



ЦИФРОВІ ПІДХОДИ ДО АВТОМАТИЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ БУРІННЯ: АДАПТАЦІЯ, АЛГОРИТМИ, ВПРОВАДЖЕННЯ

Кропивницька В. Б.*

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0001-5231-7104>

e-mail: vitaliia.kropyvnytska@nung.edu.ua

Кропивницький Д. Р.

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0003-1896-9322>

e-mail: dmytro.kropyvnytskyi@nung.edu.ua

Анотація. Розглянуто актуальні підходи до створення та впровадження автоматизованих систем управління режимами буріння (АСУ РБ) на бурових установках нового покоління, що функціонують в умовах ускладненої геолого-технічної обстановки. Обґрунтовано необхідність застосування автоматизації для підвищення ефективності, керованості та безпеки бурових процесів. Висвітлено сучасні тенденції в розвитку таких систем, здійснено порівняльний аналіз технічних рішень, реалізованих провідними світовими компаніями (SLB, NOV, Esimtech), а також розглянуто вітчизняні науково-практичні напрацювання в цій сфері. Систематизовано ключові функціональні можливості систем, такі як стабілізація механічної швидкості буріння, контроль навантаження на долото, регулювання витрати промивальної рідини, адаптивне керування моментом і частотою обертання вибірного двигуна. Запропоновано класифікацію АСУ РБ за типом реалізації та сферою застосування: для класичних роторних установок, електробуріння, колтюбінгових технологій. Особливу увагу приділено використанню двоконтурних структур регулювання з нетрадиційними керуючими параметрами, такими як перепад тиску, споживаний струм, вібраційні навантаження. Показано переваги інтеграції адаптивних алгоритмів і систем підтримки прийняття рішень для забезпечення стабільності режимів буріння в реальному часі. Безпека виокремлюється як ключова перевага впровадження автоматизації, оскільки дозволяє суттєво знизити вплив людського чинника та ризик виникнення аварій. Підтверджено можливість адаптації АСУ РБ до існуючих технічних платформ з мінімальними апаратними модифікаціями. Окреслено перспективи подальшого розвитку систем управління на основі штучного інтелекту, цифрових двійників, хмарної аналітики та дистанційного моніторингу технологічних параметрів, що є критично важливим для нафтогазової галузі.

Ключові слова: режими буріння, автоматизація, адаптивне керування, штучний інтелект, моніторинг, безпека процесу буріння, алгоритми підтримки прийняття рішень.

Запропоноване посилання: Кропивницька, В. Б., & Кропивницький, Д. Р. (2025). Цифрові підходи до автоматизації управління режимами буріння: адаптація, алгоритми, впровадження. *Методи та прилади контролю якості*, 1(54), 109-120. doi: 10.31471/1993-9981-2025-1(54)-109-120

* Відповідальний автор



Вступ

Сучасна нафтогазова промисловість перебуває в умовах постійного ускладнення геологічних і технологічних факторів буріння свердловин. Це вимагає не лише вдосконалення механізмів бурових установок, а й впровадження інтелектуальних систем управління, здатних забезпечити стабільність, безпеку та ефективність процесу буріння в режимі реального часу. У цьому контексті автоматизовані системи управління режимами буріння (АСУ РБ) стають важливим напрямом розвитку бурових технологій.

Автоматизація режимів буріння дозволяє здійснювати гнучке та адаптивне керування основними параметрами процесу, зокрема навантаженням на долото, частотою обертання та витратою промивальної рідини. Інтеграція таких систем з телеметричними, сенсорними та обчислювальними модулями відкриває нові можливості для моделювання буріння та прийняття оперативних рішень.

Метою статті є аналіз сучасних підходів до створення автоматизованих систем керування процесами буріння, обґрунтування доцільності їх впровадження на базі цифрових платформ управління, а також визначення перспектив їх подальшого розвитку з урахуванням сучасних технологічних тенденцій у сфері автоматизації та комп'ютерного контролю.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

У дослідженнях останніх років простежується значна увага до впровадження автоматизованих систем управління режимами буріння. Світові лідери, такі як Schlumberger [1], NOV[2], Esimtech [3], розробляють комплексні цифрові платформи, які інтегрують дані в реальному часі, сенсори, моделювання, штучний інтелект та віддалений доступ. Вони орієнтовані не лише на підвищення ефективності, але й на безпеку та зменшення впливу людського чинника [4].

Серед вітчизняних напрацювань привертають увагу адаптивні системи,

побудовані на основі концепції злагодженого керування основними агрегатами бурових установок. Зокрема, розглянуто впровадження АСУ РБ з нетрадиційними параметрами регулювання (струм, тиск, перепад у вибійному двигуні), двоконтурними схемами та інтелектуальними алгоритмами прийняття рішень [5].

Автоматизовані системи відзначаються широкою варіативністю функціоналу – від стабілізації механічної швидкості буріння до повного автономного керування свердловиною. При цьому, як показано в дослідженнях SPE, застосування AWC (Automated Well Control) дозволяє зменшити ризик людських помилок до 96% [4].

