

УДК 62-83-52

А.В. МАЛЯР (д-р техн.наук, доц.), Б.С. КАЛУЖНИЙ (канд.техн.наук, доц.),

А.С. АНДРЕЙШИН

Національний університет «Львівська політехніка»

svmalyar@polynet.lviv.ua

СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ШТАНГОВОЇ ГЛИБИННОПОМПОВОЇ УСТАНОВКИ З ВРАХУВАННЯМ ДЕБІТУ ПЛАСТА

Пропонується автоматизована система керування асинхронним електроприводом штангової глибиннопомпової установки, яка дає змогу збалансувати приток рідини у свердловину з продуктивністю плунжерної помпи, що забезпечує раціональну експлуатацію нафтових свердловин.

Штангова глибиннопомпова установка, свердловина, електропривод, нафта.

Вступ. У нафтовій промисловості України видобуток нафти ведеться здебільшого примусовим способом за допомогою штангових глибинних pomp. Оптимізація експлуатації нафтового родовища потребує як забезпечення оптимальної організації роботи всіх установок, так і оптимізації роботи кожної конкретної установки та свердловини. Поза тим, оптимізація процесу нафтовидобутку з свердловини може бути реалізована лише на підставі достовірної інформації про стан глибиннопомпового обладнання та відповідного програмного забезпечення, яке б аналізувало роботу нафтовидобувної установки та давало змогу приймати рішення про формування відповідних законів керування. В світовій практиці все більшого поширення набуває автоматизація роботи свердловин, яка реалізується за допомогою комп'ютерної техніки [1–6].

Технологія видобування нафти із свердловини, до якої вона поступає із продуктивного пласта, потребує збалансування хоча б у середньому інтенсивності притоку пластової рідини у свердловину та інтенсивності відбору її із свердловини штанговою глибинною помпою. Продуктивність помпової установки залежить від кількості ходів поршня за хвилину та її технічного стану, який з часом може погіршуватись і, відповідно, продуктивність буде зменшуватись. Інтенсивність притоку, або продуктивність пласта, залежить від висоти рівня рідини, що заповнила свердловину, і стану привибійної зони нафтоносного пласта. У кожних конкретних умовах роботи свердловини рівень рідини в ній відповідає динамічній рівновазі між притоком та відбором і називається динамічним рівнем. Очевидно, що найкращим режимом експлуатації свердловини є режим, коли динамічний рівень встановлюється на глибині прийому плунжерної помпи [6].

Постановка задачі. Запропонована САК видобутком нафти забезпечує періодичний режим відкачування рідини із свердловини. При такому режимі роботи у період відновлення рівня рідини відбувається зниження продуктивності пласта згідно з формулою

$$Q = k(H_{cm} - H_o), \quad (1)$$

де Q – продуктивність пласта; k – коефіцієнт продуктивності пласта, який дорівнює відношенню дебіту свердловини до депресії, створеної на її вибої (різниці пластового і вибійного тисків); H_{cm} – статичний рівень рідини; H_o – динамічний рівень рідини.

При зростанні H_o загальна кількість видобутої рідини із свердловини не досягне максимально можливого значення. Підвищення продуктивності свердловини є можливим шляхом вибору режиму відкачування рідини з свердловини із сталим динамічним рівнем на висоті прийому помпи.

Для забезпечення цього режиму пропонується включити у функції САК можливість регулювання швидкості відкачування рідини із свердловини. Одним із перспективних варіантів реалізації є використання системи частотно-регульованого електроприводу змінного струму із зовнішнім контуром регулювання у відповідності до коефіцієнта заповнення глибинної помпи k_3 , який визначається за наведеною в [7] методикою.

При $k_3 = 1$ дебіт є максимальним для свердловин, які експлуатуються глибинними помпами. Найкращим режимом роботи системи “свердловина–плунжерна помпа” буде режим, при якому встановиться рівновага, а коефіцієнт заповнення не виходить за певні межі (0.6–0.9). Цього можна досягнути, регулюючи кількість гойдань балансира верстата-гойдалки так, щоб зберегти задане значення коефіцієнта заповнення k_3 при незмінній продуктивності свердловини і помпи.

