

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

ПИЛИПІВ ЛЮБОМИР ДМИТРОВИЧ

УДК 622.691.4

**ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ
ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ
ШЛЯХОМ ВПЛИВУ НА ЇЇ РЕОЛОГІЧНІ
ВЛАСТИВОСТІ**

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища

ДИСЕРТАЦІЯ
робота на здобуття наукового степеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
доктор технічних наук,
професор Середюк М.Д.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ	12
1.1. Реологічні моделі рідин, їх зв'язок із закономірностями руху і втратами енергії в трубопроводі	13
1.2. Способи зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту малов'язких нафт шляхом впливу на їх реологічні характеристики	21
1.3. Способи зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт шляхом впливу на їх реологічні характеристики	25
1.4. Постановка задачі і мета дослідження	35
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ВПЛИВУ ПРОТИБУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК НА ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ НЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН	49
2.1 Загальна характеристика ротаційного віскозиметра РЕОТЕСТ-2	40
2.1.1 Принцип вимірювання	42
2.1.2 Опис приладу РЕОТЕСТ-2	43
2.1.3 Характеристика термостата	46
2.1.4 Характеристика холодильної установки	46
2.2 Методика визначення реологічних параметрів нафти із застосуванням приладу РЕОТЕСТ-2	48
2.3 Методика обробки результатів вимірювань	49
2.4 Дослідження впливу протитурбулентних присадок на реологічні властивості малов'язких нафт	50
2.4.1. Механізм дії протитурбулентних присадок	50

2.5	Аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних характеристик малов'язкої російської нафти з протитурбулентною присадкою "Liquid Power" TM	52
2.6.	Висновки до розділу 2	58
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕПРЕСАТОРІВ НА РЕОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ		60
3.1	Механізм дії депресаторів на реологічні властивості високов'язких і швидкозастигаючих нафт	61
3.2	Аналіз результатів експериментальних досліджень впливу депресаторів на реологічні характеристики і транспортабельні властивості долинської нафти	63
3.3	Висновки до розділу 3	80
РОЗДІЛ 4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗРІДЖУВАЧІВ НА РЕОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ		83
4.1	Механізм дії розріджувача на реологічні властивості високов'язкої нафти	83
4.2	Аналіз результатів досліджень реологічних властивостей суміші високов'язкої долинської і малов'язкої російської нафти сорту Urals	87
4.3	Висновки до розділу 4	102
РОЗДІЛ 5 ВСТАНОВЛЕННЯ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКУ МІЖ РЕОЛОГІЧНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НАФТИ ТА ЕНЕРГОВИТРАТНІСТЮ ЇЇ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТОПРОВОДАМИ		105
5.1	Встановлення взаємозв'язку між реологічними характеристиками та енерговитратністю перекачування малов'язких нафт при застосуванні протитурбулентних присадок	107
5.1.1.	Розробка математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору	

при перекачуванні російської нафти сорту Urals з протитурбулентною присадкою “Liquid Power”™	108
5.1.2. Методика оцінювання впливу покращання реологічних характеристик малов'язких нафт на зменшення енерговитратності їх перекачування	115
5.1.3. Методика визначення режимних параметрів та енергетичних витрат при перекачування нафти із застосуванням прититурбулентної присадки	118
5.2 Встановлення взаємозв'язку між реологічними характеристиками високов'язких нафт та енерговитратністю їх перекачування нафтопроводом	123
5.2.1. Розробка математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні високов'язкої нафти сорту, що характеризується в'язкопластичними властивостями	124
5.2.2. Методика оцінювання впливу покращання реологічних характеристик високов'язких нафт на зменшення енерговитратності їх перекачування	133
5.2.3. Розробка методики теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти з додаванням депресатора або розріджувача	138
5.3. Висновки до розділу 5	153
Висновки	155
Список використаних джерел	157
Додатки	168

ВСТУП

Актуальність теми. Стрімкий технологічний розвиток суспільства в останні десятиліття вимагає використання значних обсягів енергоносіїв. Зростаючі потреби промисловості, комунальної сфери і населення в енергетичних ресурсах ставлять завдання пошуку нових джерел енергії та раціонального використання вже існуючої енергосировинної бази.

Сучасні нафтоперекачувальні станції (НПС) України, будучи основними об'єктами трубопровідного транспорту нафти, споживають значні обсяги електроенергії для приводу відцентрових насосів і різноманітних допоміжних систем. Енергоспоживання однієї головної НПС може досягати 25 МВт, що в масштабах країни, враховуючи розвинену мережу магістральних нафтопроводів, складає на порядок більші величини.

У трубопровідному транспорті нафти і нафтопродуктів як одному з енерговитратних сегментів економіки добитися зниження енергоспоживання можна різними шляхами. Оскільки відцентрові насоси на НПС встановлюються для створення тиску, необхідного для подолання втрат енергії при русі рідини, доцільно впроваджувати такі заходи, які б знижували величину гідравлічних втрат у нафтопроводі. Це дає змогу зменшити витрати енергії насосних агрегатів на перекачування нафти і тим самим зменшити енерговитратність трубопровідного транспорту.

Ефективним шляхом зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту є покращання транспортбельних властивостей нафт. Вітчизняний і світовий досвід свідчить, що для високов'язких швидкозастигаючих нафт найбільш ефективними методами впливу на їх реологічні характеристики з метою покращання транспортбельних властивостей і зменшення енерговитратності перекачування є застосування депресаторів та розріджувачів. Зазначені методи можуть бути передбачені при розробці енергозберігаючої технології перекачування високов'язкої нафти долинських родовищ по нафтопроводу Долина-Надвірна. Така спеціальна технологія передбачає наявність методів прогнозування та оптиміза-

ції теплогідравлічних режимів роботи нафтопроводу Долина-Надвірна за критерієм мінімальних енерговитрат на підігрівання і перекачування транспортованої нафти. Вирішити ці завдання можна тільки після усестороннього дослідження реологічних властивостей долинських нафт при різних температурах і різних концентраціях депресаторів та розріджувачів. Виконанню зазначених досліджень присвячена дисертаційна робота.

Покращання транспортбельних властивостей малов'язких нафт за механізмом дії принципово відрізняється від покращання властивостей високов'язких нафт. Ефективним способом впливу на реологічні властивості малов'язких нафт є додавання до них протитурбулентних присадок, які дають змогу гасити турбулентні завихрення потоку і тим самим помітно зменшують енерговитратність перекачування. В Україні на магістральному нафтопроводі Снігурівка - Одеса вже кілька років реалізується технологія перекачування російської нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM виробництва компанії "Коноко". Не дивлячись на практичне використання, на сьогодні метод транспортування малов'язких нафт із протитурбулентними присадками ще недостатньо вивчений, немає чіткої картини впливу присадок на реологічні властивості нафт, відсутні методи розрахунку гідродинаміки нафтопроводу, що транспортує нафту з додаванням присадки. Це зумовило вибір теми дисертації, визначило мету і задачі досліджень.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи є частиною планових державних науково-технічних програм з розвитку нафтогазового комплексу України, робота виконувалась відповідно до пріоритетного напрямку розвитку науки і техніки "Екологічно чиста енергетика та ресурсоенергозберігаючі технології" (1998-2000 р.р.). Окрім того, робота базується на результатах госпдоговірних тем № 161/03 "Дослідження реологічних властивостей сумішей, утворених при змішуванні у різноманітних пропорціях долинської нафти та нафти сорту URALS", № 161/05 "Дослідження реологічних властивостей нафт долинських родовищ із домішуванням депресатора РЕНА-2210", №161/07 "Дослідження реологічних властивостей нафт долинських родовищ для

контролю результатів випробування установки кавітаційної обробки рідин”, у розробці яких автор приймав безпосередню участь.

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка методів оцінювання впливу реологічних характеристик малов'язких і високов'язких нафт на їх транспортабельні властивості та енерговитратність трубопровідного транспорту.

Відповідно до мети були визначені наступні задачі досліджень:

- встановити експериментальним шляхом вплив додавання депресатора і розріджувача на закономірності зміни реологічних характеристик і транспортабельних властивостей високов'язкої долиньської нафти у робочому діапазоні температур та одержати математичні моделі залежності реологічних параметрів нафти, що містить депресатор або розріджувач, від температури та концентрації;
- експериментально дослідити вплив протитурбулентної присадки на закономірності зміни реологічних характеристик і транспортабельних властивостей малов'язкої російської нафти у робочому діапазоні температур та одержати математичні моделі залежності реологічних параметрів нафти з протитурбулентною присадкою від температури та концентрації присадки;
- шляхом проведення теоретичних досліджень виявити взаємозв'язок між реологічними властивостями високов'язкої нафти, транспортабельні властивості якої покращені розріджувачем або депресатором, і зменшенням енерговитратності перекачування її нафтопроводом;
- шляхом обробки даних промислових перекачувань виявити взаємозв'язок між концентрацією протитурбулентної присадки, режимом перекачування малов'язкої нафти і зменшенням енерговитратності її трубопровідного транспорту;
- виконати апробацію розроблених методів шляхом виконання технологічних розрахунків нафтопроводів України, що перекачують малов'язкі і високов'язкі нафти, і співставлення розрахованих і фактичних параметрів їх роботи.

Об'єкт дослідження – нафтопроводи України, які перекачують малов'язку російську нафту і високов'язку швидкозастигаючу нафту Долинських родовищ Прикарпаття.

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

Методи дослідження. Дослідження реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресорної присадки та розріджувача, а також російської нафти з додаванням протитурбулентної присадки проведені експериментальним методом з використанням ротаційного віскозиметра РЕОТЕСТ-2. При розробці математичних моделей та методик теплогідралічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти, а також нафтопроводу при перекачуванні малов'язкої нафти використовували методи диференціального та інтегрального числення, методи математичного моделювання, а також загальновідомі методи планування та проведення експериментальних досліджень.

Наукова новизна отриманих результатів. У дисертаційній роботі на основі результатів теоретичних та експериментальних досліджень встановлений взаємозв'язок між реологічними властивостями високов'язких і малов'язких нафт та енерговитратністю їх перекачування магістральними нафтопроводами. При цьому вперше отримано ряд нових наукових результатів, які виносяться на захист:

- встановлені експериментальним шляхом закономірності зміни реологічних характеристик високов'язкої долинської нафти з додаванням депресатора та розріджувача у широкому діапазоні температур та концентрацій;
- доведено, що додавання депресатора і розріджувача суттєво зменшує діапазон температур, в якому проявляються в'язкопластичні властивості долинської нафти, що покращує транспортабельні властивості долинської нафти, помітно зменшуючи енерговитратність її трубопровідного транспорту;

- експериментальним шляхом встановлені закономірності впливу протитурбулентної присадки на реологічні характеристики малов'язкої російської нафти у широкому діапазоні температур і концентрації присадки;
- розроблена математична модель коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу при перекачуванні малов'язкої нафти з додаванням протитурбулентної присадки, яка дає змогу оцінити ефект зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту;
- розроблені математичні моделі коригуючих коефіцієнтів, що пов'язують між собою покращання реологічних характеристик в'язкопластичних рідин та ефект зменшення гідравлічного опору і енерговитратності їх трубопровідного транспорту.

Практичне значення отриманих результатів:

- на основі дослідних даних розраховані значення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти з додаванням депресатора та розріджувача у робочому діапазоні температур; розроблені емпіричні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти з додаванням депресатора та розріджувача від температури для широкого поля концентрації добавок;
- на базі результатів теоретичних та експериментальних досліджень розроблені методика та програмне забезпечення, що дають змогу оцінити вплив покращання реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти на теплогідравлічні та енергетичні параметри роботи нафтопроводів;
- розроблена методика та програмне забезпечення для визначення гідродинамічних та енергетичних параметрів роботи нафтопроводу, що перекачує малов'язку нафту з додаванням протитурбулентних присадок;
- за результатами досліджень розроблені рекомендації щодо зменшення енерговитратності та запобігання «заморожування» нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні високов'язкої долинської нафти.

Особистий внесок здобувача. Автором дисертації виконана така робота:

1. Одержана аналітична модель коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу при перекачуванні малов'язкої нафти з додаванням протитурбулентної присадки [51].
2. Розроблено методику та програмне забезпечення для розрахунку нафтопроводу при перекачуванні малов'язкої нафти з додаванням протитурбулентної присадки [52].
3. Запропонована математична модель та розроблена методика визначення коефіцієнта кінематичної в'язкості малов'язкої нафти при додаванні протитурбулентної присадки [98].
4. Одержані математичні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для високов'язкої долинської нафти з додаванням малов'язкої російської нафти [92].
5. Запропоновані математичні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для високов'язкої долинської нафти з додаванням депресатора [83].
6. Розроблено методику та програмне забезпечення для теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти з додаванням депресатора [84].

Апробація результатів дисертації. Результати роботи доповідалися на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2000-2005 рр), на V науково-технічній конференції “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”, 2006 р. (м. Новополоцк, Беларусь), на науково-практичному семінарі “Організаційні та методологічні аспекти контролю якості нафти під час її транспортування та зберігання”, 2006 р.(м. Івано-Франківськ, ВАТ Укртранснафта, ІФНТУНГ).

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 7 робіт, з них 6 у фахових журналах.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, висновків, 40 рисунків, 28 таблиць, списку використаних джерел, який містить 105 найменувань, та 9 додатків, викладених на 205 сторінках тексту.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ ЗМЕНШЕННЯ
ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ
І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ

Перекачування нафти магістральними нафтопроводами супроводжується значним енергоспоживанням, пов'язаним із живленням приводів насосів, що використовуються для створення тисків, необхідних для подолання гідравлічних втрат енергії в трубопроводі. Отже, зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту нафти можна добитися шляхом зниження гідравлічних втрат енергії. В свою чергу, гідравлічні втрати енергії безпосередньо залежать від транспортабельних властивостей нафти. Тому основною передумовою зниження енерговитрат при перекачуванні нафти магістральними нафтопроводами є покращання її реологічних характеристик, а отже і транспортабельних властивостей.

Провідна роль у розв'язуванні проблеми зниження енерговитрат у трубопровідному транспорті нафти і нафтопродуктів шляхом зменшення гідравлічного опору трубопроводу належить В.Л.Березіну, О.М.Іванцову, В.Я.Кареліну, В.Е.Накорякову, С.В.Яковлеву, П.П.Бородавкіну, В.А.Юфіну, М.В. Лур'є, А.В.Мішуєву, А.Я.Федоровському, А.Я.Олійнику, В.Ф.Новосьолову, П.І.Тугунову, В.Е.Губіну, А.Г.Гумерову, К.Д. Фролову, М.Д. Середюк та ін.

Нафти, які транспортують нафтопроводами, можна поділити на малов'язкі і високов'язкі. Вони відрізняються між собою не тільки величиною в'язкості, але, насамперед, хімічним складом, вмістом парафіну та асфальто-смолистих речовин. Слід відмітити, що для малов'язких і високов'язких нафт запропоновані різні критерії оцінювання їх транспортабельних властивостей [1,2,3,4,5,6,7,8,9, 10,11]. Для малов'язких нафт, які належать до ньютонівських рідин, транспортабельні властивості однозначно характеризує величина кінематичної в'язкості, яка може бути достовірно виміряна за допомогою капілярних віскозиметрів. Для високов'язких нафт, які відносяться до неньютонівських рідин, критерії для оці-

нювання транспортабельних властивостей залежать від типу реологічної моделі рідини. Основні типи реологічних моделей ньютонівських та неньютонівських рідин охарактеризовані нижче.

1.1. Реологічні моделі рідин, їх зв'язок із закономірностями руху і втратами енергії в трубопроводі

Реологія - це наука, яка вивчає текучість рідких, газоподібних і пластичних матеріалів. 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 $\gamma = \frac{du}{dr}$. Дану залежність можна описати за допомогою такої 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 властивостей нафти дозволяє встановити, до яких реологічних моделей слід відносити транспортовану нафтопроводом рідину. Правильний вибір реологічної моделі нафти визначає правильність вибору методики теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу.

Для малов'язких і високов'язких нафт при високій температурі справедлива одержана Ньютоном залежність

$$\tau = \eta \frac{du}{dr}, \quad (1.2)$$

де η - коефіцієнт динамічної в'язкості рідини, який зв'язаний з кінематичною в'язкістю так:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (1.3)$$

де ρ - густина рідини за умов перекачування.

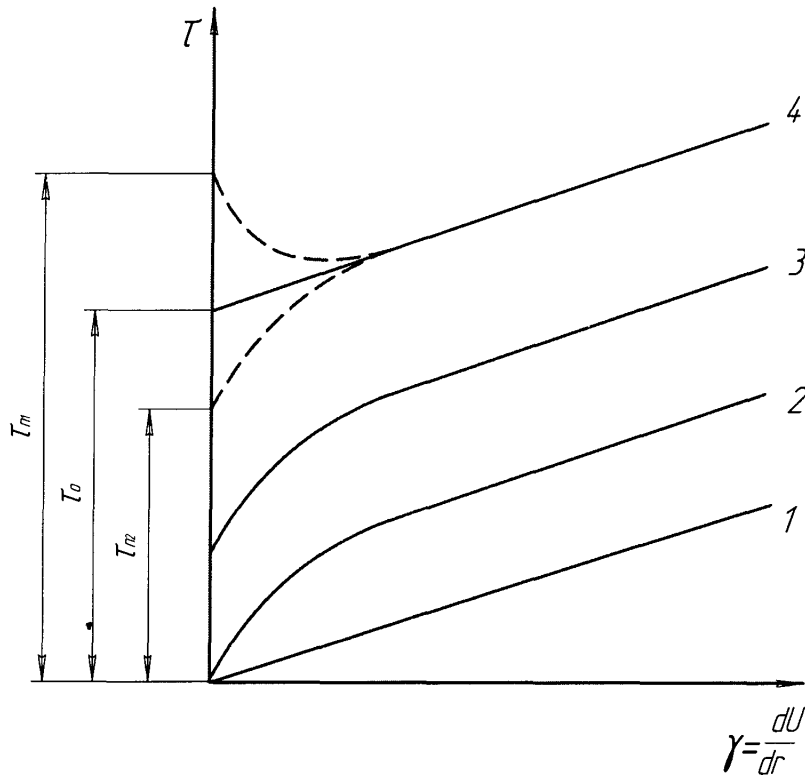


Рис.1.1. Залежність напруження зсуву від градієнта швидкості для різних типів рідин

1 - ньютонівська рідина; 2 - псевдопластична рідина; 3 - нелінійно-в'язкопластична рідина ; 4 – в'язкопластична рідина (бінгамівський пластик).

Рідини, для яких справедлива ця залежність при $\eta = const$, називають ньютонівськими. Крива текучості такої рідини – пряма лінія, що проходить через початок координат. Динамічна в'язкість рідини чисельно дорівнює тангенсу кута нахилу прямої до горизонтальної осі. Як зазначалось вище, величина динамі-

чної або пов'язаної з нею кінематичної в'язкості однозначно визначає транспортбельні властивості ньютонівської рідини.

Поведінка багатьох рідин, зокрема, високов'язких швидкозастигаючих парафіністих нафт і нафтопродуктів за температур, близьких до температури застигання, не підлягає закону Ньютона. Такі рідини називають неньютонівськими. Існує декілька класів неньютонівських рідин, які відрізняються виглядом кривої текучості: пластичні або бінгамівські (бінгамівський пластик), псевдопластичні, дилатантні рідини тощо. Крива текучості визначає тип реологічної моделі рідини.

Системи, в яких рідка фаза іммобілізована суцільною структурною ґраткою, характеризуються транспортбельними властивостями лише після руйнування структурної ґратки. Рух таких рідин розпочинається тільки в тому випадку, якщо до них прикласти напруження зсуву, більше за певне граничне динамічне напруження зсуву. Причому спочатку відбувається руйнування структури і лише після цього розпочинається рух нафти у трубопроводі. У таких випадках залежність динамічного напруження зсуву від швидкості зсуву представляє собою криві, які не виходять з початку координат.

Рідина, крива текучості якої має вигляд 3, описується залежністю Балклі-Гершеля і називається нелінійно-в'язкопластичною рідиною

$$\tau = \tau_0 + k \left(\frac{du}{dr} \right)^n, \quad (1.4)$$

де τ_0 – межа текучості середовища Балклі-Гершеля;

k - характеристика консистентності;

n - індекс текучості рідини.

Рідина, крива текучості якої має вигляд 4, описується залежністю Шведова-Бінгама і називається в'язкопластичною рідиною або бінгамівським пластиком

$$\tau = \tau_o + \eta_{nl} \left(\frac{du}{dr} \right), \quad (1.5)$$

де τ_o - граничне динамічне напруження зсуву;

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

Численні дослідження вітчизняних і зарубіжних вчених довели, що високов'язкі парафіністі нафти за температур, близьких до температури їх застигання і нижчих, зазвичай відносяться до в'язкопластичних рідин, а за досить високих температур – до ньютонівських рідин [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11].

Таким чином, якщо нафтопроводом перекачується високов'язка нафта, то для прогнозування її транспортабельних властивостей немає сенсу визначати її кінематичну в'язкість. Реологічні властивості, а отже і транспортабельні властивості високов'язких швидкозастигаючих нафт необхідно оцінювати за допомогою таких параметрів: початкового (статичного) і граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості.

Для того, щоб парафіністі нафти почали текти при температурах, близьких до температури застигання, необхідно створити певний градієнт тиску по довжині трубопроводу. Початковому градієнту тиску відповідає початкове (статичне) напруження зсуву, величина якого залежить від міцності парафінової структури, що утворюється за період знаходження нафти в спокої.

Граничне динамічне напруження зсуву характеризує пластичні властивості високов'язких парафіністичних нафт. Для визначення граничного динамічного напруження зсуву необхідно при певній температурі нафти зняти криву текучості нафти. Продовження прямолінійної ділянки кривої до осі напружень зсуву відтинає на ній відрізок, величина якого чисельно дорівнює граничному динамічному напруженню зсуву даної нафти.

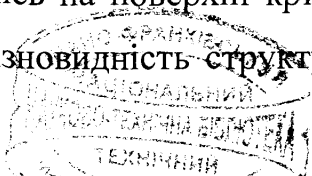
Пластична в'язкість високов'язкої нафти визначається шляхом математичного моделювання кривої її текучості при певній температурі в межах прямолінійної ділянки.

Дослідження реологічних властивостей високов'язких парафіністих нафт показало умовність параметра – температури застигання нафти. Це пояснюється тим, що температура застигання не характеризує міцність структурної ґратки неньютонівської рідини, а отже і транспортабельні властивості нафти.

Частка високов'язких і швидкозастигаючих нафт у загальному обсязі перекачування нафт складає біля 10 %. Видобуток таких нафт здійснюється як у країнах близького та далекого зарубіжжя, так і в Україні. Тому проблеми, пов'язані з трубопровідним транспортом цих нафт, привертають до себе увагу вчених усього світу. Ведеться інтенсивне вивчення фізико-хімічних та реологічних властивостей високов'язких нафт з метою пошуку способів зниження ступеня їх аномальності та підвищення транспортабельності. Розробляються і досліджуються різні методи трубопровідного транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт.

Своєрідні реологічні властивості високов'язких нафт пояснюються особливостями їх хімічного складу. Одним із чинників, що впливають на транспортабельність таких нафт, є вміст у них парафіну. Однак, цей чинник не є вирішальним, так як в'язкість і температура застигання нафт, що мають однакову кількість парафіну, коливається в дуже широких межах. Як показали дослідження, на транспортабельні властивості високов'язких нафт, окрім парафінів, значно впливають смоли і асфальтени, які входять до їх складу [4,11,12,13,14,15].

Основною причиною появи аномальної в'язкості і пластичних властивостей нафт є випадання парафіну при зниженні їх температури внаслідок зменшення його розчинності. За високих температур весь парафін знаходиться в розчиненому стані; за температури початку кристалізації він починає виділятися із нафти, так як розчин його стає пересиченим; за подальшого зниження температури кількість кристалів парафіну збільшується, утворюється просторова кристалічна ґратка, що утримує рідку фазу як губка, і призводить до повної втрати рухомості – „застигання” нафти. Асфальто-смолисті речовини, що є в нафті, адсорбуючись на поверхні кристалів парафіну, перешкоджають їх росту і обумовлюють різновидність структур нафт. Із зменшенням вмісту асфальто-смолистих речо-



590

вин у нафтах утворюється невелика кількість крупних кристалів парафіну, формування структури проходить швидко [7,11,14].

Механічні властивості структур, що утворюються в результаті кристалізації парафіну, суттєвіше визначаються дисперсністю і формою частинок, ніж абсолютною кількістю кристалічної речовини. Дрібнокристалічні структури міцніші, ніж крупнокристалічні, тому із збільшенням кількості асфальто-смолистих речовин міцність структур підвищується.

Треба також мати на увазі, що температури виникнення аномальної в'язкості і пластичних властивостей нафт не залишаються сталими в процесі зберігання. Вони поступово підвищуються через випаровування легких фракцій. Реологічні параметри швидкозастигаючих нафт залежать від умов експлуатації: при механічному впливі нафта набуває рухливості і текучості, а при тривалому спокої збільшується її пластична в'язкість і міцність структури [16].

Реологічні моделі рідини безпосередньо пов'язані із закономірностями їх руху в трубопроводі, а отже із енерговитратністю перекачування [1,2,3,4,11,17].

Розглянемо основні закономірності руху ньютонівської рідини у трубопроводі. Із балансу сил, що діють на циліндричний елемент рідини радіусом r і довжиною L при перепаді тиску ΔP , одержуємо вираз для напруження зсуву

$$\tau = r \frac{\Delta P}{2L}. \quad (1.6)$$

Після підстановки виразу (1.6) в реологічну модель Ньютона (1.2) одержуємо

$$du = \frac{1}{\eta} \frac{\Delta P}{2L} r dr. \quad (1.7)$$

У результаті інтегрування рівняння (1.7) знаходимо вираз для визначення швидкості ньютонівської рідини у будь-якій точці по перерізу труби

$$u = \frac{\Delta P}{4\eta L} (R^2 - r^2), \quad (1.8)$$

де R - внутрішній радіус труби.

Витрата рідини в трубопроводі пов'язана із швидкістю руху так:

$$Q = \int_0^R u \cdot 2\pi r dr. \quad (1.9)$$

При підстановці у вираз (1.9) значення швидкості u за формулою (1.8) після інтегрування одержуємо вираз, який відомий як рівняння Пуазейля,

$$\Delta P = \frac{8\eta L}{\pi R^4} Q. \quad (1.10)$$

Таким чином, наявність реологічної моделі дає можливість одержати вираз для розподілу швидкості рідини по перерізу труби і визначити втрати тиску у трубопроводі при русі ньютонівської рідини з витратою Q .

Як зазначено вище, більшість високов'язких швидкозастигаючих нафт при температурах, близьких до температури застигання, у широкому діапазоні градієнтів швидкості проявляють властивості в'язкопластичних рідин.

Підставивши напруження зсуву із виразу (1.6) в рівняння Шведова-Бінгама (1.5), після інтегрування одержуємо такий вира для розподілу швидкості по перерізу труби при русі в'язкопластичної рідини:

$$u = \frac{1}{\eta_{nl}} \left[\frac{\Delta P}{4L} (R^2 - r^2) - \tau_o (R - r) \right]. \quad (1.11)$$

На відміну від параболічного розподілу швидкостей по перерізу труби у випадку течії ньютонівської рідини при русі в'язкопластичної рідини є беззсуво-

ва зона - ядро, напруження зсуву в якому всюди менше від граничного динамічного напруження зсуву τ_o .

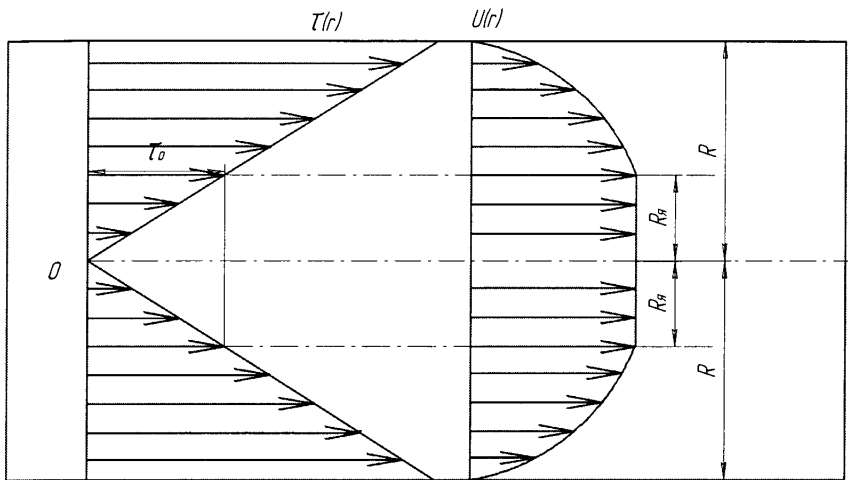


Рис.1.2. Елюри напружень зсуву і швидкостей течії в'язкопластичних рідин

Радіус ядра при русі в'язкопластичної рідини може бути визначений через граничне динамічне напруження зсуву [2,3,4,5,15]

$$R_{я} = \frac{\tau_o R}{\tau_{ст}} = \frac{\tau_o 2L}{\Delta P}, \quad (1.12)$$

де $\tau_{ст}$ - напруження зсуву на стінці труби.

Швидкість ядра при русі в'язкопластичної рідини знаходиться за формулою

$$u_{я} = \frac{1}{\eta_{пл}} \frac{\Delta P}{4L} (R - R_{я})^2. \quad (1.13)$$

Витрату рідини у трубопроводі при русі в'язкопластичної рідини можна визначити із виразу

$$Q = \pi R_{я}^2 u_{я} + \int_{R_{я}}^R u 2\pi r dr. \quad (1.14)$$

Після інтегрування рівняння (1.14) з врахуванням виразів (1.11)-(1.13) одержуємо рівняння руху в'язкопластичної рідини, що носить назву рівняння Букінгема,

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8L \eta_{пл}} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_o L}{R \Delta P} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_o L}{R \Delta P} \right)^4 \right]. \quad (1.15)$$

Таким чином, на основі реологічної моделі в'язкопластичної рідини – рівняння Шведова-Бінгама можна одержати вираз для розподілу швидкості рідини по перерізу труби і визначити втрати тиску у трубопроводі.

Із рівняння (1.15) випливає, що для високов'язких нафт, які характеризуються властивостями в'язкопластичної рідини, транспортабельні властивості визначаються не кінематичною в'язкістю, як для ньютонівських рідин, а значеннями коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама, а саме граничним динамічним напруженням зсуву і пластичною в'язкістю.

1.2. Способи зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту малов'язких нафт шляхом впливу на їх реологічні характеристики

Зменшити енерговитрати при перекачуванні малов'язкої нафти можна шляхом зміни структури турбулентного потоку та зменшення турбулентних пульсацій, що призводить до зменшення гідравлічного опору нафтопроводу. Одним із ефективних способів зменшення втрат тиску на тертя в магістральному трубопроводі при перекачуванні малов'язкої нафти є застосування протитурбулентних присадок [18,19,20,21,22]. Значний вклад у становлення нового наукового напрямку зниження турбулентного тертя малими кількостями полімерів внесли А.Ю.Ішлінський, А.Х.Мірзаджанзаде, С.С.Кутателадзе, Л.І.Сєдов, Б.П.Міронов, І.Л.Повх, Е.М.Хабахпашева, А.Д.Альтшуль, В.Н.Калашніков, Б.В.Ліпатов,

Ю.Ф.Іванюта, В.А.Іоселевич, Б.Н.Семьонов, Б.П.Макогон, В.Н.Пилипенко, В.Б.Амфілохієв, Б.В.Перепелиця, В.І.Шишов, А.Б.Ступін, Н.А.Покривайло, І.Н.Порайко та ін. Явище зменшення гідравлічного тертя потоку рідини під дією протитурбулентної присадки називається ефектом Томса [22,23,24,25]. Суть дії присадки полягає в гасінні турбулентних завихрень потоку на місцевих опорах та біля стінок труби. Присадка складається з хімічних речовин, які зменшують втрати тиску на тертя, викликані турбулізацією в трубопроводі. Присадка не працює в ламінарному режимі, тому що тертя знижується шляхом взаємодії полімерних молекул з турбулентними завихреннями течії нафти чи нафтопродуктів.

Присадка може бути розчином поліальфаолефінів, високомолекулярних сополімерів і в'язких чи неньютонівських рідин, які базуються на вуглеводнях (ізопентан чи керосин) або водному розчиннику.

Механізм дії присадок на структуру турбулентного потоку досліджений у ряді робіт [18,19,20,23,24,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37].

Потрапляючи в пристінну область великих градієнтів швидкостей, введені частинки присадок створюють анізотропію в'язкості, значно збільшуючи поперечну складову [23,38]. Підвищення поздовжньої в'язкості спостерігається при русі рідини з підвищеною швидкістю поздовжнього розтягу [39], у різних анізотропних рідинах [40,41]. Густина середовища потоку з такими добавками вважають [23] не змінюється, при цьому коефіцієнт анізотропії A_1 в'язкості запишеться у вигляді:

$$A_1 = \frac{\eta_y}{\eta_x} = \frac{v_y}{v_x} = \frac{v_o}{v}, \quad (1.16)$$

де η_y, η_x - поперечна і поздовжня складові динамічної в'язкості;

v_y, v_x - поперечна і поздовжня складові кінематичної в'язкості;

v_o, v - еквівалентна кінематична в'язкість вихідної нафти і нафти з протитурбулентною присадкою.

Збільшення в'язкості в безпосередній близькості від стінки призводить до потовщення ламінарного прошарку δ_1 , при невідомій другій універсальній сталій турбулентності α запишеться її лінійна залежність [23,24,28,32]

$$\delta_1 = \alpha \frac{\nu}{v_x} A_1. \quad (1.17)$$

Вплив добавок на профіль швидкостей $\frac{U}{U_*} = f \lg \frac{YU_*}{\nu}$ враховують сталою B_1 у вигляді [38]

$$\frac{U}{U_*} = \frac{1}{\chi} \ln \frac{YU_*}{\nu} + B + \Delta B = \frac{1}{\chi} \ln \text{Re}^* + B_1, \quad (1.18)$$

$$B_1 = B + \Delta B = \alpha A_1 - \frac{1}{\chi} \ln \alpha A_1. \quad (1.19)$$

На пристінну турбулентність окремо впливають пружність, псевдопластичність і поздовжня в'язкість анізотропних частинок [41,42]. Найменший розмір вихорних утворень з початку придушення високочастотних пульсацій [18,23] обернено пропорційний максимальному часу релаксації θ_1 і протікає за умови

$$\frac{dU}{dy} = \frac{U_*^2}{\nu_p} > (\theta_1)^{-1}. \quad (1.20)$$

Найбільший вплив полімерних добавок визначається максимальним розтягнуттям їхніх макромолекул до настання розриву зв'язків (деструкції) [23,42,43,44].

Аналізуючи літературні дані вітчизняних [26,28,29,31,34,35,45,46] і зарубіжних [20,21,23,25,37,47] джерел, можна підсумувати, що відомі методи одноразового безупинного додавання полімерів у вигляді розчинів у суцільному середовищі для зниження опору обмежені великою витратою полімерів, короткочас-

ністю збереження зниженого опору і можливим погіршенням якості продукту, що транспортується, зокрема нафти або нафтопродуктів [18,48].

Нетривалий прояв позитивної дії таких методів обумовлений неперервною зміною структури і форми асоціатів полімерів при відсутності інгібіторів деградації [49], наявністю розчиненого кисню, ініціаторів полімеризації і металів змінної валентності.

Ефективність присадки виражається у відсотках зменшення втрат тиску від тертя

$$\delta_H = \frac{\Delta P_o - \Delta P_p}{\Delta P_o}, \quad (1.21)$$

де ΔP_o - базові втрати тиску при русі нафти без застосування присадки;

ΔP_p - втрати тиску при русі нафти, обробленої присадкою.

Зв'язок між зниженням втрат тиску від тертя і зростанням витрати нафти у трубопроводі може бути виражений наближеною залежністю [21]

$$\delta_Q = \left(\frac{1}{1 - \delta_H} \right) \cdot 0,556 - 1. \quad (1.22)$$

Аналіз експериментальних досліджень турбулентної течії з розчинними полімерами високої молекулярної маси дає змогу зробити такі висновки [23,29,34,42]:

- зниження гідродинамічного опору нафтопроводу спостерігається до певного кількісного вмісту присадки [50,51,52];
- подальше збільшення витрати добавки асимптотично наближає до граничної її концентрації, яка відповідає граничній зміні гідравлічного опору нафтопроводу [23,24,25,32,36,50,51,52];

- зниження гідравлічного опору розпочинається в граничних значеннях концентрації присадки, числа Рейнольдса Re^0 та напружень зсуву, при яких істотно цей ефект зменшується [18,28,36];
- із збільшенням діаметра трубопроводу граничне число Re^0 початку прояву ефекту зниження гідравлічного опору зміщується у бік великих значень чисел Рейнольдса і концентрацій добавки [30].

Аналіз результатів досліджень свідчить, що вплив кожного типу протитурбулентної присадки на покращання реологічних та транспортабельних властивостей кожного сорту нафти індивідуальний, залежить від технологічних параметрів перекачування конкретним нафтопроводом і тому вимагає проведення експериментальних досліджень як у лабораторних, так і промислових умовах. З цієї причини результати досліджень, викладені у численних роботах, не можуть бути безпосередньо застосовані для прогнозування ефективності застосування присадки “Liquid Power”TM для зменшення енерговитратності перекачування російської нафти сорту Urals системою магістральних нафтопроводів України. Це доказує необхідність проведення досліджень, які є предметом дисертаційної роботи.

1.3. Способи зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт шляхом впливу на їх реологічні характеристики

У світовій та вітчизняній практиці трубопровідного транспорту найбільшого застосування набули такі способи покращання реологічних характеристик та залежних від них транспортабельних властивостей високов'язких і швидкозастигаючих нафт [4,6,7,8,10,11,12,17,53,54,55,56,57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67,68,69,70,71,72,73,74,75,76]:

- підігрівання нафти на головній і проміжних насосних станціях (“гаряче” або неізотермічне перекачування);
- використання депресаторів;

- використання розріджувачів: малов'язких нафт, світлих нафтопродуктів, інших вуглеводнів тощо.

1.3.1. Зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких нафт шляхом використання температурного чинника

Ряд способів зменшення енерговитратності перекачування високов'язких нафт базуються на зміні температури транспортованої рідини, що спричинює відповідні зміни її реологічних характеристик, а отже і транспортабельних властивостей.

Технологія неізотермічного перекачування передбачає попереднє підігрівання високов'язкої нафти до температури, за якої нафта стає ньютонівською рідиною, що визначає її достатню рухливість і можливість транспортування нафтопроводом при невеликих витратах енергії.

Наукові основи перекачування високов'язких рідин по трубопроводах у підігрітому стані розроблені в роботах В.Г.Шухова, Л.С.Лейбензона, В.І.Чернікіна, В.С.Яблонського, М.Д.Середюк та ін. [1,2,6,7,11,53,77,78,97,103].

Технологія неізотермічного перекачування високов'язких та швидкозастигаючих долинських нафт десятки років успішно застосовується на нафтопроводі Долина-Дрогобич.

Інший відомий спосіб покращання реологічних властивостей швидкозастигаючих нафт з великим вмістом парафінових вуглеводнів базується на такій зміні кристалічної структури парафінів, при якій замість великої кількості дрібних монокристалів, що мають високу міцність, одержують меншу кількість великих кристалів, які характеризуються значно меншою міцністю структури.

При транспортуванні високов'язких і швидкозастигаючих нафт було виявлено, що при нагріванні нафти до однієї температури і наступному охолодженні ефективна в'язкість і температура застигання різко підвищилась, а при нагріванні до іншої температури і наступному охолодженні ці параметри різко знижувались. Це явище було названо термообробкою нафти. Вплив термообробки на

нафту базується на тому, що міцність структурної ґратки парафіну залежить від умов її утворення: температури попереднього нагрівання нафти, темпу її охолодження і гідродинамічних умов нагрівання та охолодження. Існують оптимальні значення температури нагрівання і швидкості охолодження, які визначаються складом нафти. Порядок цих величин такий: температура нагрівання 70-90 °С, швидкість охолодження 10-20 °С/год. За рахунок цього явища можна зменшити в'язкість, температуру застигання і граничне напруження зсуву нафти. При цьому велике значення має склад нафти. Ефект термообробки залежить від співвідношення між парафіном і асфальто-смолистими речовинами, що є в нафті. Оскільки асфальто-смолисті речовини є поверхнево-активними, то вони обволікають кристали парафіну, не дають їм зростатись у міцну структурну ґратку. При великій кількості смол і асфальтенів у термообробленій нафті утворюється невелике число великих, не зв'язаних між собою, кристалів. Якщо асфальто-смолистих речовин мало, то парафін кристалізується у вигляді великої кількості дрібних кристалів, які швидко утворюють міцну структурну ґратку [2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15].

