{Б} \left(\frac{\omega_{Б}}{\omega} \right)^2 + \\ + m_{ШТ} \cdot \left(\frac{v_{А}}{\omega} \right)^2 + m_{Ж} \cdot \left(\frac{v_{Ж}}{\omega} \right)^2; \quad (2.27)$$

де: $J'_{кр}, J'_p$ – наведені до вихідного валу редуктора моменти інерції кривошипа і роторних противаг;

J_B – момент інерції балансира щодо вісі його коливання;

ω_B – кутова швидкість балансира щодо його вісі гойдання;

$m_{шт}$ – маса колони штанг;

$m_{ж}$ – маса рідини в насосно-компресійних трубах;

$v_{ж}$ – швидкість рідини.

Кутова швидкість балансира при використанні елементарної або уточненої теорії пов'язана зі швидкістю руху точки А (рис. 2.1) співвідношенням:

$$v_A = a \cdot \omega_B; \quad (2.28)$$

З урахуванням вище приведених рівнянь вираз для сумарного моменту інерції можна записати у вигляді:

$$J_{\Sigma}(\varphi) = J_{ДВ} + (J'_{кр} + J'_p) + \left(\frac{J'_B}{a}\right)^2 + m_{шт} + m_{ж} \cdot \left(\frac{v_{ж}}{v_A}\right)^2 \cdot \left(\frac{S}{2} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_{\Sigma}}\right)^2; \quad (2.29)$$

Якщо ввести поняття максимального і мінімального моменту інерції як:

$$\left. \begin{aligned} J_{\Sigma \min} &= J_{ДВ} + \frac{J'_{кр} \cdot J'_p}{i_{\Sigma}^2} \\ J_{\Sigma \max} &= J_{\Sigma \min} + \frac{\left(\left(\frac{J'_B}{a}\right)^2 + m_{шт} + m_{ж} \cdot \left(\frac{v_{ж}}{v_{шт}}\right)^2\right) \cdot \frac{S}{2}}{i_{\Sigma}^2} \end{aligned} \right\}, \quad (2.30)$$

то залежність (2.29) можна представити у вигляді:

$$J_{\Sigma}(\varphi_K) = J_{\Sigma \min} + (J_{\Sigma \max} - J_{\Sigma \min}) \cdot \sin 2\varphi_K; \quad (2.31)$$

Шляхом тригонометричних перетворень вираз (2.31) можна представити як:

$$J_{\Sigma}(\varphi_K) = J_0 - J_1 \cdot \cos 2\varphi_K; \quad (2.32)$$

де:

$$\left. \begin{aligned} J_0 &= \frac{J_{\Sigma \max} + J_{\Sigma \min}}{2} \\ J_1 &= \frac{J_{\Sigma \max} - J_{\Sigma \min}}{2} \end{aligned} \right\}. \quad (2.33)$$

З виразу (2.32) випливає, що максимальні значення приведенного до валу двигуна моменту інерції досягаються при $\varphi_K = 90^\circ$ і $\varphi_K = 270^\circ$ (горизонтальні положення кривошипа), мінімальне – при $\varphi_K = 0$ і 180° (мертві точки).

Визначаємо моменти інерції окремих ланок механічної частини електроприводу ШСНУ.

Момент інерції колони штанг

Маса двоступеневої колони штанг визначається за виразом:

$$m_{\text{шт}} = \left[\frac{I_1}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} + \frac{I_2}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \right] \cdot H \cdot \rho_{\text{шт}}; \quad (2.34)$$

Приведений до валу двигуна момент інерції штанг згідно (2.29) визначається як:

$$J_{\text{шт}}(\varphi) = m_{\text{шт}} \cdot \left(\frac{S}{2 \cdot i_\Sigma} \cdot \sin \frac{\varphi}{i_\Sigma} \right); \quad (2.35)$$

Момент інерції рідини

Свердловинний насос ШСНУ є насосом одинарної дії, і рідина відкачується зі свердловини тільки при ході вгору. Обсяг рідини, що відкачується за хід насоса вгору, при відсутності витоків визначається співвідношеннями:

$$\Delta V_{\text{ж}} = S \cdot (F_{\text{н}} - F_{\text{шт}}); \quad (2.36)$$

де: $F_{\text{н}}$ і $F_{\text{шт}}$ – площі перерізів плунжера насоса і колони штанг, що визначаються як:

$$\left. \begin{aligned} F_H &= \frac{\pi \cdot d_H^2}{2} \\ F_{\text{ШТ}} &= \frac{I_1}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} + \frac{I_2}{H} \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

При визначенні моменту інерції маси рідини, що піднімається, необхідно враховувати, що основна маса рідини знаходиться в трубах, де її швидкість нижче, ніж швидкість рідини в циліндрі насоса через менші за розміром площі перетину насоса F_H в порівнянні з перетином насосів компресорних труб (НКТ) F_T . Відношення цих швидкостей при ході вгору обернено пропорційно відношенню активних перетинів:

$$\frac{v_{\text{ШТ}}}{v_{\text{Ж}}} = \frac{F_T - F_{\text{ШТ}}}{F_H - F_{\text{ШТ}}}; \quad (2.38)$$

Приведена до штанг маса рідини визначається зі співвідношення:

$$m_{\text{Ж}} = m_{\text{ЖТ}} \cdot \left(\frac{v_{\text{Ж}}}{v_{\text{ШТ}}} \right)^2; \quad (2.39)$$

або:

$$m_{\text{Ж}} = \frac{m_{\text{ЖТ}}}{i_{\text{Ж-ШТ}}^2}; \quad (2.40)$$

де: $i_{\text{Ж-ШТ}}$ – передавальне відношення маси рідини до маси колони штанг, яке з урахуванням (2.38) обчислюється за наступним виразом:

$$i_{\text{Ж-ШТ}} = \frac{v_{\text{ШТ}}}{v_{\text{Ж}}} = \frac{F_T - F_{\text{ШТ}}}{F_H - F_{\text{ШТ}}}; \quad (2.41)$$

Вираз (2.41) відповідає ходу плунжера насоса вгору, при ході насоса вниз швидкість рідини, так само як і приведена до штанг маса рідини, дорівнює нулю.

Маса рідини в НКТ і вага рідини над плунжером, що визначає статичні навантаження, пов'язані співвідношенням:

$$m_{\text{ЖТ}} = \frac{P_{\text{Ж}}}{g} \cdot \frac{F_T - F_{\text{ШТ}}}{F_H - F_{\text{ШТ}}}; \quad (2.42)$$

або, з урахуванням (2.41), для ходу вгору:

$$m_{\text{ж}} = \frac{P_{\text{ж}}}{g \cdot i_{\text{ж-шт}}}; \quad (2.43)$$

тобто приведена до штангах маса рідини при ході вгору в $i_{\text{ж-шт}}$ менше, ніж маса рідини над плунжером.

Типові співвідношення між діаметрами насоса $D_{\text{н}}$ і діаметрами НКТ D_1 , взяті з каталогів верстатів-качалок серії СК, а також значення відношення приведення маси рідини до маси колони штанг $i_{\text{ж-шт}}$ при ході плунжера вгору наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Діаметри насоса і колони насосних труб

$D_{\text{н}}, \text{мм}$	28	32	38	43	55	68	93
$D_1, \text{мм}$	2	2	$2^{1/2}$	$2^{1/2}$	3	3	4
	51	51	64	64	76	76	102
$i_{\text{ж-шт}}$	5,65	3,51	3,47	2,51	2,05	1,27	1,22
	6,25	3,71	3,61	2,57	2,09	1,28	1,22

З таблиці 2.1 видно, що $D_1 = 1,1-1,8 D_{\text{н}}$, тому приведена до штанги маса рідини в 1,2–5 рази менше маси рідини під плунжером, що визначає статичне навантаження.

Приведений до валу двигуна момент інерції рідини визначається як:

$$J_{\text{ж}}(\varphi) = m_{\text{жт}} \cdot \left(\frac{S}{2 \cdot i_{\Sigma} \cdot i_{\text{ж-шт}}} \right)^2 \cdot \sin \frac{2\varphi}{i_{\Sigma}}; \quad (2.44)$$

Ступенево мінливий характер приведенного моменту інерції рідини ускладнює моделювання механізму верстата качалки, однак, як показують подальші розрахунки, складова моменту інерції рідини в сумарному моменті інерції для великого класу свердловин невелика, тому нею можна знехтувати.

Момент інерції балансира

При розрахунку моменту інерції балансира сам балансір можна прийняти розподіленою масою, а головку балансира і траверси – як

зосереджені. Тоді момент інерції балансира щодо вісі його коливання буде визначатися формулою:

$$J'_B = J_{\text{БАЛ}} + m_{\text{КОЛ}} \cdot a^2 \cdot m_{\text{ТР}} \cdot b^2; \quad (2.45)$$

де: $J_{\text{БАЛ}}$ – момент інерції самого балансира;

$m_{\text{ГОЛ}}$ – маса головки балансира;

$m_{\text{ТР}}$ – маса траверси.

Приведений до валу двигуна момент інерції визначається, згідно з виразом (2.29) як:

$$J_B = J'_B \left(\frac{r}{b} \cdot \frac{1}{i_\Sigma} \right)^2 \cdot \sin \frac{2\varphi}{i_\Sigma}; \quad (2.46)$$

Момент інерції кривошипа і врівноважувальних вантажів

При розрахунку моменту інерції кривошип можна уявити як рівномірно розподілену на довжині кривошипа $L_{\text{КР}}$ масу, а врівноважувальні вантажі – як зосереджені на відстані R від вісі обертання маси (рис. 2.1). Тоді приведені до валу двигуна момент інерції пари кривошипів і врівноважувальних вантажів визначається за формулами:

$$J_{\text{КР}} = \frac{1}{i_\Sigma^2} \cdot 2m_{\text{КР}} \cdot \frac{1}{3} \cdot L_{\text{КР}}^2; \quad (2.47)$$

$$J_P = \frac{1}{i_\Sigma^2} \cdot 2 \cdot n_P \cdot m_P \cdot R^2; \quad (2.48)$$

де: n_P – число роторних противаг;

m_P – маса однієї роторної противаги;

R – відстань від вісі обертання кривошипа до центру мас врівноважувальних вантажів, що визначається за (2.5);

$m_{\text{КР}}$ – маса одного з двох кривошипів.

Для ряду вітчизняних верстатів-качалок був проведений розрахунок сумарного приведенного до двигуна моменту інерції і його складових. Результати розрахунків приведені в додатку В. Для змінних складових

моменту інерції приведено їх максимальні значення. Вихідні дані для верстатів-качалок і свердловин були взяті з каталогу.

За результатами розрахунку можна зробити наступні висновки:

1. Сумарний приведений момент двигуна носить істотно змінний характер, мінімальні значення лежать в діапазоні (1,5..5) $J_{дв}$, максимальні – (2,5..13) $J_{дв}$.

2. Сумарний момент інерції для верстатів одного типу збільшується при збільшенні довжини ходу штока S і зменшенні діаметра насоса d_H приблизно в 4 рази. Також встановлено, що у важких верстатів-качалок приведений момент інерції в відносних одиницях приблизно в два рази більше, ніж у легких верстатів.

3. Для свердловин з малими і середніми діаметрами насоса (28–55 мм) момент інерції рідини не перевищує 10% від максимального сумарного моменту інерції, тому ним без великої погрішності можна знехтувати.

4. Момент інерції балансира становить в сумарному моменті інерції величину не більше 13%.

2.3 Розрахунок потужності та вибір приводного електродвигуна

ШСНУ типу СКД 8-3-4000, електропривод якого необхідно модернізувати, має наступні характеристики:

– максимальний крутний момент на веденому валу редуктора при робочому ході верстату-качалки $M_{\max 0} = 18,8$ кН·м;

– максимальний крутний момент при холостому ході верстату-качалки $M'_{\max 0} = 15,0$ кН·м;

– середній крутний момент за період роботи $M_{\text{сер}0} = 8,27$ кН·м;

T – період роботи верстату-качалки:

$$T = \frac{60}{n_k} = \frac{60}{12} = 5 \text{ с}, \quad (2.49)$$

де n_k – кількість коливань верстату-качалки за хвилину (в нашому випадку маємо $n_k = 12$ кол/хв).

Потужність привідного двигуна для усталеного руху визначаємо через середній крутний момент за виразом:

$$P = K \frac{M_{сер0} \omega_{кр}}{\eta_n} = 1,3 \frac{8,27 \cdot 1,257}{0,9} = 15,02 \text{ кВт}, \quad (2.50)$$

де $\omega_{кр}$ – кутова швидкість кривошипа, яка залежить від числа коливань верстату-качалки:

$$\omega_{кр} = \frac{n_k}{9,55} = \frac{12}{9,55} = 1,257 \text{ рад/с}, \quad (2.51)$$

$M_{сер0}$ – середній крутний момент,

K – коефіцієнт запасу на перевантаження, для надійної роботи беремо з запасом $K=1,3$,

η_n – ККД передачі від валу електродвигуна до валу кривошипа (для даного ШСНУ $\eta_n = 0,9$).

Незважаючи на відносно високу вартість було вирішено обрати високонадійний двигун типу Siemens 1LE1501-1EB23-4AB4 з характеристиками:

- номінальна потужність $P_{ном} = 18,5$ кВт;
- номінальна напруга $U_{ном} = 400$ В;
- синхронна частота обертання $n_0 = 1500$ об/хв;
- номінальна частота обертання $n_n = 1465$ об/хв;
- номінальний ККД $\eta_n = 91,2$ %;
- $\cos \varphi = 0,84$;
- $\frac{M_{max}}{M_{ном}} = 3,4$; (k_1)
- $\frac{M_{пуск}}{M_{ном}} = 2,5$; (k_2)

$$- \frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}} = 7,2; \text{ (к}_3\text{)}.$$

Двигуни фірми Siemens мають великі запаси по максимальному моменту, що дає можливість витримувати перевантаження, по пусковому моменту (забезпечується надійний пуск), та великій запас по пусковому струму (значно зменшується можливість перегріву), тому при модернізації приводів ШСНУ їм дуже часто віддають перевагу.

2.4 Перевірка двигуна на перевантажувальну здатність, можливість запуску та температуру перегріву

Спочатку необхідно розрахувати номінальний момент двигуна

$$M_n = 9550 \frac{P_n}{n_n} = 9550 \frac{18,5}{1465} = 120,6 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (2.52)$$

Потім цей момент приводимо до валу редуктора:

$$M_{\text{н.пр.}} = M_n U_{\text{заг}} \eta_n = 120,6 \cdot 122,08 \cdot 0,9 = 13250,6 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (2.53)$$

де η_n – ККД передачі.

Визначаємо загальне передаточне число механізму:

$$U_{\text{заг}} = \frac{n_n}{n_k} = \frac{1465}{12} = 122,08. \quad (2.54)$$

Розраховуємо максимальний приведений момент електродвигуна:

$$M_{\text{макс пр}} = k_1 M_{\text{н.пр.}} = 3,4 \cdot 13250,6 = 45052,04 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (2.55)$$

Порівнюємо його з максимальним моментом на валу редуктора з врахуванням можливого падіння напруги на 10%:

$$0,81 M_{\text{макс пр}} \geq M_{\text{макс 0}},$$

$$0,81 \cdot 45052,04 = 36492,15$$

$$36492,15 \text{ Н} \cdot \text{м} > 18800 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Перевірка зійшлася, двигун надійно і з великим запасом витримує перевантаження.

Для перевірки двигуна на можливість запуску розраховуємо номінальний приведений пусковий момент:

$$M_{п.нр} = k_2 M_{н.нр} = 2,5 \cdot 13250,6 = 33126,5 \text{ Н} \cdot \text{м} . \quad (2.56)$$

Відомо, що при пуску ШСНУ його двигун повинен розвинути такий момент, що зможе забезпечити подолання статичного моменту опору, а також деякий надлишковий момент, котрий є необхідним для розгону усього механізму до встановленої швидкості.

Якщо вважати, що статичний момент опору верстату-качалки при його пуску $M_{ст.н.}$ може бути рівним максимальному статичному моменту опору $M_{\max o}$, то пуск може бути забезпечений, якщо виконується умова:

$$0,81M_{п.нр} \geq M_{\max o} .$$

Проведемо перевірку для обраного двигуна

$$\begin{aligned} 0,81 \cdot 33126,5 &= 26832,5 \\ 26832,5 \text{ Н} \cdot \text{м} &> 18800 \text{ Н} \cdot \text{м} \end{aligned}$$

Перевірка зійшлася, пуск двигуна забезпечений.

Перевірку двигуна на температуру перегріву під час пуску здійснюємо згідно виразу:

$$t_{неп} = \frac{k_3^2 \cdot \Delta^2}{175} \cdot t_n , \quad (2.57)$$

де Δ – щільність струму, для двигунів середньої потужності приймають $\Delta = 4 \text{ А/мм}^2$;

k_3 – коефіцієнт кратності пускового і номінального струмів двигуна;

t – час пуску привода насоса.

Час пуску привода до номінальної частоти обертання ω_n , розраховують по формулі:

$$t_n = \frac{J_{нр} \cdot \omega_n}{M_{п} - M_{ст.мак}} , \quad (2.58)$$

де $J_{нр}$ – приведений динамічний момент інерції системи, приймаємо його відповідно до проведених попередніх розрахунків у межах

$$J_{нр} = (1,5 - 5,0) J_{дв} , \quad (2.59)$$

де $J_{дв}$ – динамічний момент інерції двигуна,

для обраного двигуна маємо $J_{\text{дв}}=48 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, беремо коефіцієнт 5, щоб врахувати найгірший випадок

$$J_{\text{нр}} = 5 \cdot 48 = 240 \text{ (кг}\cdot\text{м}^2\text{)}.$$

Кутова швидкість обертання двигуна залежить від частоти його обертання, для обраного двигуна $n_0 = 1500 \text{ об/хв}$;

$$\omega_{\text{н}} = \frac{n_{\text{н}}}{9,55} = \frac{1500}{9,55} = 157,07 \text{ рад/с} . \quad (2.60)$$

Розраховуємо час пуску двигуна

$$t_{\text{н}} = \frac{240 \cdot 157,07}{33126,5 - 18800} = 2,63 \text{ с}.$$

Розраховуємо температуру перегріву

$$t_{\text{пер}} = \frac{7,2^2 \cdot 4^2}{175} \cdot 2,63 = 12,46 \text{ }^\circ\text{C} .$$

Отже, двигун не перегріється під час пуску, так як допустима температура перегріву для класу ізоляції В складає $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.5 Принцип роботи системи ТПН-АД

Система ТПН-АД складається з тиристорного перетворювача напруги (ТПН) та асинхронного двигуна (рис. 2.2). Вона забезпечує за рахунок регулювання за потрібним часовим законом кута відкриття тиристорів необхідний закон зміни в часі першої гармоніки напруги, доданої до двигуна: від мінімального (нульового) до максимального (номінального) значення.

Використання ТПН дозволяє знизити енергоспоживання недовантаженого асинхронного двигуна при роботі в зоні номінальної швидкості, забезпечивши його роботу за рахунок ТПН на регульовальній ($U_1 < U_{\text{н}}$), а не на природній ($U_1 = U_{\text{н}}$) характеристиці, де U_1 – діюче значення першої гармоніки напруги, прикладеної до двигуна; $U_{\text{н}}$ – діюче значення номінальної напруги мережі.

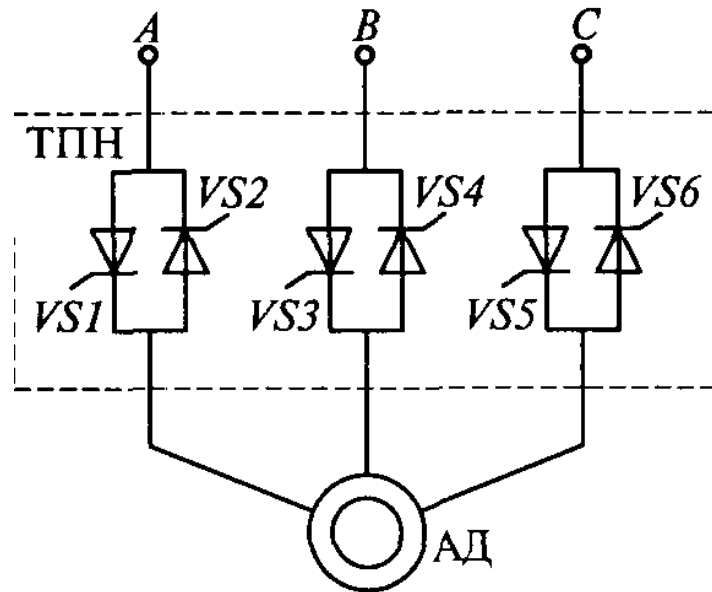


Рисунок 2.2 – Схема ТПН-АД

Цей режим роботи ілюструє рис. 2.3. Цифрою «1» на рисунку позначено природну характеристику, цифрою «2» – регульовальну механічну характеристику при керуванні від ТПН.

Тут M_n і M_c – номінальний момент двигуна та момент статичного навантаження; S_1 та S_2 – ковзання на природній та регульовальній характеристиках при заданому M_c .

