

Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису

БОЛОННИЙ ВАСИЛЬ ТАРАСОВИЧ

УДК 622.692.4.05 (043) +
Б99 622.692.4(442)049

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОПРОВОДІВ
ШЛЯХОМ УРАХУВАННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ НАФТ
ПРИКАРПАТТЯ

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища

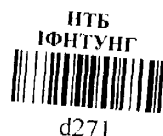
ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

докт. техн. наук, професор

Середюк Марія Дмитрівна



Івано-Франківськ-2005

271

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1	
АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ПЕРЕКАЧУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ З ПОПЕРЕДНІМ ПІДГРІВОМ.....	
	13
1.1. Аналіз результатів досліджень реологічних властивостей високов'язких швидкозастигаючих нафт	15
1.2. Аналіз методів теплогідрравлічного розрахунку неізотермічних трубопроводів	24
1.3 . Постановка задач досліджень.....	42
РОЗДІЛ 2	
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ ДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА	
	44
2.1. Методика проведення експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти	46
2.2. Аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти	51
2.3. Висноки до розділу 2	80
РОЗДІЛ 3	
РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ НЬЮТОНІВСЬКИХ ТА НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН.....	
	83
3.1. Математична модель усталеного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин.....	84

3.2. Особливості математичної моделі усталеного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні неньютонівських рідин.....	92
3.3. Розробка математичної моделі процесу передачі тепла від нафти у навколишнє середовище для неізотермічного нафтопроводу.....	95
3.4. Висновки до розділу 3.....	107

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ НЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН.....	108
4.1. Методика розрахунку гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин.....	108
4.2. Методика визначення пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин.....	116
4.2.1. Розрахунок пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу у зоні стійкої роботи	117
4.2.2. Розрахунок пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу у зоні нестійкої роботи	118
4.3. Методика розрахунку змін напору і температури нафти по довжині неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні неньютонівських рідин.....	119
4.4. Апробація розроблених методик при виконанні теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич.....	122
4.4.1. Формування вихідних даних для проведення теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич	122
4.4.2. Аналіз результатів теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні російської нафти з підігрівом.....	128

4.5. Висновки до розділу 4.....	132
РОЗДІЛ 5	
МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ.....	134
5.1. Методика розрахунку границі ділянок з турбулентним неньютонівським і ламінарним неньютонівським режимами руху рідини.....	137
5.2. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з турбулентним неньютонівським рухом нафти.....	139
5.3. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з турбулентним неньютонівським рухом нафти.....	140
5.4. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з ламінарним неньютонівським рухом нафти.....	144
5.5. Розробка методики теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей.....	147
5.6. Аналіз результатів теплогідравлічних розрахунків режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич з врахуванням неньютонівських властивостей нафти.....	152
5.7. Рекомендації щодо підвищення технологічної надійності нафтопроводу Долина-Дрогобич шляхом зменшення небезпеки його “заморожування”.....	162
5.7.1. Зміна режиму роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич шляхом підвищення температури підігріву долинської нафти.....	163
5.7.2. Зміна режиму роботи нафтопроводу шляхом заміни ротора магістрального насоса на НПС Долина.....	164
5.7.3. Пристрій для створення пристінного шару рідини низької в’язкості при транспортуванні високов’язкої нафти трубопроводом.....	168

5.8. Висновки до розділу 5.....	171
ВИСНОВКИ.....	173
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	175
ДОДАТОК А Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долиньської нафти.....	186
ДОДАТОК Б Текст програми теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні неньютонівських рідин.....	215
ДОДАТОК В Акт впровадження результатів дисертаційної роботи.....	223
ДОДАТОК Г Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження технології неізотермічного перекачування суміші долиньської і російської нафт по нафтопроводу Долина-Надвірна.....	225

ВСТУП

Актуальність теми. Нафти, які видобуваються в Україні, помітно різняться фізико-хімічними властивостями. Нафти східних родовищ України характеризуються малим вмістом парафіну та асфальто-смолистих речовин. Це визначає їх низьку температуру застигання, невелику кінематичну в'язкість та високі транспортабельні властивості у широкому діапазоні робочих температур, що дає змогу реалізувати традиційну ізотермічну технологію перекачування по магістральних нафтопроводах. Прикладом ізотермічного нафтопроводу для перекачування нафт малої в'язкості вітчизняних родовищ є нафтопровід Глинська-Розбишевська – Кременчук. У той же час частина сортів нафт Прикарпатського регіону характеризуються підвищеним вмістом парафіну та асфальто-смолистих речовин, що робить їх високов'язкими високопарафіністими швидкозастигаючими рідинами, які характеризуються низькими транспортабельними властивостями при температурах, що відповідають умовам навколишнього середовища. Особливості хімічного складу та реологічних характеристик таких нафт унеможливають традиційну технологію їх трубопровідного транспортування, що визначає необхідність використання спеціальних технологій перекачування.

Серед десятків відомих на сьогодні спеціальних технологій трубопровідного транспортування високов'язких нафт і нафтопродуктів найбільшого практичного застосування набула технологія перекачування з попереднім підігрівом. В Україні зазначена технологія використовується на нафтопроводі Долина-Дрогобич для транспортування високов'язкої швидкозастигаючої нафти Долинського родовища.

Надійна робота нафтопроводу Долина-Дрогобич та ефективна реалізація складної технології перекачування високов'язких нафт з попереднім підігрівом можливі лише за умови систематичного моніторингу реологічних параметрів долинської нафти, сезонних змін умов навколишнього середовища, режимних параметрів роботи трубопроводу, а також за умови удосконалення теоретичних

та методологічних основ неізотермічного перекачування рідин з аномальними реологічними властивостями.

Наявні на сьогодні результати теоретичних та експериментальних досліджень з питань перекачування підігрітих високов'язких рідин не вирішують остаточно низки важливих завдань, пов'язаних з проектуванням та експлуатацією неізотермічних нафтопроводів. Залишаються актуальними і важливими для науки та практики питання дослідження реологічних параметрів високов'язких нафт вітчизняних родовищ, розробки адекватних математичних моделей для опису термодинамічних та гідродинамічних процесів, що характеризують процес перекачування високов'язких рідин, особливо у зоні низьких температур та розробки конкретних рекомендацій для їх практичного застосування на нафтопроводах України. Слід відмітити, що у найближчій перспективі необхідним є реалізація технології перекачування високов'язкої долинської нафти на новому нафтопроводі Долина-Надвірна, що ще більше підсилює актуальність тематики, яка є предметом дисертаційної роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи є частиною планових державних науково-технічних програм з розвитку нафтогазового комплексу України і базується на результатах держбюджетної науково-дослідної роботи, що входила в координаційні плани Міністерства освіти і науки України “Підвищення ефективності функціонування систем газо- та нафтопостачання” (2001-2003 рр), робота виконувалась в рамках державної науково-технічної програми „Новітні технології розвитку паливно-енергетичного комплексу”, розділ „Розробка технологій розвитку нафтогазового комплексу, в тому числі експортно-імпорتنих нафто – і газопроводів”. Окрім того, робота базується на результатах госпдоговірних тем №178/ 2002 "Визначення граничних параметрів нафти і розробка оптимальних режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич", та № 161/03 “Дослідження реологічних властивостей сумішей, утворених при змішуванні у різноманітних пропорціях долинської нафти та наф-

ти сорту URALS”, у розробці яких автор приймав безпосередню участь. Дана тематика входить в Національну програму „Нафта і газ України до 2010 року”.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності функціонування неізотермічних нафтопроводів шляхом розробки методів прогнозування теплогідрравлічних параметрів їх роботи, які враховують реологічні особливості високов'язких нафт Прикарпаття.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі задачі:

1. Встановити експериментальним шляхом закономірності зміни реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти у робочому діапазоні температур з метою виявлення її транспортабельних властивостей та одержати емпіричні моделі залежності реологічних параметрів нафти від температури.

2. Розробити адекватну математичну модель, яка описує закономірності теплових та гідродинамічних процесів неізотермічного перекачування по трубопроводу високов'язких нафт і враховує внутрішнє тепло тертя потоку, приховану теплоту кристалізації парафіну, зміну режимів руху і зон турбулентного тертя та аномальні реологічні характеристики нафти.

3. Створити на основі вдосконаленої математичної моделі методику і програмне забезпечення для виконання проектних та експлуатаційних теплогідрравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт в інтервалі температур, що спричинюють ньютонівські властивості транспортованої нафти.

4. Врахувати специфіку реологічних характеристик долинської нафти при розробці методики і програмного забезпечення технологічних розрахунків нафтопроводів у разі перекачування високов'язких нафт в інтервалі температур, що спричинюють їх неньютонівські властивості.

5. Розробити методику теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні підігрітих нафт, які характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими реологічними властивостями.

6. Виконати апробацію розроблених методик і програм шляхом виконання теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич та порівняння одержаних результатів з фактичними режимами роботи нафтопроводу.

Об'єкт дослідження - неізотермічний нафтопровід Долина-Дрогобич і високов'язка нафта, яка ним транспортується.

Предмет дослідження – реологічні, термодинамічні та гідродинамічні процеси, що супроводжують транспортування високов'язких нафт по нафтопроводу.

Методи дослідження. Дослідження реологічних властивостей долиньської нафти проведено експериментальним методом з використанням ротаційного віскозиметра "Реотест-2". При розробці математичної моделі та методик теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу використовували методи диференціального та інтегрального числення, а також методи математичного моделювання та інтерпретації.

Наукова новизна отриманих результатів Автором самостійно вперше:

- встановлені експериментальним шляхом закономірності зміни реологічних характеристик високов'язких нафт Долинського родовища у широкому діапазоні температур. Доведено, що реологічна характеристика долиньської нафти у діапазоні близьких до температури застигання і нижчих за неї температур адекватно описується реологічною моделлю Шведова-Бінгама;
- розроблений аналітичний метод визначення за даними дослідів значень коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама у робочому діапазоні температур; одержані емпіричні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долиньської нафти від температури;
- запропонована універсальна математична модель для коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі, яка забезпечує одер-

жання адекватних результатів у всіх зонах тертя турбулентного режиму і дає змогу врахувати зміну коефіцієнтів режиму руху у кожному перерізі неізотермічного трубопроводу;

- встановлені закономірності неізотермічного усталеного руху рідини у трубопроводі з врахуванням таких чинників: внутрішнього тепла тертя потоку, прихованої теплоти кристалізації парафіну, зміни у кожному перерізі трубопроводу режиму руху та реологічних властивостей транспортованої нафти;
- досліджено шляхом математичного моделювання на комп'ютері вплив низки чинників на величину повного коефіцієнта теплопередачі від високов'язкої нафти в навколишнє середовище, запропоновані аналітичні залежності для розрахунку зазначеного коефіцієнта стосовно нафтопроводу Долина-Дрогобич;
- показано, що при перекачуванні високов'язкої долинської нафти гідравлічна характеристика нафтопроводу має аномальний вигляд, суттєво відмінній від характеристики ізотермічного трубопроводу. Внаслідок цього суміщена характеристика НПС – нафтопровід може мати дві чи одну робочу точки або взагалі не мати робочої точки;
- доведено, що при закачуванні високов'язкої нафти у недостатньо прогрітий трубопровід буде реалізуватися режим перекачування, який відповідає зоні нестійкої роботи. Режим перекачування, який відповідає зоні стійкої роботи, може бути забезпечений при повному завантаженні нафтопроводу і безперервному процесі перекачування високов'язкої нафти зі сталим температурним режимом;
- показано, що основним зовнішнім чинником, який визначає експлуатаційну надійність роботи неізотермічного нафтопроводу, є величина коефіцієнта теплопровідності ґрунту на глибині укладання труби, яка суттєво залежить від вологості ґрунту.

Практичне значення отриманих результатів:

- на основі дослідних даних розраховані значення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти у робочому діапазоні температур; розроблені емпіричні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти від температури;
- на базі удосконаленої математичної моделі розроблений пакет методик і програм для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні рідин, які характеризуються ньютонівськими властивостями;
- на базі дослідних реологічних моделей долинської нафти розроблені універсальні методики та програмне забезпечення для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні рідин, які у певному діапазоні температур характеризуються ньютонівськими властивостями, а в іншому діапазоні – неньютонівськими ;
- запропонована методика визначення миттєвої пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт, що характеризуються аномальними реологічними властивостями;
- за результатами досліджень розроблені рекомендації щодо запобігання “заморожування” та підвищення експлуатаційної надійності роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич.

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримані автором самостійно. Ним виконані експериментальні дослідження реологічних характеристик долинської нафти, здійснена математична обробка дослідних даних, побудовані графічні залежності [72,87]. Досліджено математичними методами за допомогою комп'ютера вплив низки чинників на величину повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище [61]. Запропонована удосконалена модель усталеного неізотермічного руху високов'язкої рідини у трубо-

проводі. На цій науковій базі розроблені методики і програмне забезпечення для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні малов'язкої [88] і високов'язкої неньютонівської нафти. Виконана апробація розробок шляхом виконання багатоваріантних теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич і порівняння прогнозованих технологічних параметрів його роботи з фактичними експлуатаційними параметрами [88]. Запропонована методика теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт з врахуванням їх неньютонівських властивостей [94].

Апробація результатів дисертації. Результати роботи доповідалися на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2001-2004 рр). У повному об'ємі результати досліджень доповідались на засіданні кафедри транспорту і зберігання нафти і газу ІФНТУНГ та науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів зазначеного університету.

Публікації. За результатами досліджень, які викладені у дисертації, опубліковано 5 робіт, з них 5 у фахових журналах.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, висновків, 45 рисунків, 86 таблиць, списку використаних джерел, який містить 95 найменувань, та 4 додатків, викладених на 237 сторінках тексту.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ПЕРЕКАЧУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ З ПОПЕРЕДНІМ ПІДІГРІВОМ

У світовій практиці використовуються до десятка різних методів та технологій перекачування високов'язких рідин. Вибір того чи іншого способу перекачування швидкозастигаючих високов'язких рідин визначається кліматичними умовами, конструктивними параметрами нафтопроводу і насосного обладнання, фізико-хімічними властивостями нафт або нафтопродуктів. Перші із зазначених технологій знайшли своє застосування на початку минулого століття в зв'язку зі значним прогресом, великими об'ємами видобутку та переробки різних сортів нафти та нафтопродуктів. Сьогодні дане питання залишається актуальним в Україні, Росії, США, Канаді, Німеччині, Японії, Великобританії та інших країнах світу. Кількість публікацій про методи перекачування високов'язких рідин постійно зростає і за останні роки становить до десятка робіт щорічно [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11].

Серед нафтових магістралей України особливе місце посідає відносно невеликий, але специфічний нафтопровід Долина-Дрогобич. Він призначений для транспортування високов'язких застигаючих нафт долинських родовищ. Тут реалізується унікальна в Україні і рідкісна у світі технологія перекачування високов'язких нафт з попереднім підігрівом. Вперше цей спосіб для перекачування даного сорту нафт був запропонований В.Г. Шуховим [12]. За даною технологією нафта, що поступає з нафтопромислу, перед закачуванням у трубопровід попередньо підігрівається в резервуарному парку. Це дає можливість забезпечувати транспортабельні властивості нафти. Далі нафта подається підпірними насосами на підігрів до підігрівальних пристроїв. Магістральними насосами підігріту нафту закачують у нафтопровід. Після перекачування парафінистої нафти її витісняють з порожнини трубопроводу малов'язкою російською експорт-

ною сумішшю. Дана технологія перекачування підігрітої долинської нафти характеризується підвищеною складністю, ставить підвищені вимоги до технічного стану обладнання, якості вимірювальних засобів, здійснюється нерегулярно і циклічно через невеликі обсяги видобутку нафти. Цей метод перекачування знайшов практичне застосування у світовій практиці і на сьогоднішній день за такою технологією експлуатуються близько п'ятдесяти нафтопроводів в світі [13,14]. Останній неізотермічний нафтопровід запроектований у 1997 році для перекачування суміші нафт у Венесуелі [3].

Вагомий внесок в розвиток перекачування високов'язких нафт і нафтопродуктів з підігрівом внесли вчені московської наукової школи В.Г. Шухов, В.С. Яблонський, Л.С. Лейбензон, В.І.Чернікін, М.В.Лур'є, В.А. Юфін, Е.С.Коршунов, Б.Л. Кривошеїн, В.М. Агапкін, А.З. Щербаков, В.І. Марон[6,7,8,10,11,12] .

Впродовж багатьох десятиліть нові наукові дослідження та концепції з транспортування високов'язких рідин були втілені в життя науковцями уфимської наукової школи В.Ф. Новосьоловим, П.І. Тугуновим, В.Б. Галєєвим, В.Є Губіним, В.В.Губіним та їх учнями [1,9,10,11,12,13].

В Україні теоретичними і практичними основами трубопроводного транспорту високов'язких нафт і нафтопродуктів з підігрівом займались К.Д. Фролов, І.Х. Хізгілов, М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, М.П. Возняк, С.С. Шнерх, І.Н. Порайко, Н.В. Люта [14,15,16,17,18,19].

Помітний вклад в теорію транспортування високов'язких рідин з підігрівом внесли вчені інших країн світу. Це зокрема С.Акагі, М.Трібус, Ф.Форхгеймер, В.Г. Котен, Ф. Джил, Д.С. Камер, А.А. Аронс [2,3,4,5,7] .

Не дивлячись на велику кількість наукових робіт і проведених досліджень, актуальність проблематики практичної реалізації транспортування високов'язких рідин з підігрівом на реальних трубопроводах до сьогоднішнього часу не вичерпана і залишає широке поле для наукової діяльності.

1.1. Аналіз результатів досліджень реологічних властивостей високов'язких швидкозастигаючих нафт

Аналіз реологічних властивостей нафт і нафтопродуктів має важливе значення для правильного вибору способів їх транспортування та обґрунтування режимів роботи технологічного обладнання. Особливо це актуально при транспортуванні нафт з підвищеним вмістом парафіну. Нафти з високим вмістом парафіну за умов перекачування представляють собою систему, яка складається, як правило, 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 решітку по всьому об'єму нафти, іммобілізуючи рідку фазу рідини. Нафта втрачає рухливість, “застигає”, що може призвести до “заморожування” трубопроводу. Ось чому встановлення реологічних властивостей високов'язких швидкозастигаючих нафт або нафтопродуктів у робочому діапазоні температур є необхідною передумовою безпечної, надійної та ефективної роботи нафтопроводів або нафтопродуктопроводів.

Реологія - це наука, яка вивчає текучість рідких, газоподібних, пластичних матеріалів і процеси, що пов'язані із залишковими деформаціями твердих тіл. Властивості рідин, від яких залежить характер їх текучості, називаються реологічними. Основним завданням реології є встановлення характеру текучості рідини, який визначається видом залежності напруження зсуву τ на поверхні шарів рідини, що контактують, від градієнта швидкості du/dr . Дану залежність [1,8,9,14,16] можна описати за допомогою математичної моделі

$$\tau = f\left(\frac{du}{dr}\right), \quad (1.1)$$

а її графік називається кривою текучості рідини. Характерні криві текучості різних типів рідин представлені на рис. 1.1.

Вивчення реологічних параметрів нафти дозволяє встановити, до яких моделей рідин (ньютонівської, степеневі, бінгамівської чи нелінійно-в'язкопластичної) слід відносити транспортовану нафтопроводом нафту.

Дані криві можна описати такими математичними моделями. Якщо залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості характеризується прямою типу 1, що виходить з початку координат, то рідина відноситься до ньютонівської і її рух описується рівнянням Ньютона [1,7,8,12,13,14,16,19,20]

$$\tau = \eta \gamma, \quad (1.2)$$

де η – ньютонівська динамічна в'язкість;

$\gamma = \frac{du}{dr}$ – швидкість зсуву (градієнт швидкості).

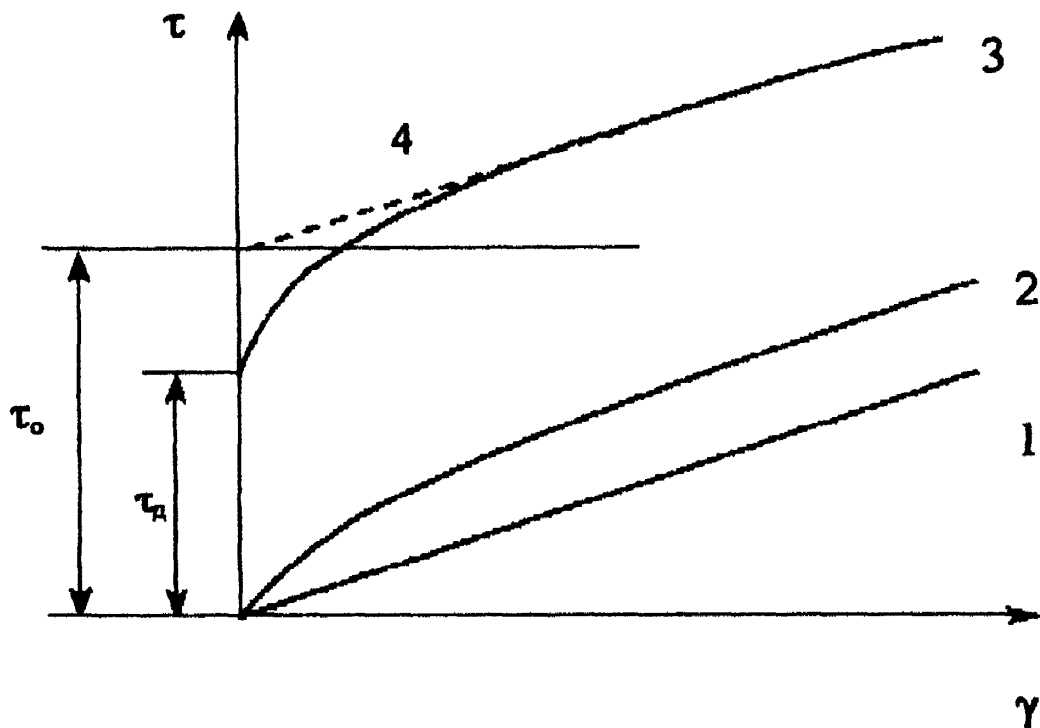


Рис. 1.1. Залежність напруження зсуву від градієнта швидкості для різних типів рідин:

1-ньютонівська рідина;

2-псевдопластична рідина;

3-нелінійно-в'язкопластична рідина ; 4-бінгамівський пластик.

Для характеристики нафти, якій властиві ньютонівські властивості, при проведенні технологічних розрахунків трубопроводів широко використовують коефіцієнт кінематичної в'язкості ν . Розрахункову величину кінематичної

в'язкості можна визначити за допомогою експериментальних в'язкісно-температурних кривих або ж за допомогою емпіричних залежностей Рейнольдса-Філонова, Панченкова, Вальтера, Фогеля-Фульчера-Таммана, Фролова [16,21,22,23,24,25,26,27,28] .

Структуровані рідини рівнянню Ньютона не підпорядковуються, оскільки при їх течії втрачається властивість пропорційності між прикладеним навантаженням (напруженням зсуву) і викликаною ним деформацією (швидкістю зсуву). Рідина при цьому не втрачає транспортабельні властивості і при дуже малих значеннях зсуву, але по мірі збільшення швидкості зсуву проходить руйнування слабих зв'язків між окремими частинками. Все це призводить до зменшення напруження зсуву і в такому випадку крива течії рідини 2 виходить з початку координат і має характерну опуклість, яка обернена до осі τ [7,16,28] .

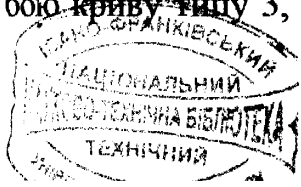
В даному випадку в рідині проявляється аномалія в'язкості, і такі нафти та нафтопродукти називаються псевдопластичними. Рух псевдопластичних рідин характеризується степеневим законом

$$\tau = k\gamma^n, \quad (1.3)$$

де k і n – кореляційні коефіцієнти, що відповідають мірі консистентності і ступеню відхилення поведінки рідини від ньютонівської.

Для ньютонівської рідини $n=1$, $k=\eta$, для псевдопластичних - $n < 1$, для дилатантних - $n > 1$ [16,28] .

Системи, в яких рідка фаза іммобілізована суцільною структурною сіткою, володіють транспортабельними властивостями лише після руйнування структурної сітки. Рух таких рідин починається тільки в тому випадку, якщо до них прикласти напруження зсуву за величиною більшою за граничне напруження зсуву τ_0 . Причому спочатку відбувається руйнування структури і лише після цього відбувається рух нафти як ньютонівської рідини. В таких випадках залежність динамічного напруження зсуву τ від швидкості зсуву γ представляє собою криву типу 3, яка не виходить з початку координат. Рух рідини при малих



значеннях швидкості зсуву γ описується залежністю Балклі-Гершеля (нелінійно-в'язкопластична рідина)

$$\tau = \tau_0 + k\gamma^n, \quad (1.4)$$

де τ_0 – межа текучості середовища Балклі-Гершеля, а при великих швидкостях зсуву – залежністю Шведова-Бінгама (бінгамівський пластик)

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl}\gamma, \quad (1.5)$$

де τ_0 - граничне динамічне напруження зсуву;

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

Реологічні параметри нафти [1,9,18,29,30,31,32,33,34,35] можна оцінити за допомогою таких параметрів, як температура застигання, пластична в'язкість, ефективна в'язкість, початкове (статичне) напруження зсуву та граничне динамічне напруження зсуву.

Транспортування по нафтопроводу високопарафіністих нафт вимагає аналізу їх температури застигання. Це найнижча температура, при якій ще проглядається рух зразка рідини під час проведення тестових експериментів. Даний параметр є ключовим для високопарафіністих нафт. Відома значна кількість робіт щодо аналітичного прорахування температури застигання однорідних парафіністих рідин або ж їх сумішей [1,5,7,9,13,14,15,16,18,28,36,37].

Досвід експлуатації трубопроводів показує, що температура застигання не повністю характеризує транспортабельні властивості високопарафіністих нафт і для одного і того ж зразка нафти може мати різні абсолютні значення. Це пояснюється тим, що температура застигання не характеризує міцності структури. У даному випадку значно стабільніше характеризує транспортабельні властивості високов'язких рідин в нафтопроводах межа текучості рідини [24,38,39,40].

Пластична в'язкість характеризує пластичні властивості рідини і може бути визначена із співвідношення

$$\eta_{nl} = \frac{\tau - \tau_0}{\gamma}. \quad (1.6)$$

Згідно з [13] за результатами експериментів із зразками узенської нафти залежність пластичної в'язкості від температури достатньо добре описується формулою

$$\eta_{пл} = a_0 t^{-b_1}, \quad (1.7)$$

де a_0, b_1 – емпіричні коефіцієнти.

Для неньютонівських рідин використовується поняття ефективної динамічної в'язкості [8,16,28]. Ця величина характеризується відношенням напружень зсуву до швидкості зсуву і визначається за формулою

$$\eta_e = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}. \quad (1.8)$$

Для визначення ефективної в'язкості парафіністих нафт є ряд формул. Однією з перших була запропонована емпірична модель В.І. Чернікіна, одержана на основі експериментальних робіт А.А. Кашеєва і А.Н. Саханова при перекачуванні грозненських нафт [8,13]. Дана модель характеризує залежність ефективної кінематичної в'язкості від швидкості руху нафти і має наступний аналітичний вигляд

$$\nu_e = \nu_i + \nu_c = \nu_i + \frac{a}{w(b+w)} n, \quad (1.9)$$

де ν_i – істинна складова в'язкості нафти;

ν_c – структурна складова в'язкості нафти;

a, b, n – емпіричні коефіцієнти, що залежать від температури;

w – швидкість перекачування.

У формулі (1.9) ефективна в'язкість є функцією швидкості руху нафти, але насправді в'язкість неньютонівських рідин здебільшого є функцією градієнта швидкості [1,7,16,28]. Формула має той недолік, що при зміні часу отримаємо незмінне значення ефективної в'язкості нафти при сталій швидкості перекачування по трубах різного діаметра. Аналогічними недоліками характеризується формула Н. Ширджанова [13]

$$v_e = v + \frac{A(t)}{w \cdot e^{kw}}, \quad (1.10)$$

де k , $A(t)$ – емпіричні коефіцієнти математичної моделі.

Запропонована М. Рейнером [9,13] математична модель для визначення коефіцієнта ефективної в'язкості враховує властивості в'язкопластичного тіла

$$v_e = \frac{\eta_{nl}}{1 - \frac{8}{3} \cdot \frac{\tau_0 L}{R \cdot \Delta p} + \frac{16}{3} \left(\frac{\tau_0 L}{R \cdot \Delta p} \right)^4}, \quad (1.11)$$

де L – довжина трубопроводу;

Δp – втрати тиску у трубопроводі;

R – радіус патрубку-розділювача пристрою відбору тиску.

Дана модель є цікавою в теоретичному аспекті, але не знайшла практичного застосування, оскільки містить величину перепаду тиску, яка є кінцевою метою теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводів, що здійснюють перекачування високопарафіністих нафт з підігрівом.

Емпіричні формули, запропоновані В.Г. Котеном [13] для визначення значення ефективної в'язкості нафти, враховують її залежність від градієнта швидкості

$$v_e = a\gamma^b, \quad (1.12)$$

$$v_e = v_0 \left(a + \frac{b e^{\gamma c}}{\gamma} \right), \quad (1.13)$$

де v_0 – в'язкість нафти зі зруйнованою структурою;

a, b, c – коефіцієнти моделі.

У формулі (1.13) зі зростанням градієнта швидкості ефективна в'язкість буде зміщуватись до величини, яка відрізняється від значення в'язкості при повністю зруйнованій структурі нафти, що суперечить основній суті фізичних явищ.

Математичні моделі (1.9),(1.10),(1.12),(1.13) мають той основний недолік, що вони не враховують пластичні властивості парафіністих нафт.

У результаті тривалого вивчення руху жетибайської нафти по нафтопроводах і проведення експериментальних досліджень В.Н. Дегтярьовим [1,13,28] була запропонована така формула для визначення ефективної в'язкості зазначеної нафти

$$v_e = v_m \left(1 + \frac{1,78\tau_0}{\gamma\eta_{nl}} \right), \quad (1.14)$$

де v_m – теоретична в'язкість нафти, яка визначена без врахування наявності кристалів парафіну.

Дана формула містить значення теоретичної та бінгамівської в'язкостей і придатна лише для визначення ефективної в'язкості жетибайської нафти, оскільки містить емпіричний числовий коефіцієнт, установлений в результаті довготривалих експериментів зі зразками жетибайської нафти. На основі експериментальних досліджень по перекачуванню швидкозастигаючої тиксотропної узенської нафти та її сумішей з розчинниками та досліджень В.Н. Дегтярьова з перекачування жетибайської нафти була одержана математична модель для визначення ефективної в'язкості парафіністих нафт, яка не має наведених вище недоліків

$$\eta_e = \eta_{nl} \left(1 + \frac{I}{8} \right), \quad (1.15)$$

де I – критерій Іллюшина

$$I = \frac{\tau_0 D}{\eta_{nl} w}, \quad (1.16)$$

D – внутрішній діаметр нафтопроводу.

Формула (1.15) забезпечує найкраще співпадання одержаних результатів з експериментальними даними, порівняно з іншими моделями, при визначенні ефективної в'язкості парафіністих рідин. Для різних рідин у широкому діапазоні температур [13] дана модель забезпечує розбіжність результатів не вище 8-12% .

Для високопарафіністих нафт характерною є властивість відновлення реологічних параметрів у часі. Цей ізотермічний процес характеризується тиксотропними властивостями високов'язких нафт. Математична модель для визначення ступеня тиксотропії рідини була запропонована Н.М.Касьяновим [13]

$$K_T = \frac{\tau_{\max} - \tau_{\min}}{\tau_{\min} \cdot t_{\max}}, \quad (1.17)$$

де τ_{\max} – напруження зсуву для початку руху рідини із заданою швидкістю після повного зміцнення структури;

τ_{\min} – напруження зсуву при мінімальному часі спокою після повного механічного руйнування структури;

t_{\max} – час досягнення повного зміцнення структури.

Наведена модель характеризує середню відносну швидкість тиксотропного зміцнення структури нафти.

Для характеристики поведінки тиксотропних нафт найбільш адекватною є система моделей, запропонована В.Є.Губіним і В.В. Губіним [9], яка враховує процеси руйнування структури від вихідного до заданого рівноважного стану, а також відновлення структури та її перехід від одного рівноважного стану до іншого при зміні швидкості зсуву. Дана система включає формулу для динамічних напружень зсуву

$$\tau = \tau_0(\Theta) + \eta_{nl}(\Theta) \cdot s, \quad (1.18)$$

де $\tau_0(\Theta)$ – напруження зсуву при $s \rightarrow 0$;

Θ – час відновлення структури нафти.

Згідно з [9] значення дотичних напружень за формулою (1.18) для різних сортів російських нафт дають відхилення від дослідних значень в межах від 7,5 до 12 %.

Для характеристики процесу зміцнення структури нафти, що знаходиться в стані спокою, запропоновані рівняння

$$\tau = \tau_0 + [A(e^{-Bt} - e^{-Bt_0}) - \tau_0](1 - e^{-\varphi\Theta}); \quad (1.19)$$

$$\tau = \tau_p e^{-u_p t} - \tau_{p*} + (\tau_l e^{-u_l t} - \tau_{l*}) (1 - e^{-\varphi \Theta}), \quad (1.20)$$

де t_* – температура появи статичного напруження зсуву в рідині;

$A, \tau_p, \tau_{p*}, \tau_l, \tau_{l*}, u_l, B, u_p$ – сталі коефіцієнти;

φ – коефіцієнт, що залежить від температури.

Процес переходу рідини від одного рівноважного стану до іншого при зміні швидкості зсуву від початкового значення γ_n до деякого проміжного значення γ з достатньою точністю описується рівнянням

$$\tau = \tau_0(\Theta, \gamma_n) + \eta_{nl}(\Theta, \gamma_n) \gamma. \quad (1.21)$$

Система рівнянь (1.18), (1.19), (1.21) представляє собою емпіричну реологічну модель тиксотропної рідини і з наукової точки зору придатна для характеристики параметрів руху конкретних високопарафіністих тиксотропних нафт російських родовищ.

Автори робіт [9,37] доводять, що залежність граничного динамічного і статичного напруження зсуву від температури має експонентний характер. Ними запропонована така формула для граничного динамічного напруження зсуву

$$\tau = A e^{-u(t-t_*)}, \quad (1.22)$$

де A, u – емпіричні коефіцієнти моделі;

t_* – температура появи динамічного або статичного напруження зсуву.

Дана розрахункова модель дає адекватні результати, якщо робочий інтервал температур віддалений від температури початку кристалізації парафіну на 5-10 °С [1,9]. У випадку, коли робочий інтервал температур знаходиться безпосередньо біля температури початку кристалізації парафіну, пропонується така розрахункова формула

$$\tau(t) = \tau_* \frac{e^{-Bt} - e^{-Bt_{nn}}}{e^{-Bt_*} - e^{-Bt_{nn}}}, \quad (1.23)$$

де τ_* – динамічне напруження зсуву при температурі t_* ;

B – коефіцієнт математичної моделі.

Для визначення величини коефіцієнта B необхідно розв'язати методом послідовних наближень таке рівняння

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} e^{B(t_{2m}-t_2)} - e^{B(t_{2m}-t_1)} = \frac{\tau_1}{\tau_2} - 1, \quad (1.24)$$

де t_1, t_2 – пара значень температури у робочому інтервалі, при яких відомі значення напружень зсуву τ_1, τ_2 .

Таким чином, проведений аналіз показав, що, не дивлячись на значну кількість робіт з питань визначення реологічних характеристик високов'язких рідин, об'єктом серйозних експериментальних досліджень були виключно парафіністи нафти російських родовищ та родовищ Середньої Азії. Реологічні властивості унікальних високов'язких нафт Прикарпаття на сьогодні практично не досліджені. Певні результати щодо реології нафти Долинських родовищ містяться у роботах [14,15,18,41], однак там відсутня сучасна математична обробка експериментальних результатів і наведені там результати застарілі, так як за десятки років реологічні властивості нафти суттєво змінились.

З метою визначення транспортабельних властивостей високов'язких високопарафіністих швидкозастигаючих долинських нафт необхідно провести експериментальні дослідження їх реологічних властивостей у широкому діапазоні температур, у тому числі при температурах, нижчих за температуру застигання. Результати таких досліджень наведені у розділі 2 роботи.

1.2. Аналіз методів теплогідравлічного розрахунку неізотермічних трубопроводів при перекачуванні ньютонівських та неньютонівських рідин

Транспортування високов'язких і застигаючих нафт і нафтопродуктів ускладнюється зміною їх в'язкісно-температурних характеристик, високою температурою застигання і неадекватною поведінкою реологічних параметрів рідин при їх русі по нафтопровідних мережах. Експлуатація нафтотранспортних неізотермічних систем обумовлюється теплообміном з навколишнім середовищем,

характеризується значним впливом сезонних змін метеорологічних умов навколишнього середовища і теплофізичних властивостей ґрунту на теплогідравлічний режим роботи трубопроводу [1,2-6,7,9,13-18,24,25,26,42-44].

Специфічною особливістю руху високов'язких підігрітих нафт є істотний вплив процесів теплообміну та гідродинаміки. Інтенсивність теплообміну залежить від швидкості руху рідини, її розміщення в поперечному перерізі труби, реологічних характеристик рідини. Інтенсивність гідродинамічних процесів визначається процесами теплообміну, і цей зв'язок тим суттєвіший, чим сильніший вплив температури на реологічні параметри нафти. На процес теплообміну суттєвий вплив має робота насосного обладнання. Друга особливість визначає взаємний вплив теплового режиму трубопроводу і теплового стану ґрунту. Порушення теплового балансу в даній системі неприпустиме, оскільки веде до зміни температури нафти і відповідно до зміни температури ґрунту.

Температурний і гідравлічний режим [1,6,9,18] сучасної трубопровідної системи визначається особливостями роботи кожного з її елементів у їх взаємодії. У результаті функціонування окремого елемента неізотермічного трубопроводу необхідно розглядати у взаємозв'язку з іншими елементами нафтотранспортної системи.

Особливості роботи складної неізотермічної мережі можна описати системою диференціальних рівнянь, що враховують гідродинамічні процеси та процес теплообміну з навколишнім середовищем. Математична модель руху в'язкої підігрітої рідини в магістральному нафтопроводі представляє собою систему диференціальних рівнянь нерозривності, руху і передачі тепла в навколишнє середовище, містить граничні і початкові умови, умови спряження, а також залежність термодинамічних і фізичних характеристик нафти від тиску та температури.

У роботі [6] запропонована система диференціальних рівнянь для опису усталеного неізотермічного руху нафти в підземному трубопроводі. Це одномірною моделлю руху ньютонівської рідини, яка включає рівняння руху

$$-\frac{dp}{dx} = \lambda \Delta_r \frac{w^2 \rho}{2D}; \quad (1.25)$$

- рівняння нерозривності

$$\frac{d\rho w}{dx} = 0; \quad (1.26)$$

- рівняння енергії

$$\frac{dT}{dx} = -\frac{2\pi R}{\rho S c w} q; \quad (1.27)$$

- умови спряження

$$\lambda_1 \frac{dT_1}{dn} = -a_1 (T - T_1) \quad \text{при } r = R, \quad (1.28)$$

де p - тиск рідини в трубопроводі;

x - лінійна координата, що співпадає з віссю трубопроводу;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

Δ_r - коефіцієнт, що враховує неізотермічність по радіусу труби;

w - осереднена по перерізу труби швидкість руху рідини;

ρ - густина рідини за умов перекачування;

D, R - внутрішній діаметр і радіус трубопроводу відповідно;

T - осереднене по перерізу трубопроводу значення температури;

n - нормаль;

S - площа поперечного перерізу трубопроводу;

c - теплоємність рідини за умов перекачування;

q - щільність теплового потоку;

λ_1 - коефіцієнт теплопровідності стінки труби;

a_1 - коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від рідини до стінки труби.

Система рівнянь (1.25)-(1.28) не враховує низку факторів, які впливають на теплогідравлічний режим роботи неізотермічного нафтопроводу, а саме: втрати тиску на подолання різниці геодезичних позначок точок траси, тепло, яке виді-

ються в рідині за рахунок роботи сил внутрішнього тертя при її русі у трубопроводі, а також приховану теплоту кристалізації парафіну.

Більшість із зазначених факторів враховані у системі диференціальних рівнянь, яка запропонована М.В. Лур'є [29] для розрахунку стаціонарних режимів роботи неізотермічних нафтопроводів,

$$\begin{cases} \frac{d}{dx}(\rho w S) = 0 \\ \frac{d}{dx}\left(\frac{P}{\rho g} + z\right) = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{w^2}{2g} \\ \rho C w \frac{dT}{dx} = -\frac{4K}{D}(T - T_o) + \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{w^2 |w|}{2g} \end{cases} \quad (1.29)$$

де z - геодезична позначка довільної точки траси трубопроводу;

g - прискорення сили тяжіння;

Re - число Рейнольдса;

ε - відносна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу;

K - повний коефіцієнт теплопередачі від рідини в навколишнє середовище;

T_o - температура навколишнього середовища.

Після введення припущень про незмінність діаметра труби і приблизну сталість густини рідини система рівнянь (1.29) зведена до вигляду

$$\frac{d}{dx}\left(\frac{P}{\rho g} + z\right) = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{w^2}{2g}, \quad (1.30)$$

$$\rho C w \frac{dT}{dx} = -\frac{4K}{D}(T - T_o) + \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{w^2 |w|}{2g}. \quad (1.31)$$

Як початкові умови запропоновані такі співвідношення

$$p(0) = p_n; T(0) = T_n. \quad (1.32)$$

За умови введення математичної моделі в роботу нафтоперекачувальної станції з характеристикою $\Delta H = A - B \cdot Q^2$ початкові умови приймають вигляд

$$\frac{P_0}{\rho g} = \frac{P_n}{\rho g} + A - B \cdot S^2 (3600)^2 \cdot w_0^2; T(0) = T_n, \quad (1.33)$$

де A, B – коефіцієнти апроксимації напірної характеристики насосів нафто-перекачувальної станції;

p_n – тиск підпору перед НПС.

В загальному випадку систему рівнянь (1.30) і (1.31) можна розв'язати одним з методів інтегрування при введенні низки спрощень і припущень.

Не дивлячись на те, що система рівнянь (1.30) і (1.31) дає змогу врахувати тепло тертя потоку, автор роботи [29] пропонує аналітичний розв'язок без врахування зазначеного фактора. При цьому приймають

$$\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{w^2 |w|}{2g} \ll \frac{4K}{D} |T - T_o|. \quad (1.34)$$

Тоді рівняння (1.31) легко піддається відомим методам інтегрування, а його розв'язок приймає вигляд формули Шухова

$$T(x) = T_o + (T_n - T_o) \cdot \exp\left(-\frac{\pi DK}{C M} x\right), \quad (1.35)$$

де M – масова витрата рідини в трубопроводі.

За прийнятих припущень система рівнянь (1.30) і (1.31) зводиться до вигляду

$$\frac{P_n - P_L}{\rho g} + (z_o - z_L) + A - 1,296 \cdot 10^7 S^2 B \cdot w_o^2 = \int_0^L \lambda(Re, \varepsilon) dx \frac{1}{D} \frac{w_o^2}{2g}, \quad (1.36)$$

$$T(x) = T_o + (T_n - T_o) \cdot \exp\left(-\frac{\pi DK}{C M} x\right), \quad (1.37)$$

Вона є основою для визначення невідомої величини швидкості перекачування w_o і відповідно витрати рідини у неізотермічному трубопроводі.

Аналітичний розв'язок системи рівнянь (1.36) і (1.37) у роботі [29] одержаний за таких умов. Залежність кінематичної в'язкості рідини від температури описується формулою Рейнольдса-Філонова

$$\nu = \nu_o \exp[-u(T - T_o)], \quad (1.38)$$

де u – коефіцієнт крутизни віскограми;

ν_o - кінематична в'язкість рідини при температурі T_o .

Рух рідини відбувається при турбулентному режимі у зоні гідравлічно гладких труб з числами Рейнольдса, при яких адекватно працює формула Блазіуса.

За прийнятих припущень визначений інтеграл у рівнянні (1.36) розв'язаний так

$$\int_0^L \lambda dx = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{w_o D}} \cdot \int_0^L \nu^{0,25} dx = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{w_o D}} \cdot \int_0^L \nu_o^{0,25} e^{-\frac{K}{4}(T-T_o)} dx = \lambda_o \int_0^L e^{-\frac{K}{4}(T-T_o)} dx, \quad (1.39)$$

де λ_o - коефіцієнт гідравлічного опору при температурі навколишнього середовища.

Після введення безрозмірної лінійної координати $\xi = x/L$ одержали

$$\int_0^L \lambda dx = L \int_0^1 \lambda d\xi = L \int_{T_o}^{T_1} \lambda \frac{d\xi}{dT}. \quad (1.40)$$

Оскільки з формули В.Г.Шухова випливає наступна рівність

$$\rho C w_o \frac{dT}{d\xi} = -\frac{4KL}{D} (T - T_o) \Rightarrow \frac{d\xi}{dT} = -\frac{\rho C w_o D}{4KL} \cdot \frac{1}{T - T_o}, \quad (1.41)$$

тому отримали

$$\int_0^L \lambda dx = -\frac{\rho C w_o D}{4KL} L \lambda_o \int_{T_n}^{T_1} \frac{e^{-\frac{K}{4}(T-T_o)}}{T - T_o} dT. \quad (1.42)$$

Інтеграл (1.42) шляхом математичних перетворень представляють у вигляді

$$\int_{T_n}^{T_1} \frac{e^{-\frac{K}{4}(T-T_o)}}{T - T_o} dT = \int_{-\frac{K}{4}(T_n-T_o)}^{-\frac{K}{4}(T_1-T_o)} \frac{e^\eta}{\eta} d\eta. \quad (1.43)$$

У результаті інтегрування М.В. Лур'є запропонував такий вираз для втрат напору від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$\int_0^L \lambda dx \frac{1}{D} \frac{w_0^2}{2g} = \lambda_{ef} \frac{L}{D} \frac{w_0^2}{2g}, \quad (1.44)$$

де λ_{ef} – ефективний коефіцієнт гідравлічного опору

$$\lambda_{ef} = \lambda_n \frac{1}{m_1} \left[Ei(-k_1) - Ei(-k_1 e^{-m_1}) \right], \quad (1.45)$$

Ei – інтегральна показникова функція Ейлера

$$Ei = \int_{-\infty}^z \frac{e^\eta}{\eta} d\eta, \quad (1.46)$$

k, m – комплекси розрахункових величин

$$k_1 = \frac{K}{4}(T - T_o); \quad m_1 = \frac{4KL}{\rho C w_0 D} = \frac{\pi KDL}{CM}. \quad (1.47)$$

Інтеграл у формулі (1.46) не береться у елементарних функціях, він може бути обчислений наближено, одержані результати наведені у спеціальних таблицях.

Схожий підхід до вирішення системи базових рівнянь руху підігрітих рідин у трубопроводі пропонують автори ряду робіт [1,6,16,34,35,42].

Деякі із них [6,16,42] вводять поняття середньоінтегральної в'язкості рідини за умовою

$$v_{cp}^m = \int_0^L v^m dx, \quad (1.48)$$

де m - коефіцієнт режиму руху рідини.

Це дозволяє одержати вираз для втрат тиску від тертя у неізотермічному трубопроводі, яка за формою аналогічна відповідній розрахунковій формулі для ізотермічного трубопроводу,

$$H_T = \frac{\beta Q^{2-m} v_{cp}^m L}{D^{5-m}}, \quad (1.49)$$

де β - комплекс параметрів, значення якого залежить від режиму руху рідини у трубопроводі;

Q - об'ємна витрата рідини -у трубопроводі.

Інші автори [9,40] беруть за основу втрати напору при початковій температурі рідини у трубопроводі, а ефект неізотермічності враховують введенням поправочних коефіцієнтів по довжині трубопроводу Δ_L і радіусу труби Δ_r .

$$H_T = \frac{\beta Q^{2-m} v_n^m L}{D^{5-m}} \Delta_L \Delta_r. \quad (1.50)$$

У роботі [1] для врахування неізотермічності на величину втрат напору при перекачуванні рідин з підігрівом вводять один комплексний коефіцієнт $\Delta_{L,r}$, який враховує зміну температури рідини як по довжині трубопроводу, так і по радіусу труби

$$H_T = \frac{\beta Q^{2-m} v_n^m L}{D^{5-m}} \Delta_{L,r}. \quad (1.51)$$

Для всіх зазначених вище випадків з метою одержання розрахункових формул необхідно мати розв'язок рівняння теплового балансу (1.31), який встановлює зв'язок між температурою рідини у трубопроводі і лінійною координатою x . Автори всіх зазначених вище робіт, так само, як і М.В. Лур'є [29,30], для спрощення розрахункових моделей нехтують теплом тертя потоку і використовують для теплового розрахунку неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин формулу Шухова (1.35).

З метою одержання розрахункових формул для середньоінтегральної в'язкості рідини у рівнянні (1.48) і поправочних коефіцієнтів на неізотермічність у формулах (1.50) і (1.51) необхідним є вибір в'язкісно-температурної залежності. Більшість авторів методик розрахунку неізотермічних трубопроводів вибирають найпростішу, але, як свідчать результати досліджень [1,9], найменш достовірну формулу Рейнольдса-Філонова (1.38).

У результаті пропонуються такі розрахункові формули для визначення середньоінтегральної в'язкості рідини в неізотермічному нафтопроводі

$$v_{cp}^m = \frac{v_o^m}{Шу} \{Ei[-tu(T_n - T_0)] - Ei[-tu(T_k - T_0)]\}, \quad (1.52)$$

для обчислення поправки на неізотермічність по довжині трубопроводу

$$\Delta_L = \frac{e^{mu(T_n - T_0)}}{Шу} \{Ei[-mu(T_n - T_0)] - Ei[-mu(T_k - T_0)]\}, \quad (1.53)$$

де $Шу = \frac{K\pi DL}{\rho Q C}$ - параметр Шухова;

T_k - температура рідини у кінці трубопроводу.

Коефіцієнт впливу неізотермічності руху нафти по радіусу нафтопроводу Δ_r , більшість авторів розраховують за формулою М.А. Міхеєва [9]

$$\Delta_r = \left(\frac{\nu_{cm}}{\nu_f} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (1.54)$$

де ν_{cm} - кінематична в'язкість рідини при середній температурі стінки трубопроводу;

ν_f - кінематична в'язкість рідини при середній температурі потоку.

При застосуванні в'язкісно-температурної залежності вигляду

$$\nu = B e^{\frac{b}{T}} \quad (1.55)$$

і формули Шухова для теплового режиму у роботі [9] одержано таке вихідне рівняння для визначення втрат напору при перекачуванні ньютонівських рідин з підігрівом

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} B^m L^{T_n}}{D^{5-m} Шу_{T_k}} \int_{T_k}^{T_n} \exp \left[\frac{mb}{T_f} + \frac{b}{3} \left(\frac{1}{T_{cm}} - \frac{1}{T_f} \right) \right] \frac{\partial T_f}{T_f - T_0}. \quad (1.56)$$

У роботі [9] запропонований аналітичний метод розв'язування рівняння (1.56)

$$H = \beta \frac{Q^{2-m} B^m L}{D^{5-m} Шу} \left\{ Ei \left(\frac{m_1 b}{T_k} \right) - Ei \left(\frac{m_1 b}{T_n} \right) - \exp \frac{m_1 b}{T_0} \left[Ei \left(\frac{m_1 b}{T_k} - \frac{m_1 b}{T_0} \right) - Ei \left(\frac{m_1 b}{T_n} - \frac{m_1 b}{T_0} \right) \right] \right\}. \quad (1.57)$$

У ряді робіт зарубіжних авторів [2,3,4,5] зазначається, що транспортування високопарафіністих нафт і нафтопродуктів потребує великої кількості механічної енергії, оскільки їх рух по нафтопроводах характеризується значним гідравлічним опором, величина якого залежить від в'язкості нафти. Теплогідравлічний режим роботи нафтопроводу, насамперед, є функцією числа Рейнольдса. У сві-

товій практиці більшість нафтопроводів забезпечують режими транспортування нафти, при яких забезпечується турбулентний рух високов'язких рідин [3]. Приймають, що перехід від ламінарного до турбулентного режиму руху рідини у трубопроводі відбувається при числі Рейнольдса $Re_{кр} = 2100$.

У зарубіжних методиках [3,4] найбільш вживаною формулою для обчислення втрат тиску в турбулентному потоці є рівняння Дарсі-Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{D} \frac{w^2}{2g}. \quad (1.58)$$

Робота неізотермічних нафтопроводів вимагає знань гідравлічного опору рідини у турбулентному потоці [4]. Суттєва проблема є визначення фактора тертя (коефіцієнта гідравлічного опору) у рівнянні (1.58). У результаті досліджень Метцнер і Рід запропонували модель для визначення фактора тертя

$$F = \frac{A}{N_{Re'}}, \quad (1.59)$$

де $N_{Re'}$ – коефіцієнт Метцнера і Ріда

$$N_{Re'} = \frac{D^N v^{2-N'} \rho}{K' 8^{N'-1}}, \quad (1.60)$$

де N' – індекс текучості Метцнера і Ріда;

K' – індекс консистентності.

В ході виконання досліджень для вибору формули фактора тертя найбільш об'єктивним виявився комп'ютерний метод обробки статистичних даних [4] про величину втрат тиску при перекачуванні нафти єгипетських родовищ, які транспортуються нафтопроводом Меліха- Ел-Хамрах. Вхідними даними до програми стали параметр Рейнольдса та індекс текучості . При цьому за вихідну інформацію одержували значення фактора тертя при різних значеннях числа Рейнольдса та індексу потоку.

Найбільшу достовірність забезпечує формула, отримана Доджем і Метцнером шляхом математичної обробки статистичних даних

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \left(\frac{4}{N'^{0,75}} \right) \log \left(N_{Re'} \cdot f^{\frac{1-N'}{2}} \right) - \frac{0,4}{N'^{1,25}}, \quad (1.61)$$

де f – уточнений коефіцієнт тертя.

Наведене вище свідчить, що вчені далекого зарубіжжя при створенні методик розрахунку нафтопроводів при перекачуванні високов'язких рідин використовують як базу загальноприйняті залежності гідродинаміки і доповнюють їх емпіричними моделями, що враховують реологічні особливості конкретних сортів нафти. У зарубіжній практиці широко використовуються комп'ютерні методи розрахунку режимів експлуатації неізотермічних нафтопроводів, розробка яких стосовно вітчизняних нафтопровідних систем є метою даної роботи.

Всі описані вище залежності придатні для розрахунку втрат напору на ділянках нафтопроводу, де рух нафти відповідає моделі руху ньютонівської рідини. При перекачуванні високопарафіністих нафт в трубопроводі виникає декілька режимів руху рідини [9,16,21,23,39,40,42]. На початку нафтопроводу спостерігається турбулентний режим руху рідини, який на кінцевих ділянках переходить у ламінарний режим. Окрім того, практика експлуатації неізотермічних нафтопроводів для перекачування високопарафіністих нафт доводить, що при русі таких сортів нафт на окремих ділянках можуть проявлятися їх аномальні властивості, у першу чергу, при температурах, близьких до температури їх застигання. Як вказувалось вище, більшість високов'язких швидкозастигаючих нафт у діапазоні температур, близьких до температури застигання, характеризуються властивостями в'язкопластичної рідини і реологічною моделлю Шведова-Бінгама (1.5). У загальному випадку рух в'язкопластичної рідини у трубопроводі описується рівнянням Букінгема

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8L\eta} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_o L}{R\Delta P} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_o L}{R\Delta P} \right)^4 \right]. \quad (1.62)$$

Аналіз рівняння Букінгема свідчить, що його розв'язок відносно перепаду тиску ΔP є складним, пов'язаний з використанням спеціальних таблиць і графіків і тому непридатним для інженерних потреб [9]. Ряд авторів

обійшли зазначені труднощі шляхом нехтування третім членом рівняння Букінгема і одержали приблизні рішення, які справедливі для вузьких меж чисел Рейнольдса [9]. Фізичний сенс "вкороченого" рівняння у тому, що не враховується існування ядра потоку і приймається існування градієнта швидкості по всьому перерізу трубопроводу.

Для вирішення завдань транспортування по трубопроводах в'язкопластичних рідин необхідно мати апроксимацію рівняння Букінгема для всієї області значень відносного розміру ядра потоку з достатньою для практики точністю. Найбільш вдалим є рішення, запропоноване у роботі [9], яке апроксимує рівняння Букінгема з невеликою похибкою для всього діапазону зміни відносного радіуса ядра потоку

$$\Delta P = \frac{4L\eta w}{D^2} [I + 2(1 + \sqrt{9 + I})], \quad (1.63)$$

яке можна записати у такому вигляді

$$\Delta P = \frac{32L\eta w}{D^2} F(I), \quad (1.64)$$

де $F(I)$ - комплекс, значення якого залежать від критерію Іллюшина I

$$F(I) = \frac{1}{8} [I + 2(1 + \sqrt{9 + I})]. \quad (1.65)$$

Рівняння (1.63) дає змогу визначити напруження на стінці труби при перекачуванні в'язкопластичних рідин

$$\tau_{cm} = \frac{8\eta w}{D} F(I). \quad (1.66)$$

У ряді робіт, присвячених дослідженням режимів роботи неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні неньютонівських рідин, використовується поняття ефективної в'язкості високов'язкої рідини [1,6,7,9,16]. За аналогією з в'язкістю ньютонівської рідини ефективну в'язкість визначають як відношення напруження зсуву на стінці труби до ньютонівського градієнта швидкості на стінці. Враховуючи (1.62), одержали

$$\eta_e = \frac{\tau_{cm}}{\left(\frac{8w}{D}\right)} = \eta F(I). \quad (1.67)$$

Аналітичний вираз для ефективної в'язкості дав змогу ввести поняття зведеного критерію Рейнольдса при перекачуванні в'язкопластичної рідини

$$Re^* = \frac{wD\rho}{\eta_e} = \frac{Re}{F(I)}. \quad (1.68)$$

Багато дослідників робили спроби одержати емпіричним шляхом залежності між коефіцієнтом гідравлічного опору і критерієм Рейнольдса при турбулентному русі неньютонівських рідин. Використовуючи двошарову модель турбулентного потоку неньютонівської рідини у трубопроводі і автори [9] подають таке рівняння, яке за формою аналогічне універсальному закону опору Прандтля для ньютонівської рідини

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = A \lg(Re \sqrt{\lambda} - B). \quad (1.69)$$

Коефіцієнти A і B не є сталими, їх значення залежать від критерію Хедстрема

$$He = \frac{\tau_o D^2 \rho}{\eta^2}. \quad (1.70)$$

У результаті залежність $\lambda - Re$ при турбулентному режимі руху в'язкопластичної нафти описується множиною кривих, які різняться величиною критерію Хедстрема He .

Результати експериментальних досліджень руху в трубопроводах неньютонівських рідин свідчать, що із збільшенням критерію Рейнольдса вплив неньютонівських властивостей рідини на коефіцієнт гідравлічного опору послаблюється [9]. При числах Рейнольдса $Re > 2 \cdot 10^5$ коефіцієнт гідравлічного опору від в'язкопластичних властивостей рідини практично не залежить. У той же час при значеннях критерію Хедстрема $He > 10^6 - 10^7$ коефіцієнт гідравлічного опору практично не залежить від критерію Рейнольдса.

Таким чином, при турбулентному русі в'язкопластичної рідини коефіцієнт гідравлічного опору в'язкопластичної рідини є функцією взаємозалежних критеріїв - числа Рейнольдса і критерію Хедстрема.

Рівняння (1.69) не може бути розв'язано відносно коефіцієнта гідравлічного опору λ . Враховуючи, що при числах Рейнольдса, менших за 100000, залежність $\lg \lambda - \lg Re$ при сталому значенні He близька до лінійної, у ряді робіт пропонуються степеневі апроксимації для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору.

При неізотермічному перекачуванні можна виділити декілька ділянок з різними режимами руху в'язких та в'язкопластичних рідин. В загальному випадку на початку трубопроводу має місце турбулентний режим руху рідини, а її температура більша за значення температури T_* , при якій починають проявлятися в'язкопластичні властивості рідини. По мірі зниження температури вздовж трубопроводу залежно від реологічних параметрів рідини і діаметра трубопроводу може виявитись, що після досягнення температури T_* рідина, перейшовши з в'язкої у в'язкопластичну, буде продовжувати свій рух при турбулентному режимі і лише після досягнення значення температури $T_{кр}$ зміниться її режим руху з турбулентного на ламінарний. Якщо значення температури T_* буде менше за значення температури $T_{кр}$, то у такому випадку зміна режимів руху нафти відбудеться ще до перетворення в'язкої рідини у в'язкопластичну. Після температури $T_{кр}$ рух в'язкої рідини буде продовжуватись при ламінарному режимі до досягнення температури T_* . Після цього буде мати місце рух в'язкопластичної рідини при ламінарному режимі [9].