1.3.2. Зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких нафт шляхом застосування депресаторів

Ефективним способом покращання реологічних характеристик і зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких швидкозастигаючих нафт є застосування депресорних присадок. Додавання в нафту, що перекачується по трубопроводу, спеціальних хімічних присадок на базі полімерних сполук дозволяє суттєво знизити енерговитрати при експлуатації цих трубопроводів за рахунок зниження гідравлічного опору.

Дослідженню питань транспорту високопарафіністих нафт, оброблених полімерними депресорними присадками, присвячені роботи вчених близького і далекого зарубіжжя О.В.Сазонова, Т.К.Сковороднікової, Ю.А.Сковороднікова,

Ю.В.Скрипникова, Л.О.Фролової, С.Н.Челінцева, М.Д.Середюк, М.П.Возняка, Брода, Дина, Россі, Прайса та ін. [12,13,55,56,57,58,80,81,97,103].

Механізм дії присадок полягає у зменшенні міцності структурної ґратки і покращанню транспортабельних властивостей нафти. Відомі присадки, які здатні знижувати межу текучості і в'язкість високопарафіністих нафт у широких температурних межах. Однак, вплив кожної присадки на реологічні та транспортабельні властивості високов'язких нафт специфічний, індивідуальний для кожного сорту нафти. Тому вибір депресорних присадок для кожного сорту нафти повинен базуватись на результатах лабораторних досліджень.

Слід зазначити, що неможливо підібрати одну універсальну присадку, яка могла би бути використана для всіх високопарафіністих нафт. Депресатори підбирають у кожному конкретному випадку шляхом проведення лабораторних і промислових досліджень.

На сьогодні відсутня єдина методика, що дозволяє підібрати ту чи іншу присадку до високопарафіністої нафти із заданими фізико-хімічними властивостями, хоча коло полімерних сполук, що служать основою для присадок, і вимоги, що пред'являються до них, добре відомі.

Депресорні присадки зазвичай вводять за температури нафти 50-70 °С у вигляді концентрованого розчину, подальше охолодження суміші нафти з присадкою ведуть зі швидкістю 10-20 °С/год [55].

Покращання текучості високопарафіністих нафт уведенням у них депресорної присадки пояснюється формуванням кристалів парафіну з підвищеним ступенем дисперсності. Утворення незв'язаних один з одним кристалів парафіну суттєво змінює структурно-механічні властивості високопарафіністих нафт.

За температури, нижчої від температури застигання нафти, депресатор знижує міцність структури парафіну і підвищує її пластичність, хоч характер руйнування залишається пружнопластичним, тобто таким самим, як у вихідної нафти [13,58,76,80,81,82,83,84].

Високопарафіністі нафти з депресорними присадками за характером течії залишаються в'язкопластичними рідинами. В'язкопластична течія у високопара-

фіністичних нафт з присадками розпочинається при значно менших напруженнях зсуву, ніж у вихідних нафт. Зменшується і величина граничного динамічного напруження зсуву. Підвищення температури за сталої концентрації депресатора веде до різкого зниження динамічного напруження зсуву [12].

Ефективність застосування депресорних присадок залежить від складу нафти, об'єму і довжини трубопроводу, від технології введення її в трубопровід. Застосування депресорних присадок неефективне для нафт, висока в'язкість яких обумовлена не парафіном, а великим вмістом асфальто-смолистих речовин [13,58,77,80].

У більшості робіт зарубіжних вчених вивчалась дія на нафту присадок фірми „Esso chemical”. У роботах вітчизняних дослідників і дослідників близького зарубіжжя висвітлені питання введення депресорних присадок і їх застосування для забезпечення пуску нафтопроводу після зупинок і покращання реологічних параметрів окремих сортів нафт російських та середньоазійських родовищ. Найповніше досліджено вплив присадки ЕСА-4242 на мангишлацьку нафту і її суміші з нафтами східних районів колишнього СРСР [58,81].

Полімерні присадки рекомендується вводити в нафту при температурі 60-70 °С, при цьому основна маса твердих парафінів знаходиться в розчиненому стані. Уведення присадки за температури нижче 50 °С призводить до зниження її ефективності, однак, при повторному нагріванні до 60-70 °С знову створюються умови для ефективного впливу присадки [78].

На відміну від інших робіт, у роботі [78] відмічається, що дія депресорних присадок добре проявляється за температур на 20-30 °С вищих від температури застигання. За температур, близьких до температури застигання, ефективність присадок різко падає. Для високопарафіністичних нафт (наприклад, мангишлацьких) присадки ефективні за температур вищих, ніж звичайні температури навколишнього ґрунту. Для малопарафіністичних, але смолистих нафт (наприклад, нафти Руського родовища) ефективні депресорні присадки не розроблені.

На реологічні властивості нафти з додаванням депресорної присадки суттєво впливає швидкість їх охолодження. Наприклад, для грубешорської і ман-

мангшлацької нафти найбільший ефект досягається при швидкості охолодження $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$, а для озексуатської – $10\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$ [78].

Концентрація депресатора, яку необхідно забезпечити, залежить від мети і умов застосування продукту. Для успішного транспортування по трубопроводу нафти в неї достатньо ввести присадку в кількості $0,1 - 0,2\%$ (масових). При перекачуванні суміші високов'язкої і малов'язкої нафти ця концентрація може бути знижена. Найбільший ефект від застосування депресатора спостерігається в сумішах із співвідношенням вмісту смол і процентного вмісту парафінів меншим, ніж два [82].

Усесторонні дослідження з визначення ефективності різних варіантів перекачування з депресорними присадками проведені для високов'язких мангшлацьких нафт. Дослідження мангшлацької нафти показали, що введення навіть незначної кількості присадки призводить до різкого поліпшення реологічних властивостей рідини. При концентрації присадки $0,2-0,3\%$ масових досягається найбільший ефект як за в'язкістю, так і за граничним динамічним і статичним напруженням зсуву. При концентрації присадки $0,2\%$ масових у діапазоні зміни температури $15-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ спостерігається зменшення пластичної в'язкості в $2-2,3$ рази, а граничного динамічного напруження зсуву – в $7-12$ разів [78].

Дослідженню впливу присадок піддавались також котуртепинські і усинські нафти при додаванні $0,2\%$ масових депресаторів. Результати цих досліджень наведені в [82]. Одержані результати свідчать про те, що взаємодія полімерної присадки з парафіновими вуглеводнями нафти проходить як при передкристалізаційній температурі, так і за температури кристалізації певної їх групи. Дія присадки проявляється в тому, що певна частина парафінових вуглеводнів нормальної будови втрачає можливість приймати участь у подальшому формуванні структури, оскільки асоційовані комплекси молекул присадки і парафіну, а також змішані кристали перешкоджають утворенню контактів між частинками. Тому у високопарафіністих нафтах, оброблених присадкою, утворюється дисперсна система твердих вуглеводнів, що характеризується більшим ступенем дисперсності, ніж початкова. Для цих нафт характерно, що зі збільшенням кон-

центрації добавки і підвищенням температури зменшується зона в'язкопластичної течії, і вона починається при значно менших швидкостях зсуву, ніж у початкових нафт. Зменшується також і значення граничного динамічного напруження зсуву. Покращання текучості високопарафінистої нафти з підвищенням концентрації і температури можна пояснити тим, що перший фактор призводить до збільшення кількості парафіну, що не приймає участі в структуроутворенні, а другий – до зниження в'язкості рідкої фази. Дослідження показали, що застосування депресорної присадки дуже ефективно при ламінарному режимі течії високопарафінистої нафти.

При турбулентній течії нафти, що оброблена депресорною присадкою, спостерігається зниження коефіцієнта гідравлічного опору порівняно з його значенням для необробленої нафти в середньому на 20 % [82].

Вплив депресаторів на реологічні властивості високопарафінистих нафт Прикарпаття вивчений ще недостатньо. У роботі [10] наведені результати експериментальних досліджень щодо покращання реологічних властивостей Долинського і Старосамбірського родовищ шляхом додавання депресаторів. Як депресатори застосовували реагенти ЕСА 4242 і синтезований нафторозчинний діалкілдіаміодітіофосфат, які сьогодні не застосовуються у вітчизняній практиці.

Таким чином, аналіз літературних джерел свідчить, що застосування депресорних присадок є ефективним способом покращання реологічних та транспортабельних властивостей високов'язких і швидкозастигаючих нафт. Виявлено, що кожен сорт нафти вимагає застосування конкретної присадки. Присадки часто застосовують у поєднанні з термообробкою нафти на початку нафтопроводу. Одним із впливових чинників, що визначає транспортабельні властивості нафти з додаванням депресатора, є величина температури нафти у момент підмішування присадки, а також швидкість остигання нафти, обробленої депресатором. Доцільність застосування депресаторів в тому чи іншому випадку повинна бути підтверджена результатами експериментальних досліджень, пробних перекачувань по нафтопроводу та техніко-економічних обґрунтувань.

На основі проведення експериментальних досліджень нами вперше виявлений вплив депресатора вітчизняного виробництва РЕНА-2210 на реологічні та транспортабельні властивості високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти [83,84].

У результаті одержані емпіричні моделі для визначення статичного напруження зсуву, граничного динамічного напруження зсуву, пластичної в'язкості та температури застигання при різних концентраціях депресатора для діапазону робочих температур. Одержані результати наведені у подальших розділах роботи.

1.3.3. Зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких нафт шляхом застосування розріджувачів

Ступінь перенасичення нафти парафіном можна знизити, якщо збільшити частку дисперсійного середовища в об'ємі транспортованої нафти, наприклад, при додаванні легкої нафти, світлих нафтопродуктів, конденсату тощо. При збільшенні частки дисперсійного середовища вміст дисперсної фази (парафіну) зменшується, у результаті чого остання переходить у розчин. Цей спосіб перекачування широко застосовується в трубопровідному транспорті як у країнах колишнього СРСР, так і в далекому зарубіжжі [66,67,68,69,70,71,72,73,74]. Дослідженням реологічних властивостей різних нафт і нафтопродуктів, що перекачуються в суміші з розріджувачами, та промисловим перекачуванням таких нафт присвячені роботи Л.С.Абрамзона, Р.А.Алієва, Е.М.Блейхера, В.Є.Губіна, Р.Г.Ісхакова, В.А.Куликова, Л.С.Маслова, Ю.А.Сковороднікова, Ю.В.Скрипнікова, В.М.Степанюгіна, П.І.Тугунова, В.О.Юфіна та ін. [4,5,59,60,62,63,85,86,87,88,89].

Покращання реологічних властивостей високов'язких нафт досягається також розрідженням їх малов'язкими розріджувачами (легкими дистилатами, дизельним паливом, конденсатом, малов'язкими нафтами тощо). В'язкість суміші знижується, а це визначає зменшення енерговитрат на перекачування. Цей спо-

сіб перекачування досить добре вивчений теоретично – одержані залежності, що дозволяють визначити в'язкість суміші залежно від в'язкості і співвідношення її компонентів. Слід зазначити, що запропоновані залежності містять емпіричні коефіцієнти і тому можуть бути застосовані лише стосовно високов'язких нафт російських і середньоазійських родовищ.

Механізм впливу розріджувача на реологічні властивості високопарафіністих нафт такий. По-перше, знижується концентрація парафіну в суміші, так як частина його розчиняється легкими фракціями розріджувача; по-друге, при використанні як розріджувача малов'язких нафт, в яких є асфальто-смолисті речовини, останні впливають на ріст кристалів парафіну, так як є депресаторами, що знижують в'язкість і температуру застигання [70].

У деяких випадках застосування розріджувача призводить до інтенсифікації відкладень парафіну на стінках трубопроводу. Із зменшенням в'язкості нафти за рахунок розріджувача молекули смол і парафінів легше проходять через тонкий прошарок на стінку труби, де кристалізуються, утворюючи відкладення, що веде до зменшення живого перерізу труби [6].

Створення сумішей малов'язких нафт з високов'язкими швидкозастигаючими нафтами дає можливість одержувати штучні сорти нафт із певними властивостями. Такі суміші будуть мати кращі реологічні та транспортабельні властивості порівняно з високов'язкими нафтами.

Додавання розріджувачів у високов'язкі швидкозастигаючі нафти призводить до помітного зменшення статичного і граничного динамічного напруження зсуву, пластичної в'язкості та температури застигання. При цьому суміш нафт при відносно невеликій частці розріджувача залишається зазвичай в'язкопластичною рідиною, рух якої описується реологічною моделлю Шведова-Бінгама. При значній частці розріджувача суміш може характеризуватися властивостями ньютонівської у діапазоні робочих температур.

Використання розріджувачів дозволяє зменшити енерговитрати на перекачування нафти, збільшити пропускну здатність трубопроводу, знизити собівартість перекачування, покращити умови роботи трубопроводу (наприклад, знизити

ти тиск, необхідний для перекачування заданої кількості нафти). Розрідження нафти дозволяє зупиняти перекачування на більш тривалий термін. Розрідження нафти доцільно поєднувати з підігрівом, що дозволяє досягти більш високих економічних показників роботи нафтопроводів [4,9,11,90].

Зміна в'язкості рідин при їх змішуванні досліджувалась багатьма авторами. При змішуванні ньютонівських рідин в'язкість суміші може бути визначена за формулою Кенделла і Монро [69]

$$\eta^{1/3} = x_1 \eta_1^{1/3} + x_2 \eta_2^{1/3}, \quad (1.23)$$

де η_1, η_2 - динамічний коефіцієнт в'язкості суміші, першого і другого компонентів відповідно;

x_1, x_2 - молярні концентрації компонентів суміші.

Якщо є емпіричні дані з в'язкості суміші хоча б при одному значенні концентрації, то хороші результати дає формула Тамури і Курати:

$$\lg \eta = x_1 \eta_1 \omega_1 + x_2 \eta_2 \omega_2 + 2\eta_{1,2} (x_1 x_2 \omega_1 \omega_2)^{1/2}, \quad (1.24)$$

де ω_1, ω_2 - об'ємні концентрації компонентів;

$\eta_{1,2}$, - константа, що визначається за дослідними даними.

Ахатов Ш.Н., Абрамзон Л.С., Ісхаков Р.Г., Тугунов П.І. одержали зручну і достатньо точну формулу, яку можна використовувати для розв'язування технологічних задач, пов'язаних із перекачуванням суміші нафт [91],

$$\eta = \eta_n \exp(ak + bk^2), \quad (1.25)$$

де η - в'язкість суміші за концентрації розріджувача k ;

a, b - емпіричні коефіцієнти, сталі величини для даної суміші.

Таким чином, для побудови повної кривої зміни в'язкості суміші від концентрації розріджувача за формулою (1.25), крім в'язкості нафти і розріджувача, треба знати в'язкість суміші лише при одному значенні концентрації. Порівняння формули (1.25) з дослідними даними показує, що для сумішей із невеликим відношенням η_n/η_p (порядку 6-8) похибка становить менше, ніж 5 %.

Слід зазначити, що формули (1.23)-(1.25) можна застосовувати тільки у тих випадках, коли транспортована нафта характеризується ньютонівськими властивостями.

Якщо суміш нафти з розріджувачами характеризується в'язкопластичними властивостями, то вплив розріджувача на її реологічні характеристики може бути виявлений лише за допомогою експериментальних досліджень. Дослідження необхідно проводити для конкретної нафти при додаванні певної кількості конкретного розріджувача. У результаті досліджень можна одержати статичне і граничне динамічне напруження зсуву, пластичну в'язкість та температуру застигання. Це дає змогу виявити транспортабельні властивості високов'язкої нафти і адекватно прогнозувати енерговитрати при її перекачуванні.

Такі дослідження стосовно високов'язкої долинської нафти з використанням як розріджувача малов'язкої російської нафти сорту Urals вперше проведені нами [92]. Одержані результати характеризуються у подальших розділах роботи.

1.4. Постановка задачі і мета дослідження

Виконаний аналіз літературних джерел показав безпосередній зв'язок між реологічними властивостями нафти, насамперед типом її реологічної моделі, і транспортабельними властивостями нафти, які в свою чергу визначають закономірності руху рідини у трубопроводі та енерговитратність процесу перекачування.

Показано, що зниження енерговитрат при трубопроводному транспорті нафти середньої і низької в'язкості може бути досягнуто шляхом безперервного додавання нафторозчинних полімерів одноразового дозування – так званих проти-

турбулентних присадок, введення яких у потік нафти призводить до зниження гідравлічного опору нафтопроводу. На сьогодні механізм зниження гідравлічного тертя при застосуванні протитурбулентних присадок вивчений ще недостатньо. Наявні роботи присвячені дослідженню впливу на гідродинамічні та енергетичні параметри транспортування нафти присадок, які сьогодні не застосовуються на нафтопроводах України. Вплив кожної присадки на реологічні властивості нафти індивідуальний, специфічний і не може бути розрахований за моделями, одержаними для інших типів присадок та інших сортів нафти. У першу чергу це стосується протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM американської компанії “Коноко”, яка сьогодні застосовується на магістральних нафтопроводах України.

Це визначає необхідність проведення експериментальних та теоретичних досліджень з метою виявлення впливу конкретної протитурбулентної присадки на реологічні характеристики російської нафти, що перекачується на експорт магістральними нафтопроводами України. У результаті досліджень необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними характеристиками транспортованої нафти, гідродинамічними та енергетичними параметрами її перекачування нафтопроводами.

Традиційно трубопровідний транспорт високов'язкої швидкозастигаючої нафти здійснюється шляхом неізотермічного перекачування із високовартісним нагріванням і лімітуючим часом зупинки. Висока в'язкість нафти спричинює ріст енергоспоживання як для живлення приводів насосів, так і на підігрів нафти. Зменшення собівартості транспортування таких нафт, тобто зниження енерговитрат на їх перекачування, можна досягти покращанням їх реологічних властивостей шляхом додавання розріджувачів або нафторозчинних полімерних депресаторів. Українська нафта Долинського родовища характеризується явно вираженими неньютонівськими властивостями, які проявляються при температурах, нижчих від 50 °С. Для її транспортування побудовано два нафтопроводи до нафтопереробних заводів: Долина-Дрогобич та Долина-Надвірна. Зниження енерговитрат на експлуатацію нафтопроводу Долина-Надвірна в силу специфічних

проектних рішень вимагає застосування депресаторних присадок або розбавлення високов'язкої долинської нафти малов'язкою російською нафтою.

Це робить необхідним проведення експериментальних та теоретичних досліджень з метою виявлення впливу конкретних депресаторів і розріджувачів, які застосовуються на магістральних нафтопроводах України, на реологічні властивості високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти. У результаті досліджень необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними характеристиками долинської нафти, гідродинамічними та енергетичними параметрами її перекачування нафтопроводами.

Метою дисертаційної роботи є розробки методів оцінювання впливу реологічних характеристик малов'язких і високов'язких нафт на їх транспортабельні властивості та енерговитратність трубопровідного транспорту.

Відповідно до мети були визначені наступні задачі досліджень:

- встановити експериментальним шляхом вплив додавання депресатора і розріджувача на закономірності зміни реологічних характеристик і транспортабельних властивостей високов'язкої долинської нафти у робочому діапазоні температур та одержати математичні моделі залежності реологічних параметрів нафти, що містить депресатор або розріджувач, від температури та концентрації;
- експериментально дослідити вплив протитурбулентної присадки на закономірності зміни реологічних властивостей малов'язкої російської нафти у робочому діапазоні температур з метою покращання її транспортабельних властивостей та одержати математичні моделі залежності реологічних параметрів нафти з протитурбулентною присадкою від температури та концентрації присадки;
- шляхом обробки даних промислових перекачувань виявити взаємозв'язок між концентрацією протитурбулентної присадки, режимом перекачування малов'язкої нафти і зменшенням енерговитратності її трубопровідного транспорту;

- шляхом проведення теоретичних досліджень виявити взаємозв'язок між реологічними властивостями високов'язкої нафти, транспортабельні властивості якої покращені розріджувачем або депресатором, і зменшенням енерговитратності перекачування її нафтопроводом;
- виконати апробацію розроблених методик шляхом виконання технологічних нафтопроводів України, що перекачують малов'язкі і високов'язкі нафти, і співставлення розрахованих параметрів з фактичними режимами їх роботи.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ РЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ
ОЦІНКИ ВПЛИВУ ПРОТИБУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК НА
ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ НЬЮТОНІВСЬКИХ РІДИН

Як зазначено вище, одним із ефективних шляхів покращання транспортабельних властивостей і зменшення енерговитратності перекачування нафтопроводами як ньютонівських, так і неньютонівських нафт є додавання до них певних речовин, які не погіршують показників її якості.

Для нафт, які характеризуються ньютонівськими властивостями, такими добавками можуть бути протитурбулентні присадки, які стабілізують турбулентний потік і тим самим зменшують втрати тиску при перекачуванні.

Для нафт, які характеризуються неньютонівськими властивостями, добавками можуть бути вуглеводневі розріджувачі або депресатори. Як перші, так і другі покращують реологічні властивості вихідної нафти, підвищують її транспортабельність і тим самим зменшують втрати тиску при перекачуванні нафтопроводом.

Вплив тієї чи іншої добавки на реологічні властивості певного сорту нафти індивідуальний, своєрідний і може бути виявлений лише за результатами експериментальних досліджень, що виконуються на відповідному лабораторному устаткуванні.

У світовій практиці відомо багато методів і приладів реологічних досліджень. Це зумовлено, з одного боку, величезною різноманітністю реальних рідин і дисперсних систем, а з іншого – різними практичними умовами їх течії. Залежно від одержуваних результатів всі методи реологічних досліджень можна розділити на інтегральні і диференціальні. Інтегральні методи дають можливість спостерігати за сумарним ефектом стану системи, а саме: об'ємом речовини, що протікає через капіляр за одиницю часу при певному тиску, обертовою частотою або кутовою швидкістю під дією того чи іншого обертового моменту, величиною сумарної деформації залежно від дотичного напруження, що прикладається

до системи тощо. Диференціальні методи дозволяють визначити деформацію в часі у кожній точці досліджуваної системи при її течії. До такого роду методів слід віднести дослідження розподілу швидкостей на поверхні дисперсних систем у циліндрі, що обертається, вивчення профілю швидкостей при русі середовища в трубах тощо [5,40,45,75].

Для речовин з аномальною в'язкістю і пластичністю доцільніше застосовувати інтегральні методи з однорідними полями напружень і деформацій, оскільки інтерпретація спостережень у такому випадку значно простіша [5,15].

За думкою багатьох спеціалістів, найбільш досконалими приладами для реологічних досліджень неньютонівських рідин є ротаційні віскозиметри [40,83,92,97,98].

Для ньютонівських рідин реологічні дослідження можна проводити як на ротаційних приладах, так і на значно простіших капілярних віскозиметрах.

Лабораторні дослідження впливу різного роду добавок на реологічні властивості як ньютонівських, так і неньютонівських нафт нами проводились на ротаційному віскозиметрі заводського виробництва в комплексі з термостатом та холодильною установкою власного виготовлення. Нижче наводиться характеристика лабораторної установки, методика проведення експериментів та аналіз отриманих результатів.

2.1. Загальна характеристика ротаційного віскозиметра РЕОТЕСТ-2

Прилад РЕОТЕСТ-2 – це структурний ротаційний віскозиметр, який підходить як для визначення динамічної в'язкості ньютонівських рідин, так і для проведення глибоких реологічних досліджень неньютонівських рідин. Приладом РЕОТЕСТ-2 можна визначити наступні аномалії текучості: структурну в'язкість, дилатацію, пластичність (границю текучості), тиксотропію тощо.

Прилад РЕОТЕСТ-2 відзначається принципом вимірювань, обґрунтованим з наукової точки зору, а також широкими діапазонами вимірювання дотичного напруження, градієнта напруження зсуву і в'язкості. Він є двосистемним при-

ладом, який має співвісні циліндрові вимірювальні пристрої, а також пристрій конус-плити.

Основні технічні дані приладу РЕОТЕСТ-2 наведені в табл.2.1. Кількість речовини, що завантажується в мірні бачки, наведена в табл.2.2.

Таблиця 2.1

Технічна характеристика приладу РЕОТЕСТ-2

Параметр	Значення
Циліндрові вимірювальні пристрої	
Діапазон в'язкостей	$1 \cdot 10^{-3} \div 1,8 \cdot 10^4$ Па·с
Діапазон дотичних напружень	$1,6 \div 3 \cdot 10^3$ Н/м ²
Діапазон градієнтів швидкості зсуву	$0,2 \div 1,3 \cdot 10^3$ с ⁻¹
Діапазон зміни числа обертів	$1/216 \div 4,05$ с ⁻¹
Максимальний обертовий момент для:	
діапазону τ I	$1 \cdot 10^{-3}$ кг·м
діапазону τ II	$1 \cdot 10^{-2}$ кг·м
Межа похибки	$\pm 3 \div 4$ % в залежності від застосовуваного вимірювального пристрою по відношенню до ньютонівських рідин
Область температур	$-60 \div +150$ °С, із застосуванням запобіжної камери до $+300$ °С
Необхідна кількість речовини	$10 \div 50$ см ³ в залежності від застосовуваного вимірювального пристрою
Матеріал мірних бачків і мірних циліндрів	хромонікелева сталь Х10 CrNi18.9 ТГЛ 7143

Кількість робочої речовини в мірних бачках

Циліндрові вимірювальні пристрої					
Система вимірювання	N	S1	S2	S3	H
Кількість наповнення (см ³)	10	25	30	50	17

2.1.1. Принцип вимірювання

Прилад РЕОТЕСТ-2 – це двосистемний прилад, в якому можуть досліджуватись реологічні властивості речовини або в циліндровому вимірювальному пристрої за Куеттом, або в пристрої конус-плита (рис.2.1 і рис. 2.2).

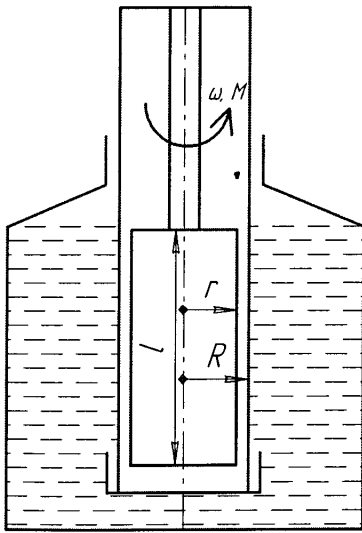


Рис.2.1. Система співвісних
циліндрів

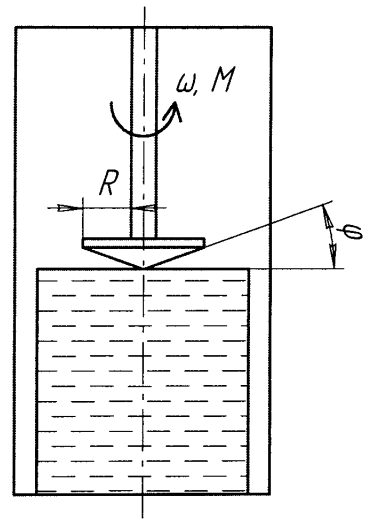


Рис.2.2. Система конус-
плита

У циліндровому вимірювальному пристрої робоча речовина знаходиться в кільцеподібному зазорі системи співвісних циліндрів. Зовнішній стаціонарний циліндр радіуса R , оформлений у вигляді мірного бачка, приймає робочу речовину і з метою регулювання температури охоплюється посудиною для регулювання температури. Вимірювальний вал з'єднує внутрішній циліндр радіуса r і довжини l , що обертається зі сталою кутовою швидкістю ω , з циліндричною

гвинтовою пружиною, відхилення якої є мірою обертового моменту M , який діє на внутрішньому циліндрі. Відхилення ланки пружини фіксується потенціометром опору, розміщеним у мостовій схемі, причому зміна діагонального струму містка пропорційна обертовому моменту M ланки пружини.

За допомогою приладу можна обчислити динамічне напруження τ і градієнт швидкості зсуву D для системи співвісних циліндрів. Обидві величини не є сталими в кільцеподібному зазорі. Тому оперують співвідношенням радіусів $\frac{r}{R}$ і відносять розраховані параметри τ і D до радіуса r внутрішнього циліндра.

Для ротаційного віскозиметра справедливі такі співвідношення:

для динамічного напруження

$$\tau_r = \frac{M}{2\pi \cdot l \cdot r^2}; \quad (2.1)$$

для градієнта швидкості зсуву

$$D_r = \frac{\omega \cdot R^2}{R^2 - r^2}; \quad (2.2)$$

для динамічної в'язкості

$$\eta = \frac{\tau_r}{D_r}. \quad (2.3)$$

Привод ротаційного віскозиметра РЕОТЕСТ-2 здійснюється дванадцятиступеневою передачею зі змінними швидкостями від синхронного двигуна з перемикальними полюсами. Тому є можливість вільного вибору 24 різних чисел обертів і, відповідно, градієнтів напруження зсуву.

2.1.2. Опис приладу РЕОТЕСТ-2

Ротаційний віскозиметр РЕОТЕСТ-2 складається з двох основних вузлів: віскозиметра 1 і вимірювального вузла 2. На рис.2.3 представлений прилад РЕОТЕСТ-2 разом із вимірювальним пристроєм із співвісних циліндрів.

Віскозиметр 1 (див.рис.2.3) складається з привідного механізму 3, механіз-

му вимірювального приладу 4 і, на вибір, з циліндрового вимірювального пристрою 5 або з пристрою конус-плита.

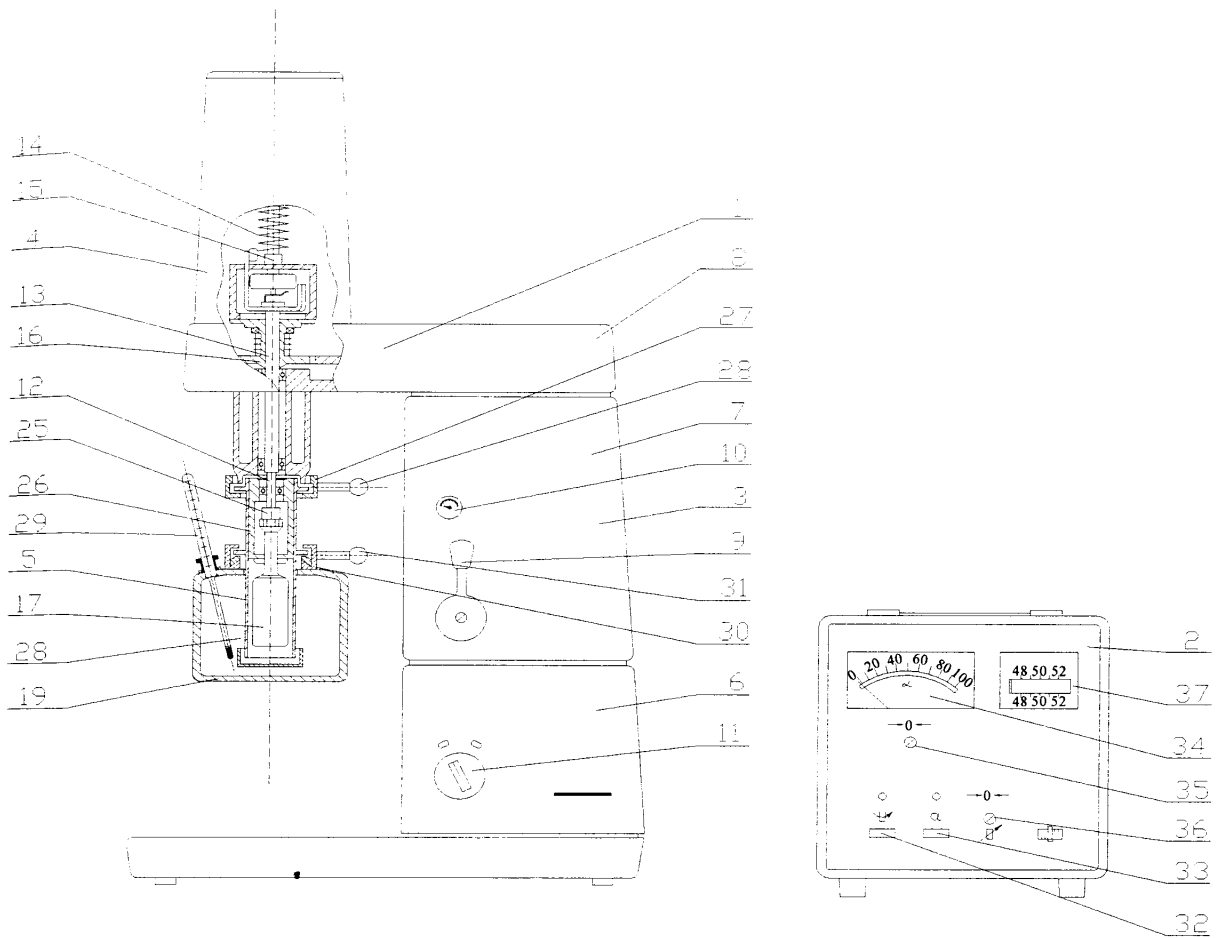


Рис.2.3. Прилад РЕОТЕСТ-2 з циліндровим вимірювальним пристроєм

1 – віскозиметр; 2 – вимірювальний вузол; 3 – приводний механізм; 4 – механізм вимірювального приладу; 5 – циліндровий вимірювальний пристрій; 6 – ніжка; 7 – коробка передач; 8 – міст передачі; 9 – важель керування; 10 – шкала; 11 – перемикач кількості обертів; 12 – вимірювальний вал; 13 – ведучий вал; 14 – дво-ступеневий динамометр; 15 – потенціометр; 16 – перемикач діапазонів; 17,20 – вимірювальний циліндр; 18 – мірний бачок; 19 – посудини для регулювання температури; 21,22 – запірна кришка; 23 – вставка; 24 - прокладка; 25 – з’єднувальна муфта; 26 – гільза; 27,30 – затискувальне кільце; 28,31 – затискач; 29 – термометр; 32,33 – вимикач; 34 – індикаторний прилад; 35,36 – зрівноважування нульової точки; 37 – показник частоти струму.

Приводний механізм 3 має в собі в ніжці 6 синхронний двигун з полюсами, що переключаються, 12-ступеневу коробку передач 7 і міст передач 8. Вибір кількості обертів за допомогою коробки передач здійснюється так. У вимірювального вала можна встановити всього 12 різних ступенів кількості обертів із фактором градації приблизно $\sqrt{3}$. Бажаний ступінь кількості обертів встановлюють поворотом важеля керування 9. Ступінь кількості обертів, що відповідає даному положенню важеля керування, показується на шкалі 10.

Циліндровий вимірювальний пристрій (див. рис.2.4) складається з вимірювального циліндра 1, мірного бачка 2 і посудини для регулювання температури. З приладом РЕОТЕСТ 2 можуть комбінувати п'ять циліндрових вимірювальних пристроїв різних геометричних розмірів, а саме вимірювальний пристрій N для низьких в'язкостей, вимірювальний пристрій S з вимірювальними циліндрами S1, S2, S3 для середніх в'язкостей та вимірювальний пристрій H для високих в'язкостей.

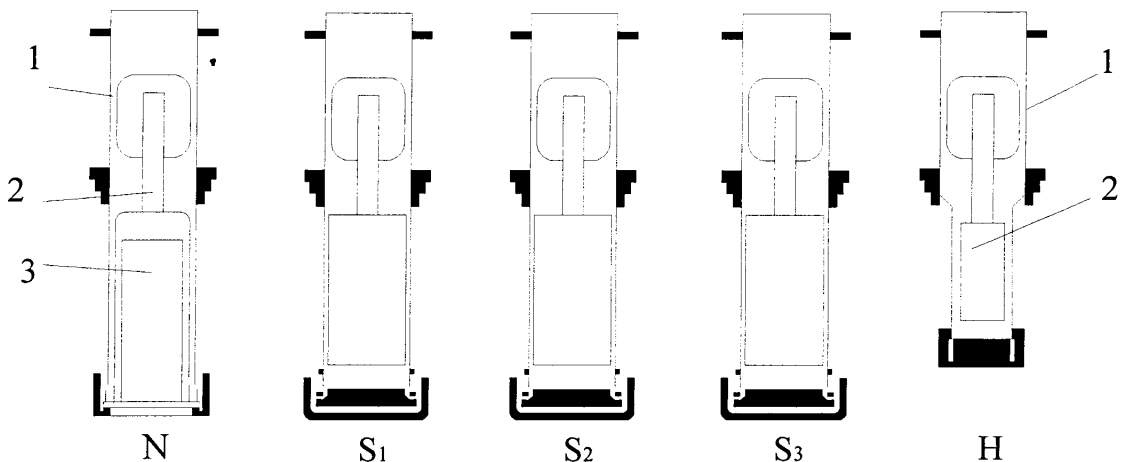


Рис.2.4. Циліндрові вимірювальні пристрої

Увімкнений стан вимірювального вузла (див. рис.2.3) сигналізується контрольними лампочками. Індикаторним приладом 34 вимірюють струм у діагональній ланці мостової схеми приладу РЕОТЕСТ-2. Приладовий потенціометр 15, що є частиною мостової схеми, фіксує відхилення динамометра 14. Покази шкали $d = (0 \dots 100)$ поділок шкали індикаторного приладу 34 пропорційні обер-

товому моменту динамометра 14 і тим самим пропорційні динамічному напруженню в кільцеподібному зазорі циліндрових вимірювальних пристроїв. Механічне зрівноважування нульової точки 35 проводиться при вимкненому приладі. Електричне зрівноважування нульової точки 36 проводять при увімкненому механізмі вимірювального приладу і увімкненому двигуні.

2.1.3. Характеристика термостата

З метою термостатування, тобто підтримання певної заданої сталої температури нафти у вимірювальному циліндрі застосовують термостат. Термостат складається з корпусу і кришки, на яких монтуються окремі вузли. Термостатна рідина заливається у внутрішній бачок. На кронштейні встановлений двигун змінного струму, вал якого гнучкою муфтою з'єднаний з віссю, яка обертає насос і змішувач. Термостатна рідина нагрівається двома електричними нагрівачами потужністю 700 і 1300 Вт. Нагрівач потужністю 700 Вт призначений для форсування розігріву. При досягненні необхідної температури нагрівач потужністю 700 Вт відключається і регулювання температури здійснюється нагрівачем потужністю 1300 Вт. Регулювання температури здійснюється контактним термометром із магнітним регулюванням. Для термостатування робочої речовини апарат приєднується за допомогою патрубків вводу і виводу до термостату. Термостатна рідина насосом перекачується в апарат. Вмикання електродвигуна і нагрівачів здійснюється вимикачами, змонтованими в блоці керування.

2.1.4. Характеристика холодильної установки

За низьких температур (від 0°C до мінус 5°C) неможливо добитися тривалого термостатування за допомогою вищеописаного термостата. З цією метою нами розроблена і виготовлена холодильна установка, яка складається з теплообмінника з компресором фреону, терморегулятора та холодильної колби. Холодильна колба містить у собі закручені спіраллю в кілька разів теплообмінні трубки.

При встановленні в робоче положення колба щільно охоплює весь циліндровий вимірювальний пристрій, включаючи і посудину, що омивається водою у випадку застосування термостата. Дія холодильної установки базується на тих самих процесах, що протікають у звичайному побутовому холодильнику. Фреон, що прокачується трубками установки, забирає частину тепла з холодильної колби, а відтак із циліндрового вимірювального пристрою. Зміна режиму роботи холодильної установки, тобто регулювання температури термостатування нафти, здійснюється терморегулятором, вбудованим у холодильну колбу. Крім того, з метою більш плавного і точного регулювання температури нафти у вимірювальних бачках можна одночасно застосовувати як термостат, так і холодильну установку, тим самим збільшивши межі регулювання температури робочої рідини від мінус 5 °С до плюс 99 °С.

Загальний вигляд лабораторної установки для дослідження реологічних властивостей нафт різних сортів наведений на рис.2.5.