Водночас більшість систем стикаються зі спільними викликами – високою вартістю впровадження, потребою у висококваліфікованому персоналі та залежністю від складної цифрової інфраструктури. Проте вигоди у вигляді підвищення точності, продуктивності, безпеки та зниження витрат є переконливими аргументами для активного впровадження АСУ РБ.

У таблиці 1 представлено порівняльний аналіз ключових характеристик розглянутих систем.

Проведений аналіз вказує на широкий спектр підходів до автоматизації процесів буріння, що обумовлює необхідність подальшого дослідження можливостей структурної інтеграції та алгоритмічного вдосконалення АСУ РБ з урахуванням особливостей сучасних бурових установок.

Метою цієї роботи є аналіз існуючих підходів до автоматизованого управління режимами буріння, а також розробка структурних схем АСУ РБ для сучасних бурових установок, з урахуванням перспектив розвитку електробуріння та колтюбінгових технологій.

У межах дослідження було поставлено наступні завдання:

- провести аналіз сучасних автоматизованих систем управління режимами буріння, зокрема їх функціональних можливостей, структури та рівня інтеграції з буровим обладнанням;

- класифікувати існуючі АСУ РБ за принципами дії, рівнем автоматизації та

Таблиця 1 – Порівняння автоматизованих систем управління режимами буріння

Система	Автоматизація	Функції управління	Інновації	Переваги	Недоліки
DrillView (Artymiuk)	Висока	Моніторинг, контроль	Інтеграція CCTV, дистанційний доступ	Гнучкість, модульність	Кіберзагрози
DDCS (SLB)	Висока	Повний контроль	Інтегрована платформа	Безпека, централізація	Інвестиції
NOVOS (NOV)	Висока	Автоматизація + контроль	Інтеграція даних, модулі	Узгодженість, безпека	Інвестиції
ADS (Esimtech)	Висока	Оптимізація, AI	Сенсори, AI, моделювання	Економія, точність	Навчання, складність
FGS + Remote (Sarecki)	Середня	Навігація, дистанційне керування	Оптичне керування, FGS	Безпека, аналітика	Обмежений радіус
AVDTs (2025)	Середня	Контроль вібрацій	Моделювання вібрацій	Зменшення зносу	Вартість, складність
AutoTrak (Appalachian)	Висока	Напряме буріння	Пропорційне управління	Якість траєкторії	Залежність від IT
AWC (Atchison, 2022)	Висока	Контроль свердловини	Швидке реагування	Автономія	Навчання, вартість
AWC vs Manual (SPE-208786)	Висока	Порівняння з ручним	Аналіз людських помилок	Менше помилок	Навчання, ризики
AWC Full (SPE-202091)	Висока	Автозакриття свердловини	MPD, сенсори	Оптимізація	Цифрова інфраструктура
ACU РБ (Altis)	Середня	Класи систем	Функціональні типи	Універсальність	Складність адаптації
АСУ з електробурами (Полт. Політех.)	Висока	Електробуріння, адаптивне управління	АСУ з двоконтурним регулюванням	Злагоджене керування	Зв'язок вибою – гирло

сферою застосування (традиційне буріння, електробуріння, колтбінгові установки);

- розробити узагальнену структурну схему автоматизованої системи керування режимами буріння;

- визначити доцільність застосування адаптивних алгоритмів і альтернативних параметрів регулювання для підвищення ефективності та безпеки буріння.

Методологічною основою дослідження є аналіз публікацій та патентних джерел, порівняльна оцінка технічних рішень, методи системного підходу, функціонального моделювання, а також структурно-алгоритмічне проектування автоматизованих систем.

Структурні схеми автоматизованих систем

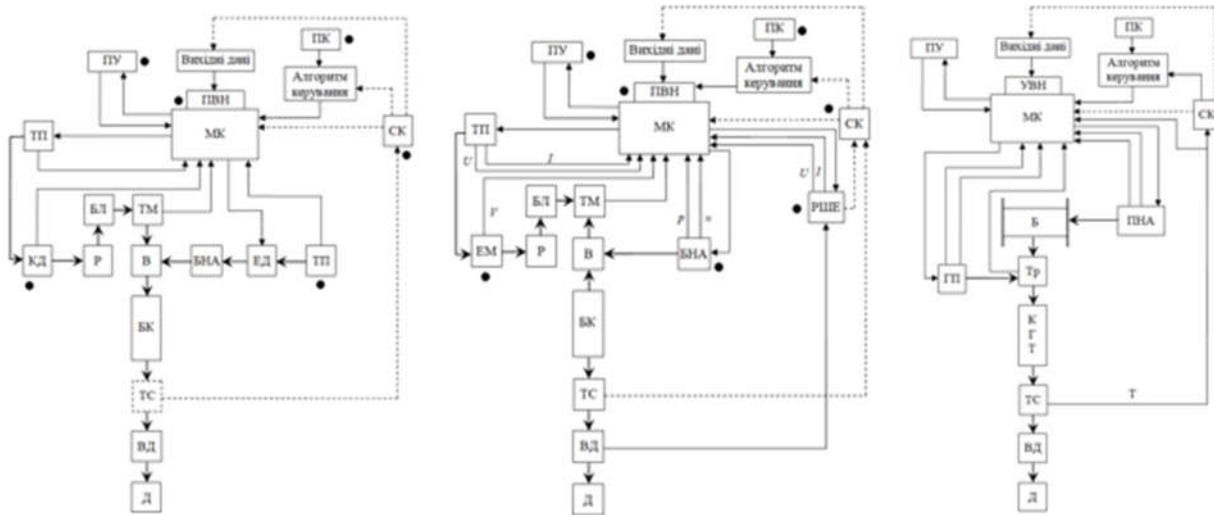
Протягом ряду років ведуться наукові дослідження щодо моделювання і оптимізації режимів роботи бурового устаткування на основі теорії динамічних систем [6, 7]. Одним з результатів цих досліджень є запропонована концепція