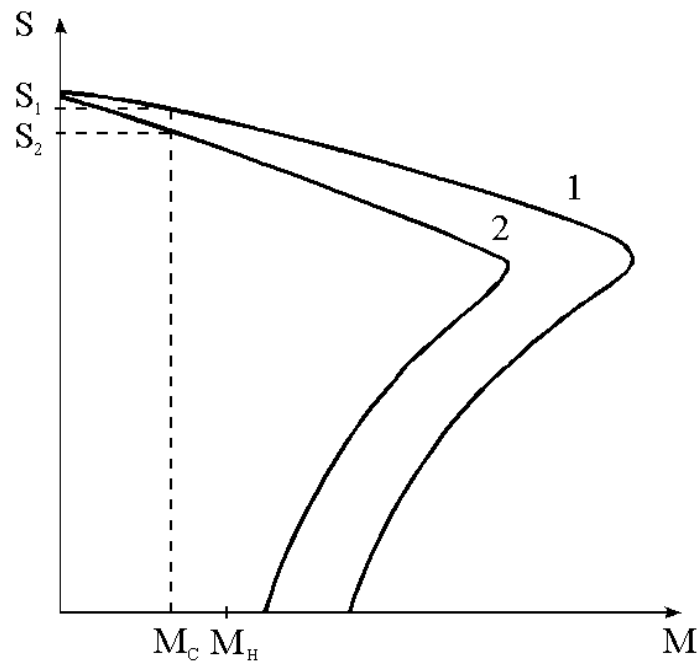


Рисунок 2.3 – Природна (1) та регульовальна (2) характеристики асинхронного двигуна

Час формування напруги живлення можна варіювати в широких межах, наприклад - до декількох хвилин. Системи плавного пуску з ТПН дозволяють обмежити до бажаного рівня моменти асинхронного двигуна у пускових режимах, забезпечити керований («розтягнутий» у часі) пуск із заданим лінійним та нелінійним темпом наростання швидкості, перехідні процеси з сталістю струму статора (так звану «відсічку по статорному струму»), значення якого може регулюватися.

Недоліком даного методу регулювання напруги є той факт, що робота двигуна на регульовальних характеристиках (при зростанні кута відкриття тиристорів α) відбувається в режимі переривчастого струму. При періодичному несинусоїдальному струмі крім основної гармоніки присутні непарні гармоніки (5-а, 7-я, 11-а і т. д.). Вищі гармоніки збільшують втрати в АД, при цьому знижується ККД. Зі зростанням кута α) збільшується фазовий зсув першої гармоніки струму по відношенню до напруги мережі, тобто зменшується коефіцієнт потужності $\cos\phi$. Тому такі пристрої рекомендується застосовувати для плавного запуску вентиляторів, насосів, компресорів та інших пристроїв.

При прямому запуску асинхронних двигунів, коли двигун відразу підключається до номінальної напруги мережі, на початковому етапі запуску виникають значні моменти. Вони в кілька разів перевищують рівні пускових моментів, розрахованих за статичними характеристиками, через виникнення підвищених навантажень у кінематичних передачах (особливо, коли момент двигуна в перехідному режимі носить знакозмінний характер, а в механічній частині є люфти та зазори). Це призводить до передчасного зносу та виходу з ладу елементів кінематичної передачі. Діаграма швидкості ділянки розгону має коливальний характер, процес супроводжується неприпустимими для низки механізмів ривками і прискореннями. Відбувається значне збільшення пускових струмів (порівняно з розрахунковими значеннями за статичними

характеристиками), що може призвести до неприпустимих посадок напруги на шинах, особливо при прямому пуску двигунів великої потужності.

Системи плавного пуску дозволяють забезпечити керований («розтягнутий» у часі) пуск із заданим лінійним або нелінійним темпом наростання швидкості асинхронного двигуна, регулювання моменту і струму статора до бажаних значень.

На підставі проведеного аналізу слід зазначити:

- систему ТПН-АД, так само як систему реостатного регулювання швидкості АД, не можна визнати на сучасному етапі доцільною для регулювання швидкості при тривалому режимі роботи через низькі енергетичні показники та суттєве зниження ККД електроприводу. Економія електроенергії при застосуванні систем ТПН незначна при регулюванні швидкості АД в режимах роботи. Використання ТПН-АД у більшості випадків визначається технологічними вимогами виробничих механізмів (транспортів, насосів, вентиляторів, конвеєрів, ліфтів та ін.), що вимагають плавного пуску та обмеження ударних моментів, прискорень та ривків, що виникають при прямому підключенні АД до мережі. При використанні систем ТПН-АД для керування недовантаженим асинхронним двигуном у зоні номінальної швидкості економія електроенергії буде тим більшою, чим менший момент двигуна порівняно з номінальним і чим більший час роботи двигуна з недовантаженням. Ефект посилюється при використанні асинхронних двигунів із відносно високим значенням струму холостого ходу статора;

– при застосуванні систем ТПН-АД, крім вирішення технологічних завдань, можна на 3–5 % знизити втрати в асинхронних двигунах за рахунок обмеження рівня максимальних пускових струмів, обумовлених електромагнітними перехідними процесами в машині. Використання плавного пуску асинхронного двигуна дозволить знизити посадку напруги в мережі електропостачання, підвищити якість електроенергії;

- при постійній частоті живлення зі зниженням U при зниженні швидкості збільшується ковзання АД і, отже, втрати електропривода;
- робота АД на регульовальних характеристиках при $U_1 < U_N$ відбувається в режимі переривчастого струму, що веде до появи вищих гармонік струму і, отже, до зростання втрат в електроприводі;
- чергування схем підключення статорної обмотки АД призводить до пульсації моменту двигуна;
- ТПН є споживачем реактивної потужності. При напругах менше номінальної та постійній швидкості реактивна потужність може перевищувати реактивну потужність при номінальному режимі;
- за умови вибору лише оптимальної тривалості зростання напруги при використанні ТПН для плавного пуску АД пускові втрати знижуються до (10–15) %. Ефект особливо відчутний для двигунів середньої та великої потужності;
- економічний ефект від впровадження пристрою плавного пуску складається з економії не тільки електроенергії, а й зниження експлуатаційних витрат, зниження аварійності трубопроводів та їх елементів за рахунок виключення гідравлічних ударів, зниження втрат, наприклад нафти, та, як наслідок, підвищення екологічної безпеки.

2.6 Структурна схема розімкненої системи керування електроприводом ТПН-АД

Розглянемо структурну схему розімкненої системи керування електроприводом ТПН-АД при синхронізації вентилів мережною напругою (рис. 2.4).

Тут асинхронний двигун АД представлений у нерухомій системі координат $\alpha, \beta, 0$. Слід зазначити, що напруга керування U_k , яка подається до електроприводу в аналоговому вигляді, може змінюватися у межах $\pm 10V$. Ця напруга може подаватися на схему імпульсно-фазового керування СІФК як

від потенціометра П (ручне управління), так і від задавача інтенсивності ЗІ (автоматичне управління).

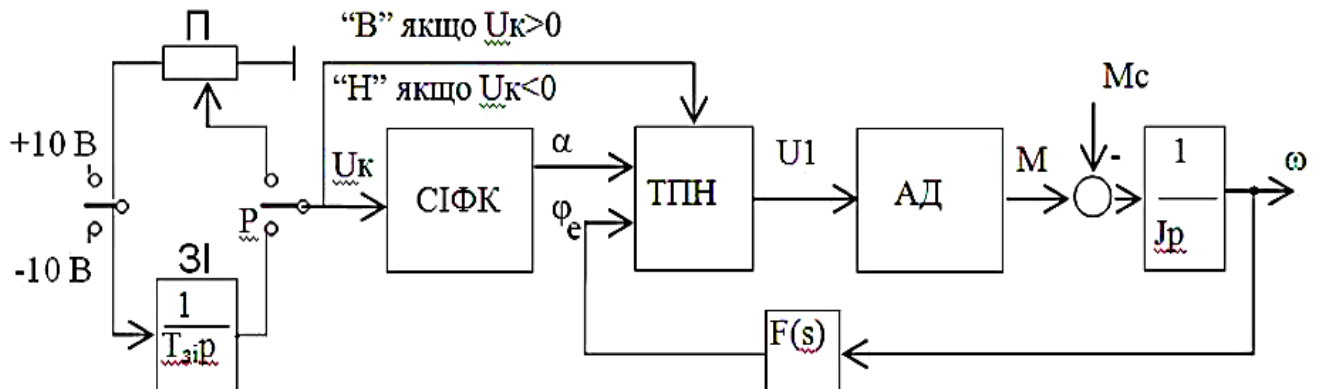


Рисунок 2.4 - Структурна схема розімкненої системи електроприводу ТПН-АД

Перемикач режиму здійснюється за допомогою перемикача Р. Блок СІФК змінює кут відкриття тиристорів α і, таким чином, змінює напругу U_1 , що подається на двигун АД. У відповідності зі зміною напруги відбувається зміна швидкості обертання двигуна і моменту M на його виході.

2.7 Використання електроприводу за системою ТПН-АД для енергозбереження та формування перехідних процесів

Експлуатаційні витрати на електроенергію і обслуговування енергетичного комплексу досягають до 40% від вартості нафти, причому близько половини споживаної електричної енергії витрачається на підйом нафти на поверхню. Тому питання енергозбереження є актуальним для нафтовидобувної промисловості.

Одним із методів підвищення загального ККД електроприводу є зниження втрат в асинхронному двигуні. Відомо, що енергетичні показники асинхронного електродвигуна можуть бути підвищені декількома шляхами:

1) оптимальне проектування АД. Цей метод передбачає використання двигунів з підвищеними енергетичними показниками, які отримуються за

рахунок збільшення витрати активних матеріалів (міді і сталі) на одиницю потужності;

2) раціональний вибір приводного двигуна, що передбачає розробку нових уточнених методик визначення потрібної потужності для ШСНУ;

3) правильна експлуатація АД і всього електроприводу в цілому.

Одним з методів оптимальної експлуатації є використання оптимального автоматичного регулювання напруги на статорі АД в функції його навантаження.

Робота систем оптимального регулювання заснована на екстремальному (з мінімумом або максимумом) характері залежностей енергетичних показників АД від напруги на статорі при заданому навантаженні.

Існує безліч систем оптимального регулювання, які забезпечують: мінімум споживаного АД струму статора; підтримання коефіцієнта потужності, рівного номінальному; підтримання деякого оптимального ковзання АД при різних моментах навантаження. Також можуть бути реалізовані системи екстремального регулювання по мінімуму споживаної АД активної потужності, по мінімуму втрат в АД, по мінімуму споживаної повної потужності і т.д.

Так як значна частина електроприводів верстатів-качалок працює з навантаженням значно нижчим за номінальне в безперервному режимі 24 години на добу, питання про можливість використання ТПН з метою енергозбереження для даних електроприводів становить певний інтерес. Проведені експериментальні дослідження по застосуванню системи ТПН-АД для ШСНУ показали можливість використання такої системи для збільшення ККД і коефіцієнта потужності установки.

Важливою особливістю електроприводу верстатів-качалок є характер навантаження електродвигуна. При правильно урівноваженому механізмі верстату-качалки за один період коливання балансира навантаження на двигун двічі досягає мінімальних і максимальних значень. Такий характер навантаження, коли момент плавно змінюється з періодом в 2–5 секунд, є

характерною особливістю даного електроприводу, що виділяє його серед інших масових механізмів.

З одного боку, час циклу коливання значно менше постійної часу нагріву двигуна, тому температура обмоток визначається діючим значенням втрат за цикл коливання. З іншого боку, тривалість циклу коливання недостатньо мала, щоб мати можливість за допомогою додаткових махових мас або застосування АД з підвищеним ковзанням вирівняти криву навантаження і тим самим знизити втрати в двигуні за рахунок зниження діючого значення моменту двигуна. Також, через циклічний характер навантаження всередині циклу коливання завжди є області з малими значеннями моменту двигуна незалежно від діючого значення моменту навантаження.

Перераховані особливості ставлять розробку методики розрахунку ефекту енергозбереження для електроприводу верстатів-качалок за схемою ТПН-АД завданням, вирішення якого може дати відповідь на питання про доцільність застосування ТПН для зниження споживаної двигуном електроенергії.

Іншою областю можливого використання ТПН в електроприводі ШСНУ є формування плавних процесів пуску для систем періодичного відкачування нафти і плавного перемикання швидкостей.

ШСНУ характеризуються відносно рідкісними пусками: для установок періодичного відкачування час між пусками становить не менше 10–20 хв, і процеси пуску збільшують енергоспоживання установки менш ніж на 1%. Таким чином, реалізація плавного пуску за допомогою ТПН не зможе знизити споживану АД електричну енергію. Однак використання ТПН дозволить знизити додаткові навантаження на наземне і внутрішньо-свердловинне обладнання, які виникають при прямих пусках приводного двигуна верстата-качалки.

Відповідно до вищеописаного, вибираємо для роботи системи тиристорний перетворювач типу КЕМРОН 4АЕВ виробництва GAMMA MOTORS (Болгарія) з характеристиками:

- частота обертання 1500 об/хв;
- режим роботи - S1 (тривалий);
- частота напруги живлення 50 Гц;
- номінальна напруга 400 В;
- ступінь захисту ІРОО.

Система ТПН-АД є однією з найбільш складних систем в частині математичного опису процесів, що відбуваються в ній. Існує кілька підходів до вирішення цього завдання, що відрізняються складністю, використанням математичним апаратом і областю використання. Дуже часто для інженерних розрахунків в системі ТПН-АД приводний двигун подають як активно-індуктивного навантаження. Такий підхід дозволяє значно спростити розрахунки та доволі точно визначити напруги і струми в фазах двигуна в усталеному режимі, а також провести наближений аналіз роботи електроприводу. Однак він не повністю відображає реальну картину процесів, що відбуваються в електроприводі, особливо в динамічних режимах. Для вирішення завдань аналізу та синтезу систем електроприводів тиристорний перетворювач напруги може бути представлений у вигляді ланки автоматичного регулювання, що дозволяє традиційними методами вирішувати питання побудови систем автоматичного регулювання, що містить ТПН.

Найбільш повно проаналізувати поведінку системи ТПН-АД дозволяють сучасні засоби моделювання динамічних систем, які адекватно відображають режими роботи кожного з вентилів ТПН і використовують повні рівняння асинхронного двигуна. Їх використання дозволяє врахувати логіку роботи системи вентилів ТПН і перехідні електромагнітні процеси, що виникають в двигуні, підключеному до ТПН [7].

3 МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТПН-АД ДЛЯ ШСНУ

Електропривод ТПН-АД, який необхідно дослідити в даній роботі, є складною електромеханічною системою. Навіть в сталому режимі роботи в асинхронному двигуні формуються складні перехідні процеси, пов'язані з чергуванням режимів роботи вентилів ТПН. Для системи електроприводу верстата-качалки аналіз процесів в ТПН-АД стає ще більш важким завданням через складну механіку механізму і навантаження, що безперервно змінюється на валу асинхронного двигуна. Ці обставини змушують для отримання прийнятної точності проводити динамічні розрахунки чисельним способом за повними рівняннями АД, з урахуванням роботи кожного тиристора ТПН.

В кінці 80-х років українським науковцем І. Кадаром був розроблений пакет програм для дослідження електроприводу ТПН-АД, що дозволяє моделювати ТПН з різними силовими схемами і алгоритмами керування. Результати моделювання за допомогою даного пакету підтвержені численними досвідченими даними роботи ТПН-АД в електроприводах різних механізмів, тому він може служити зразком для побудови моделі ТПН-АД. Однак використання цих програм для моделювання електроприводу СШНУ ускладнено через застаріле середовище програмування – Microsoft Fortran, що має обмежені можливості по модифікації і налагодженню програмного забезпечення, а також введення і виведення інформації.

Для вирішення поставлених в даній роботі завдань визначення раціональних алгоритмів керування та аналізу роботи системи ТПН- АД при її використанні в електроприводі верстата-качалки виникла необхідність в розробці гнучкого інструменту моделювання поведінки такої системи за допомогою сучасних засобів комп'ютерного моделювання.

Так як питанню дослідження роботи системи ТПН-АД в електроприводі верстата-качалки до теперішнього часу приділялося мало уваги, то розробка раціональної структури електроприводу вимагає розгляду безлічі різних

алгоритмів керування ТПН і підбору оптимальних параметрів даних алгоритмів. Тому модель ТПН-АД для електроприводу верстата-качалки повинна забезпечувати легкість зміни своєї структури, додавання функціональних блоків різного призначення і простоту налагодження.

Для побудови моделі системи ТПН-АД, що відповідає зазначеним вимогам, був обраний пакет MATLAB як один з найбільш потужних на сьогоднішній день пакетів чисельних обчислень [12,13]. Simulink є додатковою програмою для MATLAB і являє собою інтерактивну систему для моделювання динамічних систем, що підтримує лінійні та нелінійні системи, як дискретні, так і неперервні. Simulink – графічна програма, що дозволяє користувачеві моделювати систему, малюючи її блокову діаграму на екрані, і маніпулювати цією моделлю в динамічному режимі. Пакет Simulink включає велику бібліотеку засобів відображення інформації, джерел сигналів, лінійних і нелінійних компонентів і зв'язків. Також є можливість створювати і налагоджувати власні блоки.

Моделі в Simulink мають ієрархічну структуру і дозволяють формувати моделі, що використовують як принцип побудови зверху-вниз, так і знизу-вгору. Такий підхід дозволяє легко простежити організацію моделі і взаємодія її окремих частин. Усі зазначені особливості значно спрощують розробку і налагодження моделей складних динамічних систем, причому не вимагають від розробника знань в області програмування, в тому числі і на мові MATLAB. Іншою можливістю Simulink, що робить його привабливою для моделювання систем електроприводу, є багатий набір бібліотек для конкретних областей моделювання.

Simulink поставляється з набором інструментаріїв, що представляють собою бібліотеки готових блоків для спеціалізованих завдань, таких як моделювання електротехнічних систем. Інструментарій Електроенергетики (Power System Blockset), що поставляється з пакетом Simulink, надає можливість моделювати електроенергетичні системи, в тому числі і

електроприводи, малюючи безпосередньо їх силові електричні схеми і об'єднуючи їх з моделями системи керування і механізму.

3.1. Модель силовій електричній частині системи

Модель ТПН-АД будується за тими ж принципами, що і реальна система електроприводу і складається з трьох підсистем – силовий електричної, механічної та інформаційної. Взаємодія цих підсистем здійснюється за допомогою засобів вимірювання та керування. Модель розімкнутого електроприводу за схемою ТПН-АД представлена на рисунку 3.1.

Модель силовій частині являє собою електричну схему системи і включає в себе наступні блоки:

- трифазне ідеальне джерело синусоїдальної напруги;
- трифазний датчик струму;
- трифазний датчик напруги;
- трифазний датчик напруги на статорі АД.
- асинхронний двигун;
- силова частина ТПН, що складається з 3-х пар зустрічно-паралельно включених тиристорів.

Ряд з перерахованих складових має діалогові вікна для введення параметрів. Діалогові вікна з'являються при подвійному натисканні мишею на відповідній частині системи.

Розглянемо основні елементи системи, їх призначення та моделювання.

Трифазне джерело напруги

Трифазне джерело напруги являє собою ідеалізоване джерело трифазної синусоїдальної напруги з нульовим внутрішнім опором. У діалоговому вікні користувач задає частоту джерела (Гц) і діюче значення лінійної напруги (В).

Трифазні датчики напруги та струму

Трифазні датчики напруги та струму необхідні для контролю за миттєвими значеннями напруги на виході ТПН і струмів, які споживаються

статором АТ, а також для взаємодії з системою керування. Датчики струму і напруги використовується для синхронізації роботи ТПН.