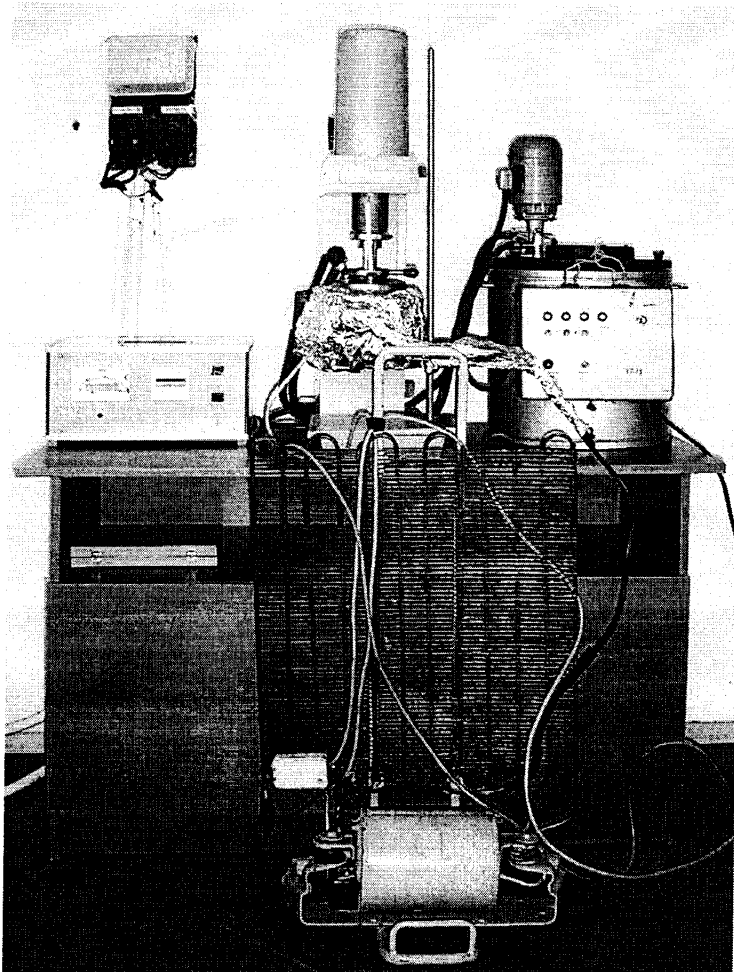


Рис.2.5. Загальний вигляд лабораторної установки

2.2. Методика визначення реологічних параметрів нафти із застосуванням приладу РЕОТЕСТ-2

На початку вимірювань проводиться контроль нульової точки. При цьому необхідно:

а) встановивши прилад РЕОТЕСТ-2, приєднати його до мережі.

б) приєднати до приладу РЕОТЕСТ-2 вимірювальний циліндр, вибраний у відповідності з табл. 2.1.

в) при вимкненому приладі проконтролювати нульову точку індикаторного приладу 34. При необхідності виконати механічне зрівноваження нульової точки 36.

Далі виконується наповнення мірних бачків. Перш ніж розпочинати наповнення мірного бачка 18, слід ретельно вичистити вимірювальну трубку 20 розчинником за допомогою очисних щіток і висушити її. Аналогічним чином діють із запірними кришками 21, 22 і відповідно з вставкою 23. Крім того, перед кожним наповненням необхідно знімати і вичищати прокладки.

Після очищення наливають у мірний бачок 18 певну кількість робочої речовини (згідно з табл.2.2). Виконують з'єднання циліндрового вимірювального пристрою з механізмом вимірювального приладу.

Після достатнього регулювання температури переходять до вимірювань. Спосіб вимірювання залежить від властивостей робочої речовини. Для ньютонівських рідин для визначення динамічної в'язкості, градієнта швидкості зсуву та динамічного напруження зсуву достатньо одноточкового вимірювання.

Для речовин, що відрізняються структурною в'язкістю, необхідно одержати криву текучості, яка визначає залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву. З цією метою необхідно розпочинати вимірювання з низьких величин градієнта швидкості зсуву. Підвищення градієнта швидкості зсуву здійснюють шляхом збільшення кількості обертів вимірювального циліндра, насамперед перемиканням передач на більш високі (послідовність положень

1а, 2а, ... 12а). Якщо необхідно збільшити кількість точок вимірювань, то це можна здійснити перемиканням кількості обертів двигуна.

2.3. Методика обробки результатів вимірювань

Між знятими вимірними величинами і реологічними параметрами існують співвідношення, які виражаються такими розрахунковими рівняннями.

Динамічне напруження τ_r і градієнт швидкості зсуву D_r віднесені до радіуса внутрішнього циліндра системи співвісних циліндрів.

Для діючого в робочій речовині динамічного напруження зсуву маємо

$$\tau_r = z \cdot a \cdot 0,1, \quad (2.4)$$

де τ_r - динамічне напруження зсуву, $\frac{H}{M^2}$;

z - константа циліндра, $\frac{H}{M^2} \cdot \frac{0,1}{\text{под.шкали}}$;

a - значення, зняте зі шкали індикатора приладу (поділка шкали).

За визначеними динамічним напруженням τ_r і градієнтом швидкості зсуву D_r знаходиться динамічна в'язкість рідини

$$\eta = \frac{\tau_r}{D_r} \cdot 0,1, \quad (2.5)$$

де η - динамічна в'язкість рідини, Па·с;

D_r - градієнт швидкості зсуву, s^{-1} .

Падіння швидкості зсуву в кільцеподібному зазорі відображається в значенні градієнта швидкості зсуву D_r , який часто називають швидкістю деформації. Цей градієнт залежить від розмірів системи циліндрів і пропорційний кіль-

кості обертів обертового циліндра, він вибирається згідно з додатком, наведеним у паспорті приладу.

2.4. Дослідження впливу протитурбулентних присадок на реологічні властивості малов'язких нафт

2.4.1. Механізм дії протитурбулентних присадок

Процес перекачування нафти магістральним нафтопроводом вимагає значних енерговитрат, пов'язаних у першу чергу з живленням електроприводів магістральних насосів. Уведення в потік протитурбулентної присадки дає змогу зменшити втрати тиску від тертя в нафтопроводі. Це дає змогу оптимізувати режими роботи трубопроводу за кількома напрямками, такими як зменшення режимного тиску нафтопроводу при незмінній витраті нафти, зниження енерговитрат і вартості перекачування шляхом відключення насосних станцій або окремих насосних агрегатів на НПС. При цьому присадка не впливає на переробні процеси та якість продуктів переробки нафти.

Механізм дії протитурбулентної присадки такий. У турбулентному режимі по перерізу труби є три різні зони течії з точки зору характеру руху [22,39]. Біля стінки труби є зона ламінарного прошарку. Тут рідина рухається трубопроводом у типово ламінарному режимі. У цій зоні потоки не змішуються. В самій середині труби є ядро турбулентної течії потоку – область, в якій рухається більша частина рідини в трубі. Це зона завихрених потоків і хаотичного руху турбулентної течії. Ядро турбулентності міститься в тій частині течії, де зміни швидкості є хаотичними і залежать від відстані.

Між ламінарним прошарком і турбулентним ядром є буферна зона. Тут зміна швидкості є нестационарним процесом. Ця зона є важливою з точки зору формування турбулентності.

Частина ламінарного прошарку інколи може потрапляти до буферної зони. У той момент, коли прошарок увійде в буферну зону, розпочнуться завихрення і

коливання, рух прискориться до тих пір, поки прошарок не досягне ядра турбулентності. У кінці кінців прошарок стане нестійким і зруйнується, оскільки він буде кинутий у центр потоку. Таке введення рідини в центр потоку називається “турбулентним вибухом” і створює турбулентність у центрі потоку. Енергія, яка при цьому втрачається за різними напрямками, є причиною втрат тиску та тертя. Зменшення тертя досягається шляхом взаємодії молекул полімеру присадки з турбулентністю потоку рідини. Полімер, взаємодіючи з явищами “турбулентного вибуху”, перешкоджає формуванню “турбулентного вибуху”, знижує ступінь турбулентності і, як наслідок, зменшує гідравлічне тертя і втрати тиску.

Полімери присадки розтягуються в потоці у вигляді так званих “довгих молекул”, що поглинають енергію в прошарку і, як наслідок, запобігають “турбулентним вибухам”. Робота присадки є найбільш ефективною в буферній зоні.

Високомолекулярні сополімери, що входять до складу протитурбулентних присадок, є чутливими до розриву, тому зменшення тертя може бути досягнуто в тому випадку, коли присадка оминає ділянки з високим ступенем руйнування “довгих молекул” – повороти, частково відкриті засувки і, особливо, насоси. Тому одне із найголовніших правил застосування присадки – завжди вводити її після нагнітальної лінії насосів або після насосних станцій [18,20,21,22,28,32]. Якщо необхідно зменшити тертя на всій трубопровідній системі з N насосними станціями, то присадку необхідно вводити в N точках, тобто після кожної насосної станції, якщо тільки потік не пропускається повз неї.

В Україні протитурбулентні присадки періодично застосовуються на нафтопроводах філії “Придніпровські магістральні нафтопроводи” ВАТ “Укртранс-нафта”. Основним призначенням магістрального нафтопроводу Снігурівка-Одеса є транспортування російської нафти на морський термінал в м. Одесі для подальшого завантаження в танкери. До 2002 року (року введення в експлуатацію проміжної НПС Миколаївська) особливістю цього нафтопроводу була надто велика протяжність перегону Снігурівка- Одеса (231 км), що обмежувало пропускну здатність системи. З метою збільшення продуктивності нафтопроводу і тим самим зниження питомих енерговитрат при перекачуванні американською ком-

панією “Коноко” було запропоновано введення в потік нафти протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM. Використання цієї присадки дало змогу зменшити втрати напору на тертя і, як наслідок, збільшити пропускну здатність системи. Починаючи з 2003 року, протитурбулентна присадка “Liquid Power”TM періодично застосовувалась для зниження енерговитратності перекачування російської нафти по магістральному нафтопроводу Кременчук-Снігурівка.

2.5. Аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних характеристик малов'язкої російської нафти з протитурбулентною присадкою “Liquid Power”TM

До цих пір домінувала думка, що протитурбулентні присадки не впливають на кінематичну в'язкість нафти, яка традиційно може бути визначена експериментальним шляхом за допомогою капілярних віскозиметрів. Однак, у літературі не вказується, чи доведено це експериментальним шляхом при дослідженнях реологічних властивостей нафти з додаванням протитурбулентної присадки. Окрім того, в літературі відсутня інформація про експериментальні дослідження впливу протитурбулентних присадок на реологічні властивості нафт за допомогою ротаційних віскозиметрів. Як зазначено вище, лише за наявності кривих течії транспортованої рідини можна визначити тип реологічної моделі, адекватно оцінити транспортбельні властивості рідини і достовірно прогнозувати енерговитратність її перекачування нафтопроводом.

За допомогою ротаційного віскозиметра РЕОТЕСТ-2 нами вперше виконані експериментальні дослідження впливу протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM фірми “Коноко” на реологічні властивості російської нафти сорту Urals, яка сьогодні перекачується на експорт в Європу магістральними нафтопроводами України. Досліди проводились як для чистої нафти, так і для нафти з концентрацією протитурбулентної присадки $10 \cdot 10^{-6}$, $20 \cdot 10^{-6}$ і $30 \cdot 10^{-6}$ в діапазоні температур від 5 до 30°C, що охоплює зону робочих температур нафти в магістральних нафтопроводах. Основним діючим компонентом присадки “Liquid

Power”™ є пропіленгліколь. Для повного аналізу реологічних властивостей нафти досліди проводились на всьому діапазоні обертів циліндра віскозиметра (від $5/9 \text{ хв}^{-1}$ до 243 хв^{-1}). Для кожної температури виконувалося термостатування робочої рідини протягом однієї години. Покази знімалися в двох напрямках обертання циліндра – при прямому ході, що відповідає незруйнованій структурі нафти, і зворотному ході, що відповідає зруйнованій структурі нафти.

За результатами експериментів (додаток А) побудовані графіки залежності динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву - криві течії російської нафти сорту Urals при додаванні присадки “Liquid Power”™. Приклад кривих течії для температури 10°C і різних концентрацій присадки наведений на рис.2.6 і 2.7.

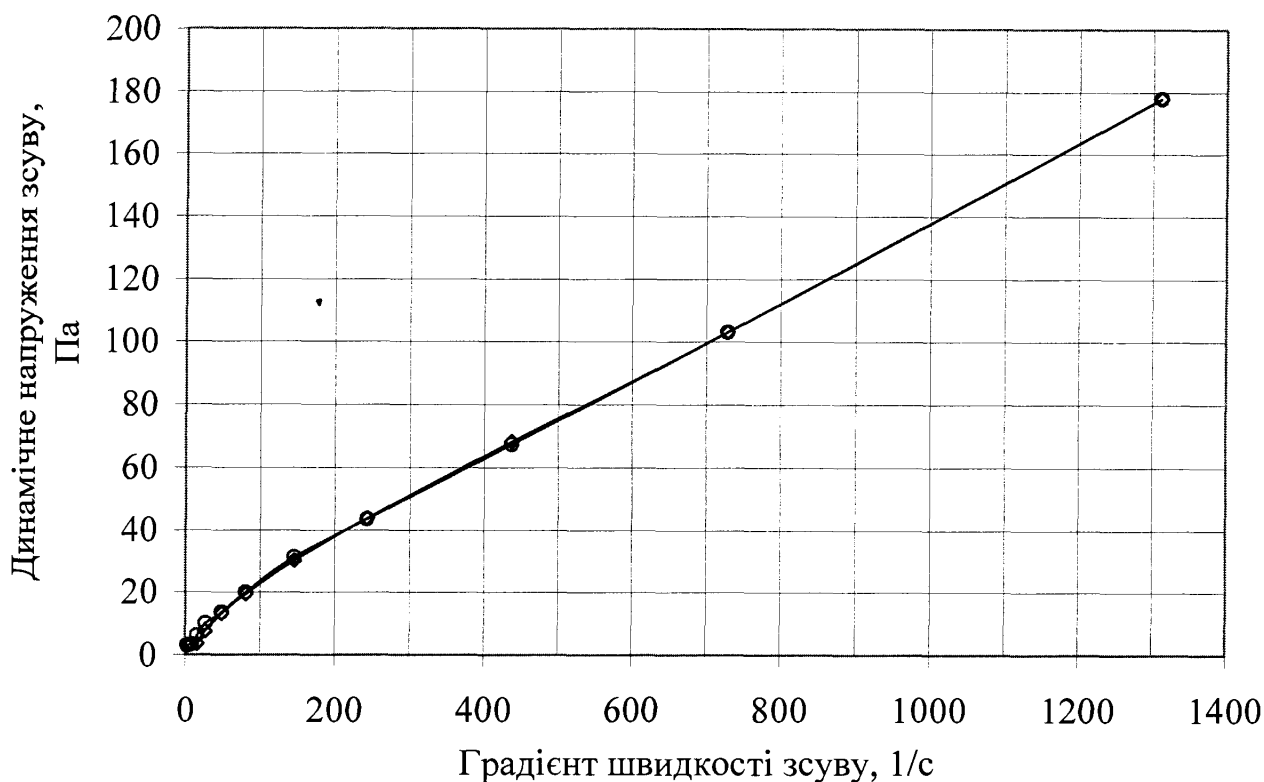


Рис.2.6. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для російської нафти з додаванням об'ємної частки $10 \cdot 10^{-6}$ протитурбулентної присадки за температури 10°C

—○— прямиий хід

—◇— зворотній хід

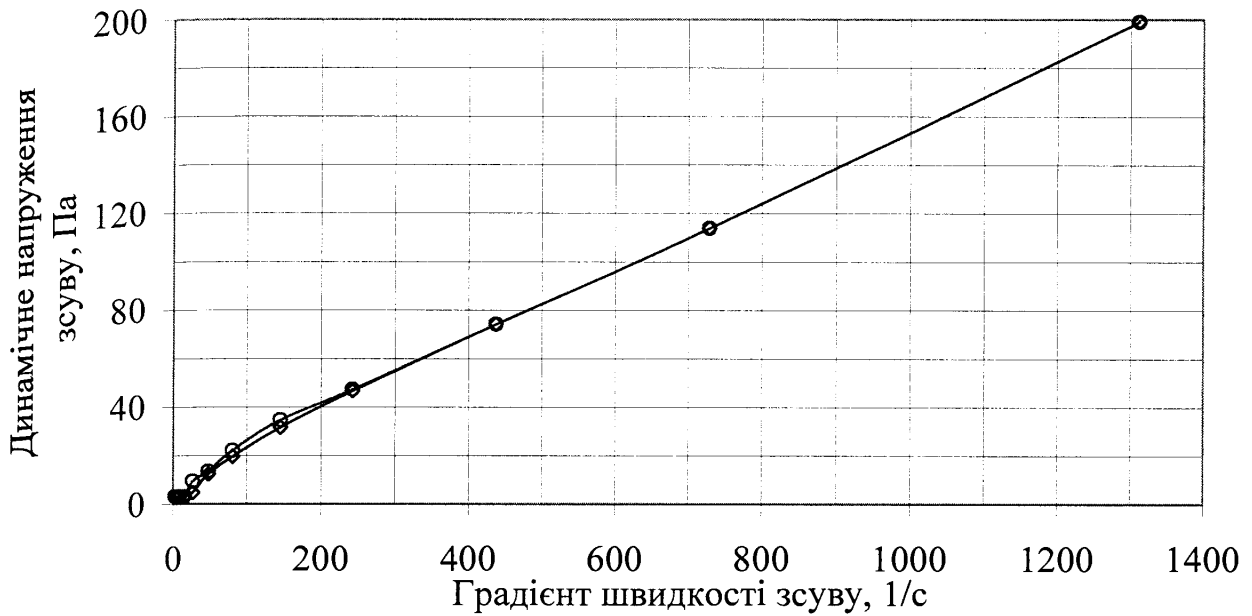


Рис.2.7. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для російської нафти з додаванням об'ємної частки $20 \cdot 10^{-6}$ протитурбулентної присадки за температури $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$

—○— прямий хід

—◇— зворотній хід

Аналіз кривих течії свідчить, що російська нафта з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM у діапазоні робочих концентрацій характеризується властивостями ньютонівської рідини. Криві течії рідини незалежно від концентрації присадки розпочинаються практично з початку координат, що свідчить про відсутність неньютонівських властивостей. Графіки залежності динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву рідини, одержані для прямого і зворотного ходів віскозиметра, практично збігаються, що свідчить про відсутність тиксотропних властивостей.

Виявлено, що за фіксованої температури криві течії нафти сорту Urals при різних концентрації присадки мають різний кут нахилу, що свідчить про вплив підмішування присадки на динамічну в'язкість суміші.

Результати експериментальних досліджень впливу підмішування присадки “Liquid Power”TM на динамічну в'язкість російської нафти сорту Urals наведені у таблиці 2.3. За отриманими результатами побудована в'язкісно-температурна залежність для російської нафти сорту Urals без присадки і тієї ж нафти з додаван-

ням різної кількості протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM (див. рис. 2.8).

Таблиця 2.3

Дослідні значення коефіцієнта динамічної в'язкості російської нафти з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM

Температура нафти, °С	Стан кристалічної решітки нафти	Динамічна в'язкість нафти без присадки ($\eta \cdot 10^3$), Па·с	Динамічна в'язкість ($\eta \cdot 10^3$) Па·с нафти при об'ємній концентрації присадки, С 10 ⁶		
			10	20	30
5	Незруйнована структура	35,38	37,73	41,43	45,73
	Зруйнована структура	34,85	37,27	41,36	43,73
10	Незруйнована структура	32,1	32,62	34,18	37,82
	Зруйнована структура	31,89	31,88	34,03	35,38
15	Незруйнована структура	27,49	28,02	30,76	32,66
	Зруйнована структура	27,49	28,02	30,76	32,66
20	Незруйнована структура	26,73	26,77	27,83	29,72
	Зруйнована структура	26,73	26,77	27,83	29,72
25	Незруйнована структура	25,22	25,76	26,31	27,42
	Зруйнована структура	25,22	25,76	26,31	27,42
30	Незруйнована структура	23,43	24,08	24,39	25,92
	Зруйнована структура	23,43	24,08	24,39	25,92

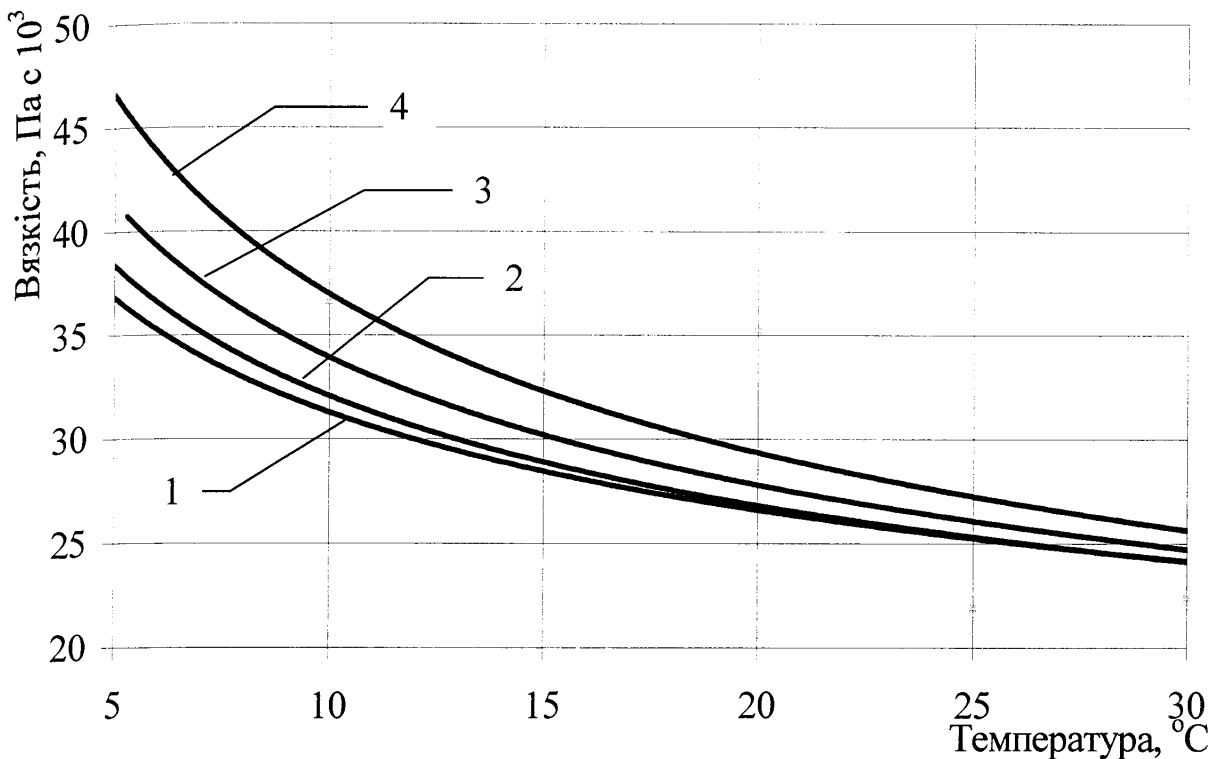


Рис.2.8. Залежність динамічної в'язкості нафти Urals від температури і концентрації присадки

1 - нафта без присадки; 2 - концентрація присадки $10 \cdot 10^{-6}$; 3 - концентрація присадки $20 \cdot 10^{-6}$; 4 - концентрація присадки $30 \cdot 10^{-6}$;

У лабораторії ІФНТУНГ нами проведені дослідження впливу протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM на густину російської нафти сорту Urals. Досліди засвідчили, що додавання протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM при концентраціях від $10 \cdot 10^{-6}$ до $30 \cdot 10^{-6}$ практично не впливає на густину нафти. Це дало змогу зробити висновок, що у разі введення у російську нафту сорту Urals протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM при виконанні гідравлічних розрахунків нафтопроводів необхідним є коригування значення динамічної в'язкості і непотрібним є внесення поправок у густину нафти. Так як кінематична в'язкість нафти залежить від динамічної в'язкості та густини, то звідси впливає, що у разі введення у російську нафту сорту Urals протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM необхідним є коригування значення кінематичної в'язкості транспортованої нафти.

Динаміка збільшення динамічної в'язкості російської нафти сорту Urals залежно від зміни концентрації протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM представлена в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Вплив протитурбулентної присадки на коефіцієнт динамічної в'язкості нафти сорту Urals

Температура нафти, °С	Концентрація присадки, С·10 ⁶	Відносне збільшення динамічної в'язкості порівняно з нафтою без присадки, %
10	10	1,6
	20	7,9
	30	17,4
20	10	0,4
	20	4,5
	30	11,3
30	10	0
	20	2
	30	5,3

Для проведення технологічних розрахунків нафтопроводів, що перекачують нафту з додаванням протитурбулентних присадок, вводимо коригувальний коефіцієнт збільшення кінематичної в'язкості нафти. Тоді кінематична в'язкість нафти при застосуванні присадки буде визначатися як добуток кінематичної в'язкості вихідної нафти ν_o і коефіцієнта збільшення кінематичної в'язкості k_ν , який є функцією температури і концентрації присадки,

$$\nu = k_\nu \cdot \nu_o. \quad (2.6)$$

Шляхом обробки експериментальних даних нами одержана така залежність коефіцієнта збільшення кінематичної в'язкості нафти сорту Urals від концентрації протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM і температури нафти:

$$k_v = \frac{(e^k)^{0,0607} + 39,7}{t \cdot 0,0328 + 40,7}, \quad (2.7)$$

де k - об'ємна концентрація протитурбулентної присадки, мільйонних частинок;
 t - температура нафти, °C.

Розрахунки показали, що максимальне відхилення розрахованих за формулою значень кінематичної в'язкості нафти сорту Urals від дослідних даних не перевищує $\pm 5\%$.

Залежність коефіцієнта збільшення кінематичної в'язкості російської нафти від температури при різних значеннях концентрації протитурбулентної присадки "Liquid Power"TM ілюструє графік на рисунку 2.9.

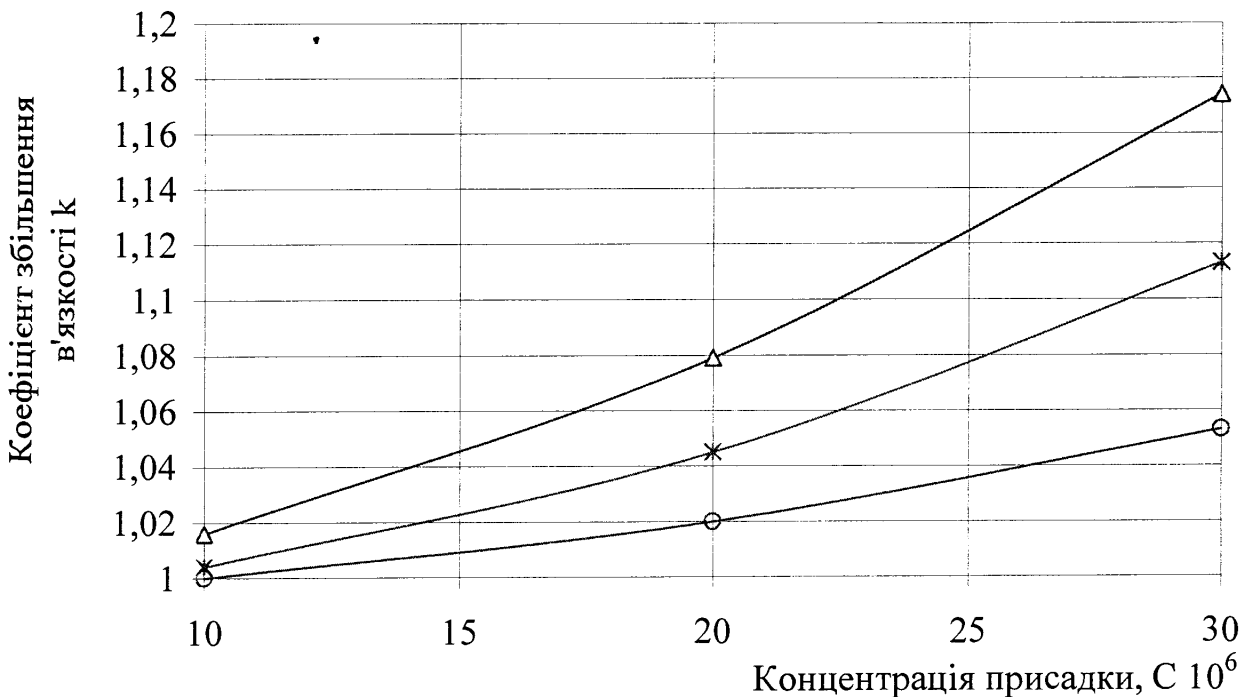


Рис.2.9. Залежність коефіцієнта збільшення в'язкості нафти від концентрації присадки і температури нафти

—△— $t=10^{\circ}\text{C}$ (досл) —*— $t=20^{\circ}\text{C}$ (досл) —○— $t=30^{\circ}\text{C}$ (досл)

2.6. Висновки до розділу 2

Аналіз результатів експериментальних досліджень впливу протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM на реологічні властивості російської нафти сорту Urals дав змогу зробити такі висновки:

- 1) російська нафти сорту Urals без присадки і з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM в об’ємних концентраціях до $30 \cdot 10^{-6}$ включно в діапазоні робочих температур від 0 до 30 °С характеризується реологічними властивостями ньютонівської рідини.
- 2) наявність протитурбулентної присадки помітно збільшує динамічну в’язкість нафти; із зростанням температури вплив присадки на динамічну в’язкість нафти послаблюється; збільшення концентрації протитурбулентної присадки призводить до зростання динамічної в’язкості нафти.
- 3) наявність протитурбулентної присадки практично не впливає на густину нафти.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕПРЕСАТОРІВ НА РЕОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Як зазначено вище, при перекачуванні високов'язких і швидкозастигаючих парафіністих нафт, які характеризуються неньютонівськими властивостями, ефективними методами покращання транспортабельних властивостей і зменшення енерговитрат є використання депресаторів і вуглеводневих розріджувачів.

Типовим прикладом високов'язких і швидкозастигаючих рідин є нафта Долинського родовища, яку надалі будемо називати долинською нафтою. Для транспортування долинської нафти по нафтопроводу Долина-Дрогобич використовується технологія неізотермічного перекачування з попереднім підігрівом нафти на НПС Долина до температури 56-70 °С. У 2005 році введений в експлуатацію новий нафтопровід Долина-Надвірна, по якому долинська нафта повинна перекачуватись на НПЗ в м.Надвірна. Так як на зазначеному нафтопроводі не передбачена теплова ізоляція навіть на протяжних надземних переходах, де відбувається додаткове охолодження нафти, то тут не може бути реалізована класична технологія неізотермічного перекачування долинської нафти.

Тому виникла практична необхідність розглянути інші можливі технології транспортування високов'язкої і швидкозастигаючої долинської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна. До найбільш реальних на сьогодні технологій слід віднести обробку долинської нафти вітчизняними депресаторами і змішування у відповідних пропорціях долинської нафти з малов'язкою російською нафтою, що перекачується на експорт системою магістральних нафтопроводів "Дружба".

Необхідною умовою розробки зазначених технологій є попереднє визначення реологічних властивостей долинської нафти у робочому діапазоні температур з врахуванням впливу наявних на сьогодні депресаторів і розріджувачів. Вирішенню цього важливого для теорії та практики трубопровідного транспорту

нафти завдання присвячені подальші розділи дисертації.

3.1. Механізм дії депресаторів на реологічні властивості високов'язких і швидкозастигаючих нафт

Стосовно механізму дії депресаторів на реологічні властивості високов'язких і швидкозастигаючих нафт в літературі немає єдиної думки, хоча більшість дослідників відзначають двоякий характер їх дії: по-перше, частинки присадки утворюють з парафіном змішані кристали, що веде до принципової зміни їх будови і запобігає утворенню суцільної структури; по-друге, частинки присадки відіграють роль центрів, навколо яких кристалізується парафін, утворюючи незв'язані між собою агрегати.

На думку П.А. Ребіндера [89], дія пептизуючих і стабілізуючих поверхнево-активних добавок, що адсорбуються на кристалах парафіну на зародковій стадії їх утворення і зростання в кристалічну структуру, зводиться до блокування кристалічних зародків, до сповільнення їх росту і припинення зростання, тобто підтримання парафінів у розчині, до запобігання утворенню відкладень навіть за порівняно низьких температур. За відсутності видимих відкладень на початковій стадії їх виникнення введення депресорних присадок викликає різке зниження структурної в'язкості нафти, яка особливо висока за низьких температур. Такі поверхнево-активні речовини знижують температуру застигання мастил та інших нафтопродуктів. Адсорбційний механізм їх дії вивчений дослідниками К.С.Рамайя, Т.П.Жузе, П.І.Саніним.

М.І. Чорножуков вважає, що механізм дії присадок залежить від їх природи: вони діють або поверхнево, або об'ємно. Поверхнева дія їх обумовлена тим, що частинки присадок унаслідок адсорбційних сил є центрами, навколо яких утворюються скупчення кристалів у вигляді друз, а об'ємна дія – тим, що частинки присадки утворюють з парафіном змішані кристали, і в цьому випадку не утворюється кристалічна ґратка [89].

Депресатори не є розчинниками кристалічного парафіну і не зменшують

його кількості в нафті. Вони лише змінюють розміри, форму та будову частинок дисперсної фази. Ефективність дії полімерних депресаторів залежить від співвідношення в нафті природних поверхнево-активних речовин (смоли і асфальтени) і парафінових вуглеводнів, типу і концентрації присадки, а також від температури нафти при введенні депресатора.

Покращання текучості високопарафіністих нафт уведенням в них депресорної присадки пояснюється тим, що додавання до нафти присадки призводить до формування кристалів парафіну з підвищеним ступенем дисперсності. Утворення незв'язаних один з одним кристалів парафіну змінює структурно-механічні властивості високопарафіністих нафт. Ефективність дії присадок залежить від того, в якій кількості вони вводяться в трубопровід, від вмісту в транспортованій нафті парафінів і асфальто-смолистих речовин.

При температурі, нижчій від температури застигання нафти, депресатор знижує міцність структури парафіну і підвищує її пластичність. При цьому характер руйнування залишається пружнопластичним, тобто таким, як у вихідної нафти. Для визначення причин покращання текучості високопарафіністої нафти після введення депресатора був вивчений механізм взаємодії молекул присадки з парафіном і виникнення енергетичного бар'єру в кристалів парафіну, що перешкоджає об'єднанню їх у гель. Механізм дії депресатора пов'язаний як з адсорбційним блокуванням зародків кристалів при утворенні асоційованих комплексів молекул присадки і парафіну, так і зі створенням змішаних кристалів в результаті скристалізування із середньоплавким парафіном. У результаті дії присадки частина парафіну нормальної будови не приймає участі в структуроутворенні через те, що молекулярні комплекси в розчині і змішані кристали створюють перешкоду для формування контакту між частинками. Тому у високопарафіністих нафтах з присадкою утворюється система твердих вуглеводнів із більшим ступенем дисперсності, ніж початковий. За даними роботи [100] механізм дії присадки такий: вона, будучи зародкоутворювачем у процесі кристалізації парафіну, проявляє диспергуючу дію на парафінові вуглеводні нормальної будови на відміну від смол, в основі дії яких лежить адсорбція на гранях кристалу парафіну.

При формуванні парафінових структур у нафті при зниженні температури велике значення мають природні ПАР – смоли та асфальтени. Адсорбція асфальто-смолистих речовин на поверхні кристалів призводить до виникнення дендритних структур великого об'єму, вільні порожнини яких заповнені рідкою фазою нафти. Наявні дослідження взаємодії депресорних присадок з природними ПАР показують, що вони знижують їх ефективність і на відміну від молекул присадки, що кристалізуються з парафіном, блокують кристали в процесі їх росту.

Високопарафіністі нафти з депресорними присадками є в'язкопластичними рідинами. В'язкопластична течія у високопарафіністих нафт з присадками починається при значно менших напруженнях зсуву, ніж у вихідних нафт. Зменшується і величина граничного динамічного напруження зсуву. Підвищення температури при сталій концентрації депресатора веде до різкого зниження динамічного напруження зсуву [12]. Депресорна активність присадки збільшується із зменшенням вмісту парафіну в нафті.

Моделювання режимів течії по трубопроводах нафти з додаванням депресаторів вимагає знання залежності реологічних характеристик нафти від температури і концентрації добавки.

3.2. Аналіз результатів експериментальних досліджень впливу депресаторів на реологічні характеристики і транспортабельні властивості долинської нафти

Експериментальні дослідження впливу депресатора на реологічні властивості долинської нафти нами проводились на ротаційному віскозиметрі РЕОТЕСТ-2, принцип роботи якого і конструктивні особливості детально описані у розділі 2. Там же наведені методика проведення дослідів і методи математичної обробки експериментальних даних. Як депресатор використовувався депресатор РЕ-НА-2210 вітчизняного виробництва.

З метою визначення ефективності дії депресатора спочатку експериментально досліджувались реологічні властивості високов'язкої долинської нафти. У процесі дослідів температуру долинської нафти зменшували від 40 до 0°С, при

цьому для визначення реологічних властивостей при кожному значенні температури використовувалась нова порція нафти даної проби. Далі протягом вересня – грудня 2005 р. були проведені 6 серій експериментів, при яких досліджувались реологічні параметри долинської нафти з додаванням 0,05; 0,075; 0,1 та 0,15 % (масових) депресатора. При цьому спочатку були проведені дослідження для готових сумішей долинської нафти з депресатором, які були приготовлені у виробничих умовах. Подальші дослідження реологічних параметрів проводились для сумішей, які готувались у лабораторії ІФНТУНГ.

Умови проведення зазначених дослідів наближені до умов роботи нафтопроводу. Експерименти виконувались з метою встановлення транспортбельних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора при перекачуванні її по нафтопроводу Долина-Надвірна.

Кожна серія експериментів проводилась так. Діапазон робочих температур становив від 0 до 40 °С через кожні 5 °С. Для кожного значення температури визначалося динамічне напруження зсуву в діапазоні градієнтів швидкості зсуву від 0 до 1312 с⁻¹. Дослідження проводились при прямому ході віскозиметра (при збільшенні градієнта швидкості зсуву), що відповідає незруйнованій структурі нафти, і при зворотному ході віскозиметра (при зменшенні градієнта швидкості зсуву), що відповідає зруйнованій структурі нафти (додаток Б).

Змішування долинської нафти і депресатора виконувалось у лабораторних умовах так. Кількість долинської нафти, необхідна для одержання 1 кг суміші, підігрівалась до температури 50 °С і протягом години термостатувалася у статичних умовах. Депресатор також підігрівався до температури 50 °С. Відтак необхідна доза депресатора додавалась до нафти і суміш ретельно перемішувалась міксером протягом 30 хв. Суміш зберігалася за кімнатної температури 20-19 °С. Проби суміші надалі використовувались для проведення реологічних досліджень на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2. Для кожного значення температури бралась окрема проба суміші. Вимірювання реологічних властивостей суміші розпочиналося за дві-три години після завершення процесу її утворення.

Приклад математичної обробки результатів одного з експериментів наведе-

ний у табл. 3.1. За даними експериментів побудовані криві текучості при кожному значенні температури для долинської нафти без депресатора і для чотирьох значень концентрацій депресатора у долинській нафті.

Таблиця 3.1

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,15 % за масою) при температурі 40 °С (досліди 23-25 листопада 2005 р.)

Градi- ент швид- кості, 1/с	Стала ци- лінд- ра	Прямий хід			Зворотний хід		
		По- каз- ник при- ладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластич- на в'яз- кість, Па·с	По- каз- ник прила- ду	Динамічне напружен- ня зсуву, Па	Пласти- чна в'яз- кість, Па·с
3	3,16	2	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	3,0	0,9480	0,1756	3,0	0,9480	0,1756
9	3,16	3,0	0,9480	0,1053	3,0	0,9480	0,1053
16,2	3,16	3	0,9480	0,0585	3	0,9480	0,0585
27	3,16	3,3	1,0428	0,0386	3,3	1,0428	0,0386
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4,0	1,2640	0,0156	4,0	1,2640	0,0156
145,8	3,16	5	1,5800	0,0108	5	1,5800	0,0108
243	3,16	6,7	2,1172	0,0087	6,7	2,1172	0,0087
437,4	3,16	10	3,1600	0,0072	10	3,1600	0,0072
729	3,16	14,5	4,5820	0,0063	14,5	4,5820	0,0063
1312	3,16	24	7,5840	0,0058	24	7,5840	0,0058

Рис.3.1. ілюструє графічні залежності динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву для долинської нафти з додаванням 0,05 % депресатора за температури 0°С, що одержані при прямому і зворотному ходах віскозиметра. На рис.3.2. наведені результати математичного моделювання зазначених кривих течії. Результати математичного моделювання кривої течії долинської нафти з додаванням 0,05 % депресатора за температури 20°С зображені на рис.3.3. На рис.3.4. і 3.5. виконано порівняння залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для долинської нафти без депресатора та з додаванням 0,05 % депресатора.