злагодженого керування основними агрегатами бурової установки (насосним і спуско-підіймальним) в процесі буріння свердловини вибійними двигунами і розроблені на її основі три схеми автоматизованих систем управління режимами буріння (АСУ РБ) для сучасних бурових установок, що забезпечують реалізацію перспективних технологій буріння і ремонту свердловин, а саме:

- АСУ РБ похило-спрямованих і горизонтальних свердловин з використанням гідравлічних вибійних двигунів із змінним перепадом тиску, традиційними буровими установкам, оснащеними регульованим електроприводом і регулятором подачі долота (рис. 1а);

- АСУ РБ електробуром для нового покоління електробурів з регульованою частотою обертання (рис. 1б);

- АСУ РБ гідравлічним вибійним двигуном установками з колоною безперервних гнучких труб. Ця робота орієнтована на мобільні колтбінгові установки, що виготовляється в Білорусі (рис. 1в).



а) традиційні бурові установки б) буріння електробурами в) колтюбінгова установка
 ПУ – пульт управління; МК – мікроконтролер; ПВН – пристрій вводу та налаштувань; ПК – переносний комп'ютер; СК – стаціонарний комп'ютер; Р – редуктор; БЛ – барабан лебідки; ТМ – талевий механізм;
 В – вертлюг; БНА – буровий насосний агрегат; ЕД – електродвигун; ТП – тиристовий перетворювач;
 БК – бурильна колона; ТС – телесистема; ВД – вибійний двигун; РШЕ – регулятор швидкості електробура;
 Д – долото; Тр – транспортер; ГП – об'ємна гідропередача; ПНА – промивальний насосний агрегат;
 Б – барабан з КГТ; КГТ – колона гнучких труб

Рисунок 1 – АСУ режимами буріння

Для типової структурної схеми системи управління буровою установкою характерним є роздільне управління буровим насосним агрегатом (БНА) і механізмом подачі долота (МПД). Спочатку з пульта управління насосами включають буровий насос і встановлюють необхідну частоту його ходів. Після цього, вже з пульта бурильника переходять до процесу буріння, встановлюючи задане навантаження на долото, причому за параметр регулювання береться навантаження на гак, яке визнається за показами індикатора ваги.

Необхідність зміни структурної схеми системи управління основними агрегатами бурової установки і переходу, від типової, що склалася впродовж багатьох років, до автоматизованих систем обумовлена неможливістю підтримання заданих параметрів режиму буріння при проводці похило-спрямованих і горизонтальних свердловин з великим відхиленням вибою, навіть у разі застосування високоточних телеметричних систем контролю вибійних параметрів. Це обумовлено істотним важкопрогнозованим впливом сил тертя бурильної колони об стінки свердловини,

що вимагає пошуку альтернативних способів управління режимом буріння, незалежних від характеру взаємодії бурильної колони із стінками свердловини. Одним із способів є заміна параметра регулювання в основному контурі МПД і ведення другого, гідравлічного контуру регулювання, оскільки осьова гідравлічна сила від перепаду тиску у вибійному двигуні, яка діє в нижньому перетині колони, залежить від витрати промивальної рідини, тобто переходу до двоконтурного управління: за навантаженням і витратою. Практична реалізація цього способу можлива тільки в автоматизованих системах управління із злагодженим управлінням БНА і МПД.

Перехід від аналогових до цифрових мікропроцесорних систем управління агрегатами і механізмами бурової установки, здійснюваний в даний час розробниками бурової техніки, відкриває широкі перспективи для реалізації різних алгоритмів управління буровим комплексом і дійсного переходу до АСУ РБ.

Таким чином, об'єднання технологічних вимог і конструкторсько-проектних можливостей створює передумови для

впровадження автоматизованих систем різного типу, у тому числі АСУ РБ із злагодженим управлінням основними агрегатами і нетрадиційними параметрами регулювання.

Ідея використання нетрадиційних способів контролю режимів роботи вибійних двигунів за швидкістю, крутним моментом, перепадом тиску гідродвигуна, струму електробура та ін. має давню історію і була завжди орієнтована на автоматизоване управління. У даний час відомі декілька АСУ РБ вибійними гідравлічними двигунами, в яких як параметри регулювання використовується або частота обертання вибійного двигуна (буріння турбобурами), або тиск на виході з бурового насоса (для гвинтових двигунів), які пройшли промислові випробування. Результати впровадження автоматизованих систем із використанням індикаторів частоти обертання і тиску підтвердили їх ефективність в порівнянні з традиційним методом управління за індикаторами ваги.