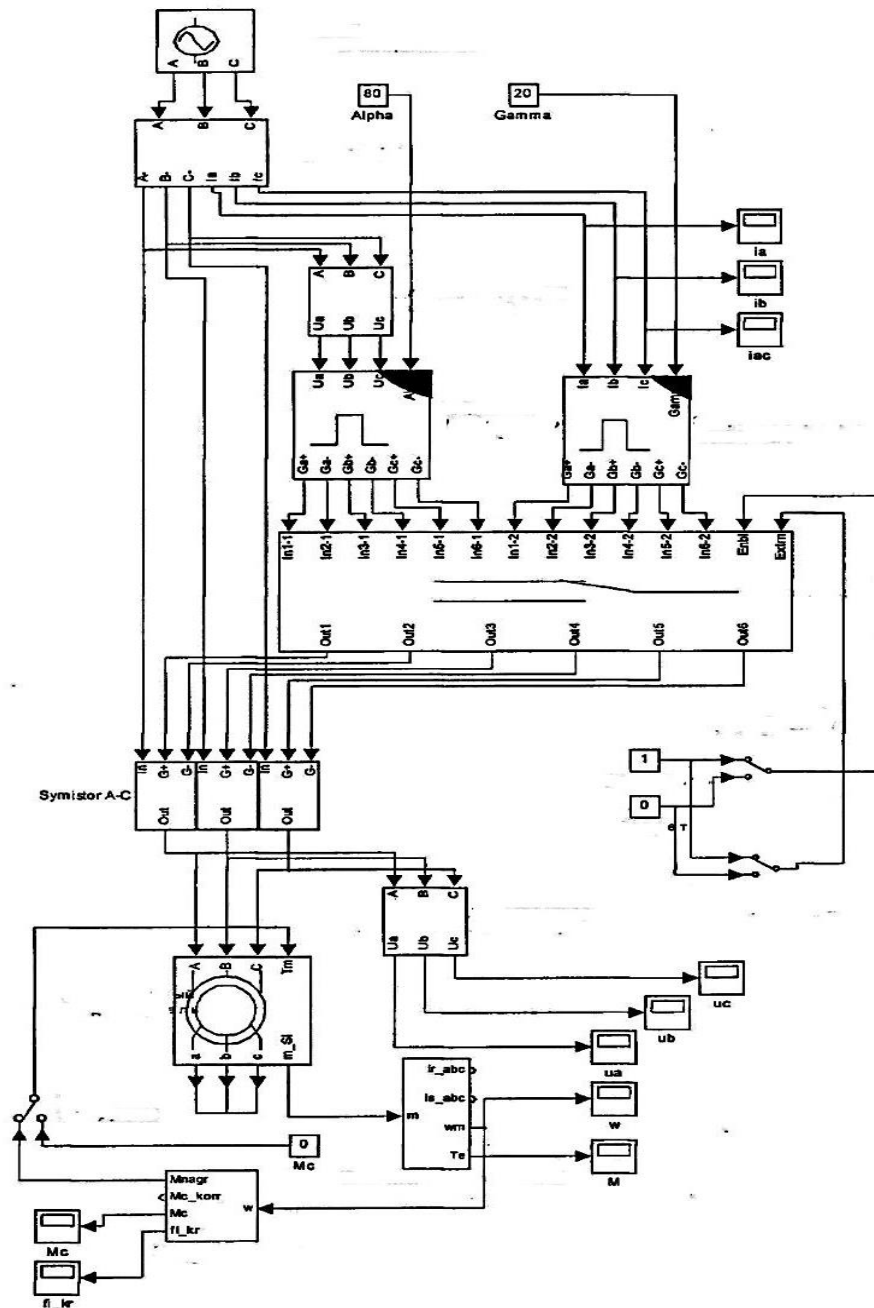


Рисунок 3.1– Блок-схема моделі ТПН-АД

Асинхронний двигун

Модель АД поставляється з Power System Blockset і заснована на математичному описі узагальненої електричної машини в осях ротора d, q . При цьому система реальних трифазних струмів і напруг статора і ротора ($i_{1a}, i_{1b}, i_{1c}, i_{2a}, i_{2b}, i_{2c}, u_{1a}, u_{1b}, u_{1c}$) замінюється двофазною системою струмів і

напруг, що обертаються з частотою ротора (i_{1b} , i_{1q} , i_{2b} , i_{2q} , u_{1b} , u_{1q}), як показано на рисунку 3.2.

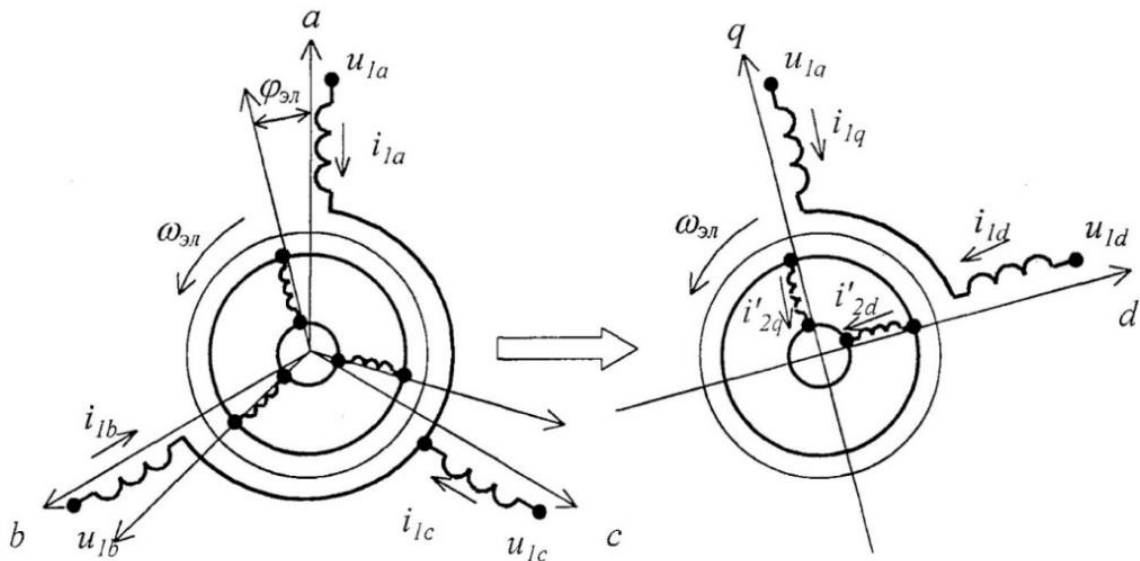


Рисунок 3.2 – Фазні перетворення змінних узагальненої машини

Струми статора і ротора наводяться за такими виразами :

$$\begin{cases} i_{1d} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot i_{1d} \cdot \cos \varphi_{\text{ел}} + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (i_{1a} - i_{1c}) \cdot \sin \varphi_{\text{ел}} \\ i_{2q} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot i_{1a} \cdot \sin \varphi_{\text{ел}} + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (i_{1b} - i_{1c}) \cdot \cos \varphi_{\text{ел}} \end{cases} ; \quad (3.1)$$

$$\begin{cases} i_{2d} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot i_{2a} \\ i_{2q} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (i_{1b} - i_{1c}) \end{cases} ; \quad (3.2)$$

де: φ_{2y} – електричний кут між всіяма статора і ротора (рис. 3.2). Напруги статора наводяться за виразом, аналогічним виразу для струму (3.1).

Рівняння електромагнітного перетворення енергії в осях d, q для асинхронного двигуна записуються в вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{1d} = i_{1d} \cdot R_1 + \frac{d\psi_{1d}}{dt} - \omega_{\text{ел}} \cdot \psi_{1q} \\ U_{1q} = i_{1q} \cdot R_1 + \frac{d\psi_{1q}}{dt} + \omega_{\text{ел}} \cdot \psi_{1d} \\ 0 = i'_{2d} \cdot R'_2 + \frac{d\psi_{2d}}{dt} \\ 0 = i'_{2q} \cdot R'_2 + \frac{d\psi_{2q}}{dt} \\ M = \frac{3}{2} P_{\text{II}} \cdot (\psi_{1d} \cdot i_{1q} - \psi_{1q} \cdot i_{1d}) \end{array} \right. ; \quad (3.3)$$

де: R_1 і R_2 – активні опори фаз статора і ротора;

$\omega_{\text{ел}}$ – кутова швидкість АД;

$\psi_{1d}, \psi_{1q}, \psi_{2d}, \psi_{2q}$ – потокозчеплення статора і ротора;

M – електромагнітний момент двигуна;

P_{II} – число пар магнітних полюсів.

Потокозчеплення статора і ротора виражаються через струми за такими виразами:

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi_{1d} = L_1 \cdot i_{1d} + L_{12} \cdot i'_{2d} \\ \psi_{1q} = L_1 \cdot i_{1q} + L_{12} \cdot i'_{2q} \\ \psi_{2d} = L_{12} \cdot i_{1d} + L_2 \cdot i'_{2d} \\ \psi_{2q} = L_{12} \cdot i_{1q} + L_2 \cdot i'_{2q} \end{array} \right. ; \quad (3.4)$$

де: L_1 і L_2 – власні індуктивності обмоток статора і ротора;

L – індуктивність ланцюга намагнічування.

Індуктивності пов'язані з параметрами Т-подібної схеми заміщення АД x_{μ}, x_1, x'_2 співвідношеннями:

$$L_{12} = \frac{x_{\mu}}{\omega_{0\text{ел}}}; L_1 = \frac{x_{\mu} + x_1}{\omega_{0\text{ел}}}; L_2 = \frac{x_{\mu} + x'_2}{\omega_{0\text{ел}}}; \quad (3.5)$$

де: $\omega_{0\text{ел}}$ – електрична кутова частота змінних статора АД.

У діалоговому вікні моделі асинхронного двигуна вводяться такі величини:

- номінальні значення споживаної АД повної потужності ($V \cdot A$), лінійної напруги (V) і частоти (Гц);
- активний опір (Ом) і індуктивність (Гн) ланцюга статора;
- наведений активний опір (Ом) і наведена індуктивність (Гн) ланцюга ротора;
- індуктивність ланцюга намагнічування (Гн);
- сумарний приведені момент інерції (кг/м^2), коефіцієнт в'язкого тертя ($\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}$), число пар полюсів;
- початкові умови для ковзання двигуна, положення ротора (в градусах), а також струмів (A) для всіх трьох фаз.

Модель асинхронного двигуна представлена на рис. 3.3

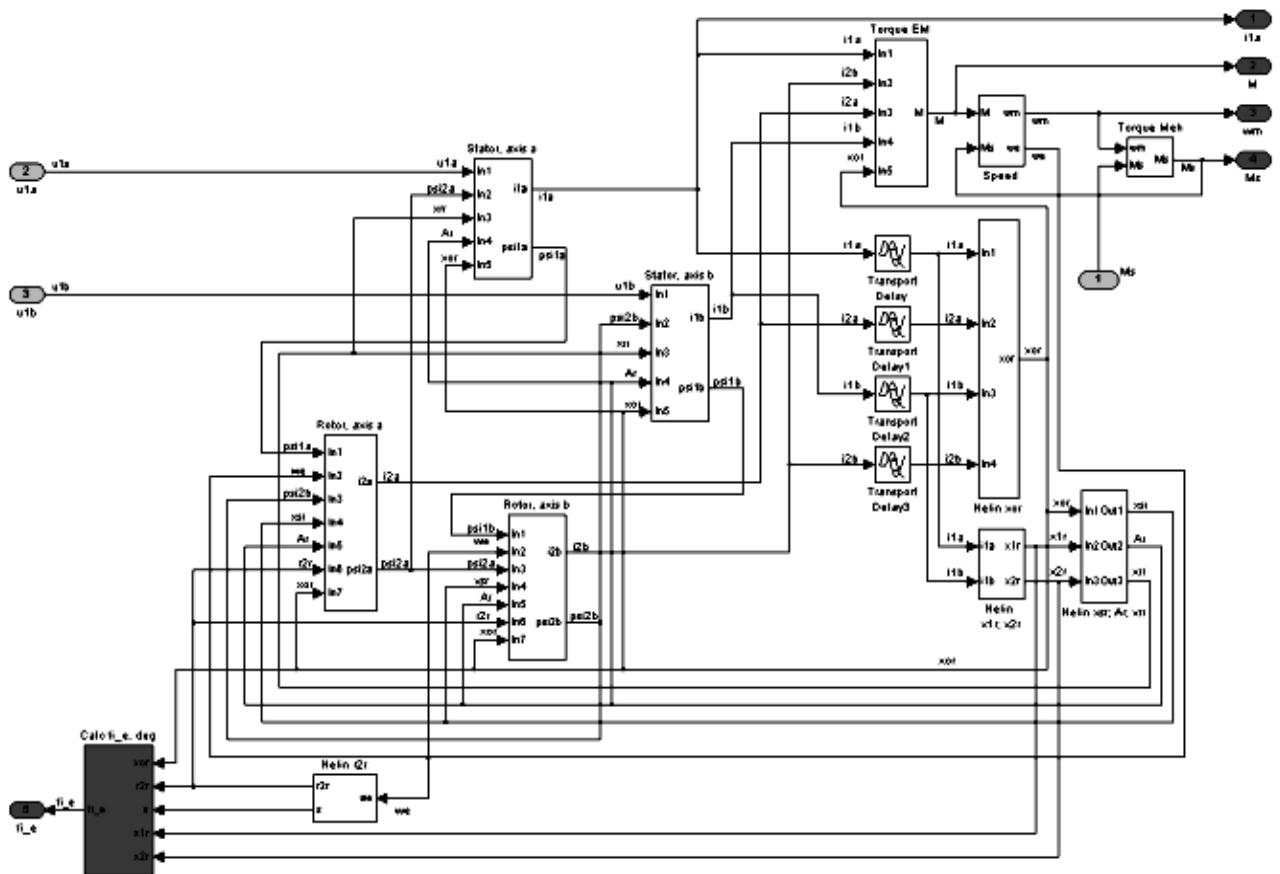


Рисунок 3.3 – Модель асинхронного двигуна

Силовая часть ТПН

Модель силовой части ТПН формується трьома парами зустрічно-паралельно з'єднаних моделей тиристорів між трифазним джерелом напруги і асинхронним двигуном, позначених на схемі рисунку 3.1 як Symistor A–C. Модель тиристора береться з Power System Blockset і заснована на представленні тиристора як схему з послідовно з'єданого резистора R_{on} , котушки індуктивності $L_{от}$, джерела напруги зсуву $U_{см}$ і ідеального ключа S , як це показано на рисунку 3.4. Ключ S керується логічним сигналом, значення якого визначається моделлю логіки тиристора (на схемі МЛ) за значеннями напруги анод-катод тиристора U_{AK} , струму через тиристор $i_{лк}$ і за рівнем сигналу Y . Модель тиристора передбачає також шунтуючий RC-ланцюжок, який зазвичай підключається паралельно тиристорі.

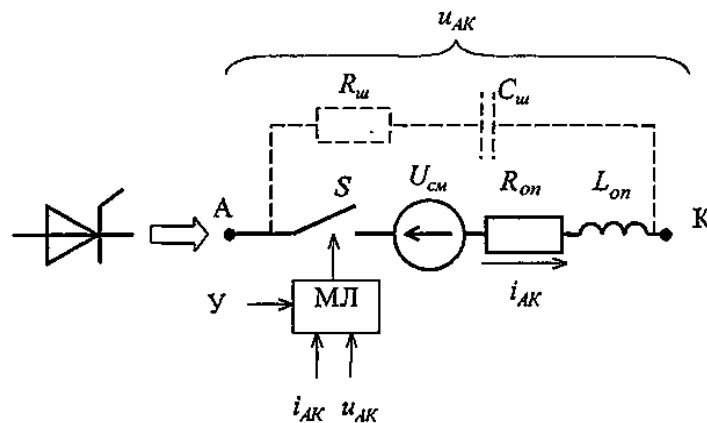


Рисунок 3.4 – Модель тиристора

Логіка роботи моделі тиристора аналогічна логіці реального тиристора і описується наступним чином:

- 1) ключ S замикається, якщо $u_{AK} > U_{см}$ і є сигнал на керуючому вході Y ;
- 2) ключ S розмикається, якщо $i_{AK} < 0$ і $U_{AK} < 0$;
- 3) при всіх інших умовах ключ S не змінює свого стану.

У діалоговому вікні моделі тиристора вводяться такі параметри:

- опір у відкритому стані (Ом);
- індуктивність у відкритому стані (Гн);
- напруга зсуву (В);

- значення початкового струму (А);
- величина опору шунтуючого RC-ланцюжка (Ом);
- величина ємності шунтуючого RC-ланцюжка (Ф).

Модель силовій електричній частині системи взаємодіє з інформаційною частиною системи керування через датчики струмів, напруг і канали керування тиристорами, а з моделлю механізму – через модель АД.

3.2 Модель механічної частини системи

Моделювання механічної частини АД в моделі двигуна, що надається Simulink, проводиться за основним рівнянням руху електроприводу :

$$M - M_c = J \cdot \frac{d\omega}{dt}; \quad (3.6)$$

Для приведення моделі механічної частини електроприводу верстата-качалки в відповідність з (3.1) без зміни моделі АД механізм верстата-качалки можна уявити як дві жорстко пов'язані маси: двигуна $J_{\text{дв}}$ і всього іншого механізму ШЧНУ $J_{\Sigma} - J_{\text{дв}}$. В цьому випадку рівняння руху електроприводу (3.1) можна записати у вигляді системи двох рівнянь:

$$\begin{aligned} M - M_{12} &= J_{\text{дв}} \cdot \frac{d\omega}{dt}; \\ M_{12} - M_c(\varphi) - \frac{\omega_2}{2} \cdot \frac{dJ_{\Sigma}(\varphi)}{d\varphi} &= (J_{\Sigma}(\varphi) - J_{\text{дв}}) \cdot \frac{d\omega}{dt}; \end{aligned} \quad (3.7)$$

де: M_{12} – являє собою момент зв'язку на валу двигуна.

Перше рівняння в (3.7) за формою аналогічно рівнянню (3.6), тому модель механізму верстата-качалки можна будувати виходячи зі співвідношення:

$$M_{12} = M_{\text{дв}} + (J_{\Sigma}(\varphi) - J_{\text{дв}}) \cdot \frac{d\omega}{dt}; \quad (3.8)$$

Підставляючи раніше проведені розрахунки для $M_{\text{дв}}$ в (3.8), отримуємо:

$$M_{12} = M_{cmax} \cdot \left([\sin \varphi_k] + \frac{r}{l} \cdot \frac{P_{\text{Ж}} + P_{\text{ШТ}}}{P_{\text{Ж}}} \cdot \sin 2\varphi_k \right) + \frac{J_1 \cdot \omega_2}{i_{\Sigma}} \cdot \sin 2\varphi_k +$$

$$+ (J_{\text{мех}} - J_1 \cdot \cos 2\varphi_k) \cdot \frac{d\omega}{dt} + \Delta M;$$
(3.9)

де: ΔM – сумарний приведений момент тертя механізму,

$$J_{\text{мех}} = J_0 - J_{\text{ДВ}}.$$

Блок-схема моделі механічної частини системи електроприводу ШСНУ, побудованої на підставі виразу (3.9) представлена на рис. 3.5.

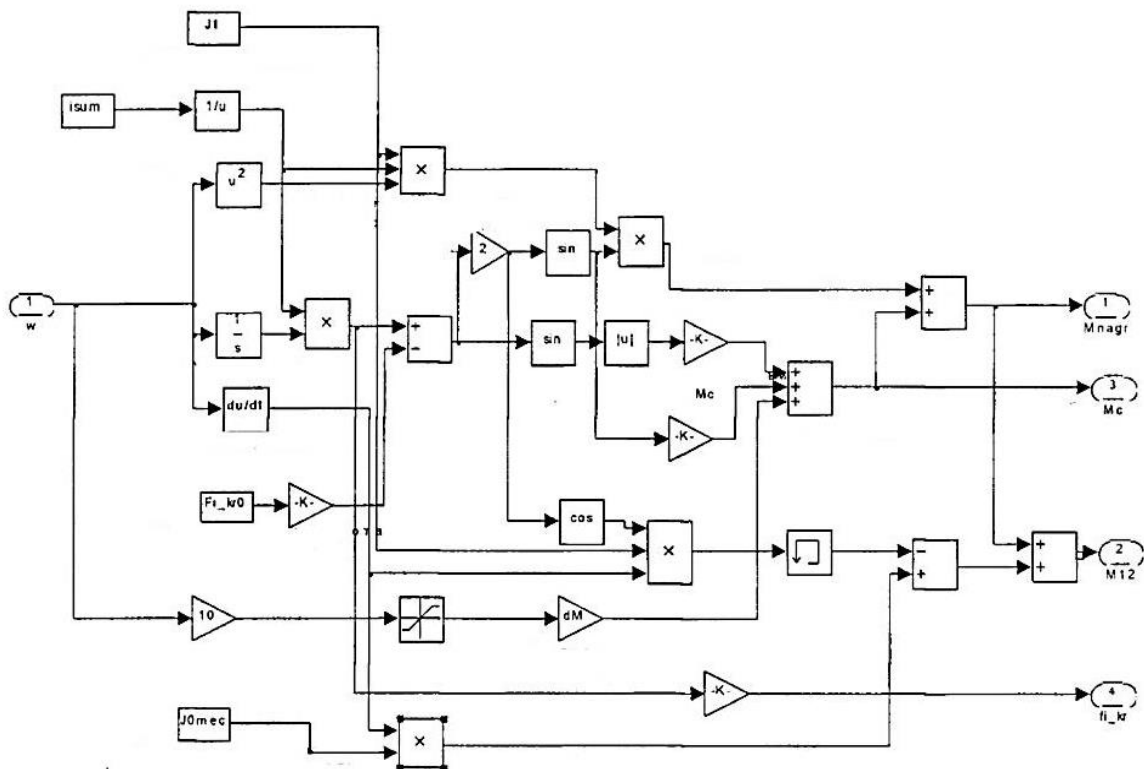


Рисунок 3.5 – Блок-схема моделі механічної частини системи електроприводу ШСНУ

Вхідним сигналом для моделі служить сигнал швидкості АД, за яким обчислюються прискорення двигуна, кут повороту кривошипа, і далі складові моменту навантаження. На вихід схеми подаються сигнали зі значеннями статичного і сумарного моменту навантажень, а також моменту зв'язку для замикання з моделлю АД. У моделі передбачено перемикач виду навантаження для можливості моделювання з постійним моментом

навантаження. У діалоговому вікні моделі механічної частини системи вводяться такі параметри: початковий кут повороту кривошипа, загальне передавальне число механізму передачі, середнє значення моменту інерції механізму без двигуна, амплітуда змінного моменту інерції, момент статичного навантаження в горизонтальному положенні кривошипа $M_{c \max}$ і коефіцієнт шатуна $k_{\text{шат}}$.

