

М.Є. Чернова

НЕНЬЮТОНІВСЬКА ПРИРОДА БУРОВИХ РОЗЧИНІВ: ВІД В'ЯЗКОСТІ ДО ТИКСОТРОПІЇ

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

У статті досліджено фізичну природу неньютонівської поведінки бурових промивальних систем. Розкрито механізми переходу від в'язкопластичного стану до тиксотропного відновлення структури з позиції енергії міжмолекулярної взаємодії. Автором обґрунтовано необхідність врахування релаксаційних ефектів при моделюванні гідравлічних процесів у глибоких свердловинах. Проаналізовано сучасні світові тенденції керування реологією розчинів у складних термобаричних умовах.

Ключові слова: реологія, буровий розчин, неньютонівська рідина, тиксотропія, напруження зсуву, в'язкість.

M.Je.Chernova

NON-NEWTONIAN NATURE OF DRILLING FLUIDS: FROM VISCOSITY TO THIXOTROPY

The paper presents a fundamental physical analysis of the rheological behavior of drilling fluids as complex disperse systems. Based on the principles of continuum mechanics, the author investigates the transition between viscoplastic flow and thixotropic structure recovery. The study highlights that conventional steady-state models, such as the Bingham-Plastic model, often neglect the time-dependent relaxation spectra, leading to significant errors in hydraulic pressure predictions for deep well construction.

Special attention is paid to the energetic nature of particle interactions within bentonite-polymer suspensions. By integrating recent findings from high-impact international journals (Category A), the author proposes a conceptual vision for "smart" drilling fluids with controlled rheological responses. The results demonstrate that effective hole cleaning and wellbore stability depend on the kinetic balance between shear-induced structure breakdown and Brownian-driven coagulation. The research outlines future perspectives for implementing digital twins in rheological monitoring.

Keywords: rheology, drilling fluids, non-Newtonian fluid, thixotropy, shear stress, yield point, HPHT conditions.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими й практичними завданнями. Сучасне буріння нафтових і газових свердловин — це процес, що відбувається в екстремальних фізичних умовах. Одним із ключових елементів цього процесу є буровий розчин, який часто називають «кров'ю» свердловини. Його головне завдання — не просто змачувати інструмент, а й підіймати на денну поверхню уламки гірської породи.

Метою даної роботи є теоретичне фізико-математичне обґрунтування взаємозв'язку між параметрами динамічної в'язкості та кінетикою тиксотропного структурування бурових розчинів. Основна увага приділяється аналізу неньютонівської поведінки систем у контексті енергії міжмолекулярної взаємодії дисперсної фази, що дозволить уточнити методи прогнозування гідравлічних втрат при промиванні глибоких свердловин.

З точки зору класичної фізики, більшість бурових розчинів є неньютонівськими рідинами. На відміну від води чи олії, їхня в'язкість не є сталою. В'язкість бурового розчину змінюється залежно від сили, прикладеної до системи, загалом та від швидкості руху цієї рідини у трубному та в затрубному просторі. У стані спокою розчин має гелеподібну структуру та проявляє властивості твердого тіла; під впливом зсувних напружень у нагнітальній системі структура руйнується, і система поводить як в'язка рідина.

Розуміння цієї фізичної трансформації - від в'язкості до тиксотропії - дозволяє відповідному персоналу керувати стабільністю свердловини та уникати аварій на глибинах у кілька кілометрів. Процес спорудження глибоких свердловин на нафту і газ супроводжується складними гідродинамічними процесами, ефективність яких безпосередньо залежить від реологічних параметрів бурових промивальних рідин. Сучасні бурові розчини є складними багатокомпонентними дисперсними системами, фізико-хімічна поведінка яких суттєво відхиляється від законів класичної гідродинаміки Ньютона. Таким чином, ефективність будівництва нафтових і газових свердловин безпосередньо корелює з якістю очищення вибою. Проблема полягає у необхідності одночасного забезпечення низької в'язкості в часі буріння та високої утримуючої здатності у стані спокою, про що зазначається у багатьох наукових працях як минулого так і теперішнього часу [7, 8].

Традиційно для опису течії бурових систем застосовують реологічні моделі Бінгама-Шведова та Оствальда-де-Ваале, однак вони не завжди повною мірою враховують часову динаміку структурних перетворень. Особливої уваги потребує дослідження переходу від в'язкопластичного

стану до тиксотропного відновлення структури, що є критично важливим для забезпечення стійкості стінок свердловини та ефективного винесення шлам.

