

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ВСТАНОВЛЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЧАСУ ТЕРМОСТАТУВАННЯ ПРОБ ПІД ЧАС РЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Л.Д. Пилипів

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tzn g@nung.edu.ua

Проведено комплекс порівняльних досліджень реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти з метою встановлення оптимального часу термостатування проб на етапі реологічних досліджень неньютонівських рідин, при збільшенні якого реологічні властивості нафти змінюються незначною мірою або не змінюються зовсім. Подано характеристику основних реологічних моделей нафти різних типів. Встановлено, що в робочому діапазоні досліджень (від 5 °C до 25 °C) реологічні моделі долинської нафти найбільш адекватно описуються законом Балклі-Гершеля для нелінійних в'язкопластичних рідин. В якості критерію оцінювання впливу часу термостатування на реологічні властивості нафти прийнято відхилення границі плинності нафти певного експерименту від границі плинності за найтривалішого експерименту, тобто 720 хв. Прийнято, що оптимальним часом термостатування вважається найменша тривалість витримання лабораторних проб, за якої відхилення границі плинності від показників найтривалішого експерименту не перевищує 5 % для певної температури досліджень. Доведено, що при температурах термостатування 5 °C і 10 °C оптимальний час витримання проб становить 360 хв., при температурі термостатування 15 °C – 120 хв., при температурі термостатування 20 °C і 25 °C – 60 хв.

Ключові слова: термостатування, високов'язка нафта, реологічна модель, границя плинності.

Проведен комплекс сравнительных исследований реологических свойств высоковязкой Долинской нефти с целью установления оптимального времени термостатирования проб на этапе реологических исследований неньютоновских жидкостей, при увеличении которого реологические свойства нефтей изменяются в незначительной степени или не меняются вовсе. Дана характеристика основных реологических моделей нефтей различных типов. Установлено, что в рабочем диапазоне исследований (от 5 °C до 25 °C) реологические модели Долинской нефти наиболее адекватно описываются законом Балкли-Гершеля для нелинейных вязкопластичных жидкостей. В качестве критерия оценки влияния времени термостатирования на реологические свойства нефти принято отклонение предела текучести нефти определенного эксперимента от предела текучести самого длительного эксперимента, т.е. 720 мин. Принято, что оптимальным временем термостатирования считается наименьшая продолжительность выдерживания лабораторных проб, при которой отклонение предела текучести показателей самого длительного эксперимента не превышает 5% для определенной температуры исследований. Доказано, что при температурах термостатирования 5 °C и 10 °C оптимальное время выдержки проб составляет 360 мин., При температуре термостатирования 15 °C – 120 мин., При температуре термостатирования 20 °C и 25 °C – 60 мин.

Ключевые слова: термостатирование, высоковязкая нефть, реологическая модель, предел текучести.

There was carried out a set of comparative studies of the rheological properties of high-viscosity oil in Dolyna to determine the optimal thermostating time of samples during the rheological studies of non-Newtonian fluids. When the time increases, the rheological properties of crude oils vary slightly or do not change at all. The article describes the basic rheological models of different types of oils. It was established that in the operating range of the study (from 5°C to 25°C) the rheological models of oil in Dolyna are sufficiently described by the Herschel-Bulkey law for non-linear viscoplastic fluids. As a criterion for evaluation of the impact of thermostating time on the rheological properties of oil was taken deviation of oil liquid limit of a given experiment from the oil liquid limit of the longest experiment, i.e. 720 min. It is assumed that the optimal thermostating time is the smallest duration of exposure of laboratory tests, when the deviation of liquid limit from the figures of the longest experiment do not exceed 5% at a given temperature of the study. It is proved that at a thermostating temperatures of 5 °C and 10 °C the optimal duration of exposure of experimental samples is 360 min., at a thermostating temperature of 15 °C – 120 min., at thermostating temperatures of 20 °C and 25 °C – 60 min.

Key words: thermostating, high-viscosity oil, rheological model, liquid limit.

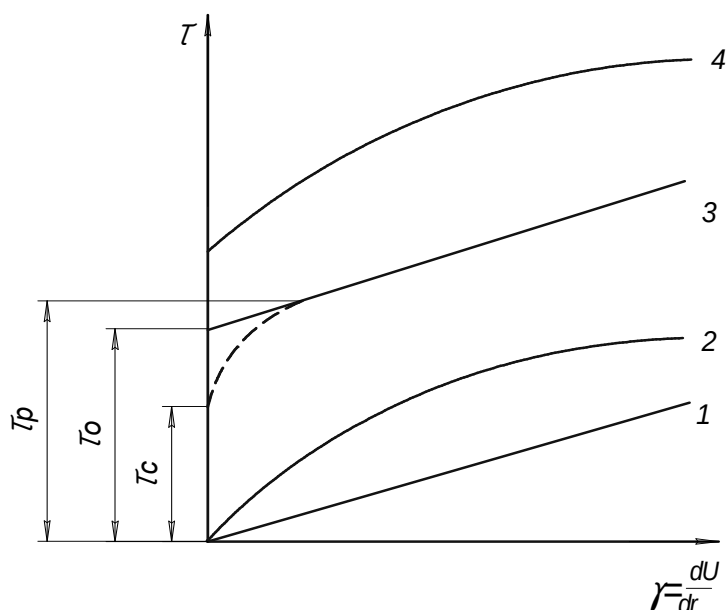
Вступ

Експериментальні дослідження реологічних властивостей високов'язких нафт, частка яких в загальному обсязі видобування вуглеводневих енергоносіїв невідомо зростає, є необхідним етапом у встановленні, описі та адекватному аналізі поведінки неньютонівських нафт як в статичних умовах їх зберігання в резервуарах, так і в динамічних умовах транспортування магістральними трубопроводами. Враховуючи специфічні особливості фізико-хімічних характеристик кожного окремо взятого сорту

високров'язких нафт, загальноприйнята методологія проведення експериментів щодо встановлення реологічних показників має швидше рекомендаційний і узагальнений характер та недостатньо відпрацьована, в першу чергу, стосовно тривалості проведення досліджень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Поведінка високов'язких нафт в зоні низьких температур (нижче 20 °C) не може бути описана класичним рівнянням Ньютона [1, 2, 3, 4, 5],



1 – ньютонівська рідина; 2 – псевдопластична рідина; 3 – лінійна в'язкопластична рідина (бінгамівський пластик); 4 – нелінійна в'язкопластична рідина

Рисунок 1 – Графічні залежності реологічних моделей нафти різних типів

справедливим тільки для ньютонівських нафт, в яких напруження зсуву τ від градієнта швидкості γ є лінійною залежністю, що виходить з початку координат (рисунок 1 – пряма 1). Нафти, графічні залежності напруження зсуву від градієнта швидкості яких не виходять з початку координат або не мають вигляд прямої лінії, називаються неньютонівськими [3, 4, 5]. Аномальні властивості таких нафт пояснюються наявністю в них твердих п-алканів (в першу чергу парафіну) та асфальто-смолистих речовин. За температур, нижчих температури плавлення парафіну, починає утворюватися його кристалічна решітка, яка іміобілізує в собі рідку нафту. Чим нижча температура нафти, тим міцніша кристалічна решітка, а отже, і менш текуча нафта. Міцність кристалічної решітки залежить також від тривалості перебування нафти за певної температури. Існує кілька типів неньютонівських рідин, які відрізняються виглядом кривої течії.