У роботі [9] запропоноване таке рівняння для визначення довжини ділянки нафтопроводу, на якій проходить рух в'язкої рідини при турбулентному режимі

$$L_T = - \int_{T_H}^{T_*} \frac{L}{Шу_T} \cdot \frac{\partial T}{T - T_o} = \frac{L}{Шу_T} \ln \frac{T_H - T_o}{T_* - T_o}. \quad (1.71)$$

Схожа формула запропонована для визначення довжини ділянки, на якій відбувається рух в'язкопластичної рідини при турбулентному режимі руху

$$L_{T^*} = L_{кр^*} - L^* = \frac{L}{Шу_{T^*}} \ln \frac{T^* - T_0}{T_{кр^*} - T_0} . \quad (1.72)$$

Для знаходження критичної температури $T_{кр^*}$ у роботах [9,40] пропонується така методика. В інтервалі температур $T_n - T_k$ знаходять значення критерію Хедстрема за формулою (1.70).

За визначеним значенням He за графіком [9,40] визначають відповідне критичне значення узагальненого критерію Рейнольдса $Re_{кр^*}$ і будують графік залежності $Re_{кр^*}$ від температури. Після цього одержують графік залежності

$Re_{кр^*} = \frac{Re}{F(I)}$ від температури і на перетині цих графіків одержують значення критичної температури $T_{кр^*}$.

Довжину ділянки, на якій відбувається ламінарний рух в'язкопластичної рідини, рекомендують визначати за формулою

$$L_{л^*} = L - L_T - L_{T^*} = \frac{L}{Шу_{л^*}} \ln \frac{T_{кр} - T_0}{T_k - T_0} , \quad (1.73)$$

де $Шу_T, Шу_{T^*}, Шу_{л^*}$ - параметр Шухова відповідно для турбулентного ньютонівського, турбулентного неньютонівського і ламінарного руху.

Слід зазначити, що (1.70)-(1.73) базуються на використанні температурної залежності Шухова і не враховують тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну. Зазначені недоліки усунені у запропонованій нами методиці теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні аномальних рідин. Там же наведений метод визначення значення критичного числа Рейнольдса $Re_{кр^*}$, який не передбачає застосування незручних графічних залежностей.

Проведемо аналіз існуючих методик теплогідрравлічного розрахунку при перекачуванні рідин, що характеризуються неньютонівськими властивостями.

Одна з методик [1], що реалізує алгоритм розрахунку в'язкопластичних рідин в області низьких температур, базується на визначенні втрат на тертя при русі рідини по трубопроводу при деяких припущеннях. Для витрати в'язкопластичних нафт використано неповне рівняння Букінгема

$$Q = \frac{\pi D^4 p}{128 \eta L} \left(1 - \frac{4}{3} \frac{p_0}{p} \right), \quad (1.74)$$

де p – початковий тиск в нафтопроводі;

p_0 – тиск, що відповідає початку руху неньютонівської рідини;

Розв'язавши рівняння (1.70) відносно $P = h\gamma$ і враховуючи поправку на неізоермічність по радіусу труби, одержали такий вираз для елементарних втрат напорів на тертя

$$dh = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} \left(\frac{\nu_{cm}}{\nu_f} \right)^{\frac{1}{3}} dx + \frac{16 \tau_0}{3 D \rho g} dx. \quad (1.75)$$

де τ_0 – статичне напруження зсуву.

Прийнявши, що зміна величини статичного напруження зсуву і коефіцієнта кінематичної в'язкості нафти по довжині нафтопроводу відбувається за формулою Рейнольдса-Філонова, у результаті розв'язування рівняння (1.75) одержана формула для розрахунку втрати напорів від тертя на ділянці з в'язкопластичним рухом нафти

$$h_2 = A_1 \tau_2 Q \left\{ Ei \left[-s(t_y - t_0) \right] - Ei \left[-s(t_n - t_0) e^{-a_1 L} \right] \right\} - B_1 L \bar{y} + A_1 \bar{y} Q \ln \frac{t_n - t_0}{t_y - t_0}, \quad (1.76)$$

де t_y – температура появи напружень зсуву;

$$A_1 = \frac{16c}{3k\pi D^2}, \quad B_1 = \frac{16}{3\gamma D}, \quad \tau_2 = \tau_1 e^{-st_0}, \quad a_1 = \frac{\pi k D}{Q \rho c}. \quad (1.77)$$

Дана методика розрахунку дає недостатньо достовірні результати, тому що базується на неповному рівнянні Букінгема і недостатньо точних моделях для опису реологічних властивостей високов'язкої нафти.

Більш адекватною є методика гідравлічного розрахунку трубопроводу при перекачуванні в'язкопластичних рідин, яка пропонується у роботах [9,40].

На основі формули Дарсі-Вейсбаха і моделі для коефіцієнта гідравлічного опору у вигляді

$$\lambda = a Re^{*-n} \quad (1.78)$$

втрати напору на елементарній ділянці нафтопроводу при русі в'язкопластичної рідини виражають так

$$dH = \frac{a}{Re^{*n}} \cdot \frac{w^2}{2gD} dL, \quad (1.79)$$

де a, n – константи, величина яких залежить від режиму руху рідини.

Після інтегрування одержують такий аналітичний вираз для втрат тиску від тертя

$$H = \frac{aw^{2-n}}{2^{3n+1} g \rho^n D^{n+1}} \int_0^L \left\{ \eta \left[I + 2 \left(1 + \sqrt{9 + I} \right) \right]^n \right\} dL. \quad (1.80)$$

Залежність пластичної в'язкості і граничного напруження зсуву від температури виражають за допомогою моделі Рейнольдса-Філонова

$$\eta = \eta_* e^{-u(t-t_*)}, \quad (1.81)$$

$$\tau_0 = \tau_0' \left(e^{-Bt} - e^{-Bt_0} \right). \quad (1.82)$$

Після підстановки виразів (1.81) і (1.82) у формулу (1.80) з врахуванням формули Шухова одержали таку формулу для визначення втрат напору при неізотермічному русі в'язкопластичної рідини

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-n}}{D^{5-n}} \left(\frac{\eta_*}{\rho} \right) L \Delta_L \Delta_r, \quad (1.83)$$

де β_* – коефіцієнт, який обчислюється за формулою

$$\beta_* = \frac{a}{2^{5n-3} \pi^{2-n} g}. \quad (1.84)$$

Коефіцієнт Δ_L , який враховує вплив неізотермічності руху нафти по довжині нафтопроводу, може бути знайдений із рівняння

$$\Delta_L = \frac{e^{nuz^*}}{Шу} \int_{z_k}^{z_n} \left\{ \frac{I_0}{\varphi} (e^{-Bz} - e^{-Bz^*}) + 2e^{-uz} \left[1 + \sqrt{9 + \frac{I_0}{\varphi} [e^{-(B-u)z} - e^{uz} e^{-Bz^*}]} \right] \right\}^n \frac{\partial z}{z}, \quad (1.85)$$

де

$$I_0 = \frac{D \tau_0}{w \eta} \Big|_{t=t_0}; \quad z = (t_n - t_0) e^{-Шу}; \quad z^* = (t^* - t_0); \quad \varphi = (1 - e^{-Bz^*}). \quad (1.86)$$

В загальному випадку визначений інтеграл у формулі (1.85) може бути обчислений числовим методом. Для ламінарного режиму автори роботи [9] пропонують спрощений аналітичний метод розв'язування. При ламінарному режимі ($a = 64, n = 1$) формула (1.85) суттєво спрощується

$$\Delta_L = \frac{e^{uz^*}}{8Шу_l} \int_{z_k}^{z_n} \left\{ \frac{I_0}{\varphi} (e^{-Bz} - e^{-Bz^*}) + 2e^{-uz} + 2e^{-uz} \left[\sqrt{9 + \frac{I_0}{\varphi} [e^{-(B-u)z} - e^{uz} e^{-Bz^*}]} \right] \right\}^n \frac{\partial z}{z}. \quad (1.87)$$

Проводять заміну функції

$$f(z) = e^{-uz} \left[\sqrt{9 + \frac{I_0}{\varphi} [e^{-(B-u)z} - e^{uz} e^{-Bz^*}]} \right] \quad (1.88)$$

наближеним аналітичним співвідношенням. У результаті почленного інтегрування рівняння (1.87) авторами [9] отримана така наближена формула для визначення коефіцієнта неізотермічності руху нафти по довжині труби при ламінарному режимі

$$\Delta_L = \frac{e^{uz^*}}{8Шу_{z^*}} \left\{ \frac{I_0}{\varphi} \left[E_i(-Bz)_{z_n}^{z_n} - Шу_{z^*} e^{-Bz^*} \right] + 2 \left[E_i(-uz)_{z_n}^{z_n} + a E_i(-bz)_{z_n}^{z_n} - c(z_n - z_k) \right] \right\}, \quad (1.89)$$

де $E_i(-z)_{z_n}^{z_n} = E_i(-z_n) - E_i(-z_k); \quad z = (t_n - t_0); \quad z_k = (t_k - t_0).$ (1.90)

Коефіцієнт, що враховує зміну температури по радіусу нафтопроводу, обчислюється через ефективну в'язкість при середній температурі стінки і потоку

$$\Delta_r = \left(\frac{\eta_{e.cm}}{\eta_{ef}} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (1.91)$$

де $\eta_{e.cm}, \eta_{ef}$ - ефективна динамічна в'язкість високов'язкої нафти при середній температурі стінки труби і потоку відповідно.

1.3. Постановка задач досліджень

Таким чином, не дивлячись на значну кількість робіт, присвячених розробці методів теплогідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні ньютонівських рідин, розв'язки, які пропонуються у них, багато у чому схожі і базуються на введенні низки припущень, що зменшує адекватність одержаних результатів. У більшості із них не враховується тепло тертя потоку і прихована теплота кристалізації парафіну. Наявні методика використовують для опису залежності в'язкості рідини від температури прості, але недостатньо адекватні у робочому діапазоні температур математичні моделі, здебільшого, формула Рейнольдса-Філонова. Всі вони передбачають сталу величину коефіцієнтів режиму роботи A, m в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідравлічного опору. З цієї причини розрахункові формули можна застосовувати або при ламінарному режимі роботи, де $A = 64, m = 1$ або при турбулентному режимі у зоні адекватної роботи формули Блазіуса $A = 0,3164; m = 0,25$. Якщо перекачування підігрітих нафт відбувається у ширшому діапазоні чисел Рейнольдса і супроводжується змінами режиму руху рідини по довжині трубопроводу, то існуючими методиками теплогідравлічного розрахунку користуватися не можна.

Аналіз літературних джерел свідчить, що недоліки, які властиві існуючим методикам теплогідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні ньютонівських рідин, властиві також існуючим методам розрахунку трубопроводів при перекачуванні підігрітих високов'язких нафт. Тепловий розрахунок проводиться без врахування тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну. Для опису залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури використовується модель Філонова-Рейнольдса, яка достовірна у вузькому діапазоні температур. Наявні розрахункові формули не є універсальними, авторами пропонуються різні методики для певних режимів руху в'язкопластичних рідин. Більшість методик містять емпіричні коефіцієнти, одержані шляхом дослідного визначення реологічних харак-

теристик конкретного сорту нафти, що звужує сферу практичного застосування розрахункових формул і не дає змоги виконувати теплогідравлічні розрахунки нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт Прикарпаття.

Аналіз існуючих робіт, присвячених технології перекачування по трубопроводах високов'язких рідин з підігрівом, дав змогу виявити актуальні на сьогодні наукові та практичні аспекти і сформулювати основні задачі досліджень:

- вивчення реологічних властивостей високов'язких високопарафіністих швидкозастигаючих нафт долинських родовищ з точки зору виявлення їх транспортабельних властивостей;
- розробка більш адекватної математичної моделі для опису теплових і гідродинамічних процесів при неізотермічному перекачуванні по трубопроводу рідин, що характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями, яка враховує внутрішнє тепло тертя потоку, приховану теплоту кристалізації парафіну і зміну режимів руху і зон турбулентного тертя;
- розробка на основі вдосконаленої математичної моделі пакету методик і програм для виконання проектних та експлуатаційних теплогідравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні ньютонівських рідин;
- розробка на основі одержаних реологічних характеристик долинської нафти методики і програми для виконання проектних та експлуатаційних теплогідравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні неньютонівських рідин;
- розробка методики теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей, у тому числі реологічних характеристик;
- апробація розроблених методик шляхом виконання теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич і порівняння розрахованих технологічних параметрів із фактичними.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
НАФТИ ДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА

Складна внутрішня будова нафт обумовлює велику різноманітність їх реологічної поведінки. У зв'язку з цим при проектуванні та експлуатації нафтопроводів виникає необхідність у детальному вивченні реологічних властивостей транспортованих нафт. Від того, наскільки точно встановлені природа, характер поведінки і структурно-механічні характеристики транспортованої нафти в конкретних температурних умовах, у значній мірі залежить ефективність експлуатації нафтопроводу [1,6,7,9,12,13,14,15,16,21,24,42].

Особливу актуальність і життєву необхідність має питання детального вивчення реологічних параметрів транспортованої рідини для єдиного в Україні неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич. Нафтопровід Долина – Дрогобич призначений для перекачування високов'язкої швидкозастигаючої нафти Долинського родовища від НГВУ “Долинанафтогаз” на нафтопереробний завод ВАТ “НПК-Галичина”. Основні технічні параметри нафтопроводу Долина - Дрогобич зведені у табл 2.1 .

Таблиця 2.1-

Основні технічні характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич

Найменування технічного параметра	Величина параметра
Довжина трубопроводу, км	58,6
Зовнішній діаметр і товщина стінки, мм	Ділянка 0-40 км 273x9 ділянка 40-58,6 км 273x8
Різниця геодезичних позначок кінця і початку трубопроводу, м	-117
Кількість нафтоперекачувальних станцій	1
Геометричний об'єм порожнини трубопроводу, м ³	2994
Тиск випробування, МПа	8,5
робочий, МПа	4,1
Проектна пропускна здатність, млн.т/рік	1,8

Нафтопровід Долина-Дрогобич є частиною складної нафтотранспортної системи, яка окрім зазначеного трубопроводу включає нафтопровід Орів-Дрогобич (довжиною 23,5 км і діаметром 219x7 мм), нафтопровід Борислав-Дрогобич (довжиною 8,3 км і діаметром 168x7 мм), нафтопровід Жулин-Дрогобич (довжиною 44,5 км і діаметром 530x8 мм) та новозбудований нафтопровід Долина-Надвірна (довжиною 78 км і діаметром 530 мм).

У зв'язку із тим, що обсяги видобутку долиньської нафти недостатні для безперервного транспортування, на нафтопроводі Долина-Дрогобич реалізується складна технологія циклічного перекачування. Після перекачування партії підігрітої долиньської нафти проводиться процес витіснення високов'язкої нафти малов'язкою російською нафтою. Остання заповнює порожнину трубопроводу до наступного циклу перекачування партії долиньської нафти. Перед закачуванням партії долиньської нафти передбачається розігрівання трубопроводу шляхом перекачування партії підігрітої російської нафти.

Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища має дуже важливе значення для правильного вибору способу її транспортування та обґрунтування режимів роботи обладнання. До цього спонукає сама природа даної нафти. За своїми фізико-хімічними властивостями долиньська нафта відноситься до високов'язких високопарафіністих швидкозастигаючих нафт, що робить її небезпечною для експлуатації нафтопроводу при температурах близьких до температури її застигання [14,15,16,18].

Нафти з високим вмістом парафіну за низьких температурних умов утворюють структурну просторову решітку, внаслідок чого нафта втрачає рухливість, “застигає”, що може призвести до “заморожування” трубопроводу. Ось чому встановлення структурно-механічних характеристик високов'язкої швидкозастигаючої долиньської нафти (дослідження її реологічних властивостей) у конкретних температурних умовах перекачування має вирішальне значення для забезпечення нормальних режимів експлуатації неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич.

2.1. Методика проведення експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти

Вивчення реологічних параметрів нафти дозволяє встановити, до яких моделей рідин (ньютонівської, степеневі, бінгамівської чи нелінійно-в'язкопластичної) слід відносити транспортовану нафтопроводом нафту.

При перекачуванні нафт, які характеризуються ньютонівськими властивостями, з метою контролю якості нафт окрім параметрів, які регламентуються стандартами, прийнято визначати кінематичну в'язкість транспортованої нафти за умов перекачування. При цьому для вимірювання кінематичної в'язкості нафти традиційно використовуються капілярні віскозиметри.

Для високов'язких нафт, які характеризуються аномальними неньютонівськими властивостями, капілярні віскозиметри нездатні дати достовірні дані про величину в'язкості нафти. Цей висновок підтверджується результатами багаторазових вимірювань в'язкості долинської нафти капілярними віскозиметрами, які були виконані нами у лабораторії ІФНТУНГ. Для контролю результатів аналогічні дослідження проводили співробітники лабораторії Дрогобицького НУ. Мало місце одержання суттєво різних результатів для однієї і тієї ж проби нафти при різних діаметрах капіляра, а також при однакових діаметрах капіляра, але різних приладах тощо. Ці явища спостерігалися не лише при низьких, але і достатньо високих температурах нафти. Цим самим була виявлена значна аномальність долинської нафти, тобто відхилення її властивостей від ньютонівської реологічної моделі у широкому діапазоні температур. Тому нами було запропоновано вивчення реологічних властивостей аномальної долинської нафти за допомогою ротаційних віскозиметрів.

З метою дослідження реологічних властивостей долинської нафти у лабораторії ІФНТУНГ нами були проведені багаторазові експерименти за допомогою приладу "Реотест-2". Даний прилад – це структурний ротаційний віскози-

метр, який придатний як для визначення динамічної в'язкості ньютонівської рідини, так і для проведення глибоких реологічних досліджень неньютонівських рідин [28,31,39]. Прилад "Реотест-2" відрізняється від інших приладів принципом вимірювання, що обґрунтований з наукової точки зору, а також широкими діапазонами вимірювання дотичних напружень, градієнта напруження і в'язкості рідини. Він є двосистемним приладом, який має співвісні циліндрові вимірювальні пристрої, а також пристрій конус-плита [31,39].

Віскозиметр "Реотест-2" має два основні вузли: власне віскозиметр і вимірювальний вузол. Віскозиметр складається з приводного механізму, механізму вимірювального приладу і вимірювального пристрою (рис.2.1).

Вимірювальний пристрій віскозиметра може бути двох типів:

- співвісні циліндри;
- конус-плита.

Основні характеристики приладу "Реотест 2" згідно з [31] наведені нижче:

Діапазон в'язкості	1-1,8·10 ⁷ сПз
Діапазон дотичних напружень	16-3·10 ⁴ дн/см ³
Діапазон градієнтів напружень	0,2-1,3·10 ³ 1/с
Діапазон зміни числа обертів	5/18-243 1/хв.
Максимальний обертовий момент для:	
діапазону I	100 Гсм
діапазону II	1000 Гсм
Межа похибки	± 3-4 % залежно від вимірювального пристрою
Область температур	від мінус 60 до плюс 150 °С
Необхідна кількість речовини	10-50 мл залежно від циліндра
Живлення від мережі	220 В, 50 Гц
Покази дотичних напружень на амперметрі зі шкалою	0-100 поділок
Вихідний сигнал для під'єднання	

компенсаційного лінійного самописця 0-100 мВ.

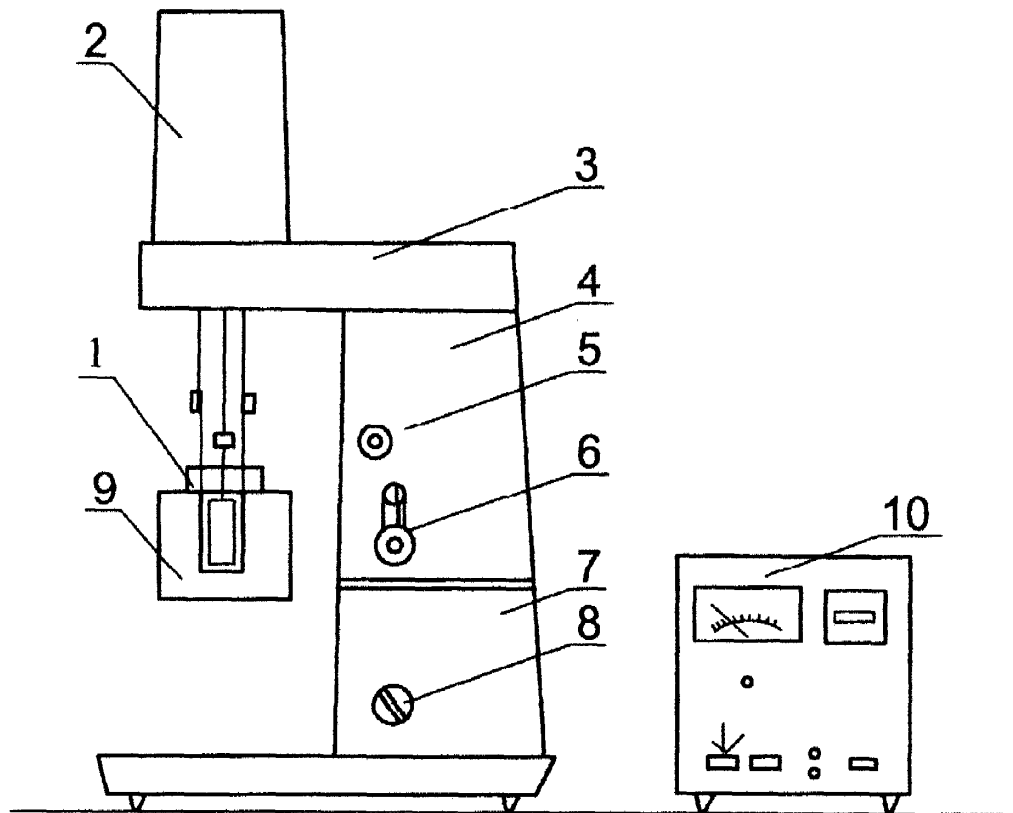


Рис. 2.1. Схема віскозиметра „Реотест – 2”:

1 – пристрій вимірювання; 2 – механізм вимірювального пристрою; 3 – передавальний міст; 4 – механізм приводу з коробкою передач; 5 – шкала позицій; 6 – важіль керування передачами; 7 – ніжка приладу; 8 – перемикач кількості обертів; 9 – посудина з термостатичною рідиною; 10 – вузол вимірювання.

Для визначення реологічних параметрів нафти Долинського родовища нами використовувалися співвісні циліндри. При цьому вимірювання реологічних параметрів нафти проводилось за наступною методикою. Наливали у мірний

бачок задану кількість нафти, що підлягає дослідженню, термостатували її протягом часу, зазначеного в інструкції приладу, і далі проводили вимірювання.

Для ньютонівських рідин для визначення динамічної в'язкості достатнім є одноточкове вимірювання. У рідин, які характеризуються структурною в'язкістю, для характеристики реологічних властивостей необхідно одержати криву течії і визначити залежність дотичного напруження від градієнта швидкості.

З цією метою необхідно розпочинати з вимірювання реологічних параметрів при низьких значеннях градієнта швидкості. Зростання градієнта швидкості здійснюється збільшенням кількості обертів вимірювального циліндра (так званий прямий хід віскозиметра). Якщо необхідно зняти гістерезисну криву, досліди повторюють при аналогічній температурі нафти в зворотному порядку, тобто поступово зменшують кількість обертів і тим самим зменшують градієнт швидкості (так званий зворотний хід віскозиметра).

Обчислення реологічних параметрів нафти за результатами вимірювання згідно із інструкцією до приладу здійснюється таким чином.

Динамічні напруження зсуву (Па) визначаються за формулою

$$\tau = 0,1 \cdot z \cdot a, \quad (2.1)$$

де z – стала циліндра, наведена у його паспорті, Дн/(см² · под. шкали);

a – значення, відраховане за шкалою вимірювального приладу.

Градієнт напруження зсуву (градієнт швидкості) γ визначається за таблицею, наведеною в інструкції до віскозиметра залежно від розмірів системи циліндрів та кількості обертів [31].

Динамічна в'язкість нафти (Па·с) (для неньютонівської рідини пластична в'язкість) знаходиться за формулою

$$\eta = \frac{\tau}{\gamma}. \quad (2.2)$$

Вимірювання реологічних параметрів за допомогою вимірювального пристрою конус-плита принципово не відрізняється від вимірювань за допомогою співвісних циліндрів.

Різниця полягає в тому, що у випадку вимірювального пристрою конус-плита можна одержати більш високі дотичні напруження і при цьому використовується менша кількість робочої рідини.

Гradient напруження на зріз γ залежить в даному випадку від розмірів і кутової швидкості вимірювального конуса [31].

Таким чином, в ході експериментів фіксувалися залежності між кількістю обертів, які визначають gradient швидкості $\dot{\gamma}$, і показами приладу, за якими знаходили динамічне напруження зсуву τ при різних значеннях температури нафти в діапазоні від 65°C до 5°C. Всі залежності знімалися при прямому (збільшення gradientа швидкості) і зворотному (зменшення gradientа швидкості) ходах віскозиметра. Такий подвійний аналіз необхідний з таких причин:

- у нафтопроводах, що експлуатуються циклічно, при неусталених режимах перекачування можна прогнозувати наявність нафти з повністю чи частково відновленою структурою, тому для проведення технологічних розрахунків необхідно знати реологічні властивості нафти з незруйнованою структурою, які одержують при зростанні швидкості деформації (прямий хід віскозиметра);
- після встановлення квазістаціонарного режиму роботи нафтопроводу у ньому відбувається руйнування структури нафти, тому для проведення технологічних розрахунків необхідно знати реологічні властивості нафти зі зруйнованою структурою нафти, які одержують при зменшенні швидкості деформації (зворотний хід віскозиметра).

Перші дослідження реологічних властивостей проведені 13 лютого 2003 р. для проби долинської нафти, яка була перекачана нафтопроводом Долина-Дрогобич у січні 2003 р. У процесі дослідів температуру нафти збільшували

від 5 до 60°C, причому для визначення реологічних властивостей при кожному значенні температури використовувалась нова порція нафти даної проби.

У результаті була одержана серія експериментальних даних, представлена в таблицях. За результатами дослідів були побудовані графічні залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості.

Протягом квітня - жовтня 2003 р. були проведені ще 6 серій експериментів, при яких реологічні параметри проб долинської нафти досліджувались при зменшенні її температури від 65°C до 5°C. Умови проведення зазначених дослідів найбільше наближені до виробничих умов. Експерименти виконувались з метою встановлення поведінки долинської нафти при її транспортуванні по нафтопроводу Долина-Дрогобич після підігріву до температури 56-65 °C на НПС Долина. Приклад одержаних експериментальних даних для однієї із серій дослідів показаний у таблицях 2.2-2.9, таблиці із результатами всіх інших серій експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти наведені у додатку А.

2.2. Аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти

На основі результатів експериментів нами побудовані графічні залежності динамічного напруження та пластичної (бінгамівської) в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості для всіх проведених серій експериментів. Приклади одержаних графічних залежностей для однієї серії дослідів показані на рис. 2.2-2.11.

Нами виконаний аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти за умов, які відтворюють умови перекачування нафти у нафтопроводі Долина-Дрогобич.

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	5,83	16,5	9,62	3,2065	7	4,08	1,3603
5,4	5,83	18,5	10,79	1,9973	7	4,08	0,7557
9	5,83	24,5	14,28	1,5871	7	4,08	0,4534
16,2	5,83	26	15,16	0,9357	8	4,66	0,2879
27	5,83	23	13,41	0,4966	10	5,83	0,2159
48,6	5,83	25,5	14,87	0,3059	12	7,00	0,1440
81	5,83	31	18,07	0,2231	15,5	9,04	0,1116
145,8	5,83	37,5	21,86	0,1499	21	12,24	0,0840
243	5,83	45	26,24	0,1080	28	16,32	0,0672
437,4	5,83	54	31,48	0,0720	41,5	24,19	0,0553
729	5,83	74,5	43,43	0,0596	64	37,31	0,0512

Таблиця 2.3-

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	5,83	5	2,92	0,9717	3	1,75	0,5830
5,4	5,83	7,5	4,37	0,8097	3,8	2,22	0,4103
9	5,83	9	5,25	0,5830	4	2,33	0,2591
16,2	5,83	14	8,16	0,5038	5	2,92	0,1799
27	5,83	11	6,41	0,2375	6	3,50	0,1296
48,6	5,83	15	8,75	0,1799	8	4,66	0,0960
81	5,83	18	10,49	0,1296	10	5,83	0,0720
145,8	5,83	23	13,41	0,0920	13	7,58	0,0520
243	5,83	28	16,32	0,0672	18	10,49	0,0432
437,4	5,83	37	21,57	0,0493	27	15,74	0,0360
729	5,83	47	27,40	0,0376	39	22,74	0,0312
1312	5,83	67	39,06	0,0298	64	37,31	0,0284

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	11	3,48	1,1587	2,6	0,82	0,2739
5,4	3,16	14	4,42	0,8193	3	0,95	0,1756
9	3,16	10	3,16	0,3511	3,5	1,11	0,1229
16,2	3,16	9	2,84	0,1756	4	1,26	0,0780
27	3,16	11	3,48	0,1287	5	1,58	0,0585
48,6	3,16	14	4,42	0,0910	6	1,90	0,0390
81	3,16	16	5,06	0,0624	7	2,21	0,0273
145,8	3,16	22	6,95	0,0477	12	3,79	0,0260
243	3,16	26	8,22	0,0338	16	5,06	0,0208
437,4	3,16	35	11,06	0,0253	26	8,22	0,0188
729	3,16	45	14,22	0,0195	39	12,32	0,0169
1312	3,16	69	21,80	0,0166	68	21,49	0,0164

Таблиця 2.5 –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,9	0,28	0,0948	1,2	0,38	0,1264
5,4	3,16	1	0,32	0,0585	1,5	0,47	0,0878
9	3,16	2	0,63	0,0702	2	0,63	0,0702
16,2	3,16	2,5	0,79	0,0488	2,1	0,66	0,0410
27	3,16	3,5	1,11	0,0410	2,5	0,79	0,0293
48,6	3,16	4,5	1,42	0,0293	3,5	1,11	0,0228
81	3,16	7	2,21	0,0273	5	1,58	0,0195
145,8	3,16	10,5	3,32	0,0228	6,8	2,15	0,0147
243	3,16	14,5	4,58	0,0189	10,5	3,32	0,0137
437,4	3,16	21,5	6,79	0,0155	16,5	5,21	0,0119
729	3,16	31,2	9,86	0,0135	27	8,53	0,0117
1312	3,16	47,5	15,01	0,0114	46	14,54	0,0111

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,5	0,16	0,0527	0,1	0,03	0,0105
5,4	3,16	0,8	0,25	0,0468	0,3	0,09	0,0176
9	3,16	0,9	0,28	0,0316	0,5	0,16	0,0176
16,2	3,16	1	0,32	0,0195	0,7	0,22	0,0137
27	3,16	2,1	0,66	0,0246	1	0,32	0,0117
48,6	3,16	2,5	0,79	0,0163	1,5	0,47	0,0098
81	3,16	3	0,95	0,0117	2,5	0,79	0,0098
145,8	3,16	5	1,58	0,0108	4,5	1,42	0,0098
243	3,16	8	2,53	0,0104	6,5	2,05	0,0085
437,4	3,16	11	3,48	0,0079	10,5	3,32	0,0076
729	3,16	16	5,06	0,0069	15,5	4,90	0,0067
1312	3,16	27	8,53	0,0065	27	8,53	0,0065

Таблиця 2.7 –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,03	0,0105	0,1	0,03	0,0105
5,4	3,16	0,2	0,06	0,0117	0,2	0,06	0,0117
9	3,16	0,5	0,16	0,0176	0,5	0,16	0,0176
16,2	3,16	1	0,32	0,0195	0,9	0,28	0,0176
27	3,16	1,2	0,38	0,0140	1	0,32	0,0117
48,6	3,16	1,8	0,57	0,0117	1,5	0,47	0,0098
81	3,16	2	0,63	0,0078	2	0,63	0,0078
145,8	3,16	3,5	1,11	0,0076	3,5	1,11	0,0076
243	3,16	5	1,58	0,0065	5	1,58	0,0065
437,4	3,16	8	2,53	0,0058	8	2,53	0,0058
729	3,16	13	4,11	0,0056	12,5	3,95	0,0054
1312	3,16	20,5	6,48	0,0049	20,2	6,38	0,0049

Таблиця 2.8 –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,03	0,0105	0,1	0,03	0,0105
5,4	3,16	0,2	0,06	0,0117	0,2	0,06	0,0117
9	3,16	0,3	0,09	0,0105	0,3	0,09	0,0105
16,2	3,16	0,6	0,19	0,0117	0,6	0,19	0,0117
27	3,16	0,8	0,25	0,0094	0,8	0,25	0,0094
48,6	3,16	1,5	0,47	0,0098	1,5	0,47	0,0098
81	3,16	1,7	0,54	0,0066	1,7	0,54	0,0066
145,8	3,16	2,5	0,79	0,0054	2,5	0,79	0,0054
243	3,16	3,5	1,11	0,0046	3,5	1,11	0,0046
437,4	3,16	5,5	1,74	0,0040	5,5	1,74	0,0040
729	3,16	8,5	2,69	0,0037	8,5	2,69	0,0037
1312	3,16	14,5	4,58	0,0035	14,5	4,58	0,0035

Таблиця 2.9–

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С (досліди 13 лютого 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,03	0,0105	0,1	0,03	0,0105
5,4	3,16	0,2	0,06	0,0117	0,2	0,06	0,0117
9	3,16	0,3	0,09	0,0105	0,3	0,09	0,0105
16,2	3,16	0,5	0,16	0,0098	0,5	0,16	0,0098
27	3,16	0,7	0,22	0,0082	0,7	0,22	0,0082
48,6	3,16	0,9	0,28	0,0059	0,9	0,28	0,0059
81	3,16	1	0,32	0,0039	1	0,32	0,0039
145,8	3,16	1,7	0,54	0,0037	1,7	0,54	0,0037
243	3,16	2,7	0,85	0,0035	2,7	0,85	0,0035
437,4	3,16	4,7	1,49	0,0034	4,7	1,49	0,0034
729	3,16	7,7	2,43	0,0033	7,7	2,43	0,0033
1312	3,16	13,5	4,27	0,0033	13,5	4,27	0,0033

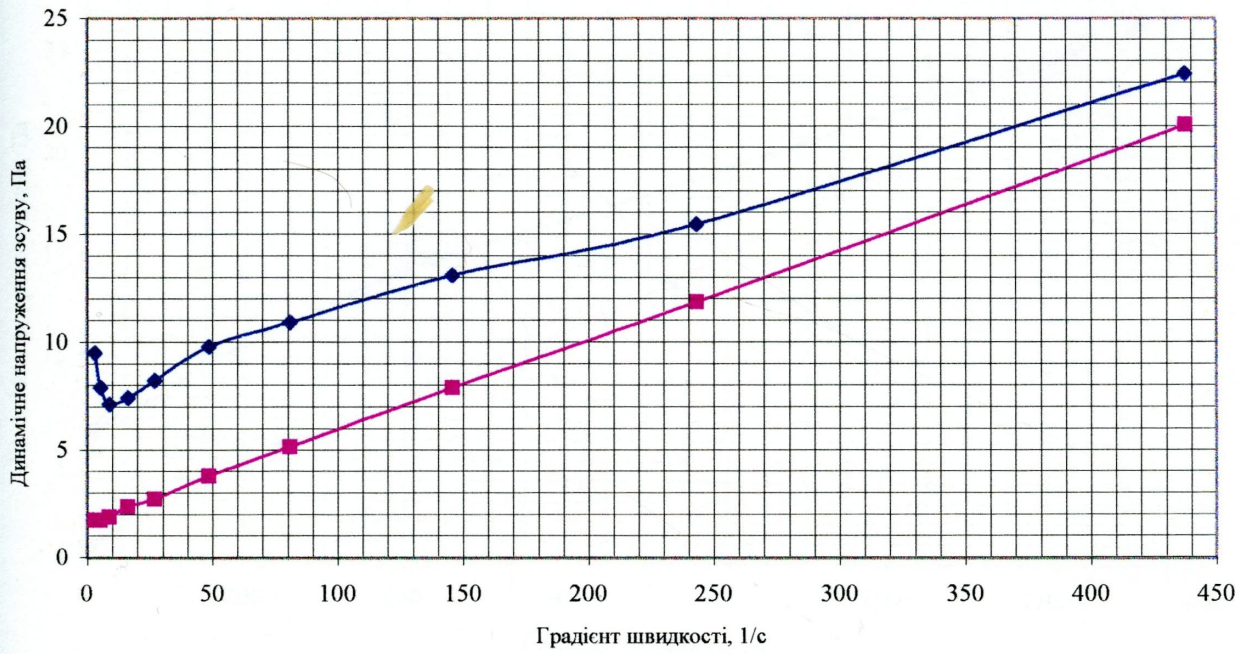


Рис. 2.2. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 5 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямиий хід —■— зворотний хід

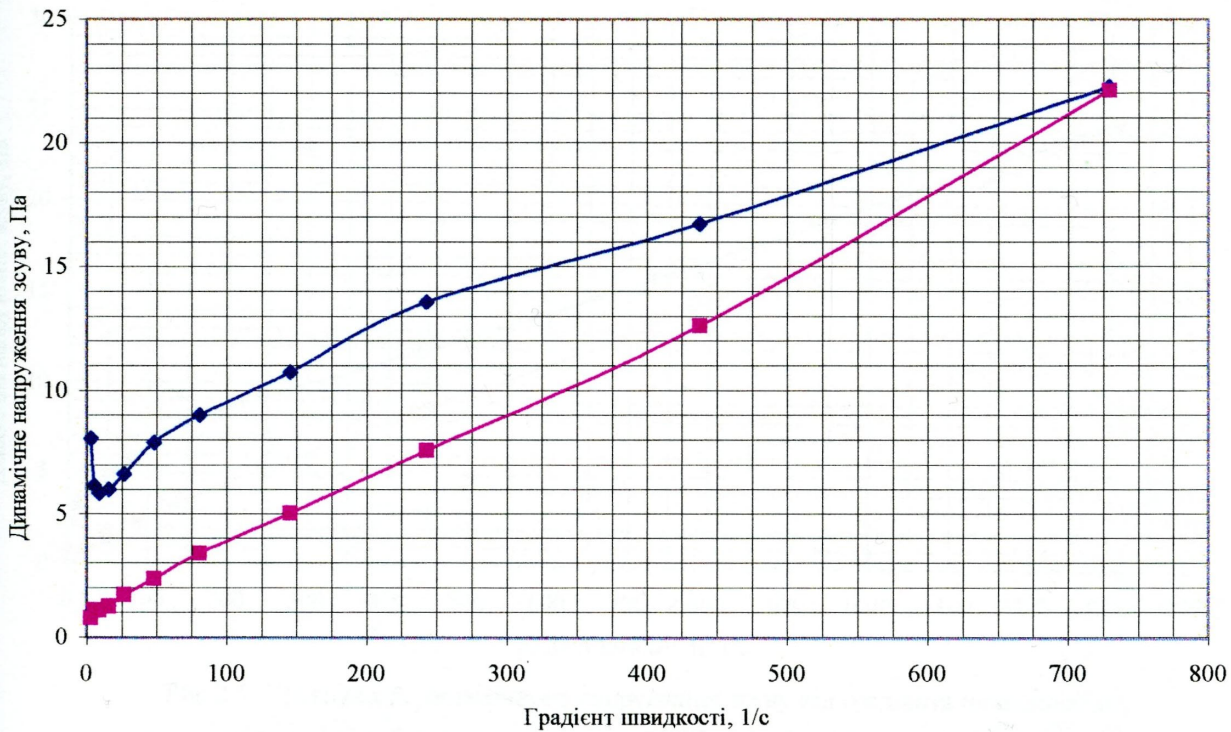


Рис.2.3. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 10 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямиий хід —■— зворотний хід

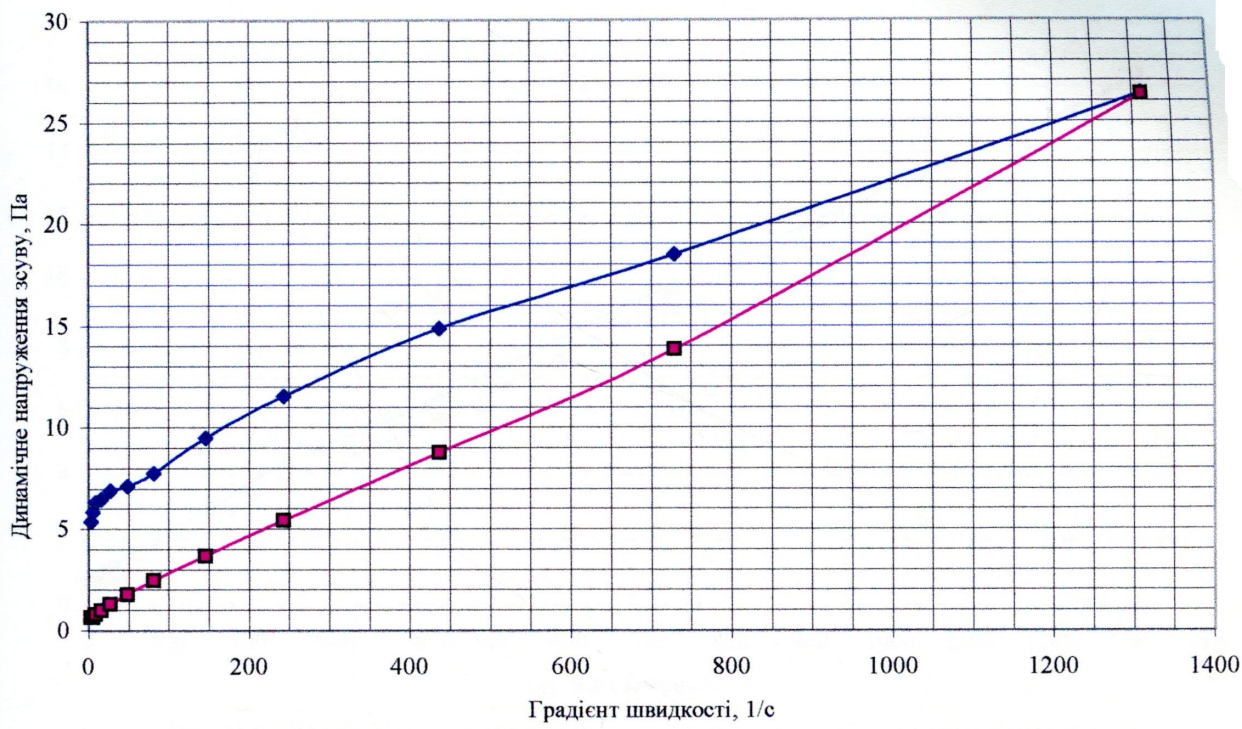


Рис. 2.4. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 15 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямий хід —■— зворотний хід

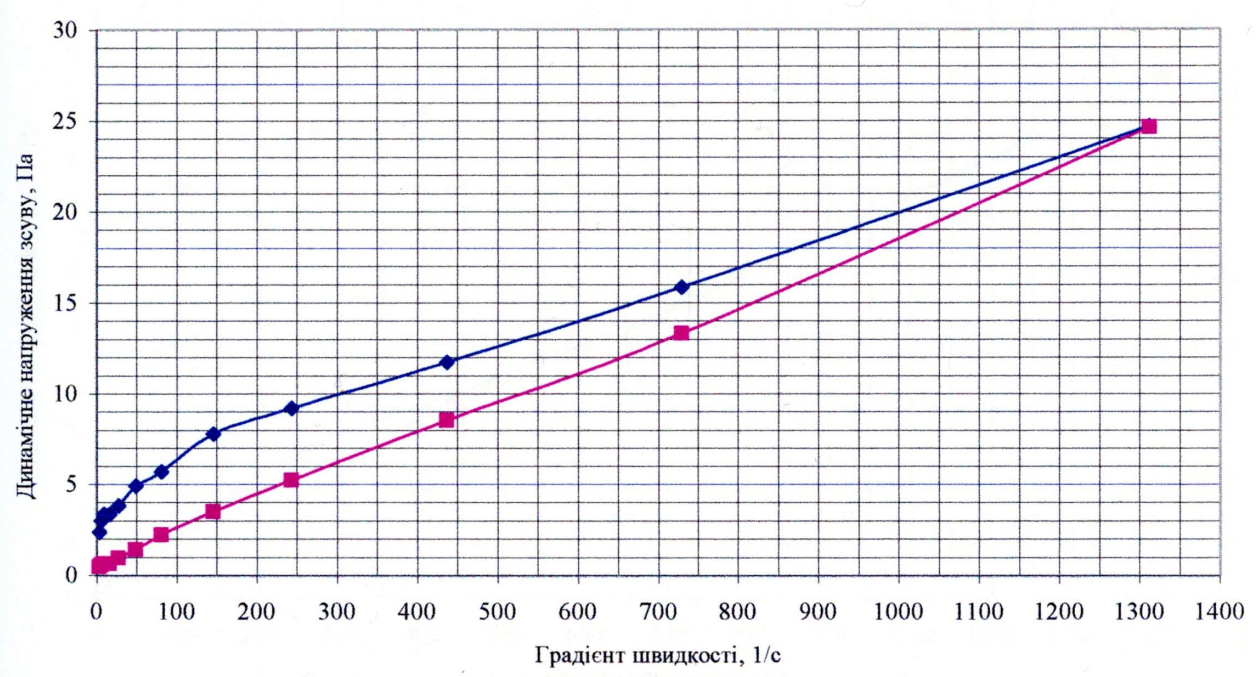


Рис.2.5. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 20 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямий хід —■— зворотний хід

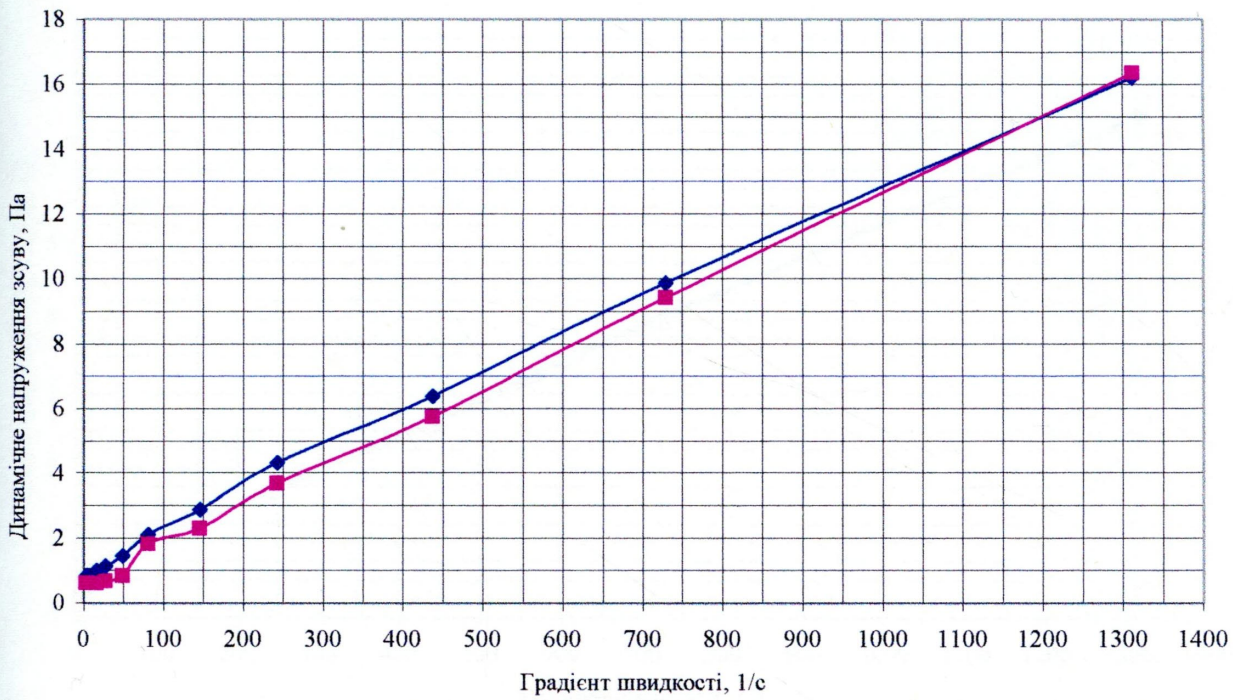


Рис. 2.6. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 25 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямий хід —■— зворотний хід

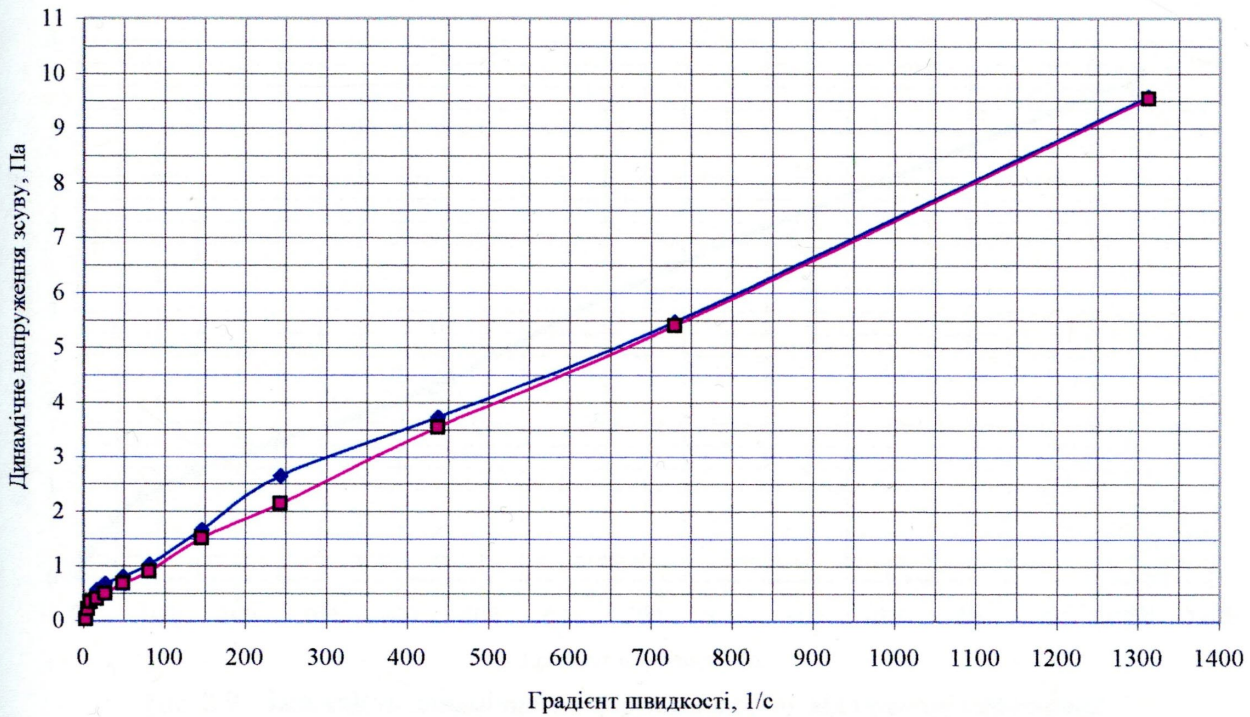


Рис.2.7. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 30 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— прямий хід —■— зворотний хід

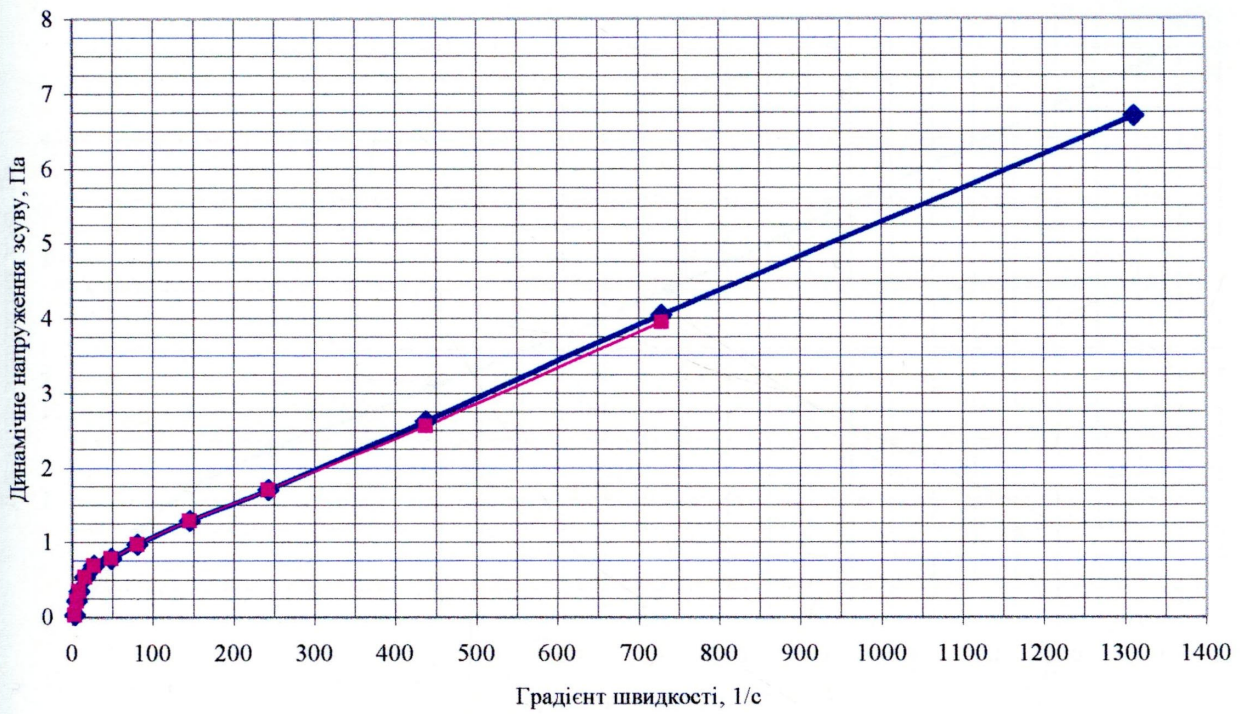


Рис.2.8. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 40 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

◆ прямий хід ■ зворотний хід

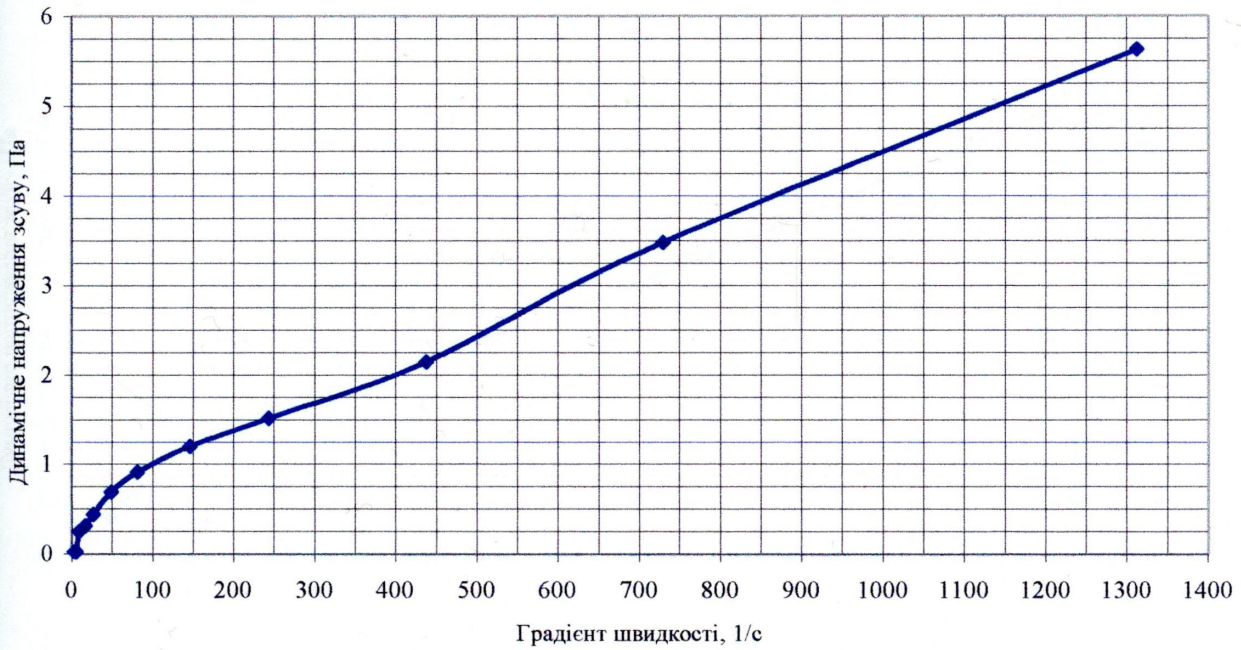


Рис. 2.9. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти при температурі 50 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

◆ Прямий і зворотний ходи

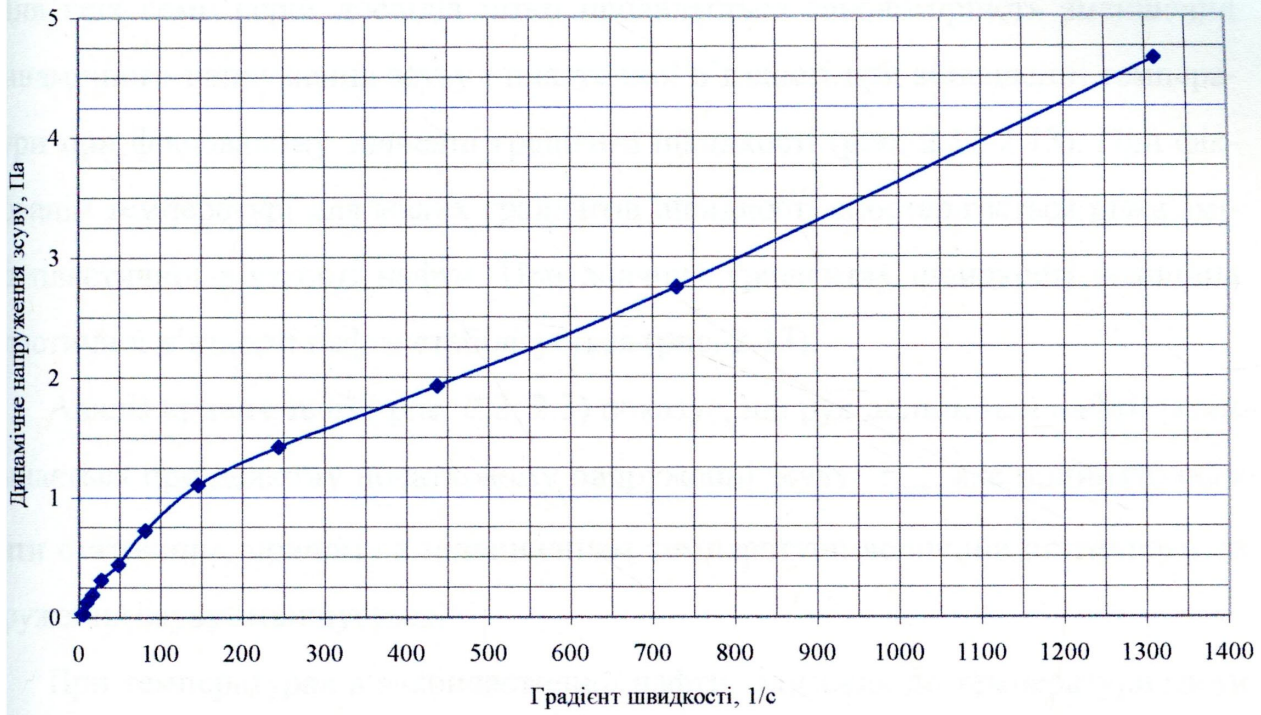


Рис. 2.10. Залежність динамічного напруження зсуву від градiєнта швидкості для долинської нафти при температурі 60 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— Прямий і зворотний ходи

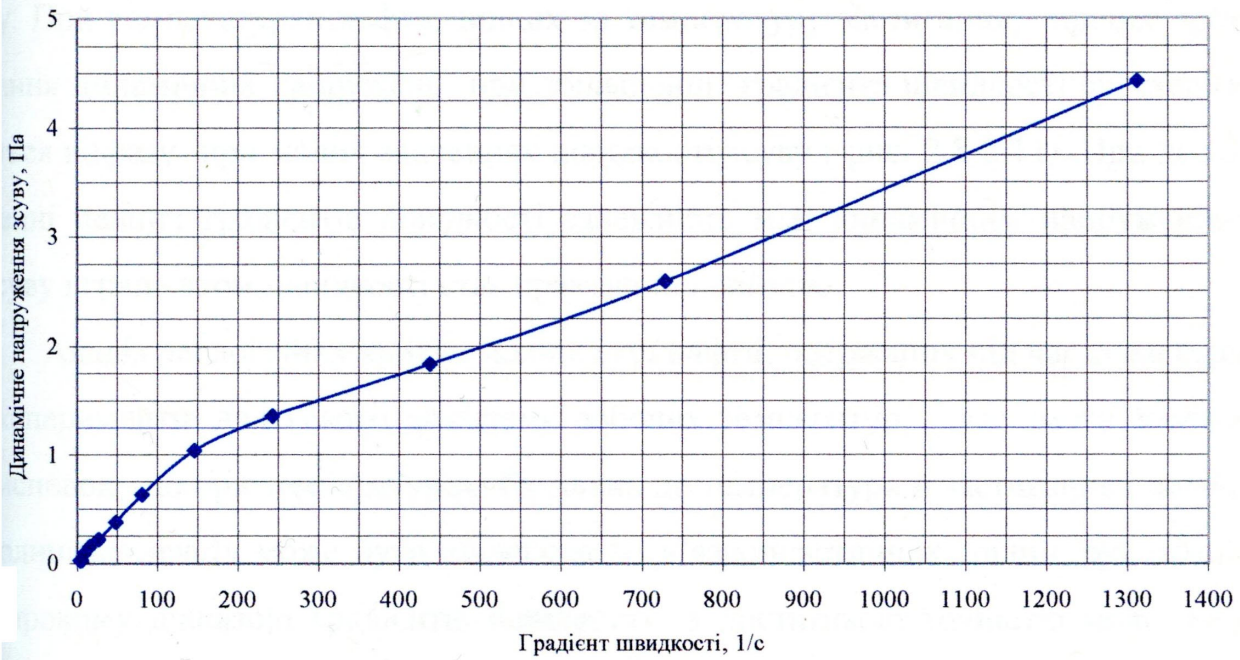


Рис. 2.11. Залежність динамічного напруження зсуву від градiєнта швидкості для долинської нафти при температурі 65 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

—◆— Прямий і зворотний ходи

Для всіх семи серій дослідів чітко проявляється закономірність зменшення динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості при збільшенні температури при фіксованому значенні градієнта швидкості (рис. 2.12-2.13). При фіксованій температурі для малих градієнтів швидкості спостерігається різка зміна пластичної в'язкості нафти. При значних градієнтах швидкості величина пластичної в'язкості нафти стабілізується (рис. 2.13).