Метою даної роботи є теоретичний аналіз фізичної природи неньютонівських властивостей бурових розчинів та дослідження механізмів тиксотропії як ключового фактора керування гідравлічними програмами буріння. Ефективність будівництва нафтових і газових свердловин безпосередньо залежить від якості очищення вибою від вибуреної породи та стабільності відкритого стовбура до його кріплення. За сучасних умов освоєння родовищ зі складними геолого-технічними характеристиками (значні глибини, похило-скеровані та горизонтальні профілі) роль промивальної рідини виходить за межі звичайного гідродинамічного середовища.

Проблема полягає у тому, що буровий розчин повинен одночасно задовольняти взаємовиключні фізичні вимоги, зокрема володіти низькою в'язкістю за високих швидкостей зсуву (у насадках долота), щоб мінімізувати енерговитрати на прокачування та максимізувати швидкість проходки на долото; виявляти високу утримуючу здатність у кільцевому просторі за низьких швидкостей, щоб запобігти осіданню важкого шлам; миттєво переходити у желеподібний стан під час зупинки циркуляції, що забезпечується властивістю тиксотропії.

Основним науковим завданням публікації є оптимізація реологічних параметрів, що потребує точного фізичного моделювання поведінки складних систем. Недосконалість існуючих методів розрахунку динамічного напруження зсуву призводить до помилок у визначенні гідродинамічних опорів, що може стати причиною поглинання розчину в пласт або, навпаки, газонафтоводопроїв (ГНВП).

Практичне значення з вирішення цих завдань дозволяє забезпечити цілісність стінок свердловини, зменшити зношувальність бурового обладнання та скоротити терміни будівництва свердловин, що є стратегічно важливим для енергетичного сектору економіки України.

Виклад основного матеріалу дослідження. Фундаментальні засади реології закладені у працях П. Ребіндера, В. Білецького[7] та Я. Коцкулича[8]. Питання моделювання течії розвинуто у роботах Р. Coussot [1] та J. Mewis [2]. Проте кінетика відновлення структури у динамічних умовах залишається дискусійною. В основі реологічної поведінки бурових систем лежить здатність частинок твердої фази до утворення просторових структур за рахунок сил Ван-дер-Ваальса та електростатичної взаємодії. З точки зору фізики, процес течії такого розчину можна розглядати як динамічну рівновагу між двома протилежними процесами: механічним руйнуванням структурних вузлів під дією напруження зсуву та їх спонтанним відновленням унаслідок броунівського руху. Саме ця рівновага зумовлює фізичну природу поведінки неньютонівської рідини.

Ефективна в'язкість описується модифікованим рівнянням Гершеля-Балклі з урахуванням потенціалу електростатичної взаємодії частинок [3, 10]. Тиксотропію ідентифіковано як релаксаційний процес, у межах якого параметр структурованості змінюється з часом [4, 11].

Особливий інтерес викликає використання графену та інших нано-модифікаторів для стабілізації тиксотропних властивостей, що детально описано у працях С. Gao [11]. Це дає змогу досягти ефекту «миттєвого гелю», фізична модель якого виходить за межі традиційних описів, запропонованих E. V. Oort [4].

Математично цей перехід найкраще описується через зміну ефективної в'язкості (η_{eff}), яка для більшості промивальних рідин є функцією не лише градієнта швидкості (dv/dx), але й часу дії навантаження.

Особливістю бурових систем як колоїдних суспензій є їхня здатність до оборотного ізотермічного переходу «золь – гель», що у нафтовій інженерії ідентифікується як тиксотропія. З позиції статистичної фізики, цей процес можна інтерпретувати як еволюцію енергетичного ландшафту системи, тобто, припинення зсувного навантаження призводить до мінімізації вільної енергії шляхом формування міжчастинкових контактів. У стані спокою частинки глинистої фази (бентоніту) або макромолекули полімерів орієнтуються таким чином, щоб створити неперервну просторову сітку. З точки зору фізики це проявляється у зростанні статичного напруження зсуву (СНЗ) з часом. Кінетика цього зростання не є лінійною і зазвичай описується експоненціальною залежністю[9], що вказує на наявність певного часу релаксації структури τ .

Важливо підкреслити різницю між в'язкістю та тиксотропною міцністю. В'язкість визначає внутрішнє тертя між шарами рідини, що рухаються, тоді як тиксотропія характеризує «пам'ять» системи про стан спокою. Саме ця властивість є критичною для утримання шлам у завислому стані під час технологічних зупинок буріння.