Недоліком цих систем є складність інформаційного забезпечення через необхідність організації каналу зв'язку вибою з гирлом (в першому випадку) і виділення складової перепаду тиску у вибійному двигуні на фоні різного роду збурень в гідравлічному тракті (в другому випадку). Крім того, таке АСУ не передбачають злагодженого управління основними агрегатами бурової установки в процесі поглиблення свердловини.

Структурні схеми автоматизованих систем з узгодженим управлінням мають як однакові риси, так і суттєві відмінності, обумовлені функціональними особливостями обладнання. Загальним для подібних систем (рис. 1а – 1б) є те, що: об'єднання систем керування БНА та МПД здійснюється на основі загального програмованого мікроконтролера з пристроєм вводу і налаштування та пульта керування з використанням трьох типів каналів: енергетичних (передача силових факторів), інформаційних (передача сигналів від здавачів) та каналів управління (зміна режиму роботи виконавчих агрегатів – частоти ходів насосу, гальмівного моменту

на барабані лебідки, швидкості подачі колони бурильних труб та ін.). Через передачі керувальних впливів на відповідні регулятори – швидкості, напруги, струму, основний параметр регулювання використовує не навантаження на гак, а нетрадиційний параметр, який залежить від крутного моменту вибійного двигуна та струм привідного електродвигуна бурового насоса або струм електробура, який вимірюють на поверхні. При цьому керування режимом буріння можна вести зміною, як навантаження на долото, так і витрати промивної рідини в межах технологічно допустимого діапазону залежно від відхилення поточного значення параметру регулювання від заданого бурильником або оператором колтюбінгу. Тобто використовується двоконтурна схема регулювання, що створює найсприятливіші умови підтримання заданого режиму буріння вибійним двигуном. Алгоритми керування створюються на основі моделювання динамічних процесів, які відбуваються у протяжних хвилевих гідравлічній напірній лінії та бурильної колони з врахуванням характеристик наземного та вибійного обладнання, а також можливих збурень у системі.

АСУ РБ для традиційних бурових установок з дискретними різьбовими колонами та для електробуріння мають майже схожу структуру. Параметром регулювання є струм відповідно електродвигуна БНА або електробура.

АСУ для колтюбінгової установки (рис. 1в), з точки зору регулювання режиму буріння, має відмінності, пов'язані з трьома її принциповими особливостями: навантаження на долото здійснюється не за рахунок створення необхідного гальмівного моменту на барабані лебідки та відповідного перерозподілу ваги колони (талевий механізм відсутній), а шляхом примусового подання верхнього кінця за допомогою гідромеханічного транспортного агрегату (інжектора), так, що основним елементом системи регулювання стає силовий аксіально-поршневий насос. Недоліком є неможливість повороту неперервної бурильної колони у випадку

необхідності орієнтування положення корпусу вибійного двигуна у свердловині.

Дві останні відмінності зумовлюють необхідність використання у вибійному компонуванні телеметричних систем та спеціальних ланок (обертачі, гідравлічні навантажувачі), що, в свою чергу, змінює вимоги до регулювання колтюбінговою установкою. У цьому зв'язку АСУ колтюбінговою установкою доцільно об'єднати з вибійною телеметричною системою, як додатковий параметр регулювання використовувати кут становлення його корпусу, інформація про який передається на поверхню від телеметричної системи у режимі реального часу. Подані схеми можуть бути реалізовані шляхом модернізації штатної системи регулювання.

Сучасні бурові установки з цифровими системами керування приводами оснащені стаціонарним керуючим комп'ютером, тому запропоновані схеми можуть бути реалізовані більш простим способом – шляхом розширення програмного забезпечення системи при мінімальній зміні стандартного комплекту, який управляє обладнанням. Так, схема злагодженого регулювання транспортувальним та промивальним насосними агрегатами колтюбінгової установки М40 передбачає перехід від гідромеханічного до електрогідравлічного регулювання золотниковим гідророзподільувачем в контурі регулювання подачі силового насоса інжектора (кута нахилу диска) та розробку пристрою регулювання швидкості силового агрегату промивального насоса.

Для бурових установок з мікропроцесорним управлінням розширення програмного забезпечення зводиться до введення в блоки автоматичного управління БНА і МПД додаткових алгоритмів.

Проблеми розробки алгоритмів керування бурінням

Крім моделювання процесів і вибору структури АСУ для мікропроцесорних систем, визначальне значення має вибір оптимальних алгоритмів управління. Злагоджене функціонування БНА і МПД підвищує керованість бурового комплексу

і дозволяє реалізовувати різні, у тому числі складні, алгоритми управління.

Для всіх трьох систем (рис. 1) можливе використання як типових алгоритмів управління, заснованих на жорсткій підтримці заданого значення основного параметра регулювання (струму або тиску), так і нестандартних алгоритмів, в яких задіяні додаткові параметри: навантаження на гаку G_k (в інжекторі), механічна швидкість буріння V , частота ходів насоса n , кут положення корпусу γ вибійного двигуна і ін., що служать для ідентифікації процесів в динамічній системі і відповідного коригування поточної координати завдання. В таких алгоритмах реалізуються і можливості адаптивного управління у функції декількох параметрів, тобто здійснюється перехід до так званих інтелектуальних систем управління нового покоління з гнучкими процедурами прийняття рішення, що дозволить подолати відомі труднощі, що мають місце при розробці АСУ РБ, ідентифікувати і усунути дезорієнтуючий вплив збурюючих чинників, наприклад, внаслідок зашлямування затрубного простору свердловини при незадовільному очищенні вибою тощо.