Аналіз кривих течії (рис. 2.2, 2.3) показує, що рух долинської нафти розпочинається при деякому початковому напруженні зсуву τ_{cm} , яке прийнято називати статичним, причому з підвищенням температури величина статичного напруження зсуву зменшується.

При температурах в'язкопластичної нафти, близьких до температури застигання і нижчих від неї, після початку руху нафти при малих градієнтах швидкості спостерігається різке зменшення динамічних напружень, подальше збільшення градієнта швидкості спричинює зростання динамічних напружень зсуву. При температурах нафти, вищих за температуру застигання, процес зростання динамічних напружень при збільшенні градієнта швидкості спостерігається відразу при малих значеннях швидкості зсуву (рис. 2.8-2.11). При досягненні певних градієнтів швидкості залежність між динамічним напруженням зсуву і градієнтом швидкості стає практично лінійною.

Аналіз реологічних кривих долинської нафти, одержаних під час семи серій експериментів для усього діапазону робочих температур, дає змогу зробити висновок, що при температурах, близьких до температури її застигання і нижче, долинська нафта може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю може бути описаний рівнянням Шведова-Бінгама (1.5).

Таким чином, аналіз результатів експериментальних досліджень дав змогу обґрунтувати вибір математичної моделі для характеристики реологічних параметрів долинської нафти.

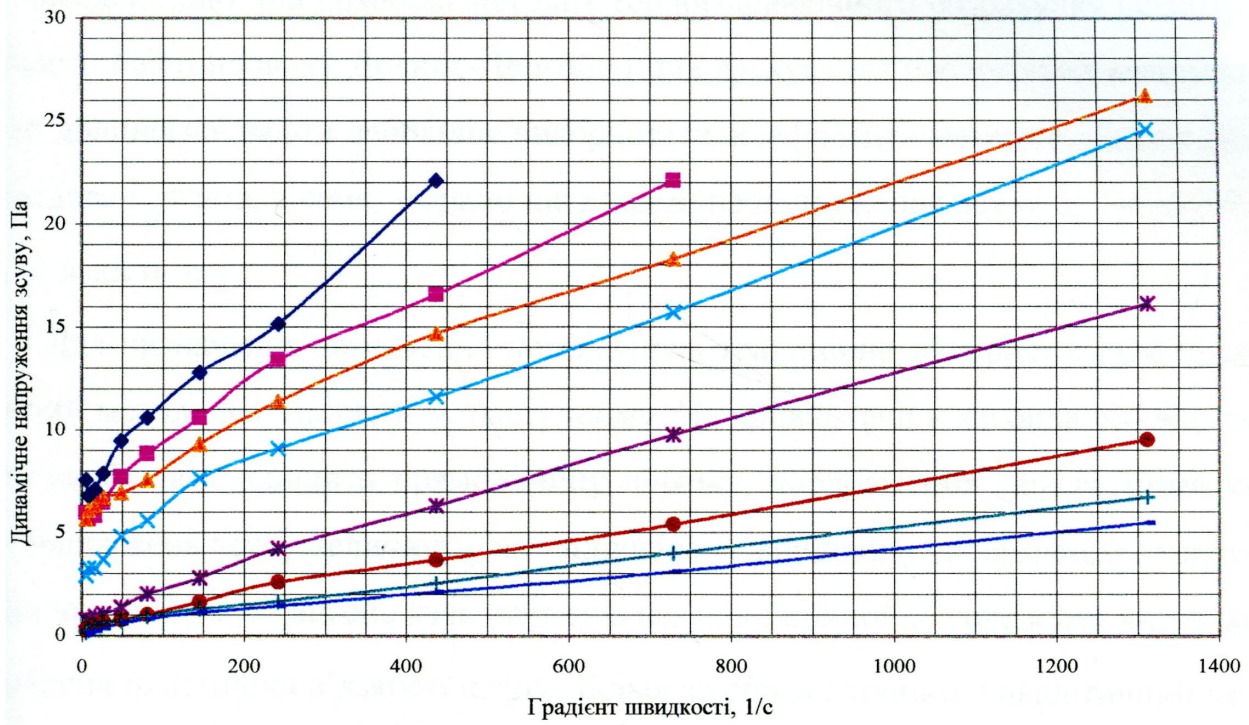


Рис. 2.12. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти у діапазоні температур від 5 до 50 °C (при прямому ході віскозиметра):

- ◆ температура 5 °C ■ температура 10 °C ▲ температура 15 °C × температура 20 °C
- ✱ температура 25 °C ● температура 30 °C + температура 40 °C — температура 50 °C

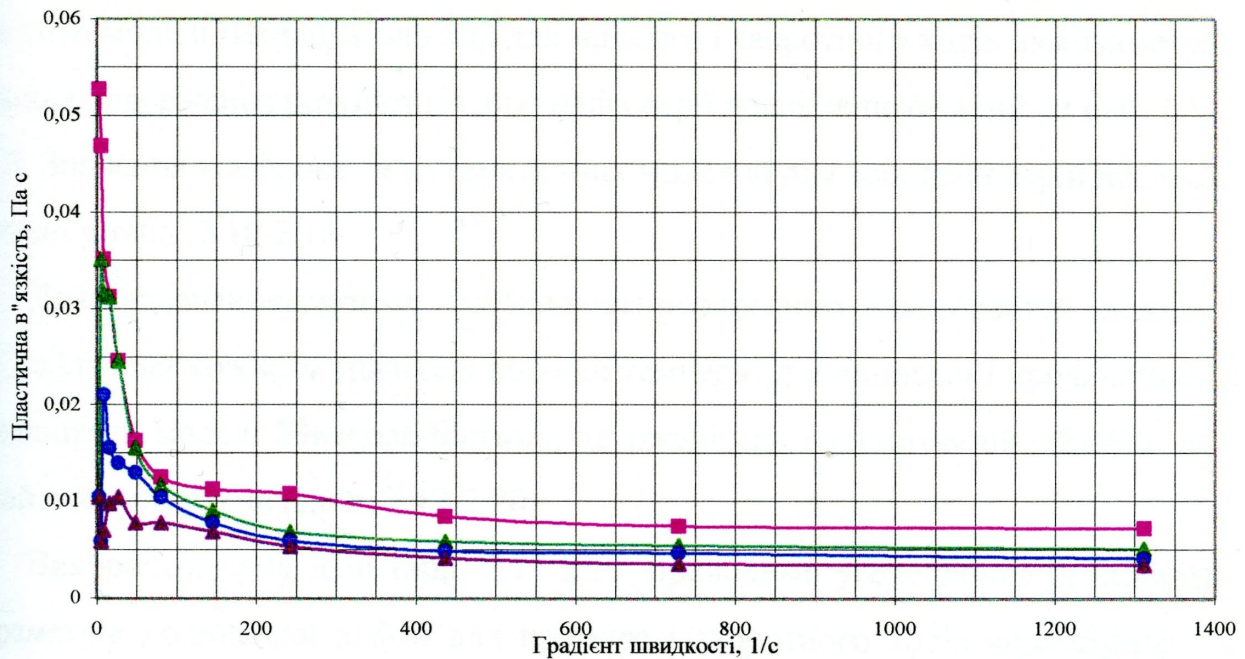


Рис. 2.13. Залежність пластичної в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості у діапазоні температур від 30 до 60 °C при прямому ході віскозиметра:

- температура 30 °C ▲ температура 40 °C ● температура 50 °C ▲ температура 60 °C

Доведено, що при розробці методик теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич для врахування реологічних властивостей долинської нафти необхідно використати коефіцієнти математичної моделі Шведова-Бінгама, а саме – граничне динамічне напруження зсуву τ_0 і пластичну в'язкість $\eta_{пл}$.

Для визначення зазначених коефіцієнтів традиційно використовували графічний метод, який полягає у наступному. На кривій течії в'язкопластичної нафти необхідно виділити прямолінійну ділянку, продовження якої відтинає на осі напружень зсуву величину, що відповідає граничному динамічному напруженню зсуву τ_0 . Тангенс кута нахилу одержаної прямої до горизонту визначає значення пластичної в'язкості нафти. Більш зручним і точним є аналітичний метод моделювання реологічних характеристик нафти, який ми пропонуємо реалізувати за допомогою програмного забезпечення Excel.

Використовуючи експериментальні криві течії долинської нафти для семи серій дослідів і всього робочого діапазону температур, за допомогою Excel виконуємо математичне моделювання реологічних властивостей і знаходимо коефіцієнти моделі Шведова-Бінгама для прямого і зворотного ходів віскозиметра. Приклад одержаних результатів для однієї серії дослідів показаний на рис. 2.14-2.23. Значення коефіцієнтів математичних моделей для всіх семи серій дослідів зведені у табл. 2.10-2.16.

Для визначення ступеня стабільності реологічних властивостей долинської нафти для кожного значення робочої температури виписані і проаналізовані коефіцієнти моделі Шведова-Бінгама, одержані при математичній обробці всіх серій експериментів (табл. 2.17-2.20).

Використовуючи дані табл. 2.17-2.20, проводимо усереднення реологічних параметрів долинської нафти для прямого і зворотного ходів віскозиметра за весь період експериментальних досліджень. Одержані результати заносимо у табл. 2.21 і 2.22.

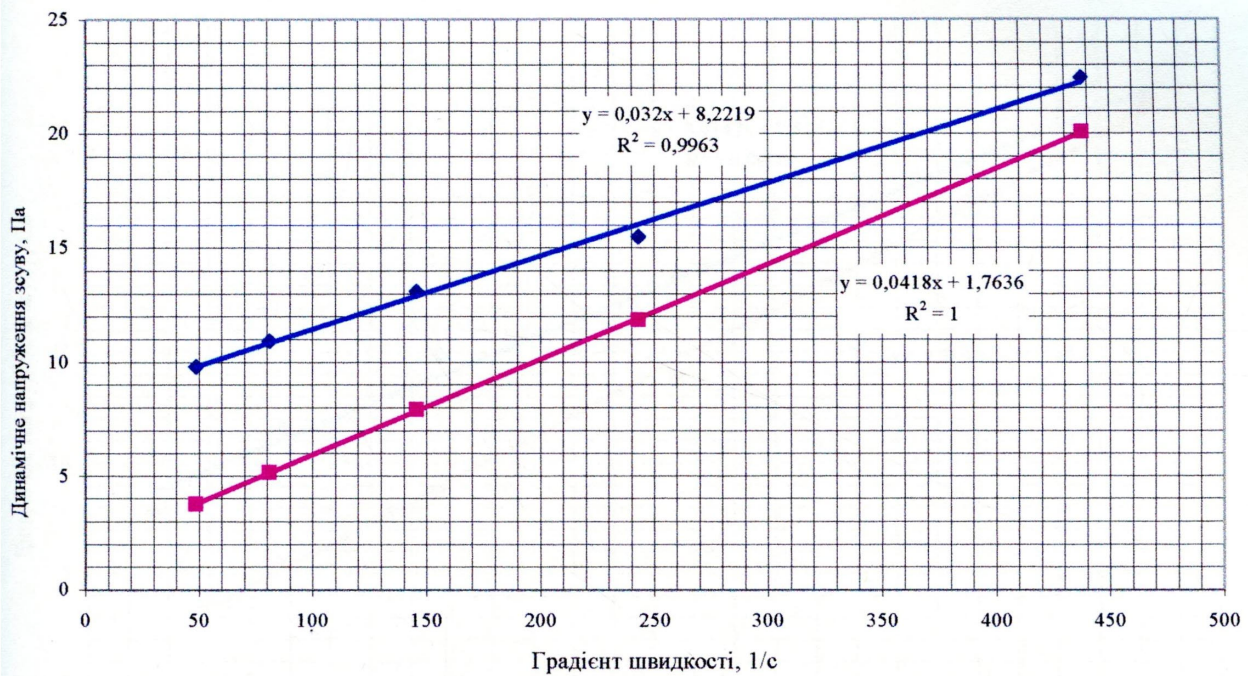


Рис.2.14. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 5 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель(прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

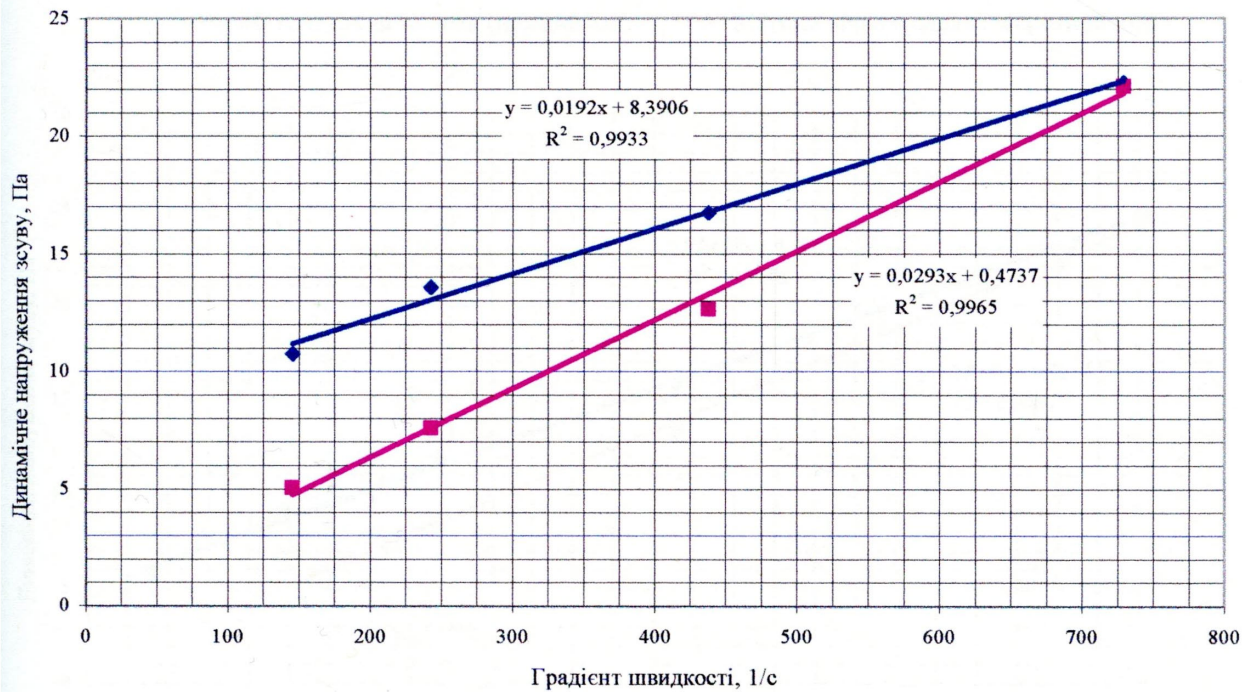


Рис.2.15. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 10 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

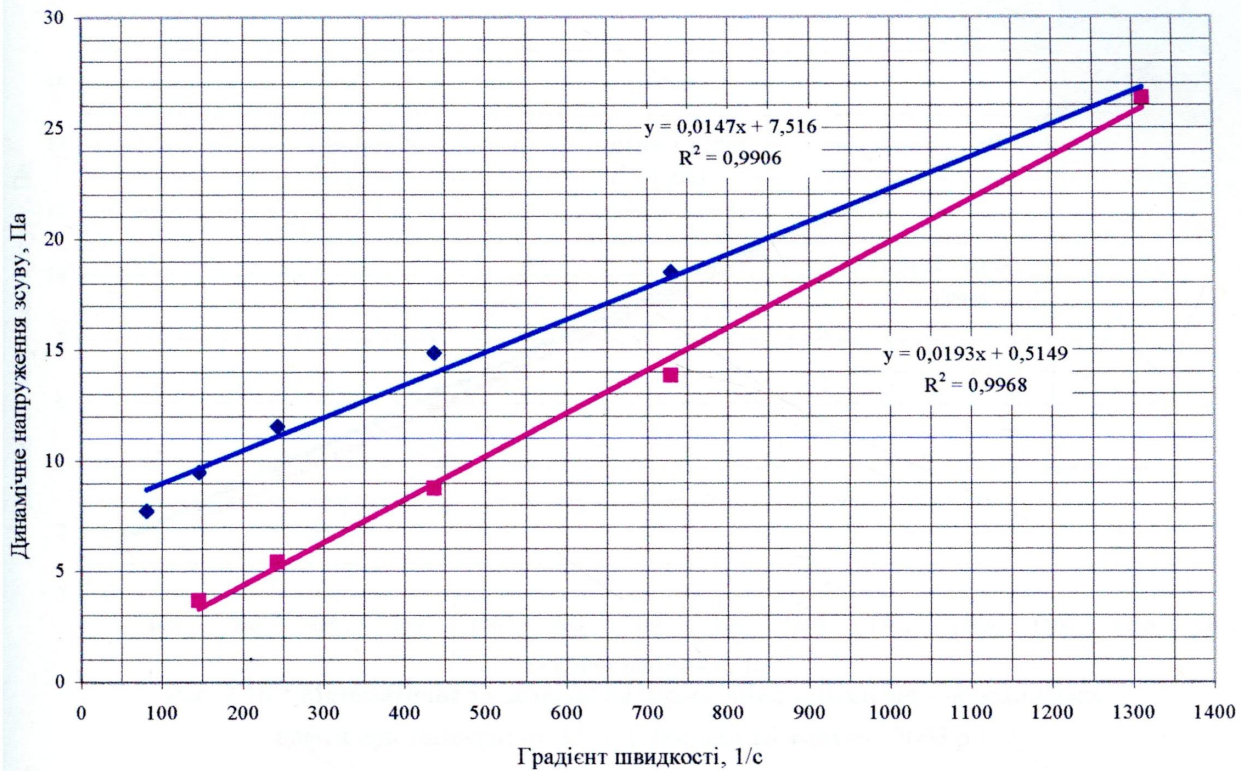


Рис. 2.16. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 15 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

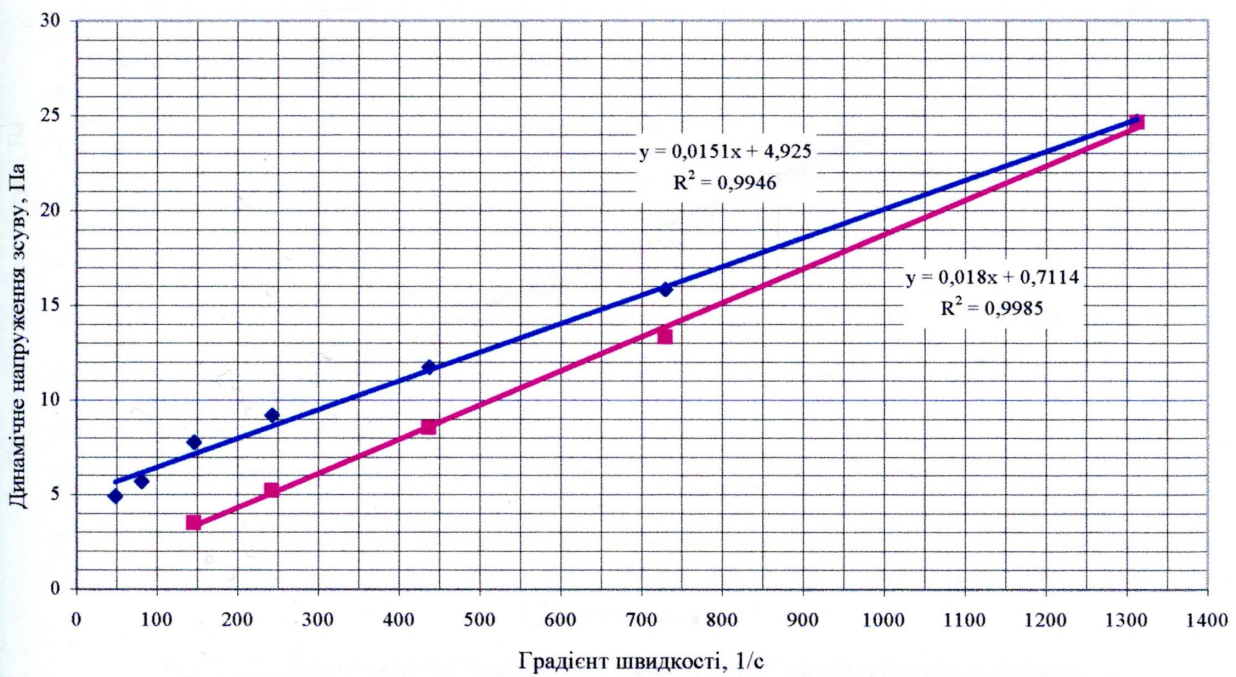


Рис. 2.17. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 20 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

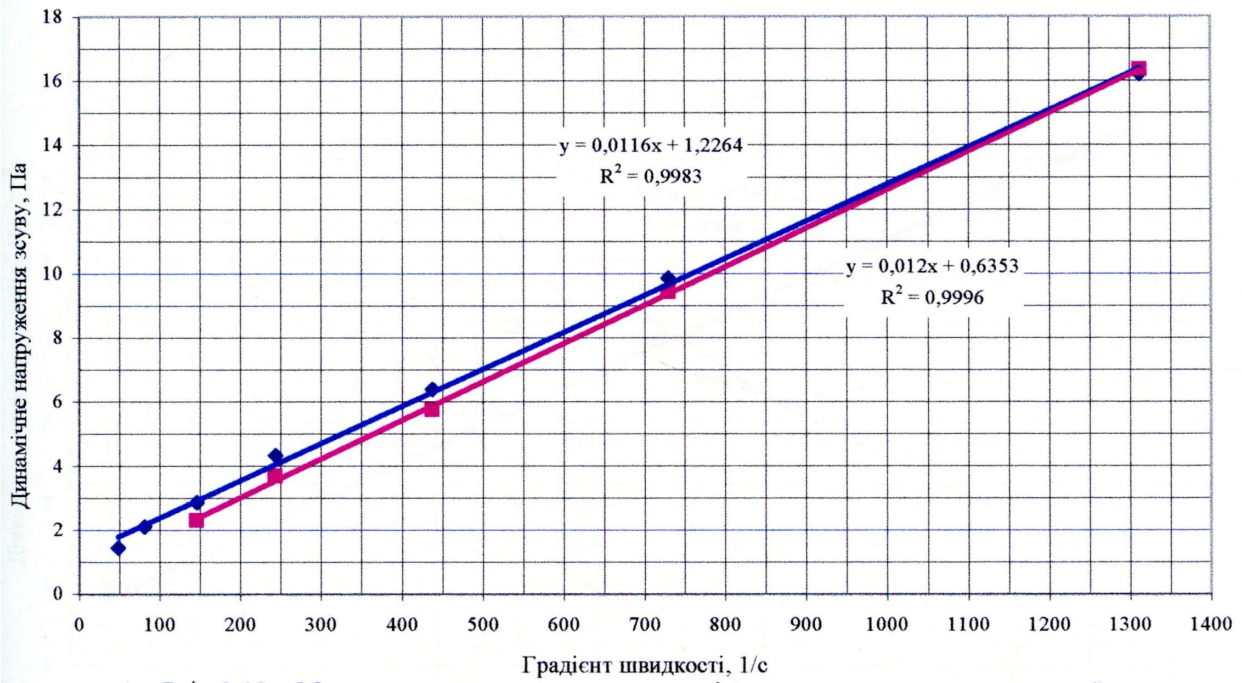


Рис. 2.18. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 25 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

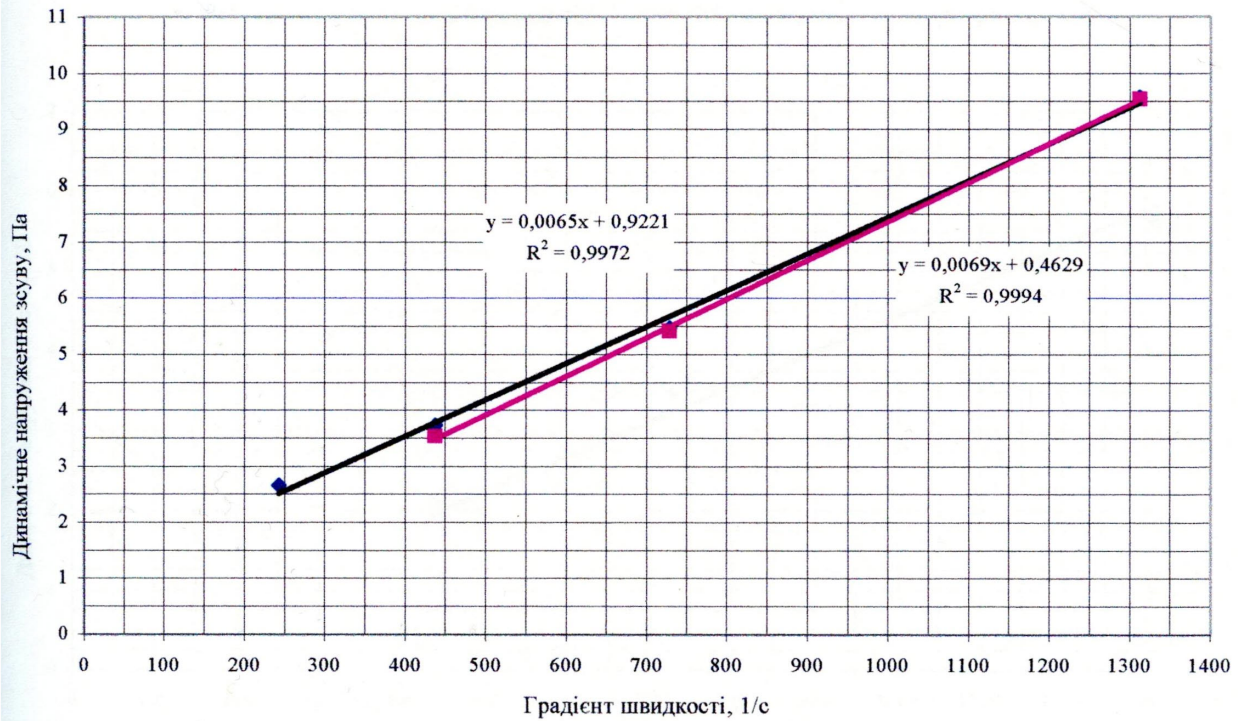


Рис.2.19. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 30 °С (досліді 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

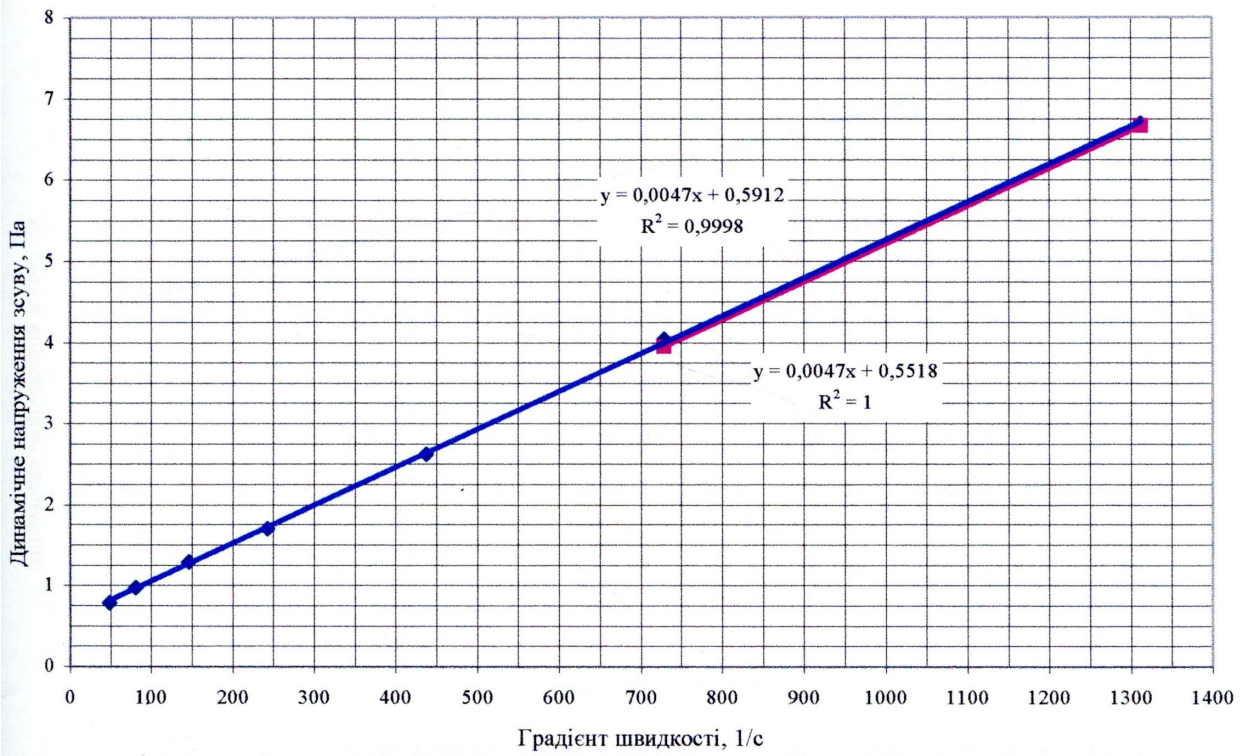


Рис.2 20. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 40 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ прямий хід
- зворотний хід
- Математична модель (прямий хід)
- Математична модель (зворотний хід)

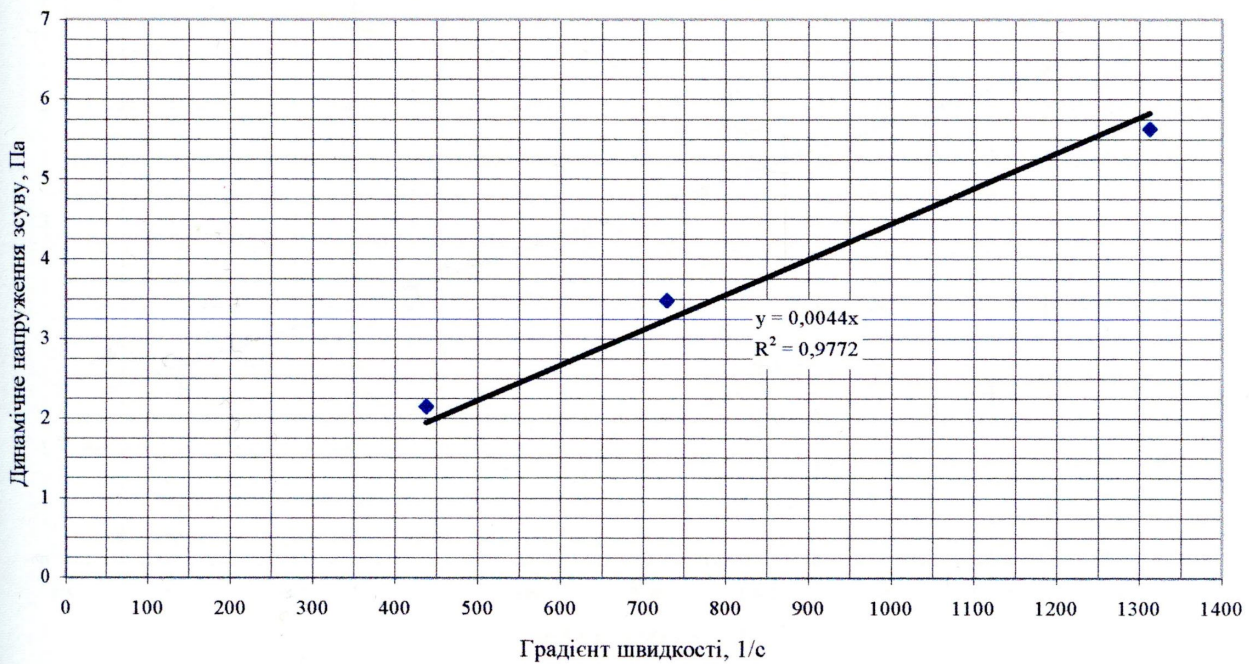


Рис. 2.21. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 50 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

- ◆ Прямий і зворотний ходи
- Математична модель (прямий і зворотний ходи)

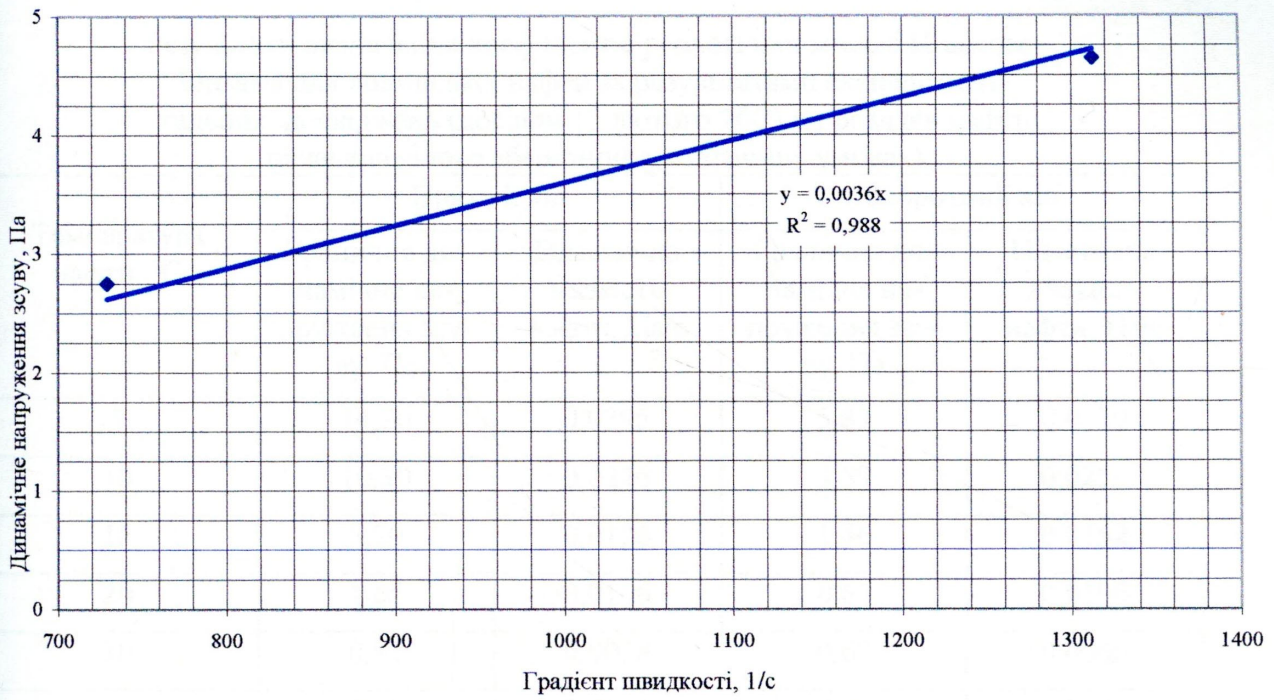


Рис. 2.22. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 60 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

◆ Прямий і зворотний ходи — Математична модель (прямий і зворотний хід)

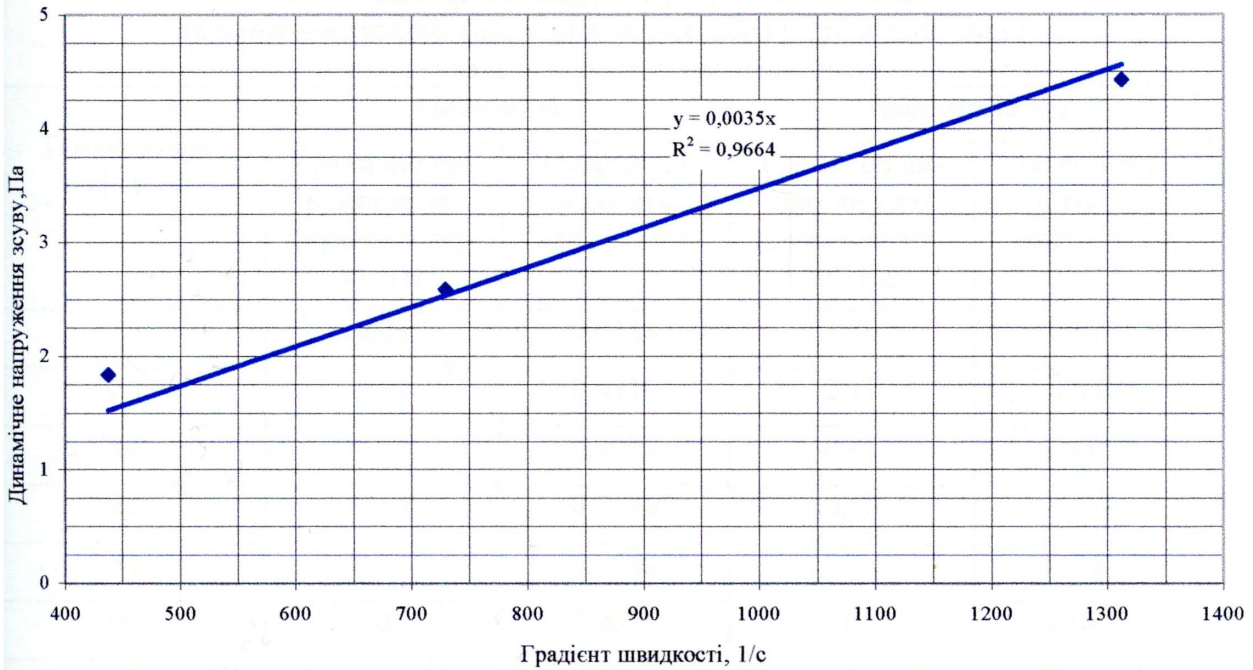


Рис. 2.23. Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти при температурі 65 °С (досліди 16 жовтня 2003 р.):

◆ Прямий і зворотний ходи — Математична модель (прямий і зворотний хід)

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 13 лютого 2003 р., розігрів нафти після тривалого зберігання у статичних умовах)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	14,90	0,0395	5,83	0,0429
10	10,30	0,0226	4,59	0,0250
15	5,20	0,0126	1,46	0,0152
20	1,65	0,0106	0,67	0,0106
30	0,91	0,0058	0,62	0,0060
40	0,50	0,0046	0,50	0,0046
50	0	0,0036	0	0,0036
60	0	0,0033	0	0,0033

Таблиця 2.11 –

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 3 квітня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
10	9,24	0,0188	3,40	0,0221
20	7,48	0,0170	2,17	0,0204
30	0,57	0,0072	0,43	0,0073
40	0,59	0,0046	0,59	0,0046
50	0	0,0042	0	0,0042
60	0	0,0035	0	0,0035
65	0	0,0032	0	0,0032

Таблиця 2.12 –

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 5 травня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	7,75	0,032	1,29	0,0418
10	8,07	0,0192	1,13	0,0266
15	5,96	0,0142	0,81	0,0178
20	4,53	0,0127	0,64	0,0153
25	1,1845	0,0115	0,5035	0,0119
30	0,59	0,0068	0,33	0,0070
40	0,50	0,0047	0,50	0,0047
50	0	0,0043	0	0,0043
60	0	0,0034	0	0,0034
65	0	0,0030	0	0,0030

Таблиця 2.13 –

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 21 травня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	8,22	0,032	1,76	0,0418
10	7,38	0,0225	1,17	0,0264
15	9,89	0,0342	4,99	0,0291
20	4,56	0,0172	0,72	0,0181
25	1,44	0,0113	0,64	0,0118
30	0,77	0,0066	0,41	0,0069
40	0,54	0,0047	0,52	0,0047
50	0	0,0044	0	0,0044
60	0	0,0035	0	0,0035
65	0	0,0034	0	0,0034

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 17 червня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	7,90	0,0320	1,45	0,0418
10	7,10	0,0227	1,05	0,0262
15	6,16	0,0200	0,88	0,0178
20	4,83	0,0151	0,62	0,0180
25	1,37	0,0113	0,57	0,0119
30	0,80	0,0066	0,43	0,0069
40	0,56	0,0047	0,51	0,0047
50	0	0,0044	0	0,0044
60	0	0,0036	0	0,0036
65	0	0,0034	0	0,0034

Таблиця 2.15 –

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 8 липня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	8,52	0,0321	3,18	0,0402
10	8,58	0,0192	2,66	0,0256
15	7,33	0,0151	1,84	0,0188
20	5,03	0,0153	0,79	0,0182
25	1,32	0,0115	1,02	0,0116
30	0,88	0,0066	0,51	0,0069
40	0,56	0,0047	0,52	0,0047
50	0	0,0044	0	0,0044
60	0	0,0036	0	0,0036
65	0	0,0034	0	0,0034

Результати визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведо-ва-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень (досліди 16 жовтня 2003 р., підігріта нафта охолоджувалась в процесі експериментів)

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	8,22	0,0320	1,76	0,0418
10	8,39	0,0192	0,47	0,0293
15	7,52	0,0147	0,51	0,0193
20	4,92	0,0151	0,71	0,0180
25	1,23	0,0116	0,63	0,0120
30	0,92	0,0065	0,46	0,0069
40	0,59	0,0047	0,55	0,0047
50	0	0,0044	0	0,0044
60	0	0,0036	0	0,0036
65	0	0,0035	0	0,0035

Таблиця 2.17 –

Дослідження стабільності показників пластичної в'язкості долинської нафти за результатами експериментів (прямий хід віскозиметра)

Температура, °С	Значення пластичної в'язкості нафти за результатами проведених дослідів, Па·с						
	13.02.2003	3.04.2003	5.05.2003	21.05.2003	17.06.2003	8.07.2003	16.10.2003
65	-	0,0032	0,0030	0,0034	0,0034	0,0034	0,0035
60	0,0033	0,0035	0,0034	0,0035	0,0036	0,0036	0,0036
50	0,0036	0,0042	0,0043	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044
40	0,0046	0,0046	0,0045	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047
30	0,0058	0,0072	0,0068	0,0066	0,0066	0,0066	0,0065
25	-	-	0,0115	0,0113	0,0113	0,0115	0,0116
20	0,0106	0,0170	0,0127	0,0172	0,0151	0,0153	0,0151
15	0,0126	-	0,0142	0,0342	0,0200	0,0151	0,0147
10	0,0226	0,0188	0,0192	0,0225	0,0227	0,0192	0,0192
5	0,0395	-	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320

Таблиця 2.18 –

Дослідження стабільності показників пластичної в'язкості
долинської нафти за результатами експериментів
(зворотний хід віскозиметра)

Темпе- ратура, °C	Значення пластичної в'язкості нафти за результатами проведених дослідів, Па·с						
	13.02. 2003	3.04. 2003	5.05. 2003	21.05. 2003	17.06. 2003	8.07. 2003	16.10. 2003
65	-	0,0032	0,0030	0,0034	0,0034	0,0034	0,0035
60	0,0033	0,0035	0,0034	0,0035	0,0036	0,0036	0,0036
50	0,0036	0,0042	0,0043	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044
40	0,0046	0,0046	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047
30	0,0060	0,0073	0,0070	0,0069	0,0069	0,0068	0,0069
25	-	-	0,0119	0,0118	0,0119	0,0116	0,0120
20	0,0106	0,0204	0,0153	0,0181	0,0180	0,0182	0,0180
15	0,0152	-	0,0178	0,0291	0,0178	0,0188	0,0193
10	0,0250	0,0221	0,0266	0,0264	0,0262	0,0256	0,0293
5	0,0429	-	0,0418	0,0418	0,0418	0,0402	0,0418

Таблиця 2.19 –

Дослідження стабільності показників граничного динамічного напруження долинської наф-
ти за результатами експериментів (прямий хід віскозиметра)

Темпера- тура, °C	Значення граничного динамічного напруження зсуву за результатами проведених дослідів, Па						
	13.02. 2003	3.04. 2003	5.05. 2003	21.05. 2003	17.06. 2003	8.07. 2003	16.10. 2003
65	-	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0
40	0,50	0,59	0,50	0,54	0,56	0,56	0,59
30	0,91	0,57	0,68	0,59	0,77	0,80	0,92
25	-	-	1,18	1,44	1,37	1,32	1,23
20	1,65	7,48	4,53	4,56	4,83	5,03	4,92
15	5,20	-	5,96	9,89	6,16	7,33	7,52
10	10,30	9,24	8,07	7,38	7,10	8,58	8,39
5	14,90	-	7,75	8,22	7,90	8,52	8,22

Дослідження стабільності показників граничного динамічного напруження долинської нафти за результатами експериментів (зворотний хід віскозиметра)

Температура, °С	Значення граничного динамічного напруження зсуву за результатами проведених дослідів, Па						
	13.02. 2003	3.04. 2003	5.05. 2003	21.05. 2003	17.06. 2003	8.07. 2003	16.10. 2003
65	-	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0
40	0,50	0,59	0,50	0,52	0,51	0,52	0,55
30	0,62	0,43	0,33	0,41	0,43	0,51	0,46
25	-	-	0,50	0,64	0,57	1,02	0,63
20	1,65	7,48	4,53	4,56	4,83	5,03	0,71
15	1,46	-	0,81	4,99	0,88	1,84	0,51
10	4,59	3,40	1,13	1,17	1,05	2,66	0,47
5	5,83	-	1,29	1,76	1,45	3,18	1,76

Таблиця 2.21 –

Усереднені значення динамічної і кінематичної в'язкості долинської нафти у діапазоні температур, які спричинюють її ньютонівські властивості, за результатами експериментів

Температура нафти, °С	Динамічна в'язкість, Па · с	Густина, кг/м ³	Кінематична в'язкість, м ² /с
50	0,0042	800	$5,3 \cdot 10^{-6}$
60	0,0035	792	$4,4 \cdot 10^{-6}$
65	0,0033	788	$4,2 \cdot 10^{-6}$

Усереднені значення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментальних досліджень

Температура нафти, °С	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	9,46	0,0335	2,70	0,0418
10	8,44	0,0208	2,33	0,0253
15	6,91	0,0192	2,00	0,0197
20	4,68	0,0146	0,94	0,0167
25	1,33	0,0114	0,62	0,0118
30	0,72	0,0066	0,46	0,0068
40	0,54	0,0046	0,42	0,0047

Дані табл. 2.21 і 2.22 будемо використовувати як розрахункові реологічні характеристики долинської нафти при теплогідравлічних розрахунках нафтопроводу Долина-Дрогобич у подальших розділах роботи.

Як зазначалось у розділі 1, в існуючих методиках теплогідравлічного розрахунку неізотермічних нафтопроводів [9,13,38,40] з метою спрощення вихідних рівнянь приймають, що для високов'язких нафт при зміні температури граничне динамічне напруження зсуву і пластична в'язкість змінюються за експоненціальною залежністю. Як показали проведені нами експерименти, для долинської нафти експонентна залежність адекватно описує зміну пластичної в'язкості від температури лише при температурах, вищих за температуру початку кристалізації парафіну (рис 2.24) .

При нижчих температурах, як показали наші дослідження, експоненціальна модель як для пластичної в'язкості, так і граничного динамічного напруження зсуву стосовно долинської нафти є неадекватною.

За результатами математичної обробки даних табл. 2.21 і 2.22 нами одержані такі емпіричні моделі залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури у діапазоні від 5 до 50 °С (рис. 2.25 і 2.26):

При прямому ході віскозиметра

$$\eta_{nl} = 0,0413 - 0,00207 \cdot t + 3,944 \cdot 10^{-5} t^2 - 2,60 \cdot 10^{-7} t^3. \quad (2.3)$$

При зворотному ході віскозиметра

$$\eta_{nl} = 0,0545 - 0,00327 \cdot t + 7,539 \cdot 10^{-5} t^2 - 6,05 \cdot 10^{-7} t^3. \quad (2.4)$$

Одержані нами емпіричні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву від температури мають вигляд:

при прямому ході віскозиметра (рис. 2.27 і 2.28):

у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_o = 10,344 - 0,18093 \cdot t + 0,002986t^2 - 0,0004067t^3, \quad (2.5)$$

у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_o = 20,06 - 1,534 t + 0,04012 t^2 - 0,0003493 t^3, \quad (2.6)$$

при зворотному ході віскозиметра (рис. 2.29 і 2.30):

у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_o = 2,088 + 0,2183t - 0,0228t^2 + 0,0004667t^3, \quad (2.7)$$

у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_o = 7,34 - 0,5791t + 0,01618t^2 - 0,0001507t^3. \quad (2.8)$$

Математичні моделі (2.3)-(2.8) використані нами при розробці методики та програми теплогідралічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу для перекачування неньютонівських рідин.

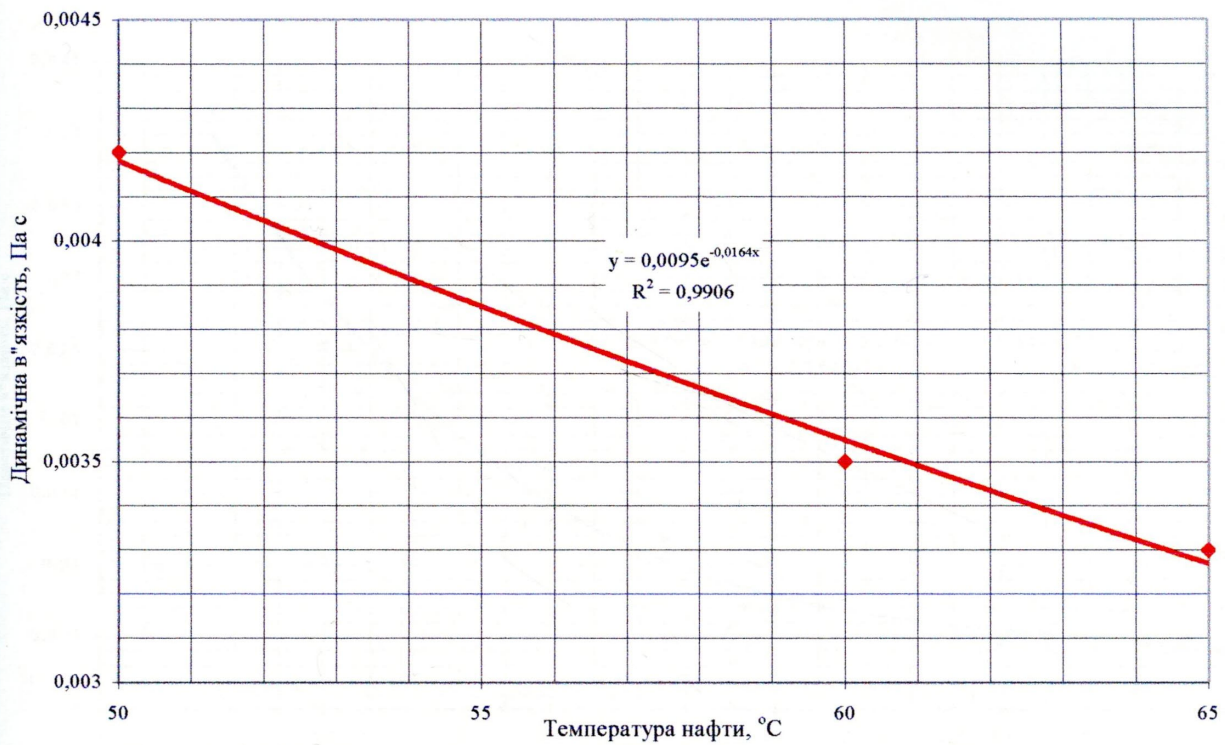


Рис.2.24. Результати математичного моделювання залежності динамічної в'язкості долинської нафти від температури у діапазоні температур, що спричиняють її ньютонівські властивості:

◆ дослідні дані — Експоненціальна модель(дослідні дані)

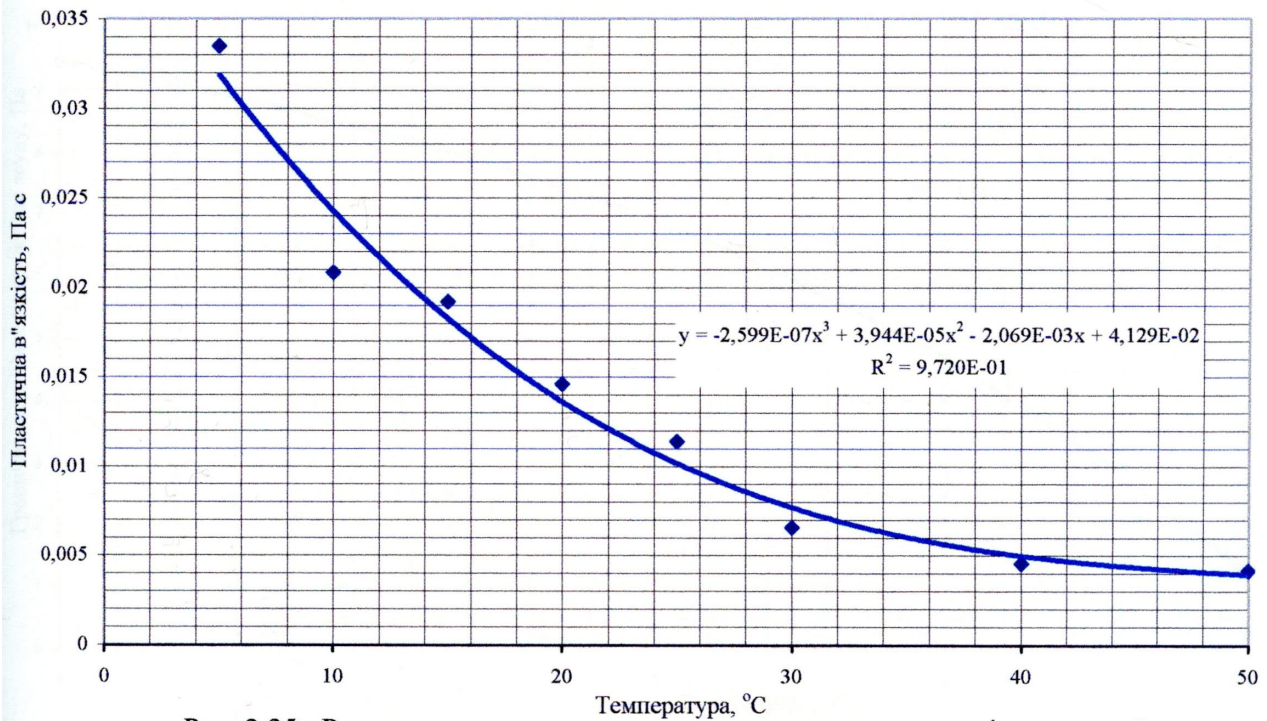


Рис. 2.25. Результати математичного моделювання залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури у діапазоні температур від 5 до 50°С (прямий хід віскозиметра):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

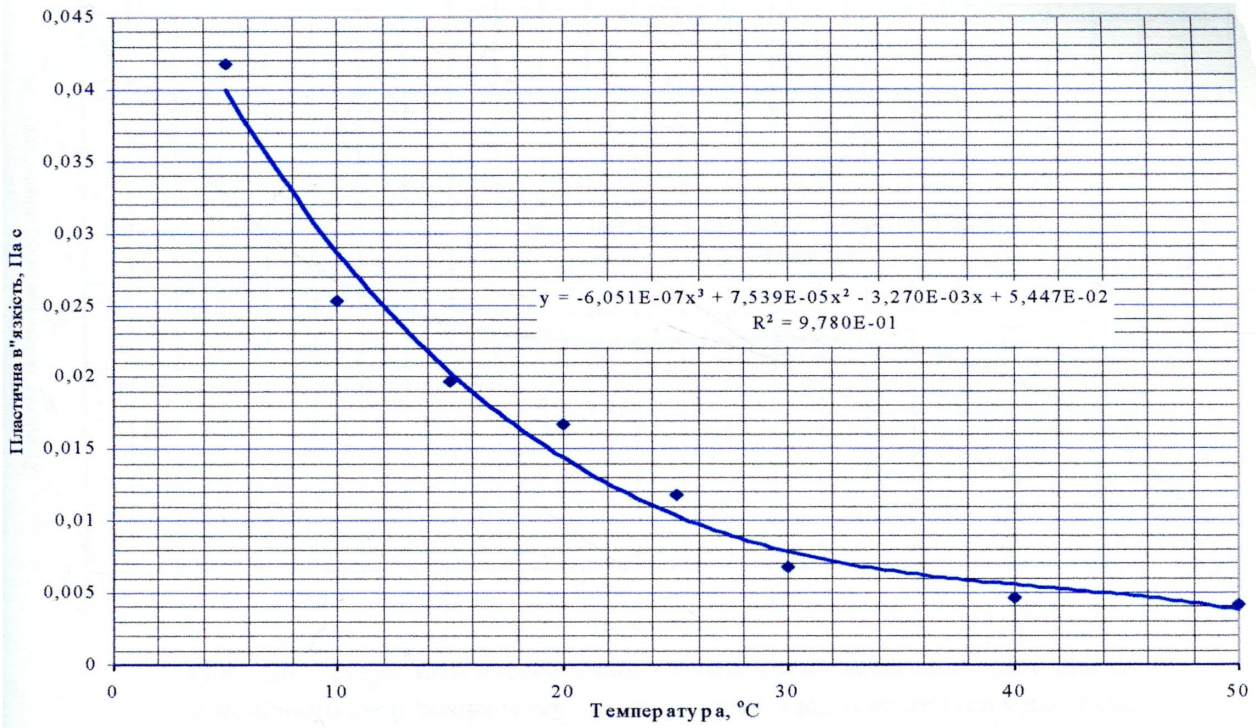


Рис. 2.26. Результати математичного моделювання залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури у діапазоні температур від 5 до 50 °C (зворотний хід):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