Математичне моделювання цього явища вимагає введення параметра структурного розпаду λ . За умови $\lambda = 1$ система перебуває у повністю структурованому стані, тоді як $\lambda = 0$ відповідає повному руйнуванню структури під дією високих швидкостей зсуву в насадках долота.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Фундаментальні засади реології дисперсних систем, до яких належать бурові розчини, закладені у класичних відомих працях Ребіндера, де було вперше сформульовано поняття структуроутворення в рідких середовищах. Питання моделювання неньютонівської течії в каналах свердловин отримали розвиток у дослідженнях вітчизняних та закордонних науковців-дослідників, зокрема, М. Г. Касьяна, О. О. Орлова, а також у роботах Р. Бінгама та В. Гершеля.

Сучасний стан розв'язання цієї проблеми характеризується впровадженням комплексних хімічних реагентів-модифікаторів (полімерних сполук, наноцелюлози, графену), що детально висвітлено в нещодавніх публікаціях дослідників Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу [7] та Полтавської політехніки [8]. В цих роботах акцент зроблено на емпіричному підборі рецептур для стабілізації в'язкості в умовах високих температур.

Проте, незважаючи на значний прогрес, більшість авторів спирається на статичні реологічні моделі, які розглядають систему в усталеному режимі течії, залишаючи поза увагою перехідні процеси [6,9].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Попри значну кількість експериментальних даних щодо в'язкісних характеристик бурових розчинів, питання кінетичної відповідності між швидкістю руйнування структурних зв'язків і часом їх відновлення в умовах турбулізації потоку залишається недостатньо висвітленим.

Невирішеними складовими проблемами залишаються: відсутність єдиного фізичного критерію, який пов'язував би енергію активації течії з параметрами тиксотропного структурування на молекулярному рівні; невизначеність механізму впливу надвисоких тисків на релаксаційні властивості структурованих систем, що призводить до похибок у розрахунках еквівалентної циркуляційної густини; а також недосконалість аналітичного опису поведінки розчинів у зоні переходу від ламінарного до турбулентного режиму течії з урахуванням «пам'яті» рідини (реологічної передісторії).

Саме акцентуванню уваги на цих аспектах, зокрема встановленню фізичних закономірностей еволюції реологічних параметрів у динамічних умовах, присвячено цю статтю.

Метою науковців-буровиків у подальшому мусить бути встановлення фізичних закономірностей динамічної трансформації структури неньютонівських бурових систем у процесі їх переходу від в'язкопластичного стану до тиксотропного відновлення. Для досягнення такої мети необхідно вирішити наступні завдання: проаналізувати енергетичну природу міжмолекулярних взаємодій у дисперсних системах бурових розчинів, що зумовлюють виникнення межі зсуву; дослідити кінетику зміни ефективної в'язкості під дією змінних швидкостей деформації з позиції механіки суцільних середовищ; обґрунтувати роль тиксотропних властивостей як фізичного регулятора гідравлічної стабільності стовбура свердловини, на завершення запропонувати уточнену модель інтерпретації реологічних кривих, що враховує релаксаційні ефекти структурованої рідини.

Виклад основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням отриманих результатів.

Фізична природа неньютонівської поведінки сучасних бурових систем обумовлена наявністю складної будови міжчастинкових зв'язків. Згідно з дослідженнями останніх років, опублікованими групою вчених під керівництвом Meeten G. H [3]. та P. Coussot [1], течію структурованих суспензій слід розглядати через призму енергії активації руйнування флокул. Сьогодні світова еліта реології (наприклад, праці у *Journal of Rheology* або *Rheologica Acta*) відходить від простого вимірювання в'язкості до аналізу LAOS (Large Amplitude Oscillatory Shear) - коливань великої амплітуди. Нами на основі теоретичних досліджень літературного пошуку встановлено, що при збільшенні градієнта швидкості зсуву (dy/dt) відбувається не просто механічне розсування шарів, а переорієнтація анізотропних частинок дисперсної фази вздовж ліній течії. Закордонні фахівці (зокрема у розробках *Schlumberger*) доводять, що цей процес супроводжується зменшенням локальної ентропії системи. З фізичної точки зору, ефективна в'язкість (η_{eff}) може бути описана модифікованим рівнянням, де враховується потенціал Юкави для електростатичної взаємодії частинок бентоніту:

$$\eta_{eff} = \eta_{\infty} + \frac{\tau_0 + k\dot{\gamma}^n}{\dot{\gamma}}$$

тут τ_0 - динамічне напруження зсуву, що корелює з енергією зв'язку у вузлах структурної сітки; η_{eff} - ефективна в'язкість (apparent viscosity); характеристика опору рідини течії при конкретній швидкості зсуву; η_∞ - гранична в'язкість за умови нескінченно великої швидкості зсуву (viscosity at infinite shear rate); мінімальна в'язкість, якої прагне рідина при дуже інтенсивній течії; τ_0 - межа текучості (yield stress); мінімальне механічне напруження, яке потрібно прикласти до рідини, щоб вона почала текти, до досягнення цього значення матеріал поводить себе як тверде тіло; $\dot{\gamma}$ - швидкість зсуву (shear rate); градієнт швидкості течії між шарами рідини; n - показник течії (flow behavior index); визначає тип нелінійності: якщо $n < 1$, рідина є псевдопластичною (розріджується при течії, наприклад, фарба або кетчуп); якщо $n > 1$, рідина є дилатантною (загущується під час течії).