Основні принципові труднощі розробки алгоритмів управління режимами буріння свердловини зв'язані з тим, що:

- об'єкт керування – система з невідомою, змінною в часі динамічною характеристикою;

- керувальні (від системи керування) і збурюючі (від вибою) впливи передаються із запізненням через протяжні хвилеводи, що вимагає використання прогнозуючих оцінок.

Представлені АСУ РБ виконані за схемою дискретного ПІД-регулятора. Вибір ПІД-регулятора заснований на багаторічному позитивному досвіді використання таких регуляторів у різних областях техніки з гарантованою якістю управління технологічними об'єктами, а також їх універсальністю, що дозволяє використовувати ці регулятори як а аналоговому, так і цифровому варіантах АСУ. Останнє важливе, оскільки дозволяє упроваджувати

АСУ РБ на бурових установках різних поколінь.

Відповідальним моментом при створенні АСУ РБ і реалізації ефективних алгоритмів керування є обґрунтований вибір необхідної кількості і необхідного типу давачів технологічних параметрів. Як здавачі використовуються серійні (для вимірювання швидкості і струму електродвигунів, частоти ходів насоса), так і нестандартні цифрові (для вимірювання тиску і швидкості подачі колони).

АСУ для колтубінгу і електробуріння знаходяться у стадії розробки, їх промислові випробування планується провести за узгодженням з розробниками бурових установок.

Науковці США, Великобританії, Мексики та інших країн вважають [8], що автоматизація процесу буріння вимагає наявності системи, яка має здатність справлятися з мінливим і невизначеним середовищем. Ці системи повинні реагувати на такі зміни, як літологія при збереженні оптимальної продуктивності, збільшуючи продуктивність і ефективність. Тому, в даний час завданням є створення автоматизованої бурової установки, яка здатна пробурити свердловину, або певний інтервал автоматично в умовах численних невизначеностей, пов'язаних з поглибленням свердловини, які є не винятком, а правилом. Це обумовлено зміною вибійних тисків, температури і властивостей порід, які часто і швидко змінюються у міру поглиблення.

Вважають, що автоматизація процесу буріння залежить не тільки від наявності і можливості взаємодії з комп'ютером, але і від управління інформацією. Збір потрібної інформації має відбуватися в потрібний час і поєднуватися з досвідом, необхідним для прийняття оптимальних рішень.

Автоматизований процес буріння вимагає системного інженерного підходу, тобто об'єднання в реальному часі даних, які надходять зі свердловини та з поверхні, з моделями буріння.

Адаптуючись до умов, що змінюються, система має змінювати режимні параметри: навантаження на гаку, швидкість

обертання, витрата промивальної рідини. Крім того, автоматизована система оновлює модель з використанням даних в режимі реального часу, по суті, моделюючи рішення досвідченого бурильника, що адаптуються до результатів недосконалих прогнозувань. Проте рівень інтеграції між поверхнею і свердловинними системами істотно відрізняється і обмежується наявністю здавачів поблизу долота і вздовж бурильної колони та пропускною спроможністю каналів зв'язку для передачі вимірювань і команд із свердловини. Це означає, що характер автоматизації буріння може варіюватися від свердловини до свердловини.

Шляхи до автоматизації процесу буріння можуть бути описані в термінах трьох рівнів: перший – це система-порадник, яка виконує аналіз і прогнозує вказівки для виконання бурильнику; другий – автоматизована система напівавтоматично вибирає дію і виконує її тільки після отримання схвалення з боку бурильника; третій – кроки до створення автономної системи, в якій бурильник може навіть знаходитися за межами бурової, але втручається в роботу системи при необхідності, користуючись переносним пультом управління з монітором.

Перша автоматизована бурова установка була побудована і випробувана у 1980 році [8, 9]. Недоліком її були ненадійні давачі.

У 1990 роках багато бурових установок були побудовані з елементами замкнених систем автоматизації для регулювання обертального буріння. Тільки нещодавно під керівництвом норвезьких операторів, промисловість зробила наполегливі зусилля до автоматизації процесу буріння. У 2007 р міжнародним об'єднанням інженерів-нафтовиків SPE (Society of Petroleum Engineers), був створений технічний підрозділ для автоматизації бурових систем в усіх напрямках, включаючи завершення будівництва та виробництва.

Приклади з Мексики, США [8] ілюструють різні програми автоматизації процесу буріння (табл. 2).