Для регулювання кількості циклів роботи верстата-гойдалки за хвилину аж до можливої повної зупинки установки на час відновлення свердловини пропонується система, структурна схема якої наведена на рис.1. Слід зауважити, що запропонована система може працювати як в складі системи централізованого контролю та раціонального керування видобутком нафти, так і в автономному режимі.

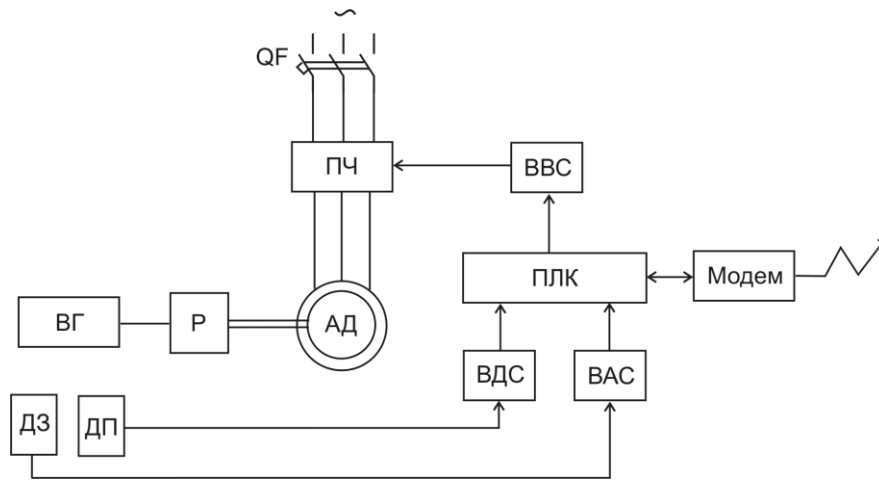


Рисунок 1 - Структурна схема системи регулювання кількості гойдань балансира верстата-гойдалки.

На схемі введено такі позначення: QF – автоматичний вимикач; Р – редуктор; ВГ – верстат-гойдалка; ДП – давачі крайніх положень кривошипа; ДЗ – давач зусилля (може бути відсутній); ВДС – вузол вводу дискретних сигналів; ВАС – вузол вводу аналогових сигналів; ПЛК – персональний логічний контролер; ВВС – вузол виводу сигналів з контролера.

Модель САК нафтовидобувної установки. Для дослідження роботи запропонованої системи було складено її модель в пакеті MatLab Simulink, яка відтворює процеси, що відбуваються в реальній установці (рис.2). Для розрахунку параметрів системи були використані технічні дані свердловини №312 НГВУ “Бориславнафтогаз”.