Реальні рідини з нелінійною кривою течії можна розділити на три групи [1, 2, 3]:

1) системи, в яких швидкість зсуву в кожній точці є функцією виключно напруження зсуву;

2) системи, в яких зв'язок між напруженням і швидкістю зсуву залежить від тривалості дії напруження або від передісторії рідини;

3) системи, які характеризуються властивостями як твердого тіла, так і рідини, вони проявляють пружне відновлення форми після зняття напруження (в'язкопружні рідини).

Криві течії реальних в'язкопластичних нафт і нафтопродуктів мають три характерні точки; τ_c – статичне напруження зсуву, τ_0 – граничне динамічне напруження зсуву, τ_p – напруження зсуву, за якого закінчується руйнування структури рідини.

Нижче розглянуті особливості першої групи неньютонівських рідин, до якої зазвичай відносяться високов'язкі швидкозастигаючі нафти і нафтопродукти за низьких температур.

Рідини, що містять розчинені або суспендовані частинки, які можуть створювати додатковий опір руху дисперсійного середовища, нерідко характеризуються псевдопластичними властивостями. Течія таких неньютонівських рідин розпочинається за найменших значень напруження зсуву. За збільшення швидкості зсуву в рідині відбувається руйнування слабких зв'язків між молекулами, впорядкування взаємного положення та орієнтація частинок відносно напрямку потоку. Все це призводить до відносного зменшення прикладеного до рідини напруження зсуву, тому крива течії 2 (рисунок 1) характеризується випуклістю до осі τ . Цю реологічну властивість пояснюють тим, що в нерухомому середовищі розміщення частинок характеризується значною хаотичністю, а під час зростаючих сил зсуву відбувається все більша орієнтація і розгортання ланцюгів суспендованих частинок в напрямку течії, внаслідок чого гідралічний опір зменшується. З підвищенням швидкості зсуву також зменшується взаємодія між частинками.

Течія псевдопластичних рідин у діапазоні помірних швидкостей деформації достовірно описується реологічною моделлю Оствальда [1, 3, 4, 5]

$$\tau = k \cdot \gamma^n, \quad (1)$$

де k – коефіцієнт (показник) консистенції;
 n – індекс течії рідини (показник поведінки), який характеризує ступінь відхилення поведінки рідини від ньютонівської ($0 < n < 1$).

Дослідження засвідчили, що в'язкопластичними властивостями характеризуються високов'язкі нафтопродукти (мазут, олива) за доста-

тньо високих температур (переважно вище 30°C). При цьому ступінь відхилення від ньютонівської поведінки зазвичай невисока ($n = 0,95$).

У дисперсних системах залежно від концентрації, а також величин навантаження, може виникнути течія, відмінна від течії суто в'язких рідин. За значень напружень, менших за деяке граничне значення, система веде себе як тверде тіло, при цьому пружно деформується. Якщо напруження, що діє на рідину, перевищує граничне значення, то розпочинається течія. Рідина із зазначеною реологічною поведінкою називають в'язкопластичними.

В'язкопластична рідина, в якій після перевищення граничного напруження зсуву спостерігається пропорційність між швидкістю зсуву та напруженням зсуву, називається лінійною в'язкопластичною рідиною. За практичного застосування цього поняття слово лінійна часто опускають.

В'язкопластична рідина, в якій під час течії спостерігається непропорційність між швидкістю зсуву та напруженням зсуву, називається нелінійною в'язкопластичною рідиною. Фізична поведінка таких рідин пояснюється особливостями їх структури. За досягнення граничного напруження зсуву структура у такій рідині руйнується не одразу, а поступово із зростанням швидкості зсуву.

Нафти з високим вмістом парафіну за умов перекачування представляють собою систему, яка складається, зазвичай, з двох фаз: рідкої і твердої. Роль твердої фази відіграють кристали парафіну, які випали з розчину. Кількість і розміри кристалів парафіну збільшуються з пониженням температури. При достатньо низьких температурах кількість кристалів парафіну стає настільки великою, що вони утворюють структурну просторову ґратку по всьому об'єму, іммобілізуючи рідку фазу рідини. Нафта втрачає рухливість, "застигає", що може призвести до "заморожування" трубопроводу.

Системи, в яких рідка фаза іммобілізована суцільною структурною ґраткою характеризуються транспортабельними властивостями лише після її руйнування. Як правило, мова йде про щільно упаковану дисперсну систему, у якій дисперсна фаза зв'язана в структуру. Наявність границі плинності інтерпретується як кінцева структурна міцність, яка створюється силами взаємодії між поточними частинками (сили Ван-Дер-Ваальса, водневі зв'язки або взаємодія диполь-диполь). У випадку суспензій можна сказати, що тверда фаза формує структуру (наприклад, структура карткового будинку), яка при кінцевому навантаженні не руйнується, а зазнає винятково пластичної деформації.

Рух таких рідин розпочинається тільки в тому випадку, якщо до них прикласти напруження зсуву, більше за певне граничне динамічне напруження зсуву. Причому спочатку відбувається руйнування структури і лише після цього розпочинається рух нафти у трубопроводі. У таких випадках залежність напруження

зсуву від швидкості зсуву являє собою криві, які не виходять з початку координат.

Крива течії лінійної в'язкопластичної рідини (бінгамівського пластика) має вигляд 3 (рисунк 1). Поведінка такої неньютонівської рідини в трубопроводі характеризується реологічною моделлю Шведова-Бінгама [1, 3, 4, 5]

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} \cdot \dot{\gamma}, \quad (2)$$

де τ_0 – граничне динамічне напруження зсуву;

η_{nl} – пластична (бінгамівська) в'язкість рідини.

Відповідно до реологічної моделі Шведова-Бінгама, течія таких рідин розпочинається після прикладання до них напруження зсуву, яке перевищує граничне динамічне напруження зсуву τ_0 . При цьому з початком течії структура рідини повністю руйнується і рідина рухається як ньютонівська. Для ідеальної в'язкопластичної течії пряма 3 виходить із точки τ_0 під кутом до осі швидкості зсуву, тангенс якого чисельно дорівнює пластичній в'язкості рідини η_{nl} .

Крива течії нелінійної в'язкопластичної рідини має вигляд 4 (рисунк 1). Поведінка такої неньютонівської рідини в трубопроводі характеризується реологічною моделлю Балклі-Гершеля [1, 3, 4, 5]

$$\tau = \tau_0 + k \cdot \dot{\gamma}^n. \quad (3)$$

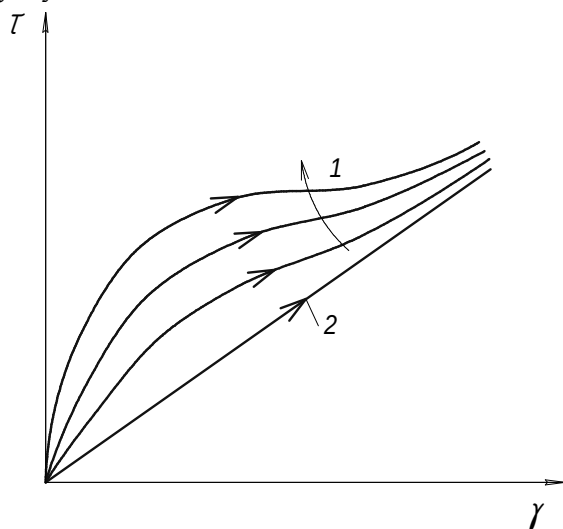
Границя плинності τ_0 відповідає величині напруження зсуву, за якого починається рух рідини. До досягнення границі плинності речовина поводить себе як тверде тіло. Індекс течії n описує відхилення від лінійної зміни кривої текучості після перевищення межі текучості. Коефіцієнт консистенції k відповідає в'язкості при градієнті зсуву 1 с^{-1} . Границя плинності τ_0 є дійсною фізичною характеристикою речовини. Параметри індекс течії n і коефіцієнт консистенції k не є дійсними константами речовини, а параметрами наближеної математичної моделі.