Таблиця 2 – Рівні автоматизації прийняття рішень у процесі буріння

Рівень I	– не пропонує ніякої допомоги; бурильник повинен сам приймати рішення і вчиняти дії; – пропонує повний набір рішень та альтернативних дій; – пропонує набір альтернатив і звужує вибір; – передбачає єдиний курс дій.
Рівень II	– вибирає і виконує пропозицію, якщо бурильник її схвалює; – надає бурильнику обмежений час, щоб накласти заборону на дії перед автоматичним виконанням; – виконує дію автоматично та обов’язково інформує бурильника.
Рівень III	– виконує дію автоматично і повідомляє тільки бурильника, якщо був запит; – виконує дію автоматично і інформує бурильника, тільки якщо він вживає заходів; – приймає усі рішення і діє автономно.

Історично автоматизоване буріння було зосереджене на імітації ручного буріння шляхом використання бурового гальма з метою керування навантаженням на долото. Однак таке автоматизоване буріння виконується погано, коли змінюються умови буріння – геологія, тиск, температура.

Впровадження дискових гальм призвело до електричних автобурових, що використовують алгоритми управління комп’ютером для підтримки постійного навантаження на долото, або максимальної швидкості буріння.

Удосконалення автобурових змусили інженерів розробляти все більш складне програмне забезпечення.

Автобурові перебувають на другому рівні автоматизації, тому що покладаються на затвердження бурильника і інтегрують бурову установку з використанням вибійних систем і вимірювань.

Автоматизація процесу буріння є комплексною задачею. Компанія Schlumberger формує систему із керованих модулів, які можуть використовуватися самостійно або у поєднанні з інтелектуальною системою, яка здатна функціонувати самостійно. Модулі такі:

- установка свердловинних систем та інтеграція;
- оптимізація механічної швидкості буріння;
- виявлення аномальних подій і пом’якшення їх наслідків;
- моніторинг вібрації та її пом’якшення;

- управління траєкторією свердловини;

- контроль цілісності свердловини;
- управління послідовністю операцій.

Для інтеграції модулів системи автоматизації, які використовують вибійну та поверхневу інформацію, з системою управління бурової установки потрібен бурильник в ролі головного супервізора. Він є найважливішим компонентом в процесі поглиблення свердловини. Інтегрована система повинна бути спроектована так, що бурильник мав взаємодіяти з нею інтуїтивно і перебував в такому положенні, щоб міг взяти бурову вежу під контроль у будь-який час. Щоб домогтися цього, бурильник повинен розуміти усі функції системи автоматизації, обробляти багато завдань і передбачати свої дії наперед. Тому, роль людини в процесі буріння може не скоротитися, а зрости за рахунок автоматизації.

Якщо на початку автоматизації буріння, стабілізація навантаження на долото була єдиною задачею, то пізніше почали використовувати кілька параметрів: механічну швидкість буріння, крутний момент, тиск бурового розчину.

Зарубіжний досвід розвитку інтелектуальних автоматизованих систем буріння

Більшість програм, заснованих на алгоритмах контролю, мають право дорадчого голосу і вимагають втручання людини, щоб ініціювати дію. Автономною є програма, яка реалізує алгоритм оптимі-

зації швидкості проходки. Автоматизована оптимізація швидкості проходки спирається на той факт, що бурильник може управляти трьома параметрами режиму буріння: осьовим навантаженням на долото, швидкістю обертання долота і швидкістю бурового розчину. Ґрунтуючись на такому підході, компанія Schlumberger розробила модуль ROPO для оптимізації швидкості буріння. Алгоритм ROPO заснований на використанні моделі РДС доліт з урахуванням трьох фаз зменшення їх озброєння. Модуль ROPO функціонує в режимі реального часу і визначає оптимальні значення параметрів режиму буріння, а також моменту і швидкості проходки для досягнення максимальної швидкості проходки. У свердловинах, пробурених з використанням ROPO, час буріння скоротився від 22% до 30% в порівнянні зі свердловинами, пробуреними без ROPO [10].

Коли алгоритм ROPO був використаний в замкнутому автоматизованому контурі, спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння на 53,7% в порівнянні зі швидкістю буріння в свердловинах, пробурених в консультативному режимі. Економія часу склала 37÷39%.

У напруженому бурінні деякі процеси вже автоматизовані. Для похило-спрямованого двигуна компанія Schlumberger розробила автоматизовану систему управління Slider [11]. Вона дозволяє змінювати напрямок без припинення буріння і, як наслідок, може підвищити загальну швидкість проходки. Подальший розвиток таких систем ґрунтується на використанні свердловинних давачів і дротових бурильних труб, які здатні передавати отриманий великий обсяг даних на поверхню. За допомогою інтерпретації великих обсягів даних автоматизована система повідомляє бурильника в реальному часі про можливість виникнення аварійних чи непередбачуваних ситуацій.

Технологією нового покоління є система Shell's SCADA Drill System, яка займає значне місце в автоматизованому

бурінні. Бурильник знаходиться у віддаленому центрі моніторингу, стежить за ходом процесу і втручається, якщо справи йдуть не за планом, тобто попереду очікується проблема [12].