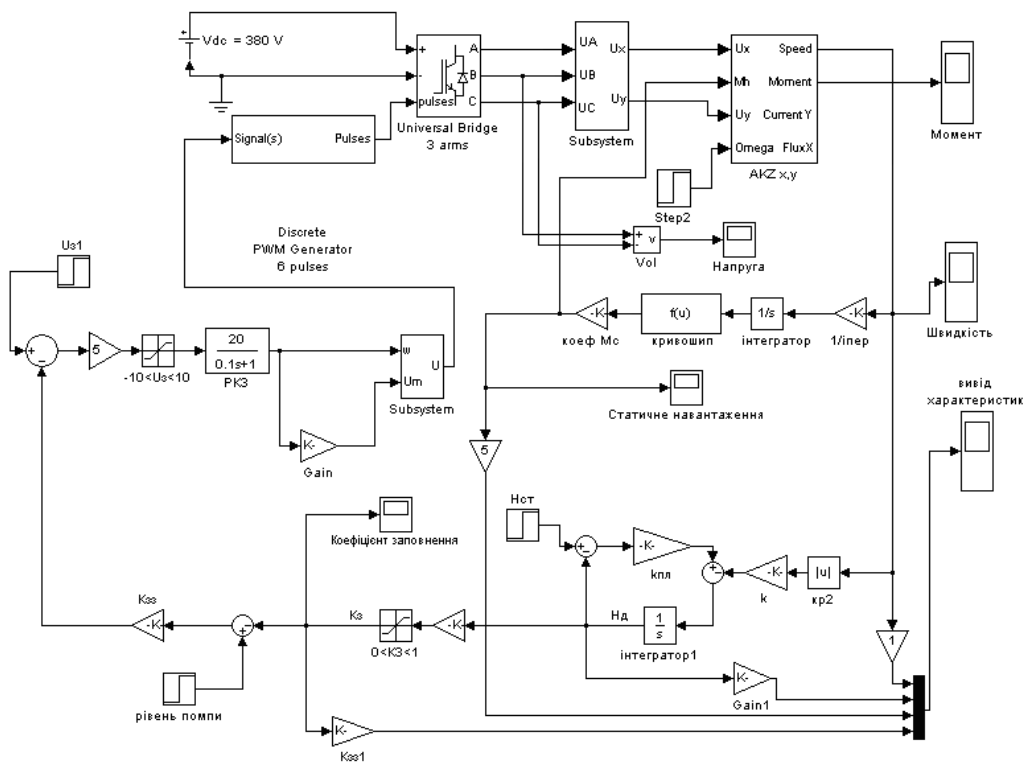


Рисунок 2 - Структурна схема системи керування роботою електроприводу глибиннопомпової установки в пакеті MatLab Simulink.

Як видно з рис.2, вхідними величинами для системи керування електроприводом є сигнал завдання початкової швидкості відкачування рідини і сигнал від’ємного зворотного зв’язку за коефіцієнтом заповнення глибинної помпи. Сигнал завдання початкової швидкості відкачування, при включенні даної локальної системи у телемеханічну систему керування нафтопромислом, може передаватись від сервера системи або, в разі використання автономного варіанту, задаватись за допомогою керуючого потенціометра чи з дисплея

оператора. Сигнал зворотного зв'язку за коефіцієнтом заповнення плунжерної помпи в реальній системі розраховується системою керування свердловини один раз за цикл її роботи.

Персональний логічний контролер (ПЛК) реалізує місцеві або дистанційні команди "пуск/стоп", аналізуючи сигнали від давача зусилля та давачів крайніх положень кривошипа верстата-гойдалки, розраховує коефіцієнт заповнення свердловини, на основі якого корегує швидкість приводного двигуна для забезпечення оптимального режиму роботи установки. Моніторинг стану електроприводу та режиму роботи свердловини може здійснюватися дистанційно шляхом передачі інформації від контролера та ПЧ по мережі через радіо- або GSM-модем.

Розроблена модель дозволяє відтворити періодичний і безперервний режими відкачування, а також розраховувати об'єм видобутої рідини і витрати електроенергії на її видобуток. На рис.3 і рис.4 наведено графіки зміни кутової швидкості приводного асинхронного двигуна ШГПУ (ω_D); статичного моменту на валу двигуна (M_C); та коефіцієнта заповнення плунжерної помпи (k_3) на різних часових інтервалах.