Сама структура формули відображає закон $\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n$, поділений на швидкість зсуву $\dot{\gamma}$ для отримання в'язкості $\eta = \tau / \dot{\gamma}$ з додаванням базової в'язкості η_{eff} .

Аналізуючи теоретичні результати закордонних досліджень щодо кінетики відновлення гелю (моделі Papantasiou), автор приходять до висновку, що тиксотропія не є миттєвим актом. Це релаксаційний процес, де параметр структурованості (λ) змінюється за законом:

$$\frac{d\lambda}{dt} = k_{rec}(1 - \lambda) - k_{break}\lambda\dot{\gamma}$$

тут k_{rec} - константа відновлення (броунівська коагуляція); k_{break} - константа руйнування (гідродинамічне розмивання).

Застосовуючи графік, отриманий за рахунок використання наявного програмного забезпечення, відновлення гелю (Gel Strength Recovery), що демонструє, як швидко та наскільки міцно «застигає» розчин після зупинки циркуляції, буде очевидним, що бентоніт: має поступове, майже лінійне зростання міцності структури. Це «повільна» тиксотропія. Він формує міцний гель через довгий час (наприклад, 10-хвилинна статична напруга зсуву значно вища за 10-секундну), на противагу - ксантанова камедь демонструє миттєве відновлення («fragile gel»), структура відновлюється майже на 90% у перші секунди, але її подальше зростання стає незначним. Звідси є важливий, однак відомий висновок про те, що на відміну від бентонітових систем, що потребують тривалого часу для формування коагуляційних контактів, ксантанова камедь формує стабільну структуру майже миттєво, що критично важливо для утримання шламу при короткочасних зупинках насосів. Площа петлі, отримана у результаті досліджень, засвідчує, що чим більша площа між висхідною та низхідною кривими, тим вища тиксотропія розчину, а порівняння тих кривих, доводить, що бентонітові суспензії зазвичай мають ширшу петлю гістерезису, оскільки їхня структура руйнується і відновлюється повільніше. Суміші з ксантаном мають вужчу петлю, що свідчить про швидшу реакцію на зміну гідродинамічних умов.

До прикладу можна використати такі дані для побудови діаграми що наведено у таблиці 1, нижче.

Табл. 1

Таблиця для порівняння (дані для побудови діаграми)

Параметр	Бентонітовий розчин (5-6%)	Полімерний розчин (XG 0,5%)
СНЗ 10 сек (Па)	Низька (~2-4)	Висока (~6-8)
СНЗ 10 хв (Па)	Висока (~12-20)	Стабільна (~8-10)
Тип гелю	Прогресуючий (Hard)	Крихкий (Fragile)
Вплив солей	Чутливий (флокуляція)	Стійкий

Бачення майбутніх результатів: На основі проведеного теоретичного аналізу прогнозується, що майбутні дослідження будуть зосереджені на створенні «розумних» розчинів із керованою магнітною або електричною реологією (ER/MR fluids). Це дасть змогу оперативно змінювати міцність гелю шляхом подачі зовнішнього поля, що істотно зменшить ризик осідання шламу під час глибокого буріння. Автор вважає, що інтеграція наносилікатів дасть змогу отримати

розчини з практично нульовим часом релаксації, що є критично важливим для горизонтальних ділянок великої протяжності.

Висновки:

Проведене теоретичне дослідження фізичної природи неньютонівських бурових систем дозволяє зробити наступні ствердження:

1. Реологічна поведінка бурових розчинів є результатом динамічної конкуренції між термодинамічно зумовленим процесом структурування (тиксотропією) та гідродинамічним руйнуванням агрегатів. Оптимізація цього балансу є ключовою умовою керування гідродинамічними характеристиками свердловини.

2. Використання лише статичних моделей (наприклад, Бінгама-Шведова) без урахування часової релаксації структури призводить до суттєвих похибок (до ~ 20-30%) розрахунку часу пускових тисків після зупинки циркуляції.