Багато реальних рідин не можуть бути описані жодною з реологічних залежностей (1-3), справедливих для речовин, для яких зв'язок між напруженням і швидкістю зсуву не залежить від часу. Умовна в'язкість більш складних рідин визначається не тільки швидкістю зсуву, але і тривалістю зсуву. В залежності від того, зменшується чи зростає напруження зсуву рідини, що деформується з постійною швидкістю зсуву, такі рідини можна поділити на два класи [1]: тиксотропні та реопектичні. Тиксотропними називаються матеріали, консистенція яких залежить від тривалості зсуву та величини швидкості зсуву.

Якщо тиксотропний матеріал, що перебував у стані спокою, деформувати з постійною швидкістю зсуву, то його структура буде поступово руйнуватися, а реологічні параметри з часом знижуватися. Швидкість руйнування структури при певній швидкості зсуву залежить

від числа зв'язків до початку руйнування структури і тому повинна зменшуватися з плином часу [1]. Одночасно буде також зростати швидкість відновлення структури, тому що число можливих нових зв'язків збільшується. Зрештою, коли швидкості структуроутворення і руйнування структури зрівняються, наступить динамічна рівновага. Стан рівноваги залежить від швидкості зсуву $\dot{\gamma}$ і зміщується вбік більш інтенсивної деструкції при зростанні $\dot{\gamma}$.

Тиксотропія є оборотним процесом, і після зникнення збурювань рідини її структура поступово відновлюється. Криві течії тиксотропного матеріалу, визначені безпосередньо після прикладання напруження зсуву та у стані спокою для різних проміжків часу, наведені на рисунку 2.



1 – відновлення структури при тривалому спокої; 2 – безпосередньо після тривалого зсуву

Рисунок 2 – Криві течій тиксотропних речовин

Така особливість реологічних властивостей певних рідин призводить до так званої гістерезисної петлі кривої течії, що утворюється за умов спочатку зростання швидкості зсуву, а потім її спадання (рисунк 3). Криві *A* й *B* побудовані для тиксотропних рідин ньютонівського і псевдопластичного типів. Висхідна ділянка кривої течії отримана при впливі поступово наростаючого в часі напруження зсуву. Гістерезис неможливий при подальшому прикладанні зсувного зусилля до досягнення рівноважного стану.

Термін «псевдотіло» часто зустрічається при розгляді тиксотропії. Він був уведений Прайс-Джонсом, щоб розрізнити тиксотропію бінгамівських пластичних рідин. Істинно тиксотропні матеріали повністю руйнують свою структуру під впливом більших напружень зсуву й поведуться подібно чистим рідинам після зняття напружень, поки не відновиться структура. Матеріали типу псевдотіла, з іншого боку, не втрачають повністю властивостей твердого тіла й можуть ще проявляти плинність, навіть коли її ефекти невеликі. Початкова величина границі плинності відновлюється тільки після

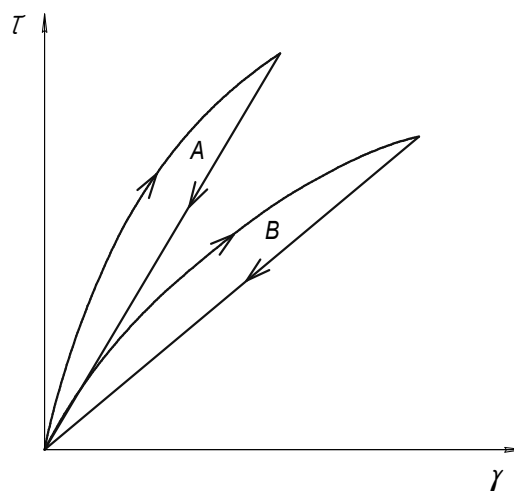


Рисунок 3 – Гістерезисні петлі тиксотропних рідин

тривалого перебування рідини в спокої. Гістерезисна петля кривої течії буде мати форму, показану на рисунку 3 для обох типів.

Вибір тієї чи іншої реологічної моделі проводиться тільки після глибоких експериментальних досліджень, результати яких дають змогу встановити як закономірності зміни реологічних параметрів нафти, так і вибрати або розробити методику теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводу для перекачування високов'язких нафт. Встановлення реологічних властивостей високов'язких і швидкозастигаючих нафт або нафтопродуктів у робочому діапазоні температур є необхідною передумовою безпечної, надійної та ефективної роботи трубопроводів.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Перед дослідниками постійно постає питання вибору оптимального часу термостатування проб перед проведенням вимірювань показників реологічних властивостей нафт. Як уже вище вказувалось, реологічні властивості високов'язкої нафти залежать від часу її статичного знаходження в певних температурних умовах. Враховуючи виражені тиксотропні властивості високов'язких нафт, тривалість термостатування їх проб має важливе і часто вирішальне значення у визначенні реологічних показників. В ідеалі час термостатування повинен відповідати тривалості того процесу, який моделюється (рух нафти магістральним нафтопроводом, зберігання нафти в резервуарі). Однак такі процеси є довготривалими (від кількох діб до кількох десятків діб) і повністю дотриматися аналогічної тривалості експериментів не видається можливим. Деякі автори вважають, що достатнім є витримання проб протягом 20-30 хв, інші доводять, що цей час повинен бути не менше 12 год., оскільки за меншої тривалості кристалічна ґратка нафтових парафінів не встигає відновитися і набути попередньої міцності до моменту її руйнування. Проте ці судження носять швидше рекомендаційний характер і не можуть бути адекватно застосовані для всіх відомих високов'язких нафт.