Сучасні дослідження у сфері бурових технологій все більше зосереджуються на застосуванні штучного інтелекту для підвищення ефективності та безпеки буріння. Так, у роботі [13] запропоновано координаційну стратегію оптимізації процесів буріння з одночасним урахуванням безпеки та продуктивності. Аналогічно, у статті [14] описано модельну систему керування буровими установками в реальному часі з адаптивною корекцією параметрів. У дослідженні [15] застосування цифрових двійників і алгоритмів машинного навчання дало змогу підвищити швидкість проходки на 43% та скоротити час буріння майже вдвічі. Усі ці підходи об'єднує спільна мета – зниження технічних ризиків, адаптація до змінних умов та автоматизація процесу буріння. Таким чином, очевидним є перехід від традиційних методів до інтелектуальних систем управління. Цей напрям демонструє динамічний розвиток інженерних рішень, орієнтованих на використання потенціалу штучного інтелекту в реальному часі.

Безпека в бурінні

Сьогодні бурова промисловість йде шляхом реалізації різних технологій автоматизації для підвищення безпеки та ефективності, а також зниження ризику [4].

Автоматизацію слід застосовувати лише до тих функцій, які система може виконувати краще, або надійніше, ніж люди, для полегшення навантаження, що дозволяє використовувати всі наявні ресурси. Людина має бути зосереджена на прийнятті управлінських рішень, які не можуть бути покладені на машини. Контроль процесу повинен бути зроблений на основі часу реакції системи, в тому числі поза майданчикових комунікацій [16].

Серед ключових тенденцій розвитку автоматизованих систем управління бурінням особливе значення має безпека. Статистика свідчить, що до 42% аварій у галузі пов'язані з людським фактором [4]. Впровадження автоматизованих систем, зокрема систем автоматичного контролю свердловин, дозволяє знизити ризики, пов'язані з помилками операторів, підвищити стабільність процесу та оперативність реагування. Таким чином, автоматизація не лише оптимізує технологічні параметри, а й слугує важливим елементом підвищення надійності та безпеки бурових операцій.

Висновки

У статті розглянуто тенденції розвитку автоматизованих систем управління режимами буріння, зокрема у контексті впровадження інтелектуальних технологій, адаптивних алгоритмів і цифрових систем керування. Проведений аналіз вітчизняних та зарубіжних досліджень засвідчив актуальність і ефективність переходу від традиційних методів управління до автоматизованих, що дозволяють реалізовувати гнучке керування параметрами процесу буріння в реальному часі. Представлені структурні рішення для традиційних бурових установок, електробуріння та колтюбінгових технологій підтверджують доцільність використання нетрадиційних параметрів регулювання — струму, тиску, частоти обертання тощо — та їх поєднання у двоконтурних схемах керування. Важливо, що реалізація таких систем можлива на базі вже існуючих бурових комплексів шляхом розширення програмного забезпечення без потреби в суттєвій зміні апаратної частини. Особливу увагу приділено безпековому аспекту: автоматизовані системи управління дозволяють суттєво знизити вплив людського фактора, що є ключовим у запобіганні аваріям і підвищенні надійності бурових операцій. Таким чином, впровадження АСУ РБ є не лише кроком до підвищення ефективності, а й стратегічним напрямом у забезпеченні безпечного буріння свердловин.

Подальші перспективи розвитку автоматизованих систем управління режимами буріння пов'язані із впровадженням штучного інтелекту (AI), машинного навчання та цифрових двійників свердловин. Застосування інтелектуальних алгоритмів дозволяє не лише здійснювати адаптивне керування у режимі реального часу, але й прогнозувати поведінку свердловини, виявляти аномалії ще до їх виникнення та автоматично коригувати режими буріння. Очікується, що поєднання систем AI з хмарними обчисленнями, телеметрією та віртуальними тренажерами дозволить створити повністю автономні бурові комплекси нового покоління, здатні працювати з мінімальним людським втручанням навіть у найскладніших геологічних умовах. Це відкриває нові горизонти в напрямі безпечного, економічно ефективного та екологічно відповідального буріння.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел / References