3.3 Модель інформаційної частини системи керування

Інформаційна частина системи керування моделюється наступними блоками:

- трифазною системою імпульсно-фазового керування (СІФК) з синхронізацією за напругою;
- трифазної СІФК з синхронізацією за струмом;
- задатчиками кутів керування для обох типів синхронізації;
- комутатором типу синхронізації з блокуванням;
- осцилографами механічних перехідних процесів (миттєвих значень моменту і швидкості АД) і електричних перехідних процесів (миттєвих значень струму і напруги фази АД).

Структури трифазних СІФК з різними типами синхронізації практично збігаються і являють собою комбінацію 3-х однофазних СІФК з обмеженням заданого кута керування, як показано на рис. 3.6.

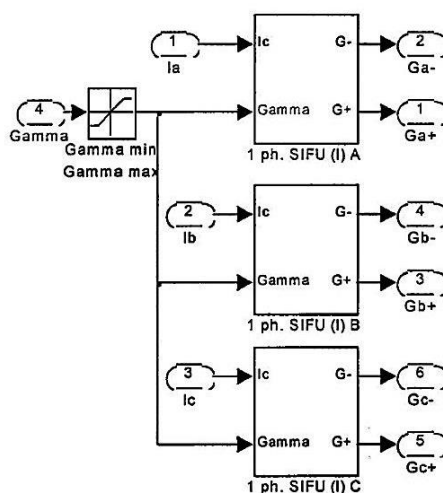


Рисунок 3.6 – Блок-схема трифазного СІФК з синхронізацією за струмом

Блок-схеми однофазного СІФК з синхронізацією за струмом побудована за принципом зсуву сигналу синхронізації і складається з двох каналів керування, кожен з яких керує одним з двох тиристорів в фазі (рис.3.7).

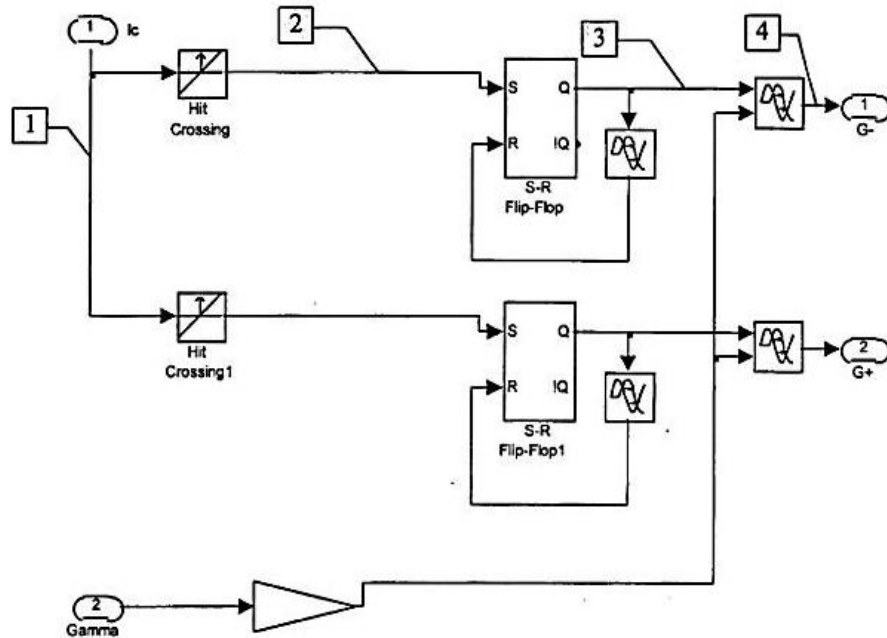


Рисунок 3.7 – Блок-схема однофазного СІФК з струмовою синхронізацією

Канал складається з детектора переходу через нуль сигналу струму статора I_c , формувача імпульсу синхронізації заданої ширини (побудованому на RS-тригері) і формувача імпульсу керування тиристором за рахунок зміщення імпульсу синхронізації на заданий кут керування, який подається через вхід Γ .

У діалоговому вікні для трифазного СІФК з синхронізацією за струмом вводяться значення мінімального і максимального кута керування, а також ширина імпульсу керування тиристорами.

Блок-схема однофазного СІФК з синхронізацією за напругою аналогічна вищеприписаній за винятком того, що ширина імпульсу керування не регулюється.

Комутатор типу синхронізації з блокуванням призначений для перемикання з синхронізації за напругою, з якої система ТПН-АД повинна працювати в початковий проміжок часу при пуску АД (тому що в цей час сигнал струму відсутній), на синхронізацію за струмом.

За допомогою комутатора можна також забороняти роботу СІФК (вхід E_{nb1}) з тим, щоб або повністю закрити всі тиристори (коли вхід $E_{xtrn} = 0$), або повністю відкрити їх (коли вхід $E_{xtrn} = 1$). Переключення типів синхронізації відбувається в момент часу, величина якого задається у відповідному діалоговому вікні.

3.4. Моделювання електропривода за системою ТПН-АД і аналіз результатів моделювання

Для перевірки правильності роботи складеної моделі ТПН-АД було проведено порівняння результатів розрахунку перехідних процесів пуску АД, отриманих за допомогою розробленої в середовищі Simulink моделі, з результатами моделювання з використанням програмного забезпечення І. Кадара, яка досить точно узгоджується з численними експериментальними даними.

Результати моделювання перехідних процесів пуску двигуна верстатучкачки без навантаження і додаткового моменту інерції з кутом керування $\alpha = 90^\circ$, отримані за двома моделями, представлені на рисунках 3.8 і 3.9.

На рисунку 3.8 представлені графіки зміни швидкості та моменту двигуна при пуску в системі ТПН-АД.

На рисунку 3.9 представлені осцилограми зміни струмів і напруг статора АД при пуску в системі ТПН-АД.

Можна побачити, що графіки перехідних процесів на рисунках 3.8 і 3.9 практично збігаються, що говорить про адекватність створеної в Simulink моделі.

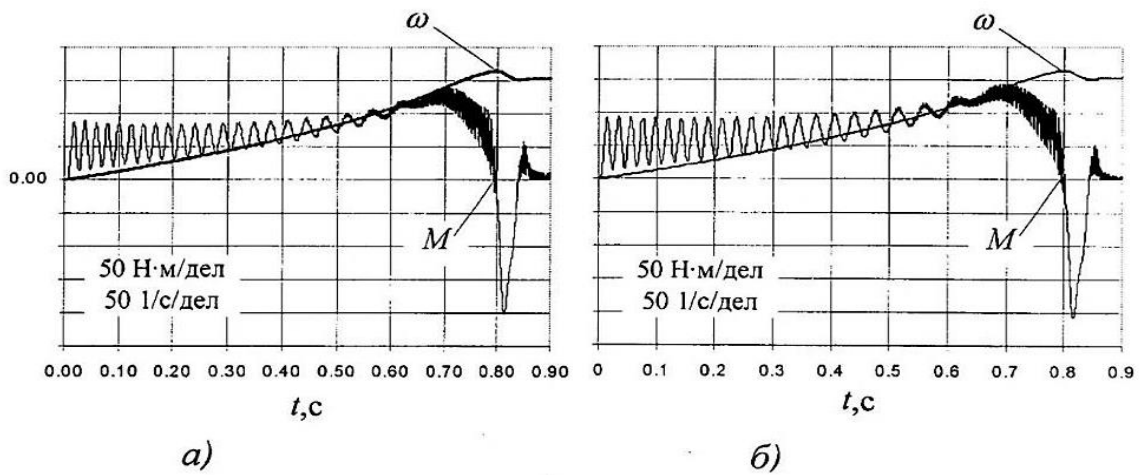


Рисунок 3.8— Результати моделювання перехідного процесу пуску АД в системі ТПН-АД з допомогою Simulink-моделі (а) і розробленого І. Кадаром програмного забезпечення (б)

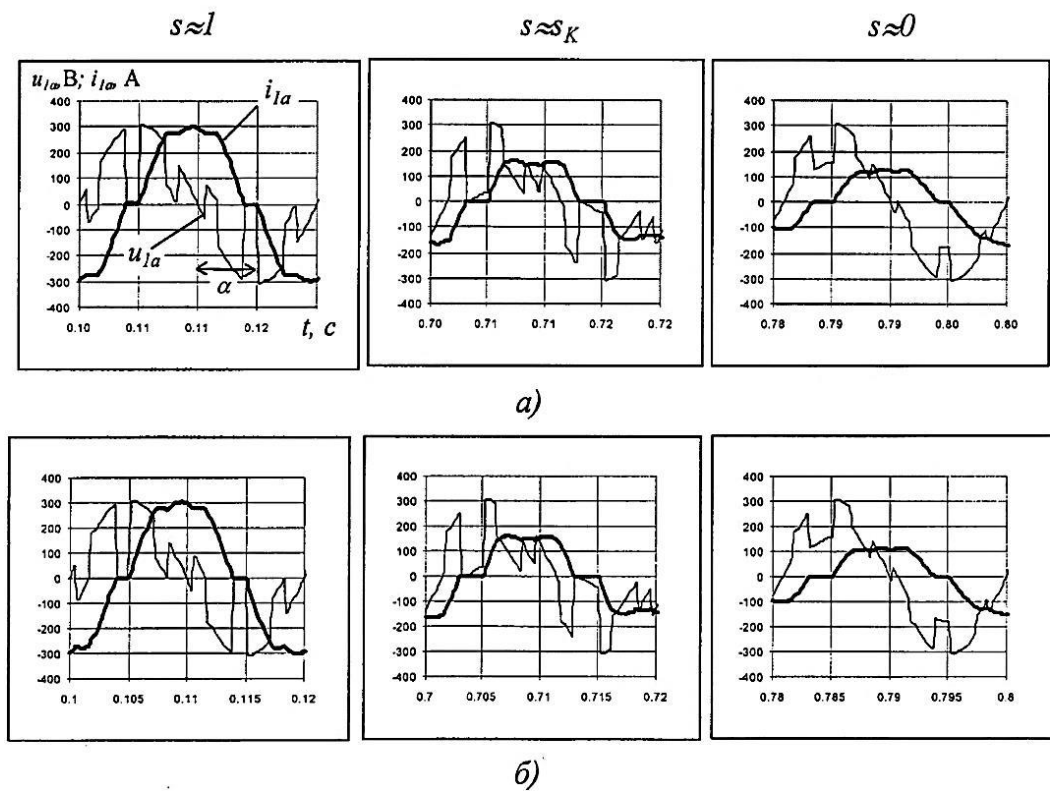


Рисунок 3.9 – Осцилограми зміни струмів і напруг статора АД при пуску в системі ТПН-АД з допомогою Simulink -моделі (а) і розробленого І. Кадаром програмного забезпечення (б)

Також була перевірена робота системи з синхронізацією ТПН за струмом. На рисунку 3.10 представлені осцилограми пуску двигуна з

переходом в момент часу $t = 40$ мс на синхронізацію за струмом з заданим кутом без струмової паузи $\gamma = 25^\circ$. Характер осцилограм струму і напруги фази статора говорять про правильність роботи системи керування, так як кут без струмової паузи залишається рівним заданому значенню у всіх режимах роботи АД.

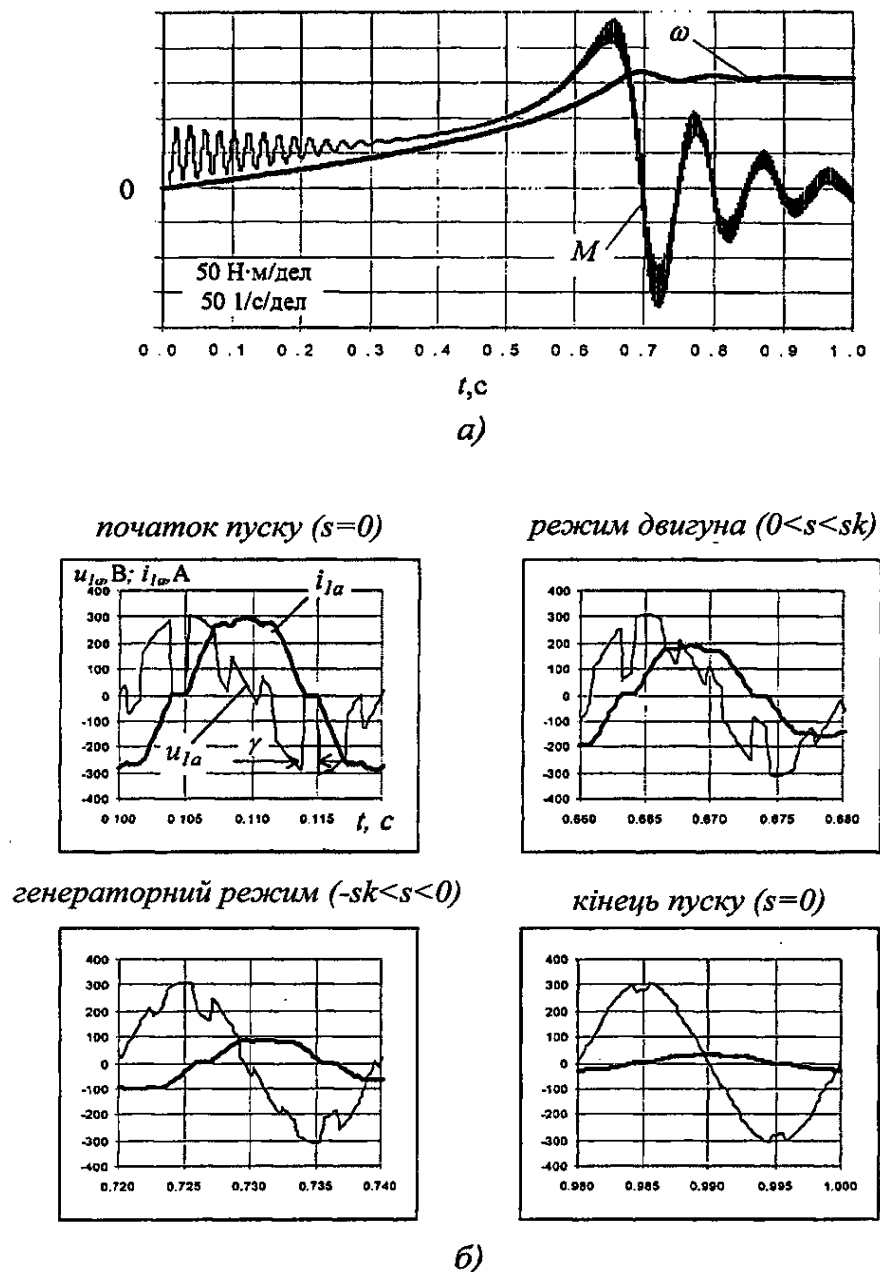


Рисунок 3.10 – Перехідні процеси пуску АД з використанням струмової синхронізації

а – графіки моменту і швидкості АД; б – осцилограми струмів і напруг на різних ділянках перехідного процесу

системі ТПН-АД на механізм верстата- качалки в квазіустановленому режимі на високій швидкості, з різними типами синхронізації.

З графіків випливає, що при використанні синхронізації за напругою при переході АД з генераторної області в двигунну в електромагнітному моменті двигуна виникають значні коливання, які повністю зникають при переході на струмову синхронізацію.

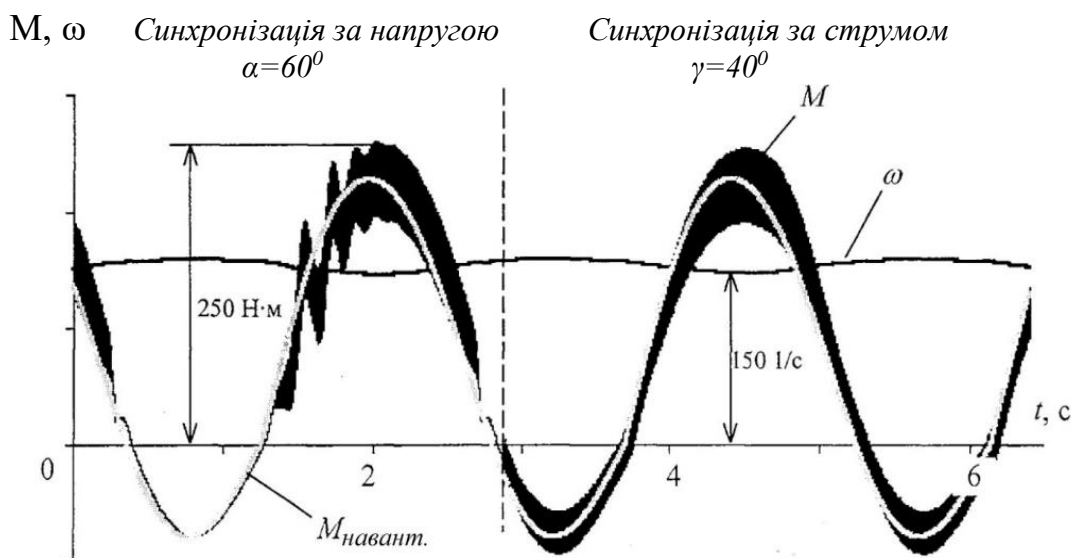


Рисунок 3.12 – Перехідні процеси в квазіустановленому режимі роботи електроприводу ТПН-АД верстата-качалки

Проводилося моделювання плавного пуску АД з різними початковими умовами. В результаті отримані графіки перехідних процесів, струму статора двигуна верстату-качалки I_1 та швидкості обертання валу ω , які приведені на рисунках 3.13 і 3.14.

Рисунок 3.13 характеризує зміну характеристик при часі пуску двигуна $t_{\text{start}}=5\text{с}$, а рисунок 3.14 - при більш тривалому часі пуску $t_{\text{start}}=15\text{с}$.

З рисунків можна побачити, що графіки зміни швидкості обертання практично однакові (за винятком часу), а графіки струмів відрізняються: при більшому часі струм змінюється більш повільно і не перетинає межу 40А, тобто має кращу пускову характеристику.

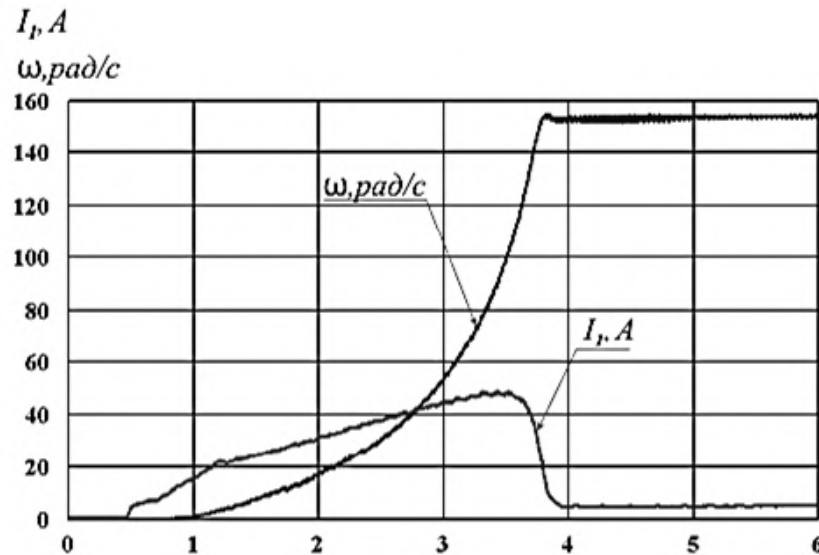


Рисунок 3.13 – Осцилограми струму статора I_1 та швидкості обертання валу ω при $U_{\text{start}} = 10 \%$, $t_{\text{start}} = 5\text{с}$, $J = 10 \cdot J_{\text{дв}}$, $M_c = 0,01M_H$

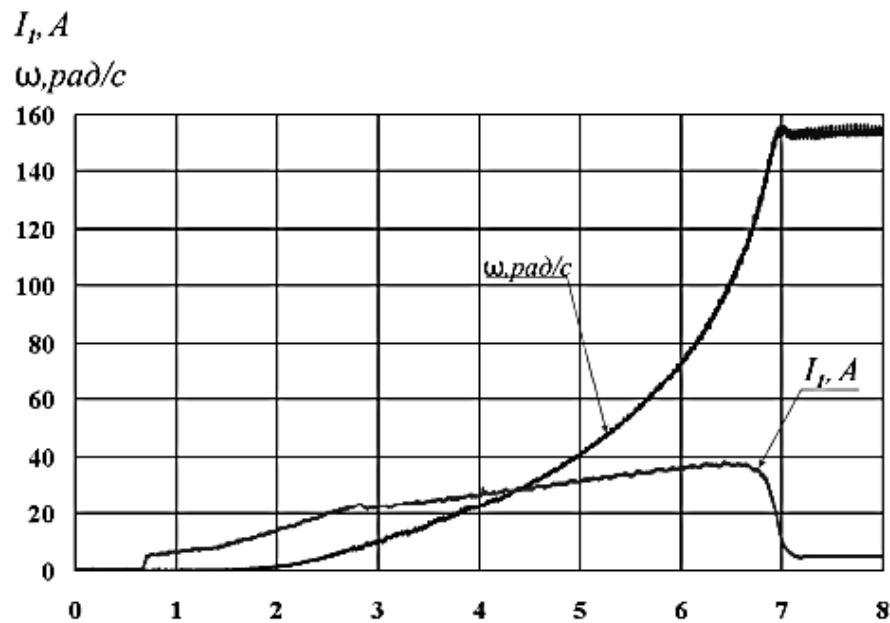


Рисунок 3.14 – Осцилограми струму статора I_1 та швидкості обертання валу ω при $U_{\text{start}} = 10 \%$, $t_{\text{start}} = 15\text{с}$, $J = 10 \cdot J_{\text{дв}}$, $M_c = 0,01M_H$

Головними перевагами побудованої моделі є наочність, відкрита для видозмін архітектура, можливість впливати на процес безпосередньо під час моделювання. Разом з тим дана модель має невисоку швидкість моделювання, також вона є моделлю з постійними параметрами, тобто у ній не враховуються ефекти насичення магнітного поля машини.