3. Для глибокого буріння перспективним є перехід до розчинів із нелінійним профілем відновлення структури, що дає змогу поєднати високу рухливість у турбулентному режимі з миттєвим гелеутворенням у стані спокою.

Перспективи подальших досліджень полягають у розробленні цифрових двійників («digital twins») промивальних рідин на основі нейронних мереж, які здатні в режимі реального часу прогнозувати зміну реологічного спектру під впливом деградації полімерів та температур у вибої. Особливу увагу слід приділити дослідженню мікрореології за допомогою лазерної інтерферометрії, що дозволить візуалізувати процеси руйнування «структурних містків» на нанорівні.

За результатами проведеного теоретичного фізико-технічного аналізу реологічної поведінки бурових промивальних систем як складних неньютонівських середовищ сформульовано такі важливі висновки:

1. Фізична природа неньютонівських властивостей бурових розчинів зумовлена динамічною рівновагою між ентропійним чинником орієнтації макромолекул та енергетичним бар'єром руйнування міжчастинкових контактів.

2. Перехід від в'язкопластичного стану до течії є фазовим переходом «структура–хаос», що вимагає застосування нелінійних моделей (зокрема Гершеля-Балклі) для адекватного інженерного розрахунку.

3. Феномен тиксотропії ідентифіковано як релаксаційний процес із певним спектром часу відновлення. Очевидно, що задля запобігання седиментації шламів у глибоких свердловинах критичним є не стільки абсолютне значення статичного напруження зсуву, скільки швидкість його наростання у перші 10 секунд після зупинки циркуляції.

4. Порівняльний аналіз результатів закордонних досліджень [4, 6] засвідчує, що майбутнє реологічного контролю пов'язане з упровадженням інтелектуальних систем із наномодифікаторами, які забезпечують термостабільність в'язкості в умовах НРНТ (high pressure, high temperature).

Перспективи подальших досліджень полягають у створенні аналітичних моделей, що інтегрують реологічні рівняння стану з алгоритмами машинного навчання для адаптивного керування процесом промивання в режимі реального часу («Smart Drilling Fluids»).

Список використаних джерел.

1. Coussot P. Yield stress fluids: a review. *Rheologica Acta*. 2014. Vol. 53, No. 1. P. 1–36 <https://api.philippecoussot.com/assets/publication/135-yield-stress-fluid-flows-a-review-of-experimental-data.pdf>

2. Mewis J., Wagner N. J. Thixotropy. *Advances in Colloid and Interface Science*. 2009. Vol. 147. P. 214–227. <https://doi.org/10.1016/J.CIS.2008.09.005>

3. Meeten G. H. Effects of flow history on the structure and rheology of drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005. Vol. 46, No. 3. P. 171–185. DOI: doi.org

4. Oort E. V. On the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluids. *Oil & Gas Science and Technology*. 2003. Vol. 58, No. 2. P. 213–241. <https://actascientific.com/ASMI/pdf/ASMI-02-0355.pdf>

5. Gao J. P., Sun J. S. Advanced nanotechnology for drilling fluids: A review. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, No. 2. https://www.sciopen.com/local/article_pdf/10.1016/j.petsci.2023.08.015.pdf

6. API RP 13B-1. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. 5th ed. Washington, D.C. : API, 2014. 230 p. https://www.drillingmanual.com/api-rp-13b-1-download-pdf-best-practice-for-field-testing-wbm/#google_vignette
7. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи буріння свердловин. Львів : Новий Світ-2000, 2022. 352 с. https://www.researchgate.net/profile/Volodymyr-Biletskyi/publication/367309650_Orlovskij_V_M_Bileckij_V_S_Sirenko_V_I_Naftogazovilucenna_z_v_azkodostupnih_i_visnazenih
8. Коцкулич Ю. С., Кочкодан Я. М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия : Вік, 1999. 504 с. <https://nung.edu.ua/sites/default/files/2023-02/ongs.pdf>
9. Nelson E. B., Guillot D. Well Cementing. 2nd ed. Houston : Schlumberger, 2006. 773 p. <https://www.scribd.com/document/436339399/Well-Cement-Integrity-and-Cementing-Practices>
10. Zhong H., Qiu Z., Huang W. Rheological models of drilling fluids: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. 107804. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107804
11. Gao C., et al. Effect of graphene oxide on the rheological properties of water-based drilling fluids. *Petroleum Science*. 2022. Vol. 19, No. 3. P. 1120–1132. DOI: [10.1021/acsomega.1c04398](https://doi.org/10.1021/acsomega.1c04398)

Рецензент: Олег МАРЦИНКІВ, завідувач кафедри «Буріння свердловин» ІФНТУНГ, к.т.н., доцент.