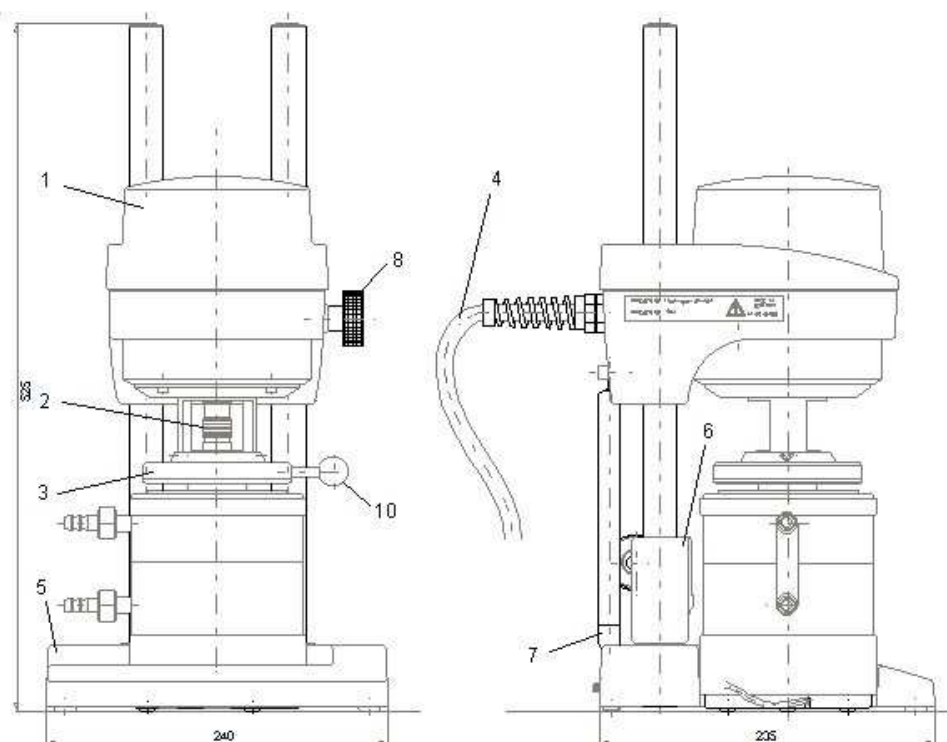


Рисунок 4 – Ротаційний віскозиметр Rheotest® 4.1

Постановка задачі

Враховуючи відсутність чітких і обґрунтованих методик проведення експериментальних досліджень реологічних властивостей високов'язких нафт, виникає задача розробки такої методики. Якщо алгоритми виконання підготовчих робіт та вимірювань реологічних показників є достатньо відомими, не викликають ніяких запитань та залежать тільки від вимірювальних приладів, то тривалість витримування експериментальних проб нафт досі не обґрунтована, принаймні для найбільшої за масштабами видобування високов'язкої нафти Долинського родовища. Оскільки цей час може змінюватися в досить широкому діапазоні (від кількох десятків хвилин до кількох десятків годин), виникла необхідність знаходження оптимального часу термостатування досліджуваних проб, при збільшенні якого реологічні властивості нафт змінюються незначною мірою або не змінюються зовсім.

Основний матеріал дослідження

З метою максимальної достовірності отриманих результатів експериментальні дослідження проведені на сучасному програмованому вимірювальному комплексі, що складається з ротаційного віскозиметра Rheotest® 4.1 (рисунок 4) виробництва фірми Medingen GmbH (Німеччина) та циркуляційного термостата Julabo F25-ME фірми Julabo (Німеччина).

Віскозиметр складається з вимірювального привода 1 з швидкороз'ємними з'єднаннями 2 для ротора або конуса й з'єднувача вимірювальної трубки 3, сполучного кабелю для підключення блоку керування 4 і штатива 5 з прямою вимірювальною пластини 6. Вимірювальний привод дозволяє проводити вимірювання

при регульованому напруженні зсуву (Cs-controlled Stress) і швидкості зсуву (Cr-controlled Rate). За допомогою швидко-роз'ємного з'єднання 2 для ротора або конуса й з'єднувача вимірювальної трубки 3 можна швидко й легко змінювати вимірювальну систему вимірювального пристрою з циліндром або конус-пластиною.

Точність вимірювальних величин наступна:

- по температурі – 0,01 °C;
- по часу – 0,1 с;
- по напруженню зсуву – 0,0001 Па;
- по в'язкості – 0,0001 Па·с;
- по градієнту швидкості зсуву – 0,0001 1/с;
- по обертах – 0,0001 1/хв.

Для дослідження реологічних властивостей високов'язких нафт доцільно застосовувати вимірювальну систему з циліндром.

Вимірювальна система з циліндром (рисунок 5) складається з вимірювального стакана (стаціонарно встановленого) 1 із затвором 3 і циліндричним ротором 2. Термостатуючі посудини, які відповідають зовнішньому діаметру вимірювального стакана, обладнані вбудованим датчиком температури Pt 100.

Вимірювальні системи з циліндром S1, H1, H2 і HS відрізняються між собою робочим діапазоном вимірювань реологічних параметрів високов'язких нафт, значення яких вказані в підрисувочних надписах до рисунка 5.

Керування роботою термостата може здійснюватися в одному з наступних двох режимів:

- автоматичному за допомогою програмного забезпечення Julabo Easy Temp, що дозволяє задавати покроковий алгоритм роботи з персонального комп'ютера;
- ручному за допомогою дисплея, розташованого на кришці термостата.

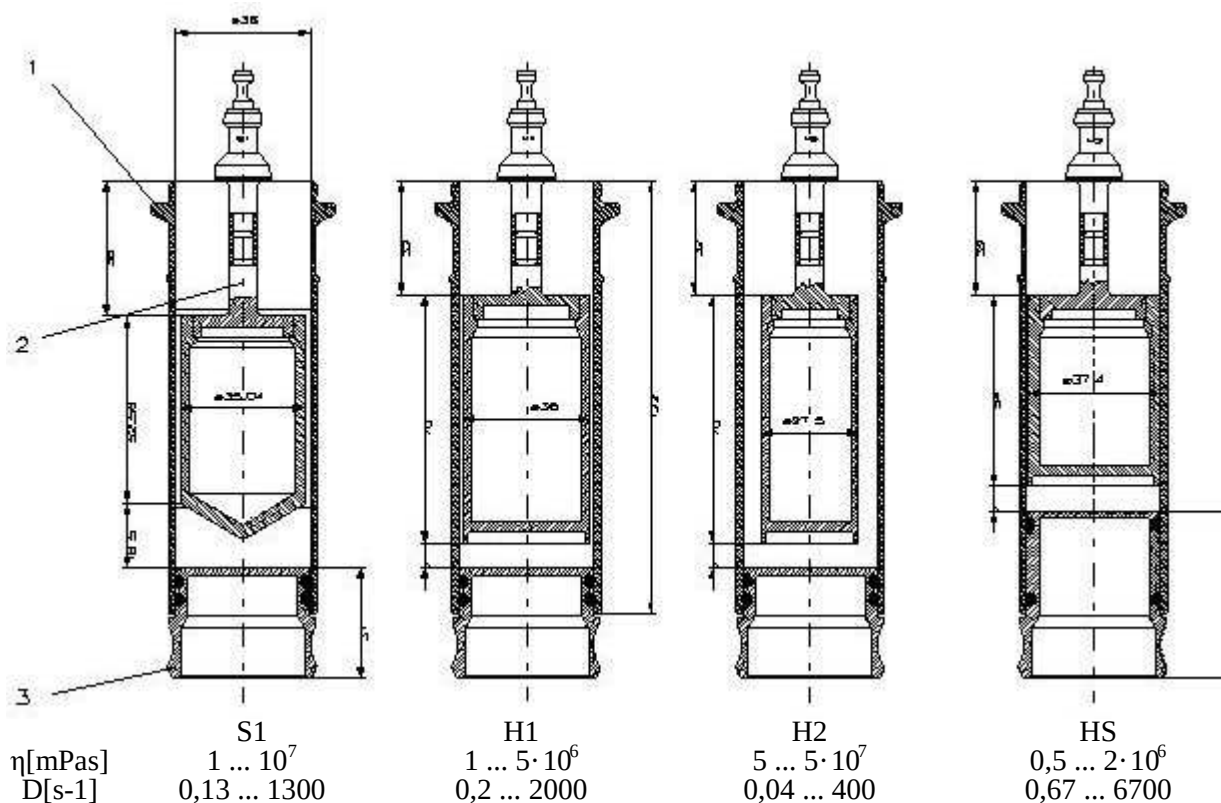


Рисунок 5 – Вимірювальна система з циліндром

Програмне забезпечення Julabo Easy Temp дозволяє задавати до 100 кроків виконання операцій роботи термостата – температури нагрівання та охолодження циркуляційної рідини, швидкості нагрівання та охолодження, час термостатування, проміжні значення температури та швидкості нагрівання або охолодження циркуляційної рідини.