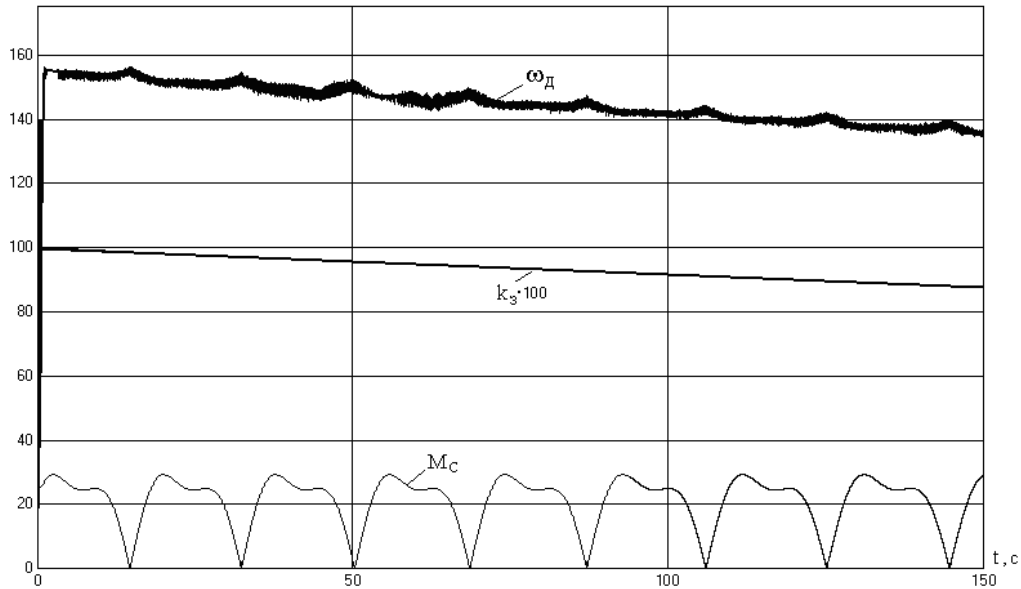


Рисунок 3 - Часові залежності параметрів системи електроприводу ШГПУ при $t_{розр.} = 150$ с.

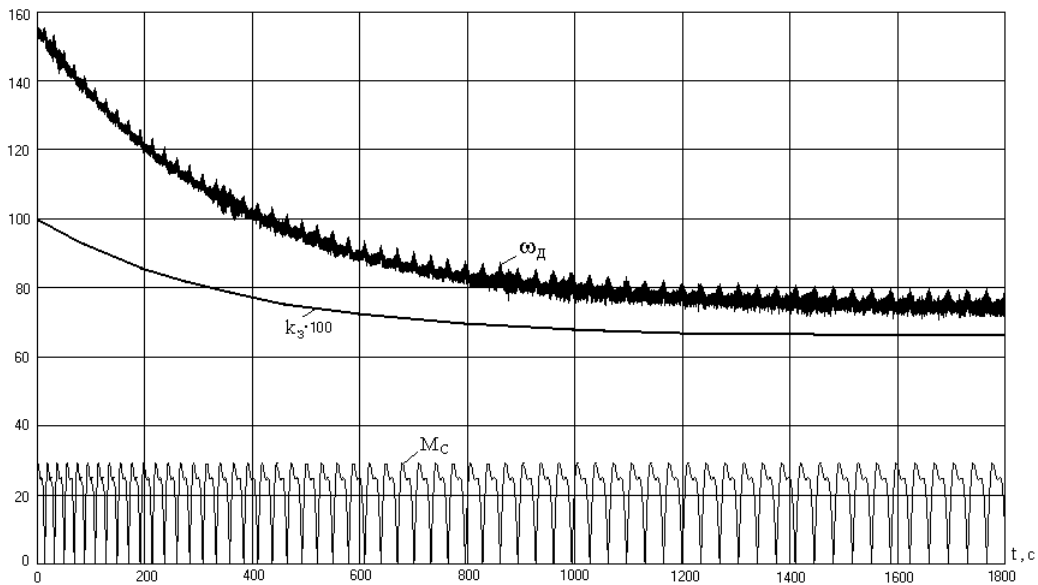


Рисунок 4 - Часові залежності параметрів системи електроприводу ШГПУ при $t_{розр.} = 1800$ с.

Як видно із наведених характеристик, коли при роботі глибинної помпи коефіцієнт заповнення починає знижуватися вступає в дію зворотний зв'язок за коефіцієнтом заповнення. Рівновага в системі настає, коли продуктивність нафтового пласта стає рівною продуктивності помпи, і тоді швидкість двигуна виходить на усталене значення. При цьому коефіцієнт заповнення k_3 залишається на рівні 0.65. Таким чином, стабілізувавши відбір рідини зі свердловини можна перевести роботу глибиннопомпової установки з періодичного на

безперервний режим. Згідно розрахунків це дозволить збільшити дебіт свердловини на 14% за вказаний період часу, а витрати енергії при цьому залишаються практично незмінними. Слід зауважити, що при моделюванні було вибрано такий періодичний режим відкачування, який близький до раціонального, що в реальних установках реалізувати досить важко, а тому ефект від застосування системи частотного керування буде вищим.