1. Digital Drilling Control System. URL: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-construction/rigs-and-equipment/rig-equipment/cabins-and-controls/digital-drilling-control-system> (дата звернення 14.04.2025)
2. Drilling Control Systems and Rig Automation. URL: <https://www.nov.com/products/drilling-control-systems-and-rig-automation> (дата звернення 14.04.2025)
3. Why Petroleum Simulation Training System Is Necessary. URL: <https://www.esimtech.com/why-petroleum-simulation-training-system-is-necessary.html> (дата звернення 15.04.2025)
4. Bryan Atchison, Automated well control: A step change in safety, Digital Chemical Engineering. 2022. Vol. 3. 100022. doi: [10.1016/j.dche.2022.100022](https://doi.org/10.1016/j.dche.2022.100022)
5. Kozhevnikov A. O., Baochang Liu, Pashchenko A. A. Avtomatyzovani systemy keruvannya protsesom burinnya. Zbirnyk naukovykh prats' "Porodoruynivnyy ta metaloobrobnyy instrument - tekhnika ta tekhnolohiya yoho vyhotovlennya ta zastosuvannya. Kyiv. 2018. Vypusk 21. P. 40-45. [in Ukrainian]
6. Eren Tuna, Ozbayoglu Evren. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India. 2010. doi: [10.2118/129126-MS](https://doi.org/10.2118/129126-MS)
7. Gan Chao, Cao Weihua, Liu Kang-Zhi, Wu Min. Dynamic Optimization-Based Intelligent Control System for Drilling Rate of Penetration (ROP): Simulation and Industrial Application. *IEEE Transactions on Industrial Informatics* PP (99). 1-8. January 2023. doi: [10.1109/TII.2023.3313633](https://doi.org/10.1109/TII.2023.3313633)
8. Alread W., Bourque I., Mannering M., Chapmen C., Castel B. etc. Drilling Automation. *Oilfield Review*. 2012. Vol. 24. No 2. P. 18-27. URL: https://www.researchgate.net/publication/248391350_Drilling_Automation
9. Florence F., Porche M., Thomes R., Fox R. Mulyparameter Autodrilling Capabilities Provide Drilling. *Economic Benefits*. Paper SPE. IADC 119965, presented at the SPE. IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam. March 17-19, 2009. doi: [10.2118/119965-MS](https://doi.org/10.2118/119965-MS)
10. Beyond ROP: Industry taking systems view to drilling optimization. Mar 7, 2016. URL: <https://drillingcontractor.org/beyond-rop-industry-taking-systems-view-to-drilling-optimization-38739> (дата звернення 02.05.2025)
11. Schlumberger Introduces Autonomous Directional Drilling. August 17, 2021. URL: <https://www.slb.com/news-and-insights/newsroom/press-release/2021/pr-2021-0817-autonomous-directional-drilling> (дата звернення 04.05.2025)
12. Jacobs Trent. Automated Drilling Technologies Showing Promise. *Journal of Petroleum Technology*. 2015. Vol. 67. P. 50-55. doi: [10.2118/0615-0050-JPT](https://doi.org/10.2118/0615-0050-JPT)
13. Wu Xiao, Lai Xuzhi, Hu Jie, Lu Chengda, Yang Xiao, Zhou Yang, Wu Min. Efficiency-safety coordination optimization in drilling process under complex formations. *Neurocomputing*. 2025. 630. 129732. [10.1016/j.neucom.2025.129732](https://doi.org/10.1016/j.neucom.2025.129732)
14. Sui D. Real-Time Drilling Performance Optimization Using Automated Penetration Rate Algorithms with Vibration Control. *Fuels*. 2025. Vol. 6. P. 33. doi: [10.3390/fuels6020033](https://doi.org/10.3390/fuels6020033)
15. Boukredera Farouk, Youcefi Mohamed, Hadjadj Ahmed, Ezenkwu Chinedu, Vaziri Vahid, Aphale Sumeet S. Enhancing the drilling efficiency through the application of machine learning and optimization algorithm. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. 2023. Vol. 126. 107035. doi: [10.1016/j.engappai.2023.107035](https://doi.org/10.1016/j.engappai.2023.107035)
16. Egbumokei Peter, Pub Anfo. Automation and worker safety: Balancing risks and benefits in oil, gas, and renewable energy industries. *International Journal of Multidisciplinary Research and Growth Evaluation*. 2025. 05. P. 1273-1283. doi: [10.54660/IJMRGE.2024.5.4.1273-1283](https://doi.org/10.54660/IJMRGE.2024.5.4.1273-1283)

DIGITAL APPROACHES TO AUTOMATION OF DRILLING MODE CONTROL: ADAPTATION, ALGORITHMS, IMPLEMENTATION

Kropyvnytska V. B.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0001-5231-7104>
e-mail: vitaliia.kropyvnytska@nung.edu.ua

Kropyvnytskyi D. R.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-1896-9322>
e-mail: dmytro.kropyvnytskyi@nung.edu.ua

Abstract. Current approaches to the development and implementation of automated drilling regime control systems (ADRC) for next-generation drilling rigs operating in complex geological and technical conditions are reviewed. The application of automation is substantiated as essential for enhancing the efficiency, controllability, and safety of drilling processes. Key global trends in ADRC development are outlined, alongside a comparative analysis of systems by leading international companies (SLB, NOV, Esimtech) and Ukrainian academic and engineering solutions. The main functional capabilities of these systems are systematized, including stabilization of mechanical drilling speed, control of bit load, adjustment of drilling fluid flow rate, and adaptive regulation of torque and rotational frequency of the downhole motor. A classification of ADRC types is proposed based on implementation method and application scope—rotary rigs, electric drilling, and coiled tubing. Particular attention is paid to dual-loop control structures using non-traditional regulatory parameters such as pressure differential, power current, and vibration loads. The advantages of integrating adaptive control algorithms and decision support modules are highlighted, especially for maintaining real-time stability of drilling regimes. Safety is emphasized as a critical benefit of automation, enabling significant reduction in human error and emergency risk. The feasibility of deploying ADRC on existing hardware with minimal modifications is confirmed. Future development prospects include the incorporation of artificial intelligence, digital twin technologies, cloud analytics, and remote monitoring of operational parameters, which are essential for optimizing drilling in the oil and gas sector under modern industrial and environmental demands.

Keywords: twin, virtualization, 3D visualization, augmented reality, drilling, large language models, artificial intelligence, multi-agent systems, optimization. drilling regimes, automation, adaptive control, artificial intelligence, monitoring, drilling process safety, decision support algorithms.