Виконання експериментальних досліджень проводилось за алгоритмом, прописаним в створеному макросі програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0. Макрос передбачає вимірювання реологічних параметрів в два етапи. На першому етапі (так званому «прямому ході» віскозиметра) при плавному збільшенні швидкості обертання циліндричного ротора від 0 до 700 об/хв, що відповідає діапазону градієнта швидкості зсуву від 0 до 400 s^{-1} моделюється руйнування структури кристалічної решітки нафтових парафінів. На другому етапі (так званому «зворотному ході» віскозиметра) при плавному зменшенні швидкості обертання циліндричного ротора від 700 до 0 об/хв моделюється відновлення кристалічної решітки парафінів.

Експерименти проводились в робочому діапазоні температур магістральних нафтопроводів з кроком 5 °C (від 5 °C до 25 °C). В якості досліджуваної рідини використовували високов'язку нафту Долинського родовища з температурою застигання 20,5 °C. Був прийнятий наступний масив тривалості термостатування: 30 хв, 60 хв, 120 хв, 360 хв та 720 хв. Оскільки долинська нафта в діапазоні температур нижче 20 °C проявляє виражені неньютонівські властивості, то для дослідження її реологічних вла-

стивостей доцільно будувати реологічні криві, тобто графічні залежності експериментальних даних напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву та пластичної в'язкості від градієнта швидкості зсуву. Результати попередніх досліджень [11, 12] дають підстави за прогнозованим діапазоном в'язкості нафти вибрати вимірювальний циліндр типу H1 для температурного діапазону від 15 до 25 °C і H2 – для температурного діапазону від 5 до 10 °C.

Програмне забезпечення Systemsoftware RN 4.0 дозволяє виводити на екран та у файл графічні залежності результатів експериментальних досліджень в будь-якій конфігурації взаємозалежних реологічних параметрів. Для прогнозування поведінки високов'язкої нафти в магістральному нафтопроводі доцільно представляти її реологічні параметри у вигляді графічних залежностей напруження зсуву від градієнта швидкості та пластичної в'язкості від градієнта швидкості (для бінгамівського пластика). Оскільки наперед невідома реологічна модель, що буде описувати властивості досліджуваної нафти, то не зовсім обґрунтованим може бути вибір пластичної в'язкості в якості критерію оцінювання реологічних властивостей проб. Тому в якості оціночного параметра прийнято границю плинності, що відповідає напруженню зсуву в початковий момент руйнування кристалічної ґратки парафіну (моменту початку обертання циліндра віскозиметра). До того ж цей параметр є співставимим зі статичним напруженням зсуву для лінійної в'язкопластичної рідини, а тому може бути застосованим для основних типів високов'язких нафт.

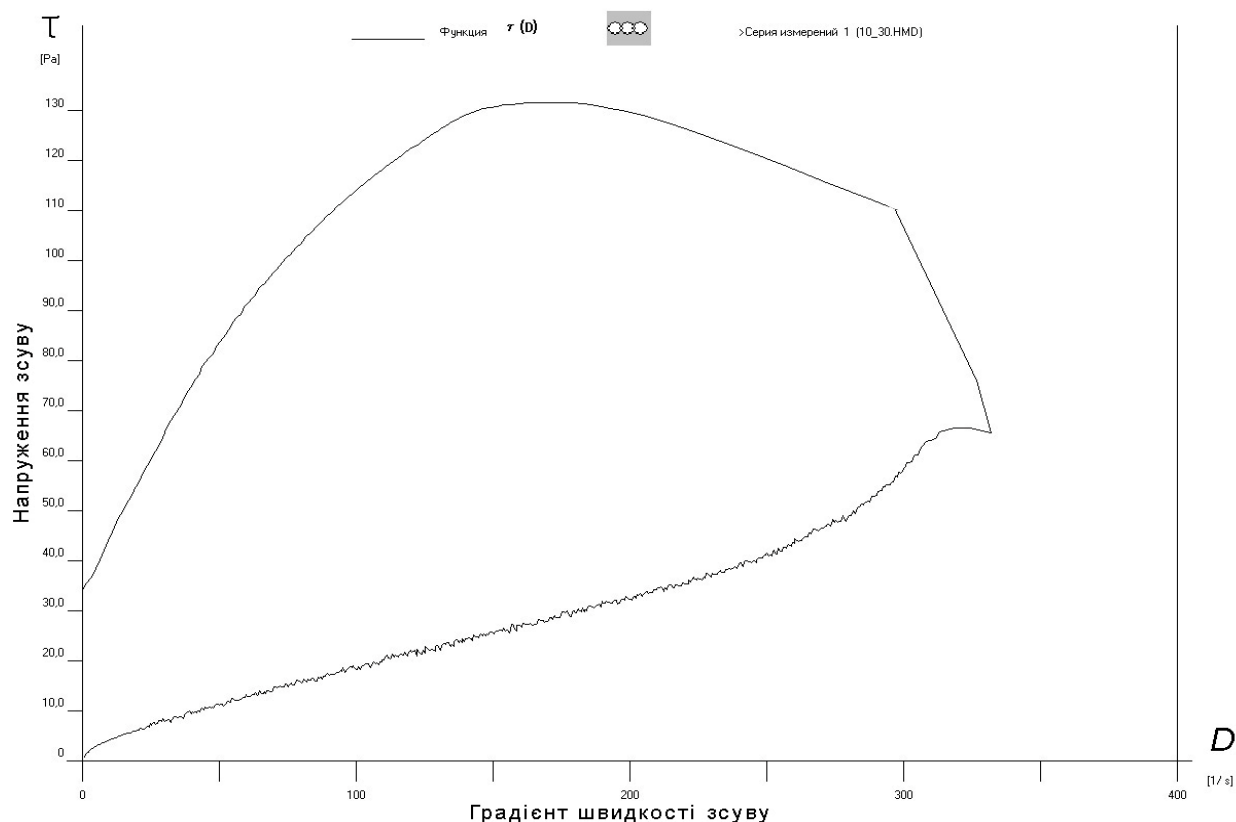


Рисунок 6 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 10°C)