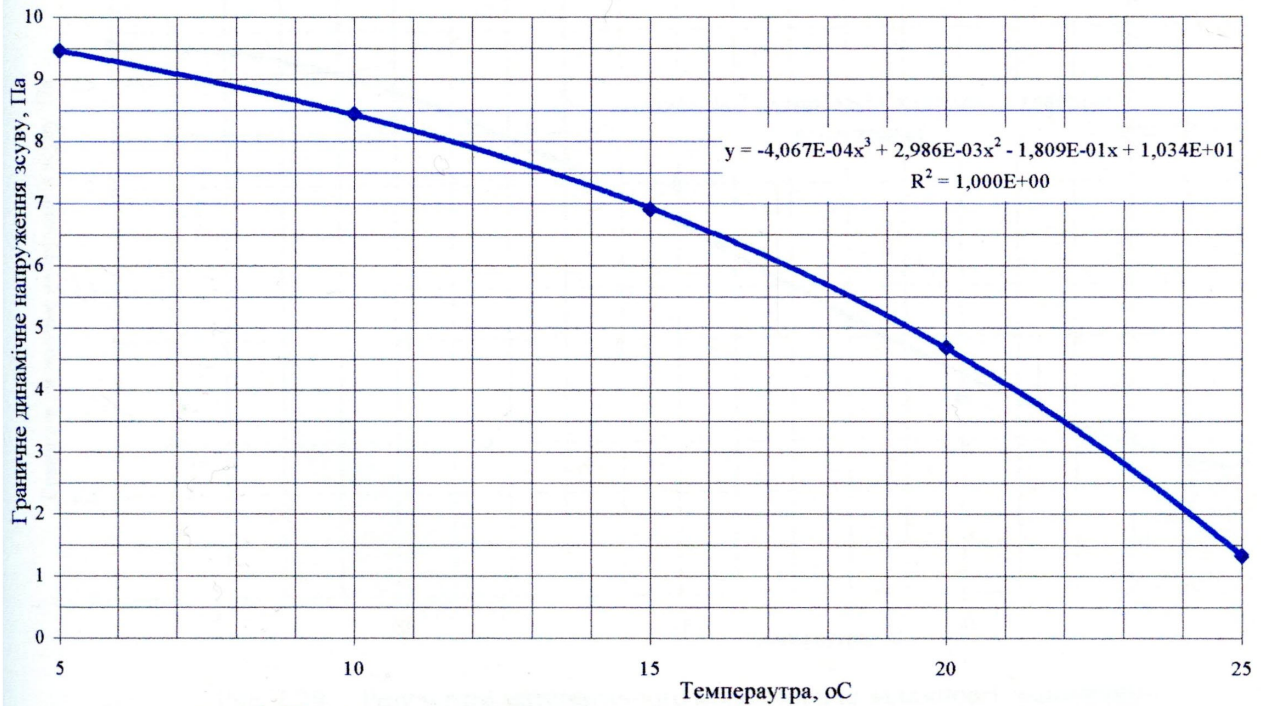


Рис. 2.27. Результати математичного моделювання залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у діапазоні температур від 5 до 25 °C (прямий хід віскозиметра):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

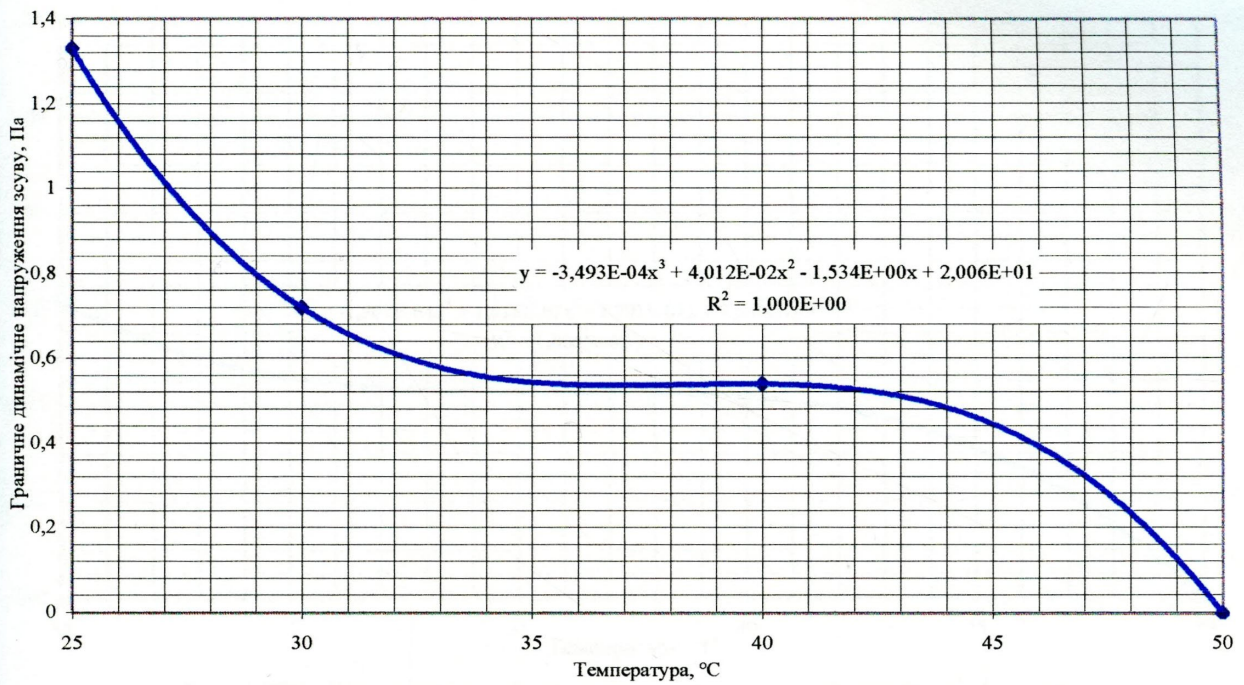


Рис. 2.28. Результати математичного моделювання залежності гранично динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у діапазоні температур від 25 до 50 °C (прямий хід віскозиметра):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

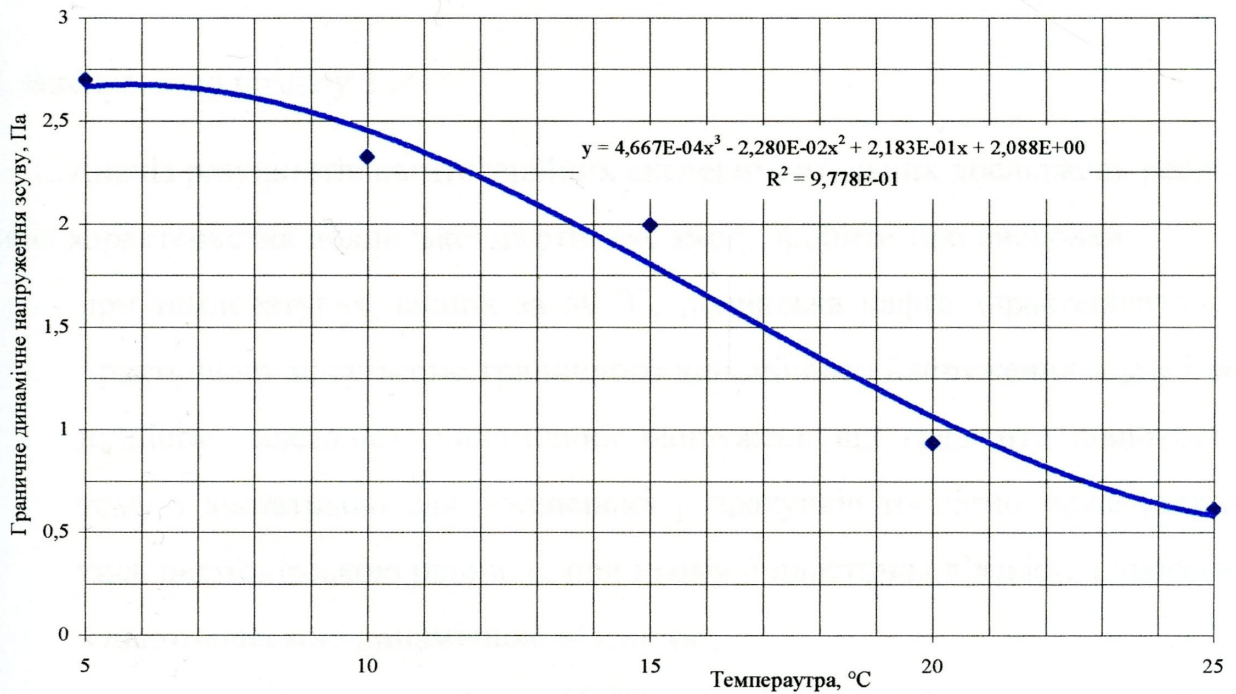


Рис. 2.29. Результати математичного моделювання залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у діапазоні температур від 5 до 25 °C (зворотний хід віскозиметра):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

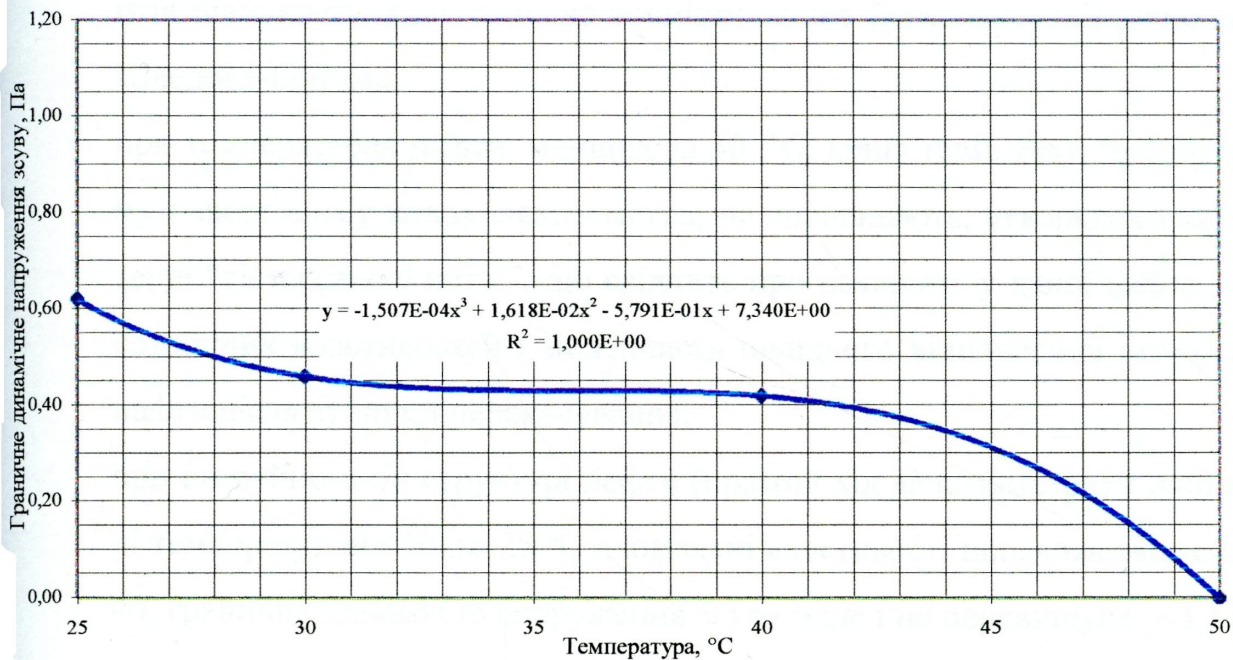


Рис. 2.30. Результати математичного моделювання залежності гранично динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у діапазоні температур від 25 до 50 °C (зворотний хід віскозиметра):

◆ дослідні дані — Поліноміальна модель (дослідні дані)

2.3. Висновки до розділу 2

1. Аналіз результатів багатосерійних експериментальних досліджень реологічних характеристик долинської нафти дає змогу зробити такі висновки:

- при температурах, вищих за 50 °C, долинська нафта характеризується практичною відсутністю граничного динамічного напруження зсуву і лінійністю залежності динамічних напружень від градієнта швидкості, тому з достатньою для інженерних розрахунків точністю може вважатись ньютонівською рідиною, при цьому її пластична в'язкість співпадає з ньютонівською динамічною в'язкістю;
- при температурах, вищих за 50 °C, для різних проб долинської нафти, досліджених протягом року, виявлена практично стала залежність динамічної в'язкості від температури;
- при температурах, нижчих за 50 °C, долинська нафта може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градіє-

нтів швидкості з достатньою точністю може бути описаний рівнянням Шведова-Бінгама;

- при температурах нафти, менших за 40 °С, криві течії, зняті при прямому і зворотному ходах віскозиметра, не співпадають, утворюючи характерні “гістерезисні петлі”, що свідчить про наявність у даної нафти тиксотропних властивостей і можливість швидкого відновлення структури нафти після зупинки перекачування;
- при незруйнованій структурі нафти (прямий хід віскозиметра) у діапазоні температур від 50 до 25 °С аномальні властивості проявляються слабо, граничне динамічне напруження зсуву мале і не перевищує $\tau_o = 1,5$ Па, спостерігається достатня сталість коефіцієнтів моделей для різних проб нафти при однаковій температурі;
- при незруйнованій структурі нафти (прямий хід віскозиметра) у діапазоні температур від 25 до 5 °С аномальні властивості проявляються у значній мірі, граничне динамічне напруження зсуву різко зростає і досягає значень $\tau_o = 15$ Па при температурі 5 °С, при цьому коефіцієнти моделей для різних проб нафти при однаковій температурі варіюються значно більше;
- при зруйнованій структурі нафти (зворотний прямий хід віскозиметра) помітні аномальні властивості проявляються лише при температурах, близьких до температури застигання і нижчих від неї; при вищих температурах граничне динамічне напруження зсуву не перевищує 1 Па;
- при зруйнованій структурі нафти (зворотний прямий хід віскозиметра) навіть для температур, значно нижчих від температури її застигання, ступінь аномальності властивостей долинської нафти значно менший, порівняно із нафтою із сформованою структурною решіткою (прямий хід віскозиметра). Це свідчить про можливість перекачування долинської нафти при низьких температурах за умов повного руйнування її

структури, що може бути гарантовано лише при повному завантаженні нафтопроводу Долина-Дрогобич і відсутності навіть короточасних зупинок перекачування.

2. У результаті експериментальних досліджень одержаний комплекс реологічних параметрів долинської нафти для незруйнованої або повністю відновленої структури (при прямому ході віскозиметра) і комплекс реологічних параметрів тієї ж нафти для повністю зруйнованої структури (при зворотному ході віскозиметра). Нафта, що перекачується нафтопроводом Долина-Дрогобич, характеризується реологічними параметрами, що входять у межі, зазначені вище. Причому, ступінь руйнування структурної решітки, а отже, і ступінь аномальності властивостей нафти залежать від десятків чинників, які важко врахувати, вони є випадковими величинами і тому не піддаються точному прогнозуванню. З цих причин як граничні параметри нафти, що визначають максимальний гідравлічний опір трубопроводу і відповідають найбільшій небезпеці його „заморожування”, доцільно прийняти реологічні параметри долинської нафти, які одержані дослідним шляхом при незруйнованій її структурі. Реологічні параметри долинської нафти, одержані при повністю зруйнованій її структурі, характеризують найбільш сприятливі умови роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич, які можна було б реалізувати при безперервному перекачуванні високов'язкої нафти зі значно більшими, ніж сьогодні, витратами нафти і сталим температурним режимом.

3. Враховуючи, що перекачування долинської нафти проводиться циклічно, малими партіями, у недостатньо прогрійтій трубопроводі, слід прогнозувати імовірність значного відновлення структурної решітки, що спричинює підвищення ступеня аномальності нафти. Внаслідок цього зростає гідравлічний опір нафтопроводу Долина-Дрогобич і збільшується імовірність його „заморожування” при низьких температурах і високих значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ
НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ
НЬЮТОНІВСЬКИХ ТА НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН

Як показано у розділі 1, існуючі на сьогодні методи теплогідрравлічного розрахунку неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні як ньютонівських рідин, так і неньютонівських рідин базуються на введенні низки спрощень та припущень, що зменшує адекватність одержаних результатів. У більшості із них не враховується тепло тертя потоку і прихована теплота кристалізації парафіну. Наявні методиками, що використовують для опису залежності в'язкості рідини від температури, прості, але недостатньо адекватні у робочому діапазоні температур математичні моделі, здебільшого, формула Рейнольдса-Філонова. Всі вони передбачають сталу величину коефіцієнтів режиму роботи A і m в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідрравлічного опору. Якщо перекачування підігрітих нафт відбувається у ширшому діапазоні чисел Рейнольдса і супроводжується змінами режиму руху рідини по довжині трубопроводу, то існуючі на сьогодні методиками теплогідрравлічного розрахунку неізотермічних трубопроводів непридатні для практичного використання. Ряд методик розрахунку процесу перекачування аномальних рідин містять емпіричні коефіцієнти, одержані для конкретного сорту нафти, що звужує сферу практичного застосування розрахункових формул [7].

Зазначені недоліки та обмеження сфери практичного застосування враховані нами при розробці математичних моделей та методик теплогідрравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів, які наведені нижче. Досліджені окремо закономірності теплообмінних та гідродинамічних процесів при перекачуванні підігрітих рідин, що характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями.

3.1. Математична модель усталеного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин

Для розробки моделі стаціонарного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівської рідини як початкову базу використаємо систему диференціальних рівнянь у вигляді, запропонованому М.В. Луп'є [29,30]:

- рівняння нерозривності потоку рідини

$$\frac{d}{dx}(\rho w S) = 0, \quad (3.1)$$

- рівняння руху потоку рідини

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{P}{\rho g} + z \right) = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{l}{D} \frac{w^2}{2g}, \quad (3.2)$$

- рівняння балансу повної енергії потоку рідини

$$\rho c w \frac{dt}{dx} = -\frac{4K}{D} (t - t_o) + \lambda(Re, \varepsilon) \frac{l}{D} \frac{w^2}{2} w \rho, \quad (3.3)$$

де l - довжина трубопроводу;

ρ - густина рідини за умов перекачування;

w - осереднена по перерізу трубопроводу швидкість руху рідини;

S - площа поперечного перерізу трубопроводу;

P - тиск рідини;

g - прискорення сили тяжіння;

z - геодезична позначка точки траси трубопроводу;

$\lambda(Re, \varepsilon)$ - коефіцієнт гідравлічного опору в нафтопроводі, функція числа

Рейнольдса Re і відносної еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні труби ε ;

D - внутрішній діаметр трубопроводу;

t - температура нафти в трубопроводі;

K - повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;

t_o - температура навколишнього середовища (для підземних ділянок нафтопроводу температура ґрунту на глибині укладання труби).

Приймаємо, що трубопровід має постійний діаметр $S = const$, і нехтуємо тепловим розширенням рідини $\rho = const$, тоді із рівняння нерозривності потоку впливає сталість швидкості перекачування і відповідно об'ємної витрати рідини в неізотермічному трубопроводі

$$w = const, \quad Q = const. \quad (3.4)$$

Система рівнянь (3.1)-(3.3) з врахуванням умови (3.4) після введення коефіцієнта, який враховує неізотермічність по радіусу труби Δ_r [1,9,1618,22,27,35,42], приймає вигляд

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{P}{\rho g} + z \right) = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{l}{D} \frac{w^2}{2g}, \quad (3.5)$$

$$\rho c w \frac{dt}{dx} = -\frac{4K}{D} (t - t_o) + \lambda(Re, \varepsilon) \frac{\Delta_r}{D} \frac{w^2}{2} w \rho. \quad (3.6)$$

Задаємо умови на початку трубопроводу при $x = 0$:

- тиск рідини на початку трубопроводу $P(0) = P_n$;
- температура рідини на початку трубопроводу $T(0) = T_n$.

Тиск рідини на початку магістрального нафтопроводу створюють насоси нафтоперекачувальної станції. Математичну модель послідовно працюючих підпірного і r магістральних насосів виражаємо у вигляді [49,50]

$$P_{гнпс} = A_{гнпс} - B_{гнпс} Q^2 = A_{гнпс} - B_{гнпс} S^2 w^2, \quad (3.7)$$

де $A_{гнпс}, B_{гнпс}$ - коефіцієнти сумарної напірної характеристики насосів головної НПС при їх послідовній роботі;

$$A_{гнпс} = a_n + r a, \quad B = b_n + r b, \quad (3.8)$$

a_n, b_n - коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики підпірного насоса;

a, b - коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики магістрального насоса.

У результаті розв'язування рівняння руху потоку рідини (3.2) одержуємо

$$\frac{P_n}{\rho g} = \int_0^L \lambda(Re, \varepsilon) \frac{\Delta_r}{D} \frac{w^2}{2g} dx + (z_k - z_n) + \frac{P_k}{\rho g}, \quad (3.9)$$

де z_n, z_k - геодезичні позначки початку і кінця трубопроводу відповідно;

L - довжина трубопроводу;

P_k - технологічно необхідний тиск рідини у кінці нафтопроводу.

Рівняння (3.9) з врахуванням математичної моделі напірної характеристики насосів головної НПС приймає вигляд

$$A_{зниц} - B_{зниц} S^2 w^2 = \int_0^L \lambda(Re, \varepsilon) \frac{\Delta_r}{D} \frac{w^2}{2g} dx + (z_k - z_n) + \frac{P_k}{\rho g}. \quad (3.10)$$

Основна складність гідравлічного розрахунку неізотермічного трубопроводу, так само як і традиційного ізотермічного, полягає у достовірному визначенні коефіцієнта гідравлічного опору, який у загальному випадку є функцією числа Рейнольдса і шорсткості внутрішньої поверхні труб [16,51,52].

Традиційна методика розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору в магістральних нафтопроводах полягає у використанні різних математичних моделей залежно від того, в якій зоні турбулентного режиму відбувається процес перекачування нафти.

Як зазначено у роботі [52], такий підхід має ряд недоліків, основними з яких є наступні:

- відсутні однозначні критерії, що дозволяють визначити умови переходу від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя;
- формули, які дозволяють визначити коефіцієнт гідравлічного опору тільки у певній зоні гідравлічного режиму, не стикаються на границях зон тертя, тобто при числах Рейнольдса, близьких до перехідних чисел Рейнольдса. Це робить неможливим розробку обчислювальних алгоритмів і програм, в яких реалізується метод послідовних наближень при визначенні гідравлічних характеристик нафтопроводу;

- формула Блазіуса дає достовірні результати тільки при числах Рейнольдса, менших від 70000-100000. Згідно з напівемпіричною теорією турбулентності для нафтопроводів великого діаметра перехід від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя відбувається при числах Рейнольдса, значно більших за 100000. Тому виникає необхідність використання, окрім формули Блазіуса, ще однієї моделі для коефіцієнта гідравлічного опору у зоні гідравлічно гладких труб. Це ще більше загострює проблему стикування різних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору при розробці обчислювальних алгоритмів та програм.

Нами запропонована методика визначення коефіцієнта гідравлічного опору у неізотермічному нафтопроводі, яка не має зазначених вище недоліків.

Для коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі використаємо узагальнену математичну модель Лейбензона [16,26,29,30,42,53]

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (3.11)$$

де A, m - коефіцієнти універсальної моделі, значення яких залежать від режиму руху рідини в нафтопроводі.

При перекачуванні ньютонівської рідини при ламінарному режимі

$$A = 64, \quad m = 1. \quad (3.12)$$

При перекачуванні ньютонівської рідини у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму для діапазону чисел Рейнольдса, в якому адекватно працює модель Блазіуса для коефіцієнта гідравлічного опору [54,55]

$$A = 0,3164, \quad m = 0,25. \quad (3.13)$$

Як базову модель для коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі при числах Рейнольдса, що лежать поза межею адекватності моделі Блазіуса, будемо використовувати універсальну модель Колбрука, яка у більшості країн світу застосовується при гідравлічних розрахунках трубопроводів різного призначення [2-5]

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k_e}{3,7D} \right], \quad (3.14)$$

де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу.

Формула (3.14) – це трансцендентне рівняння відносно коефіцієнта гідравлічного опору, тому ця залежність не може бути використана для визначення локальних значень коефіцієнтів режиму роботи в універсальній моделі (3.9). Для вирішення зазначеної мети придатна значно простіша за формою степенева формула Альтшуля, яка, як показали наші дослідження, забезпечує практично таку ж точність обчислень коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах, як і базова модель Колбрука [10-12,16,26,30,32,52,53]

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (3.15)$$

Після диференціювання виразу (3.11) одержуємо

$$d\lambda = -\lambda \frac{m}{Re} d Re. \quad (3.16)$$

Розв'язуємо (3.16) відносно коефіцієнта режиму руху рідини m

$$m = -\frac{d\lambda}{d Re} \frac{Re}{\lambda}. \quad (3.17)$$

Вираз (3.17) з врахуванням (3.15) після диференціювання і математичних перетворень приймає вигляд

$$m = \frac{17}{Re \frac{k_e}{D} + 68}. \quad (3.18)$$

Для визначення границь адекватного використання моделей для коефіцієнта гідравлічного опору при турбулентному режимі пропонується рівняння, яке розв'язується методом послідовних наближень відносно першого перехідного числа Рейнольдса [29,30,52,54]

$$\frac{k_e}{D} = \frac{8,15}{Re_{II} \sqrt{0,0032 + 0,221 Re_{II}^{-0,237}}}. \quad (3.19)$$

де $Re_{П1}$ - перше перехідне число Рейнольдса для ідеалізованої зернистої шорсткості внутрішньої поверхні труби.

Для врахування відмінності фактичної нерівномірної шорсткості від ідеалізованої зернистої шорсткості внутрішньої поверхні труби за аналогією із традиційним ізотермічним трубопроводом використовуємо поняття ефективної еквівалентної шорсткості труби [10,11,16,26,29,32]

$$k_{ee} = k_e \frac{Re - 4000}{Re_{П1} - 4000}. \quad (3.20)$$

Значення ефективної еквівалентної шорсткості труби k_{ee} замість величини k_e підставляється у модифіковану формулу Колбрука (3.14), з якої методом послідовних наближень знаходиться коефіцієнт гідравлічного опору λ . Далі визначається локальне (для довільного перерізу трубопроводу) значення коефіцієнта режиму руху рідини A

$$A = \lambda Re^m. \quad (3.21)$$

Граничне число Рейнольдса, при якому слід переходити від використання формули Блазіуса до модифікованої формули Колбрука для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі, обчислюємо за формулою [29,52]

$$Re_{zp} = -22775 \ln \varepsilon - 118750. \quad (3.22)$$

Рівняння (3.10) з врахуванням універсальної моделі (3.11) після переходу від швидкості руху до об'ємної витрати рідини приймає такий вигляд

$$A_{зниц} - B_{зниц} Q^2 = \int_0^L \frac{A}{Re^m} \frac{\Delta_r}{D} \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4 2g} dx + (z_k - z_n) + \frac{P_k}{\rho g}. \quad (3.23)$$

Введемо таке позначення для втрат напору від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$H_m = \int_0^L \Delta_r \frac{A}{Re^m} \frac{8}{\pi^2 g} \frac{Q^2 dx}{D^5}. \quad (3.24)$$

Формула (3.24) після підстановки аналітичного виразу для числа Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q}{\pi D \nu} \quad (3.25)$$

та подальших математичних перетворень приймає вигляд

$$H_m = \Delta_r \int_0^L \frac{\beta \cdot \nu^m Q^{2-m} dx}{D^{5-m}}, \quad (3.26)$$

де

$$\beta = \frac{2^{3-2m} A}{\pi^{2-m} g}. \quad (3.27)$$

Слід відмітити, що на відміну від традиційних формул для розрахунку втрат напору в ізотермічному нафтопроводі коефіцієнти режиму руху A і m , а також кінематична в'язкість нафти ν і комплекс β є складними функціями температури рідини, а так як температура змінна по довжині неізотермічного нафтопроводу, то зазначені параметри є складними функціями лінійної координати x , тому їх не можна виносити за знак інтеграла

$$m = m(x), \quad A = A(x), \quad \nu = \nu(x), \quad \beta = \beta(x). \quad (3.28)$$

Здійснимо перетворення рівняння (3.3), що виражає повну енергію рідини в неізотермічному нафтопроводі, перейшовши від швидкості руху до об'ємної витрати рідини у трубопроводі

$$\rho c \frac{4Q}{\pi D^2} \frac{dt}{dx} = -\frac{4K}{D} (t - t_o) + \lambda \frac{\Delta_r}{D} \left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right)^3 \frac{\rho}{2}. \quad (3.29)$$

Після математичних викладок одержуємо

$$\rho c \frac{4Q}{\pi D^2} \frac{dt}{dx} = -\frac{4K}{D} (t - t_o) + \lambda \frac{2^5 Q^3 \rho}{D^7 \pi^3} \Delta_r. \quad (3.30)$$

Формулу (3.30) з урахуванням (3.9), (3.25) і (3.27) зводимо до такого вигляду

$$\frac{Q \rho c}{K \pi D} \frac{dt}{dx} = -(t - t_o) + \Delta_r \frac{\beta Q^{3-m} \rho \nu^m}{K \pi D^{6-m}}. \quad (3.31)$$

Вводимо позначення

$$\varphi = \Delta_r \frac{\beta Q^{3-m} \rho}{K \pi D^{6-m}}. \quad (3.32)$$

Рівняння (3.31) з врахуванням (3.32) приймає вигляд

$$\frac{dt}{-(t-t_o) + \varphi v^m} = \frac{K \pi D}{Q \rho c} dx. \quad (3.33)$$

Для розв'язування рівняння (3.33) інтегруємо праву і ліву частину

$$\int_t^{t_n} \frac{dt}{(t-t_o) - \varphi v^m} = \frac{K \pi D}{Q \rho c} \int_0^x dx. \quad (3.34)$$

Після інтегрування правої частини рівняння (3.34) одержуємо

$$\frac{K \pi D x}{Q \rho c} = \int_t^{t_n} \frac{dt}{t-t_o - \varphi v^m}. \quad (3.35)$$

Таким чином, запропонована нами математична модель усталеного неізо-термічного руху ньютонівської рідини у трубопроводі має такий вигляд:

– рівняння руху потоку

$$A_{\text{гнпс}} - B_{\text{гнпс}} Q^2 = \int_0^L \frac{\beta(x) Q^{2-m(x)} v(x) dx}{D^{5-m(x)}} + (z_k - z_n) + \frac{P_k}{\rho g}; \quad (3.36)$$

– рівняння повної енергії потоку

$$\frac{K \pi D x}{Q \rho c} = \int_t^{t_n} \frac{dt}{t-t_o - \varphi(t) v(t)^{m(t)}}. \quad (3.37)$$

Інтеграл у правій частині рівнянь (3.36) і (3.37) достатньо точно можуть бути визначені числовими способами, які використані нами при розробці методик теплогідравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів у подальших розділах роботи.

Для одержання зв'язку між лінійною координатою x і температурою рідини t необхідно до системи рівнянь (3.36) і (3.37) додатково задати аналітичну залежність кінематичної в'язкості рідини від температури.

На відміну від авторів існуючих методик розрахунків неізотермічного нафтопроводу, які використовували недостатньо точну модель Філонова-Рейнольдса [56-58], для замикання системи рівнянь (3.36) і (3.37) при перекачуванні ньютонівських нафт використовуємо значно точнішу формулу Фогеля-Фульчера-Таммана [1,7,16,18,19,29,30,32]

$$v = a_1 \exp\left(\frac{b_1}{t - c_1}\right), \quad (3.38)$$

де a_1, b_1, c_1 - коефіцієнти математичної моделі, що знаходяться за результатами експериментальних досліджень властивостей рідини.

3.2. Особливості математичної моделі усталеного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні неньютонівських рідин

Високов'язкі високопарафіністі швидкозастигаючі нафти при температурах, близьких до температури застигання, характеризуються реологічними властивостями, відмінними від ньютонівського закону. Це суттєво впливає на закономірності температурного і гідравлічного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу.

Розробимо математичну модель, яка враховує особливості неізотермічного руху в трубопроводі неньютонівських рідин, що характеризуються в'язкопластичними властивостями.

Для опису усталеного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні в'язкопластичних рідин запишемо систему рівнянь, яка за формою близька до наведених вище аналогічних рівнянь при перекачуванні ньютонівських рідин

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{P}{\rho g} + z \right) = -\lambda(Re^*) \frac{l}{D} \frac{w^2}{2g} \Delta_r; \quad (3.39)$$

$$\rho c_{36} w \frac{dt}{dx} = -\frac{4K}{D} (t - t_o) + \lambda(Re^*) \frac{w^3}{2D} \rho \Delta_r, \quad (3.40)$$

де Re^* - узагальнене число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини [38]

$$Re^* = \frac{8 Re}{I + 2(1 + \sqrt{9 + I})}, \quad (3.41)$$

I - критерій Іллюшина

$$I = \frac{\tau_o D}{\eta_{nl} w}, \quad (3.42)$$

τ_o - граничне динамічне напруження зсуву;

η_{nl} - пластична (бінгамівська) в'язкість рідини;

Re - бінгамівське число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta_{nl}}. \quad (3.43)$$

У розділі 2 нами у результаті експериментальних досліджень одержані математичні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти від температури. Це розрахункові формули (2.3)-(2.8).

За аналогією з перекачуванням ньютонівської рідини коефіцієнт гідравлічного опору при перекачуванні неньютонівської рідини виражаємо узагальноною моделлю Лейбензона [9]

$$\lambda = \frac{A}{Re^{*m}}, \quad (3.44)$$

де A, m - коефіцієнти моделі, значення яких залежать від параметра Хедстрема,

$$He = \frac{\tau_o D^2 \rho}{\eta_{nl}^2}. \quad (3.45)$$

Формула (3.44) з врахуванням (3.41) і (3.43) зводиться до вигляду

$$\lambda = \frac{A \pi^m D^m}{2^{5m} Q^m} [I + 2(1 + \sqrt{9 + I})]^m \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m. \quad (3.46)$$

Рівняння для визначення втрат напору від тертя при перекачуванні неньютонівської рідини приймає вигляд

$$H_{T_{ан}} = \int_{L_{mn}}^L \Delta_r \frac{A \left[I + 2(1 + \sqrt{9 + I}) \right]^m Q^{2-m} \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}{2^{5m-3} \pi^{2-m} g D^{5-m}} dx, \quad (3.47)$$

де L_{mn} - віддаль від початку трубопроводу до перерізу, в якому розпочинається кристалізація парафіну і прояв неньютонівських властивостей нафти.

Рівняння (3.47) можна представити так

$$H_{T_{ан}} = \int_{L_{mn}}^L \beta^* \Delta_r \frac{Q^{2-m} \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}{D^{5-m}} dx, \quad (3.48)$$

де

$$\beta^* = \frac{A \left[I + 2(1 + \sqrt{9 + I}) \right]^m}{2^{5m-3} \pi^{2-m} g}. \quad (3.49)$$

Рівняння (3.40) у результаті математичних перетворень може бути записане у формі рівняння балансу тепла

$$K \pi D (t - t_o) dx = -Q \rho c_{36} dt + Q \rho g i dx. \quad (3.50)$$

Виконаємо розділення змінних

$$K \pi D \left(t - t_o - \frac{Q \rho g i}{K \pi D} \right) dx = -Q \rho c_{36} dt. \quad (3.51)$$

Рівняння (3.51) з врахуванням (3.48) приймає вигляд

$$K \pi D \left[t - t_o - \frac{\Delta_r \beta^* \rho Q^{3-m} g \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}{K \pi D^{6-m}} \right] dx = Q \rho c_{36} dt. \quad (3.52)$$

Після введення позначення

$$\varphi^* = \frac{\Delta_r \beta^* \rho Q^{3-m} g}{K \pi D^{6-m}} \quad (3.53)$$

одержуємо рівняння теплового режиму неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні в'язкопластичних рідин

$$-\frac{dt}{\left[t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m \right]} = \frac{K \pi D}{Q \rho c_{36}} dx. \quad (3.54)$$

Враховуючи складність математичних виразів, система диференціальних рівнянь (3.48) і (3.54) може бути розв'язана числовими методами, які викорис-

тані нами при розробці методик теплогідрравлічного розрахунку неізотермічних нафтопроводів при перекачуванні неньютонівських рідин у наступних розділах роботи.

3.3. Розробка математичної моделі процесу передачі тепла від нафти у навколишнє середовище для неізотермічного нафтопроводу

У загальному випадку процес неізотермічного перекачування характеризується зміною теплофізичних властивостей високов'язких нафт внаслідок пониження температури по довжині нафтопроводу. Для опису закономірностей зміни температури рідини по довжині неізотермічного нафтопроводу використаємо рівняння теплового балансу для ділянки труби довжиною dx , яке на відміну від аналогічних рівнянь враховує внутрішнє тепло тертя потоку і приховану теплоту кристалізації парафіну [1,9,16],

$$K\pi D(t - t_o)dx = -Q\rho c_{зв} dt + Q\rho g dx, \quad (3.55)$$

де t_o - температура навколишнього середовища, для підземних ділянок це температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу, для надземних ділянок це розрахункова температура повітря;
 $c_{зв}$ - зведена питома теплоємність нафти.

При перекачуванні високопарафіністих нафт згідно з рекомендаціями В.І. Чернікіна [9,16] вплив прихованої теплоти кристалізації парафіну на теплоємність нафти можна врахувати так

$$c_{зв} = c + \frac{\varepsilon_n \chi_n}{t_{nn} - t_{kn}}, \quad (3.56)$$

де ε_n - частка парафіну у нафті;

χ_n - прихована теплота кристалізації парафіну;

t_{nn} - температура початку кристалізації парафіну;

t_{kn} - температура кінця кристалізації парафіну.

Математична модель (3.55) дає достовірні результати за умови, якщо коефіцієнт теплопередачі від рідини в навколишнє середовище є сталою величиною по всій довжині трубопроводу. У процесі експлуатації неізотермічного нафтопроводу відбувається зміна режиму роботи по довжині трубопроводу, що викликає зміну інтенсивності теплопередачі. Другим фактором, що спричинює зміну повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, є відмінність теплофізичних параметрів ґрунту по довжині нафтопроводу. Тому виникає задача визначення для конкретного нафтопроводу прогнозованого діапазону зміни величини повного коефіцієнта теплопередачі від нафти у навколишнє середовище і доведення правомірності використання рівняння (3.55) зі сталим значенням K для проведення теплогідравлічних розрахунків.

Повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який у значній мірі визначає теплові втрати при транспортуванні попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта теплопередачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, характеристик теплової ізоляції трубопроводу, режиму руху нафти по нафтопроводу тощо [59,60].

Загальний аналітичний вираз для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що оточує нафтопровід, має вигляд [1,6,7,9,11,16,17,29,38,40,42-44,61]

$$\frac{1}{KD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_3}{D} + \frac{1}{2\lambda_{iz}} \ln \frac{D_{iz}}{D_3} + \frac{1}{\alpha_2 D_3}, \quad (3.57)$$

де α_1 - внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу;

D_3 - зовнішній діаметр нафтопроводу;

D_{iz} - зовнішній діаметр теплової ізоляції;

λ_c - коефіцієнт теплопровідності металу труби;

λ_{iz} - коефіцієнт теплопровідності теплової ізоляції;

α_2 - зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні труби (від теплової ізоляції) у навколишнє середовище.

Величина повного коефіцієнта теплопередачі при підземному прокладанні нафтопроводів в основному залежить від величини зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі. А величина цього коефіцієнта в значній мірі визначається значенням коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Працюючий неізотермічний нафтопровід утворює в ґрунті взаємозв'язані температурні і вологомісткі поля, які мають значний вплив на величину ефективного коефіцієнта теплопровідності ґрунту. Вплив метеорологічних умов на величину коефіцієнта теплопровідності ґрунту є максимальним в його поверхневих шарах. Збільшення глибини залягання викликає зменшення втрат тепла трубопроводом і основне, що дуже важливо, послаблює вплив атмосферних умов на режими його роботи. Найбільш негативний вплив на режими роботи неізотермічних нафтопроводів мають ділянки з підвищеною вологістю і високим рівнем ґрунтових вод, тому ще на стадії проектування зазначене явище необхідно врахувати при виборі траси нафтопроводу [62-65].

У ряді робіт [1,7,9,16,17,27,29,30] відмічають, що для підземних магістральних неізотермічних нафтопроводів, які працюють при турбулентному режимі перекачування, величина внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі значно перевищує величину зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі. Тому при відсутності спеціальної теплової ізоляції з достатньою точністю можна припустити, що $K \approx \alpha_2$. У той же час для нафтопроводів з тепловою ізоляцією величина повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище визначається термічним опором ізоляційного шару.

Теоретичні дослідження, які наведені нижче, покликані показати, наскільки правомірні ці припущення стосовно умов експлуатації єдиного в Україні не-

ізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні з підігрівом високов'язких нафт долинських родовищ [14,16,18,41,4257,66].

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні труби може бути визначений за критеріальними рівняннями залежно від режиму руху нафти по нафтопроводу. Критерій Нуссельта для характеристики процесу тепловіддачі від рідини до стінки труби прийнято знаходити за такими формулами [1,9]:

при $Re_{cp} < 2000$ (ламінарний режим)

$$Nu_1 = 0,17 Re_{cp}^{0,33} Pr_{cp}^{0,43} Gr^{0,1} \left(\frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (3.58)$$

при $Re_{cp} > 10000$ (турбулентний режим)

$$Nu_1 = 0,021 Re_{cp}^{0,8} Pr_{cp}^{0,43} \left(\frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (3.59)$$

де cp, cm - індекси, які вказують, що параметр обчислюється при середній температурі нафти t_{cp} і стінки трубопроводу t_{cm} відповідно;

Re - число Рейнольдса, обчислене за формулою (3.25);

Pr - критерій Прандтля

$$Pr = \frac{w\rho}{\lambda}; \quad (3.60)$$

Gr - критерій Грасгофа

$$Gr = \frac{D^3 (t_{cp} - t_{cm}) g \beta_n}{\nu^2}, \quad (3.61)$$

λ - коефіцієнт теплопровідності нафти;

β_n - коефіцієнт об'ємного розширення нафти.

Для зведення фізичних властивостей нафти до необхідної температури використовуємо такі математичні моделі:

для густини нафти -

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (3.62)$$

де ρ_{20} - густина нафти при температурі 20 °С;

ξ - температурна поправка густини нафти

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{20}, \quad (3.63)$$

для теплоємності нафти

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}}(1687 + 3,39 \cdot t), \quad (3.64)$$

для коефіцієнта теплопровідності нафти

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{20}}(1 - 0,00054 \cdot t), \quad (3.65)$$

для кінематичної в'язкості формула (3.38).

Якщо перекачування нафти відбувається при температурах нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, то за формулою (3.56) знаходимо зведену теплоємність нафти з врахуванням прихованої теплоти кристалізації парафіну, що міститься у нафті.

Розрахунок внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі незалежно від способу прокладання нафтопроводу проводимо у такій послідовності.

Задаємося значенням середньої температури нафти у нафтопроводі t_{cp} .

За формулами (3.62)-(3.65), (3.38),(3.56) знаходимо фізичні властивості нафти при середній температурі нафти $\rho_{cp}, c_{cp}, c_{cpзв}, \lambda_{cp}, \nu_{cp}$.

Як перше наближення задаємося середньою температурою зовнішньої стінки трубопроводу за умовою

$$t_{cm} = t_{cp} - 3. \quad (3.66)$$

За формулами (3.62)-(3.65), (3.38),(3.56) знаходимо фізичні властивості нафти при середній температурі стінки труби $\rho_{cm}, c_{cm}, c_{cmзв}, \lambda_{cm}, \nu_{cm}$.

Використовуючи формули (3.25) і (3.60), обчислюємо число Рейнольдса при середній температурі нафти Re_{cp} , критерій Прандтля при середній темпе-

ратурі нафти Pr_{cp} і середній температурі стінки Pr_{cm} , а при ламінарному режимі руху нафти додатково критерій Грасгофа Gr за формулою (3.61).

Залежно від величини числа Рейнольдса за формулою (3.58) або (3.59) знаходимо величину критерію Нуссельта Nu_1 . Якщо число Рейнольдса більше за 2000 і при цьому менше за 10000, то за кінцеву величину критерію Нуссельта приймаємо середнє арифметичне від значень, одержаних за формулами (3.58) і (3.59) [1,40].

За критерієм Нуссельта визначаємо величину внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_{cp}}{D} \quad (3.67)$$

Більша частина неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич прокладена підземно у ґрунт. При підземному укладанні ділянки трубопроводу найбільш точна формула для знаходження зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від зовнішньої стінки труби (теплової ізоляції) у навколишнє середовище має такий вигляд [1]

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{cp}}{D_3 \left[\ln \left(\frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) + \frac{32h_o \lambda_{cp}}{\alpha_o \left(\frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) D_3^2} \right]}, \quad (3.68)$$

де λ_{cp} - коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані;

h_o - глибина залягання осі нафтопроводу;

α_o - коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря, відповідно

до [1,9,16] $\alpha_o = 10-18 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{С})$.

Згідно з [1,9,16] для підземних трубопроводів малого діаметра при виконанні умови

$$\frac{h_o}{D_3} > 2 - 3 \quad (3.69)$$

для визначення зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від стінки труби в на-
вколишнє середовище може бути застосована спрощена залежність

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{2p}}{D_3 \ln \left(\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right)}. \quad (3.70)$$

Для ділянок трубопроводу, які прокладені надземно, для знаходження зов-
нішнього коефіцієнта тепловіддачі спочатку визначається коефіцієнт тепловід-
дачі вимушеної конвекції за формулою [1]

$$\alpha_{2k} = C_k \frac{\lambda_{нов}}{D_\phi} Re_{нов}^{nk}, \quad (3.71)$$

де C_k, nk - емпіричні коефіцієнти, значення яких залежать від режиму руху по-
вітря:

$$\text{при } Re_{нов} < 80 \quad C_k = 0,81; \quad nk = 0,4;$$

$$\text{при } 80 < Re_{нов} < 5000 \quad C_k = 0,625; \quad nk = 0,46;$$

$$\text{при } 5000 < Re_{нов} < 50000 \quad C_k = 0,197; \quad nk = 0,6;$$

$$\text{при } Re_{нов} > 50000 \quad C_k = 0,023; \quad nk = 0,8;$$

$\lambda_{нов}$ - коефіцієнт теплопровідності повітря, використовуючи дослідні

дані, одержуємо розрахункову формулу

$$\lambda_{нов} = 6 \cdot 10^{-10} t_{нов}^3 + 1 \cdot 10^{-9} t_{нов}^2 + 8 \cdot 10^{-5} t_{нов} + 0,0244, \text{ Вт/(м } ^\circ\text{C)} \quad (3.72)$$

D_ϕ - діаметр сталевого футляра, всередині якого розміщена надземна

ділянка трубопроводу з тепловою ізоляцією діаметром D_{i3} ;

$Re_{нов}$ - число Рейнольдса для потоку повітря, що обдуває надземну

ділянку нафтопроводу

$$Re_{нов} = \frac{w_{нов} D_{\phi}}{\nu_{нов}}, \quad (3.73)$$

$w_{нов}$ - середня швидкість вітру в районі проходження надземної ділянки трубопроводу;

$\nu_{нов}$ - кінематична в'язкість повітря при розрахунковій температурі,

використовуючи дослідні дані, одержуємо

$$\nu_{нов} = (7 \cdot 10^{-6} t_{нов}^2 + 0,0938 t_{нов} + 12,225) 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (3.74)$$

Для знаходження коефіцієнта тепловіддачі від труби у повітря радіацією використовуємо таку формулу [1]

$$\alpha_{2p} = \frac{\varepsilon_q C_s}{t_{cm} - t_{нов}} \left[\left(\frac{t_{cm} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_{нов} + 273}{100} \right)^4 \right], \quad (3.75)$$

де ε_q - ступінь чорноти поверхні трубопроводу (футляра);

C_s - стала Планка, $C_s = 5,77 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{град}^3)$;

$t_{нов}$ - середня температура повітря для періоду експлуатації, що розглядається.

Зовнішній коефіцієнт тепловіддачі при надземному прокладанні трубопроводу дорівнює сумі коефіцієнтів тепловіддачі конвекцією і коефіцієнта тепловіддачі радіацією

$$\alpha_2 = \alpha_{2к} + \alpha_{2p}. \quad (3.76)$$

Використовуючи рівняння теплового балансу, знаходимо розрахункове значення середньої температури стінки труби за формулою

$$t_{cm p} = \frac{t_o + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} t_{cp}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}. \quad (3.77)$$

Якщо розраховане значення температури стінки труби відрізняється від наперед заданого більше, ніж на необхідну точність розрахунку, то приймаємо

$$t_{cm} = t_{cm p} \quad (3.78)$$

і розрахунки повторюємо, починаючи з визначення фізичних властивостей нафти при зміненому значенні середньої температури стінки труби.

Після визначення значень внутрішнього і зовнішнього коефіцієнтів тепловіддачі незалежно від способу прокладання нафтопроводу за формулою (3.57) обчислюється повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище. При відсутності теплової ізоляції у формулі (3.57) слід покласти

$$D_{iz} = D_3. \quad (3.79)$$

Описаний вище алгоритм нами реалізований у програмі **ТЕРМО**, яка дає можливість реалізувати метод ітерацій і обчислити повний коефіцієнт теплопередачі для підземних і надземних ділянок нафтопроводу [61].

З метою дослідження впливу низки факторів на величину повного коефіцієнта теплопередачі нами проведені багатоваріантні розрахунки за програмою **ТЕРМО** для умов перекачування підігрітої долинської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич.

Вихідні дані для розрахунків:

внутрішній діаметр трубопроводу $D = 0,2555$ м;

зовнішній діаметр трубопроводу $D_3 = 0,273$ м;

діаметр сталевого футляра на надземних ділянках $D_\phi = 0,530$ м;

зовнішній діаметр теплової ізоляції $D_{iz} = 0,353$ м;

глибина залягання осі трубопроводу $h_o = 1,1$ м;

температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу $t_o = 3$ °С;

розрахункова температура повітря $t_{нов} = -29$ °С;

коефіцієнт теплопровідності ґрунту $\lambda_{2p} = (1 - 2)$ Вт/(м °С);

витрата нафти в нафтопроводі $Q_2 = (160 - 240)$ м³/год;

ступінь чорноти поверхні теплової ізоляції $\varepsilon_u = 0,65$;

коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря $\alpha_o = 18$ Вт/(м² °С);

коефіцієнт теплопровідності металу труби $\lambda_c = 58$ Вт/(м °С);

коефіцієнт теплопровідності теплової ізоляції $\lambda_{iz} = 0,058$ Вт/(м °С);

фізичні властивості долинської нафти (за результатами експериментальних досліджень, виконаних у квітні 2003 року):

густина нафти при 20 °С $\rho_{20} = 841,4 \text{ кг/м}^3$; Вт/(м °С);

коефіцієнт об'ємного розширення нафти $\beta_n = 0,000841 \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

коефіцієнти в'язкісно-температурної залежності нафти за даними дослідів

$$a_1 = 2,972 \cdot 10^{-6}; b_1 = 8,158; c_1 = 19,96;$$

вміст парафіну $\varepsilon_n = 0,082$;

температура початку кристалізації парафіну $t_{m} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура застигання нафти $t_{zac} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$;

прихована теплота кристалізації парафіну $\chi_n = 23 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}$;

середня швидкість вітру в районі надземної ділянки $w_{нов} = 10 \text{ м/с}$.

Дослідження проводимо спочатку для підземної ділянки нафтопроводу Долина-Дрогобич для екстремальних зимових умов перекачування нафти.

Задаємося низкою значень середньої температури потоку нафти t_{cp} . Для кожного значення t_{cp} задаємося послідовно значеннями коефіцієнта теплопровідності ґрунту у діапазоні від 1 Вт/(м·°С) до 2 Вт/(м·°С). Для кожного значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту за програмою **ТЕРМО** визначаємо коефіцієнти тепловіддачі, середню температуру стінки труби і повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище для різних значень витрати нафти у діапазоні від 160 до 240 м³/год.

За даними багатоваріантних обчислень будуємо графік залежності внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі α_1 від нафти до стінки труби від числа Рейнольдса для діапазону режимів експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич. Виконуємо математичне моделювання одержаної графічної залежності (рис. 3.1.). У результаті одержуємо таку математичну модель

$$\alpha_1 = 120,16 + 0,0117 Re_{cp} - 2 \cdot 10^{-7} Re_{cp}^2 + 1 \cdot 10^{-12} Re_{cp}^3. \quad (3.80)$$

Будуємо залежність повного коефіцієнта теплопередачі від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту для діапазону режимів експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич і виконуємо математичне моделювання одержаної графічної залежності (рис. 3.2). У результаті одержуємо таку лінійну залежність

$$K = 0,1368 + 2,6155\lambda_{gp}. \quad (3.81)$$

Як показали наші дослідження, аналогічну точність забезпечує наближена формула для визначення повного коефіцієнта теплопередачі за зовнішнім коефіцієнтом тепловіддачі, обчисленим за формулою (3.70),

$$K = \frac{D_3}{D} \alpha_2. \quad (3.82)$$

Аналогічні дослідження, проведені нами, також для надземних ділянок неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич. Надземні ділянки мають тепловою ізоляцію із скловолокна і прокладені у сталевому футлярі з діаметром більшим, ніж зовнішній діаметр теплової ізоляції. Основним температурним фактором, який визначає теплові втрати на надземних ділянках нафтопроводу, є температура повітря. Розрахунки проведені для низки середніх температур потоку нафти для мінімальної температури повітря в районі проходження зазначеного нафтопроводу $t_{нов} = -29$ °С. У результаті одержано, що за вказаних умов на надземних ділянках незалежно від режиму роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич повний коефіцієнт теплопередачі від нафти до повітря є сталою величиною і дорівнює $K = 0,96$ Вт/(м² °С). Ця величина у кілька разів менша за коефіцієнт теплопередачі на підземних ділянках нафтопроводу Долина-Дрогобич. Таким чином, показано, що, якщо теплова ізоляція із скловолокна на надземних переходах має проектну товщину і знаходиться у сухому стані, то надземні ділянки не призводять до збільшення теплових втрат і не повинні негативно впливати на теплогідравлічний режим роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич. Одержані математичні моделі для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище використані нами при розробці методик теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу у подальших розділах роботи.

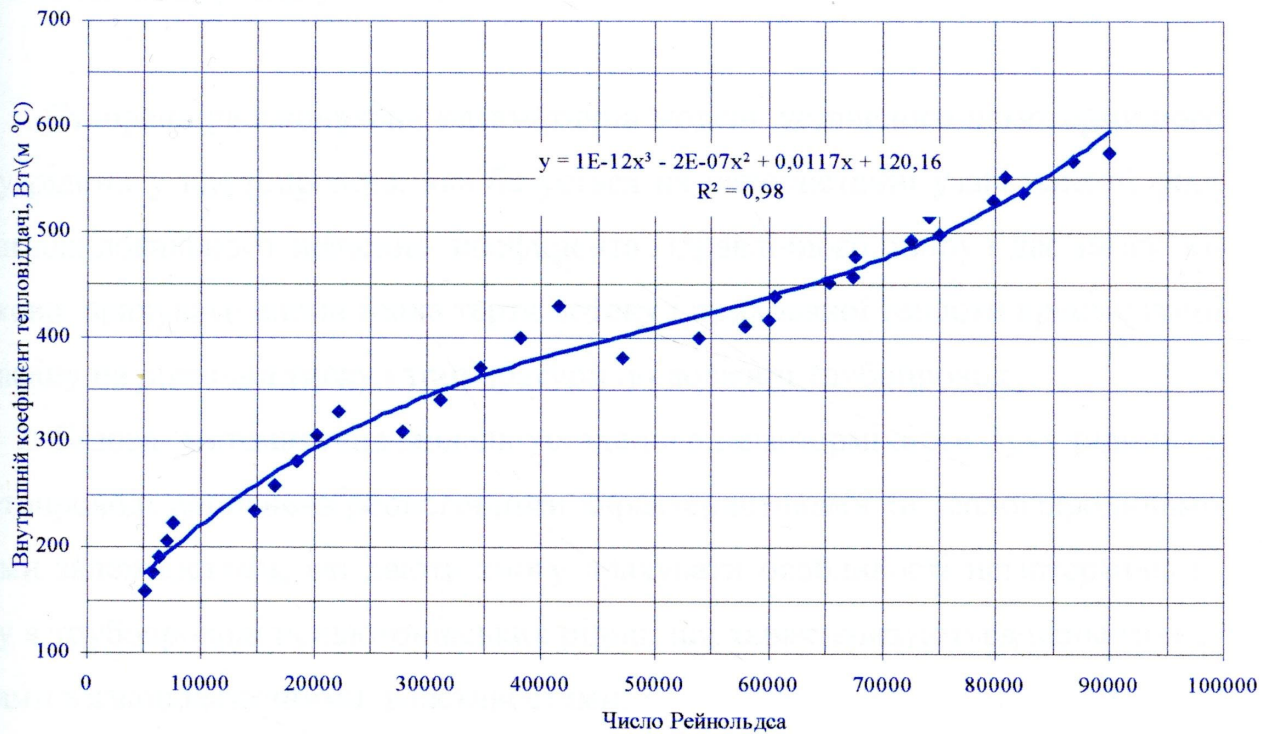


Рис. 3.1. Залежність внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від числа Рейнольдса для умов перекачування долиньської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич

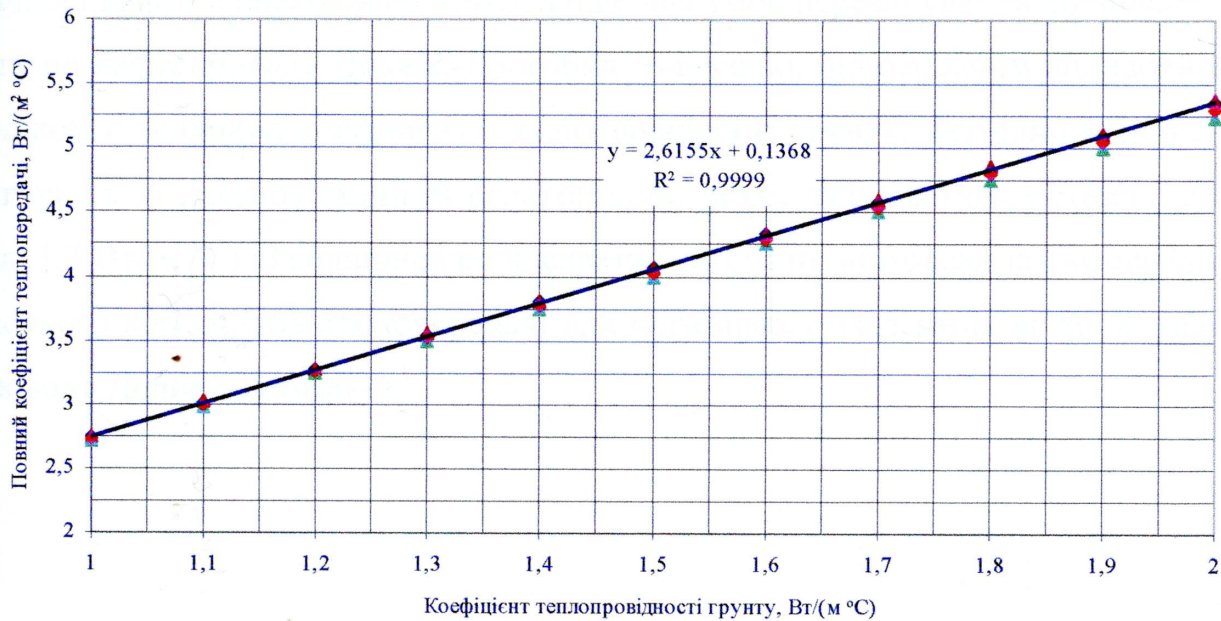


Рис. 3.2. Математичне моделювання залежності повного коефіцієнта теплопередачі від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту для умов перекачування долиньської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич

3.4. Висновки до розділу 3

1. Створена удосконалена математична модель усталеного неізотермічного руху рідини у нафтопроводі, яка базується на використанні узагальненої формули для локального значення коефіцієнта гідравлічного опору і дає змогу додатково врахувати вплив тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну на розподіл тиску і температури по довжині трубопроводу.

2. Базова математична модель усталеного неізотермічного руху рідини у нафтопроводі доповнена реологічними характеристиками та теплогідродинамічними залежностями, які дають змогу врахувати особливості неізотермічного руху в трубопроводі неньютонівських рідин, що характеризуються неньютонівськими в'язкопластичними властивостями.

3. Шляхом математичного моделювання, реалізованого на комп'ютері, досліджений вплив низки чинників на величину повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище для умов перекачування долиньської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич. Виявлено, що основним впливовим чинником є величина коефіцієнта теплопровідності ґрунту, яка для суглинистих ґрунтів за рахунок зміни їх вологовмісту може змінюватись у межах від 0,6 до 1,7 Вт/(м °С). Запропоновані адекватні математичні моделі для визначення повного коефіцієнта теплопередачі для підземних і надземних ділянок нафтопроводу Долина-Дрогобич.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ НЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН

Як показали результати експериментальних досліджень, долинська нафта при температурах, вищих за 50 °С, проявляє себе як ньютонівська рідина, тобто на значній довжині неізотермічного нафтопроводу процес її перекачування адекватно може бути описаний математичною моделлю усталеного неізотермічного руху ньютонівської рідини, яка запропонована у підрозділі 3.1. Технологія циклічної експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич передбачає, окрім перекачування партій високов'язкої долинської нафти, прогрівання трубопроводу шляхом перекачування підігрітої російської нафти, яка характеризується ньютонівськими властивостями для всього діапазону робочих температур.