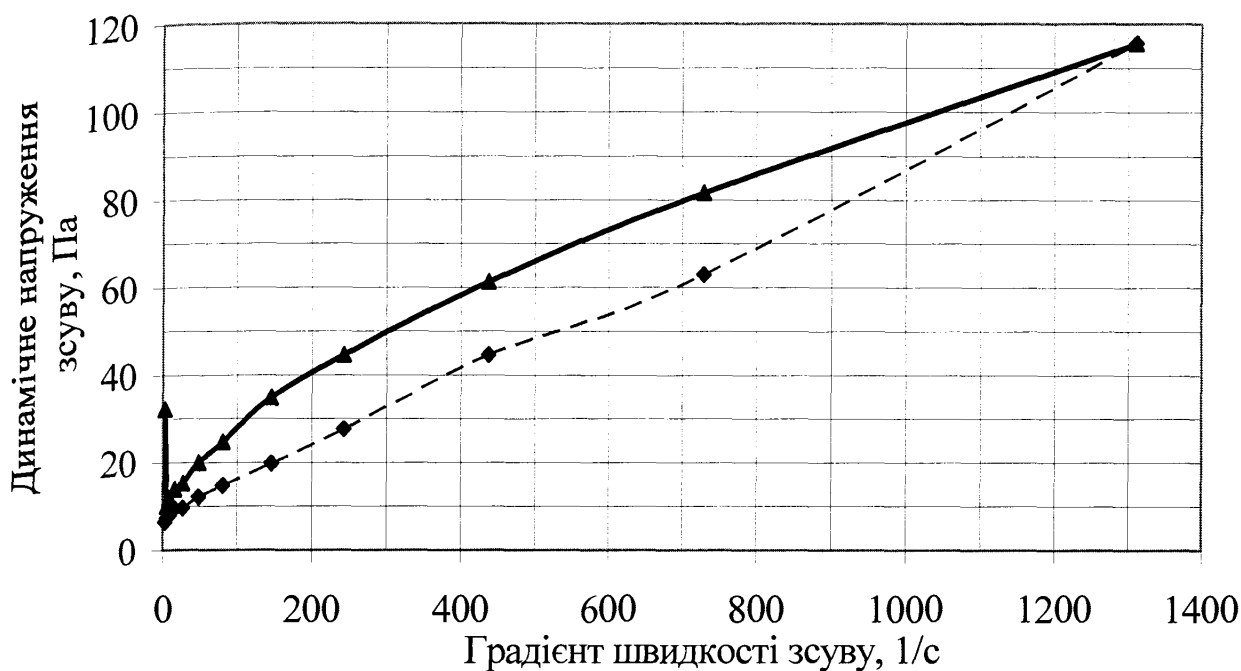


Рис.3.1. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долинської нафти з додаванням 0,05 % депресатора за температури 0 °С

—▲— прямий хід -◆- зворотний хід

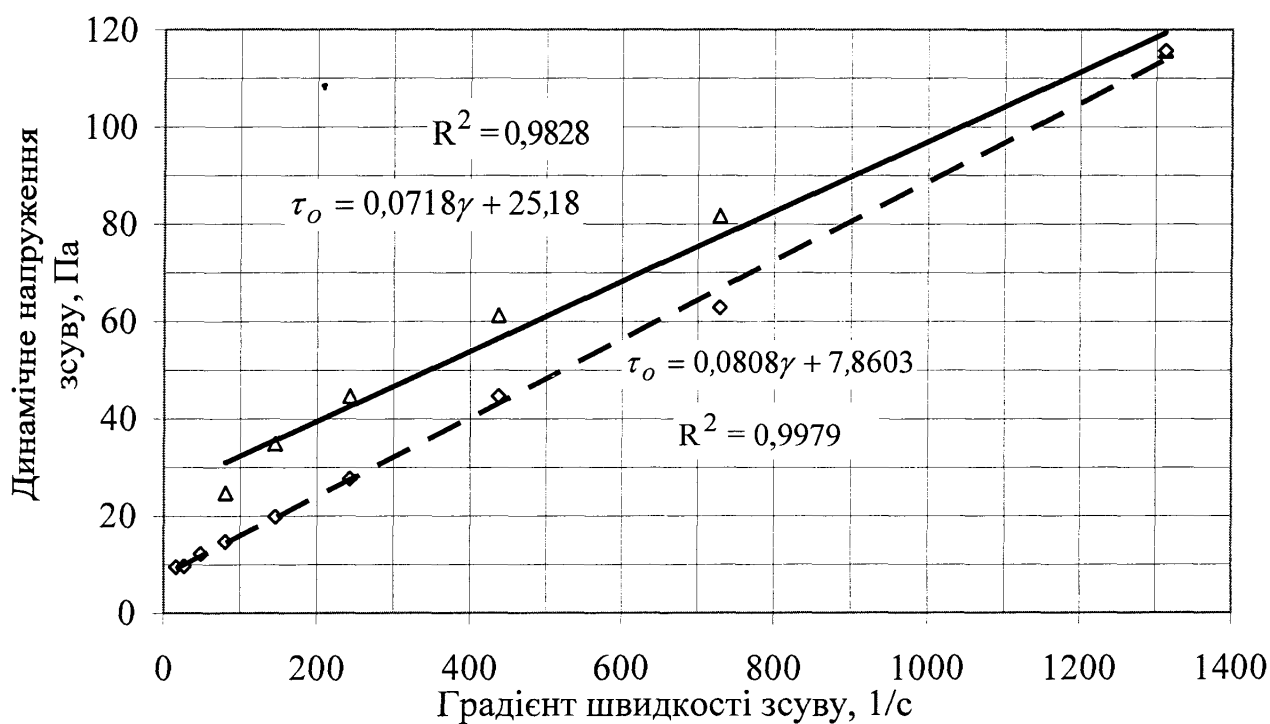


Рис.3.2. Результати математичного моделювання реологічних характеристик долинської нафти з додаванням 0,05 % депресатора за температури 0 °С

△ прямий хід ◇ зворотний хід
— лінійний (прямий хід) - - лінійний (зворотний хід)

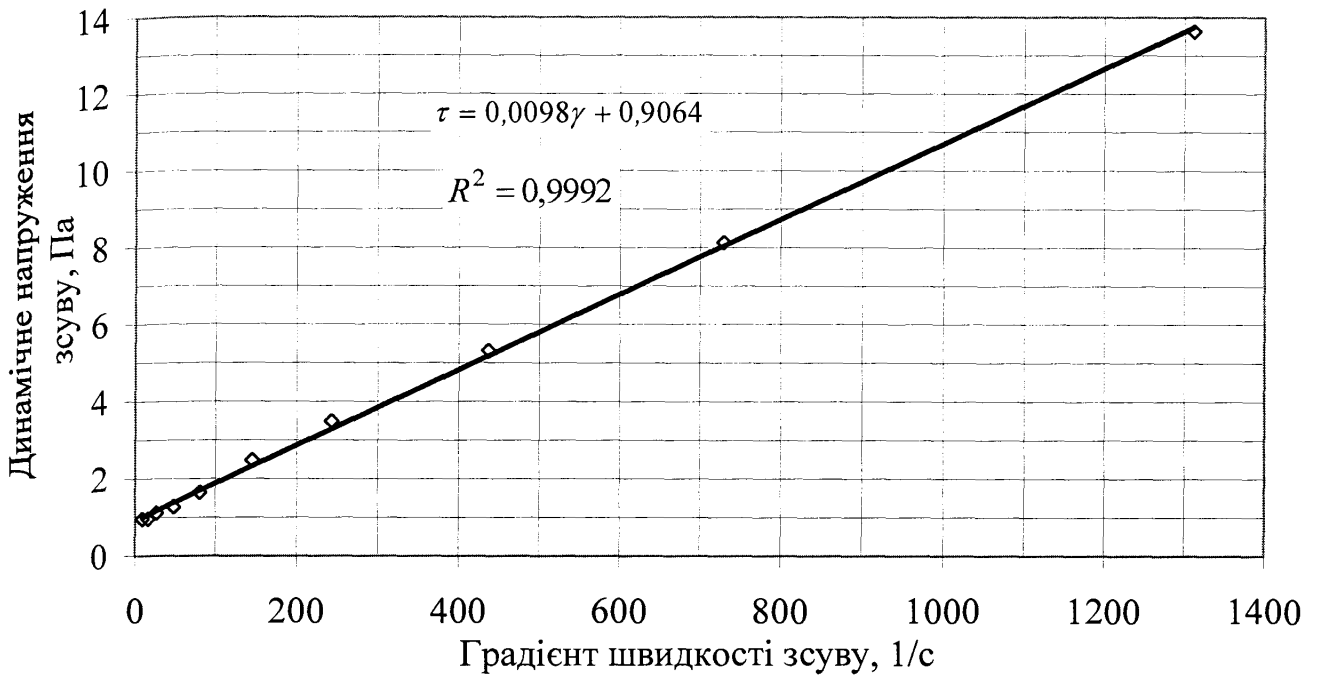


Рис.3.3. Результати математичного моделювання реологічних характеристик долинської нафти з додаванням 0,05 % депресатора за температури 20 °С

◇ прямий і зворотний ходи — лінійний (прямий і зворотний ходи)

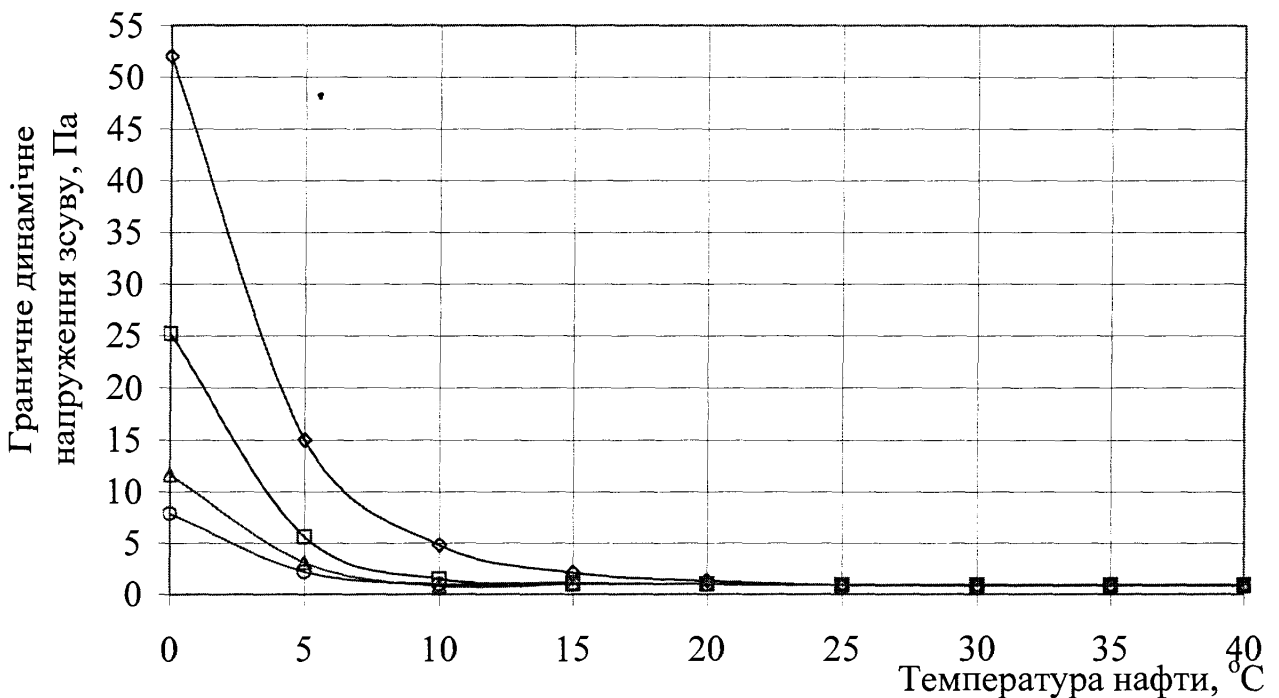


Рис.3.4. Залежність граничного динамічного напруження зсуву від температури для долинської нафти без депресатора та з

◇ прямий хід для долинської нафти
 △ зворотний хід для долинської нафти
 □ прямий хід для долинської нафти з 0,05 % депресатора
 ○ зворотний хід для долинської нафти з 0,05 % депресатора

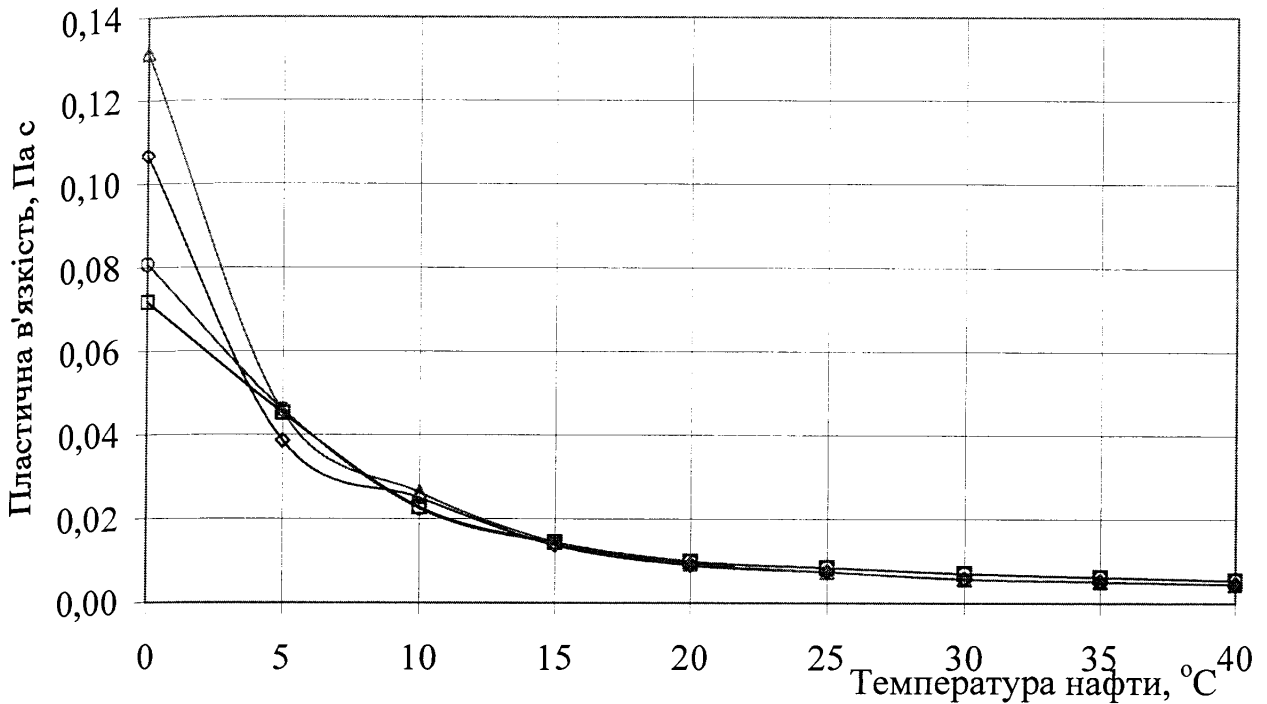


Рис.3.5. Залежність пластичної в'язкості від температури для долинської нафти без депресатора та з додаванням 0,05 % депресатора

- ◇— прями́й хід для долинської нафти
- △— зворотний хід для долинської нафти
- прями́й хід для долинської нафти з 0,05 % депресатора
- зворотний хід для долинської нафти з 0,05 % депресатора

Нами виконаний аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням різної кількості депресатора. Для всіх серій дослідів чітко проявляється суттєва зміна динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості при зміні градієнта швидкості, що свідчить про неньютонівські властивості рідини. При цьому виявлена закономірність зменшення динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості при збільшенні температури при фіксованому значенні градієнта швидкості зсуву.

Аналіз реологічних кривих, одержаних для усього діапазону робочих температур, дає змогу зробити висновок, що долинська нафта з додаванням депресатора може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю описується рівнянням Шведова-Бінгама. Таким чином, аналіз результатів експериментальних дослі-

джень дав змогу обґрунтувати вибір математичної моделі для характеристики реологічних параметрів долинської нафти з додаванням депресатора. Цим самим доведено, що при теплогідрравлічних розрахунках нафтопроводу, який перекачує високов'язку долинську нафту, оброблену депресатором, для врахування її реологічних властивостей необхідно використовувати коефіцієнти математичної моделі Шведова-Бінгама, а саме – граничне динамічне напруження зсуву τ_0 і пластичну в'язкість $\eta_{пл}$.

Використовуючи експериментальні криві текучості долинської нафти для всього робочого діапазону температур, виконуємо математичне моделювання реологічних властивостей і знаходимо коефіцієнти моделі Шведова-Бінгама для прямого і зворотного ходів віскозиметра. Узагальнені результати математичного моделювання реологічних характеристик долинської нафти при різних концентраціях депресатора РЕНА-2210 наведені у таблицях 3.2-3.7.

Таблиця 3.2

Реологічні параметри долинської нафти за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при радієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
0	0	228	52,0	0,1066	11,4	11,7	0,1313
5		33,5	15,0	0,0386	3,2	3,1	0,0454
10		4,8	4,8	0,0250	1,1	0,8	0,0263
15		1,4	2,1	0,0137	0,8	1,0	0,0144
20		0,9	1,3	0,0090	0,6	1,0	0,0093
25		0,6	0,9	0,0074	0,6	0,9	0,0074
30		0,6	0,8	0,0057	0,6	0,8	0,0057
35		0,6	0,8	0,0051	0,6	0,8	0,0051
40		0,6	0,8	0,0045	0,6	0,8	0,0045

Таблиця 3.3

Реологічні параметри долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,05 % масових) за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2 (суміш приготовлена у виробничих умовах)

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	0,05	26,4	11,9	0,0327	3,2	3,0	0,0370
10		7,0	4,8	0,0205	1,5	1,6	0,0222
15		1,6	1,4	0,0102	0,6	1,1	0,0103
20		0,6	1,3	0,0075	0,6	1,3	0,0075

Таблиця 3.4

Реологічні параметри долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,05 % масових) за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, %, за масою	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
0	0,05	32,2	25,2	0,0718	6,4	7,9	0,0808
5		12,2	5,6	0,0453	2,5	2,2	0,0460
10		4,4	1,5	0,0227	1,0	1,0	0,0224
15		2,2	1,1	0,0143	1,0	1,0	0,0142
20		0,6	1,0	0,0098	0,6	1,0	0,0098
25		0,6	0,9	0,0084	0,6	0,9	0,0084
30		0,6	0,9	0,0070	0,6	0,9	0,0070
35		0,6	0,9	0,0062	0,6	0,9	0,0062
40		0,6	0,9	0,0054	0,6	0,9	0,0054

Таблиця 3.5

Реологічні параметри долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,075 % масових) за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
0	0,05	27,5	7,0	0,0449	1,6	1,4	0,0475
5		9,2	2,2	0,0297	1,0	0,8	0,0300
10		2,0	2,2	0,0215	0,6	1,0	0,0214
15		1,1	0,9	0,0132	0,6	0,9	0,0131
20		0,6	0,8	0,0093	0,6	0,8	0,0093
25		0,6	0,8	0,0081	0,6	0,8	0,0081
30		0,6	0,8	0,0069	0,6	0,8	0,0069
35		0,6	0,7	0,0062	0,6	0,7	0,0062
40		0,6	0,7	0,0054	0,6	0,7	0,0054

Таблиця 3.6

Реологічні параметри долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,1 % масових) за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
0			48,5	0,0591	7,6	9,3	0,0860
5		25,9	13,4	0,0414	3,2	2,8	0,0476
10		1,6	3,5	0,0209	1,2	1,3	0,0221
15		0,6	1,6	0,0115	0,6	1,1	0,0119

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близь- ких до нуля, Па	граничне динамі- чне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близь- ких до нуля, Па	граничне динамі- чне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
20	0,1	0,6	1,2	0,0076	0,6	1,2	0,0076
25		0,6	1,1	0,0067	0,6	1,1	0,0067
30		0,6	1,0	0,0058	0,6	1,0	0,0058
35		0,6	1,0	0,0052	0,6	1,0	0,0052
40		0,6	1,0	0,0046	0,6	1,0	0,0046

Таблиця 3.7

Реологічні параметри долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,15 % масових) за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Вміст депресатора, % масові	Реологічні параметри					
		прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
		напруження зсуву при градієнтах швидкості, близь- ких до нуля, Па	граничне динаміч- не напруження зсу- ву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близь- ких до нуля, Па	граничне динаміч- не напруження зсу- ву, Па	пластична в'язкість, Па·с
0	0,15	116,8	22,8	0,0761	6,6	7,7	0,0827
5		32,2	7,9	0,0457	2,6	2,4	0,0480
10		4,7	3,9	0,0314	1,3	1,2	0,0318
15		0,6	1,6	0,0115	0,7	1,1	0,0119
20		0,6	1,0	0,0105	0,6	1,0	0,0105
25		0,6	0,9	0,0091	0,6	0,9	0,0091
30		0,6	0,9	0,0079	0,6	0,9	0,0079
35		0,6	0,8	0,0069	0,6	0,8	0,0069
40		0,6	0,9	0,0051	0,6	0,9	0,0051

Дані табл. 3.2 – 3.7 можна використовувати як розрахункові реологічні характеристики долинської нафти з додаванням депресатора при теплогідрравлічних розрахунках нафтопроводу Долина-Надвірна.

Рис.3.4. і 3.5 засвідчують, що для долинської нафти з депресатором різке зростання граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості спостерігається за температур, менших від 10°C . При вищих температурах ці реологічні параметри змінюються менше, а при температурах понад 20°C - стабілізуються і практично не змінюються. Це свідчить про те, що ефективність депресатора щодо зниження граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти має місце за температур, нижчих за $10\text{-}15^{\circ}\text{C}$. За вищих температур ефективність депресатора невисока, а при температурах понад 25°C реологічні параметри нафти, обробленої депресатором, трохи гірші, ніж без депресатора.

Результати досліджень свідчать, що додавання $0,05\%$ депресатора до долинської нафти за температури 0°C призводить до зниження граничного динамічного напруження зсуву на 51% у разі незруйнованої структури і відповідно на 69% у разі зруйнованої структури.

Додавання $0,05\%$ депресатора до долинської нафти за температури 0°C призводить до зниження пластичної в'язкості на 33% у разі незруйнованої структури і відповідно на 38% у разі зруйнованої структури.

Подібні тенденції зниження аномальних реологічних властивостей виявлені для інших концентрацій депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті.

Для проведення теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу необхідно мати аналітичні залежності реологічних параметрів від температури для долинської нафти з певним вмістом депресатора. Графічна ілюстрація залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для долинської нафти з додаванням $0,05\%$ депресатора при прямому і зворотному ходах віскозиметра наведена на рис. 3.6 і 3.7.

За результатами експериментальних досліджень виконано математичне моделювання залежності реологічних параметрів долинської нафти з додаванням різної кількості депресатора від температури для незруйнованої і зруйнованої структури. Для математичного моделювання використані такі поліноміальні залежності:

для граничного динамічного напруження зсуву:

у разі незруйнованої структури нафти

$$\tau_o = a_{1_{нз}} + a_{2_{нз}}t + a_{3_{нз}}t^2 + a_{4_{нз}}t^3 + a_{5_{нз}}t^4; \quad (3.1)$$

у разі зруйнованої структури нафти

$$\tau_o = a_{1_з} + a_{2_з}t + a_{3_з}t^2 + a_{4_з}t^3 + a_{5_з}t^4; \quad (3.2)$$

для пластичної в'язкості:

у разі незруйнованої структури нафти

$$\eta_{пл} = b_{1_{нз}} + b_{2_{нз}}t + b_{3_{нз}}t^2 + b_{4_{нз}}t^3 + b_{5_{нз}}t^4, \quad (3.3)$$

у разі зруйнованої структури нафти

$$\eta_{пл} = b_{1_з} + b_{2_з}t + b_{3_з}t^2 + b_{4_з}t^3 + b_{5_з}t^4. \quad (3.4)$$

Одержані нами коефіцієнти математичних моделей залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для долинської нафти при різних значеннях концентрації депресатора РЕНА-2210 зведені у табл. 3.8-3.11.

Таблиця 3.8

Коефіцієнти моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури для незруйнованої структури

Вміст депресатора, %	Коефіцієнти моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву (Па) від температури (°C) у разі незруйнованої структури				
	$a_{1нз}$	$a_{2нз}$	$a_{3нз}$	$a_{4нз}$	$a_{5нз}$
0	52,0	-11,544	1,0265	$-4,0689 \cdot 10^{-2}$	$5,9333 \cdot 10^{-4}$
0,05	25,2	-6,6767	0,700	$-3,2533 \cdot 10^{-2}$	$5,600 \cdot 10^{-4}$
0,075	7,0	$-5,5667 \cdot 10^{-1}$	$3,000 \cdot 10^{-3}$	$4,6667 \cdot 10^{-4}$	0
0,1	48,48	-10,989	0,97136	$-3,7885 \cdot 10^{-2}$	$5,4333 \cdot 10^{-4}$
0,15	22,8	-5,1433	0,57067	$-3,0667 \cdot 10^{-2}$	$6,1333 \cdot 10^{-4}$

Таблиця 3.9

Коефіцієнти моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури для зруйнованої структури

Вміст депресатора, %	Коефіцієнти моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву (Па) від температури (°C) у разі зруйнованої структури				
	$a_{1з}$	$a_{2з}$	$a_{3з}$	$a_{4з}$	$a_{5з}$
0	11,7	-2,7483	0,2481	$-9,470 \cdot 10^{-3}$	$1,300 \cdot 10^{-4}$
0,05	7,9	-1,915	0,1945	$-8,600 \cdot 10^{-3}$	$1,400 \cdot 10^{-4}$
0,075	1,4	$-6,3333 \cdot 10^{-2}$	$3,000 \cdot 10^{-3}$	$-6,6667 \cdot 10^{-5}$	0
0,1	9,29	-2,065	0,1899	$-7,4815 \cdot 10^{-3}$	$1,0667 \cdot 10^{-4}$
0,15	7,7	-1,765	0,1768	$-7,800 \cdot 10^{-3}$	$1,2667 \cdot 10^{-4}$

Таблиця 3.10

Коефіцієнти моделі залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури для незруйнованої структури

Вміст депресатора, %	Коефіцієнти моделі залежності пластичної в'язкості (Па·с) від температури (°C) у разі незруйнованої структури				
	$b_{1нз}$	$b_{2нз}$	$b_{3нз}$	$b_{4нз}$	$b_{5нз}$
0	$1,2897 \cdot 10^{-1}$	$-2,1314 \cdot 10^{-2}$	$1,4048 \cdot 10^{-3}$	$-3,9614 \cdot 10^{-5}$	$3,9734 \cdot 10^{-7}$
0,05	$7,2433 \cdot 10^{-2}$	$-7,1656 \cdot 10^{-3}$	$2,8423 \cdot 10^{-4}$	$-4,6727 \cdot 10^{-6}$	$2,4848 \cdot 10^{-8}$
0,075	$4,4747 \cdot 10^{-2}$	$-3,3386 \cdot 10^{-3}$	$1,0002 \cdot 10^{-4}$	$-1,0290 \cdot 10^{-6}$	0
0,1	$5,9949 \cdot 10^{-2}$	$-4,7559 \cdot 10^{-3}$	$9,7144 \cdot 10^{-5}$	$1,1611 \cdot 10^{-6}$	$-3,7249 \cdot 10^{-8}$
0,15	$7,5917 \cdot 10^{-2}$	$-6,7487 \cdot 10^{-3}$	$2,0922 \cdot 10^{-4}$	$-1,6039 \cdot 10^{-6}$	$-1,3007 \cdot 10^{-8}$

Таким чином, у результаті експериментальних досліджень нами одержані математичні моделі залежності реологічних параметрів від температури для різних концентрацій депресатора у долинській нафті. Ці залежності характеризують закономірності зміни транспортабельних властивостей долинської нафти залежно від температури і концентрації депресатора. Визначення транспортабельних властивостей долинської нафти дає змогу оцінити енерговитратність її перекачування нафтопроводами, у тому числі нафтопроводом Долина-Надвірна.

Як засвідчили наші експерименти, вплив депресатора на реологічні властивості долинської нафти суттєво залежить від умов їх змішування, тривалості та умов зберігання у резервуарах, а також від теплогідродинамічного режиму перекачування нафти нафтопроводом. Вплив зазначених чинників, на нашу думку, може переважати вплив різної концентрації депресатора у нафті. Особливо негативний вплив на реологічні параметри має, як показали наші дослідження, зниження температури нафти у процесі змішування з депресатором нижче температури початку кристалізації парафіну (45-50°C).

Дослідження засвідчили також, що ефективність дії депресатора помітно зменшується зі збільшенням часу зберігання у статичних умовах за температури навколишнього середовища. Найбільш ефективна дія депресатора протягом однієї-двох діб. Повторна термообробка суміші нафти з депресатором за температури 50°C дає змогу частково відновити позитивний вплив депресатора, однак за даної температури досягнути реологічних параметрів свіжої суміші, як показали наші експерименти, не вдалося.

За результатами дослідів побудовані графіки залежності статичного напруження зсуву від температури при концентрації депресатора 0,05; 0,075; 0,1 та 0,15 %. Виконано їх математичне моделювання і одержані коефіцієнти поліноміальних моделей, які зведені у таблиці 3.12. і 3.13.

Як зазначено вище, для високов'язких швидкозастигаючих нафт величина температури застигання може лише орієнтовно характеризувати ступінь аномальності реологічних властивостей та транспортабельні властивості нафт. Температура застигання визначається не динамічним, а статичним напруженням

зсуву високов'язкої нафти.

Таблиця 3.12

Коефіцієнти моделі залежності статичного напруження зсуву долинської нафти від температури для незруйнованої структури

Вміст депресатора, %	Коефіцієнти моделі залежності статичного напруження зсуву від температури (°С) у разі незруйнованої структури				
	$c_{1нз}$	$c_{2нз}$	$c_{3нз}$	$c_{4нз}$	$c_{5нз}$
0	228,0	-64,847	6,1260	$-1,8733 \cdot 10^{-1}$	0
0,05	32,2	-5,5495	0,3531	$-7,7333 \cdot 10^{-3}$	0
0,075	27,5	-5,1660	0,3337	$-7,1333 \cdot 10^{-3}$	0
0,1	76,0	-12,767	0,5660	$-3,333 \cdot 10^{-3}$	0
0,15	116,8	-25,597	2,080	$-7,3733 \cdot 10^{-2}$	$9,600 \cdot 10^{-4}$

Таблиця 3.13

Коефіцієнти моделі залежності статичного напруження зсуву долинської нафти від температури для зруйнованої структури

Вміст депресатора, %	Коефіцієнти моделі залежності статичного напруження зсуву від температури (°С) у разі зруйнованої структури				
	$c_{1з}$	$c_{2з}$	$c_{3з}$	$c_{4з}$	$c_{5з}$
0	11,4	-2,560	0,22603	$-8,5519 \cdot 10^{-3}$	$1,1667 \cdot 10^{-4}$
0,05	6,414	-1,1490	0,08029	$-1,8667 \cdot 10^{-3}$	0
0,075	1,6	-0,1681	$8,5714 \cdot 10^{-3}$	$-1,3333 \cdot 10^{-4}$	0
0,1	7,6	-1,1967	$7,1667 \cdot 10^{-2}$	$-1,7333 \cdot 10^{-3}$	$1,3333 \cdot 10^{-5}$
0,15	6,592	-1,1875	$9,6444 \cdot 10^{-2}$	$-3,6741 \cdot 10^{-3}$	$5,3333 \cdot 10^{-5}$

Однак значення температури застигання все-таки несе певну інформацію про реологічні властивості нафти і дає змогу прогнозувати динаміку їх змін у температурному полі. Тому у процесі перекачування високов'язких і швидкозастигаючих нафт, а також їх сумішей із депресаторами, одночасно з іншими реологічними параметрами доцільно постійно контролювати величину температури застигання.

Нами експериментальним шляхом визначена температура застигання долинської нафти, а також її сумішей із нафтою сорту Urals. Досліди виконані в лабораторії ЦНДІ ВАТ “Укрнафта” (м. Івано-Франківськ). Температура застигання нафти і сумішей нафт визначалась відповідно до вимог ГОСТ 20287-91. Одержані результати дослідного визначення температури застигання зведені у таблицю 3.14.

Таблиця 3.14

Температура застигання долинської нафти без депресатора та з додаванням депресатора РЕНА-2210

Рідина	Температура застигання, °С
Долинська нафта (досліджувались кілька проб нафти із різних партій)	плюс 19-16
Долинська нафта з додаванням 0,05 % масових депресатора РЕНА-2210	плюс 3
Долинська нафта з додаванням 0,075 % масових депресатора РЕНА-2210	плюс 1
Долинська нафта з додаванням 0,1 % масових депресатора РЕНА-2210	мінус 1
Долинська нафта з додаванням 0,15 % масових депресатора РЕНА-2210	мінус 2

3.3. Висновки до розділу 3

Аналіз експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням 0,05 – 0,15 % депресатора, виконаних на ротаційному віскозиметрі РЕОТЕСТ-2, дав змогу зробити такі висновки:

1) Долинська нафта з додаванням депресатора у діапазоні температур від 0 до 40°С характеризується властивостями в'язкопластичної рідини, рух якої у широкому діапазоні градієнтів швидкості описується рівнянням Шведова-Бінгама.

2) Як свідчать результати досліджень, помітне відхилення транспортбельних властивостей в'язкопластичної рідини від властивостей ньютонівської нафти спостерігається при значеннях граничного динамічного напруження зсуву понад

1,5-2 Па. Це дає змогу визначити температурний діапазон прогнозованого прояву аномальних реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора, а саме: у разі незруйнованої структури - за температур, нижчих за 15°C, у разі зруйнованої структури – за температур, нижчих за 10°C. За вищих температур долинська нафта з додаванням депресатора може вважатись ньютонівською рідиною, транспортабельні властивості якої характеризуються кінематичною в'язкістю.

3) За температур долинської нафти, менших за 15°C, криві течії, зняті при прямому і зворотному ходах віскозиметра, не співпадають, утворюючи характерні “гістерезисні петлі”, що свідчить про наявність у нафти з додаванням депресатора тиксотропних властивостей і можливість швидкого відновлення структури нафти після зупинки перекачування.

4) У результаті експериментальних досліджень одержаний комплекс реологічних параметрів долинської нафти з різним вмістом депресатора для незруйнованої структури (при прямому ході віскозиметра) і для зруйнованої структури (при зворотному ході віскозиметра). Нафта, яку будуть перекачувати нафтопроводом Долина-Надвірна, буде характеризуватися реологічними параметрами, що входять у межі, зазначені вище. Основними чинниками, що впливають на ступінь відновлення структури нафти, є температурний режим роботи нафтопроводу, величина витрати нафти, яка визначає ступінь турбулізації потоку, а отже величину градієнтів швидкості, та температурні умови навколишнього середовища.

5) Додавання депресатора до долинської нафти суттєво знижує температуру застигання, визначену відповідно до вимог ГОСТ 20287-91.

6) За результатами дослідів оптимальна концентрація депресатора в долинській нафті становить 0,075 % масових. Цій концентрації відповідають помітно менші, ніж при інших концентраціях, в'язкопластичні властивості, а саме статичне напруження зсуву, граничне динамічне напруження зсуву і пластична в'язкість.

Слід відзначити, що ефективність депресаторів залежить від співвідношен-

ня в нафті асфальто-смолистих речовин і парафінових вуглеводнів. Чим більше у нафті парафіну, тим більший ефект дії депресатора щодо зниження аномальних реологічних властивостей. При відносно невеликому вмісті парафіну в долинській нафті (до 10 %) не слід очікувати, що чим більше додаємо депресатора, тим більший буде ефект. Очевидно можна знайти максимальну концентрацію депресатора, яка визначає найбільший ефект покращання транспортабельних властивостей долинської нафти. Подальше збільшення концентрації депресатора не тільки не покращує, але, як показали наші дослідження, дещо збільшує в'язкість долинської нафти за температур, вищих за 20 °С.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗРІДЖУВАЧІВ НА РЕОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ТРАНСПОРТАБЕЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Основним напрямком у вирішенні проблем зменшення енерговитратності перекачування магістральними трубопроводами високов'язких високопарафіністих нафт є покращання тим чи іншим способом їх реологічних характеристик, а саме зниження початкового (статичного) і граничного динамічного напруження зсуву, зменшення пластичної в'язкості та зниження температури застигання.

На сьогодні у світовій практиці широко застосовується спосіб покращання реологічних властивостей швидкозастигаючих нафт шляхом розрідження їх газом, бензином, газовим конденсатом, а також легкими нафтами, дія яких проявляється або як розчинника, що зменшує концентрацію парафіну в нафті, або як поверхнево-активної речовини, що знижує колоїдну стабільність високопарафіністої нафти.

Зазначена технологія може бути застосована для перекачування високов'язкої швидкозастигаючої парафіністої долинської нафти по новому нафтопроводу Долина-Надвірна. Практична реалізація цієї технології вимагає всестороннього вивчення впливу розріджувачів на реологічні властивості нафти. Нижче наведені результати виконаних нами експериментальних досліджень ефективності використання як розріджувача малов'язкої російської нафти сорту Urals для покращання реологічних характеристик і транспортабельних властивостей високов'язкої долинської нафти.

4.1. Механізм дії розріджувача на реологічні властивості високов'язкої нафти

Для виявлення доцільності розрідження нафти і розробки методик гідрав-

лічного розрахунку трубопроводів для транспортування сумішей необхідно знати реологічні властивості вихідної нафти і сумішей нафти з розріджувачем.

Дослідженням впливу різних розріджувачів на реологічні і транспортабельні властивості високов'язких нафт присвячені роботи [5,15,17,59-64, 66-68,71-74,85-90,92,93]. Так як експерименти проводились для нафт російських і середньоазійських родовищ, то наведені у них результати не можуть бути безпосередньо використані для кількісної оцінки впливу розріджувачів на реологічні характеристики високов'язких нафт Прикарпаття. Однак деякі висновки цих робіт носять загальний характер і дають можливість прогнозувати картину впливу малов'язких нафт на реологічні і транспортабельні властивості долинської нафти.

Закономірності розчинення парафіну у різних розчинниках, у тому числі і вуглеводнях, характеризуються такими основними положеннями [2,3,4,5,9,14, 15,20,62,75,93]:

- парафіни при розчиненні дають істинні, молекулярні розчини;
- за температури плавлення і понад неї парафіни змішуються з вуглеводневими розчинниками у будь-яких співвідношеннях;
- в одному і тому ж розчиннику розчинність парафіну тим більша, чим нижча температура його плавлення;
- при зниженні температури розчинність у всіх розчинниках зменшується;
- чим нижча густина і температура кипіння вуглеводневого розчинника, тим вища розчинність парафіну в ньому.

Криві розчинності парафіну в різних розчинниках мають приблизно однаковий характер. Розчинність швидко зростає із збільшенням температури, і крива асимптотично наближається до лінії, що відповідає лінії плавлення парафіну. Це підтверджує положення про те, що за температури плавлення парафіну і понад неї він розчинний при будь-яких співвідношеннях із розчинником.

Оскільки температура плавлення парафіну невисока і знаходиться в межах 45 - 65 °С, надзвичайно різка зміна розчинності проходить у дуже малому температурному інтервалі (10 - 50 °С).

Необхідно відмітити, що розчинність парафіну у вуглеводневих розчинниках у значній мірі залежить від природи розчинника. Парафін значно легше розчиняється в рідких алканах і нафтенах, ніж в ароматичних вуглеводнях. Тому для більш ефективної дії розчинника, за допомогою якого покращуються реологічні властивості нафт з високим вмістом парафіну, бажане переважання в його складі алканових і нафтенних вуглеводнів [2,3,4,5,14,93].

Очевидно, що ефективність дії розріджувача на в'язкість розріджуваної нафти буде тим більша, чим меншою в'язкістю і більшою здатністю розчинити по відношенню до твердого парафіну буде володіти сам розчинник.

Додавання до нафти розріджувача в загальному випадку веде до зміни як фізичних властивостей нафти, так і технологічного режиму перекачування її по трубопроводу. Крім того, слід мати на увазі, що властивості суміші і технологія перекачування залежать від технології змішування.

Величина початкового напруження зсуву залежить від температури і концентрації вуглеводневого розріджувача в суміші з парафінистою нафтою. Додавання вуглеводневого розріджувача різко знижує величину початкового напруження зсуву нафти. Найбільш сильно знижує величину початкового напруження зсуву додавання бензину, що має найменшу в'язкість серед розріджувачів, які використовувались при дослідженнях. Ефект зниження величини початкового напруження зсуву більший за більш низьких температур і знижується з підвищенням температури [2,3,8,9,15,60,65,67,90].

За низьких температур застосування різних розріджувачів призводить до зниження величин початкового напруження зсуву. З підвищенням температури застосування різних розріджувачів повинно менш відчутно позначатись на зниженні величини початкового напруження зсуву.