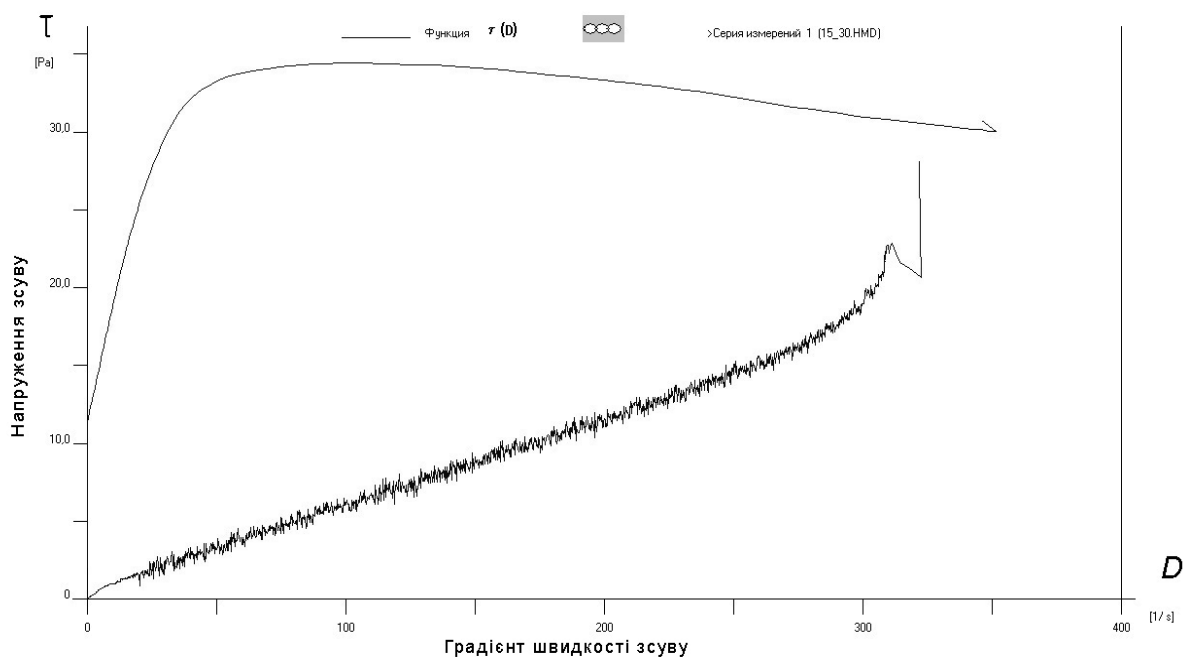


Рисунок 7 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 15°C)

На рисунках 6-9 наведені графічні залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву високов'язкої долинської нафти, отримані за допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 при термостатуванні проби протягом 30 хв за температур 10°C, 15°C, 20°C і 25°C.

Подібні залежності отримані і для іншої тривалості термостатування.

Наявність гістерезисної петлі на графічній залежності реологічних параметрів долинської нафти та початок графіка з певного ненульового значення напруження зсуву свідчить про виражені неньютонівські властивості досліді-

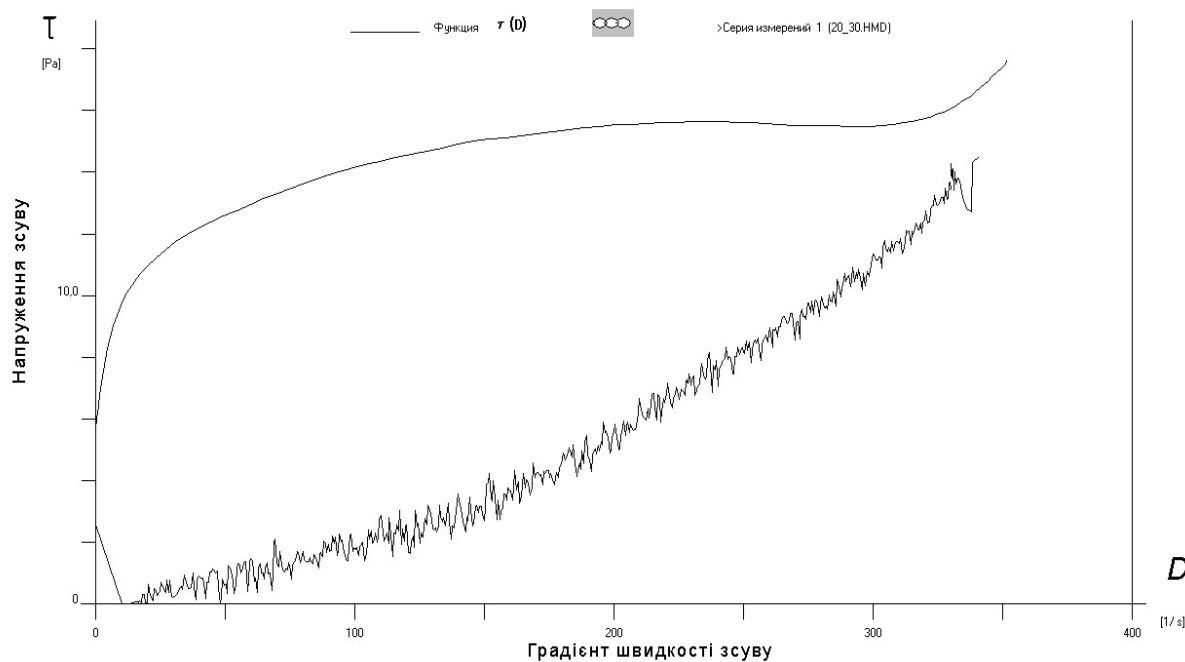


Рисунок 8 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 20°C)