З метою раціонального вибору режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, прогнозування параметрів його роботи при сезонних змінах характеристик навколишнього середовища, підвищення надійності експлуатації нафтопроводу шляхом недопущення його "замороження" необхідно розробити методику і програмне забезпечення для технологічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу при неізотермічному перекачуванні рідин, які характеризуються ньютонівськими властивостями.

4.1. Методика розрахунку гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин

Гідравлічною характеристикою нафтопроводу називають залежність загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти. При перекачуванні попередньо підігрітих рідин вигляд характеристики неізотермічного нафтопро-

воду суттєво різниться від характеристики традиційного ізотермічного нафтопроводу [67-72].

Одержимо математичну модель гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу, реалізація якої при конкретних геометричних характеристиках трубопроводу, реологічних характеристиках нафти та параметрах навколишнього середовища дозволить одержати таблицю або графік залежності загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти в трубопроводі.

Розглянемо випадок, коли перекачування нафти відбувається у діапазоні температур, що забезпечують з достатньою для практичних розрахунків точністю ньютонівські властивості транспортованої рідини.

Як показали результати досліджень, наведених у розділі 3, для підземних неізотермічних трубопроводів малого діаметра при виконанні умови

$$\frac{h_o}{D_3} > 2 - 3 \quad (4.1)$$

повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище достатньо точно може бути визначений за формулою

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D \ln \left(\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (4.2)$$

де h_o - глибина залягання осі трубопроводу;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу;

D_3 - зовнішній діаметр нафтопроводу;

λ_{zp} - коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу у природному стані.

Визначаємо значення температури нафти у кінці трубопроводу, яке гарантує транспортабельні властивості високов'язкої нафти [1]

$$t_{km} = t_{зас} + \Delta t_{рез}, \quad (4.3)$$

де $t_{зас}$ - температура застигання нафти;

Δt_{pez} - запас для кінцевої температури нафти над температурою застигання згідно з рекомендаціями [1] $\Delta t_{pez} = 1-5$ °С.

Приймаємо, що кінцева температура нафти в нафтопроводі дорівнює технологічно доцільній,

$$t_k = t_{km} \quad (4.4)$$

Визначаємо значення безрозмірного комплексу за формулою [1]

$$k_t = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (4.5)$$

де t_n - температура нафти на початку нафтопроводу;

t_o - температура навколишнього середовища, для підземного трубопроводу розрахункова температура ґрунту на глибині укладання труби.

Обчислюємо середню температуру нафти у нафтопроводі за формулами:

$$\text{якщо } k_t < 2, \text{ то } t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (4.6)$$

$$\text{якщо } k_t \geq 2, \text{ то } t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln k_t}. \quad (4.7)$$

За формулами (3.62)-(3.64) знаходимо середнє значення густини та теплоємності нафти, попередньо визначивши температурну поправку для густини нафти.

Для діапазону температур, нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, за формулою (3.56) обчислюємо зведену теплоємність нафти, яка враховує приховану теплоту кристалізації парафіну.

Задаємося мінімальним значенням витрати нафти в нафтопроводі у діапазоні робочих витрат

$$Q = Q_{min} \quad (4.8)$$

Обчислюємо значення безрозмірного параметра Шухова за формулою

$$Шу = \frac{K\pi DL}{Q\rho_{cp}c_{38}}, \quad (4.9)$$

де L - довжина нафтопроводу.

За формулою Шухова знаходимо кінцеву температуру нафти без врахування впливу тепла тертя потоку

$$t_{ko} = t_o + (t_n - t_o) \exp(-Шу). \quad (4.10)$$

Якщо різниця між прийнятим і розрахованим значенням кінцевої температури нафти перевищує задану точність розрахунку ε_t

$$|t_{ko} - t_k| > \varepsilon_t, \quad (4.11)$$

то необхідно уточнити середню температуру нафти та фізичні властивості нафти при цій температурі. Тому приймаємо

$$t_k = t_{ko} \quad (4.12)$$

і розрахунки повторюємо, починаючи з формули (4.5).

Уточнюємо значення температури нафти у кінці трубопроводу з врахуванням тепла тертя потоку. Спочатку приймаємо

$$t_k = t_{ko}. \quad (4.13)$$

Використовуючи формули (3.62) і (3.38), обчислюємо густину і кінематичну в'язкість нафти при кінцевій температурі ρ_k і ν_k .

За формулою (3.25) знаходимо значення числа Рейнольдса при кінцевій температурі нафти Re_k .

Якщо тепловий розрахунок трубопроводу вести з врахуванням тепла тертя потоку, то необхідно врахувати наступне: для кожного значення витрати нафти в неізоітермічному нафтопроводі існує певне значення температури, більше за температуру ґрунту, нижче якого температура нафти не може знизитися за рахунок ефекту саморозігрівання [16,53,73-75]. Для визначення зазначеної мінімальної температури нафти у трубопроводі $t_{k_{min}}$ необхідно методом послідовних наближень розв'язати трансцендентне рівняння

$$t_{k_{min}} = t_o + \varphi_{k_{min}} \nu_{k_{min}}^m, \quad (4.14)$$

де $\nu_{k_{min}}^m$ - кінематична в'язкість нафти при температурі $t_{k_{min}}$;

$\varphi_{k_{min}}$ - значення комплексу параметрів φ при температурі $t_{k_{min}}$,

методика розрахунку якого наведена нижче.

Якщо виконується умова

$$t_k < t_{k_{min}}, \quad (4.15)$$

то приймаємо

$$t_k = t_{k_{min}}. \quad (4.16)$$

З врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну температура нафти у кінці неізотермічного нафтопроводу може бути визначена із рівняння

$$\frac{K\pi DL}{Q\rho_{cp}c_{зв}} = \int_{t_k}^{t_n} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (4.17)$$

Рівняння (4.17) може бути записане у такому вигляді

$$\text{Шу} = I_t. \quad (4.18)$$

Для кожного значення температури нафти t , що відповідає певному перерізу x трубопроводу, блок визначення значень коефіцієнтів, що залежать від режиму руху ньютонівської рідини, передбачає виконання таких операцій.

За формулою (3.22) знаходиться граничне число Рейнольдса Re_{gp} , яке розділяє зони адекватності моделей Блазіуса і Колбрука для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі.

Із виразу (3.19) методом ітерацій обчислюється значення першого перехідного числа Рейнольдса $Re_{П1}$, що відповідає ідеалізованій зернистій шорсткості внутрішньої поверхні труби.

За формулою (3.25) визначається локальне значення числа Рейнольдса Re у певному перерізі неізотермічного нафтопроводу.

Знаходиться ефективна еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні труби k_{ee} за формулою (3.20).

Обчислюється локальне значення коефіцієнта режиму руху нафти m за формулою (3.18).

Методом послідовних наближень знаходиться коефіцієнт гідравлічного опору λ за модифікованою формулою Колбрука (3.14).

Визначається локальне значення коефіцієнта режиму роботи A за формулою (3.21).

Вибирають значення коефіцієнтів режиму руху нафти у формулі Лейбензона. Якщо $Re < 2000$, то рух нафти відбувається при ламінарному режимі і коефіцієнти режиму руху дорівнюють

$$m = 1, A = 64. \quad (4.19)$$

Якщо $2000 < Re < Re_{cp}$, то рух нафти в нафтопроводі відбувається при турбулентному режимі у зоні адекватної дії формули Блазіуса, коефіцієнти режиму руху нафти при цьому становлять

$$m = 0,25, A = 0,3164. \quad (4.20)$$

Якщо $Re > Re_{кр}$, то рух нафти відбувається при турбулентному режимі у зоні адекватної дії модифікованої формули Колбрука, коефіцієнти режиму руху при цьому визначаються за формулами (3.18)-(3.21), (3.14).

За формулами (3.27) і (3.32) обчислюють локальні значення комплексів параметрів, пов'язаних з врахуванням впливу тепла тертя потоку на теплогідравлічний режим роботи неізотермічного нафтопроводу.

Числовим способом за методом Сімпсона знаходять, при якому значенні кінцевої температури t_k значення визначеного інтегралу I_t дорівнює параметру Шухова $Шу$. Для цього діапазон зміни температури нафти в нафтопроводі ділять на парну кількість частин n . Для кожного значення температури t знаходять фізичні властивості нафти, число Рейнольдса, значення коефіцієнтів режиму руху і комплексу параметрів для врахування тепла тертя потоку.

Визначають значення підінтегральної функції у рівнянні (4.17)

$$F_t = \frac{l}{t - t_0 - \varphi v^m}. \quad (4.21)$$

Розраховані значення підінтегральної функції закладають у формулу Сімпсона та обчислюють значення визначеного інтегралу I_t при даному значенні кінцевої температури нафти

$$I_t = \int_{t_k}^{t_n} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (4.22)$$

Далі реалізується блок уточнення кінцевої температури нафти. Якщо виконується умова

$$I_t - Шу > \varepsilon_t, \quad (4.23)$$

то збільшують кінцеву температуру нафти за умовою

$$t_k = t_k + \Delta t, \quad (4.24)$$

де ε_t - точність виконання температурного розрахунку нафтопроводу;

Δt - крок зміни кінцевої температури нафти в нафтопроводі.

У результаті методом послідовних наближень знаходять кінцеву температуру нафти в нафтопроводі з врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну.

Числовим способом за методом Сімпсона, який описаний вище, обчислюють визначений інтеграл I_v , значення якого пропорційне втратам тиску від тертя в неізотермічному нафтопроводі [16]

$$I_v = \int_{t_k}^{t_n} \frac{\beta v^m Q^{2-m} dt}{D^{5-m} (t - t_o - \varphi v^m)}. \quad (4.25)$$

Знаходять втрати тиску від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$H_T = \frac{\Delta_r L}{Шу} I_v. \quad (4.26)$$

Визначають загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі

$$H_{заг} = 1,02 H_T + \Delta z + H_k, \quad (4.27)$$

де Δz - різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу.

У результаті знаходять координати однієї точки гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу: витрату нафти Q та відповідні загальні втрати напору в трубопроводі $H_{заг}$.

Визначають напір, що створюють насоси НПС при заданій витраті нафти у нафтопроводі,

$$H_{гнпс} = A_{гнпс} - B_{гнпс} Q^2, \quad (4.28)$$

де $A_{гнпс}, B_{гнпс}$ - коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики насосів, що працюють на ГНПС.

Далі задаються наступним значенням витрати нафти у вибраному діапазоні робочих витрат і розрахунки повторюють, розпочинаючи з формули (4.3).

За результатами розрахунків будується суміщена гідравлічна характеристика неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівської рідини.

Даний алгоритм реалізований нами у програмі **NEIZ1**, яка дозволяє при відомій температурі нафти на початку неізотермічного нафтопроводу визначити кінцеву температуру нафти і загальні втрати напору з врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну.

Програма **NEIZ1** може служити комп'ютерною моделлю, яка дає змогу математичними методами дослідити вплив низки факторів на теплогідравлічний режим роботи нафтопроводу, що перекачує підігріту високов'язку нафту, яка характеризується ньютонівськими властивостями. Зазначена програма нами використана для теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні підігрітих малов'язких російських нафт з метою прогрівання трубопроводу перед закачуванням партії високов'язкої долинської нафти.

4.2. Методика визначення пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин

Режимні параметри спільної роботи нафтоперекачувальної станції (НПС) і трубопроводу визначаються шляхом розв'язування рівнянь матеріального та енергетичного балансу. Аналітичне розв'язування рівняння балансу напорів у нафтопроводі дозволяє визначити робочу витрату нафти, знайти робочий напір насосів НПС, який для робочої точки дорівнює загальним втратам напору в трубопроводі [76,77].

Для ізотермічного нафтопроводу витрату нафти, знайдену шляхом розв'язування рівняння балансу напорів при певній схемі роботи насосів на НПС, схемі роботи лінійної частини і певній в'язкості нафти при відсутності дроселювання на виході НПС, називають пропускною здатністю нафтопроводу. Режим роботи, що відповідає пропускній здатності нафтопроводу, встановлюється автоматично. Будь-яке регулювання режиму роботи нафтопроводу може бути направлене лише на встановлення у трубопроводі витрати нафти меншої, ніж його пропускна здатність.

Відповідно до [72,78], що підтверджує результати наших досліджень, наведених у підрозділі 4.1, для неізотермічного нафтопроводу особливості залежності загальних втрат напору від витрати нафти можуть призвести до виникнення зон нестійкої та стійкої роботи і появи не однієї, а двох робочих точок, координати яких визначають робочі параметри системи НПС-трубопровід.

Таким чином, стосовно неізотермічного нафтопроводу можна говорити про наявність двох значень пропускної здатності: перше, менше за величиною, відповідає нестійкій роботі трубопроводу, друге, більше, - відповідає зоні стійкої роботи нафтопроводу.

З метою прогнозування теплогідравлічних параметрів роботи неізотермічного нафтопроводу з врахуванням змін умов навколишнього

середовища необхідно розробити методику і програму для визначення пропускної здатності і режимних параметрів роботи НПС і лінійної частини трубопроводу.

4.2.1. Розрахунок пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу у зоні стійкої роботи

Алгоритм визначення пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу передбачає аналітичне розв'язування рівняння балансу напорів методом послідовних наближень. Для визначення пропускної здатності нафтопроводу у зоні його стійкої роботи до розв'язку ідемо зі сторони великих витрат нафти.

Як перше наближення витрати нафти приймають максимальне можливе значення витрати

$$Q = Q_{max}. \quad (4.29)$$

Використовуючи формули (4.1)-(4.27), наведені у підрозділі 4.1, знаходять загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі при прийнятій витраті нафти Q . За формулою (4.28) обчислюють напір, який створюють насоси НПС Долина при прийнятій витраті нафти Q .

Перевіряють ступінь виконання рівняння балансу напорів в трубопроводі. Якщо різниця загальних втрат напору і напору насосів НПС перевищує необхідну точність розрахунку ε_h

$$H_{заг} - H_{нс} > \varepsilon_h, \quad (4.30)$$

то зменшують витрату нафти у нафтопроводі за умовою

$$Q = Q - \Delta Q, \quad (4.31)$$

де ΔQ - крок зміни витрати нафти у нафтопроводі.

Далі розрахунки повторюють, розпочинаючи з формули (4.3), до досягнення необхідної точності розрахунків.

У результаті знаходять значення пропускної здатності системи НПС-неізотермічний нафтопровід, яке відповідає зоні його стійкої роботи.

Даний алгоритм реалізований нами у програмі **NEIZ2**, яка дозволяє при відомій температурі нафти на початку неізотермічного нафтопроводу визначити кінцеву температуру нафти, витрату нафти і тиск на виході НПС для зони стійкої роботи у випадку перекачування нафти, яка характеризується ньютонівськими властивостями.

4.2.2. Розрахунок пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу у зоні нестійкої роботи

Алгоритм визначення пропускної здатності нафтопроводу при роботі у зоні нестійкої роботи відрізняється від попереднього тим, що до розв'язку ідемо зі сторони малих витрат нафти.

Як перше наближення витрати нафти приймають будь-яке мале значення витрати нафти у нафтопроводі

$$Q = Q_{min} \cdot \quad (4.32)$$

Якщо при даному значенні витрати кінцева температура нафти в нафтопроводі виходить за межі діапазону температур, в якому адекватно працює в'язкісно-температурна модель Фогеля-Фульчера-Таммана (3.38), то реалізується блок збільшення значення витрати нафти в нафтопроводі. У результаті одержують перше наближення витрати нафти, при якому кінцева температура близька до температури застигання нафти,

$$Q = Q_{min_3} \cdot \quad (4.33)$$

Використовуючи формули (4.1)-(4.28), наведені у підрозділі 4.1, знаходять загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі при знайденій витраті нафти Q . За формулою (4.29) обчислюють напір, який створюють насоси НПС Долина при знайденій витраті нафти Q .

Перевіряють ступінь виконання рівняння балансу напорів в трубопроводі. Якщо різниця загальних втрат напору і напору насосів НПС перевищує необхідну точність розрахунку ε_h

$$H_{заг} - H_{нс} > \varepsilon_h, \quad (4.34)$$

то збільшують витрату нафти у нафтопроводі за умовою

$$Q = Q + \Delta Q. \quad (4.35)$$

Далі розрахунки повторюють, розпочинаючи з формули (4.3), до досягнення необхідної точності розрахунків.

У результаті знаходять значення пропускної здатності системи НПС-неізотермічний нафтопровід, яке відповідає зоні його нестійкої роботи.

Даний алгоритм реалізований нами у програмі **NEIZ3**, яка дозволяє при відомій температурі нафти на початку неізотермічного нафтопроводу визначити кінцеву температуру нафти, витрату нафти і тиск на виході НПС у зоні нестійкої роботи у випадку перекачування нафти, що характеризується ньютонівськими властивостями.

4.3. Методика розрахунку змін напору і температури нафти по довжині неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні ньютонівських рідин

З метою аналізу режимів роботи неізотермічних нафтопроводів, прогнозування параметрів перекачування високов'язкої нафти при зміні умов навколишнього середовища доцільно розробити методи і програми, які дають змогу дослідити закономірності зміни температури і напору (тиску) нафти по довжині трубопроводу. За результатами розрахунків можуть бути побудовані лінії гідравлічного нахилу і криві зниження температури нафти в неізотермічному нафтопроводі.

Аналіз зазначених графіків дає змогу вирішити такі практичні завдання:

- дослідити профіль траси нафтопроводу на наявність перевальних точок і ділянок із самопливним рухом нафти;

- порівняти між собою результати розрахованих за математичною моделлю і фактичних, виміряних на трасі нафтопроводу, значень температури і тиску нафти в контрольних точках нафтопроводу, зробити висновок про адекватність моделі і внести необхідні корективи в розрахункові формули та вихідні дані до розрахунків;
- шляхом порівняння розрахованих та фактичних кривих виявити ділянки нафтопроводу з підвищеним гідравлічним опором, що може пояснюватись зменшенням живого перерізу труби, а також ділянки з підвищеними тепловими втратами, де має місце інтенсивне охолодження нафти (надземні переходи, ділянки, прокладені у ґрунтах з підвищеним вмістом вологи).

Слід відмітити, що для неізотермічного нафтопроводу залежність зміни температури і напору (тиску) по довжині трубопроводу носить складний нелінійний характер і не може бути достовірно розрахована без засобів обчислювальної техніки.

Алгоритм теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу з метою дослідження зміни температури і тиску нафти по його довжині базується на математичних моделях неізотермічного квазістаціонарного руху високов'язкої ньютонівської нафти, які наведені у підрозділі 4.1.

Для побудови ліній гідравлічного нахилу аналізуємо профіль траси нафтопроводу і закладаємо у програму масив геодезичних позначок всіх характерних точок траси.

Розрахунки можуть бути виконані для витрати нафти, яка є пропускною здатністю нафтопроводу у зонах стійкої або нестійкої його роботи, або для будь-якого заданого значення витрати, меншого за пропускну здатність, з врахуванням необхідного регулювання (дроселювання тощо).

Задаємося відстанню від початку трубопроводу до довільної характерної точки траси нафтопроводу

$$L_x = L_i . \quad (4.36)$$

За формулами (4.1)-(4.24), реалізуючи метод послідовних наближень, визначають температуру нафти на відстані L_x від початку трубопроводу для прийнятого значення витрати нафти Q .

Використовуючи формули (4.25),(4.26), знаходять втрати тиску від тертя на ділянці від початку нафтопроводу до довільної характерної точки траси.

За формулою (4.28) обчислюють напір, який створюють насоси НПС при значенні подачі нафти Q .

Знаходять координати лінії гідравлічного нахилу в нафтопроводі для початкової і довільної характерної точки траси нафтопроводу

$$H_{g1} = z_n + H_{згнс}, \quad (4.37)$$

$$H_{gi} = z_n + H_{згнс} - H_{Ti}, \quad (4.38)$$

де z_n - геодезична позначка початкової точки трубопроводу;

H_{Ti} - втрати напору від тертя на ділянці від початку нафтопроводу до довільної характерної точки траси.

Визначають напір і тиск нафти у довільній точці траси неізотермічного нафтопроводу

$$H_{gi} = H_{згнс} - H_{Ti} + z_n - z_i, \quad (4.39)$$

$$P_i = H_{gi} \rho g. \quad (4.40)$$

де z_i - геодезична позначка i -ої характерної точки траси нафтопроводу;

ρ - густина нафти, що відповідає температурі нафти в i -ій точці траси нафтопроводу.

За даним алгоритмом програма прораховує всі характерні точки траси, завершуючи обчислення розрахунком температури, напору і тиску нафти у кінці трубопроводу.

Описаний алгоритм реалізований нами у програмі NEIZ4, яка дозволяє при відомій температурі нафти на початку трубопроводу і заданій витраті нафти розрахувати зміну температури нафти і напору по довжині неізотермічного

нафтопроводу з врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну у випадку перекачування нафти, що характеризується ньютонівськими властивостями.

4.4. Апробація розроблених методик при виконанні теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич

4.4.1. Формування вихідних даних для проведення теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич

Сформуємо вихідні дані для проведення теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич у рамках ньютонівської моделі руху нафти. Як показали результати експериментальних досліджень, при перекачуванні долинської нафти за зимових умов, коли температура нафти у трубопроводі зменшується нижче 30 °С, теплогідрравлічні розрахунки нафтопроводу Долина-Дрогобич некоректно вести за традиційними методиками без врахування аномальних властивостей нафти. Тому розроблені у розділі 4 методики розрахунків слід використовувати для визначення параметрів роботи зазначеного нафтопроводу при перекачуванні малов'язких російських нафт або при перекачуванні долинської нафти у літніх умовах при малих значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Використаємо розроблені нами методики теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводу, що базуються на моделі ньютонівського руху рідини, для визначення пропускної здатності нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні російської експортної суміші нафт.

Для виконання теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу необхідно знати залежність кінематичної в'язкості нафти від температури. У січні 2001 року нами були виконані експериментальні дослідження залежності кінематичної в'язкості російської нафти від температури. Досліди проводились в

умовах акредитованої лабораторії Дрогобицького нафтопровідного управління. Для вимірювання в'язкості використовувались капілярні віскозиметри типу ВПЖ-2. Досліди проводились відповідно до вимог [45-48]. Одержані результати наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 –

Результати експериментальних досліджень залежності кінематичної в'язкості російської нафти від температури

Температура нафти, °С	5	16	25	30	40	50
Кінематична в'язкість, сСт	35,6	22,8	15,9	13,1	9,8	8,2

Для аналітичного опису залежності кінематичної в'язкості російської нафти від температури використовуємо математичну модель Фогеля-Фульчера-Таммана – формулу (3.38).

Спочатку обчислюємо коефіцієнти зазначеної математичної моделі за формулами

$$\chi = \frac{t_3 - t_2}{t_2 - t_1} \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{\ln \frac{v_2}{v_3}}, \quad (4.41)$$

$$c_1 = \frac{\chi t_1 - t_3}{\chi - 1}, \quad (4.42)$$

$$b_1 = \frac{(t_1 - c_1)(t_2 - c_1)}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2} = \frac{(t_1 - c_1)(t_3 - c_1)}{t_3 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_3}, \quad (4.43)$$

$$a_1 = v_1 \exp\left(-\frac{b_1}{t_1 - c_1}\right) = v_2 \exp\left(-\frac{b_1}{t_2 - c_1}\right), \quad (4.44)$$

де v_1, v_2, v_3 – дослідні значення кінематичної в'язкості нафти при температурах t_1, t_2, t_3 відповідно.

Використовуючи дані табл.4.1., одержуємо такі вихідні дані для розрахунку коефіцієнтів математичної моделі (3.38)

$$t_1 = 5 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \nu_1 = 35,6 \text{ сСт};$$

$$t_2 = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \nu_2 = 13,1 \text{ сСт};$$

$$t_3 = 50 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \nu_3 = 8,2 \text{ сСт}.$$

За формулами (4.41)-(4.44) обчислюємо значення коефіцієнтів математичної моделі в'язкісно-температурної залежності російської нафти. У результаті одержуємо таку в'язкісно-температурну залежність для російської нафти

$$\nu = 1,028 \cdot 10^{-6} \exp\left(\frac{225,5}{t + 58,6}\right), \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.45)$$

При проведенні теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич будемо використовувати дані про температуру повітря і температуру ґрунту на глибині укладання труби, які наведені у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 –

Температура повітря і температура ґрунту в районі траси
нафтопроводу Долина-Дрогобич

Температурний фактор	У зимовий період року		У літній період року	
	максимум	мінімум	максимум	мінімум
Температура повітря на поверхні землі, $^\circ\text{C}$	0	-29	35	5
Температура ґрунту на глибині укладання труби, $^\circ\text{C}$	4,9	3	14,8	11,1

На НПС Долина для перекачування нафти встановлені два магістральні насоси типу НПС 200/700. За даними Дрогобицького НУ перший магістральний насос оснащений робочим колесом за варіантом *a* (заводський зовнішній

діаметр колеса $D_2=275$ мм), яке обточене до діаметра $D_2=250$ мм. Другий магістральний насос оснащений робочим колесом за варіантом *в* із зовнішнім діаметром $D_2=245$ мм. Підпірні насоси типу 10НД6х1 оснащені робочими колесами діаметром $D_2=348$ мм (обрізане) та $D_2=380$ мм.

Практика свідчить, що фактичні характеристики відцентрового насоса, навіть того, що не був ще в експлуатації, можуть помітно відрізнятися від характеристик, наведених у його паспорті [67-69]. Ще більша різниця паспортних і фактичних напірних та енергетичних характеристик має місце для насосів, які тривалий час знаходились в експлуатації. Нехтування зазначеним фактором може призвести до неточних результатів експлуатаційних теплогідравлічних розрахунків, що особливо небезпечно при експлуатації неізотермічних нафтопроводів [50]. Тому виникла практична необхідність ідентифікації фактичних характеристик НПС Долина з метою підвищення достовірності результатів теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич.

В умовах виробництва єдиною базою для проведення ідентифікації характеристик насосів нафтоперекачувальних станцій є статистичні дані диспетчерської служби про параметри режимів перекачування нафти [33]. На НПС Долина кожні дві години вимірюються і реєструються у журналі такі параметри: тиск на вході і виході магістрального насоса, об'ємна витрата і густина транспортованої нафти.

Результати математичного моделювання фактичної напірної характеристикки НПС Долина при послідовній роботі підпірного і магістрального насосів нами представлялись у вигляді формули (4.28).

Для визначення значень коефіцієнтів математичних моделей характеристик насосів використаний метод найменших квадратів. Він передбачає мінімізацію такого функціоналу

$$F = \sum_{i=1}^N (H_{\text{нпс}} - A_{\text{нпс}} + B_{\text{нпс}} Q^2), \quad (4.46)$$

де N - кількість точок у вибірці статистичних даних.

Метод найменших квадратів реалізований у програмі **NASOS**. Ця програма дозволяє одержати достовірні регресивні моделі для опису фактичних напірних характеристик як окремих насосів, так і групи насосів при їх спільній роботі на нафтоперекачувальній станції магістрального нафтопроводу.

Програма передбачає виключення впливу явно помилкової інформації на результати досліджень. Спочатку регресійна модель напірної характеристики насосів будується з використанням повного обсягу інформації. Далі визначається дисперсія адекватності моделі за формулою

$$Dc = S^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (H_{i\partial} - H_{i_m})^2, \quad (4.47)$$

де S - стандарт вибірки;

$H_{i\partial}$ - значення напору насоса за даними вимірювання;

H_{i_m} - значення напору насоса за математичною моделлю.

Згідно із законами математичної статистики із вибірки необхідно вилучити ті точки, для яких виконується така нерівність

$$|H_{i\partial} - H_{i_m}| > S \left[\tau^2(N\sqrt{p_1}, N) \frac{1}{N} \tau^2(p_0, N) \right]^{1/2}, \quad (4.48)$$

де τ - коефіцієнт Стюдента, значення якого залежать від кількості вимірювань N і гарантійної імовірності p .

Після вилучення помилкової інформації коригується регресійна модель напірної характеристики насоса або нафтоперекачувальної станції і знаходиться середнє квадратичне відхилення дослідних даних та результатів розрахунків за регресивною моделлю. Величина останнього дозволяє судити про достовірність моделі, адекватність її фактичним характеристикам насосного обладнання.

Нами проведені дослідження з ідентифікації та математичного моделювання напірних характеристик насосного обладнання НПС Долина. Початковими даними були диспетчерські дані про параметри режиму перекачування долинської нафти протягом 2001-2002 рр. Для аналізу вибирались періоди роботи нафтопроводу з практично усталеним режимом роботи.

Шляхом обробки статистичних даних режимів роботи НПС Долина з використанням програми NASOS одержана така математична модель напірної характеристики станції при послідовній роботі підпірного і магістрального насоса

$$H_{nc} = 675 - 75533Q^2. \quad (4.49)$$

Одержана модель фактичної напірної характеристики насосів НПС Долина нами використана при проведенні багатоваріантних технологічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич.

Важливим параметром, який впливає на результати теплогідрравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів, як показали наші дослідження у розділі 3, є коефіцієнт теплопровідності ґрунту. Згідно з даними, представленими працівниками Дрогобицького РНУ, глибина закладання нафтопроводу Долина-Дрогобич до верху труби становить від 1,0 до 1,2 м, при цьому трубопровід укладений переважно в суглинистих і глинистих ґрунтах.

На сьогодні нафтопровід Долина-Дрогобич працює циклічно з тривалими зупинками. При запуску неізотермічного нафтопроводу після тривалої зупинки, коли система "трубопровід-ґрунт" знаходиться у непрогрітому стані, розрахунковий коефіцієнт теплопровідності ґрунту приймається рівним коефіцієнту теплопровідності ґрунту в природному стані [59].

Коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані згідно з рекомендаціями [60] можна визначати за формулою СибЦНИИСа

$$\lambda_{zp} = 1,16 \left[K_p^* (10^{-3} \rho_{zp} + 0,1\omega - 1,1) - 0,1\omega \right], \quad (4.50)$$

де K_p^* - коефіцієнт математичної моделі, який рівний 1,5 – для піску, 1,4 – для супіску та 1,3 – для суглинків і глин;

ω - масова вологість ґрунту, %;

ρ_{zp} - густина ґрунту, кг/м^3 .

Згідно з рекомендаціями [38], приймаємо для суглинків і глин густину ґрунту $\rho_{zp} = 1300 \text{ кг/м}^3$. З урахуванням цього формула (4.50) для визначення кое-

фіцієнта теплопровідності суглинків та глин залежно від величини їх вологості приймає вигляд

$$\lambda_{zp} = 0,302 + 0,0348\omega. \quad (4.51)$$

Залежність коефіцієнта теплопровідності суглинків та глин від величини їх вологості відповідно до формули (4.52) має лінійний характер. Відповідно до [38], вологість реальних ґрунтів залежно від сезону може змінюватись у діапазоні від 10 до 40 відсотків. За таких умов прогнозований діапазон зміни коефіцієнта теплопровідності ґрунту в районі проходження траси нафтопроводу Долина-Дрогобич становить

$$\lambda_{zp_{min}} = 0,302 + 0,0348 \cdot 10 = 0,65 \text{ Вт/(м } ^\circ\text{C)},$$

$$\lambda_{zp_{max}} = 0,302 + 0,0348 \cdot 40 = 1,69 \text{ Вт/(м } ^\circ\text{C)}.$$

Одержані значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту відповідають екстремальним умовам роботи нафтопроводу: перше – найбільш теплому і сухому періоду року (липень-серпень) , друге – періоду інтенсивного танення снігу (лютий-березень). Протягом більшої частини року вологість ґрунтів знаходиться в діапазоні 20-30 %, що спричинює зміну коефіцієнта теплопровідності суглинків і глин від 1 до 1,5 Вт/(м °С).

Знайдений діапазон можливої зміни коефіцієнта теплопровідності ґрунту використаний нами при проведенні теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич.

4.4.2. Аналіз результатів теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні російської нафти з підігрівом

Використовуючи описані вище методику і програму NEIZ1, виконуємо багатоваріантні теплогідравлічні розрахунки залежності загальних втрат напору від величини витрати нафти в нафтопроводі Долина-Дрогобич.

Дослідження проводимо для найбільш складного з точки зору експлуатації нафтопроводу холодного періоду року з температурою ґрунту на глибині укладання трубопроводу $t_o=3$ °С. Температуру російської нафти на початку нафтопроводу приймаємо рівною 65, 50 і 10 °С. Теплогідрравлічні розрахунки проводимо для п'яти значень коефіцієнта теплопровідності ґрунту в діапазоні від 1 до 1,8 Вт/(м °С). При проведенні теплогідрравлічних розрахунків враховуємо, що для випадків перекачування малов'язких рідин підвищена точка траси, яка розміщена на відстані 52,5 км від початку нафтопроводу і має геодезичну позначку $z_{II}=427$ м, буде перевальною. Тому розрахункова довжина трубопроводу приймалась рівною $L = 52500$ м, а різниця геодезичних позначок перевальної точки і початку нафтопроводу становить $\Delta z = -57$ м. За результатами зазначених обчислень, використовуючи Microsoft Excel, будуємо суміщені гідравлічні характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для трьох значень температури підігріву нафти при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (рис. 4.1, 4.2 і 4.3). Результати знаходження пропускної здатності нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні малов'язкої російської нафти для зимових умов наведені у табл. 4.3.

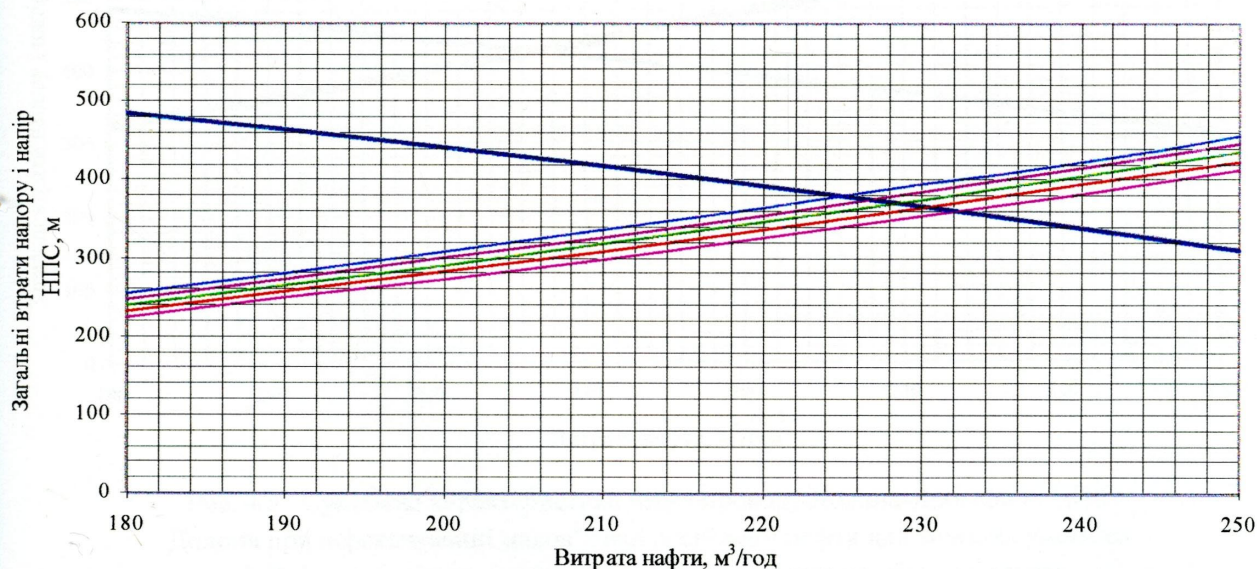


Рис. 4.1. Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина при перекачуванні малов'язкої російської нафти для зимових умов і температури підігріву 65 °С при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту:

— Напір НПС — 1 Вт/(м °С) — 1,2 Вт/(м °С) — 1,4 Вт/(м °С) — 1,6 Вт/(м °С) — 1,8 Вт/(м °С)

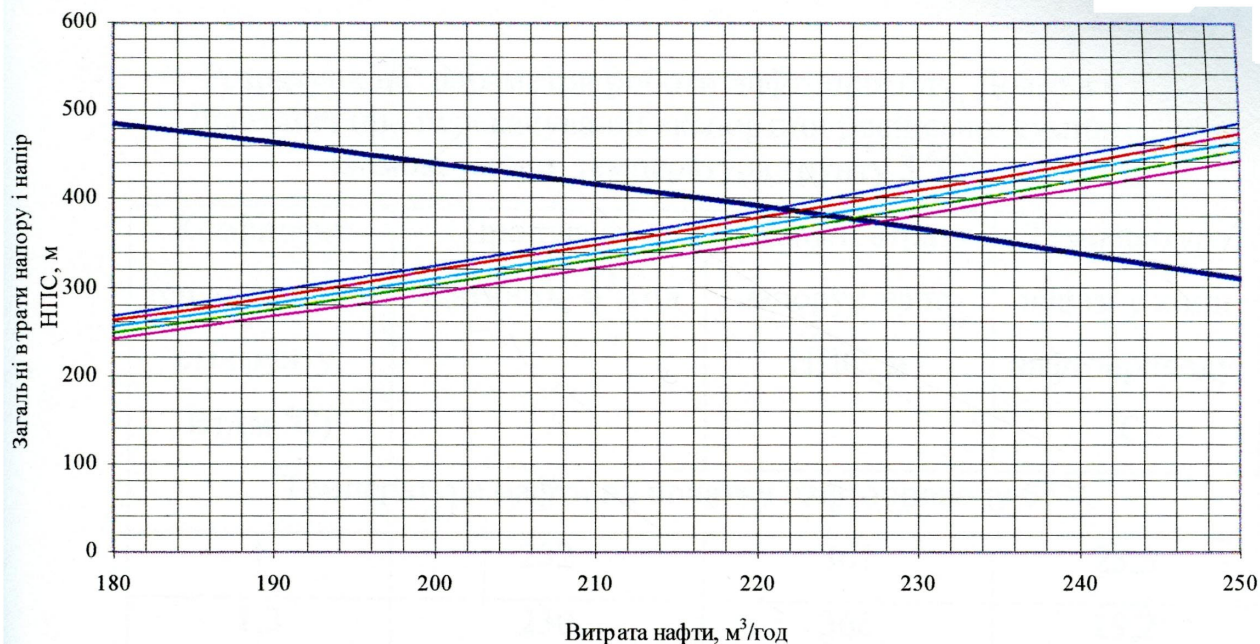


Рис.4.2. Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина при перекачуванні малов'язкої російської нафти для зимових умов і температури підігріву 50 °С при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності

— Напір НПС — 1 Вт/(м °С) — 1,2 Вт/(м °С) — 1,4 Вт/(м °С) — 1,6 Вт/(м °С) — 1,8 Вт/(м °С)

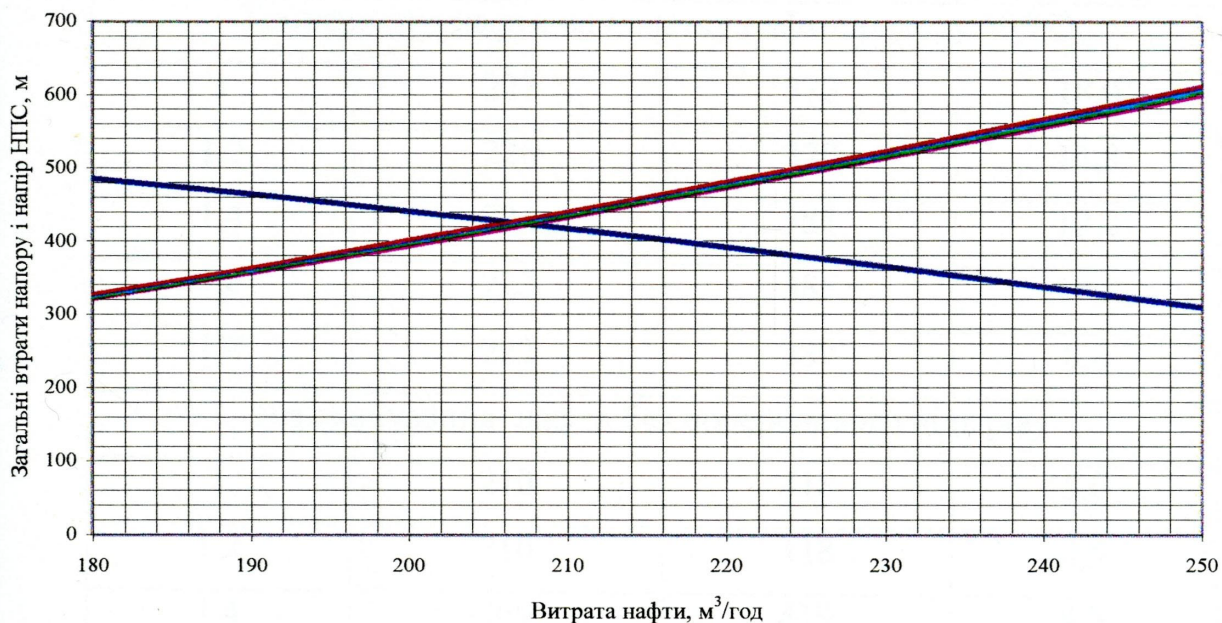


Рис. 4.3 Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина при перекачуванні малов'язкої російської нафти для зимових умов без підігріву при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту

— Напір НПС — 1 Вт/(м °С) — 1,2 Вт/(м °С) — 1,4 Вт/(м °С) — 1,6 Вт/(м °С) — 1,8 Вт/(м °С)

Таблиця 4.3 –

Розрахункові параметри роботи нафтопроводу Долина -
Дрогобич при перекачуванні експортної російської суміші
(зимові умови, температура ґрунту 3 °С)

Коефіцієнт теплопровідності ґрунту, Вт/(м °С)	Пропускна здатність, м ³ /год	Загальні втрати напору і напір НПС, м	Температура нафти у кінці нафтопроводу, °С
Температура нафти на початку нафтопроводу 65 °С			
1	232	361	23,5
1,2	230	366	19,2
1,4	228	370	15,7
1,6	227	376	13,0
1,8	225	380	10,8
Температура нафти на початку нафтопроводу 50 °С			
1	227	373	18,0
1,2	226	378	14,8
1,4	224	381	12,2
1,6	223	385	10,2
1,8	222	389	8,6
Перекачування нафти без попереднього підігріву			
1	210	418	5,0
1,2	210	418	4,5
1,4	209	419	4,2
1,6	209	420	3,9
1,8	208	420	3,7

Аналіз фактичних режимів перекачування російської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич за 2000-2004 рр свідчить, що робоча витрата рідини при усталеному русі незалежно від сезону знаходиться у діапазоні від 195 до 220 м³/год, тобто з достатньою адекватністю відповідає розрахованим значенням пропускної здатності зазначеного нафтопроводу. Як свідчить аналіз, максимальне відхилення розрахункових і фактичних технологічних параметрів роботи нафтопроводу (робочого тиску на виході НПС Долина, температури нафти у кінці трубопроводу) за чотири роки експлуатації не перевищує 5 %.

4.5. Висновки до розділу 4

1. На базі удосконаленої математичної моделі неізотермічного руху у трубопроводі ньютонівської рідини розроблені методики і пакет прикладних програм для побудови гідравлічної характеристики і визначення пропускної здатності неізотермічного нафтопроводу з врахуванням змін режиму руху і коефіцієнта гідравлічного опору у кожному перерізі трубопроводу, з врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну.

2. Апробація розробок шляхом виконання багатоваріантних теплогідравлічних розрахунків режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич при неізотермічному перекачуванні малов'язких російських нафт дає змогу зробити такі висновки:

- при перекачуванні малов'язких рідин гідравлічна характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич має такий же вигляд, як для ізотермічного нафтопроводу, тобто з підвищенням витрати нафти зростають загальні втрати напору. Спільна робота системи нафтопровід - НПС Долина характеризується однією робочою точкою;
- вигляд гідравлічної характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич, а отже і параметри його роботи мало залежать від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту. Це свідчить про те, що при перекачуванні

малов'язких нафт не слід чекати будь-яких проблем, пов'язаних з сезонними змінами умов навколишнього середовища;

- порівняння розрахованих і фактичних режимних параметрів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні підігрітої російської нафти свідчить про достатню адекватність математичних моделей (відхилення до 5 %) і можливість практичного застосування розроблених методик і програмного забезпечення для проведення проектних та експлуатаційних розрахунків.

РОЗДІЛ 5

МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ

Методики розрахунку теплогідрравлічних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, які наведені в попередньому розділі роботи, базуються на моделі ньютонівського руху рідини у трубопроводі.

Аналіз фактичних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич за останні три роки свідчить, що для зимових умов перекачування внаслідок теплообміну з навколишнім середовищем на значній частині довжини трубопроводу температура нафти стає близькою до температури застигання або нижче від неї.

Більшість високов'язких і застигаючих нафт при низьких температурах, близьких до температури застигання, характеризуються аномальною в'язкістю і динамічним напруженням зсуву, величина якого залежить від температури рідини і градієнта швидкості руху. Виникає так званий в'язкопластичний рух рідини, який характеризується значно більшими втратами тиску, ніж при русі ньютонівських рідин [1,9,16,29,30,38,40-43,79-86].

Тому виникла практична необхідність розробки методики і програмного забезпечення, які б давали можливість виконувати теплогідрравлічні розрахунки неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей транспортованої нафти.

Як зазначено вище, високопарафіністі нафти при низьких температурах містять дві фази: рідку і тверду. Роль твердої фази відіграють кристали парафіну, кількість і розміри яких збільшуються зі зниженням температури нафти. При достатньо низьких температурах парафін утворює кристалічну решітку по всьому об'єму нафти, що призводить до застигання нафти. Системи, в яких рідка фаза знаходиться в умовах суцільної структурної решітки, стають транспор-

табельними лише після руйнування зазначеної решітки. Рух таких рідин у трубопроводі розпочинається після прикладення до них напруження зсуву більшого, ніж граничне динамічне напруження зсуву τ_0 . Якщо з початком руху структура повністю руйнується, то далі рідина тече за законами руху ньютонівської рідини. Таку рідину називають в'язкопластичною. Крива течії в'язкопластичної нафти виходить з точки τ_0 під кутом до осі швидкості зсуву, тангенс якого чисельно дорівнює пластичній або бінгамівській в'язкості η_{pl} . Рух в'язкопластичних рідин достатньо адекватно описується реологічною моделлю Шведова-Бінгама [9, 14,16-18,29,87].

Як свідчать результати досліджень [9, 14,16-18,29,87], властивості більшості високов'язких нафт при температурах, близьких до температури застигання, достатньо добре описуються формулою Шведова-Бінгама. Як показали результати наших експериментальних досліджень, наведені у розділі 2, долиньська нафта при температурах нижчих за 50 °С також характеризується властивостями в'язкопластичної рідини [78].

Тому зазначена модель руху неньютонівської рідини покладена нами в основу методики теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич [88], яка описана нижче.

При перекачуванні підігрітих в'язкопластичних рідин у результаті зниження температури вздовж трубопроводу суттєво змінюються реологічні властивості нафти.

Внаслідок цього у нафтопроводі можуть мати місце кілька різних режимів руху рідини. Кожному з них відповідають певні закономірності зміни по довжині трубопроводу температури і тиску нафти.

Введемо такі позначення:

t_n - температура нафти на початку нафтопроводу;

t_{nn} - температура початку кристалізації парафіну, який міститься у нафті;

$t_{кр}$ - критична температура, яка відповідає переходу руху від неньютонівського турбулентного до неньютонівського ламінарного (інакше структурного);

t_k - температура нафти у кінці нафтопроводу.

Вважаємо, що початок прояву в'язкопластичних властивостей нафти відповідає початку кристалізації парафіну і температурі нафти t_{nn} .

У загальному випадку в неізотермічному нафтопроводі можуть мати місце такі режими руху:

у діапазоні температур від t_n до t_{nn} - турбулентний режим руху ньютонівської рідини;

у діапазоні температур від t_{nn} до $t_{кр}$ - турбулентний режим руху неньютонівської рідини;

у діапазоні температур від $t_{кр}$ до t_k - ламінарний режим руху неньютонівської рідини.

Необхідною передумовою виконання теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей нафти є наявність достовірних експериментальних даних про величину граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості нафти у робочому діапазоні температур. Зазначені реологічні параметри одержані нами у результаті багаторічних експериментальних досліджень зразків долиньської нафти на ротаційному віскозиметрі „Реотест-2”.

Результати експериментальних досліджень і запропоновані нами математичні реологічні моделі високов'язкої швидкозастигаючої долиньської нафти наведені у розділі 2 роботи.

5.1. Методика розрахунку границі ділянок з турбулентним неньютонівським і ламінарним неньютонівським режимами руху нафти

На відміну від руху ньютонівської рідини при русі в'язкопластичної нафти критичне число Рейнольдса, що відповідає переходу від турбулентного режиму руху до ламінарного, не є постійною величиною рівною 2000, а є змінним параметром, значення якого залежать від критерію Хедстрема [9,38,40].

Використовуючи експериментальний графік залежності критичного числа Рейнольдса від критерію Хедстрема, наведений в [38], описуємо його у вигляді аналітичної залежності. У результаті одержуємо такі розрахункові формули:

для діапазону чисел Хедстрема від 10^3 до 10^5

$$Re_{kp}^* = 1000 + 173,72 \ln He; \quad (5.1)$$

для діапазону чисел Хедстрема від 10^5 до 10^8

$$Re_{kp}^* = 1450 + 141,15 \ln He. \quad (5.2)$$

Для опису залежності кінематичної в'язкості нафти від температури у діапазоні температур 50-65 °С, де проявляються ньютонівські властивості долинської нафти, використовуємо формулу Фогеля-Фульчера-Таммана (3.38).

Для опису залежності граничного динамічного напруження зсуву τ_o і пластичної в'язкості нафти $\eta_{пл}$ від температури за даними експериментів використовуємо одержані у розділі 2 математичні моделі:

при прямому ході віскозиметра

$$\eta_{пл} = 0,0413 - 0,00207 \cdot t + 3,944 \cdot 10^{-5} t^2 - 2,60 \cdot 10^{-7} t^3; \quad (5.3)$$

при зворотному ході віскозиметра

$$\eta_{пл} = 0,0545 - 0,00327 \cdot t + 7,539 \cdot 10^{-5} t^2 - 6,05 \cdot 10^{-7} t^3; \quad (5.4)$$

при прямому ході віскозиметра:

у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_o = 10,344 - 0,18093 \cdot t + 0,002986 t^2 - 0,0004067 t^3; \quad (5.5)$$

у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_o = 20,06 - 1,534t + 0,04012t^2 - 0,0003493t^3; \quad (5.6)$$

при зворотному ході віскозиметра:

у діапазоні температур від 5 до 25 °С

$$\tau_o = 2,088 + 0,2183t - 0,0228t^2 + 0,0004667t^3; \quad (5.7)$$

у діапазоні температур від 25 до 50 °С

$$\tau_o = 7,34 - 0,5791t + 0,01618t^2 - 0,0001507t^3. \quad (5.8)$$

Критична температура нафти t_{kp} , при якій відбувається перехід від неньютонівського турбулентного режиму до ламінарного неньютонівського режиму руху, визначається методом послідовних наближень. Розрахунок проводиться для кожного значення витрати нафти в нафтопроводі Q .

Задаємося першим наближенням температури – мінімальним значенням з діапазону робочих температур

$$t = t_1 .$$

За формулами (5.3)-(5.8) визначаємо пластичну в'язкість та граничне динамічне напруження зсуву нафти при прийнятій температурі.

Використовуючи формули (3.46) і (3.47), обчислюємо розрахункову густину нафти ρ .

Знаходимо величину критерію Хедстрема при прийнятій критичній температурі нафти

$$He = \frac{\tau_o D^2 \rho}{\eta_{nl}^2}. \quad (5.9)$$

Обчислюємо бінгамівське число Рейнольдса за формулою

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta_{nl}} \quad (5.10)$$

Знаходимо значення критерію Іллюшина

$$I = \frac{He}{Re} = \frac{\pi D^3 \tau_o}{4Q \eta_{nl}}. \quad (5.11)$$

Визначаємо узагальнене число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини

$$Re^* = \frac{8 Re}{И + 2(1 + \sqrt{9 + И})}. \quad (5.12)$$

Якщо виконується умова

$$Re^* < Re_{кр}^*, \quad (5.13)$$

то збільшуємо температуру нафти за умовою

$$t = t + \Delta t, \quad (5.14)$$

де ε - необхідна точність розрахунку критичного числа Рейнольдса;

Δt - крок зміни температури нафти.

У результаті одержуємо значення критичної температури $t_{кр}$ та критичного числа Рейнольдса $Re_{кр}^*$, при яких у нафтопроводі відбувається перехід від турбулентного неньютонівського до ламінарного неньютонівського руху нафти.

5.2. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з турбулентним ньютонівським рухом нафти

При достатньо високих температурах нафти, вищих за температуру початку кристалізації парафіну, високов'язка нафта є однорідною системою і її рух добре описується рівняннями руху ньютонівської рідини, що детально описані у розділі 4.

Для визначення довжини ділянки L_1 , де реалізується турбулентний ньютонівський рух нафти, методом послідовних наближень розв'язуємо рівняння (4.17) при відомих початковій t_n і кінцевій t_{nn} температурах нафти

$$Шу_1 = \frac{K\pi DL_1}{Q\rho_{cp}c} = \int_{t_{nn}}^{t_n} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (5.15)$$

Рівняння (5.15) може бути записане у вигляді

$$\frac{K\pi DL_1}{Q\rho_{cp}c} = I_{11}, \quad (5.16)$$

де I_{11} - визначений інтеграл, значення якого обчислюється за методикою,

описаною у розділі 4.

Розв'язуємо рівняння (5.16) відносно довжини першої ділянки нафтопроводу, де перекачування нафти відбувається при турбулентному ньютонівському режимі руху,

$$L_1 = \frac{Q \rho_{cp} c}{K \pi D} I_{11}. \quad (5.17)$$

Слід зазначити, що при розрахунку першої ділянки нафтопроводу у рівняння (5.15)-(5.17) підставляється середнє значення теплоємності нафти c без врахування виділення прихованої теплоти кристалізації парафіну.

Використовуючи методику, описану в розділі 4, за формулою (4.26) обчислюємо визначений інтеграл I_{v1} . Далі визначаємо втрати напору від тертя на першій ділянці неізотермічного нафтопроводу

$$H_{T1} = \frac{\Delta_r L_1}{\text{Шу}_1} I_{v1}. \quad (5.18)$$

На цьому теплогідравлічний розрахунок ділянки з турбулентним ньютонівським рухом в'язкопластичної рідини для даної ітерації завершений.

5.3. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з турбулентним неньютонівським рухом нафти

Як тільки температура нафти в трубопроводі досягне температури початку кристалізації парафіну t_{mn} , розпочинається процес утворення кристалів парафіну, нафта перетворюється у складну двофазну систему і її реологічні властивості починають відрізнятися від властивостей ньютонівських рідин. Причому чим нижча температура нафти, тим більша різниця зазначених властивостей. Зміна реологічних властивостей нафти спричинює зміну закономірностей зниження температури і тиску нафти по довжині нафтопроводу, що необхідно врахувати введенням у методику теплогідравлічного розрахунку інших математичних моделей.

Для визначення довжини ділянки нафтопроводу L_2 , де реалізується турбулентний неньютонівський рух нафти, методом послідовних наближень необхідно розв'язати таке рівняння при відомій початковій t_{nn} і кінцевій t_{kp} температурах нафти на ділянці

$$\text{Шу}_2 = \frac{K\pi DL_2}{Q\rho_{cp}c_{зв}} = \int_{t_{kp}}^{t_{nn}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nn}}{\rho} \right)^m}, \quad (5.19)$$

де φ^* - змінний за величиною комплекс параметрів для врахування впливу тепла тертя потоку неньютонівської рідини

$$\varphi^* = \frac{\Delta_r \beta^* \rho Q^{3-m} g}{K\pi D^{6-m}}, \quad (5.20)$$

де β^*, m - коефіцієнти режиму руху неньютонівської рідини.

Значення коефіцієнтів режиму руху неньютонівської рідини у трубопроводі, на відміну від руху ньютонівської рідини, залежать не тільки від узагальненого числа Рейнольдса для в'язкопластичної рідини Re^* формула (5.12), але і від інших критеріїв - критерію Хедстрема He - формула (5.9) і критерію Іллушина - формула (5.11).

Коефіцієнт режиму руху β^* знаходиться за формулою [9,38,40]

$$\beta^* = \frac{A}{2 \pi g} \left[I + 2(1 + \sqrt{9 + I}) \right]^m, \quad (5.21)$$

де A, m - коефіцієнти режиму руху неньютонівської рідини в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідравлічного опору.

Для визначення зазначених коефіцієнтів режиму руху неньютонівської рідини використаємо таку методику [9,38,40]:

якщо виконується умова $He < 2000$

$$A = 0,3164, \quad m = 0,25; \quad (5.22)$$

якщо виконується умова $2000 < He < 10^6$

$$A = 3,13He^{-0,34}, \quad m = 1,12He^{-0,2}; \quad (5.23)$$

якщо виконується умова $He > 10^6$

$$A = 0,0156, \quad m = 0. \quad (5.24)$$

Для турбулентного неньютонівського руху рідини коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку нафти по радіусу труби, знаходиться за формулою

$$\Delta_{r2} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} \left[I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}}) \right]}{\eta_{cp}^n \left[I_{cp}^n + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^n}) \right]} \right\}^{\frac{1}{3}}, \quad (5.25)$$

де $\eta_{cp}^{cm}, \eta_{cp}^n$ - пластична в'язкість при середній по довжині ділянки нафтопроводу температури стінки труби і потоку нафти відповідно;

I_{cp}^{cm}, I_{cp}^n - значення критерію Іллюшина при середній по довжині ділянки нафтопроводу температури стінки труби і потоку нафти відповідно.

Середня температура потоку нафти на другій ділянці нафтопроводу, де температура змінюється від t_{nn} до t_{kp} , обчислюється за раніше наведеними формулами (4.5)-(4.7). Середню температуру стінки труби при турбулентному неньютонівському режимі руху рідини згідно з рекомендаціями [38] приймаємо рівною

$$t_{cp}^{cm} = t_{cp}^n - 1,5, \quad ^\circ\text{C}. \quad (5.26)$$

Для визначення значень критерію Іллюшина при середній температурі потоку нафти і стінки труби за формулою (5.11) необхідно попередньо за формулами (5.3)-(5.8) обчислити середні значення пластичної в'язкості та граничного динамічного напруження зсуву нафти.

Рівняння (5.19) може бути записане у вигляді

$$\frac{K\pi DL_2}{Q\rho_{cp}c_{36}} = I_{t2}, \quad (5.27)$$

де I_{t2} - визначений інтеграл, значення якого з врахуванням (5.20)-(5.26) обчислюється за методикою, описаною у розділі 4.

Розв'язуємо рівняння (5.27) відносно довжини другої ділянки нафтопроводу, де перекачування нафти відбувається при турбулентному неньютонівському режимі руху

$$L_2 = \frac{Q\rho_{cp}c_{ze}}{K\pi D} I_{t2}. \quad (5.28)$$

При великих витратах нафти в нафтопроводі будуть мати місце не три, а лише два режими руху нафти: на першій ділянці - турбулентний ньютонівський, на другій - турбулентний неньютонівський. Для визначення кількості ділянок нафтопроводу з різними режимами руху порівнюємо розраховане значення довжини другої ділянки з максимально можливим

$$L_{2max} = L - L_1. \quad (5.29)$$

Якщо виконується нерівність

$$L_2 \geq L_{2max}, \quad (5.30)$$

то це свідчить про наявність у трубопроводі тільки двох режимів руху нафти і про необхідність виконання розрахунків щодо уточнення кінцевої температури нафти t_k , значення якої буде більше за критичну температуру t_{kp} .

У цьому випадку температуру нафти в кінці нафтопроводу знаходимо методом послідовних наближень шляхом чисельного розв'язування рівняння

$$\frac{K\pi DL_{2max}}{Q\rho_{cp}c_{ze}} = \int_{t_k}^{t_{nn}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (5.31)$$

Якщо виконується умова

$$L_2 < L_{2max}, \quad (5.32)$$

то це свідчить про наявність у трубопроводі трьох вище зазначених режимів руху рідини. У цьому випадку кінцева температура нафти на другій ділянці нафтопроводу дорівнює критичній

$$t_k = t_{kp}. \quad (5.33)$$

Для знаходження втрат напору від тертя на другій ділянці нафтопроводу, де реалізується турбулентний неньютонівський рух рідини, попередньо обчислюємо визначений інтеграл за формулою

$$I_{v2} = \int_{t_{kp}}^{t_m} \frac{\beta^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} dt}{t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (5.34)$$

Втрати напору від тертя на другій ділянці неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T2} = \frac{\Delta r_2 L_2}{Шу_2} I_{v2}. \quad (5.35)$$

На цьому теплогідравлічний розрахунок ділянки з турбулентним неньютонівським рухом в'язкопластичної рідини для даної ітерації завершений.