За значних концентрацій розріджувачів (понад 20 %) і температур 30- 40°C початкове напруження зсуву знижується до дуже незначних величин і навіть зникає зовсім. Це говорить про те, що в таких умовах за час термостатування нафти перед початком досліду (одна година) парафінова структура в ній не встигає утворитись.

Зниження величини початкового напруження зсуву за умови збільшення температури і концентрації вуглеводневих розріджувачів відбувається як за рахунок розчинення парафіну в рідкій фазі, так і за рахунок розчинної здатності розріджувачів, яка збільшується з підвищенням температури, і зниження в'язкості рідкої фази нафти [2,3,5,6,9,15,17,59,60,62,65,90].

Реологічні параметри швидкозастигаючих нафт змінюються з перебігом часу. Зовні це проявляється в тому, що при механічному впливі (струшуванні, розмішуванні тощо) система стає рухомою, а при тривалому спокої відбувається її застигання, яке супроводжується збільшенням в'язкості і міцності в часі.

Період досягнення напруження зсуву, необхідного для початку руху системи із заданою швидкістю після повного застигання, збільшується з підвищенням концентрації розріджувача. Це представляє важливий практичний інтерес, так як дозволяє зупиняти перекачування, що неминуче буває в практиці експлуатації нафтопроводів, на більш тривалий час у випадку транспортування сумішей з розріджувачем, ніж при перекачуванні нерозрідженої нафти.

Суміші нафти з розріджувачем характеризуються помітно меншими порівняно з нерозрідженою нафтою середніми відносними швидкостями тиксотропного укріплення. Ця обставина також може набагато полегшити умови експлуатації нафтопроводів для швидкозастигаючих нафт [4,6-8,10-12,55,59,61].

Величина граничного динамічного напруження зсуву парафінистої нафти також змінюється із зміною температури і концентрації вуглеводневих розріджувачів. Величина цього напруження знижується з підвищенням температури і концентрації розріджувачів. Найбільш ефективно, якщо порівнювати використання розріджувачів із дизпалива, гасу і бензину, на зниження величини граничного динамічного напруження зсуву впливає додавання до парафінистої нафти бензину. Із збільшенням в'язкості розріджувача ефект зниження цього напруження зменшується.

Збільшення концентрації розріджувачів за певної температури призводить до зникнення граничного динамічного напруження зсуву, тобто течія такої системи може бути описана рівнянням Ньютона. Рідина із в'язкопластичної систе-

ми переходить у ньютонівську. Встановлено, що зникнення величини граничного динамічного напруження зсуву проходить за тим нижчих температур, чим більша концентрація вуглеводневих розріджувачів у суміші і чим менша в'язкість вуглеводневого розріджувача [5,9,15,59,60,62,67,90].

Розрідження як спосіб покращання реологічних властивостей нафти може застосовуватись як у чистому вигляді, так і в поєднанні з іншими способами: підігріванням, термообробкою тощо [8,9,65]. Цей висновок на нашу думку стосується і високов'язкої долинської нафти, транспортабельні властивості якої можна покращити, застосовуючи поєднання розрідження малов'язкою російською нафтою і підігрівання утвореної суміші.

4.2. Аналіз результатів досліджень реологічних властивостей суміші високов'язкої долинської і малов'язкої російської нафти сорту Urals

Згідно з проектом по нафтопроводу Долина-Надвірна передбачається транспортування високов'язкої швидкозастигаючої нафти у суміші з малов'язкою російською нафтою сорту Urals. Для вирішення питання можливості реалізації зазначеної технології необхідно експериментально дослідити реологічні властивості сумішей нафт за різних концентрацій компонентів у діапазоні робочих температур.

Вивчення реологічних властивостей нафти дозволяє встановити, до якої реологічної моделі слід відносити транспортовану нафтопроводом рідину. Правильний вибір реологічної моделі нафти визначає правильність вибору методики теплогідралічного розрахунку нафтопроводу.

Як засвідчили попередні дослідження [97,103], долинська нафта за температур, нижчих від 50°C, у широкому діапазоні градієнтів швидкості характеризується властивостями в'язкопластичної рідини. Можна прогнозувати, що суміш долинської нафти з нафтою сорту Urals також буде характеризуватися аналогічною реологічною моделлю.

З метою дослідження реологічних властивостей долинської нафти, росій-

ської експортної суміші Urals, а також їх сумішей нами були проведені багато-серійні експерименти за допомогою приладу РЕОТЕСТ-2. Конструкція лабораторної установки і методики проведення та математичної обробки результатів дослідів описані у розділі 2.

У ході експериментів фіксувалися залежності між кількістю обертів, які визначають градієнт швидкості зсуву γ , і показами приладу, за якими знаходили динамічне напруження зсуву τ за різних значень температури нафти в діапазоні від 40°C до 5°C.

Для проведення експериментальних досліджень використовувались проби долинської нафти і нафти сорту Urals, які були передані співробітниками Дрогобицького нафтопровідного управління.

Нами було виконано 8 серій експериментів, при яких досліджувались реологічні параметри долинської нафти, нафти сорту Urals і їх сумішей з об'ємною часткою долинської нафти від 30 % до 5 % через 5 % (додаток В). Умови проведення дослідів наближені до умов перекачування. Експерименти виконувались з метою встановлення транспортбельних властивостей суміші долинської нафти і нафти Urals при перекачуванні нафтопроводом Долина-Надвірна. Приклад обробки результатів одного із дослідів наведений у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals за температури 5 °С

Градієнт швидкості зсуву, 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	82,6	26,102	8,7005	4,6	1,4536	0,4845
5,4	3,16	42,5	13,430	2,4870	5,4	1,7064	0,316
9	3,16	37,4	11,818	1,3132	6,7	2,1172	0,2352
16,2	3,16	36,5	11,534	0,7120	8,4	2,6544	0,1639
27	3,16	42,7	13,493	0,4997	10,0	3,16	0,117
48,6	3,16	48,2	15,231	0,3134	14,1	4,4556	0,0917
81	3,16	53,9	17,032	0,2103	20,0	6,32	0,078

Градi- ент швид- кості зсуву, 1/с	Стала ци- лінд- ра	Прямий хід			Зворотний хід		
		По- каз- ник при- ла- ду	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластич- на в'яз- кість, Па·с	По- каз- ник при- ла- ду	Динамічне напружен- ня зсуву, Па	Пласти- чна в'яз- кість, Па·с
145,8	3,16	67,7	21,393	0,1467	30,3	9,5748	0,0657
243	3,16	84,6	26,734	0,1100	44,9	14,188	0,0584
437,4	31,4	13,1	41,134	0,0940	8,9	27,946	0,0639
729	31,4	17,6	55,264	0,0762	13,2	41,448	0,0572
1312	31,4	22,2	69,708	0,0531	22,2	69,708	0,0531

За результатами дослідів побудовані криві течії долинської нафти, нафти сорту Urals, а також їх сумішей з різною концентрацією компонентів у діапазоні робочих температур. На рис.4.1. показана залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву для долинської нафти при прямому і зворотному ходах віскозиметра за температури 5°C.

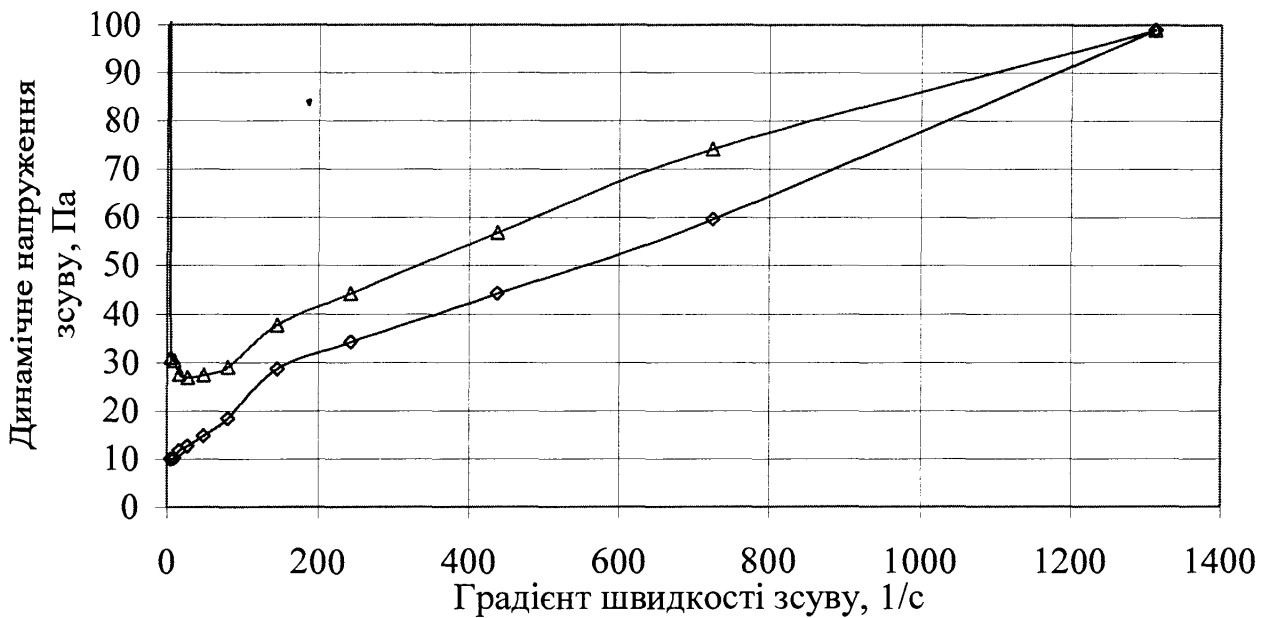


Рис.4.1. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву для долинської нафти за температури 5 °C

—△— прямий хід —◇— зворотний хід

Рис.4.2. ілюструє залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву за тієї ж температури для нафти сорту Urals.

На рис.4.3. наведені дослідні криві течії суміші 30 % долинської нафти і

70 % нафти сорту Urals за температури 5°C при прямому і зворотному ходах віскозиметра. Результати математичного моделювання кривої течії з метою визначення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама у разі незруйнованої та зруйнованої структур зазначеної суміші нафт наведені на рис. 4.4.

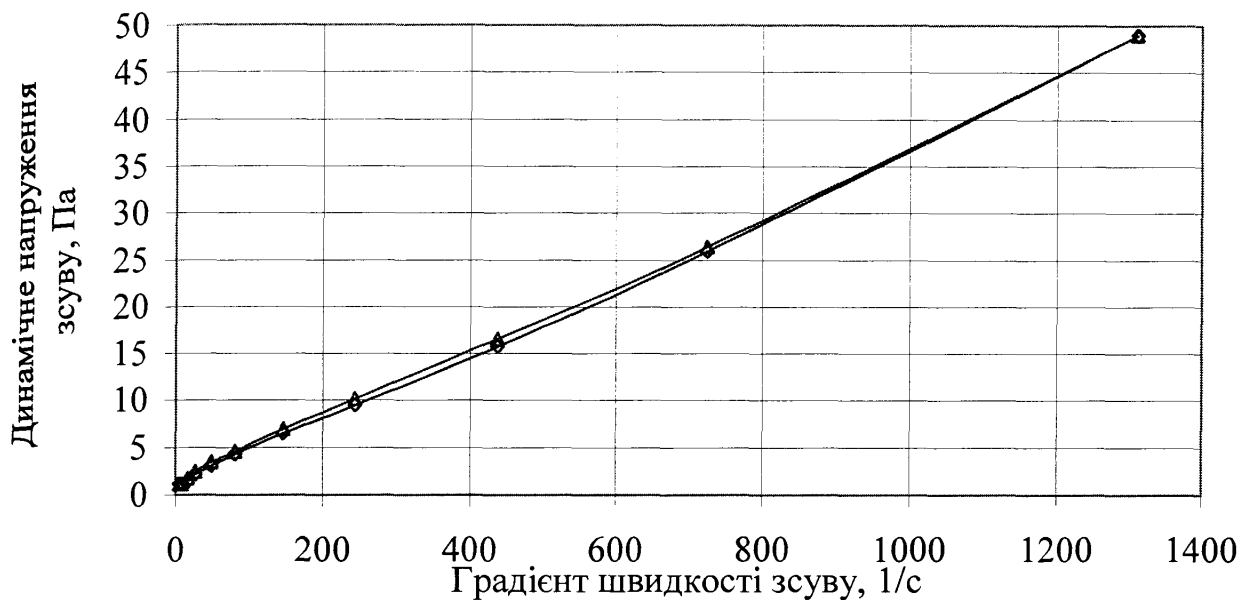


Рис. 4.2. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для нафти сорту Urals за температури 5 °C

—△— прямиий хід —◇— зворотний хід

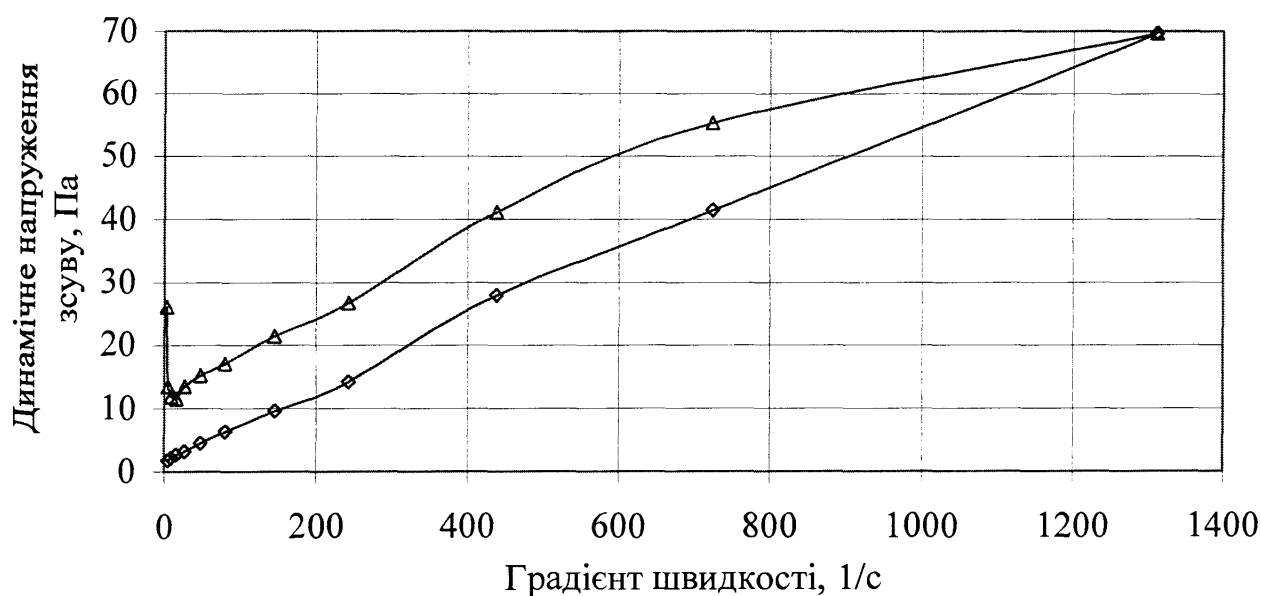


Рис.4.3. Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals за температури 5 °C

—△— прямиий хід —◇— зворотний хід

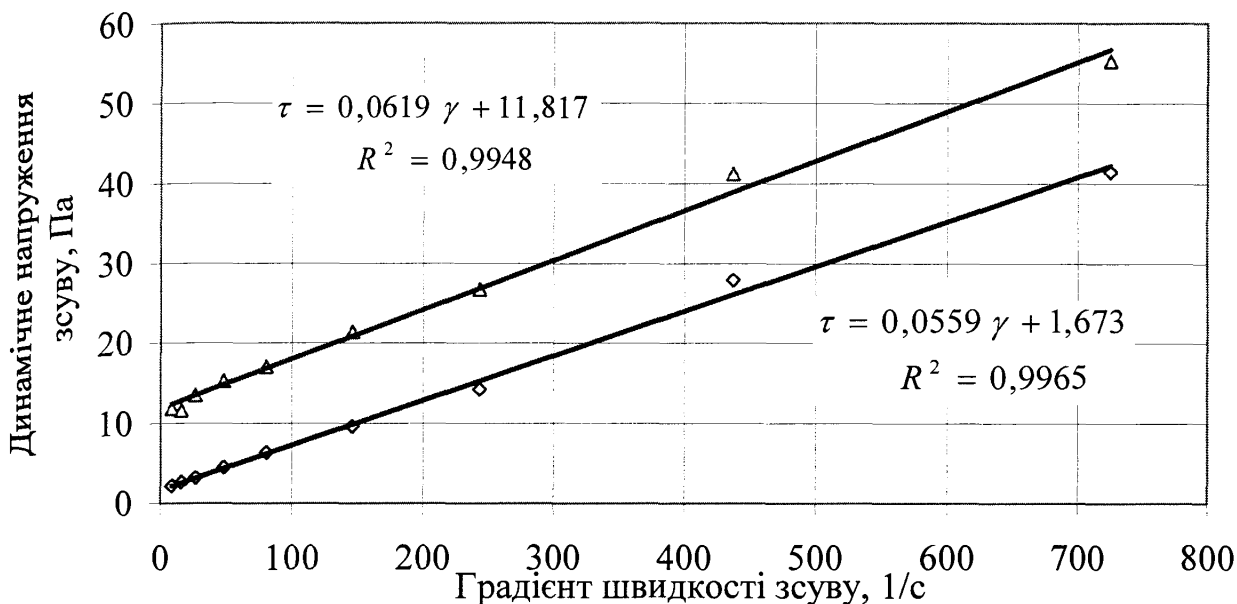


Рис.4.4. Математичне моделювання реологічних характеристик суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals за температури 5 °С

△ прямий хід
— лінійний (прямий хід)

◇ зворотний хід
— лінійний (зворотний хід)

Рис.4.5. ілюструє одержану дослідним шляхом залежність граничного динамічного напруження зсуву від концентрації долинської нафти у суміші за різних температур у разі незруйнованої структури рідини.

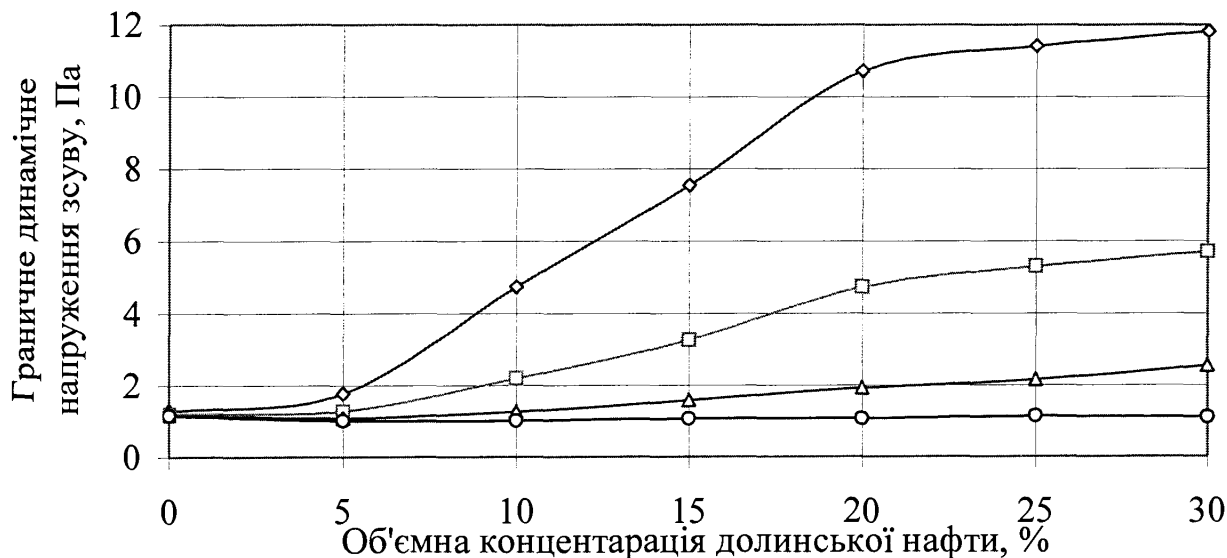


Рис.4.5. Залежність граничного динамічного напруження зсуву від концентрації долинської нафти у суміші за різних температур (для незруйнованої структури)

—◇— за температури 5 °С
—□— за температури 10 °С

—△— за температури 15 °С
—○— за температури 20 °С

Нами виконаний аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних властивостей сумішей нафти Urals і долинської нафти за умов, які відтворюють прогнозовані умови перекачування нафтопроводом Долина-Надвірна.

Для всіх серій дослідів чітко проявляється закономірність зменшення динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості при збільшенні температури при фіксованому значенні градієнта швидкості зсуву.

Для долинської нафти за фіксованої температури для малих градієнтів швидкості зсуву спостерігається різка зміна пластичної в'язкості нафти. При значних градієнтах швидкості зсуву величина пластичної в'язкості нафти стабілізується. Аналіз кривих течії 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.

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

Аналіз реологічних кривих долинської нафти, одержаних для всього діапазону робочих температур, дає змогу зробити висновок, що 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.

Як свідчить рис.4.2, на відміну від високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти російська нафта сорту Urals характеризується незначними аномальними реологічними властивостями, якими можна знехтувати при прове-

денні практичних гідродинамічних розрахунків нафтопроводів. У діапазоні температур від 5 до 40 °С статичне напруження зсуву відсутнє, а граничне динамічне напруження зсуву не перевищує 1,5 Па. Таким чином, результати експериментальних досліджень довели, що нафта сорту Urals у діапазоні робочих температур від 5 до 40 °С при виконанні практичних розрахунків нафтопроводів може вважатись ньютонівською рідиною.

Суміш із 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals, транспортування якої передбачається проектом нафтопроводу Долина-Надвірна, характеризується значними аномальними реологічними характеристиками (рис. 4.3 і 4.4). Помітними в'язкопластичними властивостями характеризуються також суміші, що містять 25,20 і 15 % високов'язкої долинської нафти.

Автором виконано математичне моделювання кривих течії вихідних нафт і їх сумішей з різною концентрацією компонентів. У результаті отримано значення коефіцієнтів математичної моделі Шведова-Бінгама для всіх робочих температур (табл. 4.2-4.9.).

Таблиця 4.2

Реологічні параметри долинської нафти
за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	100,5	27,50	0,0577	9,7	15,51	0,0636
10	83,5	16,50	0,0400	5,6	6,22	9,0458
15	11,1	12,40	0,0205	2,4	2,51	0,0257
20	5,6	5,88	0,0150	0,7	1,21	0,0173
25	0,7	1,23	0,0089	0,7	0,96	0,0090
30	0,7	0,92	0,0068	0,7	0,92	0,0068
35	0,7	0,84	0,0062	0,7	0,84	0,0062
40	0,7	0,78	0,0056	0,7	0,78	0,0056

Таблиця 4.3

Реологічні параметри нафти сорту Urals
за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	1,0	1,28	0,0359	1,0	0,91	0,0360
10	0,7	1,20	0,0236	0,7	1,11	0,0237
15	0,7	1,18	0,0182	0,7	1,18	0,0182
20	0,7	1,16	0,0145	0,7	1,16	0,0145
25	0,7	1,09	0,0123	0,7	1,09	0,0123
30	0,7	1,02	0,0100	0,7	1,02	0,0100
35	0,7	0,88	0,0090	0,7	0,88	0,0090
40	0,7	0,85	0,0079	0,7	0,85	0,0079

Таблиця 4.4

Реологічні параметри суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals
за результатами експериментів а віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	26,1	11,8	0,0619	1,5	1,7	0,0559
10	7,9	5,7	0,0347	1,5	1,2	0,0375
15	2,1	2,6	0,0236	1,1	1,5	0,0239
20	0,7	1,1	0,0135	0,7	1,1	0,0135
25	0,7	1,0	0,0115	0,7	1,0	0,0115
30	0,7	1,0	0,0094	0,7	1,0	0,0094

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
35	0,7	0,9	0,0081	0,7	0,9	0,0081
40	0,7	0,9	0,0068	0,7	0,9	0,0068

Таблиця 4.5

Реологічні параметри суміші 25 % долинської нафти і 75 % нафти сорту Urals за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	26,1	11,41	0,0602	1,0	1,29	0,0551
10	7,5	5,30	0,0326	0,7	1,18	0,0354
15	1,7	2,15	0,0210	0,7	1,10	0,0214
20	0,7	1,15	0,0140	0,7	1,15	0,0140
25	0,7	0,98	0,0118	0,7	0,98	0,0118
30	0,7	0,96	0,0095	0,7	0,96	0,0095
35	0,7	0,90	0,0084	0,7	0,90	0,0084
40	0,7	0,86	0,0072	0,7	0,86	0,0072

Таблиця 4.6

Реологічні параметри суміші 20 % долинської нафти і 80 % нафти сорту Urals за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	15,6	10,71	0,0593	1,0	1,35	0,0487
10	6,6	4,73	0,0325	0,7	1,08	0,0345
15	1,6	1,92	0,0196	0,7	1,46	0,0203
20	0,7	1,07	0,0142	0,7	1,07	0,0142
25	0,7	1,01	0,0119	0,7	1,01	0,0119
30	0,7	0,96	0,0096	0,7	0,96	0,0096
35	0,7	0,91	0,0084	0,7	0,91	0,0084
40	0,7	0,87	0,0073	0,7	0,87	0,0073

Таблиця 4.7

Реологічні параметри суміші 15 % долинської нафти і 85 % нафти сорту Urals за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	10,5	7,54	0,0502	1,0	1,11	0,0493
10	4,2	3,27	0,0310	0,7	0,94	0,0325
15	1,1	1,58	0,0197	0,7	1,23	0,0201
20	0,7	1,07	0,0143	0,7	1,07	0,0143

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
25	0,7	1,01	0,0120	0,7	1,01	0,0120
30	0,7	0,97	0,0098	0,7	0,97	0,0098
35	0,7	0,89	0,0086	0,7	0,89	0,0086
40	0,7	0,88	0,0074	0,7	0,88	0,0074

Таблиця 4.8

Реологічні параметри суміші 10 % долинської нафти і 90 % нафти сорту Urals за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	5,4	4,73	0,0468	1,0	0,96	0,0497
10	1,9	2,2	0,0298	0,7	0,88	0,0309
15	1,0	1,27	0,0198	0,7	1,09	0,0199
20	0,7	1,01	0,0145	0,7	1,01	0,0145
25	0,7	0,96	0,0122	0,7	0,96	0,0122
30	0,7	0,93	0,0099	0,7	0,93	0,0099
35	0,7	0,88	0,0089	0,7	0,88	0,0089
40	0,7	0,84	0,0078	0,7	0,84	0,0078

Таблиця 4.9

Реологічні параметри суміші 5 % долинської нафти і 95 % нафти сорту Urals за результатами експериментів на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2

Температура нафти, °С	Реологічні параметри					
	прямий хід віскозиметра (для незруйнованої структури)			зворотний хід віскозиметра (для зруйнованої структури)		
	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с	напруження зсуву при градієнтах швидкості, близьких до нуля, Па	граничне динамічне напруження зсуву, Па	пластична в'язкість, Па·с
5	1,3	1,76	0,0383	1,0	1,17	0,0372
10	0,7	1,29	0,0248	0,7	1,07	0,0249
15	0,7	1,09	0,0190	0,7	1,09	0,0190
20	0,7	1,01	0,0146	0,7	1,01	0,0146
25	0,7	0,96	0,0123	0,7	0,96	0,0123
30	0,7	0,92	0,0100	0,7	0,92	0,0100
35	0,7	0,88	0,0089	0,7	0,88	0,0089
40	0,7	0,85	0,0078	0,7	0,85	0,0078

Суміш, що містить 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals, характеризується явно вираженими в'язкопластичними властивостями. За температури 5°C статичне напруження зсуву перевищує 26 Па і зменшується практично до нуля за температури 20 °С. Аналіз даних таблиці 4.4 свідчить, що суміш 30% долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals за 5 °С характеризується значним граничним динамічним напруженням зсуву $\tau_o=11,8$ Па, яке зменшується до $\tau_o=5,7$ Па за температури 10 °С, до $\tau_o=2,6$ Па за температури 15 °С і до $\tau_o=1,1$ Па за температури 20 °С. За температур, понад 20 °С, аномальні реологічні властивості суміші проявляються слабо, оскільки значення граничного динамічного напруження зсуву менші за 1 Па.

Зменшення частки високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти до 20 % не призводить до зменшення ступеня аномальності реологічних характеристик. Аналіз дослідів показав, що суміш 20 % долинської нафти і 80 % нафти

сорту Urals за температури 5 °С характеризується граничним динамічним напруженням зсуву $\tau_o = 10,7$ Па, яке зменшується до $\tau_o = 4,7$ Па за температури 10 °С, до $\tau_o = 1,9$ Па за 15 °С і до $\tau_o = 1,1$ Па за 20 °С. За температур понад 20°С аномальні властивості суміші проявляються слабо, оскільки значення граничного динамічного напруження зсуву менші за 1 Па.

Суттєво зменшує аномальні реологічні властивості суміші зменшення частки високов'язкої долинської нафти до 10 %. Аналіз даних дослідів свідчить, що суміш 10 % долинської нафти і 90 % нафти Urals за температури 5 °С характеризується граничним динамічним напруженням зсуву $\tau_o = 4,7$ Па, яке зменшується до $\tau_o = 2,2$ Па за 10 °С, до $\tau_o = 1,3$ Па за 15 °С і до $\tau_o = 1,0$ Па за 20 °С. Таким чином, у такої суміші за температур вищих за 10°С аномальні реологічні властивості проявляються слабо і тому за вказаних умов суміш нафт може вважатись ньютонівської рідиною.

Аналіз досліджень засвідчив, що суміш 5 % долинської нафти і 95 % нафти Urals у діапазоні температур від 5 до 40 °С характеризується властивостями ньютонівської рідини.

Дані табл. 4.2 – 4.9 можна використовувати як розрахункові реологічні характеристики суміші нафт при теплогідравлічних розрахунках нафтопроводу Долина-Надвірна. Для проведення теплогідравлічних розрахунків нафтопроводів необхідно мати графічні та аналітичні залежності реологічних параметрів нафт та їх сумішей від температури.

Як зазначено вище, для рідин, що характеризуються в'язкопластичною реологічною моделлю, для оцінювання транспортбельних властивостей необхідно мати графічні та аналітичні залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури.

Одержані нами за результатами експериментів графіки залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти сорту Urals при прямому і зворотному ходах віскозиметра наведені на рис. 4.6 і 4.7.

такі аналітичні залежності:

для граничного динамічного напруження зсуву (Па) від температури (°C):

- у разі незруйнованої структури суміші нафт

$$\tau_o = 22,12 - 2,562t + 0,1086t^2 - 0,001653t^3; \quad (4.1)$$

- у разі зруйнованої структури суміші нафт

$$\tau_o = 2,093 - 0,1132t + 0,004027t^2 - 0,0000493t^3; \quad (4.2)$$

для пластичної в'язкості (Па·с) від температури (°C):

- у разі незруйнованої структури

$$\eta_{nl} = 9,654 \cdot 10^{-2} - 8,384 \cdot 10^{-3}t + 2,722 \cdot 10^{-4}t^2 - 2,976 \cdot 10^{-6}t^3; \quad (4.3)$$

- у разі зруйнованої структури

$$\eta_{nl} = 8,388 \cdot 10^{-2} - 6,378 \cdot 10^{-3}t + 1,834 \cdot 10^{-4}t^2 - 1,802 \cdot 10^{-6}t^3. \quad (4.4)$$

Аналогічні графічні та математичні залежності побудовані для сумішей нафт, що містять відповідно 25, 20, 15, 10 і 5 % високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти.

Як зазначено вище, для розробки технології перекачування високов'язкої нафти із розріджувачем необхідно вміти прогнозувати температуру застигання транспортованої суміші.

Виконані нами експериментальні дослідження температури застигання долинської нафти і її сумішей з нафтою сорту Urals показали, що зі збільшенням концентрації розріджувача від 70 до 95 % температура застигання зменшується

за нелінійним законом (рис. 4.7.). Щоб одержати температуру застигання меншу за 0 °С, треба застосовувати суміш нафт, що містить не більше 14 % високов'язкої долинської нафти.

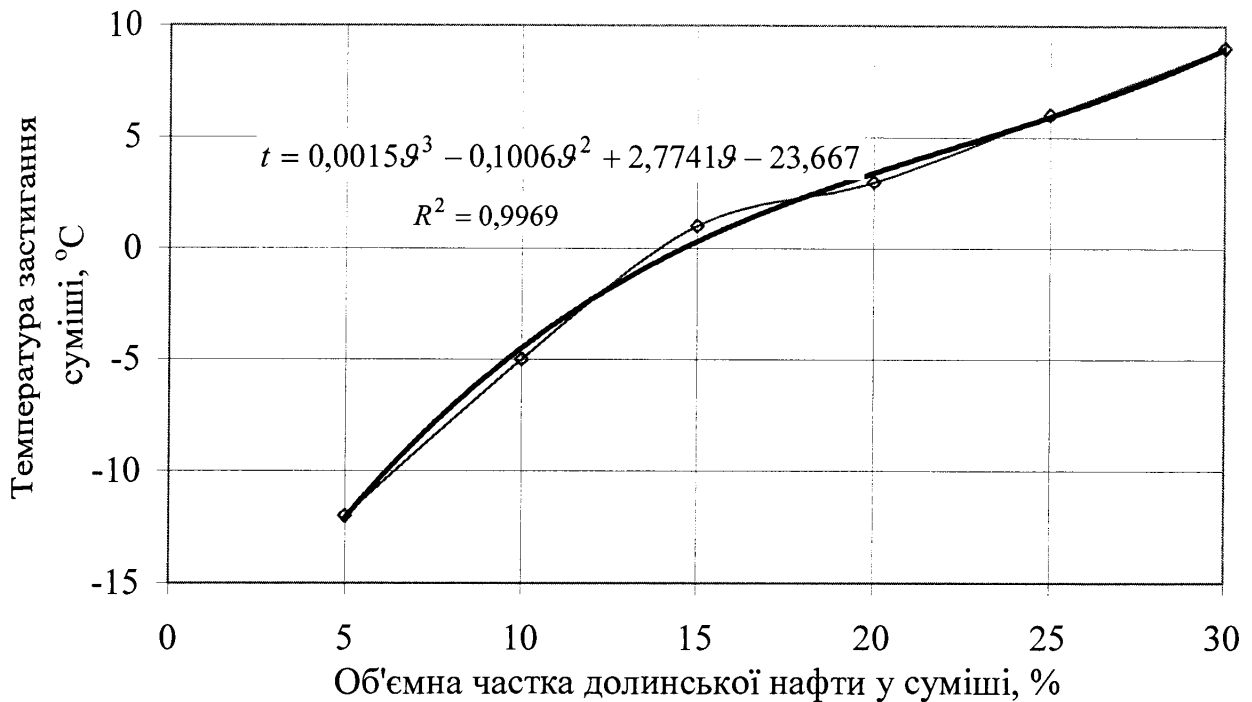


Рис.4.8. Залежність температури застигання від частки долинської нафти у суміші з нафтою сорту Urals

—◇— дослідні дані ————— поліноміальний (дослідні дані)

Математичні моделі залежності реологічних параметрів суміші нафт від температури для різних концентрацій долинської нафти використані нами при розробці методів теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Надвірна та оцінювання ефективності заходів щодо зменшення енерговитратності транспортування високов'язких нафт Прикарпаття.

4.3. Висновки до розділу 4

Аналіз результатів експериментальних досліджень реологічних характеристик сумішей долинської нафти і нафти сорту Urals дає змогу зробити такі висновки:

- 1) Суміш із 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals, транспортування якої пропонується проектом нафтопроводу Долина-Надвірна, характеризується значними аномальними реологічними характеристиками. За температур, нижчих за 40 °С, суміш може бути віднесена до неньютонівських в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю може бути описаний рівнянням Шведова-Бінгама. За температур, вищих за 20 °С, аномальні властивості суміші проявляються слабо і значення граничного динамічного напруження зсуву менше за 1 Па.
- 2) Зменшення частки високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти у суміші до 20 % практично не зменшує ступінь аномальності і не покращує транспортабельні властивості рідини за температур нижчих за 20 °С.
- 3) Суттєво зменшує аномальні реологічні властивості суміші зниження частки високов'язкої долинської нафти до 10 %. За температур, понад 10 °С, аномальні реологічні властивості проявляються слабо, і тому за вказаних умов суміш нафт може вважатись ньютонівською рідиною. Суміш 5 % долинської нафти і 95 % нафти Urals у діапазоні температур від 5 до 50 °С може вважатись ньютонівською рідиною.
- 4) Як для долинської нафти, так і для її сумішей з нафтою сорту Urals, залежність пластичної динамічної і кінематичної в'язкості від температури може бути з точністю до 1 % описана поліномом третьої степені.
- 5) У результаті експериментальних досліджень одержаний комплекс реологічних параметрів сумішей нафти Urals і долинської нафти з різним вмістом останньої для незруйнованої структури (при прямому ході віскозиметра) і для зруйнованої структури (при зворотному ході віскозиметра). Суміші нафт, які плануються перекачувати нафтопроводом Долина-Надвірна, характеризується реологічними параметрами, що входять у межі, зазначені вище. Причому, ступінь руйнування структурної решітки, а отже, і ступінь аномальності властивостей сумішей нафт залежать від десятків чинників, які важко врахувати, бо вони є випадковими величинами

і тому не піддаються точному прогнозуванню. З цих причин як граничні параметри суміші нафт, що визначають максимальний гідравлічний опір трубопроводу і відповідають найбільшій небезпеці його “заморожування”, доцільно прийняти реологічні параметри цієї суміші, які одержані дослідним шляхом при незруйнованій структурі. Реологічні параметри суміші нафт, одержані при повністю зруйнованій структурі, характеризують найбільш сприятливі умови роботи нафтопроводу Долина-Надвірна, які відповідають безперервному перекачуванню нафти.

- 6) Експериментальні дослідження температури застигання долинської нафти і її сумішей з нафтою сорту Urals показали, що зі збільшенням концентрації розріджувача від 70 до 95 % температура застигання зменшується за нелінійним законом. Щоб одержати температуру застигання меншу за 0 °С, треба застосовувати суміш, яка містить не більше 14 % високов'язкої долинської нафти.

РОЗДІЛ 5

ВСТАНОВЛЕННЯ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКУ МІЖ РЕОЛОГІЧНИМИ
ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НАФТИ ТА ЕНЕРГОВИТРАТНІСТЮ ЇЇ
ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТОПРОВОДАМИ

Як зазначалось вище, ефективним та економічним методом поліпшення реологічних властивостей та зменшення енерговитрат у трубопровідному транспорті малов'язких і високов'язких нафт є застосування різного типу присадок та розріджувачів.

Системою магістральних нафтопроводів України здебільшого транспортується на експорт російська нафта сорту Urals, яка за реологічними властивостями, як показали наші дослідження, є ньютонівською рідиною. Для покращання транспортатбельних властивостей і зменшення енерговитрат нафт, що характеризуються ньютонівськими властивостями, доцільно використовувати протитурбулентні присадки.

На сьогодні такі присадки застосовуються на одному із основних магістральних нафтопроводів Снігурівка - Одеса. Технологічно можливим є застосування протитурбулентних присадок на будь-якому вітчизняному нафтопроводі.

Технологічні розрахунки нафтопроводів при перекачуванні малов'язких нафт з додаванням протитурбулентних присадок мають низку особливостей і не можуть бути виконані за існуючими методиками розрахунку нафтопроводів при перекачуванні нафт, які не підлягали зміні транспортатбельних властивостей.

Тому виникла практична необхідність розробки методик гідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні нафти з додаванням певної кількості найбільш вживаної на сьогодні в Україні протитурбулентної присадки.

Для оцінки ефективності застосування протитурбулентної присадки на будь-якому нафтопроводі необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними характеристиками малов'язкої нафти та енерговитратністю її трубопровідного транспорту.

Як зазначалось вище, деякі сорти нафти, які видобуваються на Прикарпатті, є високов'язкими швидкозастигаючими нафтами, транспортування яких нафтопроводами вимагає застосування спеціальних технологій перекачування. У першу чергу це стосується нафти Долинської групи родовищ, яка перекачується нафтопроводом Долина-Дрогобич і яку планують перекачувати новим нафтопроводом Долина-Надвірна.

На новому нафтопроводі Долина-Надвірна технологічно неможливо реалізувати традиційну технологію неізотермічного перекачування долинської нафти з температурою підігріву 70-75 °С і кінцевою температурою, що забезпечує необхідні транспортабельні властивості нафти. Це пояснюється наявністю протяжних надземних переходів без теплової ізоляції, де будуть мати місце значні теплові втрати. Тому технологічно та економічно доцільним є застосування на нафтопроводі Долина-Надвірна комбінованої технології, яка буде поєднувати підігрівання нафти до температури 40-45 °С, при якій здійснюється підготовка долинської нафти до транспорту, і поліпшення реологічних та транспортабельних властивостей шляхом додавання депресаторів або розріджувачів.