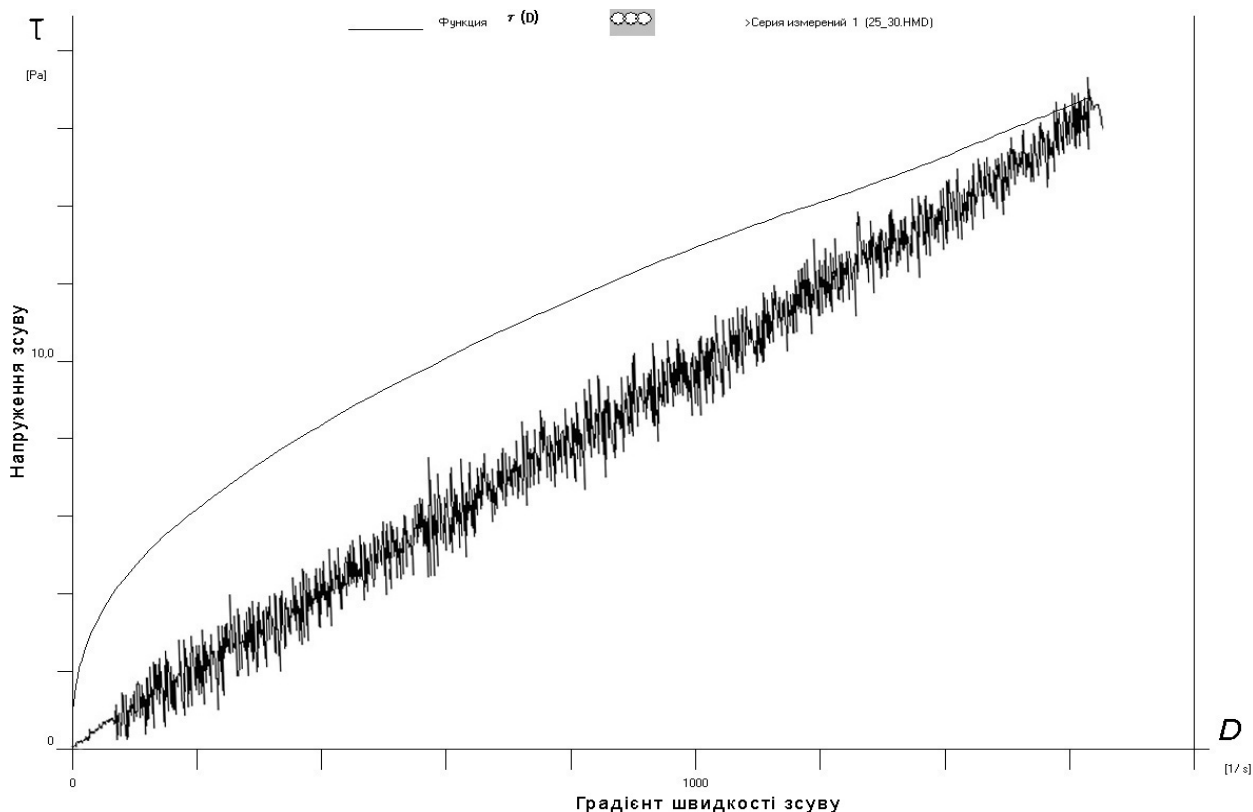
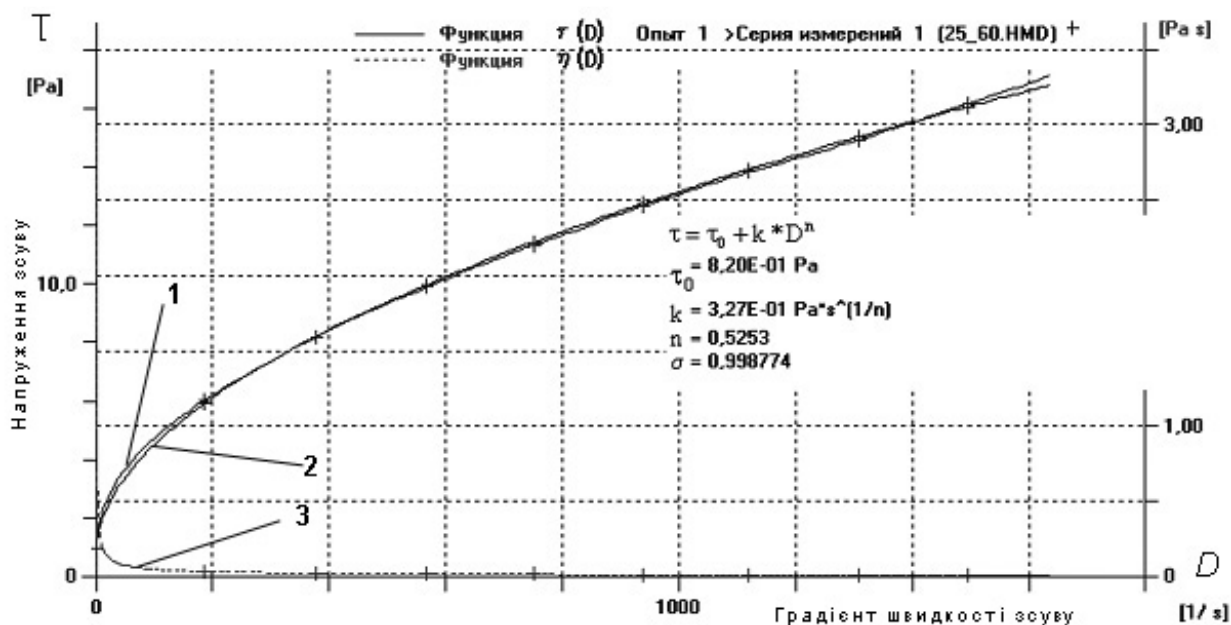


Рисунок 9 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 25 °C)

джуваної нафти навіть за температури 25 °C. При чому зі зниженням температури термостатування площа гістерезисної петлі збільшується, що вказує на помітне погіршення реологічних властивостей взятих проб. Тому долинську нафту в досліджуваному температурному діапазоні можна віднести до тиксотропних рідин,

особливості графічних залежностей реологічних властивостей яких описані вище.

Проведений аналіз кривих течії засвідчив, що для всіх температур в досліджуваному діапазоні спостерігається нелінійна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, графіки яких не виходять з початку координат.



1 – дослідна крива залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву долинської нафти;
2 – крива математичної моделі залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву долинської нафти;

3 – залежність динамічної в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості зсуву

Рисунок 10 – Результати математичного моделювання кривої течії долинської нафти за законом Балклі-Гершеля, отримані за допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 60 хв, температура – 25°C, «прямий хід» віскозиметра)

За допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 виконано математичне моделювання основних реологічних параметрів в досліджуваному діапазоні температур та тривалості термостатування за основними реологічними моделями високов'язких нафти – Шведова-Бінгама, Балклі-Гершеля, Оствальда. Найбільш достовірно поведінку високов'язкої долинської нафти за вказаних умов дослідження описує модель Балклі-Гершеля для нелінійно-в'язкопластичної рідини. Наприклад, за температури 25 °C і часу термостатування 60 хв ступінь достовірності моделі при «прямому ході» віскозиметра, що характеризується значенням дисперсії σ , досягає 0,999 (рисунок 10).

Аналогічні математичні моделі Балклі-Гершеля отримані для інших температур та тривалостей термостатування. Слід зазначити, що зі зниженням температури термостатування ступінь достовірності моделей знижується, хоча в жодному випадку не є меншою значення 0,78. Такий рівень дисперсії є цілком прийнятним для адекватного опису та оцінювання кривих течій високов'язкої долинської нафти в діапазоні температур від 5 °C до 25 °C.

Встановити вплив тривалості термостатування на реологічні показники високов'язкої нафти можна не візуальним сприйняттям кривих течії за різних умов, а певними фіксованими показниками. В якості критерію оцінювання впливу часу термостатування на реологічні властивості нафти прийнято зміну границі плинності τ_0 моделі Балклі-Гершеля.

Границя плинності τ_0 може бути визначена одним із наступних трьох методів:

– з графічної залежності кривої течії як напруження зсуву на початку координат, що відповідає моменту початку обертання ротора віскозиметра;

– з результатів математичного моделювання кривої течії при «прямому ході» віскозиметра;

– з таблиць масиву результатів експериментальних досліджень як значення напруження зсуву в момент перевищення градієнта швидкості зсуву 1 c^{-1} .

Аналіз отриманих результатів свідчить, що за низьких температур більш достовірні результати дають показники з графічних залежностей та таблиць. В той же час, математичні моделі мають певну похибку, особливо в зоні малих градієнтів швидкості зсуву. За відносно високих температур є сенс визначати межу текучості за таблицями результатів або коефіцієнтами математичної моделі, оскільки на графічних залежностях кривих течії важко вловити дійсне значення границі плинності на початку координат. Враховуючи те, що за будь-яких досліджуваних температур вибір критерію впливу тривалості термостатування повинен здійснюватися тільки одним методом, найбільш вірогідним можна вважати використання таблиць результатів проведених експериментів.

Зведені показники по температурах та тривалості термостатування представлені в таблиці 1.

Очевидно, що найбільш вірогідними є результати, отримані за найтривалішого експерименту, що становить 720 хв, або 12 год. Однак, така тривалість є надто великою для проведення значної серії досліджень. Тому для знаходження оптимального часу термостатування

Таблиця 1 – Зведена характеристика зміни реологічних показників високов'язкої долиньської нафти залежно від тривалості термостатування проб

Температура термостатування, °С	Тривалість термостатування, хв	Границя плинності, Па	Відхилення границі плинності від показників найтривалішого експерименту, %
5	30	74,8	22,73
5	60	83,4	13,84
5	120	88,8	8,26
5	360	93,2	3,72
5	720	96,8	0,00
10	30	35,03	22,43
10	60	40,35	10,65
10	120	42,8	5,23
10	360	44,4	1,68
10	720	45,16	0,00
15	30	12,06	26,01
15	60	15,4	5,52
15	120	16,17	0,80
15	360	16,29	0,06
15	720	16,3	0,00
20	30	2,27	24,33
20	60	2,86	4,67
20	120	2,98	0,67
20	360	3	0,00
20	720	3	0,00
25	30	0,72	26,90
25	60	0,97	1,52
25	120	0,983	0,20
25	360	0,985	0,00
25	720	0,985	0,00

проб в якості критерію оцінювання було вибрано відхилення границі плинності нафти певного експерименту від границі плинності за найтривалішого експерименту, тобто 720 хв. Оптимальним часом термостатування можна вважати найменшу тривалість витримування лабораторних проб, за якої відхилення границі плинності від показників найтривалішого експерименту не перевищує 5 % для певної температури досліджень.