Треба відмітити, що невисока швидкість моделювання в основному компенсується меншими витратами часу на введення початкових даних і зміну параметрів моделі. Спрощена ж модель АД, як показують дослідження, при малих ковзаннях і фазово-імпульсному методі керування ТПН не вносить великих похибок в результати і може використовуватися при моделюванні роботи електроприводу верстата-качалки за системою ТПН-АД в квазіустановленому режимі.

При дослідженні характеру процесів пуску, коли ковзання змінюється в широких межах, необхідно використовувати параметри схеми заміщення, відповідні середнім значенням цих параметрів за час пуску.

3.5 Диспетчеризація процесу видобування нафти за допомогою ШСНУ

Таблиця 3.1 – Вибір апаратури для диспетчеризації ШСНУ

№	Найменування	Тип	Характеристики	Комунікація
1	Вимірювач тиску	SITRANS P320/420	Від 20 мбар до 700 бар при температурі от -40 °С до +100 °С	HART, PROFIBUS
2	Вимірювач температури	SIEMENS FT-TP	Від -100 до +450 °С, Вимірювальний елемент Pt100	HART
3	Рівнемір	SITRANS LC500	Рівнемір ємнісного типу, працює при температурі від -200 до +400 °С и тиску від повного вакуума до 525 бар	HART
4	Витратомір	SITRANS FM MASSFLO	Від 0,02 кг/год до 510000 кг/год	HART
5	Контролер	SIMATIC S7-300	Кількість каналів вводу-виводу інф. дискретних/аналогових 256/64	PROFIBUS, PROFINET

Для оптимізації процесу нафтовидобування з метою забезпечення оперативної передачі інформації на пульт диспетчеру було вирішено створити систему централізованого контролю на базі вимірювальної апаратури фірми Siemens.

Для цього найкраще використовувати безпроводні датчики для контролю тиску, температури та витрати, які необхідно встановлювати безпосередньо на видобувних свердловинах, а рівнеміри – в резервуарах різного типу.

Інформація з датчиків передається на контролер, а потім – безпосередньо на робоче місце диспетчера, спрощуючи контроль та оптимізацію технологічного процесу видобування нафти.

Для цього запропоновано використовувати наступну апаратуру, що показана в табл. 3.1.

3.6 Висновки до розділу

1. Результати проведеного моделювання довели, що позитивний зворотний зв'язком за струмом, що забезпечує зниження споживаного АД струму в порівнянні з нерегульованим електроприводом.

2. Використання синхронізації за струмом дозволяє поліпшити динаміку електроприводу системи ТПН-АД, особливо при роботі на робочій ділянці механічної характеристики. При використанні синхронізації за напругою при переході асинхронного двигуна з генераторної області в двигунну в електромагнітному моменті двигуна виникають значні коливання, які повністю зникають при переході на струмову синхронізацію.

3. Проведене моделювання плавного пуску АД з різними початковими умовами показало, що графіки зміни швидкості обертання практично однакові, а графіки струмів відрізняються: при більшому часу струм змінюється більш повільно і не перетинає межу 40А, тобто має кращу пускову характеристику.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі в процесі проведеної модернізації штангової свердловинної насосної установки були отримані наступні результати:

1) проведений аналіз систем електроприводу та методик розрахунків навантажень для ШСНУ, виявлені їх переваги та недоліки. Вирішено розробити більш сучасний електропривод з плавно регульованою швидкістю приводного двигуна на базі схеми ТПН-АД з метою формування плавних процесів пуску для системи відкачування нафти;

2) проведений розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ з врахуванням моментів інерції окремих частин системи, розрахунок навантажень, вибір та перевірка вибору приводного електродвигуна, який має кращі технологічні і енергетичні показники у порівнянні зі старим двигуном. Вибраний стандартний тиристорний перетворювач напруги, який шляхом застосування системи плавного пуску АД здатний забезпечити зниження пускових втрат до (10–15) %. Розроблена структурна схема системи керування електроприводом ТПН-АД;

3) проведене моделювання асинхронного двигуна, силової та механічної частин електроприводу, також розроблена модель інформаційної частини системи керування електроприводом ШСНУ;

4) на базі математичної моделі електроприводу визначені залежності приведених моменту інерції і моменту навантаження для типових балансирних верстатів-качалок;

5) результати проведеного моделювання довели, що позитивний зворотний зв'язок за струмом забезпечує зниження споживаного АД струму в порівнянні з нерегульованим електроприводом;

6) використання синхронізації за струмом дозволяє поліпшити динаміку електроприводу системи ТПН-АД, особливо при роботі на робочій ділянці механічної характеристики. При використанні синхронізації за напругою при переході асинхронного двигуна з генераторної області в двигунну в

електромагнітному моменті двигуна виникають значні коливання, які повністю зникають при переході на струмову синхронізацію;

7) проведене моделювання плавного пуску АД з різними початковими умовами показало, що графіки зміни швидкості обертання практично однакові, а графіки струмів відрізняються: при більшому часу струм змінюється більш повільно і не перетинає межу 40А, тобто має кращу пускову характеристику;

8) для оптимізації процесу нафтовидобування з метою забезпечення оперативної передачі інформації на пульт диспетчеру рекомендовано створити систему централізованого контролю, для чого обрана необхідна вимірювальна апаратура фірми Siemens.

Викладене вище дозволяє зробити висновок, що запропонований електропривод на базі схеми ТПН-АД є сучасним, економічно доцільним, надійним і відповідає поставленим задачам. Таким чином, мета магістерської роботи успішно досягнута.

ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підручник для студентів вищих навчальних закладів / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. — Львів: «Новий Світ - 2000», 2019. – 416 с.
2. Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О. та ін. Основи нафтогазової справи: підручник. – Дрогобич: Посвіт, 2023. – 599 с.
3. Семенцов Г.Н. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості: навчальний посібник / Г.Н. Семенцов, Я.Р. Когуч, Я.В. Куровець, М.М. Дранчук. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 301 с.
4. Дранчук М.М. Проектування систем автоматизації технологічних процесів в нафтовій і в газовій промисловості: навчальний посібник /Дранчук М.М. - Івано-Франківськ: Факел, 2005. - 448 с.
5. Проць Я.І., Савків В.Б., та ін. Автоматизація виробничих процесів: Навчальний посібник для технічних спеціальностей вищих навчальних закладів. – Тернопіль: ТНТУ ім. І.Пулюя, 2011. – 344с.
6. Барало О.В. Автоматизація технологічних процесів і системи автоматичного керування: навчальний посібник / Барало О.В., Самойленко П.Г., Гранат С.Є., Ковальов В.О. – К: Аграрна освіти, 2010. – 557 с.
7. Чорний. О.П. Моделювання електромеханічних систем: підручник для ВНЗ/ О.П. Чорний, А.В. Луговий, Д.Й. Родькін, Г.Ю. Сисюк, О.В. Садовий. — Кременчуг, 2001. – 376 с.
8. Куценко Ю.М., Яковлєв В.Ф. Електричні машини і апарати: навчальний посібник / Ю.М.Куценко, В.Ф.Яковлєв та ін. – К.: Аграрна освіти, 2013. – 449 с.
9. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи: Навч. посібник / М.Г.Поповіч, О.Ю.Лозинський, В.Б. Клепиков та ін.; За ред. М.Г. Поповіча, О.Ю.Лозинського. – К.: Либідь, 2005. – 680 с.
10. Комплектні електроприводи: Навч. посібник / М.М.Казачковський. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 226 с.

11. Онушко, В.В. Моделювання електромеханічних систем: навчальний посібник / В.В. Онушко, Д.В. Стрижеус. – Полтава, ПолтНТУ, 2010. – 81с.
12. Моделювання систем: Підручник для вузів / В.М. Томашевський. – К.: ВНУ, 2005. – 352 с.
13. Козбур І.Р. Моделювання систем керування в пакеті MATLAB SIMULINK / І.Р. Козбур , Г.В. Козбур , Р.І. Михайлишин. – Тернопіль : ТНТУ, 2019. - 23 с.
14. Дослідження систем електропривода методами математичного моделювання: Навчальний посібник / С. М. Довгань. - Дніпропетровськ: НГА України, 2001. – 137 с.
15. Основи комп'ютерного моделювання: навч. посібник / М.С. Барабаш, П.М. Кір'язєв, О.І. Лапенко, М.А. Ромашкіна. 2-е вид. стер. – К.: НАУ, 2019. – 492 с.
16. Моделювання електромеханічних систем. Математичне моделювання систем асинхронного електроприводу: навчальний посібник / О. І. Толочко. – Київ, НТУУ «КПІ», 2016. – 150 с.
17. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019. – 266 с.: іл.
18. Колб Ант. А, Колб А. А. Теорія електроприводу: Навчальний посібник. – 2-е вид. перероб. і доп. –Д., Національний гірничий університет, 2011. – 540 с.
19. Донець О. В. Теорія електропривода/ В. І. Колотіло, О. В. Донець; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 148 с.
20. Зеленов А.Б. Теорія електропривода: Методика проектування електроприводів: Підручник. – Луганськ: Вид-во "Ноулідж", 2010. – 670 с.
21. Єрмілова Н.В. Навчальний посібник з дисципліни "Електротехніка та електропостачання" для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: ПолтНТУ, 2019. – 177 с.

22. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи / За ред. М.Г. Поповича. – К.: Либідь, 2005. – 672 с.

23. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування. Підручник. – К: Либідь, 2007, – 656с.

24. Галай М.В. Теорія автоматичного керування: неперервні та дискретні системи. Навч. пос-к. – Полтава: ПолтНТУ, 2005. – 454с.

25. Галай В.М. Теорія цифрових систем автоматичного керування: навчальний посібник. – Полтава: ПолтНТУ, 2009. –131 с.

26. Шефер, В.В. Електричні машини: навчальний посібник / В.В. Онушко, О.В. Шефер. – Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 536 с.

27. Єрмілова Н.В. Навчальний посібник з дисципліни «Основи автоматизації об'єктів газової і нафтової промисловості» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Н.В. Єрмілова; за заг. ред. Н.В. Єрмілової. – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка», 2023. – 127 с.

28. Леві Л.І. Навчальний посібник до проведення практичних занять з дисципліни «Електропривод та автоматизація верстатів-автоматів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.І. Леві; за заг. ред. д.т.н., проф. Л.І. Леві. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2023. – 106 с.

Додатки

1 TECHNOLOGICAL PART

1.1 Technological process of oil production

The peculiarity of the oil and gas production industry is its exceptionally high rates of growth and modernization, which are characterized primarily by the amount of oil and gas extracted annually [1].

Oil saturates pores, cracks, which are in the rocks in the bowels of the earth. The natural formation of oil in the bowels of the earth is called an oil deposit. Almost all oil deposits also contain oil gas, which is either in a free state or completely dissolved in oil. In addition to oil and gas deposits, there are pure gas and gas condensate deposits in nature. A set of deposits of oil or gas located in one area is an oil or gas field. The number of gas or oil layers in a field can vary - from one to several dozen. Formation water is usually a companion of oil in oil fields. Often these waters are in the same formations as oil. In this case, the water occupies the lower part of the formation. If there is free gas, oil and water in the oil reservoir, water is located in the lower part of the reservoir, as its density is the greatest. Gas, which has the lowest density and the highest mobility, is in the upper part of the reservoir in the form of a gas cap.

There are two methods of oil extraction: fountain and mechanized. If the oil flows to the surface under the action of the natural energy of the oil reservoir, the production method is called fountain production. If the reservoir energy is not enough to raise the liquid to the surface and it is necessary to use additional equipment to compensate for the insufficient energy, the mining method is called mechanized. Depending on the type of additional energy, the mechanized method is divided into gas lift (compressor or compressorless) and deep pumping (wells are equipped with rod or submersible centrifugal pumps).

Gas lift operation of oil wells is a continuation of the fountain method of production, with the difference that during fountaining, the energy source is gas, which comes together with oil from the reservoir; and during gas lift operation, the fluid is lifted using compressed air injected into the well from the surface. Air on

the surface is compressed in compressors, or high-pressure gas is used from nearby gas fields or gas-bearing formations. In the first case, the gas lift is called compressor, in the second case, it is called compressorless.

During pump operation, the lifting of liquid from wells to the surface is carried out by pumps - mainly rod and rodless. Pumping oil from wells with the help of submersible rod pumps has become widespread due to their simplicity and relative cheapness. Rod pumps allow you to extract oil from depths of up to 2,500 m. The submersible pump is driven by a rocking machine, which is located on the surface of the earth and consists of a balancer, a connecting rod-crank mechanism and a drive electric motor. Equipment for operating wells with the help of a rocking machine includes: a deep plunger pump, a system of pump pipes and rods on which the pump is suspended in the well; the drive part of the individual rod installation of the balancing type, which consists of a rocking machine and an engine; wellhead equipment designed for hanging pump-compressor pipes and sealing the wellhead; hanging mechanism for hanging pump rods to the head of the balancer of the rocking machine (Fig. 1.1).

A pump cylinder is lowered into a well on a column of pump-compressor pipes (tubes) below the liquid level, in the lower part of which there is a filter 1 and a receiving valve that opens only upwards. Then, on the pump rods 4, a piston, which is called a plunger, is lowered into the middle of the pump-compressor pipes 3, which is installed in the cylinder of the plunger pump 2.

The upper end of the rods is fixed to the head of the front arm of the balancer 7 of the rocking machine using a suspension 5. To direct the liquid from the tubing into the oil pipeline and prevent its spreading, a tee is fixed at the wellhead and a gland above it, through which a gland (polished) rod is passed.

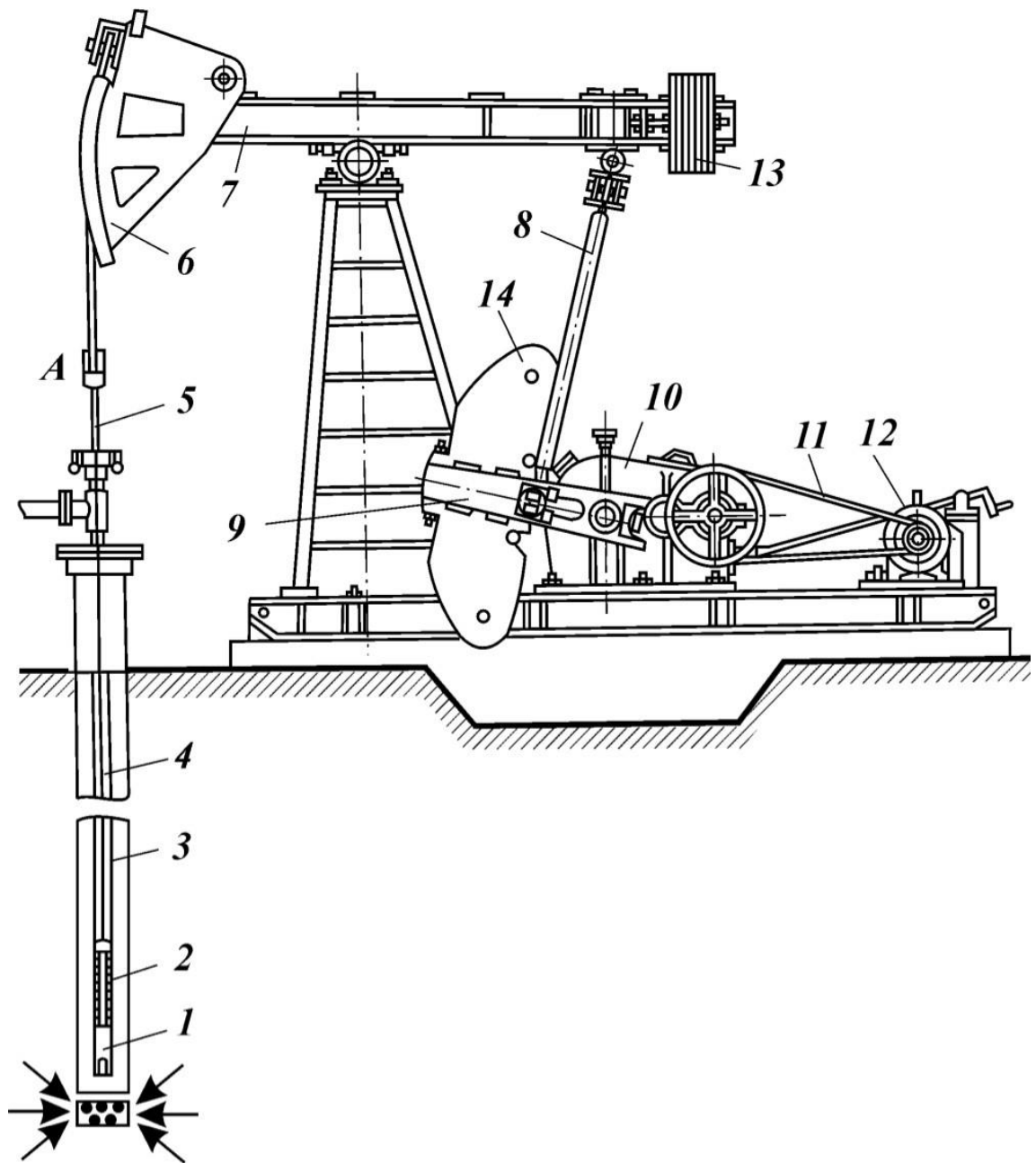


Figure 1.1 – The structure of the rod well pump installation

1 – filter; 2 – plunger pump; 3 – pump-compressor pipes; 4 – pump rod; 5 – suspension with mouth equipment; 6 – head of the balancer; 7 – balancer; 8 – connecting rod; 9 – crank; 10 – reducer; 11 – V-belt transmission; 12 – electric motor; 13 – counterweight of the balancer; 14 – drive counterweight

The well pump is driven by a rocking machine, in which the rotary motion received from the engine 12 is transformed into a reciprocating motion, which is

transmitted to the plunger pump in the well, with the help of a reducer 10, a crank mechanism 8, 9 and a balancer 7 with a head 6 .

When the plunger moves up, the pressure drops under it, the suction valve opens under the pressure of the liquid column in the annular space, and the liquid from the well flows into the pump cylinder. At this time, the discharge valve of the plunger is closed under the pressure of the liquid column above it. When moving down, the receiving valve closes under the pressure of the liquid column in the pump pipes, and the valve located on the plunger opens, and the liquid flows into the pump-compressor pipes 3. There is a seal in the design, which serves to ensure the tightness of the pump.

During continuous operation of the plunger, suction and discharge alternate, as a result of which a certain amount of liquid enters the pump-compressor pipes with each stroke. The liquid level in the tubing gradually increases and reaches the mouth of the well, the liquid begins to overflow into the output line through the tee with the packing device.

The rocking machines are equipped with means for disconnecting them in the event of a break in the rods or in the event of shock overloads, in the event of an increase or decrease in pressure in the injection pipeline, in the event of a phase break or current overloads and short circuits of electric motors. Rod well pump installations have significant disadvantages - heavy, bulky equipment at great depths of wells, danger of various malfunctions, accidents with rods, limited use for oil production in inclined wells; not always sufficient productivity for the selection of large volumes of liquid, especially from heavily watered wells.

In this regard, pumping units with a new operating principle are currently being used in most countries of the world. Their main feature is the transfer of the electric motor to the mouth of the well and the elimination of rods - the most vulnerable link of submersible pumps. Of the rodless pumping units, submersible electric centrifugal pumps are the most widely used. The advantages of electric centrifugal pumps include ease of maintenance, high productivity, and a relatively

long maintenance period. They can work successfully in both vertical and inclined wells.

In the formation and development of the oil and gas industry, several stages can be followed, each of which reflects a constant change in the ratio, on the one hand, of the scale of oil and gas consumption, and on the other - the degree of complexity of their extraction. The need for the implementation of new technologies, which have gained mass application, determined the creation of new and modernization of existing equipment, without which the introduction of new technologies is impossible. Oil and gas, gas and gas condensate deposits are developed and operated with the help of machines, tools and mechanisms, the functioning of which is interconnected with each other and with the functioning of the object of development and operation - an oil, oil, gas or gas condensate layer or several layers of the deposit.

Thus, what is usually called the oil or gas industry should be considered as a single system that combines both a geological formation and a complex of engineering means and an object of development and operation, which is provided by technical management with the involvement of the necessary means of automation and regulation and, in particular, ACS. Therefore, in addition to machines and equipment, this system also contains means of measurement, regulation, automation and computer equipment.