Як показали проведені нами експериментальні дослідження, описані у попередніх розділах роботи, долинська нафта з додаванням як депресаторів, так і вуглеводневих розріджувачів у певному діапазоні температур характеризується реологічними властивостями неньютонівської в'язкопластичної рідини.

Теплогідравлічні розрахунки нафтопроводів при перекачуванні в'язкопластичних рідин не можна виконувати за існуючими методиками, що базуються на закономірностях руху ньютонівської рідини. Це зумовлює практичну необхідність розробки методів теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні рідини, що характеризується як ньютонівськими, так і неньютонівськими реологічними властивостями.

Для оцінки ефективності застосування розріджувачів і депресаторів на будь-якому нафтопроводі необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними параметрами високов'язкої і малов'язкої нафти та енерговитратністю її трубопроводного транспорту.

5.1. Встановлення взаємозв'язку між реологічними характеристиками та енерговитратністю перекачування малов'язких нафт при застосуванні протитурбулентних присадок

Система магістральних нафтопроводів України, окрім функцій постачання внутрішніх споживачів, здійснює транзитні поставки російської нафти до ряду країн Європи. Пропускна здатність нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта” становить 114,5 млн.т/рік, у тому числі 66 млн.т/рік - на експорт. Після введення в дію морського нафтоперевалочного комплексу “Південний” і розширення можливостей експортних поставок нафти постала необхідність збільшення пропускної здатності існуючої мережі магістральних нафтопроводів.

Виконаний нами аналіз показав, що лімітуючим елементом у нафтотранспортній системі України є магістральний нафтопровід Снігурівка–Одеса. Це пояснюється тим, що на трасі трубопроводу довжиною 231 км донедавна працювала лише одна нафтоперекачувальна станція – НПС Снігурівка. Зазначений нафтопровід обмежував обсяги транзитних поставок російської нафти на експорт.

На магістральному нафтопроводі Снігурівка–Одеса з метою зменшення енерговитратності та збільшення обсягів перекачування ще з 1999 року почали застосовувати протитурбулентну присадку “Liquid Power”TM фірми “Коноко”.

Однак вивчення технічної документації Одеського РНУ показало відсутність наукового і методологічного забезпечення зазначеної спеціальної технології перекачування. Вибір концентрацій присадки залежно від необхідного режиму роботи нафтопроводу проводився за номограмами, наданими представниками американської фірми. Методики, за якими були побудовані номограми, вважались комерційною таємницею виробника присадки і не були роз'яснені працівникам нафтопровідного управління. Починаючи з середини 2002 року фірма “Коноко” постачає на НПС Снігурівка присадку зі значно відмінними властивостями, ніж ті, що були передбачені при розробці графічних залежностей. Тому ефект від застосування присадки за тих чи інших

умов роботи нафтопроводу мав випадковий характер. Це ускладнювало експлуатацію нафтопроводу Снігурівка–Одеса, не давало змоги оптимізувати режими роботи та достовірно прогнозувати обсяги поставок нафти на експорт.

Тому виникла практична необхідність розробити наукове та методологічне забезпечення реалізації спеціальної технології перекачування нафтопроводами України російської нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”™.

Вплив кожного типу протитурбулентної присадки на кожен сорт нафти, що перекачується нафтопроводом, індивідуальний і може бути виявлений лише дослідним шляхом у лабораторних чи виробничих умовах.

Регулярне застосування протитурбулентної присадки “Liquid Power”™ при перекачуванні російської нафти сорту Urals на діючому нафтопроводі створило можливості для проведення промислового експерименту з метою виявлення впливу присадки на зменшення гідравлічного опору.

5.1.1. Розробка математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні російської нафти сорту Urals з протитурбулентною присадкою “Liquid Power”™

Регулярному використанню енергоощадної технології перекачування російської нафти сорту Urals передували промислові випробування протитурбулентної присадки “Liquid Power”™ на нафтопроводі Снігурівка–Одеса. Промислові випробування проводились співробітниками Одеського районного нафтопровідного управління за присутності представників фірми “Коноко”. Результати промислових експериментів із визначення впливу присадки “Liquid Power”™ на технологічні параметри роботи нафтопроводу Снігурівка–Одеса були передані нам для опрацювання.

Промислові експерименти виконувались при різних значеннях концентрації присадки та кінематичної в'язкості транспортованої нафти, що відповідають літнім, осінньо-весняним і зимовим умовам перекачування.

При проведенні промислових експериментів вимірювались фактична витрата нафти у нафтопроводі, тиск нафти на виході НПС Снігурівка, тиск нафти у кінці трубопроводу, кінематична в'язкість нафти та її густина.

Витрата нафти вимірювалась ультразвуковими лічильниками з межею допустимої сумарної похибки $\pm 0,15\%$, тиск визначався манометрами з класом точності 1, кінематична в'язкість і густина нафти визначалися відповідно до чинних стандартів в умовах акредитованої лабораторії Одеського районного нафтопровідного управління. Слід зазначити, що нафтопровід Снігурівка – Одеса як основна транзитна артерія України, оснащений сучасними засобами вимірювання тиску, температури, витрати нафти, а також фізичних властивостей нафти.

Результати промислових експериментів із визначення ефективності застосування протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM фірми “Коноко” (США) з метою зменшення енерговитратності перекачування російської нафти сорту Urals нафтопроводом Снігурівка – Одеса наведені у табл.5.1.

Результати промислових випробувань довели високу ефективність протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM фірми “Коноко” щодо зменшення енерговитратності перекачування російської нафти сорту Urals. Однак сформовані у табл.5.1 результати не можуть бути безпосередньо використані при проведенні технологічних розрахунків нафтопроводів, що транспортують малов'язкі нафти з додаванням протитурбулентних присадок. Вони вимагають наукового і методологічного опрацювання, що дасть змогу одержати математичні моделі для оцінювання гідравлічного опору і втрат енергії в нафтопроводі при перекачуванні нафти з конкретною вихідною в'язкістю при конкретній витраті і заданій концентрації протитурбулентної присадки.

Перекачування нафт середньої і малої в'язкості відбувається зазвичай у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

Як зазначалось вище, введення протитурбулентної присадки у потік рідини зменшує турбулентні пульсації і тим самим зменшує гідравлічний опір і втрати тиску у нафтопроводі.

Таблиця 5.1

Результати промислового експерименту з визначення ефективності протитурбулентної присадки щодо зменшення втрат тиску у нафтопроводі Снігурівка-Одеса

Концентрація присадки, $C \cdot 10^6$	Витрата нафти в нафтопроводі, $m^3/год$	Зменшення втрат тиску при перекачуванні, %	Концентрація присадки, $C \cdot 10^6$	Витрата нафти в нафтопроводі, $m^3/год$	Зменшення втрат тиску при перекачуванні, %	Концентрація присадки, $C \cdot 10^6$	Витрата нафти в нафтопроводі, $m^3/год$	Зменшення втрат тиску при перекачуванні, %
Кінематична в'язкість нафти $40 \cdot 10^{-6} m^2/c$			Кінематична в'язкість нафти $30 \cdot 10^{-6} m^2/c$			Кінематична в'язкість нафти $20 \cdot 10^{-6} m^2/c$		
1,5	1776	5,5	1,4	1816	5,6	1,2	1855	5,6
3,2	1827	10,5	2,9	1868	10,7	2,6	1909	10,9
5,1	1879	15,2	4,6	1921	15,5	4,1	1963	15,7
7,1	1930	19,7	6,5	1974	20,0	5,8	2017	20,3
9,5	1982	23,8	8,6	2026	24,2	7,7	2071	24,5
12,0	2034	27,7	10,9	2080	28,1	9,8	2125	28,5
14,9	2086	31,3	13,5	2133	31,8	12,1	2179	32,1
18,2	2137	34,7	16,4	2185	35,1	14,7	2233	35,5
21,8	2189	37,8	19,7	2238	38,3	17,5	2287	38,6
25,8	2241	40,8	23,1	2291	41,2	20,5	2341	41,5
30,1	2292	43,5	27,0	2344	43,9	23,9	2395	44,2
35,0	2344	46,0	31,3	2397	46,3	27,7	2450	46,6
40,5	2396	48,3	36,1	2449	48,6	31,9	2503	48,8
46,7	2447	50,4	41,6	2502	50,7	36,5	2558	50,9

Зменшення турбулентних пульсацій безпосередньо впливає на характер розподілу швидкостей по перерізу турбулентного потоку, що в свою чергу викликає зміну коефіцієнта гідравлічного опору.

При традиційній технології перекачуванні нафти нафтопроводом (без застосування протитурбулентної присадки) у зоні гідравлічно гладких труб турбулен-

тного режиму коефіцієнт гідравлічного опору може бути визначений за узагальненою формулою Лейбензона

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (5.1)$$

де A, m - коефіцієнти моделі, значення яких залежать від режиму руху нафти.

При числах Рейнольдса у нафтопроводі, менших за 70000, відповідно до формули Блазіуса маємо $A = 0,3164$ і $m = 0,25$.

Як зазначено у ряді робіт [19-22,25,35,39,43-45,51], введення протитурбулентної присадки у потік транспортованої нафти призводить до зсуву режиму її руху у бік зменшення ступеня турбулентності і збільшення товщини ламінарного прошарку.

Згідно з результатами досліджень [22,29,39,51,57,94] зміна профілю швидкостей у перерізі потоку і відповідна зміна режиму руху рідини в трубопроводі більш суттєво впливає на значення коефіцієнта m , ніж на значення коефіцієнта A в узагальненій моделі (5.1).

Тому відповідно до теоретичних основ турбулентності з врахуванням критеріїв моделювання потоку реальної рідини пропонуємо таку математичну модель для визначення коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу при перекачуванні нафти з додаванням протитурбулентної присадки:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25+K(C,\nu) \cdot C}}, \quad (5.2)$$

де Re - число Рейнольдса в нафтопроводі, обчислене за кінематичною в'язкістю нафти з врахуванням впливу протитурбулентної присадки відповідно до результатів досліджень у розділі 2;

$K(C,\nu)$ - коригувальний коефіцієнт режиму руху, функція концентрації протитурбулентної присадки і кінематичної в'язкості нафти;

C - концентрація протитурбулентної присадки в транспортованій нафтопроводом нафті.

Використовуючи дані промислових експериментів (табл.5.1), виконуємо математичну їх обробку за допомогою комп'ютерних технологій. У результаті одержуємо графічні залежності коригувального коефіцієнта режиму руху K у формулі залежно від концентрації протитурбулентної присадки і в'язкості нафти (рис.5.1).

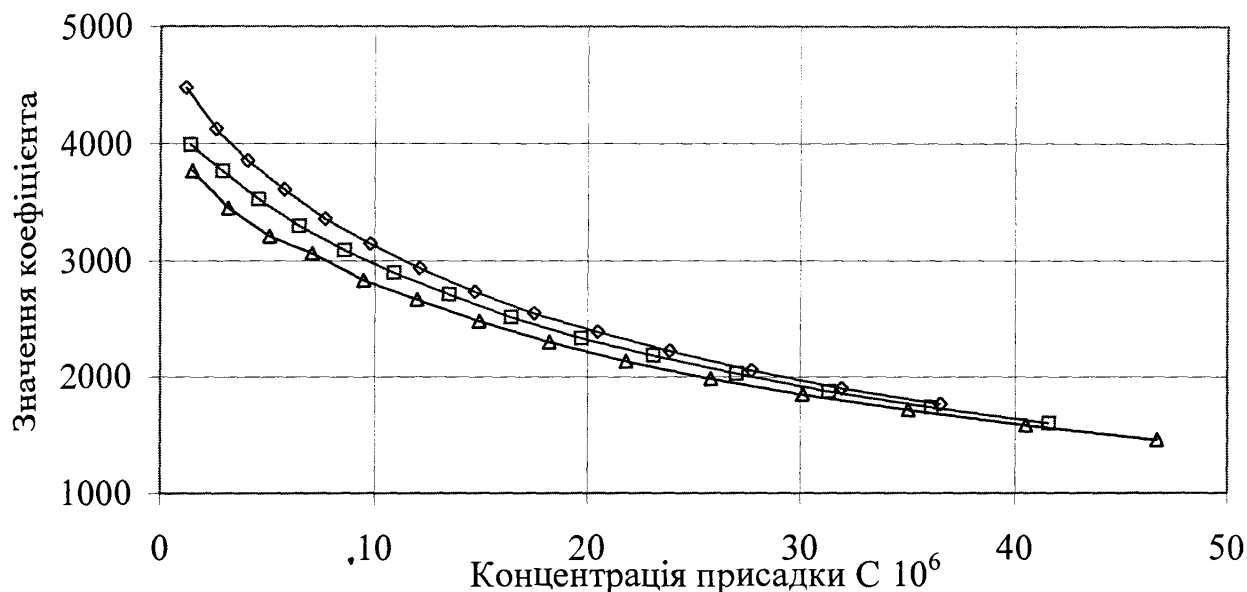


Рис.5.1. Залежність коефіцієнта режиму руху в математичній моделі коефіцієнта гідравлічного опору від концентрації протитурбулентної присадки і в'язкості нафти

—◇— при в'язкості 20 сСт —□— при в'язкості 30 сСт —△— при в'язкості 40 сСт

Аналіз графіків, наведених на рис.5.1, дав змогу зробити висновок, що за фіксованої кінематичної в'язкості нафти залежність коригувального коефіцієнта режиму руху від концентрації присадки може бути описана логарифмічним виразом

$$K = A(\nu) \ln C + B(\nu), \quad (5.3)$$

де $A(\nu), B(\nu)$ - коефіцієнти математичної моделі, функція кінематичної в'язкості нафти.

Шляхом обробки даних промислових експериментів нами одержані такі формули для визначення значення коефіцієнтів моделі A і B залежно від величини кінематичної в'язкості нафти ν ($\text{м}^2/\text{с}$)

$$A = 190,28 \ln \nu + 1221, \quad (5.4)$$

$$B = 1723,8 \ln \nu + 12008, \quad (5.5)$$

Результати досліджень свідчать, що максимальне відхилення результатів розрахунків за формулами (5.2)-(5.5) від даних промислових експериментів, наведених у табл.5.1, не перевищує 3 %.

Для перевірки адекватності одержаних моделей нами виконана математична обробка результатів штатних перекачувань російської нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки нафтопроводом Снігурівка–Одеса. Приклад фактичних режимних параметрів роботи нафтопроводу Снігурівка–Одеса наведений у додатку Д.

Згідно з додатком Д при витраті нафти $Q=1512 \text{ м}^3/\text{год}$, кінематичній в'язкості $\nu=22,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, об'ємній концентрації присадки $6,94 \cdot 10^{-6}$, числі Рейнольдса у нафтопроводі $Re=33185$ фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору становить $\lambda_{\phi}=0,01781$. Визначаємо розрахункове значення коефіцієнта гідравлічного опору, застосовуючи формули (5.2)-(5.5). У результаті одержуємо $\lambda_p=0,01856$. Відносна різниця фактичного і розрахункового значення коефіцієнта гідравлічного опору становить 4,2 %.

Обробка статистичних даних режимних параметрів роботи нафтопроводу Снігурівка–Одеса при застосуванні протитурбулентних присадок для покращання реологічних властивостей нафти сорту Urals засвідчила, що максимальне відхилення значень коефіцієнта гідравлічного опору, розрахованих за формулами (5.2)-(5.5), від фактичних величин не перевищує ± 10 %. Це свідчить про можли-

вість застосування запропонованих математичних моделей для прогнозування режимних та енергетичних параметрів роботи діючих нафтопроводів.

Якщо знехтувати безпосереднім впливом кінематичної в'язкості нафти на коефіцієнт режиму руху і обмежитись урахуванням більш впливового чинника – концентрації протитурбулентної присадки на зменшення енерговитратності перекачування, то можна запропонувати більш просту математичну модель для визначення коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу при застосуванні протитурбулентних присадок

$$\lambda_{np} = \frac{1}{(A \cdot \lg Re + B)^2 + C \cdot k}, \quad (5.6)$$

де A , B , k – коефіцієнти математичної моделі, які залежать від сорту нафти і типу присадки і можуть бути визначені експериментальним шляхом;

C – концентрація протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM у російській нафті сорту Urals.

Шляхом обробки статистичної інформації з режимних параметрів роботи нафтопроводу Снігурівка–Одеса одержуємо таку спрощену формулу для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору при використанні протитурбулентної присадки (для діапазону кінематичної в'язкості нафти від $20 \cdot 10^{-6}$ до $30 \cdot 10^{-6}$ м²/с):

$$\lambda_{np} = \frac{1}{(1,85 \cdot (1 - \lg Re))^2 + 1,5 \cdot 10^6 \cdot C}. \quad (5.7)$$

Як показали наші розрахунки, дана залежність з максимальною похибкою ± 12 % описує фактичні дані залежності коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса і концентрації протитурбулентної присадки.

5.1.2. Методика оцінювання впливу покращання реологічних характеристик малов'язких нафт на зменшення енерговитратності їх перекачування

Використовуючи результати промислових експериментів та математичні моделі, одержані шляхом їх математичної обробки, розробимо методику оцінювання ефективності заходів покращання реологічних властивостей малов'язких нафт з точки зору зменшення енерговитратності їх перекачування нафтопроводом.

Нехай вихідна нафта за температури перекачування мала густину ρ_1 і кінематичну в'язкість ν_1 . Необхідно визначити, на скільки зменшаться втрати енергії при перекачуванні нафтопроводом певної кількості нафти з поліпшеними реологічними властивостями за рахунок застосування протитурбулентних присадок. Кінематична в'язкість нафти з додаванням присадки становить ν_2 . Концентрація присадки в транспортованій нафті становить C . Параметрам роботи нафтопроводу при перекачуванні вихідної нафти присвоюємо індекс 1, при перекачуванні нафти з протитурбулентною присадкою – індекс 2.

Визначаємо число Рейнольдса в нафтопроводі при перекачуванні вихідної нафти і нафти з протитурбулентною присадкою

$$Re_1 = \frac{4Q}{\pi D \nu_1}, \quad (5.8)$$

$$Re_2 = \frac{4Q}{\pi D \nu_2}, \quad (5.9)$$

де Q - витрата нафти в нафтопроводі;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу.

Обчислюємо коефіцієнт гідравлічного опору в нафтопроводі при перекачуванні вихідної нафти за формулою Блазіуса

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (5.10)$$

Застосовуючи формули (5.4)-(5.5), обчислюємо коефіцієнти математичної моделі A і B при перекачуванні нафти з поліпшеними реологічними властивостями. За формулою (5.3) визначаємо значення коригувального коефіцієнта режиму руху рідини при заданій концентрації присадки C і кінематичній в'язкості нафти ν_2 . За формулою (5.2) знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору при перекачуванні нафти з додаванням присадки λ_2 .

Визначаємо втрати тиску при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$\Delta P_1 = \frac{8}{\pi^2} \lambda_1 \frac{L}{D^5} Q^2 \rho, \quad (5.11)$$

$$\Delta P_2 = \frac{8}{\pi^2} \lambda_2 \frac{L}{D^5} Q^2 \rho. \quad (5.12)$$

Уводимо коефіцієнт відносного зменшення втрат тиску при перекачуванні малов'язкої нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$\delta_p = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\Delta P_1} 100\%. \quad (5.13)$$

Із врахуванням виразів (5.11) і (5.12) формула (5.13) приймає вигляд

$$\delta_p = \frac{\lambda_2 - \lambda_1}{\lambda_1} 100\%. \quad (5.14)$$

Якщо знехтувати зміною кінематичної в'язкості нафти при додаванні протитурбулентної присадки, то після математичних перетворень формула (5.14) для коефіцієнта відносного зменшення втрат тиску при перекачуванні малов'язкої нафти з поліпшеними реологічними властивостями приймає вигляд

$$\delta_p = (Re^{-K \cdot C} - 1) \cdot 100\%. \quad (5.15)$$

Величина коефіцієнта δ_p характеризує ефективність заходів щодо зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту малов'язких нафт, які характеризуються ньютонівськими властивостями.

Для прикладу визначимо зменшення втрат тиску при перекачуванні російської нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM фірми “Коноко” нафтопроводом Снігурівка–Одеса. Витрата нафти в нафтопроводі $Q = 1900 \text{ м}^3/\text{год} = 0,528 \text{ м}^3/\text{год}$. Концентрація присадки $C = 10 \cdot 10^{-6}$. Кінематична в'язкість нафти $\nu = 25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Внутрішній діаметр нафтопроводу $D = 0,704 \text{ м}$.

За формулою (5.8) визначаємо число Рейнольдса у нафтопроводі

$$Re = \frac{4 \cdot 0,528}{\pi \cdot 0,704 \cdot 25 \cdot 10^{-6}} = 38181.$$

За формулами (5.4) і (5.5) обчислюємо значення коефіцієнтів моделі A і B

$$A = 190,28 \ln 25 \cdot 10^{-6} + 1221 = 795,3;$$

$$B = 1723,8 \ln 25 \cdot 10^{-6} + 12008 = 6258.$$

За формулою (5.3) знаходимо значення коригувального коефіцієнта режиму руху нафти

$$K = 795,3 \ln 10 \cdot 10^{-6} + 6258 = 2898.$$

За формулою (5.15) визначаємо коефіцієнт зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту нафти при застосуванні протитурбулентної присадки

$$\delta_p = \left(38181^{-2898 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} - 1 \right) \cdot 100\% = -26,3 \%$$

5.1.3 Методика визначення режимних параметрів та енергетичних витрат при перекачування нафти із застосуванням протитурбулентної присадки

Наведені вище математичні моделі для коефіцієнта гідравлічного опору були покладені нами в основу методики розрахунку пропускної здатності нафтопроводу Снігурівка–Одеса та оцінювання енерговитрат на транспортування нафти.

Пропускна здатність ділянки магістрального нафтопроводу визначається методом послідовних наближень з рівняння балансу тисків

$$P_{рег} - P_k = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{np} \frac{L}{D^5} Q^2 \rho + \rho g (z_k - z_o), \quad (5.16)$$

де $P_{рег}$ - тиск нафти після регулятора тиску на виході НПС;

P_k - технологічно необхідний тиск у кінці ділянки нафтопроводу;

λ_{np} - коефіцієнт гідравлічного опору, визначений із урахуванням впливу присадки на реологічні властивості нафти за формулами (5.2)-(5.5) або за формулою (5.7);

g - прискорення сили тяжіння;

z_k, z_o - геодезична позначка кінця і початку ділянки відповідно.

Тиск нафти після регулятора залежить від енергетичних показників насосних агрегатів НПС і визначається уставками по тиску $P_{доп}$, вибір яких залежить як від міцності труби, так і від інших технологічних параметрів. Тому даний параметр розраховується таким чином:

якщо виконується умова

$$P_{нпс} > P_{доп}, \quad (5.17)$$

то приймають

$$P_{рег} = P_{доп}, \quad (5.18)$$

якщо виконується умова

$$P_{нпс} < P_{доп}, \quad (5.19)$$

то приймають

$$P_{рег} = P_{нпс}, \quad (5.20)$$

де $P_{нпс}$ - тиск нафти на виході насосів НПС;

$P_{доп}$ - допустимий тиск нафти на початку перегону.

Тиск нафти на виході насосів НПС визначається за формулою

$$P_{нпс} = (A - B \cdot Q^2) \rho g, \quad (5.21)$$

де A і B - коефіцієнти сумарної напірної характеристики насосів, що працюють на НПС.

Коефіцієнти сумарної напірної характеристики НПС залежать від схеми роботи і коефіцієнтів математичних моделей кожного із працюючих насосів.

Після визначення методом ітерацій пропускної здатності нафтопроводу обчислюються витрати потужності на реалізацію конкретного режиму його роботи

$$N = \sum_{i=1}^r \frac{Q P_i}{\eta_i \eta_{e_i}}, \quad (5.22)$$

де r - кількість працюючих насосів на НПС;

P_i - тиск, що створює i -ий насос;

η_i - ККД i -ого насоса;

η_{ei} - ККД привода i -ого насоса.

Застосуємо запропоновану методику для визначення пропускної здатності нафтопроводу Снігурівка–Одеса при перекачуванні нафти сорту Urals з додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM.

Аналіз технологічної схеми НПС Снігурівка показує, що два підпірні насоси НМП 2500-74 мають однакові ротори. У той же час чотири магістральні насоси НМ 2500-230 мають різні ротори: перший і другий насоси – базові ротори на номінальну подачу, а третій і четвертий – змінні ротори на номінальну подачу 3125 м³/год. Обв’язка насосних агрегатів НПС Снігурівка дозволяє проводити перекачування нафти за таких схем послідовної роботи підпірного і магістральних насосів:

- варіант 1 – працює підпірний насос і магістральний насос із базовим ротором (діаметр колеса 430 мм);
- варіант 2 – працює підпірний насос і магістральний насос із ротором на збільшену подачу (діаметр колеса 450 мм);
- варіант 3 – працює підпірний насос і два магістральні насоси з базовими роторами (діаметр колеса 430 мм);
- варіант 4 – працює підпірний насос і два магістральні насоси, один з яких з базовим ротором (діаметр колеса 430 мм), а другий – з ротором на збільшену подачу (діаметр колеса 450 мм);
- варіант 5 – працює підпірний насос і два магістральні насоси з роторами на збільшену подачу (діаметр колеса 450 мм).

У практиці експлуатації магістрального нафтопроводу Снігурівка–Одеса часто виникає необхідність вибору економічних енергоощадних режимів його роботи, знаходження фактичної пропускної здатності нафтотранспортної системи.

Рівняння балансу тисків (5.16) із урахуванням математичних виразів (5.17)-(5.21) набуває трансцендентного виразу відносно невідомої витрати нафти, яка є пропускною здатністю нафтопроводу. Таким чином, пропускна здатність магістрального нафтопроводу залежить від схеми роботи насосних агрегатів, розрахункової в'язкості нафти, концентрації протитурбулентної присадки і може бути визначена методом ітерацій шляхом розв'язування рівняння балансу тисків із урахуванням математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору (5.7).

Нами розроблений обчислювальний алгоритм та програмне забезпечення, які дозволяють визначити пропускну здатність нафтопроводу Снігурівка–Одеса при звичайній технології перекачування нафти і при використанні протитурбулентних присадок. Нами виконані гідравлічні розрахунки нафтопроводу для всіх схем роботи насосних агрегатів, різної концентрації присадки та можливого діапазону зміни в'язкості транспортованої нафти. Текст програми PRYS наведений в додатку Е. На основі проведених розрахунків (додатки Ж і І) побудовано графічні залежності зміни пропускної здатності нафтопроводу Снігурівка–Одеса залежно від в'язкості нафти та концентрації присадки для середньорічного значення в'язкості нафти (рис.5.2 і рис.5.3).

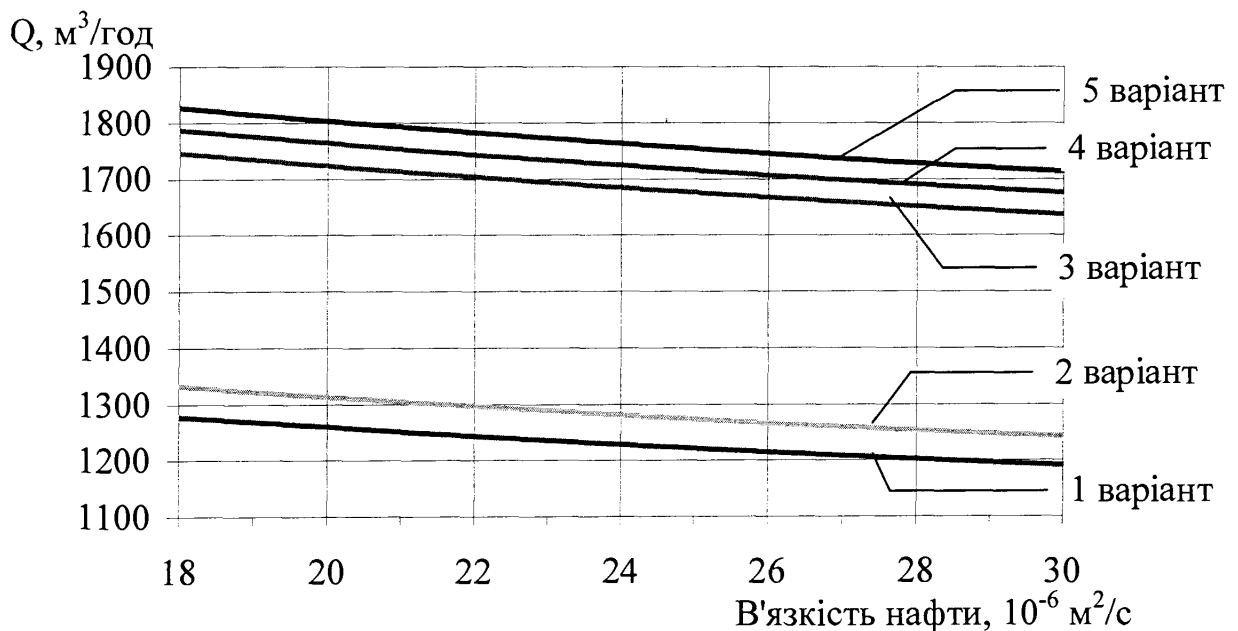


Рис.5.2. Залежність пропускної здатності нафтопроводу від в'язкості нафти при перекачуванні без присадки

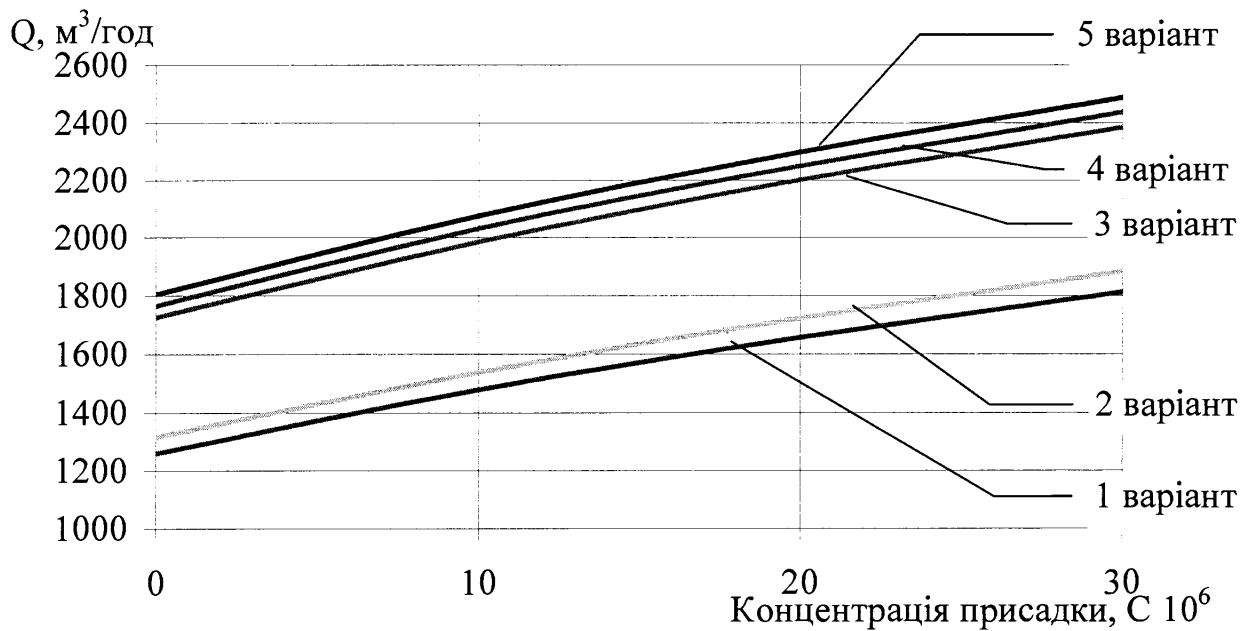


Рис.5.3. Залежність пропускної здатності нафтопроводу від концентрації присадки при розрахунковій в'язкості нафти $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Аналіз графіків на рис.5.2 і 5.3 показує, що використання протитурбулентної присадки дозволяє значно збільшити пропускну здатність нафтопроводу Снігурівка - Одеса. Для варіанту 5, що відповідає максимальному завантаженню НПС, пропускна здатність зростає з $1803 \text{ м}^3/\text{год}$ для технології перекачування без присадки до $2487 \text{ м}^3/\text{год}$ – при перекачуванні з концентрацією присадки $30 \cdot 10^{-6}$. Відносне зростання пропускної здатності становить 38 %, що в річному прирості обсягів поставки нафти становить 4,98 млн.т (при розрахунковій густині нафти $867 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Таким чином, запропоновані нами математичні моделі і методики дають змогу виконати весь комплекс технологічних розрахунків нафтопроводу, пов'язаних із перекачуванням нафти з додаванням протитурбулентних присадок. Це в свою чергу створює можливості достовірного прогнозування обсягів перекачування нафти і енерговитрат на процес її транспортування.

5.2. Встановлення взаємозв'язку між реологічними характеристиками високов'язких нафт та енерговитратністю їх перекачування нафтопроводом

У західному регіоні України видобувають високов'язкі швидкозастигаючі нафти, які характеризуються ускладненими реологічними властивостями. Для транспортування високов'язких нафт нафтопроводами необхідно застосовувати спеціальні технології, які забезпечують покращання реологічних характеристик, а отже і транспортабельних властивостей нафт. З урахуванням реологічних особливостей нафт Прикарпаття можна рекомендувати такі технології транспортування нафтопроводами: перекачування нафти з попереднім підігрівом, перекачування нафти у суміші з розріджувачами (малов'язкими нафтами) і перекачування нафти з додаванням депресатора. Незалежно від застосованої технології транспортування, як засвідчили наші дослідження, транспортована нафта у певному діапазоні робочих температур характеризується властивостями в'язкопластичної рідини.

Надійна експлуатація нафтопроводів, що перекачують високов'язкі швидкозастигаючі нафти, можлива лише за умови адекватного прогнозування режимних параметрів роботи з врахуванням реологічних особливостей рідин і умов навколишнього середовища. Це вимагає розробки методології технологічних розрахунків нафтопроводів при перекачуванні рідин, що характеризуються в'язкопластичними властивостями.

Для оцінки ефективності застосування розріджувачів і депресаторів на будь-якому нафтопроводі необхідно встановити взаємозв'язок між реологічними параметрами високов'язкої нафти і енерговитратністю її трубопровідного транспорту.

5.2.1. Розробка математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні високов'язкої нафти сорту, що характеризується в'язкопластичними властивостями

Втрати тиску при русі ньютонівської рідини в трубопроводі визначаються за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$\Delta P = \frac{8}{\pi^2} \lambda \frac{L}{D^5} Q^2 \rho, \quad (5.23)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору, який у загальному випадку є функцією числа Рейнольдса і відносної шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу;

L - довжина ділянки нафтопроводу;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу;

Q - витрата рідини в нафтопроводі;

ρ - густина рідини за умов перекачування.

Рух в'язкопластичної рідини в трубопроводі описується рівнянням Букінгема, яке можна звести до вигляду

$$Q = \frac{\pi D^4 \Delta P}{128 L \eta_{nl}} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{4 \tau_o L}{D \Delta P} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{4 \tau_o L}{D \Delta P} \right)^4 \right], \quad (5.24)$$

де η_{nl} - пластична в'язкість транспортованої рідини;

τ_o - граничне динамічне напруження зсуву рідини.

Пластична в'язкість і граничне динамічне напруження зсуву – це коефіцієнти реологічної моделі Шведова-Бінгама, які можуть бути визначені при експериментальних дослідженнях реологічних властивостей транспортованої рідини. Рівняння (5.24) не може бути безпосередньо розв'язане відносно втрат тиску, що утруднює його практичне застосування при технологічних розрахун-

ках нафтопроводів, які транспортують нафти з в'язкопластичними властивостями.

Метою досліджень, що наведені нижче, є розробка методів гідравлічного розрахунку нафтопроводу, що базуються на застосуванні традиційної формули Дарсі – Вейсбаха і передбачають уведення коригувальних коефіцієнтів, які дають змогу врахувати зростання гідравлічного опору нафтопроводу через наявність у транспортованій рідині в'язкопластичних властивостей. Вигляд математичних моделей для коригувальних коефіцієнтів будемо визначати шляхом спільного розв'язування рівнянь (5.23) і (5.24).

Ураховуючи теорію подібності стосовно руху потоку в'язкопластичної рідини, коригувальні коефіцієнти будемо представляти як функцію бінгамівського числа Рейнольдса і критерію Іллюшина.

Радіус ядра потоку в'язкопластичної рідини знаходиться за формулою [2,4]

$$R_{я} = \frac{2\tau_o L}{\Delta P}. \quad (5.25)$$

Відносний радіус ядра потоку в'язкопластичної рідини виражаємо так:

$$\chi = \frac{R_{я}}{R} = \frac{4\tau_o L}{D\Delta P}. \quad (5.26)$$

Із врахуванням виразів (5.25) і (5.26) рівняння Букінгема приймає вигляд

$$Q = \frac{\pi D^4 \Delta P}{128L\eta_{nl}} \left(1 - \frac{4}{3}\chi + \frac{1}{3}\chi^4 \right). \quad (5.27)$$

З метою одержання математичних моделей для коригувальних коефіцієнтів використовуємо такий обчислювальний алгоритм.

Математичне моделювання руху в'язкопластичної рідини проводимо для нафтопроводу довжиною L і внутрішнім діаметром D .

Визначаємо діапазон можливих значень коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама η_{nl} і τ_0 .

Задаємося витратою в'язкопластичної рідини у нафтопроводі Q . За формулою (5.26) обчислюємо відносний радіус ядра потоку в'язкопластичної рідини χ .

Методом послідовних наближень із рівняння (5.27) знаходимо втрати тиску ΔP при перекачуванні по трубопроводу в'язкопластичної рідини з витратою Q .

Уводимо поняття еквівалентного коефіцієнта гідравлічного опору λ_e , який враховує особливості руху в'язкопластичної рідини. Із рівняння (5.23) маємо

$$\lambda_e = \frac{\pi^2 D^5 \Delta P}{8LQ^2 \rho}. \quad (5.28)$$

У формулу (5.28) підставляємо знайдені раніше втрати тиску ΔP при русі в трубопроводі в'язкопластичної рідини з витратою Q .

Еквівалентний коефіцієнт гідравлічного опору представляємо як добуток коефіцієнта гідравлічного опору ньютонівської рідини λ_n на коригувальний коефіцієнт, який враховує зростання гідравлічних втрат при перекачуванні в'язкопластичної рідини K_λ

$$\lambda_e = \lambda_n K_\lambda. \quad (5.29)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору у нафтопроводі при перекачуванні ньютонівської рідини визначаємо так:

при ламінарному режимі руху – за формулою Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (5.30)$$

при турбулентному режимі руху в області гідравлічно гладких труб – за формулою Блазіуса

$$\lambda_n = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (5.31)$$

де Re - бінгамівське число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta_{nl}}. \quad (5.32)$$

Обчислюємо значення критерію Іллюшина за формулою

$$I = \frac{\pi D^3 \tau_o}{4Q \eta_{nl}}. \quad (5.33)$$

Коригувальний коефіцієнт, який враховує зростання гідравлічних втрат у нафтопроводі при перекачуванні в'язкопластичної рідини, знаходимо за формулою

$$K_\lambda = \frac{\lambda_e}{\lambda_n}. \quad (5.34)$$

До уваги приймаються ті значення коригувального коефіцієнта, які більші за одиницю. Якщо значення коригувального коефіцієнта менше за одиницю, то даний режим перекачування знаходиться за межею адекватності формули Букінгема. У цьому випадку значення коефіцієнта приймається рівним одиниці і нафтопровід розраховується за традиційною формулою Дарсі-Вейсбаха.

Наведений вище обчислювальний алгоритм нами реалізований у комп'ютерній програмі PLAS, яка дала змогу дослідити динаміку зміни гідравлічного опору нафтопроводу і коригувальних коефіцієнтів у широкому діапазоні чисел Рейнольдса і критерію Іллюшина. Діапазон зміни бінгамівського числа Рейнольдса при дослідженнях приймався рівним від 500 до 15000.

Математична обробка результатів багатоваріантних гідравлічних розрахунків режимів роботи модельного нафтопроводу за програмою PLAS показала, що математична модель коригувального коефіцієнта гідравлічного опору може бути представлена у вигляді

$$K_{\lambda} = A(Re) \cdot I + B(Re), \quad (5.35)$$

де $A(Re), B(Re)$ - коефіцієнти математичної моделі, значення яких залежить від величини бінгамівського числа Рейнольдса.