5.4. Методика розрахунку ділянки нафтопроводу з ламінарним неньютонівським рухом нафти

При зниженні температури нафти в нафтопроводі до критичної температури t_{kp} турбулентний неньютонівський рух переходить у ламінарний неньютонівський рух нафти. Останній часто називають структурним рухом нафти [9,38]. Цей режим руху характеризується підвищеними тепловими і гідравлічними втратами, що при розробці методики теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу враховується введенням певних коректив у математичні моделі.

Розрахунок проводиться у такій послідовності. Визначається довжина третьої ділянки нафтопроводу

$$L_3 = L - L_1 - L_2. \quad (5.36)$$

Температура нафти у кінці третьої ділянки t_k , що відповідає температурі нафти у кінці нафтопроводу, знаходиться методом послідовних наближень із рівняння

$$\text{Шу}_3 = \frac{K_n \pi D L_3}{Q \rho_{cp} c_{3\theta}} = \int_{t_k}^{t_{kp}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}, \quad (5.37)$$

де K_n - повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище при ламінарному режимі руху рідини в трубопроводі.

При ламінарному неньютонівському режимі руху рідини коефіцієнти режиму в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідравлічного опору приймаємо рівними [9,38,40]

$$A = 64, m = 1. \quad (5.38)$$

Для визначення коефіцієнтів моделі β^* і φ^* використовуємо формули (5.20) і (5.21).

Для ламінарного неньютонівського руху рідини коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку нафти по радіусу труби, знаходиться за формулою [9]

$$\Delta_{r3} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} \left[I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}}) \right]}{\eta_{cp}^H \left[I_{cp}^H + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^H}) \right]} \right\}^{\frac{1}{3}} \left[1 + 0,22 \left(\frac{Gr_6^H Pr_6^H}{Re_6^H} \right)^{0,15} \right], \quad (5.39)$$

де Gr_6^H - критерій Грасгофа для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Gr_6^H = \frac{D^3 (t_{cp}^H - t_{cp}^{cm}) \beta_n (\rho_{cp}^H)^2 g}{(\eta_{cp}^H)^2}; \quad (5.40)$$

Pr_6^H - критерій Прандтля для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Pr_6^H = \frac{\eta_{cp}^H c_{3\theta}}{\lambda_{cp}^H}; \quad (5.41)$$

Re_6^H - число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини (бінгамівське) при середній температурі потоку нафти

$$Re_{cp}^n = \frac{4Q\rho_{cp}^n}{\pi D \eta_{cp}^n}; \quad (5.42)$$

β_n - коефіцієнт об'ємного розширення нафти, він може бути розрахований через температурну поправку для густини нафти ξ

$$\beta_n = \frac{\xi}{\rho_{20} - 10\xi}; \quad (5.43)$$

ρ_{cp}^n - густина нафти при середній температурі потоку нафти;

λ_{cp}^n - коефіцієнт теплопровідності нафти при середній температурі потоку нафти на відповідній ділянці нафтопроводу.

Середня температура потоку нафти на третій ділянці нафтопроводу, де температура змінюється від t_{kp} до t_k , обчислюється за раніше наведеними формулами (4.5)-(4.7). Середню температуру стінки труби при ламінарному неньютонівському режимі руху рідини згідно з рекомендаціями [38] приймаємо рівною

$$t_{cp}^{cm} = t_{cp}^n - 3 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (5.44)$$

Після визначення температури нафти у кінці третьої ділянки, де реалізується ламінарний неньютонівський рух, числовим способом обчислюємо визначений інтеграл за формулою

$$I_{v3} = \int_{t_k}^{t_{kp}} \frac{\beta^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} dt}{t - t_o - \varphi^* \left(\frac{\eta_{nl}}{\rho} \right)^m}. \quad (5.45)$$

Втрати напору від тертя на третій ділянці неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T3} = \frac{\Delta_{r3} L_3}{Шу_3} I_{v3}. \quad (5.46)$$

Загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі становлять

$$H_{заг} = 1,02(H_{T1} + H_{T2} + H_{T3}) + \Delta z + H_k. \quad (5.47)$$

Ці втрати енергії відповідають певному значенню витрати нафти Q , яка задається на початку розрахунку. Для визначення пропускної здатності нафтопроводу необхідно за формулою (4.28) обчислити напір $H_{гнпс}$, створений насосами НПС Долина при витраті нафти Q . При відсутності балансу напорів з урахуванням раніше виявлених закономірностей приймається рішення про зменшення чи збільшення витрати нафти залежно від того, в якій зоні гідравлічної характеристики (стійкій чи нестійкій) працює неізотермічний нафтопровід.

Описаний алгоритм реалізований нами в програмі **ANOM**, яка дає змогу виконувати теплогідравлічні розрахунки неізотермічного нафтопроводу з врахуванням тепла тертя потоку, прихованої теплоти кристалізації парафіну і неньютонівських властивостей нафти.

5.5. Розробка методики теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей

Методики розрахунку теплогідравлічних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, які наведені в попередніх підрозділах роботи дають змогу визначити пропускну здатність і режими роботи при перекачуванні одного сорту підігрітої рідини, яка характеризується ньютонівськими чи неньютонівськими властивостями.

Аналіз фактичних режимів роботи неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич свідчить, що при циклічній технології експлуатації на початку циклу здійснюється періодичне заміщення підігрітої малов'язкої нафти підігрітою високов'язкою нафтою і навпаки у кінці циклу. При цьому реалізується процес послідовного перекачування по трубопроводу при неізотермічному режимі нафт із суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. У наявних на сьогодні роботах у більшості випадків процеси послідовного перекачування розглядаються стосовно ізотермічного перекачування, у першу чергу, малов'язких

світлих нафтопродуктів [1,9,18,22,27,29,40,42,82]. Особливості послідовного перекачування високов'язких рідин при неізотермічному режимі розглянуті у роботах [53,80,81,84], однак там пропонуються наближені аналітичні рішення, справедливі для перекачування лише ньютонівських рідин.

Тому виникла практична необхідність розробки методики теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні рідин з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей, які характеризуються як ньютонівськими, так і неньютонівськими властивостями [55,57,58,65,75,82,85,89,90-92].

Процес заміщення у трубопроводах однієї рідини іншою є неусталеним, однак, як свідчать результати досліджень [9,18,20,29,30,41,42,54,55,57,65,81,93], при проведенні практичних розрахунків його можна вважати квазістаціонарним, фіксуючи при цьому окремі моменти положення зони контакту різносортих нафт. У результаті можна одержати для кожного моменту часу заміщення нафт пропускну здатність неізотермічного трубопроводу, закономірність зміни температури по довжині і величину загальних втрат тиску.

Методика теплогідрравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортих нафт базується на використанні розроблених нами у розділі 3 математичних моделей усталеного неізотермічного руху у трубопроводі рідини, що характеризується ньютонівськими і неньютонівськими властивостями.

Приймаємо, що у початковий момент послідовного перекачування весь трубопровід заповнений високов'язкою рідиною. Далі розпочинається процес витіснення підігрітої високов'язкої рідини підігрітою малов'язкою рідиною.

При послідовному перекачуванні нафт зона їх контакту буде переміщуватися по довжині трубопроводу зі середньою швидкістю потоку w . Розглядаємо момент часу, коли зона контакту різносортих нафт переміститься на віддаль x від початку трубопроводу.

Розглядаємо загальний випадок, при якому температури підігріву різні для кожного сорту нафти. Для позначення параметра, що характеризує малов'язку нафту, використовуємо індекс "м", для параметрів, що характеризують високов'язку нафту, вибираємо індекс "в".

Задаємося орієнтовним значенням температури нафти у зоні контакту $t_{k,m}$. За формулами (4.4)-(4.7) знаходимо середнє значення температури малов'язкої нафти на ділянці довжиною x . За формулами (3.46)-(3.49) визначаємо середнє значення густини та теплоємності малов'язкої нафти.

Задаємося першим наближенням витрати нафти у трубопроводі Q , яке відповідає пропускній здатності трубопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти.

За формулою (4.9) знаходимо параметр Шухова для малов'язкої нафти.

За формулою (4.10) розраховуємо температуру нафти у зоні контакту без врахування впливу тепла тертя потоку. Використовуючи розрахунковий блок (4.11)-(4.13), уточнюємо середні значення фізичних властивостей малов'язкої нафти.

Уточнене значення кінцевої температури партії малов'язкої нафти $t_{k,m}$ знаходимо методом послідовних наближень, розв'язавши числовими методами таке рівняння

$$\frac{K\pi D x}{Q \rho_{cp,m} c_{cp,m}} = \int_{t_{k,m}}^{t_{n,m}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi_m v_m^m}. \quad (5.48)$$

Методика розв'язування рівняння (5.48) детально описана у розділі 4.

Числовими методами обчислюємо значення інтеграла $I_{v,m}$, величина якого пропорційна втратам напору на ділянці трубопроводу, заповненій малов'язкою нафтою,

$$I_{v,m} = \int_{t_{k,m}}^{t_{n,m}} \frac{\beta Q^{2-m} v_m^m dt}{D (t - t_o - \varphi_m v_m^m)^m}. \quad (5.49)$$

Знаходимо втрати напору від тертя на ділянці трубопроводу, заповненій малов'язкою нафтою

$$H_{T_m} = \frac{\Delta_r x}{Шу_m} I_v. \quad (5.50)$$

При послідовному перекачуванні нафт з різною густиною для знаходження пропускної здатності нафтопроводу, на відміну від випадку перекачування однієї рідини, необхідно розв'язати рівняння балансу не напорів, а тисків. Тому визначаємо загальні втрати тиску на ділянці трубопроводу, заповненій малов'язкою нафтою,

$$P_{заг_m} = 1,02 H_{T_m} \rho_{cp_m} g + (z_x - z_n) \rho_{cp_m} g. \quad (5.51)$$

Переходимо до теплогідравлічного розрахунку ділянки нафтопроводу, що заповнена підігрітою високов'язкою нафтою. Приймаємо, що кінцева температура партії малов'язкої нафти дорівнює початковій температурі високов'язкої нафти,

$$t_{к_m} = t_{н_в}. \quad (5.52)$$

На початку процесу витиснення більша частина трубопроводу заповнена високов'язкою нафтою. У загальному випадку у частині трубопроводу довжиною $L - x$, яка заповнена високов'язкою швидкозастигаючою нафтою, можуть мати місце такі режими руху:

- у діапазоні температур від $t_{н_в}$ до $t_{нн}$ - турбулентний режим руху ньютонівської рідини;

- у діапазоні температур від $t_{нн}$ до $t_{кр}$ - турбулентний режим руху неньютонівської рідини;

- у діапазоні температур від $t_{кр}$ до t_k - ламінарний режим руху неньютонівської рідини.

Використовуючи методику теплогідравлічного розрахунку, наведену у підрозділах 5.1, 5.2 і 5.3, розраховуємо втрати напору на кожній із ділянок із різними режимами руху високов'язкої рідини,

$$H_{T_{e1}} = \frac{\Delta r_1 L_{e1}}{\text{Шу}_{e1}} I_{v_{e1}}, \quad H_{T_{e2}} = \frac{\Delta r_2 L_{e2}}{\text{Шу}_{e2}} I_{v_{e2}}, \quad H_{T_{e3}} = \frac{\Delta r_3 L_{e3}}{\text{Шу}_{e3}} I_{v_{e3}}. \quad (5.53)$$

Визначаємо загальні втрати тиску на частині трубопроводу, яка заповнена високов'язкою нафтою,

$$P_{заг_e} = 1,02(H_{T_{e1}} \rho_{cp_{e1}} + H_{T_{e2}} \rho_{cp_{e2}} + H_{T_{e3}} \rho_{cp_{e3}})g + (z_k - z_x) \rho_{cp_e} + P_k. \quad (5.54)$$

Загальні втрати тиску у неізотермічному трубопроводі при знаходженні зони контакту на віддалі x від початку трубопроводу дорівнюють

$$P_{заг} = P_{заг_m} + P_{заг_e}. \quad (5.55)$$

За умови, що насоси ГНПС заповнені малов'язкою нафтою, тиск на виході станції визначаємо за формулою

$$P_{гнпс} = (A_{гнпс} - B_{гнпс} Q^2) \rho_m g. \quad (5.56)$$

Перевіряємо виконання умови енергетичного балансу у неізотермічному трубопроводі. Якщо виконується умова

$$P_{заг} < P_{гнпс}, \quad (5.57)$$

то збільшуємо витрату нафти у трубопроводі за умовою

$$Q = Q + \Delta Q. \quad (5.58)$$

Методом ітерацій знаходимо пропускну здатність неізотермічного нафтопроводу для довільного положення x зони контакту різносортих нафт. Визначаємо температуру послідовно транспортованих нафт у характерних точках трубопроводу. Розраховуємо режим роботи насосів ГНПС для кожного моменту витіснення високов'язкої нафти малов'язкою рідиною.

Аналогічним чином можна розрахувати процес витіснення підігрітої малов'язкої ньютонівської рідини високов'язкою ньютонівською рідиною.

5.6. Аналіз результатів теплогідрравлічних розрахунків режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич з врахуванням неньютонівських властивостей нафти

Для виконання теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу з урахуванням неньютонівських властивостей нафти необхідно мати достовірні експериментальні дані про величину граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості нафти у робочому діапазоні температур.

Протягом лютого-жовтня 2003 року нами проведені багаторазові експериментальні дослідження реологічних параметрів зразків долинської нафти, яка перекачується з підігрівом нафтопроводом Долина-Дрогобич. У результаті математичної обробки дослідних даних одержані розрахункові значення кінематичної в'язкості у діапазоні температур, що спричинюють ньютонівські властивості нафти, та величини граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості у діапазоні температур, що спричинюють неньютонівські властивості долинської нафти (табл. 2.21 і 2.22).

Зазначені дані є вихідними величинами для проведення теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич з урахуванням аномальних властивостей долинської нафти.

За даними вимірювання для всіх серій дослідів густина нафти при 20 °С, вміст парафіну і температура застигання змінювались мало і тому як вихідні дані для розрахунків були прийняті такі усереднені значення:

- густина нафти при 20 °С $\rho_{20} = 842 \text{ кг/м}^3$;
- температура застигання нафти $t_{зас} = 22 \text{ °С}$;
- вміст парафіну в нафті $\varepsilon_n = 8,2 \%$.

Нижче наведені інші вихідні дані для теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич з урахуванням неньютонівських властивостей долинської нафти за програмою ANOM:

- температура нафти на початку нафтопроводу $t_{н} = 65 \text{ °С}$;

- температура початку кристалізації парафіну $t_{mn} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$;
- глибина залягання осі трубопроводу $h_o = 1,1 \text{ м}$;
- температура ґрунту на глибині залягання трубопроводу $t_o = 3 \text{ }^\circ\text{C}$;
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту λ_{zp} змінювався у діапазоні від 1,2 до 1,5 Вт/(м $^\circ\text{C}$);
- прихована теплота кристалізації парафіну $\chi_n = 23 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}$;
- коефіцієнти сумарної напірної характеристики насосів НПС Долина $A_{гнпс} = 675$, $B_{гнпс} = 75533$.

Теплогідравлічні розрахунки проводимо спочатку для реологічних параметрів, що відповідають незруйнованій структурній решітці долиньської нафти (вони одержані при прямому ході віскозиметра).

Результати теплогідравлічних розрахунків за програмою ANOM за допомогою Microsoft Excel представляємо у вигляді графіків суміщеної характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов і температури підігріву нафти $65 \text{ }^\circ\text{C}$ при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (рис. 5.1). В табл. 5.1 представлені розрахункові технологічні параметри роботи нафтопроводу для одного із значень коефіцієнта теплопровідності ґрунту при граничних реологічних параметрах нафти.

Аналіз графіків, наведених на рис. 5.1, дає змогу зробити такі висновки. При перекачуванні долиньської із незруйнованою структурою у зимових умовах (температура ґрунту $3 \text{ }^\circ\text{C}$) при температурі підігріву нафти $65 \text{ }^\circ\text{C}$ нормальний режим перекачування буде забезпечуватися при значеннях коефіцієнта теплопровідності лише до $1,3 \text{ Вт/(м }^\circ\text{C)}$ включно. При подальшому зростанні теплопровідності ґрунту, що може бути спричинено насиченням його вологою, тиск насосів НПС Долина стане недостатній для подолання зростаючого гідравлічного опору нафтопроводу при перекачуванні аномальної долиньської нафти. Виникає небезпека припинення перекачування і "заморожування" нафтопроводу Долина-Дрогобич.

Таблиця 5.1 –

Розрахункові технологічні параметри роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні долинської нафти із незруйнованою структурною решіткою при коефіцієнті теплопровідності ґрунту $1,3 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ (температура ґрунту 3°С , температура підігріву нафти 65°С , зона нестійкої роботи)

Назва технологічного параметра	Одиниця вимірювання	Числове значення параметра
Пропускна здатність нафтопроводу	$\text{м}^3/\text{год}$	198
Загальні втрати напору	м	452
Напір, створений насосами НПС Долина	м	452
Тиск на виході насосів НПС Долина	ат	36,6
Критична температура, при якій турбулентний неньютонівський рух переходить у ламінарний неньютонівський	$^\circ\text{С}$	24,6
Температура нафти у кінці трубопроводу	$^\circ\text{С}$	18,0
Довжини ділянок з рухом нафти:		
турбулентним ньютонівським	км	8,6
турбулентним неньютонівським	км	31,7
ламінарним неньютонівським	км	18,4

Слід відмітити, що значне зростання гідравлічного опору має місце на ділянці нафтопроводу, де має місце ламінарний неньютонівський (структурний) рух нафти. Із зменшенням витрати нафти у трубопроводі довжина зазначеної ділянки зростає, як це показано на рис. 5.2. При однаковій витраті нафти у трубопроводі довжина ділянки зі структурним рухом помітно залежить від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

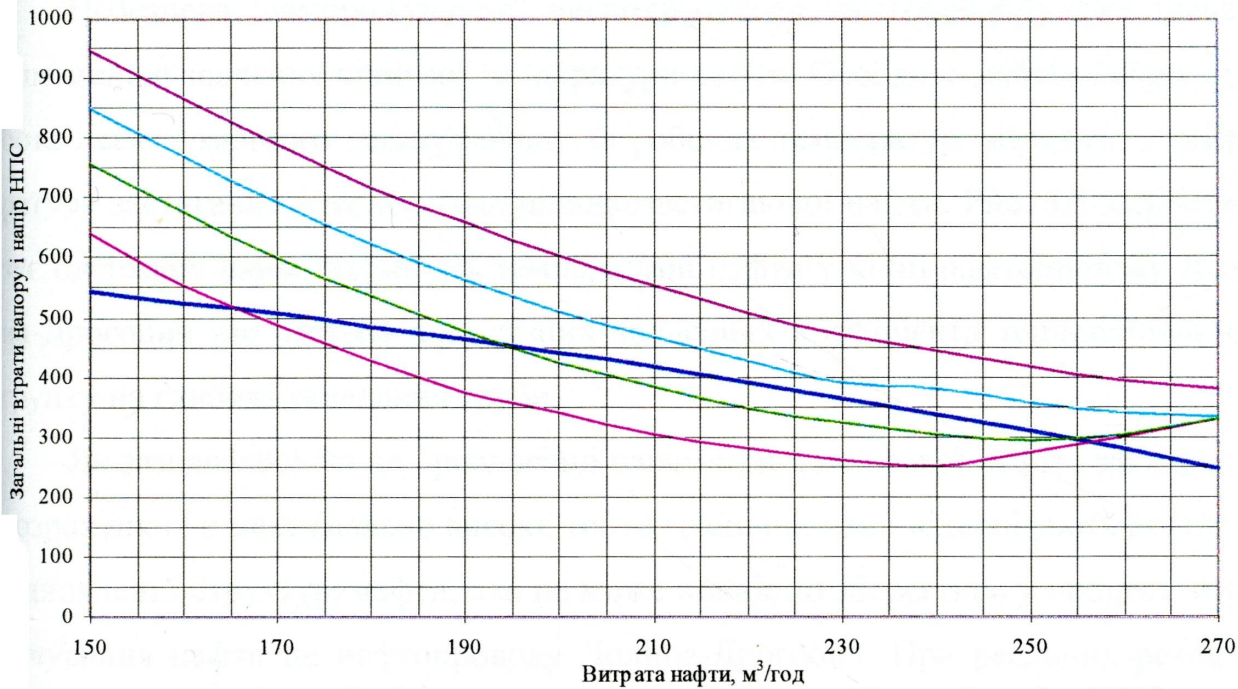


Рис. 5.1. Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов і температурі підігріву нафти 65 °С при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (при незруйнованій структурі нафти):

— Напір НПС — 1,2 Вт/(м °С) — 1,3 Вт/(м °С) — 1,4 Вт/(м °С) — 1,5 Вт/(м °С)

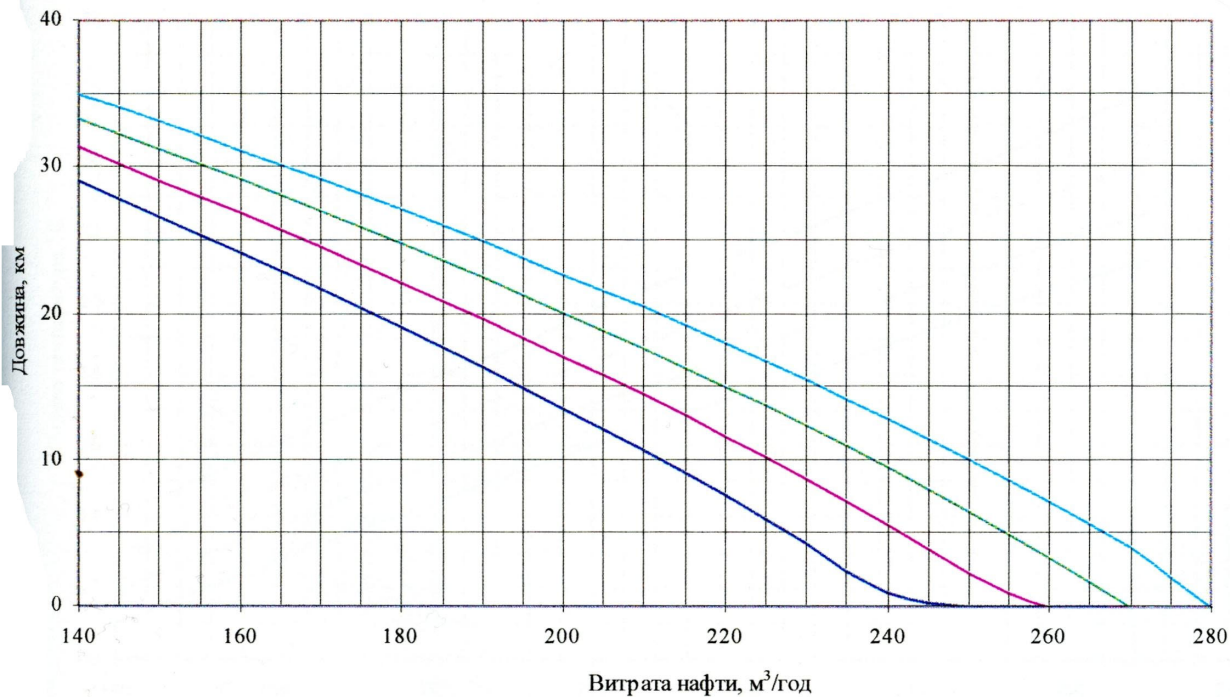


Рис. 5.2. Залежність довжини ділянки із ламінарним неньютонівським рухом долиньської нафти у нафтопроводі Долина-Дрогобич від витрати при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту:

— теплопровідність ґрунту 1,2 Вт/(м °С) — теплопровідність ґрунту 1,3 Вт/(м °С)
 — теплопровідність ґрунту 1,4 Вт/(м °С) — теплопровідність ґрунту 1,5 Вт/(м °С)

Небезпека "заморожування" неізотермічного нафтопроводу тим більша, чим менше значення кінцевої температури нафти. Особливо небезпечною є робота неізотермічного нафтопроводу за робочих температур, менших за температуру застигання високов'язкої швидкозастигаючої нафти. Рис. 5.3 характеризує одержану нами залежність температури нафти у кінці нафтопроводу Долина-Дрогобич від витрати при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту на глибині укладання труби.

Як зазначалось вище, реологічні параметри долинської нафти, закладені у розрахунки, є максимально високі, тобто граничні, вони відповідають повністю відновленій структурі нафти, яка не може повністю зберегтись у процесі перекачування нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич. При реальних режимах перекачування може йти річ лише про частково збережену структуру долинської нафти, тому фактичні умови перекачування будуть більш сприятливі, ніж розраховані вище.

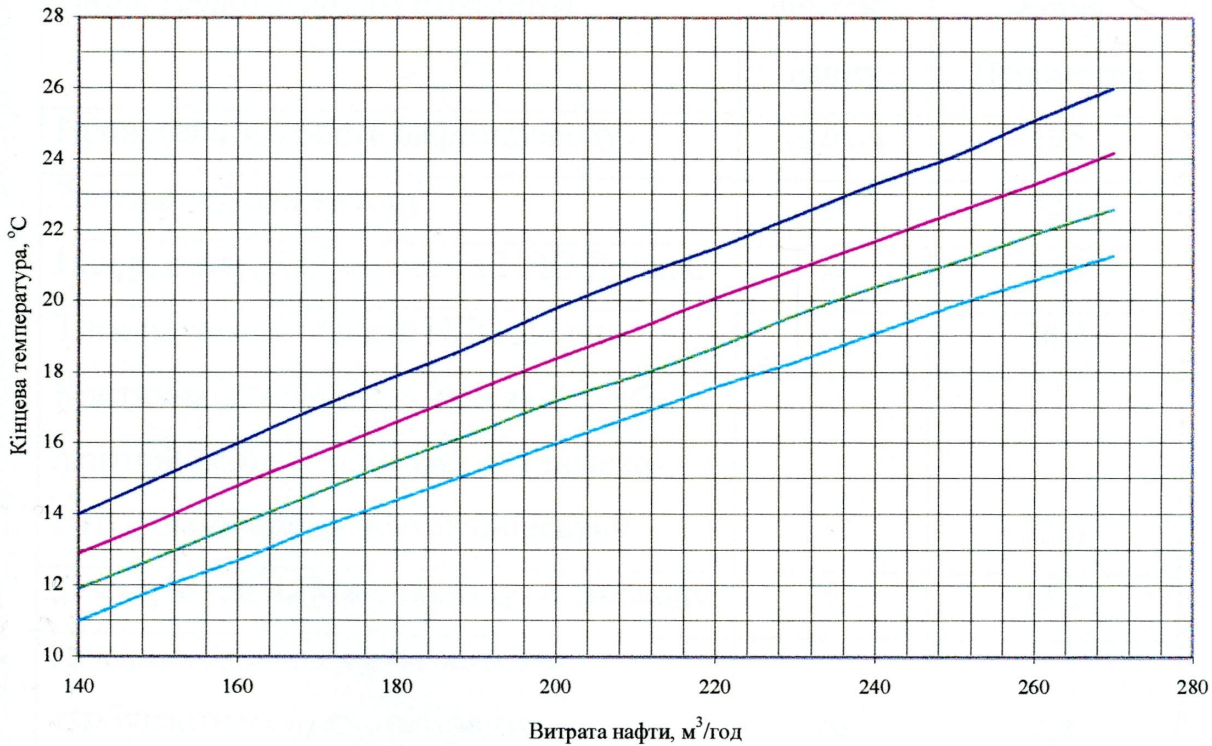


Рис.5.3. Залежність температури долинської нафти у кінці нафтопроводу Долина-Дрогобич від витрати при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту:

— 1,2 Вт/(м °C) — 1,3 Вт/(м °C) — 1,4 Вт/(м °C) — 1,5 Вт/(м °C)

Якщо прийняти, що у процесі перекачування долинської нафти зберігається приблизно 50 % її аномальних реологічних властивостей, розрахунковий режим роботи нафтопроводу Долина – Дрогобич при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту характеризується суміщеними гідравлічними характеристиками, наведеними на рис. 5.4, і технологічними режимними параметрами, наведеними у табл. 5.2.

Таблиця 5.2-

Розрахункові технологічні параметри роботи нафтопроводу

Долина-Дрогобич при перекачуванні долинської нафти із частково зруйнованою структурною решіткою при коефіцієнті теплопровідності ґрунту 1,5 Вт/(м °С) (температура ґрунту 3 °С, температура підігріву нафти 65 °С, зона нестійкої роботи)

Назва технологічного параметра	Одиниця вимірювання	Числове значення Параметра
Пропускна здатність нафтопроводу	м ³ /год	195
Загальні втрати напору	м	450
Напір, створений насосами НПС Долина	м	450
Тиск на виході насосів НПС Долина	ат	36,4
Критична температура, при якій турбулентний неньютонівський рух переходить у ламінарний неньютонівський	°С	23,6
Температура нафти у кінці трубопроводу	°С	15,2
Довжини ділянок з рухом нафти:		
турбулентним ньютонівським	км	7,4
турбулентним неньютонівським	км	29,1
ламінарним неньютонівським	км	22,2

Загальні втрати напору і напір НПС

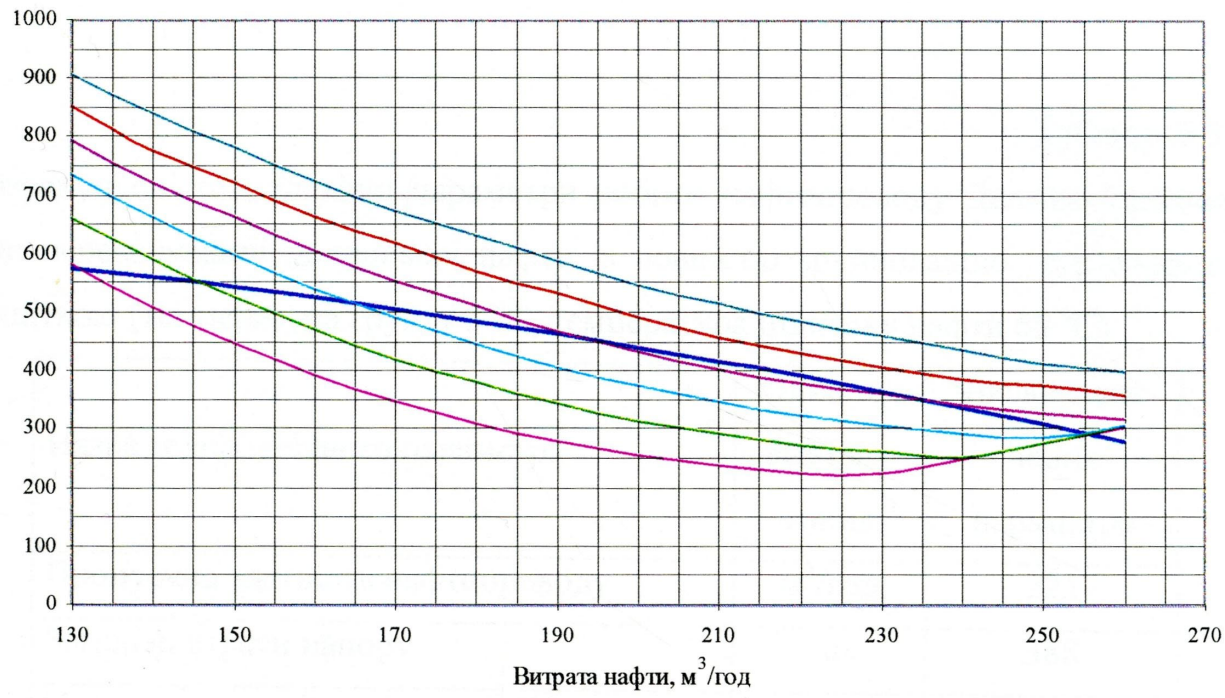


Рис. 5.4. Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов і температури підігріву нафти 65 °С при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (при частково зруйнованій

структурі нафти):
 — Напір НПС 1,6 Вт/(м °C) — 1,2 Вт/(м °C) — 1,3 Вт/(м °C) — 1,4 Вт/(м °C) — 1,5 Вт/(м °C)
 — 1,7 Вт/(м °C)

Як видно із рис. 5.4, при частково зруйнованій структурі долинської нафти слід чекати, що нормальний режим роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич у найбільш небезпечний зимовий період року буде забезпечений при температурі підігріву нафти 65 °С для значень коефіцієнта теплопровідності ґрунту до 1,5 Вт/(м °C) включно. При більших значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту тиск насосів НПС Долина буде недостатнім для подолання значного гідравлічного опору нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні долинської нафти з аномальними реологічними властивостями за низьких температур.

З метою визначення режимних параметрів роботи нафтопроводу Долина - Дрогобич для найбільш сприятливих умов його роботи, які відповідають повному завантаженню нафтопроводу, виконуємо теплогідравлічні розрахунки за програмою ANOM, підставивши реологічні параметри, що відповідають повністю зруйнованій структурі долинської нафти. Одержані результати зведені у табл. 5.3, а також оформлені у вигляді графіків суміщеної характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина (рис. 5.5)

Таблиця 5.3 –

Розрахункові технологічні параметри роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні долинської нафти із повністю зруйнованою структурною решіткою (температура ґрунту 3 °С, температура підігріву нафти 65 °С)

Назва технологічного параметра	Одиниця вимірювання	Числове значення параметра
Пропускна здатність нафтопроводу	м ³ /год	222
Загальні втрати напору	м	388
Напір, створений насосами НПС Долина	м	388
Тиск на виході насосів НПС Долина	ат	30,9
Критична температура, при якій турбулентний неньютонівський рух переходить у ламінарний неньютонівський	°С	12
Температура нафти у кінці трубопроводу	°С	11,1
Довжини ділянок з рухом нафти:		
турбулентним ньютонівським	км	7,5
турбулентним неньютонівським	км	45,8
ламінарним неньютонівським	км	5,4

Як видно із рис. 5.5, долинська нафта після повного руйнування структури за властивостями близька до ньютонівської нафти середньої в'язкості. Тому гідравлічна характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич при транспортуванні такої нафти у зоні робочих витрат схожа на традиційну характеристику ізотермічного нафтопроводу. Робочі параметри мало залежать від коефіцієнта теплопровідності ґрунту, який при розрахунках змінювався від 1 Вт/(м °С) до 1,7 Вт/(м °С).

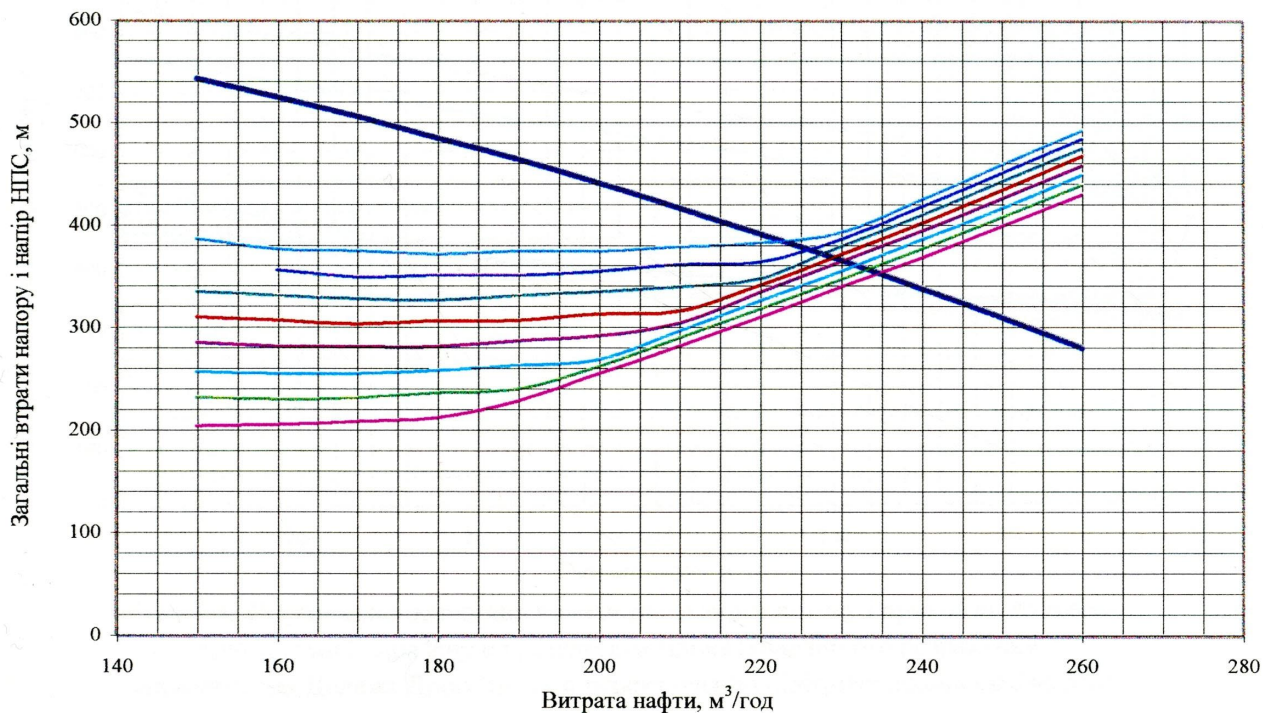


Рис. 5.5. Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов і температури підігріву нафти $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (при зруйнованій структурі нафти):

— Напір НПС
 — 1 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,1 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,2 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,3 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
— 1,4 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,5 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,6 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)
 — 1,7 Вт/(м $^{\circ}\text{C}$)

Програма ANOM дає змогу дослідити вплив окремих факторів, наприклад, тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну на результати теплогідравлічного нафтопроводу при перекачуванні підігрітої нафти, яка у певному діапазоні температур характеризується аномальними реологічними властивостями. Приклад одержаних результатів за таких умов перекачування - температура ґрунту $3\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура підігріву нафти $65\text{ }^{\circ}\text{C}$, коефіцієнт теплопровідності ґрунту $1,3\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$ – наведений на рис. 5.6.

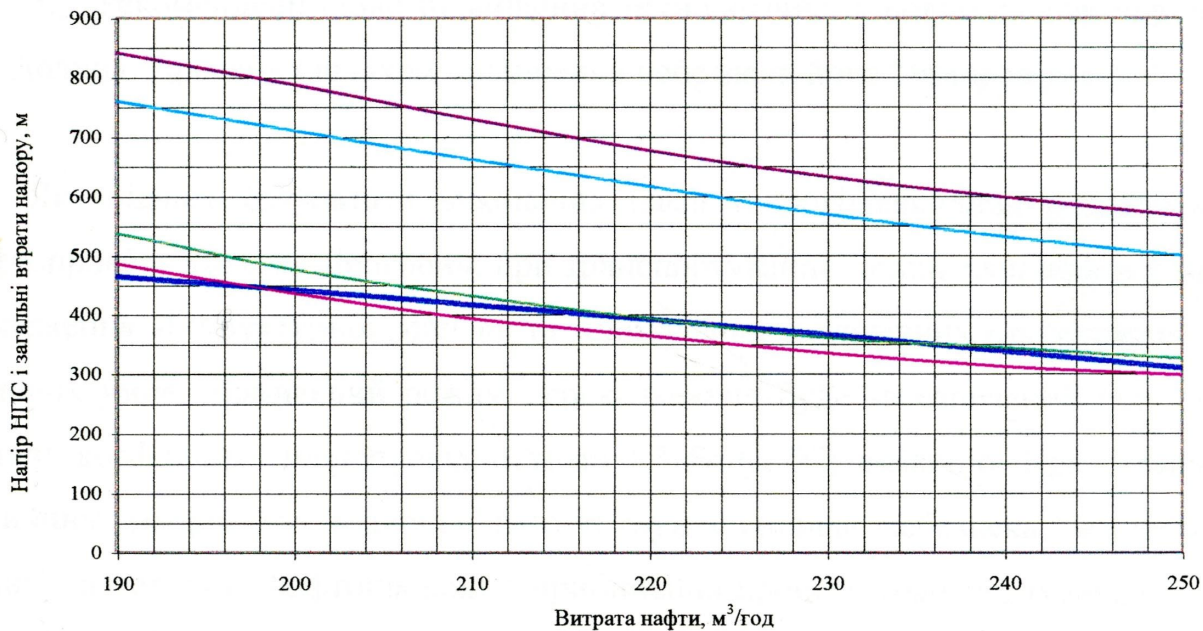


Рис. 5.6. Результати досліджень впливу тепла тертя потоку і прихованого тепла кристалізації парафіну на результати теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні підігрітої долиньської нафти:

- напір НПС
- за розробленою методикою,
- без врахування тепла тертя потоку
- без врахування прихованої теплоти кристалізації парафіну
- без врахування обох факторів

Аналіз результатів досліджень свідчить, що тільки за умови врахування зазначених вище факторів стає можливим достовірне визначення робочих параметрів перекачування аномальної нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич. При цьому одержані режимні параметри роботи нафтопроводу достатньо співпадають (з максимальною похибкою 8 %) з його фактичними параметрами роботи. Обробка статистичних даних з фактичних режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич за 2000-2004 роки свідчить, що робочий діапазон витрат нафти становив 190-210 м³/год, а величина тиску на виході НПС Долина складала 36-40 ат, що відповідає розрахованим нами параметрам для різних сезонних умов перекачування.

5.7. Рекомендації щодо підвищення технологічної надійності нафтопроводу Долина- Дрогобич шляхом зменшення небезпеки його “заморожування”

Як свідчать результати виконаних нами теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич, при транспортуванні долинської нафти у разі збереження її структурної решітки та аномальних реологічних властивостей за зимових умов нормальний режим перекачування буде забезпечений при значеннях коефіцієнта теплопровідності до $1,3 \text{ Вт/(м } ^\circ\text{C)}$ включно. При більших величинах коефіцієнта теплопровідності ґрунту виникає небезпека "заморожування" зазначеного нафтопроводу і припинення процесу транспортування нафти.

Так як у зимовий або весняно - осінній періоди року через насичення ґрунту водою не виключена можливість підвищення коефіцієнта теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу до величини $1,4-1,5 \text{ Вт/(м } ^\circ\text{C)}$, то необхідно розробити рекомендації щодо підвищення технологічної надійності експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич шляхом зменшення небезпеки його “заморожування” в ускладнених кліматичних умовах.

Аналіз виконаних нами експериментальних і теоретичних досліджень дав можливість виявити основні чинники, що впливають на теплогідрравлічний режим роботи неізотермічного нафтопроводу, який перекачує аномальну долинську нафту, і запропонувати такі два практичних способи підвищення технологічної надійності експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич в ускладнених кліматичних умовах, а саме: підвищення температури підігріву долинської нафти на НПС Долина і збільшення енергетичних можливостей насосного обладнання НПС Долина. Проведемо технологічні розрахунки кожного із зазначених способів і знайдемо сферу застосування того чи іншого способу підвищення транспортабельних властивостей долинської нафти і зменшення небезпеки “заморожування” нафтопроводу Долина-Дрогобич в ускладнених кліматичних умовах.

5.7.1. Зміна режиму роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич шляхом підвищення температури підігріву долинської нафти

За програмою **ANOM** виконуємо комплекс теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина – Дрогобич у випадку перекачування долинської нафти з повністю збереженою структурною решіткою при початковій температурі нафти $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $77\text{ }^{\circ}\text{C}$. Одержані результати представляємо у вигляді суміщеної характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов перекачування (рис.5.7).

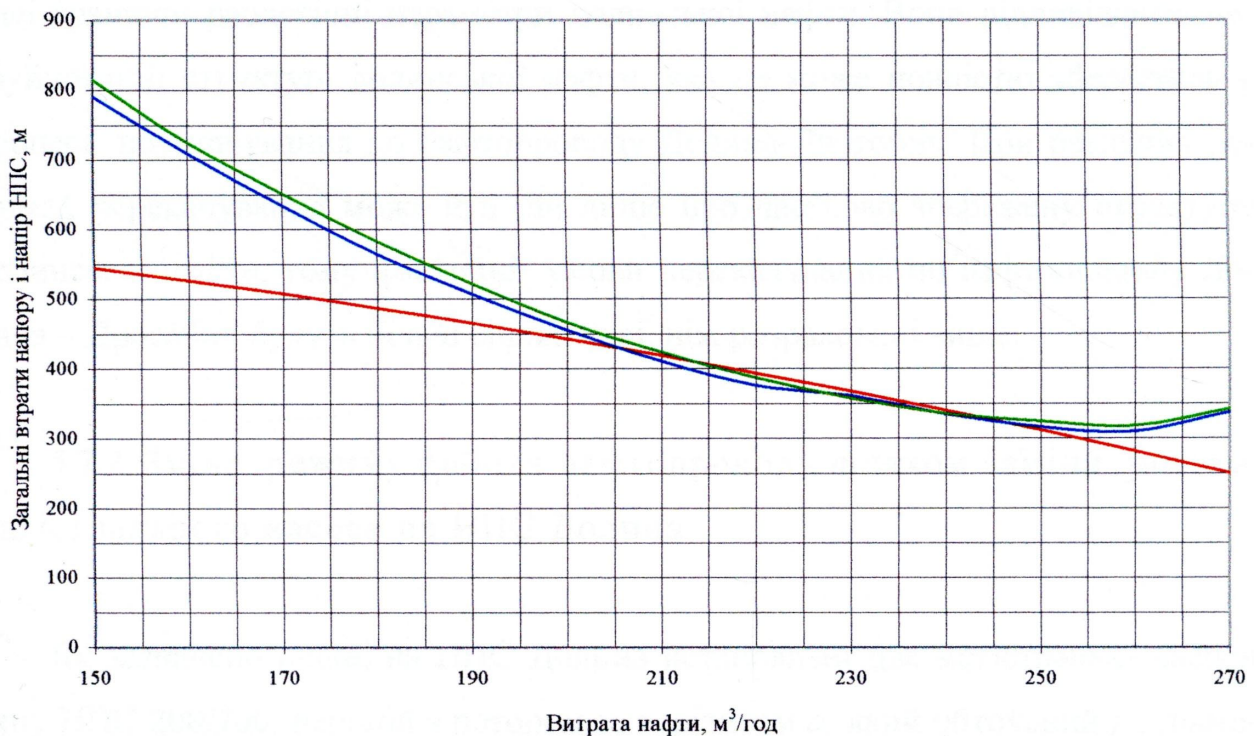


Рис.5.7 Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина при різних значеннях температури підігріву долинської нафти

- напір НПС Долина
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту $1,4\text{ Вт/м }^{\circ}\text{C}$ і температура підігріву нафти $70\text{ }^{\circ}\text{C}$
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту $1,5\text{ Вт/м }^{\circ}\text{C}$ і температура підігріву нафти $77\text{ }^{\circ}\text{C}$

Як видно із рис. 5.7, підвищення температури підігріву до $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ забезпечить нормальний режим перекачування долинської нафти при коефіцієнті теплопровідності ґрунту $1,4\text{ Вт/(м }^{\circ}\text{C)}$, а при значенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту $1,4\text{ Вт/(м }^{\circ}\text{C)}$ необхідна температура підігріву долинської нафти згідно з розрахунками становить $77\text{ }^{\circ}\text{C}$. Як показали наші дослідження, подаль-

ше підвищення температури підігріву нафти неефективне. Це пояснюється тим, що при значеннях температури долинської нафти більших за $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ її в'язкість практично не змінюється і мало залежить від температури. Тому при значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту більших за $1,5\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ за умови збереження наявних уставок по максимальному тиску перекачати долинську нафту із незруйнованою структурою насосами, які встановлені сьогодні на НПС Долина, неможливо навіть при температурі підігріву $80\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Слід ще раз підкреслити, що при виконанні зазначених теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич використані максимально можливі граничні реологічні параметри долинської нафти. Вони відповідають незруйнованій структурі долинської нафти, яка не може повністю зберегтись у процесі перекачування по нафтопроводу Долина-Дрогобич. При реальних режимах перекачування може йти річ лише про частково збережену структуру долинської нафти, тому фактичні умови перекачування по нафтопроводу Долина – Дрогобич будуть більш сприятливі, ніж розраховані вище.

5.7.2. Зміна режиму роботи нафтопроводу шляхом заміни ротора магістрального насоса на НПС Долина

Як зазначено вище, на НПС Долина встановлені два магістральні насоси типу НПС 200/700: перший з ротором за варіантом *a*, який обточений до діаметра $D_2 = 250\text{ мм}$, та другий насос з ротором за варіантом *b* із зовнішнім діаметром $D_2 = 245\text{ мм}$. Необхідний підпір на вході магістральних насосів забезпечують два підпірні насоси типу 10НД6х1 з робочими колесами діаметром $D_2 = 348\text{ мм}$ (обрізане) та $D_2 = 380\text{ мм}$ (базове колесо). Магістральні насоси значний час знаходяться в експлуатації, тому їх напірні та енергетичні характеристики помітно відрізняються від паспортних. Цей висновок підтверджується результатами ідентифікації напірних характеристик насосів НПС Долина шляхом обробки статистичної інформації про режими роботи за 2001-2003 рр.

Як показали наші розрахунки, сумарна паспортна характеристика підпірного і першого магістрального насосів з врахуванням обрізування ротора за варіантом *a* така

$$H_{nc} = 738 - 45666Q^2. \quad (5.59)$$

Математична модель паспортної напірної характеристики підпірного і магістрального насоса з базовим ротором за варіантом *b* має вигляд

$$H_{nc} = 681 - 53198Q^2. \quad (5.60)$$

Фактична сумарна паспортна характеристика підпірного і першого магістрального насосів за даними ідентифікації така

$$H_{nc} = 675 - 75533Q^2. \quad (5.61)$$

Фактична математична модель насоса, який тривалий час знаходився в експлуатації, характеризується меншим значенням початкового напору і більшою кривизною напірної кривої, що повністю відповідає результатам численних досліджень [50,67-70]. При подачі насосів $Q=200$ м³/год, яка відповідає фактичній середній витраті нафти в нафтопроводі Долина – Дрогобич, напір НПС Долина, обчислений за моделями (5.59) - (5.61), відповідно становить

$$H_{nc} = 597 \text{ м}; \quad H_{nc} = 517 \text{ м}; \quad H_{nc} = 442 \text{ м}.$$

При розрахунковій густині долинської нафти 828 кг/м³ при температурі 65 °С розрахований тиск на виході насосів НПС Долина буде становити

відповідно

$$P_{nc} = 49 \text{ ат}; \quad P_{nc} = 43 \text{ ат}; \quad P_{nc} = 37 \text{ ат}.$$

Лише останнє значення добре співпадає з фактичними значеннями тиску нафти на виході НПС Долина, що свідчить про достовірність запропонованої нами регресійної моделі (5.61).

Використовуючи розроблені нами методи і програмне забезпечення для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу, ви-

значимо прогнозовані параметри роботи нафтопроводу Долина - Дрогобич при встановленні на НПС Долина нового ротора магістрального насоса з діаметром робочого колеса 260 мм (варіант ротора б).

Використовуючи каталог нафтових насосів, знаходимо координати двох точок паспортної напірної характеристики насоса НПС 200-700 з ротором за варіантом б, обчислюємо коефіцієнти математичної моделі, у результаті одержуємо рівняння напірної характеристики у вигляді

$$H = 732 - 51442Q^2. \quad (5.62)$$

Сумарна напірна характеристика НПС Долина при роботі підпірного і нового ротора магістрального насоса буде мати вигляд

$$H_{nc} = 784 - 52198Q^2. \quad (5.63)$$

Використовуючи програму ANOM, виконуємо теплогідрравлічні розрахунки нафтопроводу Долина-Дрогобич з урахуванням неньютонівських властивостей долинської нафти та нової напірної характеристики насосів НПС Долина. Одержані результати оформляємо у вигляді графіків суміщеної характеристики нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина (рис.5.8).

Із рис. 5.8. видно, що при збільшенні діаметра робочого колеса збільшується напір НПС і знімаються проблеми перекачування долинської нафти з незруйнованою структурою без збільшення температури її підігріву при коефіцієнті теплопровідності ґрунту до 1,5 Вт/(м °С). При реалізації гідравлічно стійких режимів роботи нафтопроводу прогнозований тиск на виході НПС Долина не буде перевищувати 40 ат. Однак, при реалізації нестійких режимів роботи прогнозований тиск нафти на виході НПС Долина може досягнути 60 ат. Для недопущення виникнення гідравлічно нестійких режимів необхідно збільшити час прогрівання трубопроводу перед закачуванням долинської нафти. Для цього об'єм підігрітої малов'язкої нафти слід збільшити хоча б до об'єму трубопроводу. Ще краще передбачити пряме і реверсивне перекачування підігрітої малов'язкої нафти об'ємом, рівним об'єму трубопроводу перед кожним циклом перекачування партії долинської нафти.

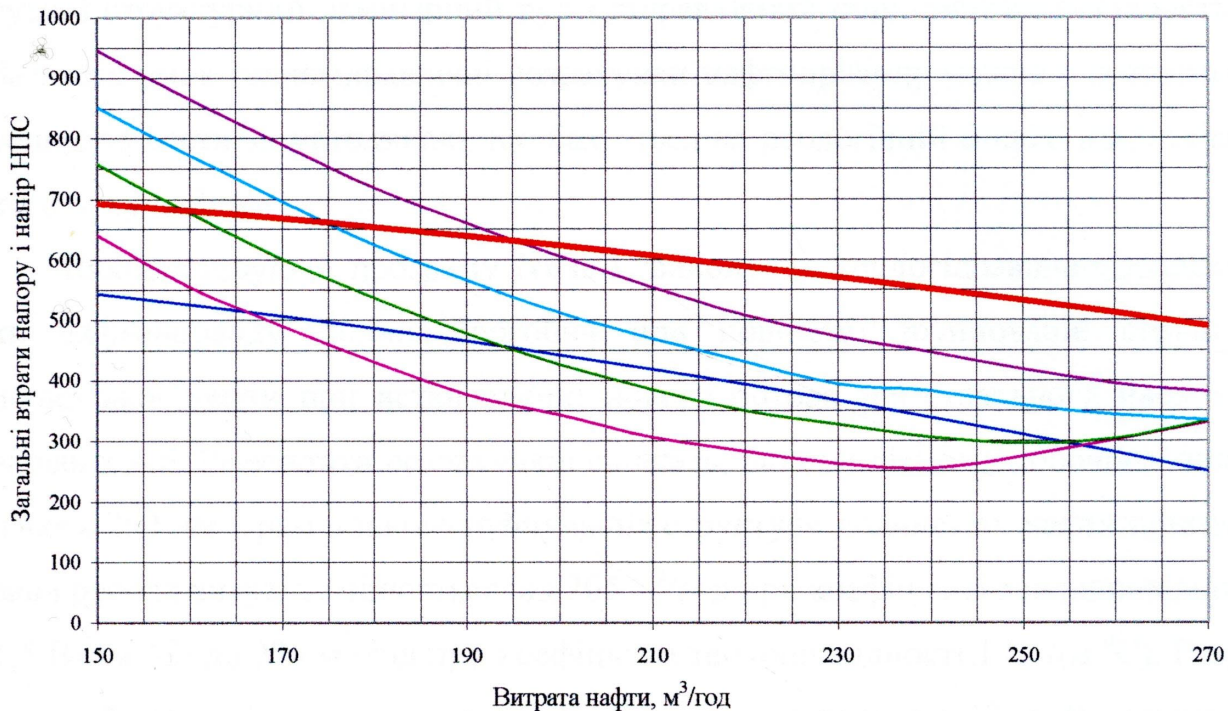


Рис. 5.8 Суміщена характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич і НПС Долина для зимових умов і температурі підігріву нафти 65°C при заміні робочого колеса насоса

(при незруйнованій структурі нафти)

- Напір НПС при наявному роторі насоса
- характеристика нафтопроводу при $1,2 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$
- характеристика нафтопроводу при $1,3 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$
- характеристика нафтопроводу при $1,4 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$
- характеристика нафтопроводу при $1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^{\circ}\text{C})$
- Напір НПС при роботі насоса з діаметром колеса 260 мм

Описані розрахунки проведені при граничних значеннях реологічних параметрів долинської нафти, які відповідають її незруйнованій структурі. Однак і при таких значних аномальних властивостях нафти, як показали наші розрахунки, встановлення на НПС Долина насоса з більшим ротором ефективно, підвищує надійність процесу перекачування нафти у зимово-весняний період.

Як вказувалось вище, при фактичних режимах роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич слід очікувати лише часткове відновлення структури долинської нафти. Ріст витрати у нафтопроводі викликає збільшення ступеня турбулізації потоку, що сприяє руйнуванню структурної решітки нафти. Результати багатоваріантних розрахунків свідчать, що при витратах нафти у нафтопроводі більших за $240 \text{ м}^3/\text{год}$ за рахунок турбулізації процесу перекачування аномальні властивості долинської нафти проявляються дуже слабо, у трубопроводі від-

сутній структурний ламінарний рух і гідравлічний опір системи зменшується. За таких умов теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу можна з достатньою точністю вести за методикою, що базується на реологічній моделі ньютонівського руху нафти.

Використовуючи програму NEIZ1, виконуємо теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу Долина-Дрогобич при повністю зруйнованій структурі долинської нафти при встановленні нового ротора магістрального насоса за варіантом б. Результати розрахунків свідчать, що при діаметрі робочого колеса насоса 260 мм у разі повного руйнування структури долинської нафти прогнозована робоча витрата змінюється від 265 м³/год при коефіцієнті теплопровідності 1,5 Вт/(м °С) до 275 м³/год при коефіцієнті теплопровідності 1 Вт/(м °С). Розрахований робочий тиск на виході НПС Долина не перевищує 43 ат. Величина теплопровідності ґрунту практично не впливає на режим роботи нафтопроводу.

Таким чином, встановлення на НПС Долина ротора магістрального насоса з більшим, ніж наявний, діаметром робочого колеса збільшить робочу витрату нафти, підвищить ступінь турбулізації потоку, забезпечить більше руйнування структури нафти, зменшить аномальність властивостей нафти, ослабить вплив умов довкілля (а саме коефіцієнта теплопровідності ґрунту) на гідравлічний опір трубопроводу і тим самим підвищить надійність роботи неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич. Однак при цьому не зникає небезпека виникнення гідравлічно нестійкого режиму роботи через недостатнє прогрівання трубопроводу перед закачуванням партії підігрітої високов'язкої нафти при ускладнених кліматичних умовах.

5.7.3 Пристрій для створення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні високов'язкої нафти трубопроводом

Нами запропонований пристрій для створення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні високов'язкої нафти трубопроводом, що

вирішує завдання створення нового більш функціонального і досконалого пристрою, який при русі в трубопроводі формуватиме пристінний шар рідини низької в'язкості, забезпечивши тим самим зменшення гідравлічного тертя, економію енергетичних затрат на транспортування нафти та підвищення ефективності режимів перекачування високов'язких та швидкозастигаючих нафт [96]. Поставлена задача вирішується тим, що у відомому очисному пристрої, що містить еластичний корпус, який складається з центральної циліндричної частини і двох бокових частин півсферичної форми, сполучених з нею, та вузла для заправки хімреагентом згідно з винаходом центральна частина виконана проникною, завдяки чому при її контакті з стінкою трубопроводу витікає розріджувач, створюючи пристінний шар з низькою в'язкістю. Транспортована високов'язка нафта рухається всередині замкнутого кільцевого простору без безпосереднього контакту з поверхнею трубопроводу. Це призводить до зменшення гідравлічних втрат і дає змогу зекономити електроенергію на перекачування високов'язкої нафти.

На рис. 5.9. представлений загальний вигляд пристрою для створення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні нафти трубопроводом та принцип його дії. Даний пристрій з центральної циліндричної проникної частини 1 і двох бокових частин 2 і 4 півсферичної форми, сполучених з нею, та вузла для заправки розріджувача 3.

Пристрій працює таким чином. Його розміщують в камері запуску очисних пристроїв нафтоперекачувальної станції і здійснюють заправку розріджувачем 6, після чого направляють у магістральний нафтопровід. Під дією різниці тисків нафти спереду і ззаду через бокову циліндричну проникну поверхню пристрою витікає розріджувач 6, створюючи на поверхні трубопроводу 5 пристінний шар 7, по якому рухається нафта 8. Циліндрична частина пристрою під дією різниці тисків нафти набирає форму, що щільно прилягає до поверхні трубопроводу, а півсферичні частини 2 і 4 з еластичного матеріалу при русі змінюють форму, не створюючи значного опору в процесі витрати розріджува-

ча. При цьому за рахунок введення розріджувача в пристінний шар нафти через проникну циліндричну поверхню пристрою створюється пристінний шар рідини низької в'язкості, що дає змогу зменшити енергетичні затрати на перекачування нафти при економному використанні розріджувача і тим самим підвищити ефективність трубопровідного транспорту високов'язкої нафти. Розріджувачем може бути малов'язка нафта, малов'язкі нафтопродукти або депресатор.