Зміну значень відхилення границі плинності долиньської нафти від показників найтривалішого експерименту в залежності від тривалості термостатування проб проілюстровано на рисунку 11.

Висновки

Проаналізувавши графічні залежності та результати експериментальних досліджень (таблиця 2), можна сформулювати наступні висновки:

1) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долиньської нафти за температур 5 °С і 10 °С становить 360 хв або 6 год;

2) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долиньської нафти за температури 15 °С становить 120 хв або 2 год;

3) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долиньської нафти за температур 20 °С і 25 °С становить 60 хв або 1 год.

Систематизація результатів проведених експериментів дає змогу оптимізувати процес виконання досліджень реологічних властивостей високов'язких нафт, обґрунтовано вибрати таку тривалість термостатування проб за певних температур, яка б дозволяла за мінімально допустимих затратах часу отримати адекватні результати показників реологічних параметрів високов'язких нафт.

Література

- 1 Уилкинсон У. Неньютоновские жидкости / У. Уилкинсон. – М: Мир, 1964. – 216 с.
- 2 Рейнер М. Реология / М. Рейнер; под ред. Григолюка Є.И. – М: Наука, 1965. – 223 с.
- 3 Овчинников П.Ф. Реология тиксотропных систем / П.Ф. Овчинников, Н.Н. Круглицкий, Н.В. Михайлов. – Киев: Наукова думка, 1972. – 120 с.
- 4 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – М.: Наука, 1970. – 904 с.
- 5 Федоров О.Є. Основи реології: [навчальний посібник для вищих навчальних технічних]

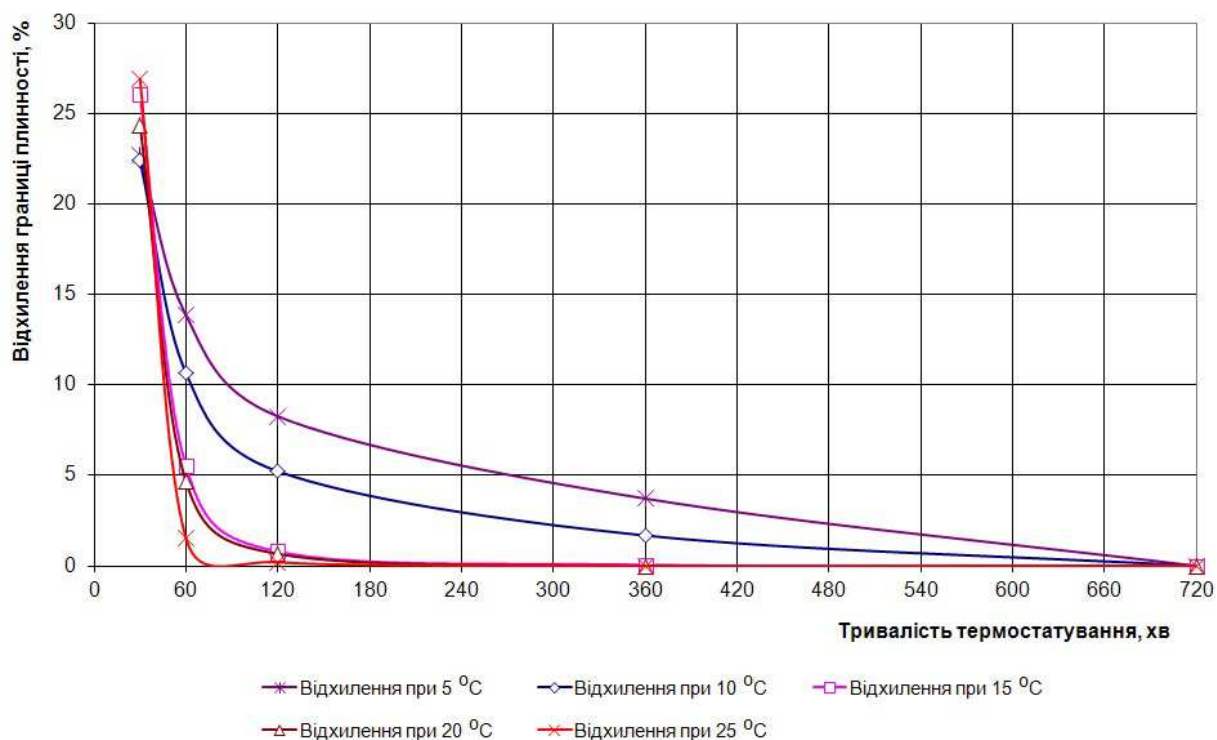


Рисунок 11 – Зміна відхилення границі плинності долиньської нафти від показників найтривалішого експерименту в залежності від тривалості термостатування проб

закладів] / О.Є. Федоров, М.Є. Сімків. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 89 с.

6 Губин В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

7 Usui Hiromoto. Rheological studies on the pipeline transportation of coal slurries and oil / Hiromoto Usui // Journal of Rheology. – 1993. – 37, 565.

8 Reiner M. Rheology. Handbuch der Physik / M. Reiner. – Berlin-Guttingen-Heidelberg: Springer-Verlag, 1958. – 223 с.

9 Белкин И.М. Ротационные приборы. Измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов / И.М.Белкин, Г.В. Виноградов, А.И. Леонов. – М.: Машиностроение, 1968. – 272 с.

10 Скрипников Ю.В. Экспериментальные исследования реологических свойств нефтяных смесей / Ю.В. Скрипников, Р.А. Кальметьева // Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – Уфа: тр. НИИТранснефти. – 1970. – Вып. УП. – С. 122-131.

11 Болонний В.Т. Дослідження реологічних властивостей нафти долиньського родовища / В.Т. Болонний, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С. 34-40.

12 Пилипів Л.Д. Дослідження реологічних властивостей сумішей долиньської нафти і нафти сорту URALS / Л.Д. Пилипів, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2(19). – С. 48-53.

13 Пилипів Л.Д. Експериментальні дослідження реологічних характеристик долиньської нафти з додаванням депресатора / Л.Д. Пилипів, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3(20). – С. 66-72.

14 Возняк М.П. Реологічні властивості нафт Прикарпаття / М.П. Возняк, Л.В. Возняк, М.П. Муж, Л.Т. Гораль // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 38(том 5). – С. 136-143.

15 Prediction the Viscosity of Hydrocarbon. Liquid Phases From Their Composition. Journal of Petroleum Technology. Vol. XXVIII. - 1976. Febr.

Стаття надійшла до редакційної колегії
08.10.14

Рекомендована до друку
професором **Івасівим В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Зайцевим В.В.**
(Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова, м. Миколаїв)