На рис.5.4 наведена одержана нами залежність коригувального коефіцієнта збільшення гідравлічного опору від критерію Іллюшина при значенні бінгамівського числа Рейнольдса $Re = 4365$.

Рис.5.5-5.8 ілюструють одержану нами залежність коефіцієнтів математичної моделі A і B від бінгамівського числа Рейнольдса.

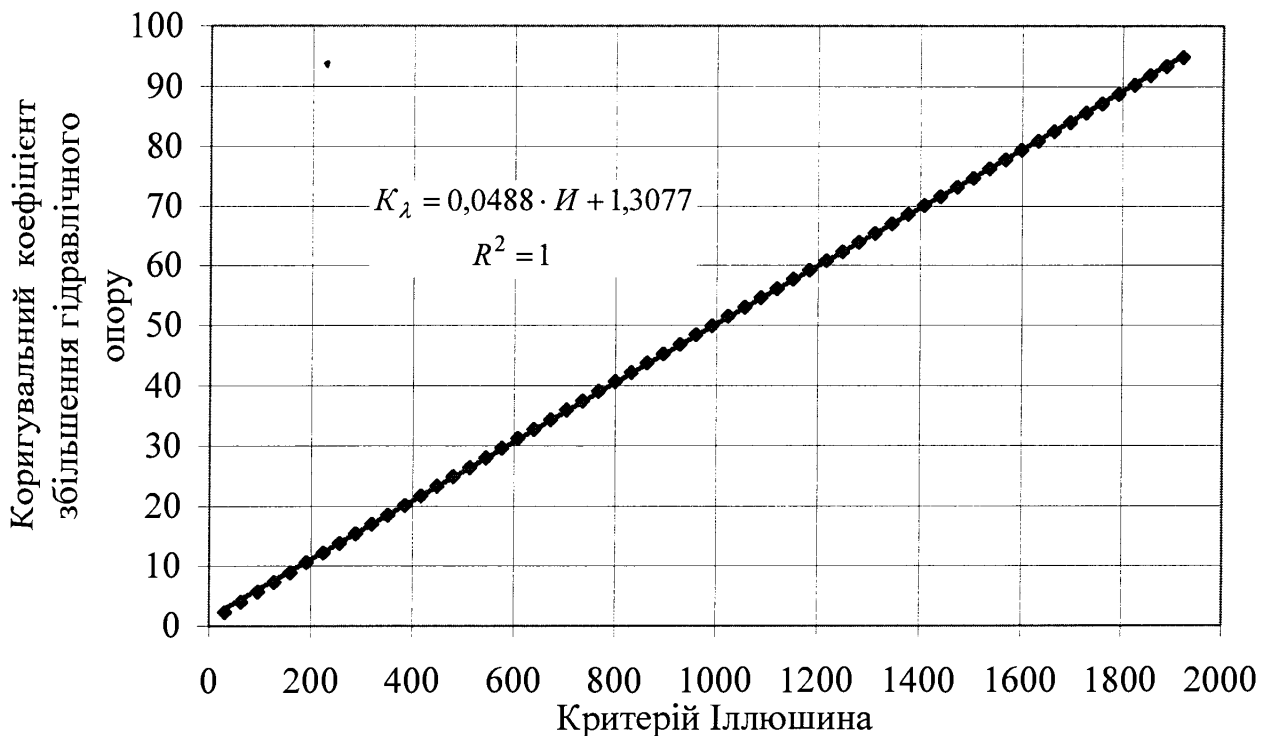


Рис.5.4. Залежність коригувального коефіцієнта збільшення гідравлічного опору від критерію Іллюшина при значенні числа Рейнольдса $Re=4356$

◆ Ряд1 — математична модель

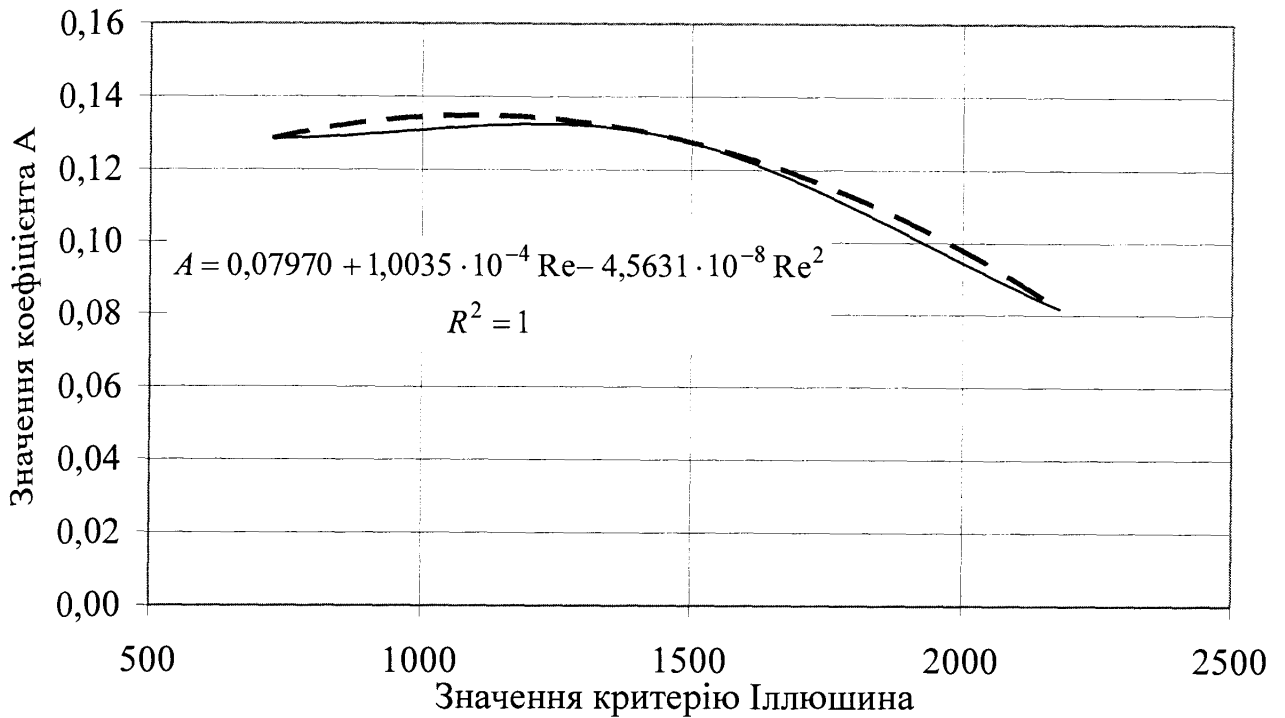


Рис.5.5. Залежність коефіцієнта моделі А від бінгамівського числа Re при $Re < 2300$

— за формулою Букінгема - - - за математичною моделлю

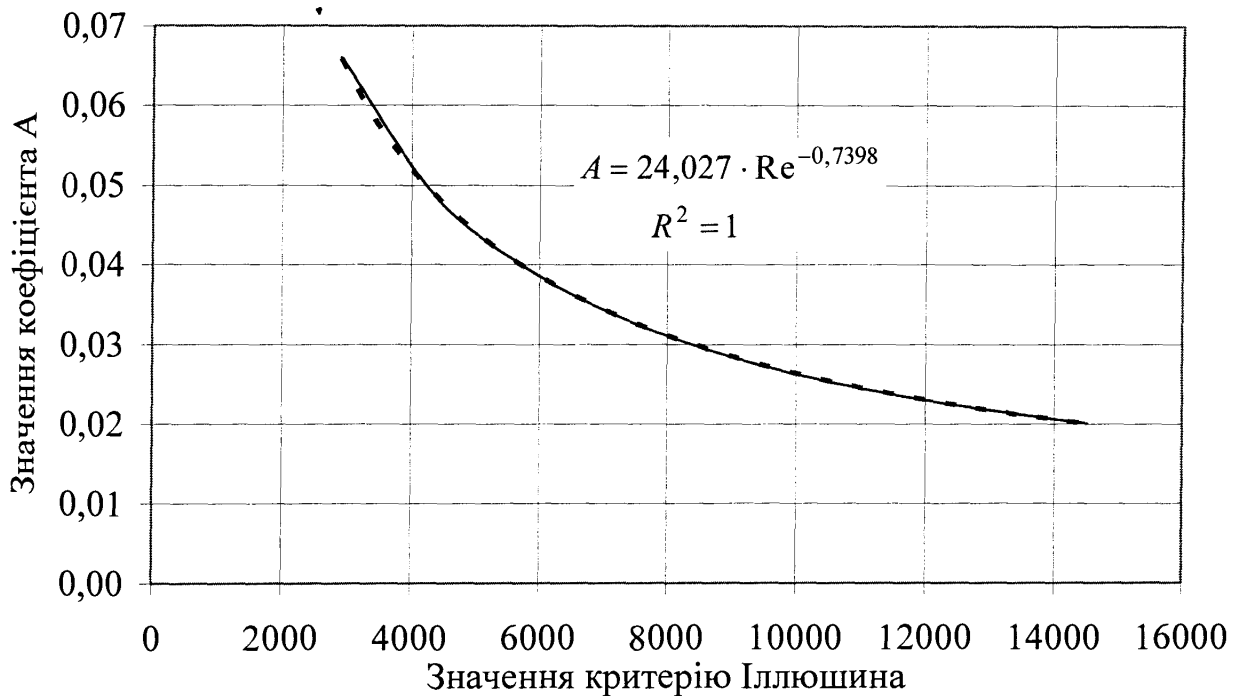


Рис.5.6. Залежність коефіцієнта моделі А від бінгамівського числа Рейнольдса Re при $Re > 2300$

— за формулою Букінгема - - - за математичною моделлю

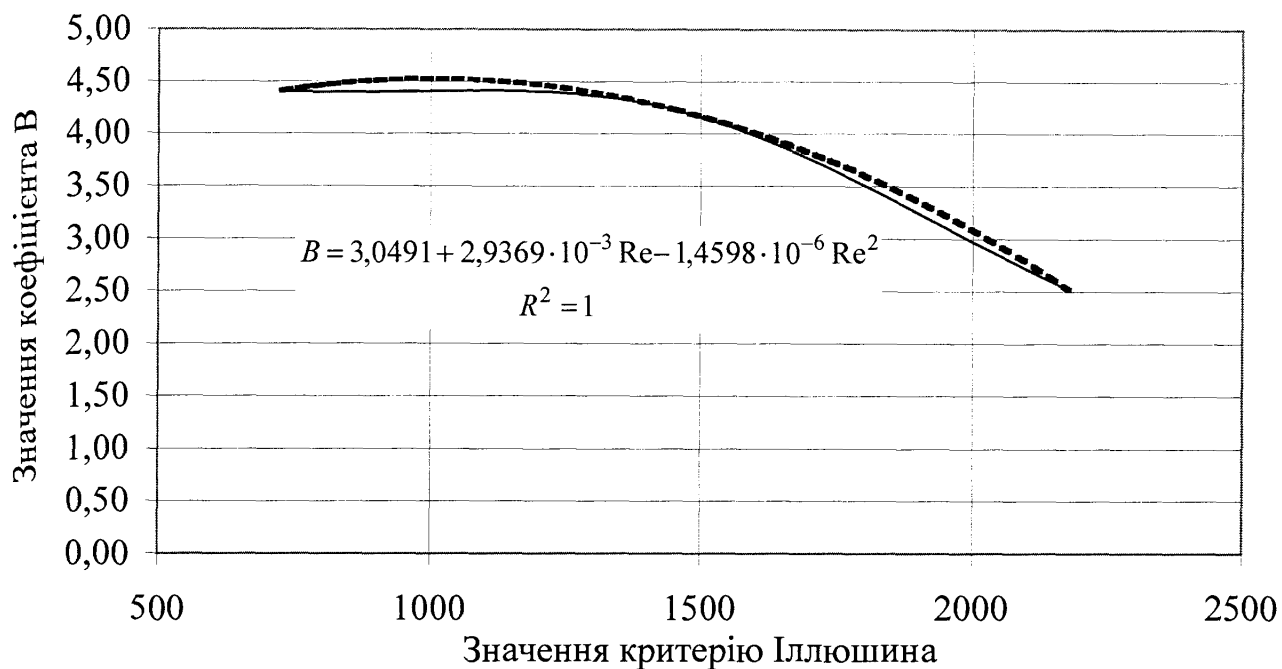


Рис. 5.7. Залежність коефіцієнта моделі B від бінгамівського числа Re при $Re < 2300$

— за формулою Букінгема — за математичною моделлю

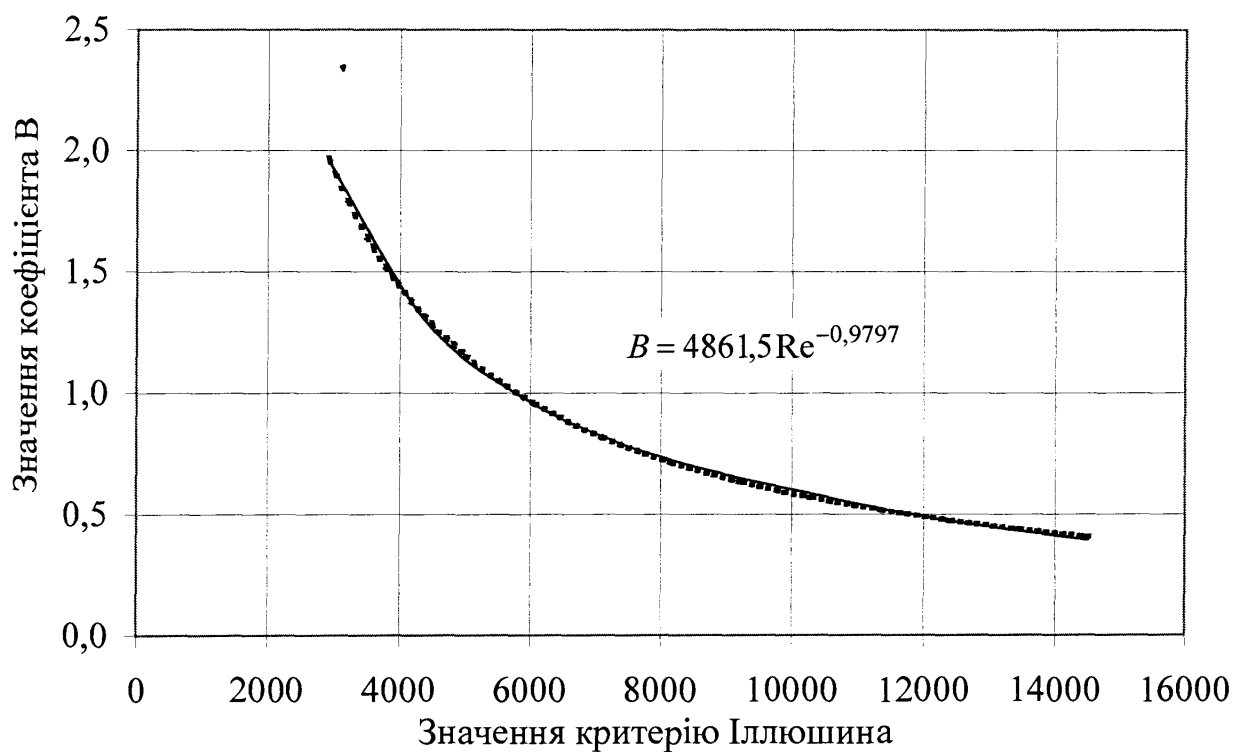


Рис.5.8. Залежність коефіцієнта моделі B від бінгамівського числа Рейнольдса Re при $Re > 2300$

— за формулою Букінгема - - за математичною моделлю

Математичне моделювання графіків, наведених на рис.5.5-5.8, дало можливість одержати такі залежності:

для коефіцієнта моделі A при $Re < 2300$

$$A = 0,07970 + 1,0035 \cdot 10^{-4} Re - 4,5631 \cdot 10^{-8} Re^2; \quad (5.36)$$

для коефіцієнта моделі A при $Re > 2300$

$$A = 24,027 \cdot Re^{-0,7398}; \quad (5.37)$$

для коефіцієнта моделі B при $Re < 2300$

$$B = 3,0491 + 2,9369 \cdot 10^{-3} Re - 1,4598 \cdot 10^{-6} Re^2; \quad (5.38)$$

для коефіцієнта моделі B при $Re > 2300$

$$B = 4861,5 Re^{-0,9797}. \quad (5.39)$$

Таким чином, шляхом математичного моделювання нами одержані аналітичні залежності, які дають змогу при заданій витраті, не використовуючи метод ітерацій, визначити втрати тиску при перекачуванні нафтопроводом рідини, що характеризується в'язкопластичними властивостями.

Наведемо приклад застосування запропонованих залежностей. Необхідно визначити втрати тиску у нафтопроводі при перекачуванні нафти, що характеризується в'язкопластичними властивостями, за таких умов:

внутрішній діаметр $D = 0,514$ м;

довжина нафтопроводу $L = 78000$ м;

густина нафти за умов перекачування $\rho = 844$ кг/м³;

пластична в'язкість $\eta_{nl} = 0,04$ Па·с;

граничне динамічне напруження зсуву $\tau_o = 8$ Па;

витрата нафти у трубопроводі $Q = 500 \text{ м}^3/\text{год} = 0,139 \text{ м}^3/\text{с}$.

За формулою (5.32) визначаємо бінгамівське число Рейнольдса

$$Re = \frac{4 \cdot 0,139 \cdot 844}{\pi \cdot 0,514 \cdot 0,04} = 7265.$$

За формулою (5.33) знаходимо значення критерію Іллюшина

$$I = \frac{\pi \cdot 0,514^3 \cdot 8}{4 \cdot 0,139 \cdot 0,04} = 153,5.$$

За формулою (5.34) обчислюємо коефіцієнт гідравлічного опору при перекачуванні ньютонівської нафти

$$\lambda_H = \frac{0,3164}{7265^{0,25}} = 0,03427.$$

За формулою (5.37) знаходимо значення коефіцієнта A

$$A = 24,027 \cdot 7265^{-0,7398} = 0,03343.$$

За формулою (5.39) визначаємо значення коефіцієнта B

$$B = 4861,5 \cdot 7265^{-0,9797} = 0,8015.$$

За формулою (5.35) знаходимо значення коригувального коефіцієнта K_λ

$$K_\lambda = 0,03343 \cdot 153,5 + 0,8015 = 5,93.$$

Визначаємо еквівалентне значення коефіцієнта гідравлічного опору при русі в'язкопластичної рідини за формулою (5.29)

$$\lambda_e = 0,03427 \cdot 5,93 = 0,2032.$$

За формулою (5.23) обчислюємо втрати тиску від тертя при перекачуванні в'язкопластичної рідини з витратою $Q = 500 \text{ м}^3/\text{год}$

$$\Delta P = \frac{8}{\pi^2} 0,2032 \frac{78000 \cdot 0,139^2 \cdot 844}{0,514^5} 10^{-6} = 5,84 \text{ МПа.}$$

Якщо гідравлічний розрахунок нафтопроводу при перекачуванні в'язкопластичної нафти вести методом ітерацій, використовуючи формули (5.26) і (5.27), то розраховані втрати тиску від тертя становитимуть $\Delta P_b = 5,76 \text{ МПа}$.

Таким чином при застосуванні запропонованих математичних моделей для еквівалентного коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні в'язкопластичної рідини похибка результатів обчислення втрат тиску від тертя становить 1,4 %, тобто не перевищує точності математичних моделей, що широко використовуються в інженерній практиці при технологічних розрахунках нафтопроводів.

5.2.2. Методика оцінювання впливу покращання реологічних характеристик високов'язких нафт на зменшення енерговитратності їх перекачування

Як вказувалось вище, з метою зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт необхідно

застосовувати технології, скеровані на покращання їх реологічних характеристик, а отже і транспортабельних властивостей.

Стосовно високов'язких і швидкозастигаючих нафт Прикарпаття такими спеціальними способами перекачування є попереднє підігрівання нафти, застосування депресаторів, використання для розрідження малов'язких російських нафт, а також будь-яка комбінація цих способів.

Як показали наші дослідження, незалежно від застосованої технології при дії на реологічні властивості високов'язкої нафти має місце зменшення статичного і граничного динамічного напруження зсуву, а також пластичної в'язкості. Нафта при цьому залишається в'язкопластичною рідиною, однак температура початку прояву в'язкопластичних властивостей знижується.

Використовуючи результати проведених нами експериментальних та теоретичних досліджень, розробимо методику оцінювання ефективності тих чи інших заходів покращання реологічних властивостей високов'язких нафт з точки зменшення енерговитратності їх перекачування нафтопроводом.

Нехай вихідна нафта при температурі перекачування мала густину ρ_1 і характеризувалась такими коефіцієнтами реологічної моделі Шведова-Бінгама – граничним динамічним напруженням зсуву τ_{o1} і пластичною в'язкістю η_{nl1} .

Після покращання реологічних властивостей ця нафта за температури перекачування має густину ρ_2 і характеризується такими коефіцієнтами реологічної моделі Шведова-Бінгама – граничним динамічним напруженням зсуву τ_{o2} і пластичною в'язкістю η_{nl2} .

Необхідно визначити, на скільки зменшаться втрати енергії при перекачуванні нафтопроводом певної кількості нафти з поліпшеними реологічними властивостями. Параметрам роботи нафтопроводу при перекачуванні вихідної нафти надаємо індекс 1, при перекачуванні нафти з поліпшеними реологічними властивостями – індекс 2.

Визначаємо бінгамівське число Рейнольдса при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$Re_1 = \frac{4Q\rho_1}{\pi D \eta_{nl1}}; \quad (5.40)$$

$$Re_2 = \frac{4Q\rho_2}{\pi D \eta_{nl2}}, \quad (5.41)$$

де Q - витрата нафти в нафтопроводі;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу.

Знаходимо критерій Іллюшина при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$I_1 = \frac{\pi D^3 \tau_{o1}}{4Q \eta_{nl1}}; \quad (5.42)$$

$$I_2 = \frac{\pi D^3 \tau_{o2}}{4Q \eta_{nl2}}. \quad (5.43)$$

Обчислюємо коефіцієнт гідравлічного опору за методикою, що відповідає руху ньютонівської рідини, для умов перекачування вихідної нафти λ_{n1} і нафти з поліпшеними реологічними властивостями λ_{n2} .

Застосовуючи формули (5.36)-(5.39), обчислюємо коефіцієнти математичної моделі при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$A_1 = A(Re_1), \quad B_1 = B(Re_1); \quad (5.44)$$

$$A_2 = A(Re_2), \quad B_2 = B(Re_2). \quad (5.45)$$

За формулою (5.35) визначаємо значення коригувальних коефіцієнтів збільшення гідравлічного опору

$$K_{\lambda_1} = A_1 I_1 + B_1; \quad (5.46)$$

$$K_{\lambda_2} = A_2 I_2 + B_2. \quad (5.47)$$

За формулою (5.29) знаходимо еквівалентний коефіцієнт гідравлічного опору при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$\lambda_{e1} = \lambda_{n1} \cdot K_{\lambda_1}; \quad (5.48)$$

$$\lambda_{e2} = \lambda_{n2} \cdot K_{\lambda_2}. \quad (5.49)$$

Визначаємо втрати тиску від тертя при перекачуванні вихідної нафти та нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$\Delta P_1 = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{e1} \frac{L}{D^5} Q^2 \rho_1; \quad (5.50)$$

$$\Delta P_2 = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{e2} \frac{L}{D^5} Q^2 \rho_2, \quad (5.51)$$

Вводимо коефіцієнт відносного зменшення втрат тиску від тертя при перекачуванні високов'язкої нафти з поліпшеними реологічними властивостями

$$\delta_p = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\Delta P_1} 100. \quad (5.52)$$

Величина коефіцієнта δ_p визначає ефективність заходів щодо покращання реологічних властивостей та зменшення енерговитратності трубопровідного

транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт, які в певному діапазоні температур характеризуються в'язкопластичними властивостями.

Описаний вище обчислювальний алгоритм нами реалізований у програмі Efect, яка дає змогу визначити ефективність того чи іншого способу покращання реологічних властивостей високов'язкої швидкозастигаючої нафти і зменшення енерговитратності її перекачування нафтопроводом.

Програма Efect є математичною моделлю гідродинаміки руху в'язкопластичної рідини в нафтопроводі. Вона дає змогу встановити безпосередній взаємозв'язок між реологічними параметрами високов'язкої нафти, яка характеризується в'язкопластичними властивостями, та енерговитратності її перекачування нафтопроводом. Як приклад дослідимо динаміку зменшення енерговитратності перекачування високов'язкої долинської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна при покращенні будь-яким способом реологічних властивостей і зменшення значення граничного динамічного напруження зсуву від 20 до 1 Па. Результати, одержані за програмою Efect, оформляємо у вигляді графіків на рис.5.9.

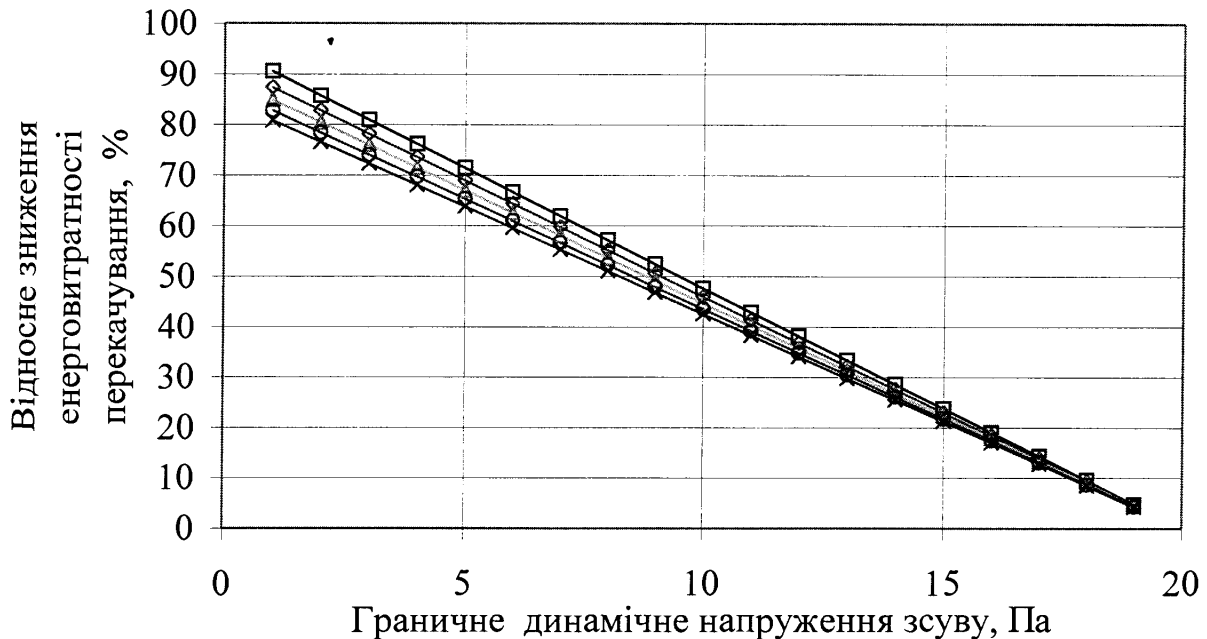


Рис.5.9. Динаміка зменшення енерговитратності перекачування високов'язкої нафти залежно від зменшення граничного динамічного напруження зсуву (параметри вихідної нафти: граничне динамічне напруження зсуву 20 Па, пластична в'язкість 0,06 Па с)

—■— Re=1936 —◇— Re=3872 —△— Re=5807 —○— Re=7743 —×— Re=9679

Аналіз графіків на рис.5.9. свідчить про суттєвий вплив зменшення значення граничного динамічного напруження зсуву нафти на зниження енерговитратності її перекачування нафтопроводом.

5.2.3. Розробка методики теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти з додаванням депресатора або розріджувача

Як зазначено вище, при транспортуванні високов'язкої долинської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна може бути застосована технологія перекачування, яка поєднує підігрівання нафти до певної температури і застосування розріджувачів або депресаторів.

Реалізація такої спеціальної технології робить необхідним розробку методики теплогідравлічного розрахунку, яка дає змогу при заданій витраті нафти в нафтопроводі прогнозувати загальні втрати тиску і тим самим визначати необхідний тиск після регуляторів на виході НПС Долина і можливість реалізації заданого режиму роботи нафтопроводу.

Методика повинна враховувати реологічні особливості долинської нафти з додаванням депресатора або розріджувача, температурні умови транспортованої нафти, температурні і термодинамічні властивості ґрунту, в якому укладений нафтопровід.

Нафта з поліпшеними реологічними властивостями надходитиме у нафтопровід Долина-Надвірна з температурою, значно більшою за температуру ґрунту на глибині його укладання. Тому у нафтопроводі буде реалізуватись неізотермічний процес перекачування нафти. При зниженні температури по довжині трубопроводу будуть суттєво змінюватись властивості транспортованої рідини. За високих температурах, як показали наші дослідження, цю рідину можна вважати ньютонівською рідиною. При пониженні температури до певного значення, що залежить від концентрації депресатора, нафта набуває властивостей в'язкопластичної рідини. Зміна реологічної моделі вимагає використання різних методів теплогідравлічного розрахунку.

З урахуванням зазначеного нафтопроводу Долина-Надвірна розбиваємо на дві частини, за межу яких приймаємо підвищену точку траси на 41 км, яка за певних режимів роботи може бути перевальною. Першу ділянку нафтопроводу Долина-Надвірна, де рухається нафта з відносно високою температурою і значно зруйнованою структурою після перемішування у насосах, будемо розраховувати за методикою неізотермічного перекачування ньютонівських рідин. На другій ділянці нафтопроводу рухається охолоджена нафта при менших градієнтах швидкості, що сприяє відновленню її структури і погіршенню реологічних властивостей. Цю ділянку нафтопроводу будемо рахувати за двома методиками: за методикою неізотермічного перекачування ньютонівської рідини і методикою, що базується на рівнянні Букінгема, яке описує рух в'язкопластичної рідини. Для прогнозування режиму роботи нафтопроводу візьмемо варіант, який характеризується більшими втратами енергії.

Розрахунки проводимо у такій послідовності. Обчислюємо секундну витрату нафти в нафтопроводі

$$Q = \frac{Q_{год}}{3600}, \quad (5.53)$$

де $Q_{год}$ - годинна об'ємна витрата нафти в нафтопроводі, задана величина.

Визначаємо середню швидкість руху нафти в нафтопроводі

$$w = \frac{4Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (5.54)$$

де D - внутрішній діаметр нафтопроводу.

Виконуємо теплогідравлічний розрахунок першої ділянки нафтопроводу. Знаходимо приблизне значення середньої температури нафти на цій ділянці

$$t_{срo} = 0,5(t_n + t_o), \quad (5.55)$$

де t_n - температура нафти на початку нафтопроводу;

t_o - температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Розраховуємо густину нафти і зведену теплоємність за середньої температури на першій ділянці нафтопроводу

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{20}, \quad (5.56)$$

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t_{cpo} - 20), \quad (5.57)$$

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39t_{cpo}), \quad (5.58)$$

$$c_{зв} = c + \frac{\varepsilon_n \chi_n}{t_{nn} - t_{kn}}, \quad (5.59)$$

де ρ_{20} - густина нафти за температури 20 °С;

ε_n - частка парафіну у нафті;

χ_n - прихована теплота кристалізації парафіну;

t_{nn}, t_{kn} - температура початку і кінця кристалізації парафіну.

Визначаємо повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище за формулою

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D_3 \ln \left[\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (5.60)$$

де λ_{zp} - коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу,

залежить від типу ґрунту і ступеня його вологості;

h_o - глибина закладання осі трубопроводу;

D_3 - зовнішній діаметр трубопроводу.

Знаходимо параметр Шухова за формулою

$$Шу = \frac{K\pi DL_1}{Q\rho c}, \quad (5.61)$$

де L_1 - довжина першої ділянки нафтопроводу з неізотермічним ньютонівським рухом нафти.

За формулою Шухова обчислюємо температуру нафти у кінці першої ділянки нафтопроводу

$$t_{k_1} = t_o + (t_n - t_o)e^{-Шу}. \quad (5.62)$$

Коригуємо кінцеву температуру нафти, враховуючи наявність на трасі нафтопроводу надземних переходів,

$$t_{k_1} = t_{k_1} - \Delta t_1, \quad (5.63)$$

де Δt_1 - зниження температури нафти, спричинене наявністю надземних переходів; може бути визначене шляхом обробки статистичних даних з фактичних режимів перекачування нафти або шляхом виконання прогнозних теплових розрахунків нафтопроводу з урахуванням наявності надземних ділянок.

Визначаємо середню на першій ділянці нафтопроводу температуру нафти за формулою

$$t_{cp1} = t_{k_1} + \frac{t_n - t_{k_1}}{3}. \quad (5.64)$$

За результатами дослідів, виконаних на віскозиметрі РЕОТЕСТ-2, для діапазону робочих температур нами одержані коефіцієнти реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти, транспортабельні властивості якої поліпшені додаванням депресатора або розріджувача. Виконано їх математичне моделювання і одержані поліноміальні залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури для конкретної концентрації депре-

сатора або розріджувача у долинській нафті – формули вигляду (3.1)-(3.4). Числові значення коефіцієнтів математичних моделей наведені у табл. 3.8-3.11.

Використовуючи формули (3.1)-(3.4), визначаємо реологічні параметри нафти при середній температурі t_{cp1} у разі незруйнованої $\tau_{1нз}$, $\eta_{1нз}$ і зруйнованої структури $\tau_{1з}$, $\eta_{1з}$.

Знаходимо, на скільки зменшуються реологічні параметри при руйнуванні структури нафти

$$\Delta\tau_1 = \tau_{1нз} - \tau_{1з}; \quad (5.65)$$

$$\Delta\eta_1 = \eta_{1нз} - \eta_{1з}. \quad (5.66)$$

Приймаємо, що на першій ділянці нафтопроводу зберігається частка α_1 від початкової структури нафти, тоді середні значення реологічних параметрів нафти можна знайти так:

$$\tau_1 = \tau_{1з} + \alpha_1 \Delta\tau_1; \quad (5.67)$$

$$\eta_1 = \eta_{1з} + \alpha_1 \Delta\eta_1. \quad (5.68)$$

Результати досліджень засвідчують, що при малих значеннях граничного динамічного напруження зсуву ($\tau_1 \leq 2$ Па) нафта може вважатись ньютонівською рідиною, пластична в'язкість якої практично збігається з динамічною в'язкістю ньютонівської рідини.

За формулою (5.57) розраховуємо середню густину нафти на першій ділянці нафтопроводу. Знаходимо середню кінематичну в'язкість нафти на першій ділянці нафтопроводу

$$\nu_1 = \frac{\eta_1}{\rho_1}. \quad (5.69)$$

Обчислюємо число Рейнольдса на першій ділянці нафтопроводу

$$Re_1 = \frac{4Q}{\pi D v_1}. \quad (5.70)$$

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору на першій ділянці нафтопроводу

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (5.71)$$

Знаходимо втрати тиску від тертя на першій ділянці нафтопроводу

$$P_1 = \rho_1 \lambda_1 \frac{L_1 w^2}{D 2}. \quad (5.72)$$

Переходимо до теплогідравлічного розрахунку другої ділянки нафтопроводу. Спочатку визначаємо середню температуру нафти на ділянці

$$t_{cp2} = t_o + \frac{t_{k1} - t_o}{3}. \quad (5.73)$$

Коригуємо середню температуру нафти, враховуючи наявність надземних переходів і нерівномірність розподілу температури нафти по діаметру труби при ламінарному режимі руху

$$t_{cp2} = t_{cp2} - \Delta t_2, \quad (5.74)$$

де Δt_2 - зниження температури нафти, спричинене наявністю надземних переходів і нерівномірністю розподілу температури по діаметру труби при ламінарному режимі руху; може бути визначене шляхом обробки статистичних даних із фактичних режимів перекачування нафти або шляхом виконання прогнозних теплових розрахунків нафтопроводу з урахуванням наявності надземних ділянок.

Використовуючи формули (3.1)-(3.4), визначаємо реологічні параметри нафти за середньої температури t_{cp2} у разі незруйнованої $\tau_{2нз}, \eta_{2нз}$ і зруйнованої структури $\tau_{2з}, \eta_{2з}$.

Знаходимо за формулами (5.65) і (5.66), на скільки зменшуються реологічні параметри при руйнуванні структури нафти за температури t_{cp2} $\Delta\tau_2$ і $\Delta\eta_2$.

Приймаємо, що на другій ділянці нафтопроводу зберігається частка α_2 від початкової структури нафти, тоді середні значення реологічних параметрів нафти можна знайти так:

$$\tau_2 = \tau_{2з} + \alpha_2 \Delta\tau_2; \quad (5.75)$$

$$\eta_2 = \eta_{2з} + \alpha_2 \Delta\eta_2. \quad (5.76)$$

Використовуючи формули (5.69)-(5.72), визначаємо втрати тиску від тертя на другій ділянці нафтопроводу за методикою руху ньютонівської рідини P_{2H} .

Відтак виконуємо гідравлічний розрахунок другої ділянки нафтопроводу за методикою, що базується на розроблених нами математичних моделях руху в'язкопластичної рідини.

За формулами (5.32) і (5.33) визначаємо бінгамівське число Рейнольдса і критерій Іллюшина

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta_{пл}}, \quad (5.77)$$

$$И = \frac{\pi D^3 \tau_2}{4Q \eta_2}. \quad (5.78)$$

За формулами (5.36)-(5.39) залежно від бінгамівського числа Рейнольдса визначаємо значення коефіцієнтів математичної моделі A і B .

За формулою (5.35) знаходимо коригувальний коефіцієнт гідравлічного опору

$$K_\lambda = A \cdot И + B. \quad (5.79)$$

За формулою (5.29) визначаємо еквівалентний коефіцієнт гідравлічного опору при русі на другій ділянці нафтопроводу в'язкопластичної рідини λ_{2A} .

У результаті визначаємо втрати тиску від тертя на другій ділянці нафтопроводу, де нафта рухається як в'язкопластична рідина,

$$P_{2A} = \rho_2 \lambda_{2A} \frac{L_2}{D} \frac{w^2}{2}. \quad (5.80)$$

Як кінцеве значення втрат тиску на другій ділянці P_2 вибираємо більше із двох розрахованих значень P_{2H} і P_{2A} .

Обчислюємо загальні втрати тиску в нафтопроводі за заданої витрати нафти

$$P_{заг} = 1,02(P_1 + P_2) + \Delta z \rho g + P_k, \quad (5.81)$$

де 1,02- коефіцієнт, що враховує втрати тиску в місцевих опорах;

Δz - різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу;

P_k - технологічно необхідний тиск у кінці нафтопроводу.

На трасі нафтопроводу Долина-Надвірна на 41 км є підвищена точка, яка за деяких режимів його роботи може бути перевальною.

Тому при гідравлічних розрахунках нафтопроводу необхідно контролювати тиск нафти у цій точці, обчислюючи його за формулою

$$P_{пер} = P_{рег} - \rho_1 g (z_{пер} - z_n) - 1,02 P_{41}, \quad (5.82)$$

де $P_{рег}$ - тиск нафти після регуляторів НПС Долина;

$z_{пер}$ - геодезична позначка підвищеної точки на 41 км траси;

z_n - геодезична позначка початкової точки нафтопроводу;

P_{41} - втрати тиску від тертя на ділянці до 41 км траси нафтопроводу.

Спочатку приймаємо, що тиск нафти після регуляторів дорівнює загальним втратам тиску

$$P_{рег} = P_{заг} \cdot \quad (5.83)$$

Якщо тиск нафти на підвищеній точці більший від 1 бар, то перекачування відбувається без перевальної точки і розрахунок закінчений.

Якщо тиск нафти на підвищеній точці знаходиться у діапазоні від 1 до 0 бар, то нафтопровід працює з перевальною точкою.

Якщо розрахований тиск на підвищеній точці менший нуля, то необхідно підняти лінію гідравлічного нахилу, збільшивши тиск після регуляторів на НПС Долина до максимальної величини,

$$P_{рег} = P_{заг} + |P_{пер}| + 1, \text{ бар} \quad (5.84)$$

На цьому теплогідравлічний розрахунок нафтопроводу при перекачуванні заданої кількості долинської нафти з додаванням певної концентрації депресатора або розріджувача завершений. Визначені загальні втрати тиску і відповідно необхідний тиск на виході регуляторів тиску НПС Долина. Якщо цей тиск перевищує максимально допустимий із умов міцності трубопроводу, то даний режим перекачування нафти з конкретним вмістом депресатора або розріджувача за певних температурних умов не може бути реалізований.