Complexes of equipment for the exploitation of oil and gas fields in wetlands differ in that their functional purpose is to ensure the possibility of development of the field not by separate vertical wells, but by a complex of inclined wells [1]. This equipment allows for underwater mining of deposits whose areas are under water at shallow, medium and deep depths.

The existing oil production equipment remains operational for a limited time, the duration of which is much shorter than the field development period; therefore, the operation of each well is cyclical, intermittent, which imposes certain technical and economic complications.

The nomenclature of the equipment included in the complexes consists of hundreds of names, the study of this variety of technical means makes it necessary to systematize them, the basis of which is classification. It is most appropriate to classify based on technological properties, and not on parameters or constructive performance.

The first group is production well equipment, which ensures the normal functioning of the most important industrial equipment - the production well, which is the most important channel connecting the productive layer with the surface. The reliability and functionality of this group of equipment completely determines the reliability of the well operation as a whole. This is the equipment that forms the wellbore (casing pipes, column heads, filters, shut-off valves, packers, etc.).

Group II - equipment for raising reservoir fluid or gas from a well. A part of the equipment is lowered into the well, this part of the equipment is called a lift (elevator), and a part is mounted in the mouth area. In other cases, the equipment is used to inject fluid into the formation, the equipment in this case is called injection. This group of equipment is used only for the operation of gushing oil, gas or gas condensate deposits. This equipment consists of a lifter, fountain fittings and a manifold, which allows you to lift the products up the well to the surface, provide control and regulation of the gushing and maintain the optimal mode of operation of the well. Gas lift equipment is designed for operating wells by supplying compressed air to the bottom of the lift. This equipment includes the lift itself with a set of starting and working valves, gas lift fittings with control and measuring devices and automation, compressor stations, refrigeration equipment and a complex system of pipelines.

Rod borehole rigs with a mechanical drive have found wide application in the fields of Ukraine. Two-thirds of the wells use them. The equipment is designed for lifting liquid using rod pumps. This group of equipment includes the well pump itself, lowered on pump-compressor pipes, which is driven by a column of rods, pump rods, a surface drive, which includes a power plant and a mechanical

converter of the rotary motion of the drive shaft of the installation into a translational movement of the column of rods. Rodless installations of centrifugal wells of electric pumps are designed for the operation of high-flow wells. In Ukraine, more than a third of oil is extracted with their help. A large number of different sizes are manufactured and supplied, which include aggregative submersible centrifugal pumps with an electric motor and protector, a column of pump pipes with a conductive cable and a surface electric motor control system.

Rodless electric screw well pumps are designed for the operation of wells with a small flow and differ from the previous use instead of a centrifugal screw pump.

Equipment for the operation of several reservoirs with one well, which is located in one well and includes a complex of various types of equipment (for example, fountain and pumping), as a result of which it becomes possible to significantly reduce the number of production wells when developing multi-layer oil and gas fields.

Group III – equipment for intensification of oil and gas extraction and for increasing the oil and gas yield of formations. Wide use of this equipment allows to reduce the time of field development and the amount of unextracted oil and gas. Most of the oil and gas fields are developed by simultaneously injecting specially treated water into the formation. The equipment for obtaining water and its preparation make up this subgroup, including water intake, a system of settling, coagulation, chemical and bacteriological treatment. This subgroup includes water heaters, steam generators, equipment for heating the well filter zone. In connection with the special relevance of the development of deposits with high-viscosity oils in the territory of Ukraine and the need to increase the oil yield of the deposits, the range of this subgroup of equipment is increasing and the scale of its use is growing rapidly.

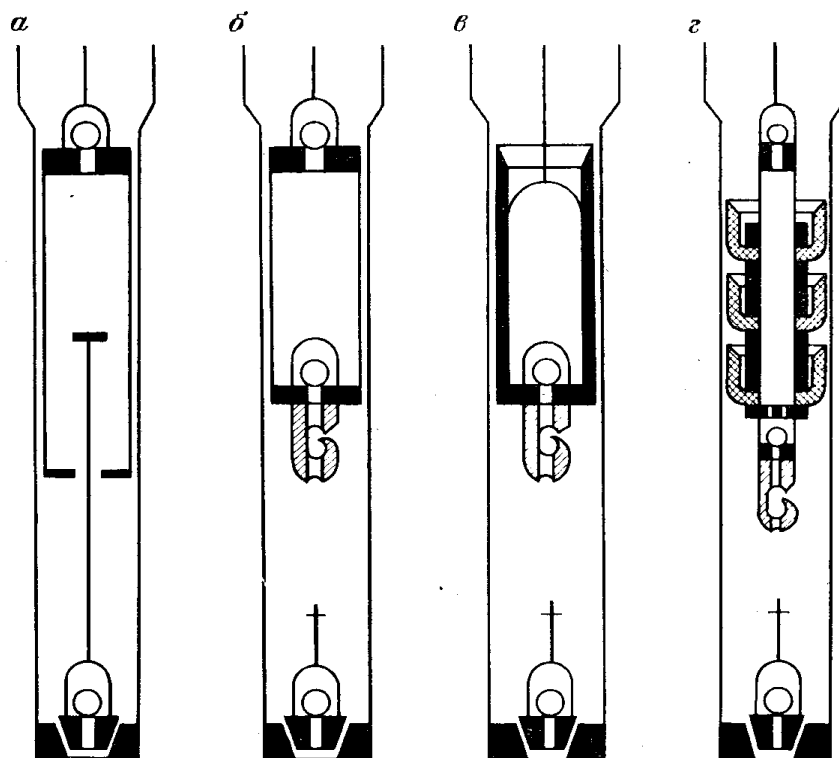
Group IV - equipment and facilities for collecting well products, their separation - separation into oil, gas, water and impurities, measurement and primary preparation of oil, gas, gas condensate. This group should include

pumping equipment (pumps, compressor units and stations) with an electric drive and appropriate harnesses, control and measuring devices, shut-off and regulation equipment, and automation tools.

Group V - equipment of the energy service.

From the above list of systematized groups and subgroups, it is clear how large the nomenclature of machines, equipment, structures, means of mechanization and automation for oil and gas production is. A rod well pump for pumping formation fluid from wells is actuated by a column of rods. It works in difficult conditions: formation fluid contains mineralized water, abrasive, chemically active compounds and various gases. The ambient temperature can exceed 100 degrees.

Pumps with a short stroke length (Fig. 1.2, a) use a design with a pull rod; the disadvantages of this design include the significant harmful space required for placing the pull rod in the inner cavity of the plunger. Pumps of other types are equipped with a special lock, which, when the plunger is lowered into the lower position and turned by a column of rods, allows you to grab and raise the valve. The pumps (Fig. 1.2, b) are equipped with two discharge valves.



The pump plunger (Fig. 1.2, c) is used in wells that produce reservoir fluid with a large amount of sand. The gap between the plunger and the cylinder is sealed either hydraulically - due to the formation of a small gap of a long length, which provides the necessary pressure drop above and below the plunger, or with flexible cuffs (Fig. 1.2, d).

1.2 Structure of the rod well pump drive

The purpose of the rod well pump drive is twofold - on the one hand, it transforms the engine energy into the mechanical energy of the rod column, on the other hand, it creates the optimal operating mode of the drive electric motor.



Figure 1.3 – The structure of the drive of the rod borehole pump installation

The drive ensures the movement of the suspension point of the rods according to a certain law, regulates the pumping mode of formation fluid by changing the length and frequency of the suspension of the rods, starts and stops the rod pumping unit, controls the operating mode of the downhole equipment. It also allows you to use engines of optimal power, the load mode of which should be influenced to a minimum degree by the pattern of changes in the external load.

The drive of the rod well pump installation consists of the following main units (Fig. 1.3): power unit, balancing device and the actual electric drive. The power body is designed to move a column of rods and can be mechanical, consisting of a system of levers, ropes and blocks, hydraulic or pneumatic. Actually, the drive includes an electric motor and a transmission, which can be mechanical or hydraulic. These two blocks mainly provide the first function of the drive, the second function is provided by balancing devices that accumulate the potential energy of the column of rods during its downward passage and release it during the upward passage of the rods.

1.3 Overview of electric drive systems for RWPI

Most of the electric drives of rod well pump installations (RWPI) are unregulated, while the control stations perform only the start-up protection function and the transmission of discrete signals of the state of the electric drive (on-disabled state of the motor, state of protections, etc.) via telemechanics channels to the dispatching services of oilfields [3]. Regulation of the productivity of the well with such electric drives is carried out mechanically by changing the gear ratio of the V-belt transmission (by moving the belts to another pulley of the electric motor) or by changing the stroke length of the polished rod (by moving the articulation point of the crank and connecting rod). Use of gearboxes, variators, friction clutches, etc. for performance regulation was not widely used due to insufficient reliability of such systems.

In most cases, three-phase asynchronous motors with a short-circuited rotor with an increased starting torque of 11 to 55 kW of the 4A, 5A and AIR series in a

closed version with a synchronous rotation frequency of 1500 and 1000 revolution per minute (rpm) are used in the electric drives of domestic SHSNU, slower motors are used less often (750 and 500 rpm).

Systems of electric drives of RWPI with asynchronous motors with a phase rotor, with synchronous motors and with direct current motors have practically no industrial application at present.

In addition to mechanical regulation of well productivity, automatic regulation systems are also used in oil production with the help of RWPI. Electric drives of rocking machines with automatic performance adjustment can be divided into several classes:

- 1) electric drives with smoothly adjustable drive motor speed;
- 2) electric drives with periodic oil pumping devices;
- 3) electric drives with variable speed control (electric drives with a short cycle period of operation).

Currently, electric drives with smooth speed control are used both in foreign and domestic oil production industries. One of the methods of optimal operation is the use of automatic voltage regulation on the AM stator as a function of its load. At the same time, a 3-phase thyristor voltage converter (TVC) is included between the power supply network and the stator windings. An electric drive with such a structure is called TVC-AM. The most widely used power scheme of such an electric drive, in which three pairs of counter-parallel connected thyristors are installed between AM and the network.

The operation of optimal control systems is based on the extreme (minimum or maximum) nature of the dependence of the AV energy indicators on the stator voltage at a given load.

Also used are electric drives of the National Academy of Sciences, which are made according to the frequency converter - asynchronous motor (CF-AM) scheme. Due to the peculiarities of the rocking machine mechanism, the drive motor can work in generator mode for a significant part of the operating cycle, which in many cases complicates the use of mass series of frequency converters.

Abroad, for example, by Siemens, specialized inverters with a pronounced direct current link are produced for electric drives of rocking machines, but such inverters cost on average 1.5-2 times more than general industrial ones.

Frequency converters are one of the most expensive classes of static electrical energy converters for electric drive, and this is the main factor that limits their application in oil production.

Short-cycle electric drives are used for the same purposes as drives with periodic oil pumping. In addition, short-cycle drives are used for the so-called smooth start-up of the well. Smooth start-up of the well consists in gradually increasing the productivity of the well to the nominal value, the period of which can reach several months. The average productivity of the well is adjusted by changing the duration of the engine at high and at low speed. The operating cycle of the electric drive ranges from 10 to 30 minutes on average.

The two-speed electric drive has two disadvantages associated with switching from one speed to another. When switching the engine from high speed to low, it is briefly switched to generator mode. The multiples of current and torque in this mode are similar to the starting ones (6–7 times the current and 2–3 times the torque). This leads to additional losses, overheating of the stator winding and shock loads, which can cause damage to the mechanism of the rocking machine and break the rod column. It also does not matter at what moment the engine speed is switched. Since the load of the drive motor of the rocking machine is periodic, it is advisable to switch speeds at a minimum load, which requires additional sensors.

The second disadvantage is that a significant change in the speed of the drive when using multi-speed motors causes a strong unevenness of the selection of oil from the well, which can cause a number of complications in the operation of the deep pump, such as an increase in the inflow of sand into the well and the possibility of creating sand plugs.

The low quality of transient processes when switching speeds is one of the main reasons that limits the use of multi-speed AMs for driving rocking machines. Just like the drives for periodic oil pumping, the existing domestic industrial

electric drives of rocking machines with multi-speed motors are not, in fact, adjustable. Starting and speed switching in such drives is usually carried out by direct voltage supply to the stator windings of the asynchronous motor using magnetic starters.

Another important feature characteristic of most existing electric drives of rocking machines is their low energy performance. Research conducted at oilfields showed that the energy indicators of the fund of electric drives of rocking machines are small: the overall efficiency of the installation ranges from 7% to 30%, the power factor - from 0.3 to 0.65. One of the main reasons for this state of affairs is low drive load. The installed capacity of the electric motors of rocking machines is overestimated and is used in the range from 13% to 88%, on average not exceeding 50%.

There are several main reasons for the overestimation of the setting power of rocking machine engines:

1) due to the complex kinematics of the pumping machine and the complex processes of the interaction of the pumped oil with the pumping equipment inside the well, the power consumed by the system has a pulsating character, which is difficult to describe analytically with sufficient accuracy. Therefore, in all practical methods of choosing the type of electric motor, a number of empirical correction factors are used, the application of which leads to an overestimation of the required motor power;

2) the work of RWPI is accompanied by continuous wear of the friction surfaces of the plunger, bushings and valves of the submersible pump, which, in turn, causes an increase in leaks in the pump. This leads to a decrease in the productivity of the installation, and accordingly to a change in the power consumed by it. Therefore, the power of the motor for the electric drive has to be chosen based on the maximum power consumed during the inter-repair period, which leads to the fact that the drive motor works under load for a significant period of time;

3) the start-up of RWPI occurs most often in difficult conditions. Practice shows that in a significant part of the oil-producing regions of Ukraine, oil-bearing layers are formed by sands and sandstones that are not resistant to erosion. During the shutdown of RWPI for repairs, prevention, etc. sand penetrates into the gap between the plunger and the pump cylinder, which significantly worsens the starting conditions of the rocking machine. This reason makes it necessary to choose motors of higher power to provide the necessary starting torque.

1.4 Conclusions on the section

Thus, in order to increase energy saving and form better transient processes, we consider it expedient to choose an electric drive with a smoothly adjustable speed of the drive motor based on the TPN-AD scheme for the modernization of SHSNU.

To do this, you need to perform the following tasks:

- calculate the total reduced moment of inertia of the RWPI, select and check the choice of the drive electric motor and TPN;
- to develop a structural diagram of the TPN-AD electric drive control system;
- carry out modeling of the electric drive and assessment of the possibilities of using TPN to improve energy indicators by means of rational regulation of the voltage on the motor stator;
- carry out an analysis of the transient processes of AD start-up.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ
за матеріалами ІХ Всеукраїнської науково-практичної конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:
ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»

10 листопада 2023 року



Полтава 2023

Н.В. Єрмілова, Д.С. Борщов УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ШТАНГОВОЇ СВЕРДЛОВИННОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ.....	29
О. Шефер, Б. Богатирьов РОЗРАХУНОК ТА ВИЗНАЧЕННЯ САНІТАРНО-ЗАХИСНИХ ЗОН ТА ЗОН ОБМЕЖЕННЯ ЗАБУДОВИ АНТЕНИ БАЗОВИХ СТАНЦІЙ.....	31
В.В. Гавриленко, І.О. Бедько МОВНІ АЛГОРИТМИ ЯК ОСНОВНИЙ КОМПОНЕНТ СИСТЕМИ ПІДТРИМКИ ВЕБСАЙТІВ.....	33
О.Г. Дрючко, В.М. Галай, А.В. Трет'як, А.Ю. Бурда, Є.О. Ошкодьоров ІННОВАЦІЙНІ АСПЕКТИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЙ ПЕРЕТВОРЕННЯ, ЗБЕРЕЖЕННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ У СФЕРІ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	34
С.Г. Кислиця, А.С. Боровик ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДАНИХ У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ.....	37
Н.В. Єрмілова, Ю.Р. Зоураб, Р.О. Єрмілов ПОРІВНЯЛЬНИЙ РОЗГЛЯД МЕТОДІВ РОЗПІЗНАВАННЯ ОБРАЗІВ.....	39
Я.І. Немирич, А.В. Трет'як ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЧЕПИЛІВСЬКОЇ УСТАНОВКИ ПЕРВИННОЇ ПІДГОТОВКИ НАФТИ ЗА РАХУНОК ВСТАНОВЛЕННЯ АВР ТА ДИЗЕЛЬГЕНЕРАТОРА.....	42
Н.В. Єрмілова, О.В. Уманець НАПРЯМКИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	45
О. Shefer, O. Yastreba, V. Yastreba IMPROVEMENT OF THE ADAPTIVE ALGORITHM OF ACTIVE NOISE RADIO INTERFERENCE SUPPRESSION.....	47
Р.В. Карманов, Н.А. Зубрецька ПЕРСПЕКТИВИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗМІН ПЕРСОНАЛЬНИХ ПЕРЕНОСНИХ ПРИСТРОЇВ ПОСТ-СМАРТФОНОВОЇ ЕПОХИ.....	49
О. Shefer, I. Pliuiko ANALYSIS OF SIGNAL MODULATION METHODS IN TELECOMMUNICATIONS.....	51
А.М. Сільвестров, В.С. Олефіренко РОЗВИТОК МЕТОДІВ СИХРОНІЗАЦІЇ В БЕЗПРОВОДОВИХ СЕНСОРНИХ МЕРЕЖАХ.....	53

УДК 62-83:622(075)

Н.В. Єрмілова, к.т.н., доцент,

Д.С. Борщов, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ШТАНГОВОЇ СВЕРДЛОВИННОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

Україна є нафтовидобувною країною, на території якої до початку війни видобувалося майже 2% від рівня світового видобутку нафти. Нафтовидобувна галузь залишається однією з головних в українській економіці, разом з тим ряд факторів, в тому числі особливості географічного розташування нафтовидобувних районів і залягання нафтоносних пластів, роблять собівартість української нафти однією з найвищих в світі. Тому зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з видобутком нафти, є одним із важливих завдань в нафтовидобувній галузі [1].

Більшість ШСНУ (штангових свердловинних насосних установок) є установками з тривалим режимом роботи, які безперервно проводять відкачування нафти 24 години на добу і зупиняються тільки в аварійних ситуаціях або для планового ремонту. Треба відзначити відносно низькі енергетичні показники значної частини експлуатованих в даний час електроприводів ШСНУ. Однією з причин цього є підвищена встановлена потужність приводних двигунів: на нафтопромислах України приводні двигуни недовантажені в середньому у 2 – 2,5 рази. Так як частка вартості електричної енергії в загальних витратах на виробництво нафти досягає 10%, а загальні витрати на електрообладнання сягають 40%, то підвищення енергетичних показників ШСНУ є одним з нагальних завдань в нафтовидобутку [2].

Основною задачею роботи є модернізація системи електроприводу насосної установки, при цьому система повинна бути економічно ефективною, надійною та безпечною.

Найбільш розповсюдженим для привода вітчизняних ШСНУ в даний час є короткозамкнені асинхронні двигуни з підвищеним пусковим моментом серій 4А, 5А та АІР у закритому виконанні із синхронною частотою обертання 1500 об/хв. Ці двигуни мають доволі високий пусковий момент, кратність якого складає 1,7 - 2,3 при кратності пускового струму не більше 7,5.

Проблемою електроприводу ШСНУ є те, що при одночасному запуску декількох насосних установок їх пускові струми додаються, що призводить до зниження напруги на двигунах через його втрати в проводах. Тому для забезпечення нормальної роботи системи електропостачання насосних установок необхідно застосовувати індивідуальний або груповий способи автоматичного повторного включення (АПВ) двигунів насосів після зникнення або зниження напруги. При індивідуальному АПВ після відновлення номінального напруги мережі двигун знову підключається до неї з деякою витримкою часу. Для різних груп двигунів, які живляться від одного джерела,

створюються різні витримки часу для запобігання накладення пускових струмів. При груповому АПВ при зникненні або глибокому зниженні напруги відключаються магістралі, до яких підключений двигун на живильній підстанції. АПВ здійснюється включенням магістралі в певній послідовності з різними витримками часу. Всі ці питання були враховані в системі, що розробляється.

При модернізації біло вирішено розробити електропривод ШСНУ на базі електродвигунів фірми Siemens, які мають значні переваги перед двигунами типу 4А, 5А та АІР: великий запас по максимальному та пусковому моменту (3-4 від номінального), що дає можливість використовувати двигуни значно меншої потужності; систему самоохолодження; високий ступінь захисту ІР55; низький рівень шуму, вібрації, високий ККД, високу енергоефективність. Закрите виконання цих двигунів гарантує їх надійну роботу двигунів на відкритому повітрі, де вони можуть піддаватися впливу вологи, піску, снігу.

Розроблена автоматизована система управління електроприводом ШСНУ здатна виконувати наступні функції:

- плавний пуск двигуна;
- пуск і відключення двигуна в ручному режимі;
- автоматичне відключення електродвигуна при обриві однієї з фаз;
- відключення електродвигуна при перевантаженнях понад допустиму межу або при короткому замиканні в його обмотках або кабелі;
- відключення електродвигуна при короточасному зникненні або глибокому зниженні напруги і автоматичний пуск електродвигуна після відновлення напруги через визначений час;
- відключення електродвигуна при аварійному стані свердловини.