Висновок.

Регулювання швидкості привідного двигуна верстата-гойдалки у функції коефіцієнта заповнення глибинної помпи є ефективним способом підвищення ефективності роботи системи електроприводу верстата-гойдалки. Запропонована система електроприводу дає можливість плавно переходити з одного режиму роботи в інший без зупинки глибиннопомпової установки для досягнення оптимального дебіту нафти. Впровадивши дану систему на всьому нафтопромислі можна суттєво зменшити затрати електроенергії на тону видобутої нафти, продовжити термін роботи обладнання ШППУ, збільшити дебіт свердловин, уникнути додаткових експлуатаційних витрат пов'язаних із можливими наслідками аварій.

ЛІТЕРАТУРА

1. Автоматизована система оперативного керування штанговими глибинонасосними установками / [Б.С. Калужний, А.В. Маляр, А.Д. Мартинчук та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 45-48.
2. Барский В.А. Использование автоматизированного регулируемого электропривода в составе станции управления штанговой глубинно-насосной установки / Барский В.А., Курдюмов Д.С. // Вестн. НТУ ХПИ “Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика”. – 2003. – Вып. 10, т.1. – С. 284.
3. Бояркин М.А. Исследование деятельности оператора-технолога нефтегазопромывла по данным архива SCADA-системы / Бояркин М.А., Шапцев В.А. // Нефть и газ. – 2007. – № 3. – С. 96-102.
4. Zong Ming An intelligent controller for oil-pumping unit / [Zong Ming; Geng Dayong; Wang Fengxiang; Wu Lijun] // Electrical Machines and Systems, 2001. ICEMS 2001. Proceedings of the Fifth International Conference. – Vol. – No.2. – Pp.1254-1257. – Vol.2. – Aug 2001.
5. Ли Дж. Ф. Что нового в механизированной добыче нефти / Ли Дж. Ф., Винклер Х., Снайдер Р.; перевод с англ. // Нефтегазовые технологии. – 2005. – № 8 – С. 16-21.
6. Система керування електроприводом штангової глибинонасосної установки на базі ПЛК MICRO TSX / [О.Ю. Лозинський, А.В. Маляр, В.О. Місюренко, В.В. Молнар] // Вестник НТУ ХПИ “Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика”. – 2008. – № 30. – С.277-279.
7. Бульбас В.М. Диагностика свердловин з глибинними штанговими насосами / Бульбас В.М., Денис Б.Д., Калужний Б.С. // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 1. – С. 27-29.

Надійшла до редколегії 19.03.2011

Рецензент: С.Б.Ковальов

А.В. МАЛЯР, Б.С.КАЛУЖНЫЙ, А.С.АНДРЕИШИН
Национальный университет «Львовская политехника»

A. MALIAR, B. KALUZHNY, A. ANDREISHIN
National University «Lviv Polytechnic»

Система автоматического управления работой штанговой глубиннопомповой установки с учетом дебита пласта. Предложена автоматизированная система управления асинхронным электроприводом штанговой глубиннонасосной установки, которая дает возможность сбалансировать приток жидкости в скважину с производительностью плунжерного насоса, что обеспечивает рациональную эксплуатацию нефтяных скважин.

Штанговая глубиннонасосная установка, скважина, электропривод, нефть.

The Automated Operation Control by Deep-Well Rod Pumping Unit with Account of Formation Flow Rate.

A control system of the electric drive of the deep-well rod pumping unit is proposed, which ensures a continuous pump-out mode by adaptation of the pump productivity to the productivity of the oil stratum.

Deep-well rod pumping unit, oil well, electric drive, oil.