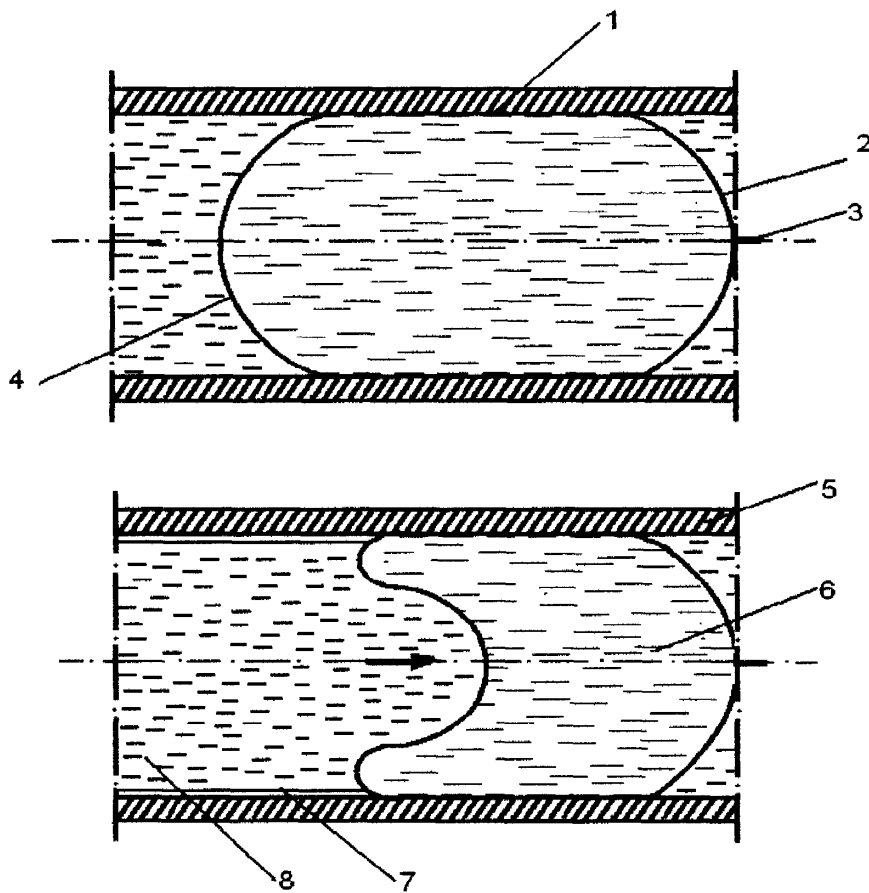


Рис.5.9. Схема пристрою для створення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні високов'язкої нафти трубопроводом:

а) загальний вигляд; б) принцип дії

5.8. Висновки до розділу 5

1. На базі створеної математичної моделі неізотермічного руху у трубопроводі неньютонівської рідини розроблені методика і програмне забезпечення для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів з урахуванням змін режимів руху і коефіцієнта гідрравлічного опору у кожному перерізі трубопроводу, з урахуванням тепла тертя потоку, прихованої теплоти кристалізації парафіну і реологічних аномальних властивостей, які властиві високов'язким нафтам Прикарпаття.

2. Апробація розробок шляхом виконання багатоваріантних теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Дрогобич з урахуванням неньютонівських властивостей долинської нафти дозволили зробити такі висновки:

- при перекачуванні нафти зі значним ступенем аномальності (при незруйнованій структурі) гідрравлічна характеристика нафтопроводу має характерний перегин, який відділяє зони стійкої і нестійкої роботи нафтопроводу;
- характеристика нафтопроводу і робочі параметри нафтопроводу у цьому випадку суттєво залежать від коефіцієнта теплопровідності ґрунту, який може змінюватись у широкому діапазоні залежно від вологості ґрунту;
- система неізотермічний нафтопровід - НПС залежно від таких основних чинників як реологічні властивості нафти, коефіцієнт теплопровідності ґрунту, температура підігріву нафти і температура ґрунту на глибині укладання труби може мати дві чи одну робочу точку або не мати її;
- погіршення транспортабельних властивостей нафти при збільшенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту пояснюється зменшенням температури нафти, що спричинює зростання довжини ділянки з ламінарним неньютонівським рухом нафти;

- за умови збереження долиньською нафтою половини своїх аномальних властивостей, що можна прогнозувати у процесі її перекачування по нафтопроводу Долина – Дрогобич, при існуючій температурі підігріву $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ небезпека "заморожування" може мати місце при значеннях коефіцієнта теплопровідності $1,5\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ і понад;
- долиньська нафта після повного руйнування структури за властивостями близька до ньютонівської нафти середньої в'язкості. Тому гідравлічна характеристика нафтопроводу Долина-Дрогобич при транспортуванні такої нафти схожа на традиційну характеристику ізотермічного нафтопроводу. Робочі параметри нафтопроводу практично не залежать від коефіцієнта теплопровідності ґрунту;
- при фактичних режимах перекачування долиньська нафта лише частково відновлює структурну решітку, тому прогнозовані параметри роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич знаходяться у межах, що відповідають визначеним нами граничним значенням параметрів при незруйнованій і зруйнованій структурах долиньської нафти;
- згідно із розрахунками, підвищення температури підігріву до $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ забезпечить нормальний режим перекачування долиньської нафти при коефіцієнті теплопровідності ґрунту $1,4\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$, а при значенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту $1,4\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ необхідна температура підігріву долиньської нафти становить $77\text{ }^{\circ}\text{C}$. Подальше зростання температури підігріву нафти неефективне;
- згідно із розрахунками, при заміні наявного ротора магістрального насоса на новий ротор діаметром 260 мм суттєво збільшується робочий напір НПС Долина і тим самим знімаються проблеми перекачування долиньської нафти з незруйнованою структурою без збільшення температури її підігріву при коефіцієнті теплопровідності ґрунту до $1,5\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ включно.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних експериментальних і теоретичних досліджень закономірностей реологічних, термодинамічних та гідродинамічних процесів неізотермічного перекачування високов'язких рідин вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності та запобігання “заморожування” нафтопроводів шляхом розробки методів їх теплогідрравлічних розрахунків, які враховують реологічні особливості нафти Прикарпаття.

1. Експериментальним шляхом встановлено, що при температурах, вищих за 50 °С, долинська нафта характеризується практичною відсутністю граничного динамічного напруження зсуву і лінійною залежністю динамічних напружень зсуву, тобто проявляє властивості ньютонівської рідини. При температурах, нижчих за 50 °С, долинська нафта може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю може бути описаний рівнянням Шведова-Бінгама. Інтенсивний прояв аномальних реологічних властивостей долинської нафти виявлений при температурах, нижчих за 25 °С.

2. Створення удосконаленої математичної моделі усталеного неізотермічного руху рідини у трубопроводі, що враховує вплив тепла тертя потоку, прихованого тепла кристалізації парафіну, зміну коефіцієнтів режиму руху нафти у кожному перерізі трубопроводу, а також реологічних характеристик нафти, дало змогу виявити нові закономірності теплових і гідродинамічних процесів перекачування долинських нафт і тим самим більш точно прогнозувати технологічні параметри роботи нафтопроводів.

3. Встановлення співвідношень між реологічними властивостями високов'язких нафт і закономірностями теплових і гідродинамічних процесів дали змогу розробити універсальну методику та програмне забезпечення для проведення теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу при перекачуванні як ньютонівських, так і неньютонівських рідин.

4. Одержано, що при перекачуванні долинської нафти гідравлічна характеристика нафтопроводу має характерний перегин, який відділяє зони гідравлічно стійкої та нестійкої роботи. Небезпека переходу режиму роботи нафтопроводу у зону нестійкої роботи з подальшим “заморожуванням” перекачування зростає при зниженні температури підігріву нафти, зменшенні температури ґрунту і збільшенні його вологості.

5. Запропонована методика теплогідравлічного розрахунку неізотермічного послідовного перекачування нафт із суттєвою різницею реологічних властивостей дає змогу для кожного моменту часу заміщення достовірно прогнозувати миттєву пропускну здатність нафтопроводу та закономірності зміни температури і тиску по його довжині.

6. Апробація розробок для умов перекачування долинської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич показала, що у зимовий період при температурі підігріву нафти $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ небезпека “заморожування” перекачування прогнозується при значенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту $1,3\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ у разі незруйнованої структури нафти і при значенні $1,5\text{ Вт}/(\text{м }^{\circ}\text{C})$ у разі часткового руйнування структури долинської нафти.

Ефективним шляхом підвищення ефективності роботи нафтопроводу і запобігання його “заморожування” є зменшення впливу аномальних реологічних властивостей долинської нафти. Цього можна досягти підвищенням температури підігріву долинської нафти у холодний період року, збільшенням часу прогрівання трубопроводу малов’язкою нафтою і підвищенням ступеня турбулізації потоку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. - М.: Недра, 1976. – 176 с.
2. Dolge D.W., Metzner A .B. Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems // - AIChE Journal, №2. - p.189-204.
3. Francis K . Gip .New operation strategies in heavy crycle pipeline will increase profit margin // Oil S Gas journal. – 2003, № 10. - p. 60-64.
4. N.El-Emam. A.H.Kamel., M.II-Shafei., A-El Batrawy. New egnation galgulates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluidols // Oil S Gas journal. – 2003, № 22. – p. 74-82.
5. Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. New approach dewloped for estimating pour points of grucle oil blend // Oil S Gas Journal . - 2003, №11. - p. 60-64.
6. Агапкин В.М. Трубопроводный транспорт мазута. - М.: Недра, 1986. – 140 с.
7. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра. -1975. - 165 с.
8. Коршунов Е.С., Едигаров С.Г. Промысловый транспорт нефти и газа. - М.: Недра, 1975. - 296 с.
9. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1982. – 296 с.
10. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / Под редакцией А.К. Дерцакяна. - Л.: Недра, 1977. - 519 с.
11. Марон В.И. Гидрогазодинамика потока в трубе. – М.: Нефть и газ, 1999. – 170 с.
12. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под общей редакцией профессора В.А. Юфина - М.: Недра, 1978. – 407 с.

13. Алиев Р.А., Блейхер Э.М. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями. - М.: ВНИИОЭНГ, 1970. - 109 с.
14. Шнерх С.С., Филитов А.В. Улучшение транспортабельных свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов. - Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 58 с.
15. Шнерх С.С., Рашкевич Б.Д., Петраш И.П. Анализ реологических свойств нефтей месторождений Предкарпатья // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1974, вып. 11. - С. 136 - 141.
16. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: Підручник. -Івано-Франківськ. -2001. - 517 с.
17. Фролов К.Д., Возняк М.П., Середюк М.Д. Определение числа насосно тепловых станций и оптимальной температуры подогрева высоковязких нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1973. - № 8 - С. 3-6.
18. Фролов К.Д., Возняк М.П., Середюк М.Д. Исследование режимов работы «горячих» нефтепроводов Прикарпатья // Реферативная информация о законченных научно-исследовательских работах в вузах УССР. - 1974, вып. 8. - С. 90-91.
19. Шпак О.Г. Нафта і нафтопродукти. - К.: Ясон-К, 2000. - 370 с.
20. Кутуков С.Е. Диагностика режимов перекачки высоковязких нефтей // Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України-2000”. - Том 3. - Івано-Франківськ. - 2000. - С. 19-21.
21. Гаррис Ю.О., Гаррис Н.А. Особенности теплогидравлического расчёта магистральных „горячих” трубопроводов, имеющих надземные участки // Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України-2000”. - Том 3. - Івано-Франківськ. - 2000. - С. 21-22.

22. Дидковская А.С., Лурье М.В. Компьютерный практикум по трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. - М.: ГУП Изд-во „Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 128 с.
23. Тугунов П.И., Гаррис Н.А. Применение динамических характеристик для расчётов эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов. – Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 58 с.
24. Щербаков А.З. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов с подогревом. - М.: Недра, 1987. - 271 с.
25. Ляшенко Л.З., Воронин В.И., Скобелёва Т.В. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей. – Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 38 с.
26. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. -М.: Наука. - 1973. -771 с.
27. Нечваль М.В., Новосёлов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам.- М.: Недра, 1976. - 220 с.
28. П.И. Тугунов, В.М. Глазырина. Необходимые для транспорта свойства газов, нефтей, нефтепродуктов и их определение: Учебное пособие. - Уфимский нефтяной институт. -1991. - 90 с.
29. М.В. Лурье. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти , нефтепродуктов и газа. - М .: Нефть и газ. - 2003. – 335 с.
30. М.В. Лурье. Вычислительный практикум по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М. : Нефть и газ. – 1997. 67 с.
31. Инструкция о применении : Реотест 2. – DDR. Berlin. – 1975. – 28 с.
32. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов,

- С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
33. Ахметов Р.М., Ливанов Ю.В., Матвиенко А.В. Диспетчеризация и учёт нефти на нефтепроводах. - М.: Недра, 1976. - 351с.
34. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование нефтегазопроводов. - М.: Гостоптехиздат, 1959. – 292 с.
35. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В.С. Яблонский, В.Ф. Новосёлов, В.Б. Галеев, Г.З. Закиров. - М.: Недра, 1965. – 410 с.
36. Пат. UA 38220A , МПК GO 1N11/08. Пристрій для визначення температури кристалізації парафіну/ Середюк М.Д., Грудз В.Я.- №2000063351; Заявлено 15.05.2001; Опубл. 15.05.2001. Бюл. №4. – 6 с.
37. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Оптимальная температура подогрева нефтепродуктов и нефтей при неизотермическом режиме последовательной перекачки . – Деп. во ВНИИОЭНГ, 1973. - № 58. – 12 с.
38. РД 39-30-480-80. Методика расчёта гидравлических и тепловых потерь в „горячем” нефтепроводе. -Введ. 30.12.1980. -Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1987. – 46 с.
39. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов. - М.: Машиностроение. - 1968. - 367 с.
40. Методика теплового и гидравлического расчёта трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов. – Уфа. : ВНИИСПТнефть, 1974. - 57с.
41. Обслідування і видача рекомендацій по оптимізації технологічних процесів на об'єктах Дрогобицького РНПУ : Звіт по НДР / ІФІНГ : Керівник Мердух М.І. - № 249/89. Івано – Франківськ, 1990. – 54 с.
42. Середюк М.Д. Проектування та експлуатація нафтопродуктопроводів.- Івано-Франківськ.: Факел, 2002. - 282 с.

43. РД 39-30-299-79 . Методика расчёта нестационарных изотермических режимов при течении неньютоновских нефтей. -Введ. 20.03.80. - Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1980. – 23 с.
44. Тепловой расчёт трубопровода , проложенного в сложных гидрологических условиях. Дополнение к РД39-0147103-386-87 „Выбор расчётных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов (I редакция)”. – Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1989 . – 45 с.
45. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86). - М. 1987.
46. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.
47. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепродуктопроводов (ВНТП 3-90) / Введ. 1990. - Разраб. ГипроНИИнефтетранс, МИНГ им. И.М. Губкина. - М.: 1991. – 89 с.
48. ГОСТ 33-2000 (ИСО3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчёт динамической вязкости.
49. Середюк М.Д., Люта Н.В. Технологічні розрахунки режимів роботи насосних станцій магістральних трубопроводів: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ.: Факел, 2004. – 151 с. з іл.
50. Середюк М.Д. Математичне моделювання характеристик насосів перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів // Нафтова і газова промисловість. - 1996. - № 4. – С. 40-43.
51. Люта Н.В., Середюк М.Д., Залеський В.М., Стахів В.М. Аналіз математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип. 36, том 5. – 1999. - С. 8-13.

52. Середюк М.Д., Люта Н.В. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - №2. – С. 35-37.
53. Нечваль М.В., Чанышев Э.И. Последовательная перекачка жидкостей при неизотермическом режиме // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. - № 12. – С.11-12.
54. Середюк М.Д., Івоняк А.С. Гідравлічні розрахунки процесу витиснення нафти з першої нитки нафтопроводу Лисичанськ- Тихорецьк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - № 3(8). – С. 103-108.
55. Люта Н.В. Математична модель гідродинамічного режиму роботи нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип. 35, том 3. - 1998. - С. 22-28.
56. Агапкин В.М. Особенности эксплуатации трубопроводов для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов. – Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – 54 с.
57. Разработка программы теплогидравлического расчёта нефтепровода для последовательной перекачки разных сортов нефтей в горных условиях : Отчёт о НИР (заключительный) / ИФИНГ : Руководитель Середюк М.Д. - № ГР - 01890044276. Ивано – Франковск, 1990. – 105 с.
58. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Оптимальная температура подогрева и число насосно-тепловых станций при неизотермическом режиме перекачки разносортных нефтей и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 1973. - №10. – С. 60-62.
59. РД 39-01447103-386-87. Выбор расчётных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов. - Введ. 01.06.1987. - М.: ВНИИСПТнефть, 1987. – 26 с.

60. Панов Ю.Е. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы . – Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 36 с.
61. Болонний В.Т. Розрахунок повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище для неізотермічного нафтопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. - № 1(10). – С. 78-82.
62. Разработка технологии и способов повышения эффективности газотранспортных , нефтепроводных и энергетических систем с учётом их взаимодействия : Отчёт о НИР (заключительный) / ИФИНГ : Руководитель Середюк М.Д. - № ГР – 1860048441. Ивано – Франковск , 1988 . – 127 с.
63. Середюк М.Д. Концепція розвитку та ефективного функціонування трубопровідного транспорту нафтопродуктів України // Нафтова і газова промисловість. -1997. - №2. – С. 30-32.
64. Методика определения безопасного времени остановки „горячих” трубопроводов при перекачке вязкопластичных нефтей . -Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1975. - 51с.
65. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Оптимальная температура подогрева нефтепродуктов и нефтей при неізотермічному режиме последовательной перекачки. - Деп. во ВНИИОЭНГ. - 1973. - № 58. - 12 с.
66. РД 39-30-996-84 . Методика выбора оптимальной технологии перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с разбавителями. -Введ. 01.03.84. - Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1984. – 51 с.
67. Каталог (КС-НУ-1-78). Насосное оборудование для нефти . - Киев, 1978.
68. Харламенко В.И., Голуб М.В. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктопроводов. – М.: Недра,1978. - 231 с.
69. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1985. – 184 с.

70. Середюк М.Д., Якимів Й.В. Математичне моделювання характеристик насосів перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів // Нафтова і газова промисловість. - 1996. - №4. - С. 25-26.
71. СТП 320.00148429. 003-2002. Методика нормування питомих витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами ДАТ "ПДМН". – Введ. 01.01.2002. - К.: - Вид-во "Укртранснафти", 2001. – 51 с.
72. Середюк М.Д., Болонний В.Т. Дослідження особливостей гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - № 1(6). – С. 96-100.
73. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Расчёт объёма смеси при неізотермической перекачке с учётом тепла трения потока // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1973, вып. 10. – с. 119 – 124.
74. Середюк М.Д., Якимив Й.В., Дзьоба О.Г. и др. Влияние тепла трения потока на теплогидравлический расчёт неізотермического нефтепровода // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. -1990, вып. 27. – С. 113-115.
75. Середюк М.Д., Люта Н.В. Дослідження впливу нестационарності на пропускну здатність нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортних нафт // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. № 1. – С. 53-58.
76. Середюк М.Д. Методика нормування витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - № 3. – С. 57-59.
77. Середюк М.Д., Івоняк А.С. Методика розрахунку режимних та енергетичних параметрів роботи магістральних нафтопроводів // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. - № 1(2). – С. 50-55.

78. Болонний В.Т., Середюк М.Д. Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. - № 4 (10). – С. 34-40.
79. Фролов К.Д., Мердух М.И. Обобщённая формула для гидравлического расчёта трубопроводов при перекачке подогретых нефтей и нефтепродуктов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1970, вып. 7. – С. 87-88.
80. Фролов К.Д., Федорак М.Д. Объём смеси при неизотермической перекачке подогретых вязких жидкостей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. - № 3. - С. 11-14.
81. Фролов К.Д., Середюк М.Д., Якимив Й.В. Минимальные объёмы партий и цикличность при неизотермическом режиме последовательной перекачки нефтепродуктов с жидкостными буферными пробками // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1981, вып. 18. – С. 92-95.
82. Разработка программы теплогидравлического расчёта нефтепровода для последовательной перекачки разных сортов нефтей в горных условиях : Отчёт о НИР (заключительный) / ИФИНГ : Руководитель Середюк М.Д. - № ГР 01890044276. - Ивано-Франковск. - 1990. – 105 с.
83. Фролов К.Д., Возняк М.Д., Якимив Й.В. Остывание подогретых нефтей в «горячих» трубопроводах при остановке перекачки // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1971, вып. 8. – С. 89-93
84. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Оптимальная температура подогрева нефтепродуктов и нефтей при неизотермическом режиме последовательной перекачки. - Деп. во ВНИИОЭНГ. - 1973. - № 58. - 12 с.
85. Фролов К.Д., Середюк М.Д. Последовательная перекачка многих сортов нефти и нефтепродуктов при неизотермическом режиме // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1974, вып. 11. – С. 129-133.

86. Лісафін В.П., Люта Н.В. Типові розрахунки процесів приймання, зберігання та розподілу нафти і нафтопродуктів: Навчальний посібник. - Івано-Франківськ.: Факел, 2003. – 248 с. з іл.
87. Визначення граничних параметрів нафти і розробка оптимальних режимів роботи нафтопроводу Долина – Дрогобич : Звіт по НДР (заключний) / ІФДТУНГ : Керівник Середюк М.Д. - № 782/2002 (178/2002). Івано – Франківськ , 2003. – 261 с.
88. Середюк М.Д., Болонний В.Т. Методика теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей нафти // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - № 2(7). – С. 59-64.
89. Юфин В.А. Влияние термодифузии на смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов с различной температурой // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 1972. - №3. - С. 3-5.
90. Люта Н.В. Інноваційні енергозберігаючі технології послідовного транспорту нафт різних фізико-хімічних характеристик на основі оперативного моделювання процесу // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції “Інноваційна діяльність в системі державного регулювання”. -Івано-Франківськ. -1999. – С. 35-36.
91. Середюк М.Д., Петренко Н.В. Розробка методичного і програмного забезпечення послідовного перекачування нафт різних сортів на магістральних нафтопроводах // Матеріали 5-ої Міжнародної конференції “Нафта-газ України”. - Полтава. - 1998. - С. 302.
92. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Самченко І.А. Вплив ефекту неізотермічності на режим роботи магістрального нафтопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1996, вип. 33. - С. 108-111.

93. Середюк М.Д., Люта Н.В. Визначення пропускної здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортних нафт // Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України-2000”. - Том 3. - Івано-Франківськ.- 2000. – С. 40-43.
94. Болонний В.Т., Середюк М.Д. Методика теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні не ньютонівських рідин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. - №1(11).- С. 90-92.
95. Нафтопровід Жулин-Надвірна. Загальна пояснювальна записка 2631-00.00П. 012-ПЗ. Проект. – Київ. – ВАТ „Інститут транспорту нафти”, 2002. - 190 с.
96. Пристрій для утворення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні нафти трубопроводом: Патент 75265 Україна, МПК 7 B08B9/04, F17D1/08 / М.Д. Середюк, Я.Д. Климишин, В.Т. Болонний – № 2004076119. Заявлено 22.07.04. Опубліковано 15.03. 2006. Бюл. № 3.

Додаток А

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти

Таблиця А.1. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	5,83	6	3,498	1,1660	2,5	1,458	0,486
5,4	5,83	8,5	4,956	0,9177	3	1,749	0,324
9	5,83	10	5,830	0,6478	4	2,332	0,259
16,2	5,83	15	8,745	0,5398	5	2,915	0,180
27	5,83	17,5	10,203	0,3779	6	3,498	0,130
48,6	5,83	15	8,745	0,1799	7	4,081	0,084
81	5,83	17	9,911	0,1224	9	5,247	0,065
145,8	5,83	21,5	12,535	0,0860	11,5	6,705	0,046
243	5,83	25,5	14,867	0,0612	15,5	9,037	0,037
437,4	5,83	31,5	18,365	0,0420	22,5	13,118	0,030
729	5,83	40,3	23,495	0,0322	33,5	19,531	0,027
1312	5,83	57	33,231	0,0253	55,5	32,357	0,025

Таблиця А.2. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	14,5	4,582	1,5273	1,5	0,474	0,1580
5,4	3,16	17,2	5,435	1,0065	2,5	0,790	0,1463
9	3,16	17,8	5,625	0,6250	2,8	0,885	0,0983
16,2	3,16	18,3	5,783	0,3570	3,8	1,201	0,0741
27	3,16	18,8	5,941	0,2200	4,9	1,548	0,0573
48,6	3,16	21,3	6,731	0,1385	6,2	1,959	0,0403
81	3,16	26,4	8,342	0,1030	9,5	3,002	0,0371
145,8	3,16	33,3	10,523	0,0722	15,5	4,898	0,0336
243	3,16	38,2	12,071	0,0497	21	6,636	0,0273
437,4	3,16	49	15,484	0,0354	32,5	10,270	0,0235
729	3,16	68	21,488	0,0295	58	18,328	0,0251
1312	3,16	90,5	28,598	0,0218	90,4	28,566	0,0218

Продовження додатку А

Таблиця А.3. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,5	0,158	0,0527	0,1	0,158	0,0527
5,4	3,16	0,8	0,253	0,0468	0,5	0,253	0,0468
9	3,16	1,1	0,348	0,0386	0,9	0,348	0,0386
16,2	3,16	1,8	0,569	0,0351	1,3	0,569	0,0351
27	3,16	2,4	0,758	0,0281	1,6	0,758	0,0281
48,6	3,16	2,8	0,885	0,0182	2,1	0,885	0,0182
81	3,16	3,2	1,011	0,0125	2,4	1,011	0,0125
145,8	3,16	5	1,580	0,0108	5	1,580	0,0108
243	3,16	7,9	2,496	0,0103	7,8	2,496	0,0103
437,4	3,16	12	3,792	0,0087	11,8	3,792	0,0087
729	3,16	18,5	5,846	0,0080	18,3	5,846	0,0080
1312	3,16	31,5	9,954	0,0076	31,4	9,954	0,0076

Таблиця А.4. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,2	0,063	0,0211	0,2	0,063	0,0211
5,4	3,16	0,6	0,190	0,0351	0,6	0,190	0,0351
9	3,16	1	0,316	0,0351	1	0,316	0,0351
16,2	3,16	1,6	0,506	0,0312	1,6	0,506	0,0312
27	3,16	2,1	0,664	0,0246	2,1	0,664	0,0246
48,6	3,16	2,4	0,758	0,0156	2,4	0,758	0,0156
81	3,16	3	0,948	0,0117	3	0,948	0,0117
145,8	3,16	4,1	1,296	0,0089	4,1	1,296	0,0089
243	3,16	5,3	1,675	0,0069	5,3	1,675	0,0069
437,4	3,16	8,2	2,591	0,0059	8,2	2,591	0,0059
729	3,16	12,45	3,934	0,0054	12,45	3,934	0,0054
1312	3,16	20,75	6,557	0,0050	20,75	6,557	0,0050

Продовження додатку А

Таблиця А.5. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,4	0,126	0,0234	0,4	0,126	0,0234
9	3,16	0,6	0,190	0,0211	0,6	0,190	0,0211
16,2	3,16	1	0,316	0,0195	1	0,316	0,0195
27	3,16	1,5	0,474	0,0176	1,5	0,474	0,0176
48,6	3,16	2	0,632	0,0130	2	0,632	0,0130
81	3,16	2,4	0,758	0,0094	2,4	0,758	0,0094
145,8	3,16	3,4	1,074	0,0074	3,4	1,074	0,0074
243	3,16	4,5	1,422	0,0059	4,5	1,422	0,0059
437,4	3,16	7,2	2,275	0,0052	7,2	2,275	0,0052
729	3,16	10,5	3,318	0,0046	10,5	3,318	0,0046
1312	3,16	16,5	5,214	0,0040	16,5	5,214	0,0040

Таблиця А.6. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,3	0,095	0,0105	0,3	0,095	0,0105
16,2	3,16	0,5	0,158	0,0098	0,5	0,158	0,0098
27	3,16	0,9	0,284	0,0105	0,9	0,284	0,0105
48,6	3,16	1,8	0,569	0,0117	1,8	0,569	0,0117
81	3,16	2,2	0,695	0,0086	2,2	0,695	0,0086
145,8	3,16	3,2	1,011	0,0069	3,2	1,011	0,0069
243	3,16	4	1,264	0,0052	4	1,264	0,0052
437,4	3,16	6,1	1,928	0,0044	6,1	1,928	0,0044
729	3,16	8,2	2,591	0,0036	8,2	2,591	0,0036
1312	3,16	14	4,424	0,0034	14	4,424	0,0034

Продовження додатку А

Таблиця А.7. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 3 квітня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,1	0,032	0,0035	0,1	0,032	0,0035
16,2	3,16	0,2	0,063	0,0039	0,2	0,063	0,0039
27	3,16	0,4	0,126	0,0047	0,4	0,126	0,0047
48,6	3,16	1,1	0,348	0,0072	1,1	0,348	0,0072
81	3,16	2	0,632	0,0078	2	0,632	0,0078
145,8	3,16	2,8	0,885	0,0061	2,8	0,885	0,0061
243	3,16	4	1,264	0,0052	4	1,264	0,0052
437,4	3,16	5,5	1,738	0,0040	5,5	1,738	0,0040
729	3,16	8	2,528	0,0035	8	2,528	0,0035
1312	3,16	12,5	3,950	0,0030	12,5	3,950	0,0030

Таблиця А.8. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	28,5	9,006	3,002	4	1,264	0,4213
5,4	3,16	23,5	7,426	1,3752	4	1,264	0,2341
9	3,16	21	6,636	0,7373	4,5	1,422	0,158
16,2	3,16	22	6,952	0,4291	6	1,896	0,117
27	3,16	24,5	7,742	0,2867	7,3	2,3068	0,0854
48,6	3,16	29,5	9,322	0,1918	10,5	3,318	0,0683
81	3,16	33	10,428	0,1287	14,8	4,6768	0,0577
145,8	3,16	40	12,64	0,0867	23,5	7,426	0,0509
243	3,16	47,5	15,01	0,0618	36	11,376	0,0468
437,4	3,16	69,5	21,962	0,0502	62	19,592	0,0448

Продовження додатку А

Таблиця А.9. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	24,5	7,742	2,5807	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	18,5	5,846	1,0826	3	0,948	0,1756
9	3,16	17,5	5,53	0,6144	3	0,948	0,1053
16,2	3,16	18	5,688	0,3511	3,5	1,106	0,0683
27	3,16	20	6,32	0,2341	5	1,58	0,0585
48,6	3,16	24	7,584	0,156	7	2,212	0,0455
81	3,16	27,5	8,69	0,1073	10,8	3,4128	0,0421
145,8	3,16	33	10,428	0,0715	16	5,056	0,0347
243	3,16	42	13,272	0,0546	24	7,584	0,0312
437,4	3,16	52	16,432	0,0376	40	12,64	0,0289
729	3,16	69,5	21,962	0,0301	65	20,54	0,0282

Таблиця А.10. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	10,5	3,318	1,106	1,5	0,474	0,158
5,4	3,16	12	3,792	0,7022	1,5	0,474	0,0878
9	3,16	13,5	4,266	0,474	2	0,632	0,0702
16,2	3,16	14	4,424	0,2731	2,5	0,79	0,0488
27	3,16	15,3	4,8348	0,1791	3,5	1,106	0,041
48,6	3,16	16	5,056	0,104	5	1,58	0,0325
81	3,16	18	5,688	0,0702	7,2	2,2752	0,0281
145,8	3,16	23,5	7,426	0,0509	11	3,476	0,0238
243	3,16	30	9,48	0,039	16,5	5,214	0,0215
437,4	3,16	40,5	12,798	0,0293	27	8,532	0,0195
729	3,16	52	16,432	0,0225	43	13,588	0,0186
1312	3,16	77	24,332	0,0185	76,8	24,269	0,0185

Продовження додатку А

Таблиця А.11. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	8	2,528	0,8427	0,5	0,158	0,0527
5,4	3,16	10	3,16	0,5852	1,6	0,5056	0,0936
9	3,16	11,5	3,634	0,4038	1,5	0,474	0,0527
16,2	3,16	11,5	3,634	0,2243	1,8	0,5688	0,0351
27	3,16	12	3,792	0,1404	2,1	0,6636	0,0246
48,6	3,16	14	4,424	0,091	4,5	1,422	0,0293
81	3,16	15,5	4,898	0,0605	5	1,58	0,0195
145,8	3,16	21,5	6,794	0,0466	9	2,844	0,0195
243	3,16	25	7,9	0,0325	14	4,424	0,0182
437,4	3,16	34,5	10,902	0,0249	24,5	7,742	0,0177
729	3,16	45	14,22	0,0195	36,5	11,534	0,0158
1312	3,16	65,5	20,698	0,0158	65,3	20,635	0,0157

Таблиця А.12. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	2,5	0,790	0,2633	1,8	0,5688	0,1896
5,4	3,16	2,5	0,790	0,1463	1,8	0,5688	0,1053
9	3,16	2,5	0,790	0,0878	1,8	0,5688	0,0632
16,2	3,16	3	0,948	0,0585	1,8	0,5688	0,0351
27	3,16	3,5	1,106	0,041	2	0,632	0,0234
48,6	3,16	4,5	1,422	0,0293	2,5	0,79	0,0163
81	3,16	6,5	2,054	0,0254	4,9	1,5484	0,0191
145,8	3,16	9	2,844	0,0195	7,1	2,2436	0,0154
243	3,16	13,5	4,266	0,0176	11,5	3,634	0,015
437,4	3,16	20	6,320	0,0144	18	5,688	0,013
729	3,16	31	9,796	0,0134	29,5	9,322	0,0128
1312	3,16	51	16,116	0,0123	50,9	16,084	0,0123

Продовження додатку А

Таблиця А.13. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,6	0,190	0,063	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,9	0,284	0,053	0,6	0,190	0,0351
9	3,16	1,2	0,379	0,042	0,9	0,284	0,0316
16,2	3,16	1,6	0,506	0,031	1,1	0,348	0,0215
27	3,16	2,1	0,664	0,025	1,4	0,442	0,0164
48,6	3,16	2,6	0,822	0,0169	1,9	0,600	0,0124
81	3,16	3,1	0,980	0,0121	2,6	0,822	0,0101
145,8	3,16	5	1,580	0,0108	4,5	1,422	0,0098
243	3,16	8	2,528	0,0104	6,5	2,054	0,0085
437,4	3,16	11,5	3,634	0,0083	11	3,476	0,0079
729	3,16	17	5,372	0,0074	16,9	5,340	0,0073
1312	3,16	30	9,480	0,0072	29,9	9,448	0,0072

Таблиця А.14. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,5	0,158	0,0293	0,5	0,158	0,0293
9	3,16	0,8	0,253	0,0281	0,8	0,253	0,0281
16,2	3,16	1,4	0,442	0,0273	1,4	0,442	0,0273
27	3,16	1,9	0,600	0,0222	1,9	0,600	0,0222
48,6	3,16	2,2	0,695	0,0143	2,2	0,695	0,0143
81	3,16	2,8	0,885	0,0109	2,8	0,885	0,0109
145,8	3,16	3,9	1,232	0,0085	3,9	1,232	0,0085
243	3,16	5,1	1,612	0,0066	5,1	1,612	0,0066
437,4	3,16	8	2,528	0,0058	7,9	2,496	0,0057
729	3,16	12,5	3,950	0,0054	12,3	3,887	0,0053
1312	3,16	21	6,636	0,0051	20,9	6,604	0,0050

Продовження додатку А

Таблиця А.15. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,5	0,158	0,0176	0,5	0,158	0,0176
16,2	3,16	0,7	0,221	0,0137	0,7	0,221	0,0137
27	3,16	1	0,316	0,0117	1	0,316	0,0117
48,6	3,16	1,8	0,569	0,0117	1,8	0,569	0,0117
81	3,16	2,5	0,790	0,0098	2,5	0,790	0,0098
145,8	3,16	3,4	1,074	0,0074	3,4	1,074	0,0074
243	3,16	4,5	1,422	0,0059	4,5	1,422	0,0059
437,4	3,16	6,5	2,054	0,0047	6,5	2,054	0,0047
729	3,16	10,5	3,318	0,0046	10,5	3,318	0,0046
1312	3,16	17,2	5,435	0,0041	17,2	5,435	0,0041

Таблиця А.16. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,7	0,221	0,0082	0,7	0,221	0,0082
48,6	3,16	1	0,316	0,0065	1	0,316	0,0065
81	3,16	1,8	0,569	0,0070	1,8	0,569	0,0070
145,8	3,16	3	0,948	0,0065	3	0,948	0,0065
243	3,16	4	1,264	0,0052	4	1,264	0,0052
437,4	3,16	5,5	1,738	0,0040	5,5	1,738	0,0040
729	3,16	8,1	2,560	0,0035	8,1	2,560	0,0035
1312	3,16	14	4,424	0,0034	14	4,424	0,0034

Продовження додатку А

Таблиця А.17. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 5 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,6	0,190	0,0070	0,6	0,190	0,0070
48,6	3,16	0,8	0,253	0,0052	0,8	0,253	0,0052
81	3,16	1	0,316	0,0039	1	0,316	0,0039
145,8	3,16	2,8	0,885	0,0061	2,8	0,885	0,0061
243	3,16	3,8	1,201	0,0049	3,8	1,201	0,0049
437,4	3,16	5	1,580	0,0036	5	1,580	0,0036
729	3,16	7,5	2,370	0,0033	7,5	2,370	0,0033
1312	3,16	12,1	3,824	0,0029	12,1	3,824	0,0029

Таблиця А.18. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	30	9,480	3,1600	5,5	1,738	0,5793
5,4	3,16	25	7,900	1,4630	5,5	1,738	0,3219
9	3,16	22,5	7,110	0,7900	6	1,896	0,2107
16,2	3,16	23,5	7,426	0,4584	7,5	2,37	0,1463
27	3,16	26	8,216	0,3043	8,8	2,7808	0,103
48,6	3,16	31	9,796	0,2016	12	3,792	0,078
81	3,16	34,5	10,902	0,1346	16,3	5,1508	0,0636
145,8	3,16	41,5	13,114	0,0899	25	7,9	0,0542
243	3,16	49	15,484	0,0637	37,5	11,85	0,0488
437,4	3,16	71	22,436	0,0513	63,5	20,066	0,0459

Продовження додатку А

Таблиця А.19. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	26,2	8,279	2,7597	1,5	0,474	0,158
5,4	3,16	19,5	6,162	1,1411	3	0,948	0,1756
9	3,16	17,5	5,530	0,6144	3	0,948	0,1053
16,2	3,16	19,5	6,162	0,3804	3,3	1,0428	0,0644
27	3,16	21	6,636	0,2458	5	1,58	0,0585
48,6	3,16	25,5	8,058	0,1658	7	2,212	0,0455
81	3,16	28,7	9,069	0,1120	11	3,476	0,0429
145,8	3,16	34,1	10,776	0,0739	16	5,056	0,0347
243	3,16	43,4	13,714	0,0564	24,5	7,742	0,0319
437,4	3,16	53	16,748	0,0383	40	12,64	0,0289
729	3,16	70,5	22,278	0,0306	68	21,488	0,0295

Таблиця А.20 -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	16	5,056	1,6853	11	3,476	1,1587
5,4	3,16	18,5	5,846	1,0826	12	3,792	0,7022
9	3,16	21	6,636	0,7373	14	4,424	0,4916
16,2	3,16	23	7,268	0,4486	14	4,424	0,2731
27	3,16	26	8,216	0,3043	16	5,056	0,1873
48,6	3,16	32	10,112	0,2081	20	6,32	0,13
81	3,16	40	12,640	0,1560	23	7,268	0,0897
145,8	3,16	51	16,116	0,1105	30	9,48	0,065
243	3,16	61	19,276	0,0793	38	12,008	0,0494
437,4	3,16	76	24,016	0,0549	56	17,696	0,0405
729	3,16	94	29,704	0,0407	86	27,176	0,0373

Продовження додатку А

Таблиця А.21. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	7,5	2,370	0,7900	1,5	0,474	0,158
5,4	3,16	9,5	3,002	0,5559	1,8	0,5688	0,1053
9	3,16	10,5	3,318	0,3687	2	0,632	0,0702
16,2	3,16	10,5	3,318	0,2048	2	0,632	0,039
27	3,16	12	3,792	0,1404	3	0,948	0,0351
48,6	3,16	15,5	4,898	0,1008	4,5	1,422	0,0293
81	3,16	18	5,688	0,0702	7	2,212	0,0273
145,8	3,16	24,5	7,742	0,0531	11	3,476	0,0238
243	3,16	29	9,164	0,0377	16,5	5,214	0,0215
437,4	3,16	37	11,692	0,0267	27	8,532	0,0195
729	3,16	50	15,800	0,0217	42	13,272	0,0182
1312	3,16	78	24,648	0,0188	77,8	24,585	0,0187

Таблиця А.22. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	2,7	0,853	0,2844	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	2,7	0,853	0,1580	2	0,632	0,117
9	3,16	2,7	0,853	0,0948	2	0,632	0,0702
16,2	3,16	3,2	1,011	0,0624	2	0,632	0,039
27	3,16	3,6	1,138	0,0421	2,2	0,6952	0,0257
48,6	3,16	4,6	1,454	0,0299	2,7	0,8532	0,0176
81	3,16	6,6	2,086	0,0257	5,1	1,6116	0,0199
145,8	3,16	9,1	2,876	0,0197	7,3	2,3068	0,0158
243	3,16	13,7	4,329	0,0178	11,7	3,6972	0,0152
437,4	3,16	20,2	6,383	0,0146	18,2	5,7512	0,0131
729	3,16	31,2	9,859	0,0135	29,7	9,3852	0,0129
1312	3,16	51,2	16,179	0,0123	51,1	16,148	0,0123

Продовження додатку А

Таблиця А.23. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,6	0,190	0,0632	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,9	0,284	0,0527	0,6	0,1896	0,0351
9	3,16	1,1	0,348	0,0386	1	0,316	0,0351
16,2	3,16	1,7	0,537	0,0332	1,2	0,3792	0,0234
27	3,16	2,2	0,695	0,0257	1,5	0,474	0,0176
48,6	3,16	2,7	0,853	0,0176	2	0,632	0,013
81	3,16	3,2	1,011	0,0125	2,7	0,8532	0,0105
145,8	3,16	5,2	1,643	0,0113	4,6	1,4536	0,01
243	3,16	8,2	2,591	0,0107	6,6	2,0856	0,0086
437,4	3,16	11,6	3,666	0,0084	11	3,476	0,0079
729	3,16	17,2	5,435	0,0075	17,1	5,4036	0,0074
1312	3,16	30,2	9,543	0,0073	30,1	9,5116	0,0072

Таблиця А.24. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,6	0,190	0,0351	0,6	0,1896	0,0351
9	3,16	0,9	0,284	0,0316	0,9	0,2844	0,0316
16,2	3,16	1,5	0,474	0,0293	1,5	0,474	0,0293
27	3,16	2	0,632	0,0234	2	0,632	0,0234
48,6	3,16	2,3	0,727	0,0150	2,3	0,7268	0,015
81	3,16	2,9	0,916	0,0113	2,9	0,9164	0,0113
145,8	3,16	4	1,264	0,0087	4	1,264	0,0087
243	3,16	5,2	1,643	0,0068	5,2	1,6432	0,0068
437,4	3,16	8,1	2,560	0,0059	8	2,528	0,0058
729	3,16	12,7	4,013	0,0055	12,4	3,9184	0,0054
1312	3,16	21,2	6,699	0,0051	21	6,636	0,0051

Продовження додатку А

Таблиця А.25. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,6	0,190	0,0211	0,6	0,190	0,0211
16,2	3,16	0,8	0,253	0,0156	0,8	0,253	0,0156
27	3,16	1,1	0,348	0,0129	1,1	0,348	0,0129
48,6	3,16	1,9	0,600	0,0124	1,9	0,600	0,0124
81	3,16	2,6	0,822	0,0101	2,6	0,822	0,0101
145,8	3,16	3,5	1,106	0,0076	3,5	1,106	0,0076
243	3,16	4,6	1,454	0,0060	4,6	1,454	0,0060
437,4	3,16	6,7	2,117	0,0048	6,7	2,117	0,0048
729	3,16	10,8	3,413	0,0047	10,8	3,413	0,0047
1312	3,16	17,5	5,530	0,0042	17,5	5,530	0,0042

Таблиця А.26. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,8	0,253	0,0094	0,8	0,253	0,0094
48,6	3,16	1,1	0,348	0,0072	1,1	0,348	0,0072
81	3,16	1,9	0,600	0,0074	1,9	0,600	0,0074
145,8	3,16	3,1	0,980	0,0067	3,1	0,980	0,0067
243	3,16	4,1	1,296	0,0053	4,1	1,296	0,0053
437,4	3,16	5,6	1,770	0,0040	5,6	1,770	0,0040
729	3,16	8,2	2,591	0,0036	8,2	2,591	0,0036
1312	3,16	14,2	4,487	0,0034	14,2	4,487	0,0034

Продовження додатку А

Таблиця А.27. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 21 травня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,6	0,190	0,0070	0,6	0,190	0,0070
48,6	3,16	0,9	0,284	0,0059	0,9	0,284	0,0059
81	3,16	1,7	0,537	0,0066	1,7	0,537	0,0066
145,8	3,16	2,9	0,916	0,0063	2,9	0,916	0,0063
243	3,16	3,9	1,232	0,0051	3,9	1,232	0,0051
437,4	3,16	5,4	1,706	0,0039	5,4	1,706	0,0039
729	3,16	7,9	2,496	0,0034	7,9	2,496	0,0034
1312	3,16	13,7	4,329	0,0033	13,7	4,329	0,0033

Таблиця А.28. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	29	9,164	3,0547	4,5	1,422	0,474
5,4	3,16	24	7,584	1,4044	4,5	1,422	0,2633
9	3,16	21,5	6,794	0,7549	5	1,58	0,1756
16,2	3,16	22,5	7,110	0,4389	6,5	2,054	0,1268
27	3,16	25	7,900	0,2926	7,8	2,4648	0,0913
48,6	3,16	30	9,480	0,1951	11	3,476	0,0715
81	3,16	33,5	10,586	0,1307	15,3	4,8348	0,0597
145,8	3,16	40,5	12,798	0,0878	24	7,584	0,052
243	3,16	48	15,168	0,0624	36,5	11,534	0,0475
437,4	3,16	70	22,120	0,0506	62,5	19,75	0,0452

Продовження додатку А

Таблиця А.29. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	25	7,900	2,6333	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	19	6,004	1,1119	3	0,948	0,1756
9	3,16	18	5,688	0,6320	3	0,948	0,1053
16,2	3,16	18,5	5,846	0,3609	3,5	1,106	0,0683
27	3,16	20,5	6,478	0,2399	5	1,58	0,0585
48,6	3,16	24,5	7,742	0,1593	7	2,212	0,0455
81	3,16	28	8,848	0,1092	10,3	3,2548	0,0402
145,8	3,16	33,5	10,586	0,0726	15,5	4,898	0,0336
243	3,16	42,5	13,430	0,0553	23,5	7,426	0,0306
437,4	3,16	52,5	16,590	0,0379	39,5	12,482	0,0285
729	3,16	70	22,120	0,0303	69,5	21,962	0,0301

Таблиця А.30. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	16,5	5,214	1,7380	1,6	0,5056	0,1685
5,4	3,16	18	5,688	1,0533	1,6	0,5056	0,0936
9	3,16	19,5	6,162	0,6847	2,1	0,6636	0,0737
16,2	3,16	20	6,320	0,3901	2,7	0,8532	0,0527
27	3,16	21,3	6,731	0,2493	3,7	1,1692	0,0433
48,6	3,16	22	6,952	0,1430	5,2	1,6432	0,0338
81	3,16	24	7,584	0,0936	7,4	2,3384	0,0289
145,8	3,16	29,5	9,322	0,0639	11,2	3,5392	0,0243
243	3,16	36	11,376	0,0468	16,7	5,2772	0,0217
437,4	3,16	46,5	14,694	0,0336	27,2	8,5952	0,0197
729	3,16	58	18,328	0,0251	43,2	13,651	0,0187
1312	3,16	83	26,228	0,0200	82,8	26,165	0,0199

Продовження додатку А

Таблиця А.31. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	7,3	2,307	0,7689	1,3	0,4108	0,1369
5,4	3,16	9,3	2,939	0,5442	1,6	0,5056	0,0936
9	3,16	10,4	3,286	0,3652	1,8	0,5688	0,0632
16,2	3,16	10,4	3,286	0,2029	1,8	0,5688	0,0351
27	3,16	11,8	3,729	0,1381	2,8	0,8848	0,0328
48,6	3,16	15,3	4,835	0,0995	4,3	1,3588	0,028
81	3,16	17,8	5,625	0,0694	6,8	2,1488	0,0265
145,8	3,16	24,3	7,679	0,0527	10,8	3,4128	0,0234
243	3,16	28,8	9,101	0,0375	16,3	5,1508	0,0212
437,4	3,16	36,8	11,629	0,0266	26,7	8,4372	0,0193
729	3,16	49,8	15,737	0,0216	41,8	13,209	0,0181
1312	3,16	77,8	24,585	0,0187	77,6	24,522	0,0187

Таблиця А.32. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	2,5	0,790	0,2633	1,8	0,5688	0,1896
5,4	3,16	2,5	0,790	0,1463	1,8	0,5688	0,1053
9	3,16	2,5	0,790	0,0878	1,8	0,5688	0,0632
16,2	3,16	3	0,948	0,0585	1,8	0,5688	0,0351
27	3,16	3,4	1,074	0,0398	2	0,632	0,0234
48,6	3,16	4,4	1,390	0,0286	2,5	0,79	0,0163
81	3,16	6,5	2,054	0,0254	4,9	1,5484	0,0191
145,8	3,16	8,9	2,812	0,0193	7,1	2,2436	0,0154
243	3,16	13,5	4,266	0,0176	11,5	3,634	0,015
437,4	3,16	20	6,320	0,0144	18	5,688	0,013
729	3,16	31	9,796	0,0134	29,6	9,3536	0,0128
1312	3,16	51,1	16,148	0,0123	51	16,116	0,0123

Продовження додатку А

Таблиця А.33. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,5	0,158	0,0527	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,8	0,253	0,0468	0,6	0,1896	0,0351
9	3,16	1	0,316	0,0351	0,9	0,2844	0,0316
16,2	3,16	1,6	0,506	0,0312	1,1	0,3476	0,0215
27	3,16	2,1	0,664	0,0246	1,4	0,4424	0,0164
48,6	3,16	2,5	0,790	0,0163	2	0,632	0,013
81	3,16	3,2	1,011	0,0125	2,7	0,8532	0,0105
145,8	3,16	5,2	1,643	0,0113	4,6	1,4536	0,01
243	3,16	8,3	2,623	0,0108	6,7	2,1172	0,0087
437,4	3,16	11,7	3,697	0,0085	11,1	3,5076	0,008
729	3,16	17,2	5,435	0,0075	17	5,372	0,0074
1312	3,16	30,2	9,543	0,0073	30,1	9,5116	0,0072

Таблиця А.34. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,6	0,190	0,0351	0,6	0,1896	0,0351
9	3,16	0,9	0,284	0,0316	0,9	0,2844	0,0316
16,2	3,16	1,6	0,506	0,0312	1,6	0,5056	0,0312
27	3,16	2,1	0,664	0,0246	2,1	0,6636	0,0246
48,6	3,16	2,4	0,758	0,0156	2,4	0,7584	0,0156
81	3,16	3	0,948	0,0117	3	0,948	0,0117
145,8	3,16	4,2	1,327	0,0091	4,2	1,3272	0,0091
243	3,16	5,3	1,675	0,0069	5,3	1,6748	0,0069
437,4	3,16	8,2	2,591	0,0059	8,1	2,5596	0,0059
729	3,16	12,8	4,045	0,0055	12,5	3,95	0,0054
1312	3,16	21,4	6,762	0,0052	21,2	6,6992	0,0051

Продовження додатку А

Таблиця А.35. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,0316	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,0316	0,0059	0,1	0,0316	0,0059
9	3,16	0,6	0,1896	0,0211	0,6	0,1896	0,0211
16,2	3,16	0,8	0,2528	0,0156	0,8	0,2528	0,0156
27	3,16	1,2	0,3792	0,0140	1,2	0,3792	0,0140
48,6	3,16	2	0,6320	0,0130	2	0,6320	0,0130
81	3,16	2,7	0,8532	0,0105	2,7	0,8532	0,0105
145,8	3,16	3,6	1,1376	0,0078	3,6	1,1376	0,0078
243	3,16	4,6	1,4536	0,0060	4,6	1,4536	0,0060
437,4	3,16	6,8	2,1488	0,0049	6,8	2,1488	0,0049
729	3,16	10,8	3,4128	0,0047	10,8	3,4128	0,0047
1312	3,16	17,5	5,5300	0,0042	17,5	5,5300	0,0042

Таблиця А.36. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,5	0,158	0,0098	0,5	0,158	0,0098
27	3,16	0,9	0,284	0,0105	0,9	0,284	0,0105
48,6	3,16	1,2	0,379	0,0078	1,2	0,379	0,0078
81	3,16	2	0,632	0,0078	2	0,632	0,0078
145,8	3,16	3,2	1,011	0,0069	3,2	1,011	0,0069
243	3,16	4,2	1,327	0,0054	4,2	1,327	0,0054
437,4	3,16	5,8	1,833	0,0042	5,8	1,833	0,0042
729	3,16	8,4	2,654	0,0036	8,4	2,654	0,0036
1312	3,16	14,4	- 4,550	0,0035	14,4	4,550	0,0035

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 17 червня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,6	0,190	0,0070	0,6	0,190	0,0070
48,6	3,16	1	0,316	0,0065	1	0,316	0,0065
81	3,16	1,8	0,569	0,0070	1,8	0,569	0,0070
145,8	3,16	3	0,948	0,0065	3	0,948	0,0065
243	3,16	4	1,264	0,0052	4	1,264	0,0052
437,4	3,16	5,5	1,738	0,0040	5,5	1,738	0,0040
729	3,16	7,9	2,496	0,0034	7,9	2,496	0,0034
1312	3,16	13,7	4,329	0,0033	13,7	4,329	0,0033

Таблиця А.38. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	31	9,796	3,2653	22,5	7,11	2,37
5,4	3,16	26	8,216	1,5215	22,8	7,2048	1,3342
9	3,16	23,5	7,426	0,8251	23	7,268	0,8076
16,2	3,16	24,5	7,742	0,4779	23	7,268	0,4486
27	3,16	27	8,532	0,3160	24	7,584	0,2809
48,6	3,16	32	10,112	0,2081	24,5	7,742	0,1593
81	3,16	35,5	11,218	0,1385	27	8,532	0,1053
145,8	3,16	42,5	13,430	0,0921	31,1	9,8276	0,0674
243	3,16	50	15,800	0,0650	37,3	11,787	0,0485
437,4	3,16	72	22,752	0,0520	67	21,172	0,0484

Продовження додатку А

Таблиця А.39. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	26,1	8,248	2,7492	16,1	5,0876	1,6959
5,4	3,16	20,1	6,352	1,1762	16,4	5,1824	0,9597
9	3,16	19,1	6,036	0,6706	16,6	5,2456	0,5828
16,2	3,16	19,6	6,194	0,3823	16,6	5,2456	0,3238
27	3,16	21,6	6,826	0,2528	17,6	5,5616	0,206
48,6	3,16	25,6	8,090	0,1665	18,1	5,7196	0,1177
81	3,16	29,1	9,196	0,1135	20,6	6,5096	0,0804
145,8	3,16	34,6	10,934	0,0750	24,7	7,8052	0,0535
243	3,16	43,6	13,778	0,0567	30,1	9,5116	0,0391
437,4	3,16	53,6	16,938	0,0387	40,5	12,798	0,0293
729	3,16	71,1	22,468	0,0308	68,8	21,741	0,0298

Таблиця А.40. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	17,4	5,498	1,8328	9,7	3,0652	1,0217
5,4	3,16	18,9	5,972	1,1060	10	3,16	0,5852
9	3,16	20,4	6,446	0,7163	10,2	3,2232	0,3581
16,2	3,16	20,9	6,604	0,4077	10,2	3,2232	0,199
27	3,16	22,2	7,015	0,2598	11,2	3,5392	0,1311
48,6	3,16	22,9	7,236	0,1489	11,7	3,6972	0,0761
81	3,16	24,9	7,868	0,0971	14,2	4,4872	0,0554
145,8	3,16	30,4	9,606	0,0659	18,3	5,7828	0,0397
243	3,16	36,9	11,660	0,0480	23,7	7,4892	0,0308
437,4	3,16	47,4	14,978	0,0342	34,1	10,776	0,0246
729	3,16	58,9	18,612	0,0255	49,1	15,516	0,0213
1312	3,16	84	26,544	0,0202	83,7	26,449	0,0202

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	8	2,528	0,8427	3,3	1,0428	0,3476
5,4	3,16	10	3,160	0,5852	3,6	1,1376	0,2107
9	3,16	11	3,476	0,3862	3,8	1,2008	0,1334
16,2	3,16	11	3,476	0,2146	3,8	1,2008	0,0741
27	3,16	12,5	3,950	0,1463	4,8	1,5168	0,0562
48,6	3,16	16	5,056	0,1040	5,3	1,6748	0,0345
81	3,16	18,5	5,846	0,0722	7,8	2,4648	0,0304
145,8	3,16	25	7,900	0,0542	11,8	3,7288	0,0256
243	3,16	29,5	9,322	0,0384	17,3	5,4668	0,0225
437,4	3,16	37,5	11,850	0,0271	27,7	8,7532	0,02
729	3,16	50,5	15,958	0,0219	42,7	13,493	0,0185
1312	3,16	79	24,964	0,0190	78,6	24,838	0,0189

Таблиця А.42. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	3	0,948	0,3160	2,3	0,7268	0,2423
5,4	3,16	3	0,948	0,1756	2,3	0,7268	0,1346
9	3,16	3	0,948	0,1053	2,3	0,7268	0,0808
16,2	3,16	3,5	1,106	0,0683	2,3	0,7268	0,0449
27	3,16	3,9	1,232	0,0456	2,5	0,79	0,0293
48,6	3,16	4,9	1,548	0,0319	3,0	0,948	0,0195
81	3,16	6,9	2,180	0,0269	5,4	1,7064	0,0211
145,8	3,16	9,4	2,970	0,0204	7,6	2,4016	0,0165
243	3,16	14	4,424	0,0182	12,0	3,792	0,0156
437,4	3,16	20,5	6,478	0,0148	18,5	5,846	0,0134
729	3,16	31,5	9,954	0,0137	30,0	9,48	0,013
1312	3,16	51,5	16,274	0,0124	51,4	16,242	0,0124

Продовження додатку А

Таблиця А.43. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,6	0,190	0,0632	0,4	0,1264	0,0421
5,4	3,16	1,1	0,348	0,0644	0,9	0,2844	0,0527
9	3,16	1,3	0,411	0,0456	1,3	0,4108	0,0456
16,2	3,16	2	0,632	0,0390	1,5	0,474	0,0293
27	3,16	2,5	0,790	0,0293	1,8	0,5688	0,0211
48,6	3,16	3	0,948	0,0195	2,3	0,7268	0,015
81	3,16	3,5	1,106	0,0137	3	0,948	0,0117
145,8	3,16	5,5	1,738	0,0119	4,9	1,5484	0,0106
243	3,16	8,5	2,686	0,0111	6,9	2,1804	0,009
437,4	3,16	11,5	3,634	0,0083	11,3	3,5708	0,0082
729	3,16	17,5	5,530	0,0076	17,4	5,4984	0,0075
1312	3,16	30,5	9,638	0,0073	30,4	9,6064	0,0073

Таблиця А.44. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,6	0,190	0,0351	0,6	0,1896	0,0351
9	3,16	1	0,316	0,0351	1	0,316	0,0351
16,2	3,16	1,6	0,506	0,0312	1,6	0,5056	0,0312
27	3,16	2,1	0,664	0,0246	2,1	0,6636	0,0246
48,6	3,16	2,4	0,758	0,0156	2,4	0,7584	0,0156
81	3,16	3	0,948	0,0117	3	0,948	0,0117
145,8	3,16	4	1,264	0,0087	4	1,264	0,0087
243	3,16	5,3	1,675	0,0069	5,3	1,6748	0,0069
437,4	3,16	8,2	2,591	0,0059	8	2,528	0,0058
729	3,16	12,7	4,013	0,0055	12,4	3,9184	0,0054
1312	3,16	21,1	6,668	0,0051	21	6,636	0,0051