Проведене розроблення структурної та принципової схем електропривода ШСНУ, розрахунок та вибір елементів схем, моделювання роботи силової частини та блоку керування. Дослідження показали, що модернізована система надійна, ефективна та задовольняє усім вимогам завдання.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Білецький В. С. *Основи нафтогазової інженерії: підручник для студентів вищих навчальних закладів* / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. — Львів: «Новий Світ - 2000», 2019. — 416 с.

2. Семенцов Г.Н. *Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості: навчальний посібник* / Г.Н. Семенцов, Я.Р. Когуч, Я.В. Куровець, М.М. Дранчук. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. — 301 с.

3. Барало О.В. *Автоматизація технологічних процесів і системи автоматичного керування: навчальний посібник* / Барало О.В., Самойленко П.Г., Гранат С.Є., Ковальов В.О. — К: Аграрна освіти, 2010. — 557 с.

IMPROVEMENT OF THE ROD DRILL PUMP UNIT ELECTRICAL DRIVE

N. Yermilova, Ph.D., Associate professor,

D. Borshchov, Master's student

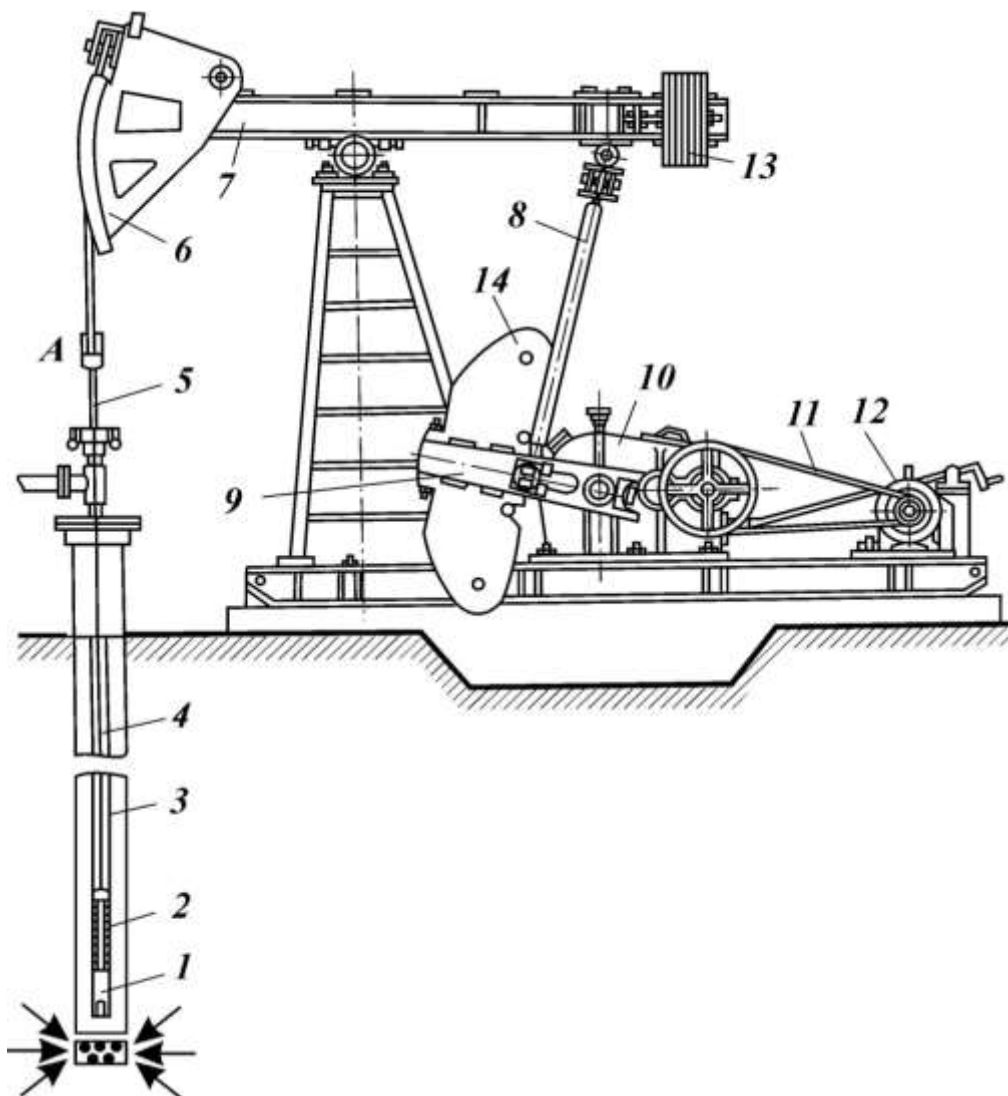
National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

Актуальність теми полягає у необхідності зниження собівартості української нафти, що може бути здійснено лише за умови забезпечення нафтогазовидобувної промисловості машинами і обладнанням необхідної номенклатури, високонадійного, з потрібними параметрами і характеристиками, а також у своєчасній модернізації обладнання, що вже використовується.

Метою роботи є модернізація електроприводу штангової свердловинної насосної установки для підвищення ефективності та надійності її роботи.

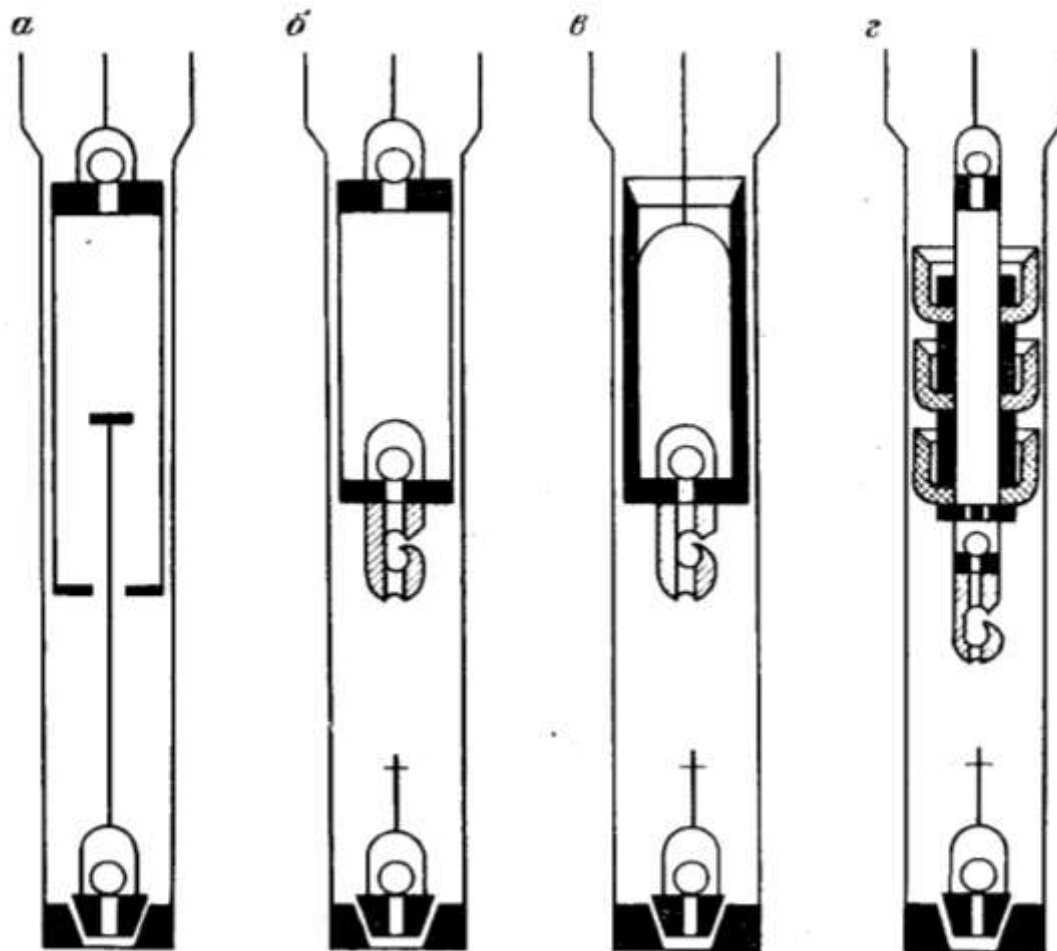
Об'єкт дослідження — вивчення особливостей навантажень електропривода штангових свердловинних насосних установок з ціллю його модернізації та розробки найбільш раціональної системи керування електроприводом.

Предмет дослідження — електропривод штангової свердловинної насосної установки.



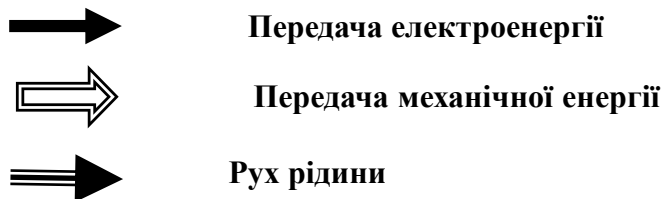
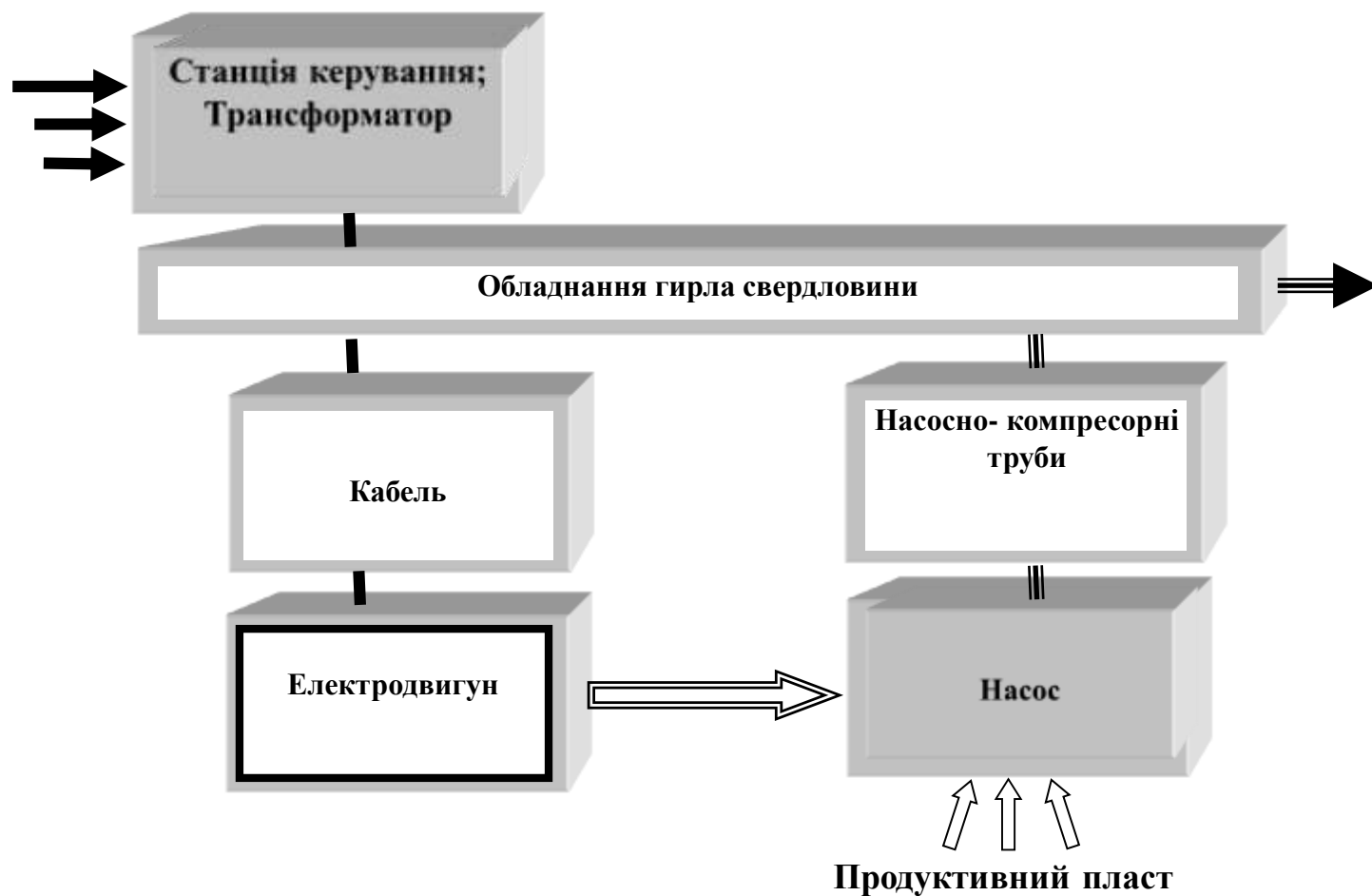
- 1 – фільтр; 2 – плунжерний насос; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – насосна штанга;
 5 – підвіска з устьовим обладнанням; 6 – головка балансира; 7 – балансира; 8 – шатун; 9 – кривошип; 10 – редуктор; 11 – клино-пасова передача; 12 – електродвигун; 13 – противага балансира; 14 – противага приводу

Основні конструкції свердловинних насосів



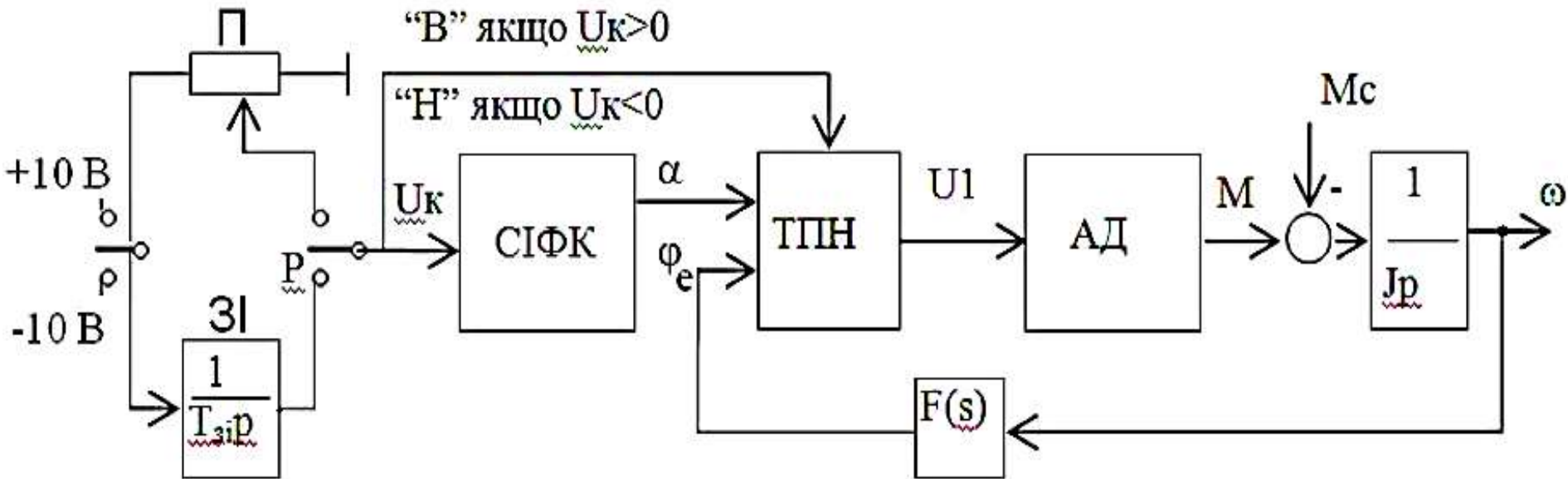
- а) конструкція з тяговим штоком; б) конструкція з двома нагнітальними клапанами;
в) конструкція з малим зазором великої довжини; г) конструкція з гнучкими манжетами

Структура привода ШСНУ



Структурна схема розімкненої системи електроприводу ТПН-АД

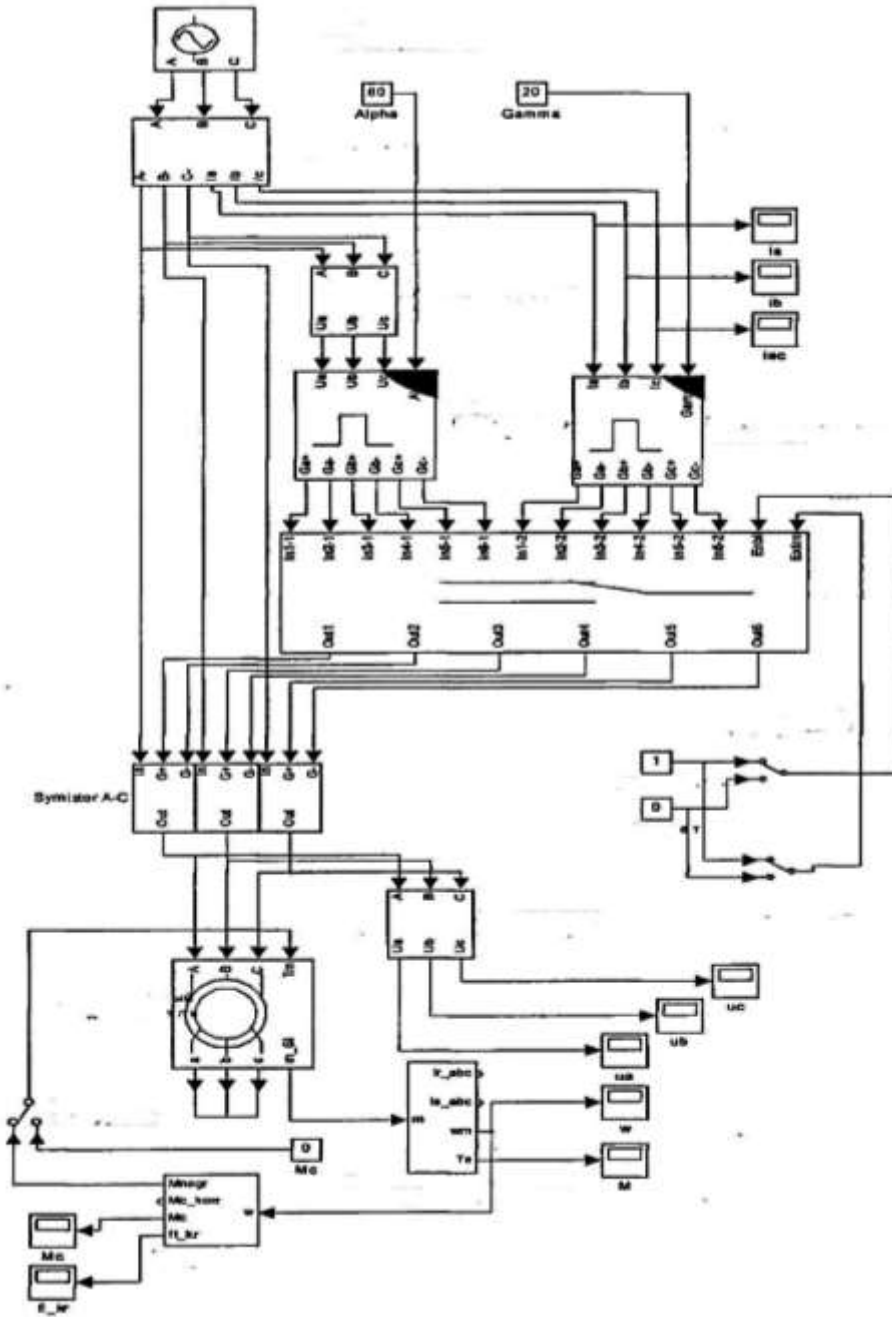
6



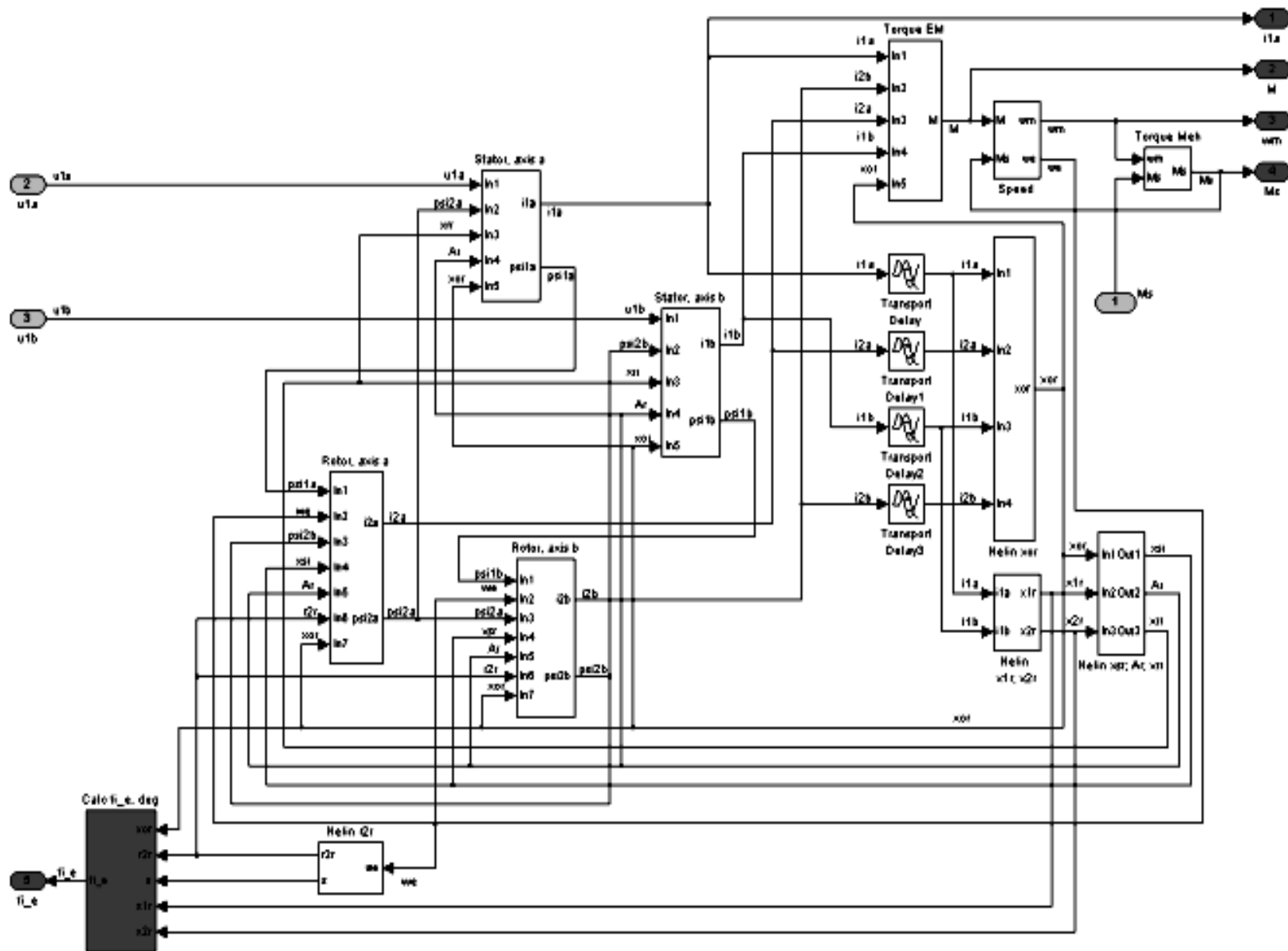
ЗІ – задавач інтенсивності; Π – потенціометр; P – перемикач; CIФК - схема імпульсно-фазового керування; ТПН – тиристорний перетворювач напруги; АД – асинхронний двигун; U_K - напруга керування ; U_1 - напруга на виході ТПН; ω – вихідна швидкість системи.

Модель являє собою електричну схему системи і включає в себе наступні блоки:

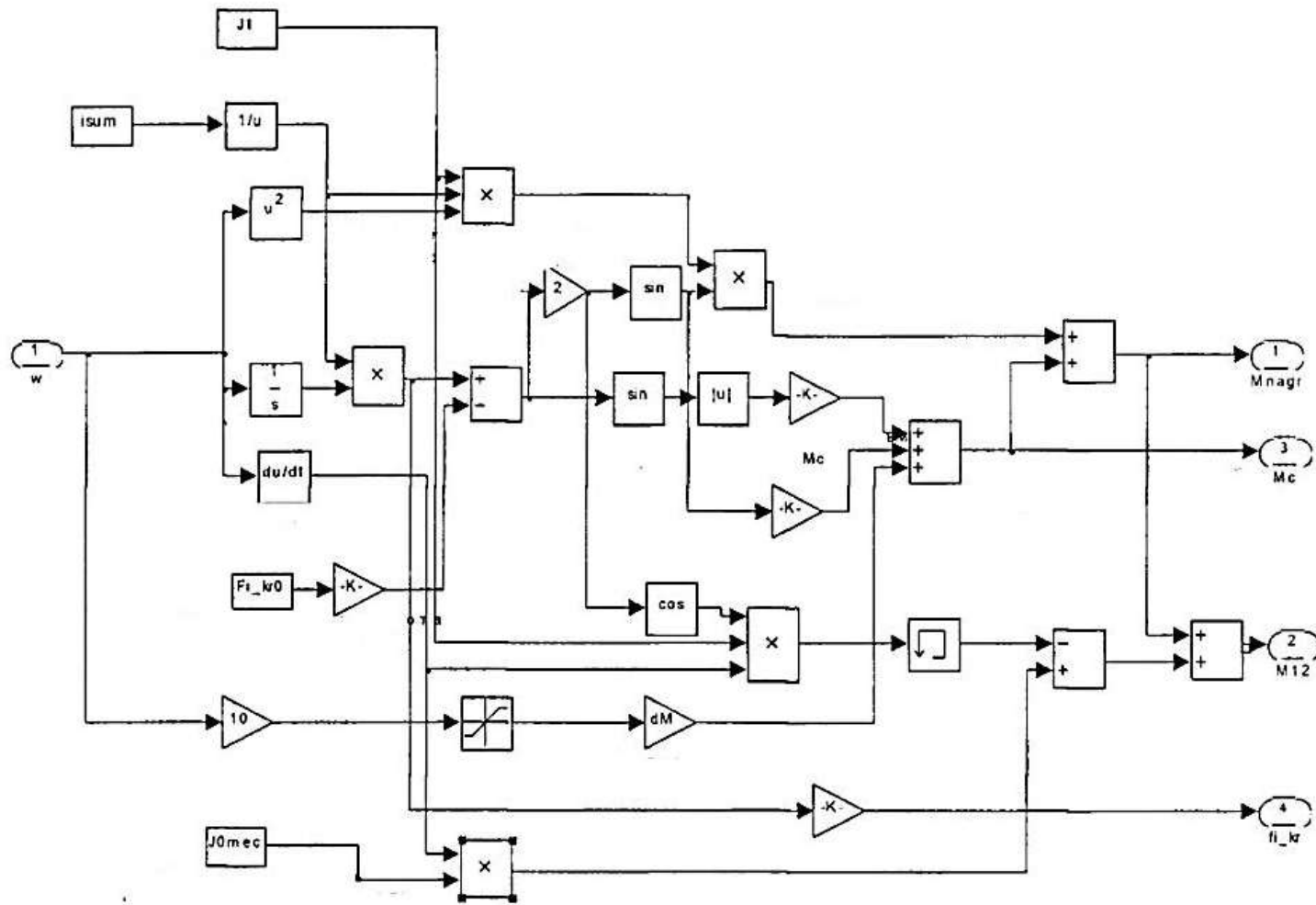
- трифазне ідеальне джерело синусоїдальної напруги;
- трифазний датчик струму;
- трифазний датчик напруги;
- трифазний датчик напруги на статорі АД;
- асинхронний двигун;
- силову частину ТПН, що складається з 3-х пар зустрічно-паралельно включених тиристорів.



Модель асинхронного двигателя

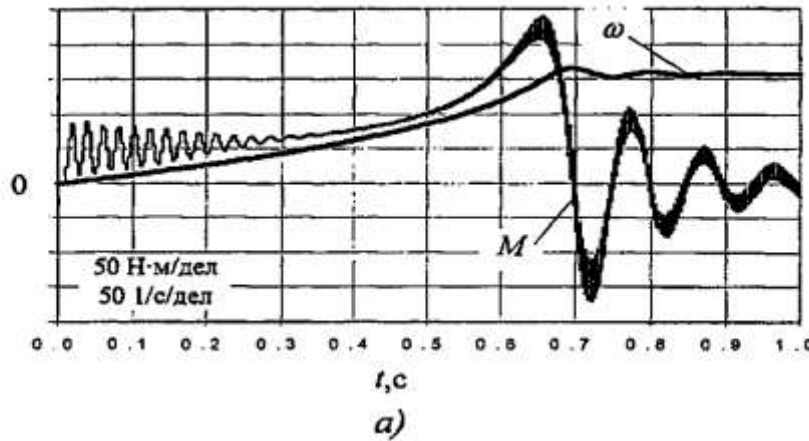


Модель механічної частини системи електроприводу ШСНУ 9



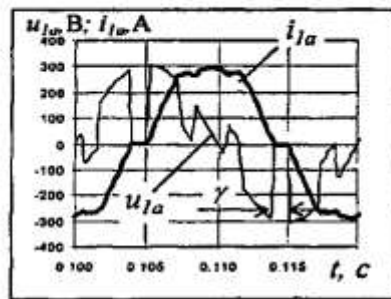
Вхідним сигналом для моделі служить сигнал швидкості АД, за яким обчислюються прискорення двигуна, кут повороту кривошипа, і далі складові моменту навантаження. На вихід схеми подаються сигнали зі значеннями статичного і сумарного моменту навантажень, а також моменту зв'язку для замикання з моделлю АД.

Перехідні процеси пуску АД з використанням струмової синхронізації

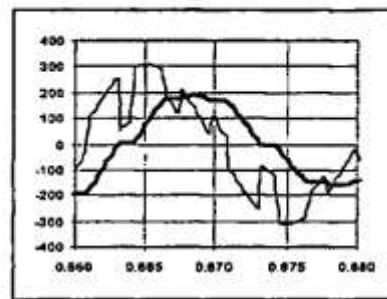


а) – графіки зміни в часі моменту і швидкості АД;

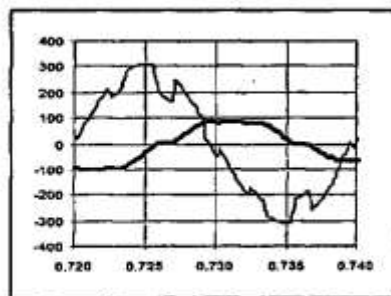
початок пуску ($s=0$)



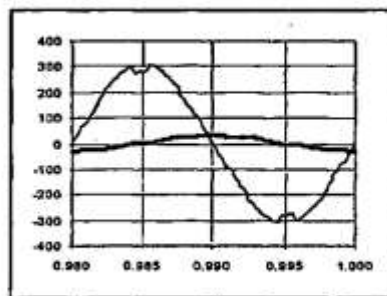
режим двигуна ($0 < s < sk$)



генераторний режим ($-sk < s < 0$)



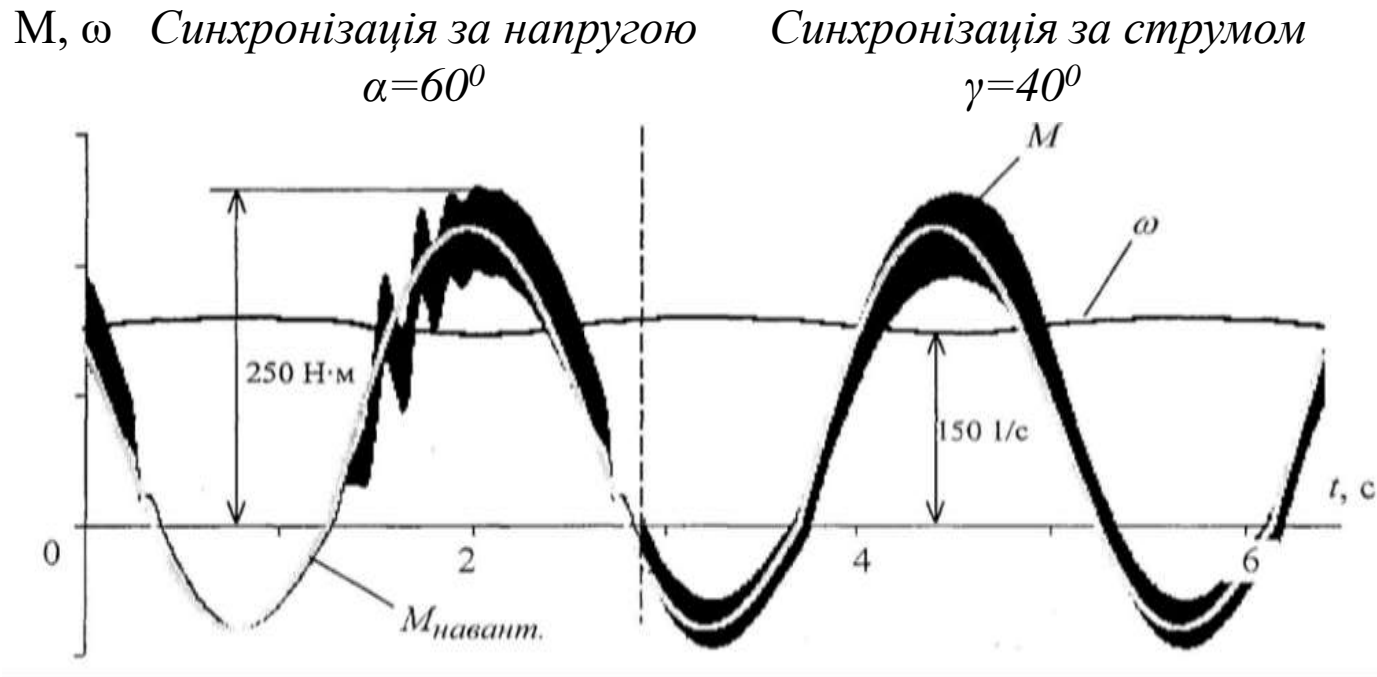
кінець пуску ($s=0$)



б) – осцилограми струмів і напруг на різних ділянках перехідного процесу

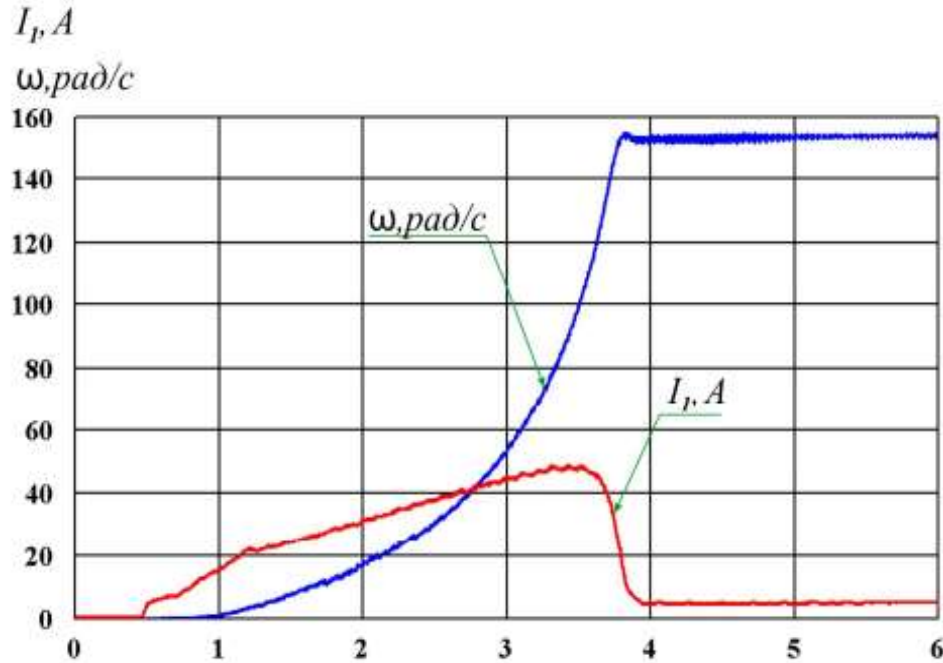
б)

Перехідні процеси в квазіустановленому режимі роботи електроприводу ТПН-АД ШСНУ



Використання синхронізації за струмом дозволяє поліпшити динаміку електроприводу системи ТПН-АД, особливо при роботі на робочій ділянці механічної характеристики. Приведені графіки електромагнітного моменту і швидкості АД механізму верстата-качалки на високій швидкості, з різними типами синхронізації. З графіків випливає, що при використанні синхронізації за напругою при переході АД з генераторної області в двигунну в електромагнітному моменті двигуна виникають значні коливання, які повністю зникають при переході на струмову синхронізацію.

Моделювання пуску АД з різними початковими умовами

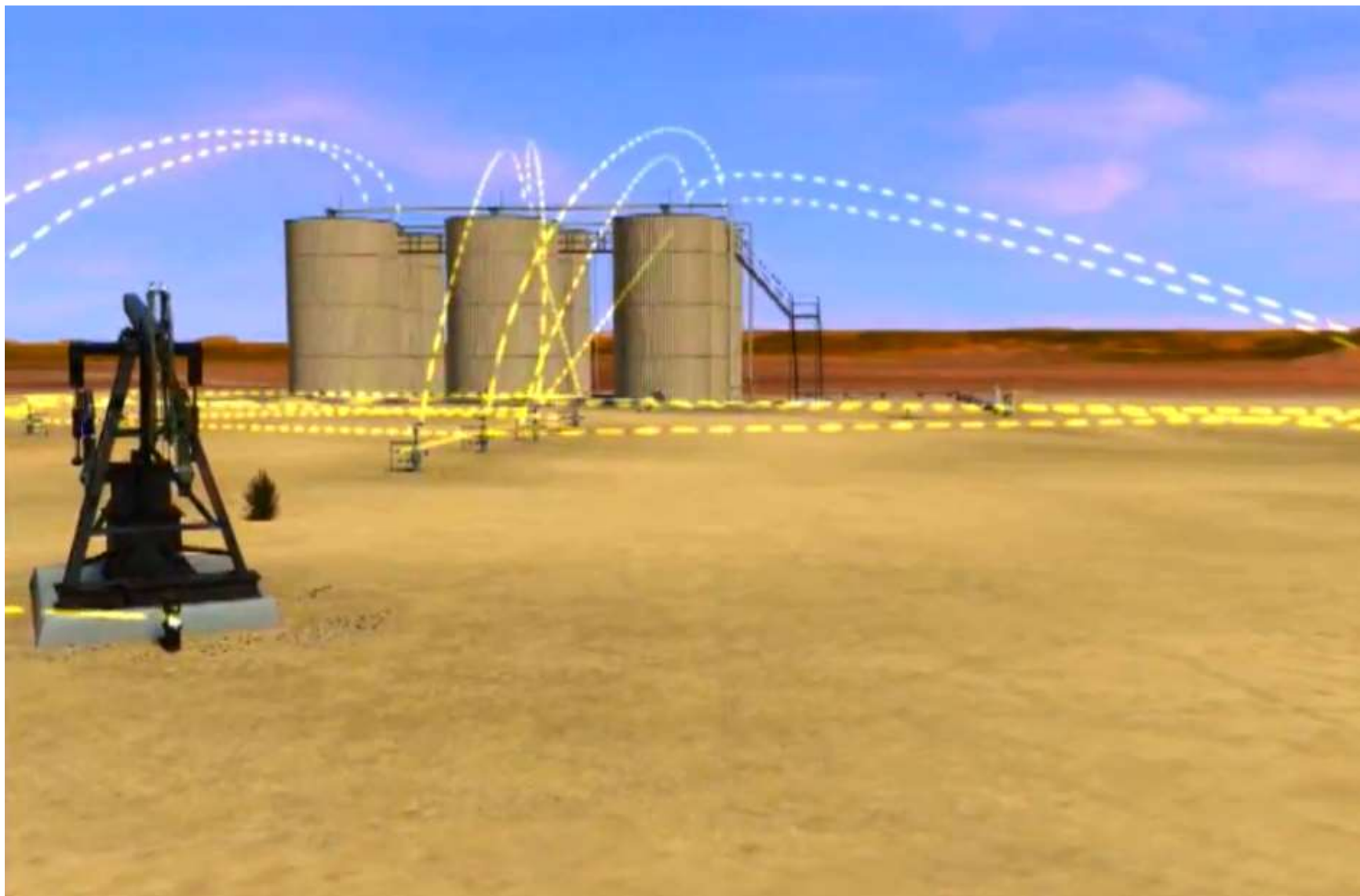


Осцилограми струму статора I_1 та швидкості обертання валу ω при $U_{\text{start}} = 10\%$, $t_{\text{start}} = 5\text{с}$, $J = 10 \cdot J_{\text{ДВ}}$, $M_c = 0,01 M_H$



Осцилограми струму статора I_1 та швидкості обертання валу ω при $U_{\text{start}} = 10\%$, $t_{\text{start}} = 15\text{с}$, $J = 10 \cdot J_{\text{ДВ}}$, $M_c = 0,01 M_H$

Диспетчеризація процесу видобування нафти за допомогою ШСНУ



Висновки

1. Проведений аналіз систем електроприводу та методик розрахунків навантажень для ШСНУ, виявлені їх переваги та недоліки. Вирішено розробити більш сучасний електропривод з плавно регульованою швидкістю приводного двигуна на базі схеми ТПН-АД з метою формування плавних процесів пуску для системи відкачування нафти.
2. Проведений розрахунок сумарного приведенного моменту інерції ШСНУ з врахуванням моментів інерції окремих частин системи; розрахунок навантажень, вибір та перевірка вибору приводного електродвигуна. Вибраний стандартний тиристорний перетворювач напруги, який шляхом застосування системи плавного пуску АД здатний забезпечити зниження пускових втрат до (10–15) %.
3. Проведене моделювання асинхронного двигуна, силової та механічної частин електроприводу ШСНУ.
4. Результати моделювання довели, що позитивний зворотний зв'язком за струмом забезпечує зниження споживаного АД струму в порівнянні з нерегульованим електроприводом; використання синхронізації за струмом дозволяє поліпшити динаміку електроприводу системи ТПН-АД, особливо при роботі на робочій ділянці механічної характеристики.
5. Запропонований електропривод на базі схеми ТПН-АД є сучасним, економічно доцільним, надійним і відповідає поставленим задачам.

Таким чином, мета магістерської роботи успішно досягнута.