Продовження додатку А

Таблиця А.45. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 50 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,0316	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,0316	0,0059	0,1	0,0316	0,0059
9	3,16	0,6	0,1896	0,0211	0,6	0,1896	0,0211
16,2	3,16	0,9	0,2844	0,0176	0,9	0,2844	0,0176
27	3,16	1,3	0,4108	0,0152	1,3	0,4108	0,0152
48,6	3,16	2,1	0,6636	0,0137	2,1	0,6636	0,0137
81	3,16	2,8	0,8848	0,0109	2,8	0,8848	0,0109
145,8	3,16	3,7	1,1692	0,0080	3,7	1,1692	0,0080
243	3,16	4,7	1,4852	0,0061	4,7	1,4852	0,0061
437,4	3,16	6,7	2,1172	0,0048	6,7	2,1172	0,0048
729	3,16	10,9	3,4444	0,0047	10,9	3,4444	0,0047
1312	3,16	17,7	5,5932	0,0043	17,7	5,5932	0,0043

Таблиця А.46. -

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 60 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,5	0,158	0,0098	0,5	0,158	0,0098
27	3,16	0,9	0,284	0,0105	0,9	0,284	0,0105
48,6	3,16	1,3	0,411	0,0085	1,3	0,411	0,0085
81	3,16	2,2	0,695	0,0086	2,2	0,695	0,0086
145,8	3,16	3,4	1,074	0,0074	3,4	1,074	0,0074
243	3,16	4,4	1,390	0,0057	4,4	1,390	0,0057
437,4	3,16	6	1,896	0,0043	6	1,896	0,0043
729	3,16	8,6	2,718	0,0037	8,6	2,718	0,0037
1312	3,16	14,6	4,614	0,0035	14,6	4,614	0,0035

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 8 липня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,2	0,063	0,0070	0,2	0,063	0,0070
16,2	3,16	0,4	0,126	0,0078	0,4	0,126	0,0078
27	3,16	0,6	0,190	0,0070	0,6	0,190	0,0070
48,6	3,16	1,1	0,348	0,0072	1,1	0,348	0,0072
81	3,16	1,9	0,600	0,0074	1,9	0,600	0,0074
145,8	3,16	3,2	1,011	0,0069	3,2	1,011	0,0069
243	3,16	4,2	1,327	0,0055	4,2	1,327	0,0055
437,4	3,16	5,7	1,801	0,0041	5,7	1,801	0,0041
729	3,16	8,1	2,560	0,0035	8,1	2,560	0,0035
1312	3,16	13,9	4,392	0,0033	13,9	4,392	0,0033

Таблиця А.48. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 5 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	30	9,480	3,1600	5,5	1,738	0,5793
5,4	3,16	25	7,900	1,4630	5,5	1,738	0,3219
9	3,16	22,5	7,110	0,7900	6	1,896	0,2107
16,2	3,16	23,5	7,426	0,4584	7,5	2,37	0,1463
27	3,16	26	8,216	0,3043	8,6	2,7176	0,1007
48,6	3,16	31	9,796	0,2016	12	3,792	0,078
81	3,16	34,5	10,902	0,1346	16,3	5,1508	0,0636
145,8	3,16	41,5	13,114	0,0899	25	7,9	0,0542
243	3,16	49	15,484	0,0637	37,5	11,85	0,0488
437,4	3,16	71	22,436	0,0513	63,5	20,066	0,0459

Продовження додатку А

Таблиця А.49. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	25,5	8,058	2,6860	2,5	0,79	0,2633
5,4	3,16	19,5	6,162	1,1411	3,5	1,106	0,2048
9	3,16	18,5	5,846	0,6496	3,5	1,106	0,1229
16,2	3,16	19	6,004	0,3706	4	1,264	0,078
27	3,16	21	6,636	0,2458	5,5	1,738	0,0644
48,6	3,16	25	7,900	0,1626	7,5	2,37	0,0488
81	3,16	28,5	9,006	0,1112	10,8	3,4128	0,0421
145,8	3,16	34	10,744	0,0737	16	5,056	0,0347
243	3,16	43	13,588	0,0559	24	7,584	0,0312
437,4	3,16	53	16,748	0,0383	40	12,64	0,0289
729	3,16	70,5	22,278	0,0306	70	22,12	0,0303

Таблиця А.50. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	17	5,372	1,7907	2,1	0,6636	0,2212
5,4	3,16	18,5	5,846	1,0826	2,1	0,6636	0,1229
9	3,16	20	6,320	0,7022	2,6	0,8216	0,0913
16,2	3,16	20,5	6,478	0,3999	3,2	1,0112	0,0624
27	3,16	21,8	6,889	0,2551	4,2	1,3272	0,0492
48,6	3,16	22,5	7,110	0,1463	5,7	1,8012	0,0371
81	3,16	24,5	7,742	0,0956	7,9	2,4964	0,0308
145,8	3,16	30	9,480	0,0650	11,7	3,6972	0,0254
243	3,16	36,5	11,534	0,0475	17,2	5,4352	0,0224
437,4	3,16	47	14,852	0,0340	27,7	8,7532	0,02
729	3,16	58,5	18,486	0,0254	43,7	13,809	0,0189
1312	3,16	83,5	26,386	0,0201	83,3	26,323	0,0201

Продовження додатку А

Таблиця А.51. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	7,6	2,402	0,8005	1,6	0,5056	0,1685
5,4	3,16	9,6	3,034	0,5618	1,9	0,6004	0,1112
9	3,16	10,7	3,381	0,3757	2,1	0,6636	0,0737
16,2	3,16	10,7	3,381	0,2087	2,1	0,6636	0,041
27	3,16	12,1	3,824	0,1416	3,1	0,9796	0,0363
48,6	3,16	15,6	4,930	0,1014	4,6	1,4536	0,0299
81	3,16	18,1	5,720	0,0706	7,1	2,2436	0,0277
145,8	3,16	24,6	7,774	0,0533	11,1	3,5076	0,0241
243	3,16	29,1	9,196	0,0378	16,6	5,2456	0,0216
437,4	3,16	37,1	11,724	0,0268	27	8,532	0,0195
729	3,16	50,1	15,832	0,0217	42,1	13,304	0,0182
1312	3,16	78,1	24,680	0,0188	77,9	24,616	0,0188

Таблиця А.52. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	2,7	0,853	0,2844	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	2,7	0,853	0,1580	2	0,632	0,117
9	3,16	2,7	0,853	0,0948	2	0,632	0,0702
16,2	3,16	3,2	1,011	0,0624	2	0,632	0,039
27	3,16	3,6	1,138	0,0421	2,2	0,6952	0,0257
48,6	3,16	4,6	1,454	0,0299	2,7	0,8532	0,0176
81	3,16	6,7	2,117	0,0261	5,8	1,8328	0,0226
145,8	3,16	9,1	2,876	0,0197	7,3	2,3068	0,0158
243	3,16	13,7	4,329	0,0178	11,7	3,6972	0,0152
437,4	3,16	20,2	6,383	0,0146	18,2	5,7512	0,0131
729	3,16	31,2	9,859	0,0135	29,8	9,4168	0,0129
1312	3,16	51,3	16,211	0,0124	51,7	16,337	0,0125

Продовження додатку А

Таблиця А.53. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,5	0,158	0,0527	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,9	0,284	0,0527	0,7	0,2212	0,041
9	3,16	1,2	0,379	0,0421	1,1	0,3476	0,0386
16,2	3,16	1,8	0,569	0,0351	1,3	0,4108	0,0254
27	3,16	2,2	0,695	0,0257	1,6	0,5056	0,0187
48,6	3,16	2,6	0,822	0,0169	2,2	0,6952	0,0143
81	3,16	3,3	1,043	0,0129	2,9	0,9164	0,0113
145,8	3,16	5,3	1,675	0,0115	4,8	1,5168	0,0104
243	3,16	8,4	2,654	0,0109	6,8	2,1488	0,0088
437,4	3,16	11,8	3,729	0,0085	11,2	3,5392	0,0081
729	3,16	17,3	5,467	0,0075	17,1	5,4036	0,0074
1312	3,16	30,3	9,575	0,0073	30,2	9,5432	0,0073

Таблиця А.54. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,7	0,221	0,0410	0,7	0,2212	0,041
9	3,16	1,1	0,348	0,0386	1,1	0,3476	0,0386
16,2	3,16	1,7	0,537	0,0332	1,7	0,5372	0,0332
27	3,16	2,2	0,695	0,0257	2,2	0,6952	0,0257
48,6	3,16	2,5	0,790	0,0163	2,5	0,79	0,0163
81	3,16	3,1	0,980	0,0121	3,1	0,9796	0,0121
145,8	3,16	4,1	1,296	0,0089	4,1	1,2956	0,0089
243	3,16	5,4	1,706	0,0070	5,4	1,7064	0,007
437,4	3,16	8,3	2,623	0,0060	8,1	2,5596	0,0059
729	3,16	12,8	4,045	0,0055	12,5	3,95	0,0054
1312	3,16	21,2	6,699	0,0051	21,1	6,6676	0,0051

Продовження додатку А

Таблиця А.55. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долиньської нафти при температурі 50 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,0316	0,0105	0,1	0,0316	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,0316	0,0059	0,1	0,0316	0,0059
9	3,16	0,8	0,2528	0,0281	0,8	0,2528	0,0281
16,2	3,16	1	0,3160	0,0195	1	0,3160	0,0195
27	3,16	1,4	0,4424	0,0164	1,4	0,4424	0,0164
48,6	3,16	2,2	0,6952	0,0143	2,2	0,6952	0,0143
81	3,16	2,9	0,9164	0,0113	2,9	0,9164	0,0113
145,8	3,16	3,8	1,2008	0,0082	3,8	1,2008	0,0082
243	3,16	4,8	1,5168	0,0062	4,8	1,5168	0,0062
437,4	3,16	6,8	2,1488	0,0049	6,8	2,1488	0,0049
729	3,16	11	3,4760	0,0048	11	3,4760	0,0048
1312	3,16	17,8	5,6248	0,0043	17,8	5,6248	0,0043

Таблиця А.56. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долиньської нафти при температурі 60 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,4	0,126	0,0140	0,4	0,126	0,0140
16,2	3,16	0,6	0,190	0,0117	0,6	0,190	0,0117
27	3,16	1	0,316	0,0117	1	0,316	0,0117
48,6	3,16	1,4	0,442	0,0091	1,4	0,442	0,0091
81	3,16	2,3	0,727	0,0090	2,3	0,727	0,0090
145,8	3,16	3,5	1,106	0,0076	3,5	1,106	0,0076
243	3,16	4,5	1,422	0,0058	4,5	1,422	0,0058
437,4	3,16	6,1	1,928	0,0044	6,1	1,928	0,0044
729	3,16	8,7	2,749	0,0038	8,7	2,749	0,0038
1312	3,16	14,70	4,645	0,0035	14,70	4,645	0,0035

Продовження додатку А

Таблиця А.57. –

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 65 °С
(досліди 16 жовтня 2003 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па·с
3	3,16	0,1	0,032	0,0105	0,1	0,032	0,0105
5,4	3,16	0,1	0,032	0,0059	0,1	0,032	0,0059
9	3,16	0,3	0,095	0,0105	0,3	0,095	0,0105
16,2	3,16	0,5	0,158	0,0098	0,5	0,158	0,0098
27	3,16	0,7	0,221	0,0082	0,7	0,221	0,0082
48,6	3,16	1,2	0,379	0,0078	1,2	0,379	0,0078
81	3,16	2	0,632	0,0078	2	0,632	0,0078
145,8	3,16	3,3	1,043	0,0072	3,3	1,043	0,0072
243	3,16	4,3	1,359	0,0056	4,3	1,359	0,0056
437,4	3,16	5,8	1,833	0,0042	5,8	1,833	0,0042
729	3,16	8,2	2,591	0,0036	8,2	2,591	0,0036
1312	3,16	14	4,424	0,0034	14	4,424	0,0034

Додаток Б

Текст програми теплогідравлічного розрахунку неізотермічного
нафтопроводу при перекачуванні неньютонівських рідин

```

20 PRINT "ANOMDK Розрах. нафтопр. з врахув. неньют. власт. нафти"
30 DATA 1.2,.273,1.1,.2555,58728,-117,20,1
40 READ lagr, dn, ho, d, l, dz, hk, Y
41 DATA 65,3,842,50,20,22,.1e-3
42 READ tpi, tg, ro20, tpp, tkk, tz, ke
43 DATA 100,.05,2,675,75533,23e4,0.082
44 READ KK, dt, dq, aas, bs, kap, ep
50 PRINT "Довжина нафтопроводу,м "; l
51 PRINT "Зовнішній діаметр, м "; dn
52 PRINT "Внутрішній діаметр,м "; d
53 PRINT "Різниця геодезичних позначок, м "; dz
54 PRINT "Необхідний кінцевий напір нафти,м "; hk
56 PRINT "Глибина залягання осі трубопроводу,м "; ho
57 PRINT "Коефіцієнт теплопровідності ґрунту, Вт/м град "; lagr
58 PRINT "Температура нафти на початку нафтопроводу "; tpi
59 PRINT "Температура ґрунту на глиб. заляг. нафтопроводу"; tg
60 PRINT "Густина нафти при 20 оС "; ro20
61 PRINT "Коефіцієнти моделей насосів НПС "; aas, bs
63 PRINT "Частка парафіну у нафті "; ep
64 PRINT "Температура початку кристалізації парафіну, град"; tpp
65 PRINT "Температура застигання нафти, град "; tz
100 DATA 50,60,65
110 READ T1, T2, T3
140 PRINT "Три значення темпер. нафти як ньютон. рідини "; T1; T2; T3
150 DATA 5.25,4.42,4.19
160 READ NU1, NU2, NU3
170 PRINT "Три значення кінематичної вязкості, сСт "; NU1; NU2; NU3
240 X1 = NU1: X2 = NU2: X3 = NU3
410 YY = (T3 - T2) / (T2 - T1) * LOG(X1 / X2) / LOG(X2 / X3)
420 C = (YY * T1 - T3) / (YY - 1)
430 B = (T1 - C) * (T2 - C) * LOG(X1 / X2) / (T2 - T1)
440 a = X1 * EXP(-B / (T1 - C))
290 A1 = a * .000001: B1 = B: C1 = C
300 PRINT "A1="; A1; "B1="; B1; "C1="; C1
460 K = 2 * lagr * dn / d / (dn * LOG(2 * ho / dn + SQR((2 * ho / dn) ^ 2 - 1)))
470 g = 9.810001: pi = 3.14159
500 PRINT "Ввести QG"
510 INPUT QG
520 q = QG / 3600: HS = aas - bs * q ^ 2: U = 0: UU = 0
540 REM Розрахунок критичного числа Рейнольдса
550 t = 10
560 et = .04129 - .002069 * t + .00003944# * t ^ 2 - .00000026# * t ^ 3
565 IF (t > 25) GOTO 575
570 ta = 10.344 - .18093 * t + .002986 * t ^ 2 - .0004067 * t ^ 3: GOTO 580
575 ta = 20.06 - 1.534 * t + .04012 * t ^ 2 - .0003493# * t ^ 3
580 AL = 1.825 - .001315 * ro20
590 ro = ro20 - AL * (t - 20)
600 REA = 4 * q * ro / (pi * d * et)
610 IL = pi * d ^ 3 * ta / (4 * q * et)
620 REZ = 8 * REA / (IL + 2 * (1 + SQR(9 + IL)))
630 HE = ta * d ^ 2 * ro / et ^ 2
640 IF (HE < 100000!) THEN RK = 1000 + 173.72 * LOG(HE) ELSE RK = 1450 + 141.15
650 IF (REZ < RK) THEN t = t + dt: GOTO 560
660 tkr = t: rkr = RK
670 REM Розрахунок турб. ньютон. ділянки
680 tp = tpi: TK = tpp
682 regr = -22775 * LOG(2 * ke / d) - 118750
684 rep = 10000
685 IF (8.15 / rep / SQR(.0032 + .221 * rep ^ (-.237)) - ke / d > 0) THEN rep = 1

```



```

690 TAT = (tp - tg) / (TK - tg)
700 IF (TAT < 2) THEN ts = .5 * (tp + TK): GOTO 720
710 ts = tg + (tp - TK) / LOG(TAT)
720 tst = ts - 1
730 NUS = A1 * EXP(B1 / (ts - C1))
740 NUST = A1 * EXP(B1 / (tst - C1))
750 DR = (NUST / NUS) ^ (1 / 3): dr1 = DR
760 ROS = ro20 - AL * (ts - 20)
770 CP = 31.56 * (762 + 3.39 * (273 + ts)) / SQR(ro20)
780 GOSUB 1690
790 l1 = it * q * ROS * CP / (K * pi * d)
800 TP1 = tp: TK1 = TK
810 tp = tpi: TK = tpp
820 GOSUB 2010
830 ht1 = dr1 * inu * l1 / it: NUS1 = NUS
835 REM Розрахунок турб. неньютон. ділянки
840 tp = tpp: TK = tkr
850 TAT = (tp - tg) / (TK - tg)
860 IF (TAT < 2) THEN ts = .5 * (tp + TK): GOTO 880
870 ts = tg + (tp - TK) / LOG(TAT)
880 tst = ts - 2
881 ets = .04129 - .002069 * ts + .00003944# * ts ^ 2 - .00000026# * ts ^ 3
882 etst = .04129 - .002069 * tst + .00003944# * tst ^ 2 - .00000026# * tst ^ 3
883 IF (ts >= 25) GOTO 886
884 tas = 10.344 - .18093 * ts + .002986 * ts ^ 2 - .0004067 * ts ^ 3
885 GOTO 931
886 tas = 20.06 - 1.534 * ts + .04012 * ts ^ 2 - .0003493# * ts ^ 3
931 IF (tst >= 25) GOTO 934
932 tast = 10.344 - .18093 * tst + .002986 * tst ^ 2 - .0004067 * tst ^ 3
933 GOTO 935
934 tast = 20.06 - 1.534 * tst + .04012 * tst ^ 2 - .0003493# * tst ^ 3
935 HES = tas * d ^ 2 * ROS / ets ^ 2
940 REB = 4 * q * ROS / (pi * d * ets)
950 ILS = pi * d ^ 3 * tas / (4 * q * ets)
960 REZ = 8 * REB / (ILS + 2 * (1 + SQR(9 + ILS)))
970 ILST = pi * d ^ 3 * tast / (4 * q * etst)
980 DR = (etst * (ILST + 2 * (1 + SQR(9 + ILST)))) / ets / (ILS + 2 * (1 + SQR(9
990 dr2 = DR
1000 ROS = ro20 - AL * (ts - 20)
1010 CP = 31.56 * (762 + 3.39 * (273 + ts)) / SQR(ro20)
1020 CZ = CP + ep * kap / (tpp - tz)
1030 GOSUB 2310
1040 L2 = it * q * ROS * CZ / (K * pi * d)
1050 L2M = 1 - l1
1060 IF ((L2 - L2M) > 100) THEN TK = TK + dt: GOSUB 850
1070 GOSUB 2740
1080 HT2 = dr2 * inu * L2 / it
1090 TP2 = tpp: TK2 = TK: NUS2 = ets / ROS
1100 IF (ABS(L2 - L2M) < 100) THEN L3 = 0: HT3 = 0: TP3 = TK2: TK3 = TK2: GOTC
1110 L3 = 1 - l1 - L2
1115 REM Розрахунок ламінарної неньютонівської ділянки
1120 tp = tkr: TK = tkk
1130 TAT = (tp - tg) / (TK - tg)
1140 IF (TAT < 2) THEN ts = .5 * (tp + TK): GOTO 1160
1150 ts = tg + (tp - TK) / LOG(TAT)
1160 tst = ts - 3
1161 ets = .04129 - .002069 * ts + .00003944# * ts ^ 2 - .00000026# * ts ^ 3
1162 etst = .04129 - .002069 * tst + .00003944# * tst ^ 2 - .00000026# * tst ^ 3
1163 IF (ts >= 25) GOTO 1166
1164 tas = 10.344 - .18093 * ts + .002986 * ts ^ 2 - .0004067 * ts ^ 3

```

```

1165 GOTO 1167
1166 tas = 20.06 - 1.534 * ts + .04012 * ts ^ 2 - .0003493# * ts ^ 3
1167 IF (tst >= 25) GOTO 1170
1168 tast = 10.344 - .18093 * tst + .002986 * tst ^ 2 - .0004067 * tst ^ 3
1169 GOTO 1210
1170 tast = 20.06 - 1.534 * tst + .04012 * tst ^ 2 - .0003493# * tst ^ 3
1210 ILS = pi * d ^ 3 * tas / (4 * q * ets)
1220 ILST = pi * d ^ 3 * tast / (4 * q * etst)
1230 OB = AL / (ro20 - 10 * AL)
1240 ROS = ro20 - AL * (ts - 20): NUS3 = ets / ROS
1250 REB = 4 * q * ROS / (pi * d * ets)
1260 CP = 31.56 * (762 + 3.39 * (273 + ts)) / SQR(ro20)
1270 CZ = CP + ep * kap / (tpp - tz)
1280 LAMN = 137 / ro20 * (1 - .00054 * ts)
1290 PR = ets * CZ / LAMN
1300 GR = 4 * d ^ 3 * OB * ROS ^ 2 / ets ^ 2 * g
1310 KO = (GR * PR / REB) ^ .15
1320 JJ = etst * (ILST + 2 * (1 + SQR(9 + ILST))) / ets / (ILS + 2 * (1 + SQR(9
1330 DR = JJ ^ (1 / 3) * (1 + .22 * KO): dr3 = DR
1340 SHY = K * pi * d * L3 / (q * ROS * CZ)
1350 U = 1
1360 GOSUB 2310
1370 IF (it > SHY) THEN TK = TK + dt: GOTO 1350
1380 IF (TK = tkk) THEN PRINT "коригуйте ТК": INPUT tkk: GOTO 1120
1390 U = 1
1400 GOSUB 2740
1410 TP3 = tkr: TK3 = TK
1420 HT3 = dr3 * inu * L3 / SHY
1430 HT = ht1 + HT2 + HT3
1440 hz = 1.02 * HT + dz + hk

1460 PRINT USING "NUS1= ###.##; NUS2= ###.##; NUS3= ###.##"; NUS1 * 1000000!; NUS2
1470 PRINT USING "DR1= #.###; DR2= #.###; DR3= #.### TKR= ##.##; RKR= ####"; dr1
1480 PRINT USING "QG= ###; HZ= ####; HS= ####"; QG; hz; HS
1500 PRINT USING "TP1= ##.##;TK1= ##.##;TP2= ##.##;TK2= ##.##;TP3= ##.##;TK3= ##.##"; T
1510 PRINT USING "L1= ##.##; L2= ##.##; L3= ###.##"; l1 * .001; L2 * .001; L3 * .00
1520 PRINT USING "H1=####; H2= ####; H3= ####"; ht1; HT2; HT3
1530 INPUT QG
1535 IF (QG = 0) GOTO 1680
1540 q = QG / 3600: HS = aas - ba * q ^ 2: U = 0: GOTO 550
1550 IF ((hz - HS) > 10) THEN QG = QG - dq: q = QG / 3600: HS = aas - ba * q
1560 IF ((HS - hz) > 10) THEN QG = QG + dq: q = QG / 3600: HS = aas - ba * q
1570 PRINT "Результати розрахунку"

1580 PRINT "DR1="; dr1; "DR2="; dr2; "DR3="; dr3; "RKR="; rkr
1590 PRINT "NUS1="; NUS1; "NUS2="; NUS2; "NUS3="; NUS3
1600 PRINT "Qg="; QG; "TK="; TK; "TKR="; tkr
1610 PRINT USING "HZ=#### HS=####"; hz; HS
1620 PRINT USING "##.## ##.## ##.## ##.## ##.## ##.##"; TP1; TK1; TP2; TK2; TP3; T
1630 PRINT USING "L1=##### L2= ##### L3=#####"; l1; L2; L3
1640 PRINT USING "H1=#### H2= #### H3= ####"; ht1; HT2; HT3
1650 PRINT "A1="; A1; "B1="; B1; "C1="; C1
1680 END
1690 REM Розрахунок IT для ньютон. рідини
1700 H = (tp - TK) / KK: s = 0: t = tp: C = 1
1710 FOR J = 1 TO KK - 1
1720 t = t - H
1730 ro = ro20 - AL * (t - 20)
1740 nu = A1 * EXP(B1 / (t - C1))

```

```

1750 re = 4 * q / (pi * d * nu)
1760 IF (re < 2000) GOTO 1780
1762 IF (re < regr) THEN M = .25: a = .3164: bet = .0246: GOTO 1790
1765 kee = ke * (re - 4000) / (rep - 4000)
1766 M = 17 / (re * kee / d + 68)
1767 lamb = .3164 / re ^ .25
1768 lamko = lamb
1769 lamk = 1 / (-2 * .4343 * LOG(2.51 / (re * SQR(lamko)) + kee / (3.7 * d))) ^
1770 IF (ABS(lamk - lamko) > .00001) THEN lamko = lamk: GOTO 1769
1771 a = lamk * re ^ M
1772 bet = 2 ^ (3 - 2 * M) * a / pi ^ (2 - M) / g
1773 GOTO 1790
1780 M = 1: bet = 4.15
1790 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
1800 FT = 1 / (t - tg - Y * FI * nu ^ M)
1810 s = s + (3 + C) * FT: C = -C
1820 NEXT J
1830 t = TK
1840 GOSUB 1910
1850 FTK = FT
1860 t = tp
1870 GOSUB 1910
1880 FTP = FT
1890 it = H * (FTP + FTK + s) / 3
1900 RETURN
1910 ro = ro20 - AL * (t - 20)
1920 nu = A1 * EXP(B1 / (t - C1))
1921 re = 4 * q / (pi * d * nu)
1922 IF (re < 2000) GOTO 1952
1926 IF (re < regr) THEN M = .25: a = .3164: bet = .0246: GOTO 1954
1928 kee = ke * (re - 4000) / (rep - 4000)
1934 M = 17 / (re * kee / d + 68)
1936 lamb = .3164 / re ^ .25
1938 lamko = lamb
1940 lamk = 1 / (-2 * .4343 * LOG(2.51 / (re * SQR(lamko)) + kee / (3.7 * d))) ^
1942 IF (ABS(lamk - lamko) > .00001) THEN lamko = lamk: GOTO 1940
1946 a = lamk * re ^ M
1948 bet = 2 ^ (3 - 2 * M) * a / pi ^ (2 - M) / g
1950 GOTO 1954
1952 M = 1: bet = 4.15
1954 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
1980 FT = 1 / (t - tg - Y * FI * nu ^ M)
1990 IF (FT < 0) THEN TK = TK + dt: Z = 1: PRINT "Розигрив": GOTO 680
2000 RETURN
2010 REM Розрахунок INU для ньютон. рідини
2020 H = (tp - TK) / KK: s = 0: t = tp: C = 1
2030 FOR J = 1 TO KK - 1
2040 t = t - H
2050 ro = ro20 - AL * (t - 20)
2060 nu = A1 * EXP(B1 / (t - C1))
2070 re = 4 * q / (pi * d * nu)
2072 IF (re < 2000) GOTO 2100
2076 IF (re < regr) THEN M = .25: a = .3164: bet = .0246: GOTO 2110
2084 kee = ke * (re - 4000) / (rep - 4000)
2085 M = 17 / (re * kee / d + 68)
2086 lamb = .3164 / re ^ .25
2088 lamko = lamb
2090 lamk = 1 / (-2 * .4343 * LOG(2.51 / (re * SQR(lamko)) + kee / (3.7 * d))) ^
2092 IF (ABS(lamk - lamko) > .00001) THEN lamko = lamk: GOTO 2090
2094 a = lamk * re ^ M

```

```

2096 bet = 2 ^ (3 - 2 * M) * a / pi ^ (2 - M) / g
2098 GOTO 2110
2100 M = 1: bet = 4.15
2110 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
2120 FV = nu ^ M / (t - tg - Y * FI * nu ^ M) * bet * q ^ (2 - M) / d ^ (5 -
2130 s = s + (3 + C) * FV: C = -C
2140 NEXT J
2150 t = tp
2160 GOSUB 2230
2170 fvp = FV
2180 t = TK
2190 GOSUB 2230
2200 fvk = FV
2210 inu = H * (fvp + fvk + s) / 3
2220 RETURN
2230 ro = ro20 - AL * (t - 20)
2235 nu = A1 * EXP(B1 / (t - C1))
2240 re = 4 * q / (pi * d * nu)
2242 IF (re < 2000) GOTO 2270
2246 IF (re < regr) THEN M = .25: a = .3164: bet = .0246: GOTO 2272
2254 kee = ke * (re - 4000) / (rep - 4000): M = 17 / (re * kee / d + 68)
2256 lamb = .3164 / re ^ .25
2258 lamko = lamb
2260 lamk = 1 / (-2 * .4343 * LOG(2.51 / (re * SQR(lamko)) + kee / (3.7 * d))) ^ 2
2262 IF (ABS(lamk - lamko) > .00001) THEN lamko = lamk: GOTO 2260
2264 a = lamk * re ^ M
2266 bet = 2 ^ (3 - 2 * M) * a / pi ^ (2 - M) / g
2268 GOTO 2272
2270 M = 1: bet = 4.15
2272 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
2290 FV = nu ^ M / (t - tg - Y * FI * nu ^ M) * bet * q ^ (2 - M) / d ^ (5 -
2300 RETURN
2310 REM Розрахунок IT для неньютон. рідини
2320 H = (tp - TK) / KK: s = 0: t = tp: C = 1
2330 FOR J = 1 TO KK - 1
2340 t = t - H
2350 ro = ro20 - AL * (t - 20)
2351 et = .04129 - .002069 * t + .00003944# * t ^ 2 - .00000026# * t ^ 3
2352 nue = et / ro
2353 IF (t >= 25) GOTO 2356
2354 ta = 10.344 - .18093 * t + .002986 * t ^ 2 - .0004067 * t ^ 3
2355 GOTO 2380
2356 ta = 20.06 - 1.534 * t + .04012 * t ^ 2 - .0003493# * t ^ 3
2380 re = 4 * q * ro / (pi * d * et)
2390 IL = pi * d ^ 3 * ta / (4 * q * et)
2400 IF (U = 1) THEN M = 1: AA = 64: GOTO 2460
2410 HE = ta * d ^ 2 * ro / et ^ 2
2420 IF (HE > 2000) GOTO 2440
2430 M = .25: AA = .3164: GOTO 2460
2440 IF (HE > 1000000!) THEN M = 0: AA = .0156: GOTO 2460
2450 AA = 3.13 * HE ^ (-.34): M = 1.12 * HE ^ (-.2)
2460 bet = AA / (2 ^ (5 * M - 3) * pi ^ (2 - M) * g) * (IL + 2 * (1 + SQR(9 + I
2470 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
2480 FT = 1 / (t - tg - Y * FI * nue ^ M): IF (FT < 0) THEN TK = TK + dt: GOTC
2490 s = s + (3 + C) * FT: C = -C
2500 NEXT J
2510 t = TK
2520 GOSUB 2590
2530 FTK = FT
2540 t = tp

```

```

2550 GOSUB 2590
2560 FTP = FT
2570 it = H * (FTP + FTK + s) / 3
2580 RETURN
2590 ro = ro20 - AL * (t - 20)
2591 et = .04129 - .002069 * t + .00003944# * t ^ 2 - .00000026# * t ^ 3
2592 nue = et / ro
2593 IF (t >= 25) GOTO 2596
2594 ta = 10.344 - .18093 * t + .002986 * t ^ 2 - .0004067 * t ^ 3
2595 GOTO 2620
2596 ta = 20.06 - 1.534 * t + .04012 * t ^ 2 - .0003493# * t ^ 3
2620 re = 4 * q * ro / (pi * d * et)
2630 IL = pi * d ^ 3 * ta / (4 * q * et)
2640 IF (U = 1) THEN M = 1: AA = 64: GOTO 2700
2650 HE = ta * d ^ 2 * ro / et ^ 2
2660 IF (HE > 2000) GOTO 2680
2670 M = .25: AA = .3164: GOTO 2700
2680 IF (HE > 1000000!) THEN M = 0: AA = .0156: GOTO 2700
2690 AA = 3.13 * HE ^ (-.34): M = 1.12 * HE ^ (-.2)
2700 bet = AA / (2 ^ (5 * M - 3) * pi ^ (2 - M) * g) * (IL + 2 * (1 + SQR(9 + 1
2710 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
2720 FT = 1 / (t - tg - Y * FI * nue ^ M): IF (FT < 0) THEN TK = TK + dt: GOT
2730 RETURN
2740 REM Розрахунок INU для неньютон. рідини
2750 H = (tp - TK) / KK: s = 0: t = tp: C = 1
2760 FOR J = 1 TO KK - 1
2770 t = t - H
2780 ro = ro20 - AL * (t - 20)
2791 et = .04129 - .002069 * t + .00003944# * t ^ 2 - .00000026# * t ^ 3
2792 nue = et / ro
2793 IF (t >= 25) GOTO 2796
2794 ta = 10.344 - .18093 * t + .002986 * t ^ 2 - .0004067 * t ^ 3
2795 GOTO 2810
2796 ta = 20.06 - 1.534 * t + .04012 * t ^ 2 - .0003493# * t ^ 3
2810 re = 4 * q * ro / (pi * d * et)
2820 IL = pi * d ^ 3 * ta / (4 * q * et)
2830 IF (U = 1) THEN M = 1: AA = 64: GOTO 2890
2840 HE = ta * d ^ 2 * ro / et ^ 2
2850 IF (HE > 2000) GOTO 2870
2860 M = .25: AA = .3164: GOTO 2890
2870 IF (HE > 1000000!) THEN M = 0: AA = .0156: GOTO 2890
2880 AA = 3.13 * HE ^ (-.34): M = 1.12 * HE ^ (-.2)
2890 bet = AA / (2 ^ (5 * M - 3) * pi ^ (2 - M) * g) * (IL + 2 * (1 + SQR(9 + 1
2900 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
2910 FV = nue ^ M / (t - tg - Y * FI * nue ^ M) * bet * q ^ (2 - M) / d ^ (5
2920 s = s + (3 + C) * FV: C = -C
2930 NEXT J
2940 t = TK
2950 GOSUB 3020
2960 fvk = FV
2970 t = tp
2980 GOSUB 3020
2990 fvp = FV
3000 inu = H * (fvp + fvk + s) / 3
3010 RETURN
3020 ro = ro20 - AL * (t - 20)
3091 et = .04129 - .002069 * t + .00003944# * t ^ 2 - .00000026# * t ^ 3
3092 nue = et / ro
3093 IF (t >= 25) GOTO 3096
3094 ta = 10.344 - .18093 * t + .002986 * t ^ 2 - .0004067 * t ^ 3
3095 GOTO 3050

```

```
3096 ta = 20.06 - 1.534 * t + .04012 * t ^ 2 - .0003493# * t ^ 3
3050 re = 4 * q * ro / (pi * d * et)
3060 IL = pi * d ^ 3 * ta / (4 * q * et)
3070 IF (U = 1) THEN M = 1: AA = 64: GOTO 3130
3080 HE = ta * d ^ 2 * ro / et ^ 2
3090 IF (HE > 2000) GOTO 3110
3100 M = .25: AA = .3164: GOTO 3130
3110 IF (HE > 1000000!) THEN M = 0: AA = .0156: GOTO 3130
3120 AA = 3.13 * HE ^ (-.34): M = 1.12 * HE ^ (-.2)
3130 bet = AA / (2 ^ (5 * M - 3) * pi ^ (2 - M) * g) * (IL + 2 * (1 + SQR(9 + 1
3140 FI = DR * bet * ro * q ^ (3 - M) * g / (K * pi * d ^ (6 - M))
3150 FV = nue ^ M / (t - tg - Y * FI * nue ^ M) * bet * q ^ (2 - M) / d ^ (5
3160 RETURN
```

Додаток В

Затверджую

Проректор з наукової

роботи ІФНТУ

проф. Калат О.М.



Затверджую

Начальник ДНУ

філія "МН "Дружба"

ВАТ "Укртранснафта"

Калат О.Й.

" 11 " 10 2005

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Болонного Василя Тарасовича

**"Підвищення ефективності функціонування нафтопроводів шляхом
урахування реологічних властивостей нафт Прикарпаття"**

Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Болонного Василя Тарасовича "Підвищення ефективності функціонування нафтопроводів шляхом урахування реологічних властивостей нафт Прикарпаття" у вигляді пакету методик і програмних продуктів, результатів багатосерійних експериментальних досліджень реологічних характеристик долиньської нафти, а також результатів багатоваріантних теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу Долина-Дрогобич передані для використання на об'єктах Дрогобицького нафтопровідного управління філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта".


Впровадження розробок дає змогу достовірно прогнозувати параметри теплогідравлічного режиму роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич при зміні сезонних умов перекачування з урахуванням особливостей реологічних властивостей високов'язкої застигаючої долиньської нафти, за

необхідності підвищувати температуру її підігріву і тим самим не допускати явище “заморожування” трубопроводу.


Результати експериментальних та теоретичних досліджень використовуються також для обґрунтування технології транспортування суміші долинської і російських нафт по новому нафтопроводу Долина-Надвірна.


Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок для нафтопроводу становить 211 тис.грн/рік і для НПЗ ВАТ „Нафтохімік Прикарпаття” становить 103 тис. грн./рік (розрахунок додається).

Зав. кафедри транспорту
і зберігання нафти і газу
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


Середюк М.Д.

Заступник начальника
з виробництва ДНУ
філія “МН “Дружба”

ВАТ “Укртранснафта”

Федьків М.І.


Болонний В.Т.

Додаток Г

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження технології перекачування суміші долинської і російської нафти по нафтопроводу Долина-Надвірна

1. Коротка характеристика технології, що пропонується до впровадження

Згідно з планами ВАТ “Укртранснафта”, по новозбудованому нафтопроводу Долина –Надвірна, який має умовний діаметр $D_u = 500$ мм і довжину 78 км, необхідно транспортувати суміш двох нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних і реологічних властивостей, а саме: високов’язкої швидкозастигаючої високопарафінистої долинської нафти та малов’язкої російської експортної суміші - нафти Urals.

Для виконання перекачування суміші нафт необхідно попередньо визначити співвідношення зазначених нафт у суміші, яке забезпечить її транспортабельні властивості, необхідну температуру суміші, прогнозовані параметри теплогідралічного режиму роботи нафтопроводу Долина-Надвірна, технологію заміщення суміші нафт малов’язким компонентом перед зупинкою процесу перекачування. Вирішення зазначених задач базується на безпосередньому використанні результатів дисертаційної роботи Болонного В.Г. , а саме: експериментальних досліджень реологічних характеристик високов’язкої долинської нафти і її сумішей з російською нафтою, а також теоретичних досліджень теплогідралічних режимів роботи нафтопроводів при перекачуванні аномальних рідин.

Альтернативою трубопровідного транспорту високов’язкої долинської нафти по нафтопроводу Долина-Надвірна є використання автомобільного транспорту для перевезення нафти з Долини до Надвірної.

Загальна довжина нафтопроводу від НПС Жулин до кінцевого пункту НПЗ Надвірна 110 км. Від НПС Жулин до НПС Долина нафта Urals буде транспортуватись системою існуючих нафтопроводів, а саме: ділянкою нафтопроводу Жулин-Дрогобич довжиною 7 км і умовним діаметром $D_u=500$ мм і далі через наявну перемичку - ділянкою нафтопроводу Долина-Дрогобич довжиною 24,8 км і умовним діаметром $D_u=250$ мм. Після НПС Долина суміш нафт буде перекачуватись до Надвірної новозбудованим нафтопроводом Долина-Надвірна довжиною 78 км і умовним діаметром $D_u=500$ мм. Розрахункова схема нафтопровідного маршруту наведена на рис. Г.1.

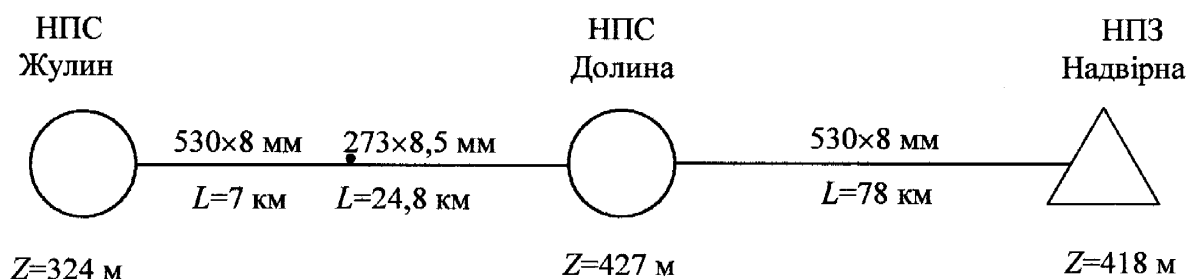


Рис. Г.1. Розрахункова схема нафтопровідного маршруту
Жулин-Долина-Надвірна

Проектом, який розроблений ВАТ “Інститут транспорту нафти” [95], передбачені такі перспективні обсяги поставки нафти на НПЗ Надвірна:

- російська експортна суміш (Urals) 2 млн.т/рік;
- азербайджанська нафта 2 млн.т/рік;
- долинська нафта 0,3 млн.т/рік.

На першому етапі експлуатації нафтопроводом планується перекачувати лише російську і долинську нафти. Проектом передбачено транспортування високов’язкої долинської нафти у суміші з нафтою Urals (30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals). При розробці зазначеного проекту використані такі дані про фізичні властивості транспортованих нафт (табл. Г.1.)

Таблиця Г.1.-

Проектні дані про фізичні властивості нафт та їх суміші

Параметр	Російська експортна суміш (Urals)	Долинська нафта	Суміш долинської (30 %) і нафти Urals (70 %)
Густина при 20 °С, кг/м ³	865	840	858
Кінематична в'язкість, мм ² /с: при 50 °С	12	4	6,6
при 20 °С	20	20	11,6
Температура застигання, °С	нижче 0 °С	плюс 1 °С- плюс 15 °С	мінус 4 °С

Виконані нами експериментальні дослідження реологічних властивостей долинської і російської нафт, а також їх сумішей показали, що закладені у проект розрахункові значення в'язкості транспортованої рідини є помітно заниженими. При проведенні гідравлічних розрахунків нафтопроводів у разі перекачування суміші високов'язкої долинської нафти з російської нафтою не враховані аномальні реологічні властивості. Це негативно вплинуло на адекватність результатів гідравлічних розрахунків нафтопроводів Жулин-Долина та Долина-Надвірна і загалом на якість проектних рішень. Тому виникла практична необхідність коригування технологічних параметрів процесу перекачування долинської нафти у суміші з нафтою Urals по нафтопроводу Долина-Дрогобич з урахуванням результатів експериментальних досліджень реологічних властивостей зазначених нафт та їх сумішей і результатів теоретичних досліджень особливостей теплогідродинамічних процесів у трубопроводі при перекачуванні неньютонівських рідин.

2. Розрахунок пропускної здатності нафтопровідного маршруту Жулин-Долина при перекачуванні нафти сорту Urals

Визначимо пропускну здатність нафтопровідного маршруту Жулин-Долина при перекачуванні російської нафти і прийманні її у резервуари НПС Долина. Використовуючи дані розрахункової схеми (рис. Г.1), визначаємо еквівалентний діаметр ділянки нафтопроводу Жулин – Долина

$$D_e = \left(\frac{31,8}{\frac{7}{0,514^{4,75}} + \frac{24,8}{0,256^{4,75}}} \right)^{0,2105} = 0,269 \text{ м.}$$

Гідравлічний розрахунок проводимо для температури ґрунту на глибині укладання труби $t_o = 5 \text{ }^\circ\text{C}$. Використовуючи дослідні дані кінематичної в'язкості нафти Urals, знаходимо, що розрахункова в'язкість нафти дорівнює $\nu = 41,2 \text{ сСт}$. Згідно з даними проекту максимальний тиск нафти на виході НПС Жулин прийнятий рівним $P_n = 48 \text{ ат}$, розрахункова густина нафти сорту Urals згідно з дослідями $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$.

Реалізуючи метод послідовних наближень комп'ютерними методами, знаходимо, що при витраті у нафтопроводі $Q = 300 \text{ м}^3/\text{год}$ загальні втрати тиску дорівнюють максимально допустимому тиску на виході НПС Жулин. Таким чином, за нашими розрахунками пропускна здатність ділянки нафтопроводу Жулин - Долина при перекачуванні нафти Urals за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$ становить $300 \text{ м}^3/\text{год}$. Річна пропускна здатність нафтопроводу Жулин-Долина згідно із розрахунками становить $2,19 \text{ млн.м}^3$, що перевищує плановий обсяг перекачування російської нафти у даному напрямку.

3. Розрахунок пропускної здатності нафтопровідного маршруту Жулин – Долина - Надвірна при перекачуванні нафти сорту Urals

Визначимо пропускну здатність нафтопровідного маршруту Жулин-Долина- Надвірна при перекачуванні російської нафти без використання обладнання НПС Долина.

Використовуючи дані розрахункової схеми (рис. Г.1), визначаємо еквівалентний діаметр ділянки нафтопроводу Жулин- Долина-Надвірна

$$D_e = \left(\frac{109,8}{\frac{85}{0,514^{4,75}} + \frac{24,8}{0,256^{4,75}}} \right)^{0,2105} = 0,303 \text{ м.}$$

Гідравлічний розрахунок також проводимо для температури ґрунту на глибині укладання труби $t_o = 5 \text{ }^\circ\text{C}$. Розрахункова кінематична в'язкість і густина нафти сорту Urals визначена вище.

Реалізуючи метод послідовних наближень комп'ютерними методами, знаходимо, що при витраті у нафтопроводі $Q = 286 \text{ м}^3/\text{год}$ загальні втрати тиску дорівнюють максимально допустимому тиску на виході НПС Жулин.

Таким чином, за нашими розрахунками пропускна здатність ділянки нафтопроводу Жулин - Долина при перекачуванні нафти Urals за температури нафти $5 \text{ }^\circ\text{C}$ становить $286 \text{ м}^3/\text{год}$. Річна пропускна здатність нафтопровідного маршруту Жулин-Долина-Надвірна при перекачуванні нафти сорту Urals без використання обладнання НПС Долина згідно із розрахунками становить $2,09 \text{ млн. м}^3$.

4. Розрахунок пропускної здатності нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні нафти сорту Urals

Визначимо пропускну здатність нафтопроводу Долина- Надвірна при перекачуванні російської нафти з формуванням партії у резервуарах НПС Долина.

Згідно з даними проекту максимальний тиск нафти на виході НПС Долина приймаємо рівним $P_n = 25$ ат. Гідравлічний розрахунок також проводимо для температури ґрунту на глибині укладання труби $t_o = 5$ °С. Розрахункова кінематична в'язкість і густина нафти сорту Urals визначена вище.

Реалізуючи метод послідовних наближень комп'ютерними методами, знаходимо, що при витраті у нафтопроводі $Q = 810$ м³/год загальні втрати тиску дорівнюють максимально допустимому тиску на виході НПС Долина. Таким чином, за нашими розрахунками пропускна здатність нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні нафти Urals за температури нафти 5 °С становить 810 м³/год (за умови встановлення нових насосів і наявності відповідної резервуарної ємності на НПС Долина). Шляхом регулювання тиску на виході НПС Долина у трубопроводі можна встановити витрату нафти Urals, меншу від пропускної здатності.

5. Оцінювання можливості перекачування сумішей долинської нафти і нафти сорту Urals по нафтопроводу Долина-Надвірна

Перед транспортуванням трубопроводом високов'язких швидкозастигаючих нафт або їх сумішей із розріджувачами необхідно попередньо дослідити реологічні властивості транспортованої рідини і виявити якими властивостями – ньютонівськими чи неньютонівськими вона характеризується. Якщо рідина характеризується неньютонівськими властивостями, то необхідно шляхом математичного моделювання кривих

текучості визначити статичне і граничне динамічне напруження зсуву, а також пластичну в'язкість. Такі дослідження проведені як для долиньської нафти, так і для її сумішей з нафтою сорту Urals з об'ємною часткою долиньської нафти відповідно 30,25, 20, 15, 10 і 5 %.

Використовуючи методики теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні рідин з аномальними реологічними властивостями, які реалізовані нами у комп'ютерних програмах, визначаємо прогнозні втрати тиску в нафтопроводі Долина-Надвірна при перекачуванні сумішей нафт з різним вмістом високов'язкої долиньської нафти.

Аналіз результатів розрахунків показав, що за температури суміші 5 °С на всій трасі нафтопроводу Долина-Надвірна (включаючи надземні переходи) і максимального тиску на виході НПС Долина 25 ат прогнозується можливість ізотермічного перекачування таких сумішей:

5% долиньської нафти і 95 % нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі 9-10 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год;

10% долиньської нафти і 90 % нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі 20-23 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год.

За температури суміші 10 °С на всій трасі нафтопроводу Долина-Надвірна (включаючи надземні переходи) і максимального тиску на виході НПС Долина 25 ат прогнозується можливість перекачування таких сумішей:

10% долиньської нафти і 90 % нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі 10-11,5 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год.

15% долиньської нафти і 85 % нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі у процесі руху 13,8-16 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год. При цьому для переборювання статичного напруження зсуву $\tau_{ст} = 4,3$ Па у початковий момент перекачування необхідно забезпечити тиск НПС 25,7 ат.

За температури нафти 15 °С на всій трасі нафтопроводу Долина-Надвірна (включаючи надземні переходи) і максимального тиску на виході НПС Долина 25 ат прогнозується можливість перекачування всіх розглянутих сумішей нафт, у тому числі: 25% долиньської нафти і 75 %

нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі 10-11 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год;

30% долинської нафти і 70 % нафти Urals при загальних втратах тиску у нафтопроводі 11-13 ат у діапазоні витрат 300-500 м³/год.

У той же час для холодного періоду року (листопад - березень) за температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу 5°С і нижче перекачування по нафтопроводу Долина-Надвірна сумішей долинської нафти і нафти сорту Urals навіть при малих відсотках високов'язкої долинської нафти у них необхідно здійснювати з підігріванням всього об'єму транспортованого продукту до певної температури. Величина температури підігріву залежить від вмісту долинської нафти у суміші і температурних умов навколишнього середовища.

Розрахуємо прогнозні параметри неізотермічного перекачування у зимовий період (за температури ґрунту 3 °С) по нафтопроводу Долина-Надвірна суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals, підігрітої до 40 °С на НПС Долина. Коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу приймаємо рівним 1,3 Вт/(м °С). Максимально допустимий тиск на виході НПС Долина згідно з проектом [95] приймаємо $P_n = 25$ ат.

Використовуючи результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші нафт і проектні параметри нафтопроводу Долина-Надвірна, формуємо вихідні дані для теплогідравлічного розрахунку за програмою ANOM.

Використовуючи програму ANOM, знаходимо, що при витраті суміші нафт $Q = 350$ м³/год загальні втрати тиску у нафтопроводі Долина-Надвірна дорівнюють тиску, який буде створений насосами НПС Долина $P_{заг} = 24,5$ ат.

Таким чином, для холодного періоду року перекачування по нафтопроводу Долина-Надвірна суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals при заданих проектом технологічних обмеженнях можливе лише за умови її підігріву на НПС Долина до температури 40 °С і забезпечення

витрати на менше за 350 м³/год. За такої витрати протягом листопада-березня можна транспортувати 1,1 млн.м³ суміші.

6. Розрахунок очікуваного економічного ефекту

Для визначення очікуваного економічного ефекту від впровадження методик, розроблених у дисертаційній роботі, нами використані результати техніко-економічних розрахунків, які наведені у техніко-економічній частині проекту нафтопроводу Долина-Надвірна [95]. Базою проектних техніко-економічних розрахунків були такі вихідні дані:

- прогнозний питомий тариф за перекачування імпортової нафти існуючими нафтопроводами філії МН “Дружба” ВАТ “Укртранснафта” \$0,73 на 100 ткм (лист ВАТ “Укртранснафта” № 17/2115 від 27.06.02);
- база рентабельності – вартість активів (первісна вартість основних фондів);
- ціни і тарифи на енергоносії та послуги за даними ВАТ “Укртранснафта”, філії МН “Дружба” і ВАТ “Нафтохімік Прикарпаття”;
- склад витрат згідно з нормативною базою України;
- курс гривні до долара США згідно з даними НБУ \$1=5,3054 грн. (на 1.01.2005).

В основу розрахунку тарифу за послуги на транспортування нафти по новому нафтопроводу Долина-Надвірна закладений принцип визначення величини необхідної планової тарифної виручки при заданому об’ємі перекачування для покриття експлуатаційних витрат, амортизаційних відрахувань, податків і створення чистого прибутку, що забезпечує прийнятну норму рентабельності 12 %.

Так як розробки дисертаційної роботи стосуються лише технології трубопровідного транспорту високов’язкої долинської нафти, створюючи

умови для її практичної реалізації, то для визначення економічного ефекту порівняємо такі два варіанта. При першому варіанті, який пропонується, нафта Urals в обсязі 2 млн. т/рік перекачується існуючими нафтопроводами Жулин-Долина. Протягом чотирьох місяців, для яких температура ґрунту і повітря становить 5-10 °С, по нафтопроводу Долина- Надвірна перекачується суміш 10 % долинської нафти і 90 % нафти Urals при витраті 300 м³/год, протягом трьох літніх місяців, для яких температура ґрунту і повітря дорівнює або перевищує 15 °С, по нафтопроводу Долина - Надвірна перекачується суміш 20 % долинської нафти і 80 % нафти Urals при витраті 300 м³/год, а у холодний період року через труднощі, пов'язані з реалізацією технології підігріву суміші нафт на НПС Долина, використовується автомобільний транспорт долинської нафти. Загальний обсяг поставок такий: по нафтопроводу 2 млн.т/рік нафти Urals і 0,19 млн.т/рік долинської нафти; автомобільним транспортом 0,11 млн.т/рік долинської нафти. При другому варіанті нафтопровідний маршрут Жулин-Долина-Надвірна використовується лише для транспортування російської експортної суміші в обсязі 2 млн. т/рік. Долинська нафта в обсязі 0,3 млн.т/рік перевозиться автомобільним транспортом на НПЗ Надвірна.

Початковим пунктом для порівняння транспортних витрат прийнято пункт наливу нафти на ЛВДС Броди, кінцевим пунктом прийнято НПЗ Надвірна.

Планова тарифна виручка по нафтопроводу Броди-Жулин-Долина для першого варіанта становить

$$П_1^1 = T_{П1} L_1 M_1,$$

де $T_{П1}$ - питомий нафтопровідний тариф для існуючих нафтопроводів філії МН "Дружба" ВАТ "Укртранснафта" у гривнях

$$T_{П1} = 0,73 \cdot 5,3054 = 3,87 \text{ грн.}/(100 \text{ ткм});$$

L_1 - довжина нафтопровідного маршруту, $L_1 = 180$ км;

M_1 - плановий річний обсяг транспортування російської нафти,

$$M_1 = 2 \text{ млн.т/рік,}$$

$$\Pi_1^1 = 3,87 \cdot 180 \cdot 2 \cdot 10^4 \cdot 10^{-6} = 13,93 \text{ млн.грн./рік.}$$

Планова тарифна виручка по нафтопроводу Долина-Надвірна

$$\Pi_2^1 = T_{\Pi 2} L_2 M_2,$$

де $T_{\Pi 2}$ - розрахований питомий нафтопровідний тариф при транспортуванні суміші нафт і долинської нафти по нафтопроводу Долина-Надвірна [95],

$$T_{\Pi 2} = 28,42 \text{ грн./(100 ткм);}$$

L_2 - довжина нафтопроводу Долина-Надвірна, $L_2 = 78$ км;

M_2 - річний обсяг транспортування суміші нафт по нафтопроводу Долина-Надвірна, $M_2 = 2,19$ млн.т/рік;

$$\Pi_2^1 = 28,42 \cdot 78 \cdot 2,19 \cdot 10^4 \cdot 10^{-6} = 48,55 \text{ млн.грн./рік.}$$

Загальна планова тарифна виручка для першого варіанта

$$\Pi^1 = \Pi_1^1 + \Pi_2^1,$$

$$\Pi^1 = 13,93 + 48,55 = 62,48 \text{ млн.грн./рік.}$$

Аналогічні розрахунки виконуємо для другого варіанта транспортування нафт. Планова тарифна виручка для нафтопроводу Броди-Жулин-Долина для другого варіанта така ж, як для першого

$$\Pi_1^2 = 13,93 \text{ млн.грн./рік.}$$

Для другого варіанта по нафтопроводу Долина-Надвірна перекачується лише малов'язка російська нафта в обсязі $M_2 = 2$ млн.т/рік, тому планова тарифна виручка буде становити

$$\Pi_2^2 = 28,42 \cdot 78 \cdot 2 \cdot 10^4 \cdot 10^{-6} = 44,34 \text{ млн.грн./рік.}$$

Загальна планова тарифна виручка для другого варіанта

$$\Pi^2 = \Pi_1^2 + \Pi_2^2,$$

$$\Pi^2 = 13,93 + 44,34 = 58,27 \text{ млн. грн./рік.}$$

Різниця величин планової тарифної виручки для двох варіантів при трубопровідному транспорті суміші нафт становить

$$\Delta\Pi = \Pi^1 - \Pi^2$$

$$\Delta\Pi = 62,48 - 58,27 = 4,21 \text{ млн. грн./рік.}$$

Приймаємо, що частка роботи автора в обґрунтуванні технології трубопровідного транспорту високов'язкої долинської нафти у суміші з нафтою Ugals по нафтопроводу Долина-Надвірна складає 5 % від розрахованої різниці планової тарифної виручки, тоді очікуваний економічний ефект трубопровідного транспорту суміші нафт від впровадження розробок дисертаційної роботи становить

$$E = 4,21 \cdot 10^3 \cdot 0,05 = 211 \text{ тис.грн./рік.}$$

Доповнимо даний розрахунок тарифними виручками автомобільного виду транспортування, які передбачені двома варіантами транспортування нафти.

Тарифна виручка першого варіанту для реалізації автомобільного транспорту долинської нафти дорівнює

$$\Pi_a^1 = T_a M_o ,$$

де T_a - автомобільний тариф для перевезення долинської нафти по маршруту Долина-Надвірна, $T_a = 33 \text{ грн./т}$;

$$\Pi_a^1 = 33 \cdot 0,11 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6} = 3,63 \text{ млн.грн./рік.}$$

Загальна планова тарифна виручка для першого варіанта

$$\Pi^1 = \Pi_1^1 + \Pi_2^1 + \Pi_a^1,$$

$$\Pi^1 = 13,93 + 48,55 + 3,63 = 66,11 \text{ млн.грн./рік.}$$

Аналогічні розрахунки виконуємо для другого варіанту. В зв'язку з тим, що високов'язка долинська нафта буде перевозитись в обсязі $M_o = 0,3 \text{ млн. т/рік}$ автомобільним транспортом із Долини на НПЗ ВАТ „Нафтохімік Прикарпаття”, тоді тарифна виручка автомобільного транспорту долинської нафти дорівнює

$$\Pi_a^1 = 33 \cdot 0,3 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6} = 9,9 \text{ млн.грн./рік.}$$

А отже, загальна планова тарифна виручка для другого варіанту дорівнює

$$P^2 = P_1^2 + P_2^2 + P_a^2,$$

$$P^2 = 13,93 + 44,34 + 9,9 = 68,17 \text{ млн. грн./рік.}$$

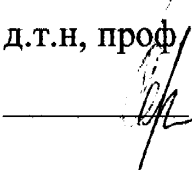
Різниця величин планової тарифної виручки для двох варіантів становить


$$\Delta P = P^2 - P^1$$

$$\Delta P = 68,17 - 66,11 = 2,06 \text{ млн. грн./рік.}$$

Приймаємо, що частка роботи автора в обґрунтуванні технології трубопровідного транспорту високов'язкої долинської нафти у суміші з нафтою Urals по нафтопроводу Долина-Надвірна з врахуванням автомобільного транспорту долинської нафти складає 5 % від розрахованої різниці планової тарифної виручки, тоді очікуваний економічний ефект від впровадження розробок дисертаційної роботи становить

$$E = 2,06 \cdot 10^3 \cdot 0,05 = 103 \text{ тис.грн./рік.}$$

Зав. кафедри транспорту
і зберігання нафти і газу
ІФНТУНГ,
д.т.н, проф.
 Середюк М.Д.

Заступник начальника
з виробництва ДНУ
філії “МН “Дружба”
ВАТ “Укртранснафта”
 Федьків М.І.

 Болонний В.Т.