Описана вище методика реалізована у програмі DANA. Програма DANA призначена для проведення теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу Долина–Надвірна при перекачуванні долинської нафти з покращеними реологічними властивостями. Основний розрахунковий алгоритм написаний на мові програмування Visual Basic і реалізований макросом у середовищі Microsoft Excel.

Програма DANA складається з одного файлу “dana.xls”. Після запуску даного файлу може з'явитися повідомлення про те, що в даному файлі є в

наявності макроси. Якщо пропонується на вибір “Відключити” їх або “Не відключати”, потрібно вибрати “Не відключати”, оскільки в макросах реалізований основний алгоритм обчислення. Якщо після запуску програми появилось повідомлення, що макроси відключені з метою безпеки, то потрібно поміняти рівень їх безпеки для успішного застосування даної програми. Для цього потрібно зайти в основне меню програми Excel “Сервіс”. У випадяючому меню вибрати підменю ”Параметри”. У вікні, що появилось, вибрати закладку “Безпека”. У нижній частині даної закладки міститься кнопка “Захист від макросів”. Після натискання даної кнопки у вікні, що появилось, вибрати “Низький рівень безпеки”, натиснути кнопку “ОК” і закрити попереднє вікно натисканням кнопки “ОК”.

Даний файл містить три закладки: ”Вихідні дані”, “Проміжні результати” і “Кінцеві результати”. Для проведення розрахунків на закладці “Вихідні дані” уводимо відповідно вихідні дані та реологічні параметри транспортованої нафти з депресатором. Після цього натискаємо кнопку “Розрахунок”. Програма виконує розрахунки і автоматично відкриває третю закладку “Кінцеві результати”, на якій відображаються основні розраховані величини. Проміжні отримані величини знаходяться на відповідній другій закладці.

Якщо виникає необхідність внести зміни в алгоритм розрахунку, то для цього в основному меню вибираємо “Вид” і у випадяючому меню вибираємо “Панелі інструментів”- “Visual Basic”. На даній панелі вибираємо режим конструктора і робимо подвійне натискання на кнопці “Розрахунок”. Слідом за цим відкривається вікно редактора Visual Basic, в якому можна проводити редагування алгоритму розрахунку. Провівши редагування, зберігаємо зміни. Подальші розрахунки будуть проводитися за відредагованим алгоритмом.

За програмою DANA нами виконані багатоваріантні теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу Долина–Надвірна при перекачуванні долиньської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210. Розглядалися концентрації депресатора у долиньській нафті 0,05 %; 0,075 %; 0,1 % та 0,15 % (масових). Для кожного значення концентрації розглядалися три значення витрати нафти: 200,

300 і 400 м³/год. Для кожного значення витрати нафти прораховувались 12 режимів роботи за різних температур ґрунту на глибину укладання нафтопроводу.

Приклад вихідних даних та результати обчислень за програмою DANA наведений у вигляді зручних для аналізу таблиць у додатку Б.

За результатами теплогідравлічних розрахунків виконаний прогноз динаміки енерговитратності перекачування у нафтопроводі Долина-Надвірна (мінімально необхідного тиску на виході НПС Долина) залежно від місяця року при різних витратах нафти та різних значеннях концентрацій депресатора. Приклади одержаних результатів наведені на рис.5.10 і 5.11. На графіки на рис.5.10 і 5.11 нанесений також максимально допустимий тиск на виході НПС Долина. Порівняння мінімально необхідного тиску на виході НПС Долина і максимально допустимого тиску на виході НПС Долина дає змогу зробити висновки про можливість реалізації режиму перекачування.

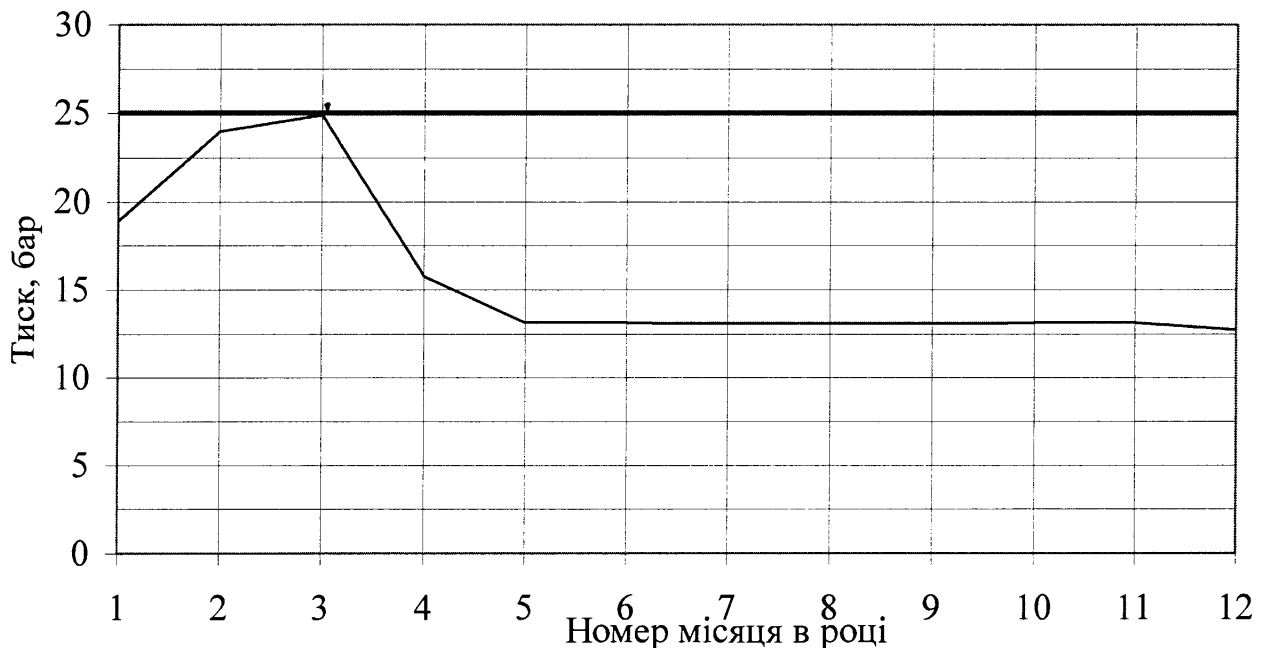


Рис.5.10. Прогноз динаміки зміни втрат тиску в нафтопроводі Долина-Надвірна по місяцях року при перекачуванні долинської нафти з додаванням 0,05 % РЕНА-2210 при витраті 400 м³/год

- мінімально необхідний тиск після регуляторів НПС Долина за результатами розрахунків
- максимально допустимий робочий тиск на виході НПС Долина

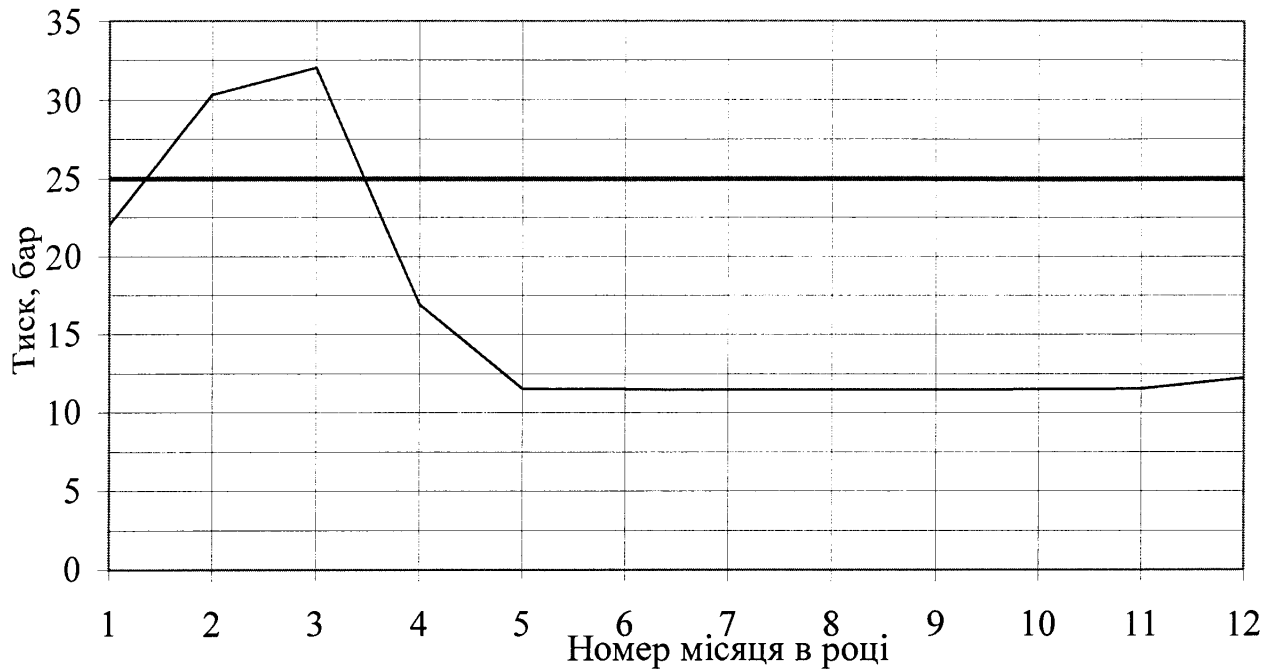


Рис.5.11. Прогноз динаміки зміни втрат тиску в нафтопроводі Долина-Надвірна по місяцях року при перекачуванні долинської нафти з додаванням 0,05 % РЕНА-2210 при витраті 200 м³/год

- мінімально необхідний тиск після регуляторів НПС Долина за результатами розрахунків
- максимально допустимий робочий тиск на виході НПС Долина

Результати багатоваріантних теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Надвірна, виконаних за програмою DANA, свідчать, що за виконання таких умов:

- температура нафти на початку трубопроводу дорівнює 40 °С;
- температурні умови навколишнього середовища у районі траси нафтопроводу дорівнюють значенням, наведеним у метеорологічних довідниках;
- при перекачуванні на першій частині нафтопроводу зберігається 25 %, а на другій – залежно від витрати 50-60 % аномальних реологічних властивостей нафти;
- максимальний робочий тиск на виході НПС Долина становить 25 бар процес перекачування по нафтопроводу може бути реалізований:

- при концентрації депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті 0,05 % (масових) при витратах 200-300 м³/год для всіх місяців за виключенням січня, лютого і березня; при витратах 400 м³/год для всіх місяців року;
- при концентрації депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті 0,075 % при витратах 200-400 м³/год для всіх місяців року;
- при концентрації депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті 0,1 % (масових) при витратах 200-400 м³/год для всіх місяців за виключенням січня, лютого, березня і квітня.
- при концентрації депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті 0,15 % при витратах 200-300 м³/год для всіх місяців за виключенням січня, лютого і березня; при витратах 400 м³/год - для всіх місяців року за виключенням лютого і березня.

За результатами дослідів оптимальною концентрацією депресатора РЕНА-2210 в долинській нафті є концентрація 0,075 % масових, а для періоду з квітня до грудня у разі виконання зазначених вище умов достатньою є концентрація депресатора 0,05 %.

Збільшення концентрації депресатора РЕНА-2210 у долинській нафті понад 0,1 % (масових) неефективно і недоцільно.

Використовуючи програму DANA, можна оцінити енергоємність перекачування долинської нафти партіями, об'єм яких менший за об'єм трубопроводу. У цьому випадку долинська нафта з певним вмістом депресатора буде перекачуватись послідовно з малов'язкою російською нафтою.

Вважаємо, що російська нафта перед закачуванням у трубопровід, так як і долинська, підігрівається до температури 40 °С. Проведені нами реологічні дослідження засвідчили, що за температур понад 15-20 °С, кінематична в'язкість долинської нафти близька до російської.

Партія долинської нафти, закачана у трубопровід, рухаючись у ньому буде охолоджуватись, і її гідравлічний опір буде зростати. Найбільший гідравлічний опір буде відповідати моменту перекачування, коли партія долинської нафти займе кінцеву ділянку нафтопроводу, довжина якої прямо пропорційна об'єму

партії. Тут буде реалізуватися рух в'язкопластичної рідини з підвищеними втратами тиску. Вся інша частина нафтопроводу Долина–Надвірна буде зайнята малов'язкою рідиною, втрати тиску при русі якої можна розрахувати за традиційною методикою.

Як показали розрахунки за програмою DANA, при концентрації депресатора у долинській нафті 0,05 % для умов перекачування січня (температура ґрунту 2,6 °С) тиск на виході НПС Долина, необхідний для перекачування з витратою 200 м³/год, становить 32 бар, що перевищує допустиме значення робочого тиску 25 бар. Таким чином, процес перекачування не може бути реалізований.

Визначимо, який має бути максимальний об'єм партії долинської нафти, щоб процес перекачування став можливий за даних умов. Для цього задаємося послідовно об'ємами партій долинської нафти і визначаємо довжину партій у нафтопроводі. Виконуємо розрахунки за програмою DANA, прийнявши, що довжина другої розрахункової ділянки дорівнює довжині партії долинської нафти $L_2 = L_{\text{дол}}$, тоді довжина першої розрахункової ділянки дорівнює різниці загальної довжини нафтопроводу і партії долинської нафти $L_1 = L - L_2$.

Одержані результати показані на рис. 5.12. Аналіз графіка на рисунку 5.12. свідчить, що максимальний об'єм партії долинської нафти із депресатором за зазначених вище умов становить орієнтовно 5500 м³.

Аналогічні розрахунки проведені для концентрації депресатора у долинській нафті 0,1 %. Як показали розрахунки за програмою DANA, для умов перекачування січня (температура ґрунту 4 °С) тиск на виході НПС Долина, необхідний для перекачування з витратою 200 м³/год, становить 42 бар, що значно перевищує допустиме значення робочого тиску 25 бар. Таким чином, процес перекачування не може бути реалізований.

Визначимо, який має бути максимальний об'єм партії долинської нафти, щоб процес перекачування став можливий за даних умов. Для цього задаємося послідовно об'ємами партій долинської нафти і визначаємо довжину партій у нафтопроводі. Виконуємо розрахунки за програмою DANA. Одержані результати показані на рисунку 5.13.

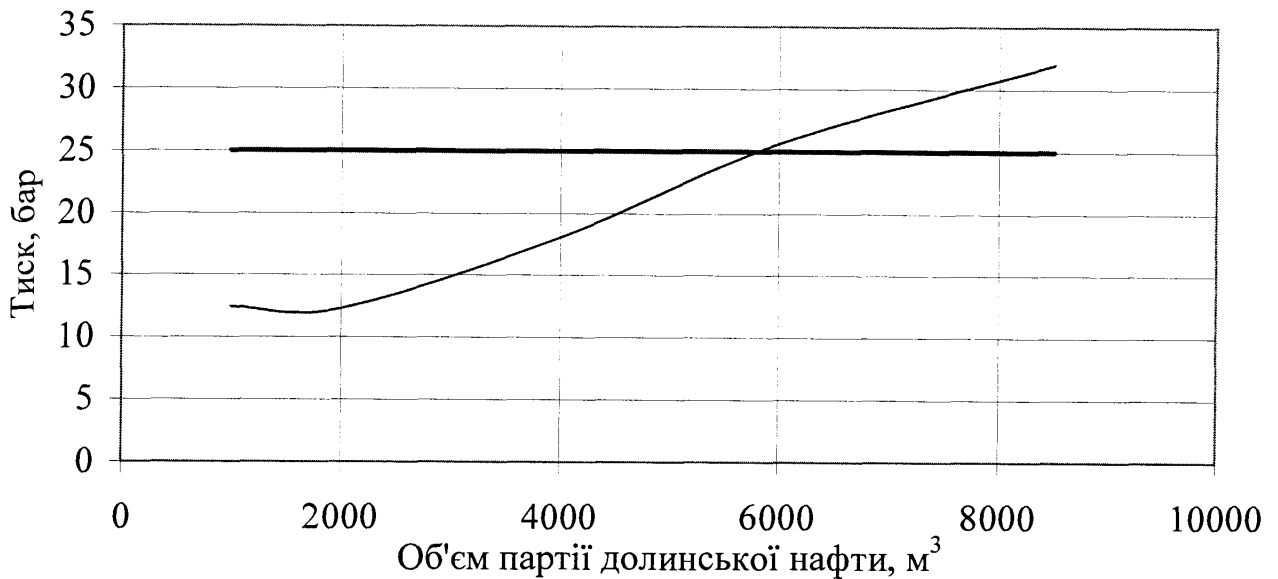


Рис.5.12. Залежність тиску, необхідного на НПС Долина для перекачування долинської нафти послідовно з підігрітою російською нафтою (концентрація депресатора 0,05 %, витрата 200 м³/год, температура повітря 1,3 °С, температура ґрунту 2,6 °С)

— Максимальне значення робочого тиску на виході НПС Долина

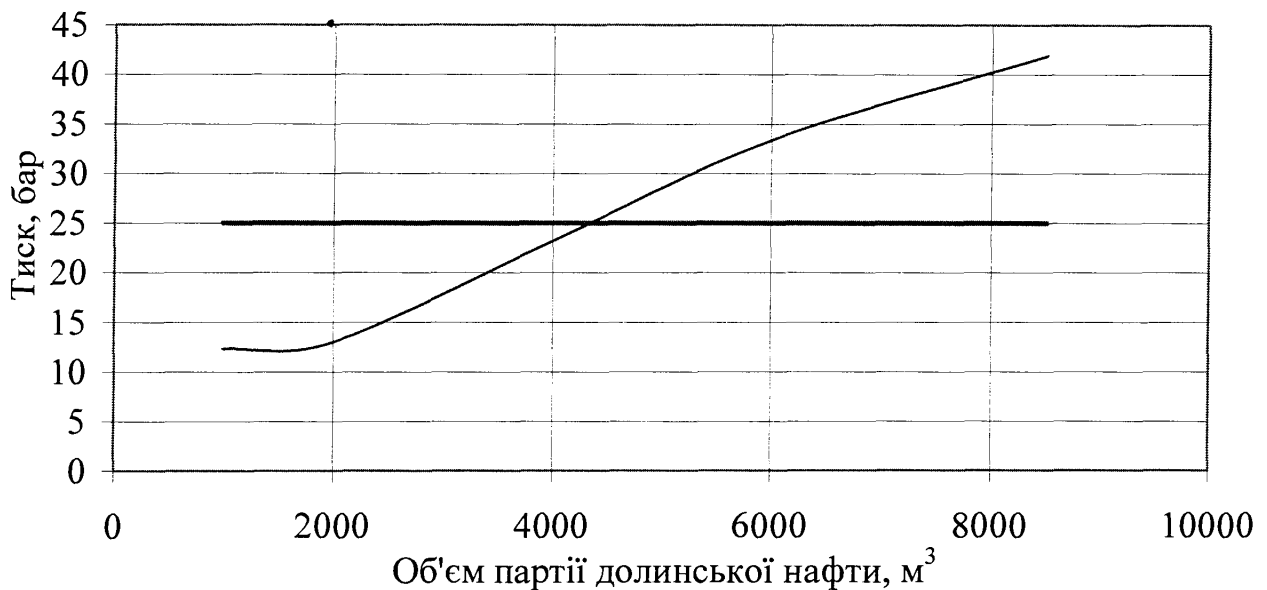


Рис.5.13. Залежність тиску, необхідного на НПС Долина для перекачування долинської нафти послідовно з підігрітою російською нафтою (концентрація депресатора 0,1 %, витрата 200 м³/год, температура повітря мінус 5,1 °С, температура ґрунту 4 °С)

— Максимальне значення робочого тиску на виході НПС

Аналіз графіка на рисунку 5.13 свідчить, що максимальний об'єм партії долинської нафти із депресатором за зазначених вище умов становить орієнтовно 4300 м³.

Аналогічні розрахунки за програмою DANA можуть бути виконані для інших концентрацій депресатора у долинській нафті, інших витрат нафти та інших температурних умов навколишнього середовища.

5.3. Висновки до розділу 5

Обробка результатів промислових експериментів та теоретичні дослідження дали змогу зробити такі висновки:

1. Запропоновані математичні моделі для коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні малов'язких нафт з депресатором з максимальною похибкою $\pm 12\%$ описують результати промислових експериментів та фактичні параметри перекачування російської нафти сорту Urals нафтопроводом Снігурівка – Одеса.

2. На базі запропонованих математичних моделей розроблений метод оцінювання ефективності застосування протитурбулентних присадок з метою зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту малов'язкої нафти.

3. Створені методика і комп'ютерна програма, які дають змогу адекватно визначити режимні та енергетичні параметри роботи нафтопроводу при енергоощадній технології перекачування нафти сорту Urals із застосуванням присадки "Liquid Power"TM.

4. Розроблені математичні моделі для еквівалентного коефіцієнта гідравлічного опору при перекачуванні високов'язких нафт, які у певному діапазоні температур характеризуються властивостями в'язкопластичної рідини. При застосуванні запропонованих математичних моделей при перекачуванні в'язкопластичної рідини похибка результатів обчислення втрат тиску від тертя не перевищує 2%, тобто співпадає з точністю інших математичних моделей, що широко вико-

ристовуються у інженерній практиці при технологічних розрахунках нафтопроводів.

5. На базі запропонованих математичних моделей розроблений метод оцінювання ефективності заходів щодо покращання реологічних властивостей високов'язких нафт з метою зменшення енерговитратності їх трубопровідного транспорту.

6. Створені методика і комп'ютерна програма, які дають змогу адекватно визначити режимні та енергетичні параметри роботи нафтопроводу при неізотермічному режимі перекачуванні долинської нафти, реологічні властивості якої поліпшені додаванням розріджувачів або депресаторів.

7. Методика апробована шляхом виконання прогнозних багатоваріантних теплогідрравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210.

8. Апробація засвідчила, що розроблені нами математичні моделі для коефіцієнта гідравлічного опору, створені на базі цих моделей методи оцінювання впливу покращання реологічних характеристик високов'язких нафт на зменшення енерговитратності їх перекачування, а також методи теплогідрравлічного розрахунку дають змогу достовірно прогнозувати режимні та енергетичні параметри роботи нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт з поліпшеними реологічними властивостями.

ВИСНОВКИ

На основі проведених у дисертаційній роботі експериментальних та теоретичних досліджень властивостей нафт, а також їх сумішей з депресаторами, розріджувачами і протитурбулентними присадками вирішена наукова задача встановлення взаємозв'язку між реологічними характеристиками мало-в'язких та високов'язких нафт і енерговитратністю їх трубопровідного транспорту, запропоновані нові методи впливу на реологічні характеристики нафт з метою зниження енерговитратності їх трубопровідного транспорту, розроблені методи технологічних розрахунків нафтопроводів при перекачуванні нафт з поліпшеними транспортабельними властивостями.

- 1) Доведено, що додавання депресатора РЕНА-2210 і розріджувача – нафти сорту Urals суттєво покращує реологічні характеристики високов'язкої долинської нафти, знижуючи до 15-10 °С температуру початку прояву її в'язкопластичних властивостей. За результатами експериментальних досліджень одержані математичні моделі для визначення статичного і граничного динамічного напружень зсуву та пластичної в'язкості нафти в широкому температурному діапазоні і різних концентраціях депресатора і розріджувача.
- 2) Експериментальним шляхом виявлений помітний вплив протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM на закономірності зміни реологічних властивостей нафти сорту Urals, одержана аналітична залежність коефіцієнта збільшення кінематичної в'язкості нафти від температури та концентрації присадки.
- 3) На базі результатів експериментальних досліджень реологічних характеристик долинської нафти і розробленої математичної моделі нафтопроводу при перекачуванні в'язкопластичної рідини, запропонований метод оцінювання впливу зміни реологічних характеристик високов'язких нафт на енерговитратність їх транспортування, який дає змогу науково обґрунтовувати доцільність застосування тієї чи іншої тех-

нології.

- 4) На базі результатів лабораторних та промислових експериментів створена математична модель нафтопроводу, що перекачує нафту сорту Urals із додаванням протитурбулентної присадки “Liquid Power”TM. Запропонований метод оцінювання впливу зміни реологічних характеристик малов’язких нафт на енерговитратність їх перекачування нафтопроводом, що дає змогу науково обґрунтувати доцільність застосування протитурбулентної присадки у конкретних умовах експлуатації.
- 5) Апробація розробок для умов перекачування долиньської нафти нафтопроводом Долина–Надвірна показала, що оптимальною концентрацією депресатора РЕНА-2210 з точки зору зменшення енерговитратності перекачування є 0,05-0,075 %. Апробація розробок для умов перекачування нафти сорту Urals нафтопроводом Снігурівка–Одеса засвідчила, що застосування протитурбулентних присадок “Liquid Power”TM зменшує енерговитратність трубопровідного транспорту в середньому на 24 %.

Список використаних джерел

1. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефтей и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1970, - С.904.
3. Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ). – М.: Недра, 1985. – 237 с.
4. Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А. и др. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 264 с.
5. Куликов В.А. Определение реологических параметров нефтяных смесей // Транспорт и хранение нефти и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 1970. - № 7. – С. 14-17.
6. Рудакова Н.Я., Тимошина А.В. Подготовка и транспортирование высокопарафинистых и парафинистых нефтей по магистральным трубопроводам. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 40 с.
7. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. – 163 с.
8. Шутов А.А., Бондаренко П.М., Рябуха В.Г. и др. Трубопроводный транспорт высоковязких и застывающих нефтей по теплоизолированным трубопроводам с электрообогревом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 56 с.
9. Дегтярев В.Н. Влияние температурных условий смешения парафиновых нефтей на реологические свойства смеси // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1969. - № 11. – С. 14-16.
10. Шнерх С.С., Филитов А.В., Пайкуш М.Д., Лавинюкова Т.Г. Трубопроводный транспорт высоковязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 64 с.

11. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 88 с.
12. Лыщенко Л.З., Воронин В.И., Скобелева Т.В. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 40 с.
13. Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 2000. - Вып. 5. – С. 16-20.
14. Куликов В.А., Мильштейн Ю.А., Юфин В.А. Особенности кристаллизации парафина в нефтяных смесях // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 1971. - № 8. – С. 10-12.
15. Скрипников Ю.В., Кальметьева Р.А. Экспериментальные исследования реологических свойств нефтяных смесей // Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – Уфа: тр. НИИТранснефти. - 1970. – Вып. УП. – С. 122-131.
16. Алиев Р.А., Дзеба О.Г., Старова Г.Е. Определение времени безопасной остановки нефтепровода при перекачке тиксотропных нефтей с разбавителями // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1987. – Вып. 9. – С. 1-5.
17. Шнерх С.С., Филитов А.В. Улучшение транспортабельных свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 60 с.
18. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления. – Нефтяное хозяйство, 1992, вып.10, – С.30-31.
19. Белоусов Ю.П., Сухова И.И., Коваль Л.Б., Гареев М.М. Полимерные присадки для снижения гидродинамического сопротивления нефти. – Нефтяное хозяйство, 1992, вып. 9, – 37 с.
20. Holt Jach B. Drag reducers boost crude-line throcighput. – //Oil & Gas Journal./ 1982, 79, №42, – P. 74-76.

21. DRA increases Indonesia pipeline capacity to allow accelerated field production // Oil & Gas Journal / Sept.30, 2002. – P.82-90.
22. Consortium developing DRA model, algorithm // Oil and Gas Journal. – Sept.19,2005 – Vol.19, – P.78-84.
23. Вирк П., Микли Г., Сит К. Предельная асимптота и структура среднего течения в явлении Томса. – Тр. Амер. о-ва инж.-мех. Прикладная механика, 1970, т. 37, №2, – С. 238-244.
24. Грешилов Е.М., Евтушенко А.В., Лямшев А.М. Гидродинамические шумы и эффект Томса. – Акуст. журн., 1975, т. 21, вып. 3, – С. 396-404.
25. Virk P.S., Merrill E.W., Mickley H.S., Smith K.A. The Toms phenomenon: turbulent pipe flow of dilute polymer solutions.- J. Fluid.Mech., 1967, v.30, №2, – P.305-328.
26. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. / А.Х.Мирзаджанзаде, А.К.Галлямов, В.А.Юфин и др. – М.: Недра, 1984. – 287 с.
27. Альтшуль А.Д. О влиянии присадок на гидравлическое сопротивление водопроводных труб. – Тр. Моск. инж.-строит. ин-та, 1972, №89, – С.108-113.
28. Васецкая Н.Г., Цоселевич В.А., Пилипенко В.Н. Механическая деструкция полимерных молекул в турбулентном потоке. – В кн.: Некоторые вопросы механики сплошной среды. – М.: МГУ, 1978, – С.55-69.
29. Васецкая Н.Г., Цоселевич В.А. Построение полуэмпирической теории турбулентности слабых растворов полимеров. Механика жидкости и газа. – Изв. АН СССР, МЖГ, 1970, №2, – С.140-146.
30. Иванюта Ю.Ф., Чекалова Л.А. Турбулентные течения раствора поликоккса в трубе с большой шероховатостью поверхности. – ИФЖ, 1976, т. 31, №2, – С. 225-230.
31. Исследование реологии и влияния полимерных добавок на турбулентный поток двухфазных систем. / А.М.Везиров, А.М.Хасаев, И.Н.Алиев. – В кн.:

- Применение неньютоновских систем в добыче нефти. – М.: Недра, вып. 2, – С. 48-49.
32. Исследование упруговязких свойств полимерных растворов, снижающих сопротивление трения. / Н.А.Покрываило, О.Н.Вайн и др. – В кн.: Пограничные слои в сложных условиях. – Новосибирск, ИТФ СО АН СССР, 1984, – С. 139-145.
33. Кулик В.М., Семенов Б.Н. Об аттестации волновых свойств вязкоупругих покрытий, воздействующих на пристенную турбулентность. – В кн.: Гидродинамические течения и волновые процессы. Новосибирск: ИТФ СО АН СССР, 1983, – С. 117-129.
34. Левенталь Л.И., Эльперин И.Т. Особенности течения активированных жидкостей в шероховатых трубах. Известия АН БССР, сер. физэнергет. наук, 1973, №2, – С. 60-67.
35. Об одном возможном влиянии малых добавок высокомолекулярных соединений на турбулентность. / Г.И.Баренблат, И.Г.Булина, Я.Б.Зельдович и др. – ПМТФ, 1965, №5, – С. 147-148.
36. Снижение потерь энергии при перекачке нефти. / Яцких Г.С. – ВНИИО-ЭНГ, Сер. Транспорт и хранение нефти. Экспресс-инф. Заруб. опыт, 1989, вып. 10, – С. 1-7.
37. A chemical method to boost pipeline flow // Petroleum Review. – 1990, V. – Vol.44, № 520, – P.250-251.
38. Повх И.Л., Ступин А.Б. О влиянии упругости полимеров на снижение сопротивления. – ПМТФ, 1972, №1, – С. 63-68.
39. Миронов Б.П., Шишов В.И. Обобщенная зависимость для сопротивления трения при турбулентном течении в трубе растворов полимеров. – В кн.: Гидродинамические течения и волновые процессы, Новосибирск, ИТФ, 1983, – С. 97-110.
40. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы. Измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов. – М., 1968, – С. 41-185.

41. Дробленков В.В., Коневит Г.И. О построении математического расчета плоского пограничного слоя в слабых растворах полимеров. Изв. АН СССР. – МЖГ, 1977, №3, – С. 42-48.
42. Перепелица Б.В. Некоторые свойства крупномасштабных структур в турбулентном потоке воды и слабых растворов полимеров. В кн.: Структура вынужденных и термогравитационных течений, Новосибирск, ИТФ, 1983, – С. 31-38.
43. Пилипенко В.Н., Корейко Г.В. Влияние анизотропии свойств жидкости на пристенную турбулентность. – Докл. АН СССР, 1984, т. 278, №1, – С. 571-578.
44. Пилипенко В.Н. Влияние добавок на пристенные турбулентные течения. – Итоги науки и техн. ВИНТИ. Сер. МЖГ, 1980, 15, – С.156-257.
45. Кутателадзе С.С., Миронов Б.П., Хабахпашева Е.М., Накоряков В.Е. Экспериментальное исследование пристенных турбулентных течений. – Новосибирск: Наука, 1975, – 166 с.
46. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Ростоптехиздат, 1949, – 606 с.
47. Ламли Л. Эффект Томса. В кн.: Механика, №2, - М., Мир, 1969, – С. 27-36.
48. Порайко И.Н., Порайко Д.Н. Сокращение гидравлических потерь на перекачку вязких нефтепродуктов с помощью водорастворимых полимеров. – Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1974, №6, – С. 7-10.
49. Порайко И.Н., Круглицкий Н.Н. Изменение свойств высокополимеров в турбулентных потоках. – Химическая технология, 1977, №4, – С. 13-14.
50. Повх И.Л. Техническая гидромеханика. 2-е изд. – Л.: Машиностроение, 1976. – 504 с.
51. Пилипів Л.Д. Математичне моделювання коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу при використанні протитурбулентних присадок. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 1(6). – С. 90-95.

52. Пилипів Л.Д. Розробка режимів роботи магістрального нафтопроводу Снігурівка-Одеса при використанні протитурбулентної присадки. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - № 2(7). – С. 18-21.
53. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: Підручник. – Івано-Франківськ, 2001. – 517 с.
54. Губин В.Е., Степанюгин В.Н. Методы увеличения производительности трубопроводов при перекачке высоковязких и застывающих нефтей в смеси с водным раствором ПАВ. – Нефтяное хозяйство, 1969, №6, – С.49-52.
55. Панов Ю.Е. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 37 с.
56. Burger E.D., Munk W.R., Wahl U.A. Flow increase in the Trans Alaska pipeline through use of a polymeric dragreducing additive // J. Petrol Technol. – 1982. – Vol. 34, N 2. – P. 377-386.
57. Holt Jack B. Drag reducers boost crudeline throughput // Oil and Gas J. 1981. – Vol. 79, N 42. – P. 272, 274, 276.
58. Сковородников Ю.А., Скрипников Ю.В., Антонова Т.В. Влияние присадки ЕСА 4242 на реологические свойства нефти // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - № 5. – С. 9-11.
59. Алиев Р.А., Блейхер Э.М. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
60. Губин В.Е., Сковородников Ю.А., Скрипников Ю.В., Кальметьева Р.А. Влияние температуры смешения высокозастывающих высоковязких нефтей с маловязкими нефтями на вязкость смеси // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1970. - № 1. – С. 23-26.
61. Абрамзон Л.С., Исхаков Р.Г., Тугунов П.И. Рациональная перекачка вязких и застывающих нефтей совместно с разбавителем. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 60 с.

62. Осташов В.М. Улучшение реологических свойств и технологии смешения высокозастывающих нефти с низкозастывающими нефтями. - Сер. Нефть и газ. - М.: МИНХ и ГП им. Губкина, 1971.
63. Исхаков Р.Г., Тугунов П.И., Абрамзон Л.С. и др. Увеличение пропускной способности нефтепроводов с помощью разбавителей. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 72 с.
64. Алиев Р.А., Дзеба О.Г., Брусилковский А.И. и др. Повышение эффективности перекачки нефтей с разбавителями. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - 60 с.
65. Дегтярев В.Н. Термообработка парафинистых нефтей Казахстана // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ЦНИИТЭнефтегаз. - 1964. - № 6. - С.3-6.
66. Ефремов В.П., Надиров Н.К., Каширский А.И. и др. Улучшение реологических параметров мангышлакской нефти путем ее разбавления эмбинскими нефтями. // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1984. - Вып. 4. - С. 2-5.
67. Жазыков К.Т. Влияние температуры смешения нефтей на вязкость транспортируемой среды // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1984. - Вып. 5. - С. 26-28.
68. Губин В.Е. Перекачка высоковязких нефтей с разбавителями // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1977. - № 8. - С.23-26.
69. Oil and Gas J. - 1984, Apr. - Vol. 82, N 14. - 74 p.
70. Власов А.В., Депутатов В.Ф. Трубопроводный транспорт для перекачки высоковязких нефтепродуктов за рубежом. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. - 52с.
71. Осташов В.М. Выбор технологии смешения вязких высокозастывающих нефтей с маловязкими // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1971. - № 8. - С. 17-19.
72. Абрамзон Л.С., Исхаков Р.Г., Тугунов П.И. Рациональная перекачка вязких и застывающих нефтей совместно с разбавителем. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - 60 с.

73. Gambill W. How to estimate Mixture Viscosities. – Chem. Engug. - 1959, 9/111, N 5. – P. 151-152.
74. Методика выбора оптимальной технологии перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с разбавителем // РД 39-30-996-84. – Введ. 01.03.84 г.
75. Сазонов О.В., Сквородников Ю.А. и др. Экспериментальные исследования течения высокопарафинистой нефти по трубопроводу с пристенным слоем пониженной вязкости // Трубопроводный транспорт нефти. – Уфа: тр. ВНИИСПТнефти, 1981. – С. 28-34.
76. Сквородников Ю.А., Сазонов О.В., Скрипников Ю.В. Новый способ применения депрессорных присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977, № 3. – С.9-10.
77. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / Белоусов В.Д., Блейхер Э.М., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. – М.: Недра, 1978. – 407 с.
78. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982, – 296 с.
79. Транспорт и хранение нефти и газа. / П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов, Ф.Ф.Абузова и др. – М.: Недра, 1975, – 139 с.
80. Фролова Л.А. Определение расчетных реологических параметров смесей высокопарафинистой нефти, обработанной депрессорной присадкой с маловязкими нефтями // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1976. - № 2. – С. 3-6.
81. Сазонов О.В. Дозировка депрессорной присадки перед плановой остановкой “горячего” нефтепровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1976. - № 12. – С. 3-4.
82. Зверева Т.В., Челинцев С.Н., Яковлев Е.И. Моделирование трубопроводного транспорта нефтехимических производств. – М.: Химия, 1987. – 176с.

83. Пилипів Л.Д., Середюк М.Д. Експериментальні дослідження реологічних характеристик долинської нафти з додаванням депресатора. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2006. - № 3(20). – С. 66-72.
84. Середюк М.Д., Пилипів Л.Д. Методика теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні високов'язкої нафти з додаванням депресатора. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2006. - № 4(21). – С. 48-51.
85. Сковородников Ю.А., Скрипников Ю.В., Кальметьева Р.А., Сазонов О.В. Исследование реологических свойств смесей озексуатской и малгобекских нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - № 12, 1970. - № 12. – С. 12-15.
86. Губин В.Е., Сковородников Ю.А., Сафаргалеев Р.З., Сазонов О.В. Технология и средства смешения высоковязких высокостывающих нефтей с маловязкими нефтями // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1970. № 2. – С. 13-16.
87. Осташов В.М. Выбор технологии смешения вязких высокостывающих нефтей с маловязкими // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1971. - № 8. – С. 17-19.
88. Абрамзон Л.С., Исхаков Р.Г., Тугунов П.И. Рациональная перекачка вязких и застывающих нефтей совместно с разбавителем. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 60 с.
89. Prediction the Viscosity of Hydrocarbon. Liquid Phases From Their Composition. Journal of Petroleum Technology. Vol. XXVIII. - 1976. Febr.
90. Скрипников Ю.В., Кальметьева Р.А., Сковородников Ю.А. Влияние температуры смешения на реологические свойства смеси нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – Уфа: тр. НИИтранснефти. - 1972. – Вып. 1X. – С. 84-91.
91. Аскадский А.А. Деформация полимеров. – М.: Химия, 1973, – С. 39-123, 185-222.

92. Пилипів Л.Д., Середюк М.Д. Дослідження реологічних властивостей сумішей долинської нафти і нафти сорту URALS. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2006. - № 2(19). – С. 48-53.
93. Вязунов Е.В., Голосовкер В.И. Исследование закономерностей парафинизации трубопроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М., ВНИИОЭНГ, №1, 1975, – С. 3-6.
94. Лурье М. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Нефть и газ, 2003, – 336 с.
95. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1970, – 216 с.
96. Альтшуль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. – М.: Госэнергоиздат, 1963, – 256 с.
97. Болонний В.Т., Середюк М.Д. Дослідження реологічних властивостей нафти долинського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2004. - № 4(13). – С. 34-40.
98. Пилипів Л.Д. Дослідження впливу протитурбулентних присадок на реологічні властивості нафти і пропускну здатність магістрального нафтопроводу. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2006. - № 1(18). – С. 37-40.
99. Локтионова Л.Н., Тратинник В.Ю. Влияние электролитов на структурообразование и устойчивость глинистых дисперсий, стабилизированных полиэтиленоксидами. – В кн.: Научные основы получения и применения промывочных жидкостей. – Киев: Наукова думка, 1974, – С. 77-81.
100. Емков А.А. и др. Полимерная депрессорная присадка и ее действие на высокопарафинистую нефть. – Уфа: тр. ВНИИСПТнефти. – 1976. – Вып. XIV.
101. Brainerd H.A., Woolpert D.R., Brown L.C. Oil and Gas J., 1968, X, vol. 66, N 41.
102. Silberstein B. Petrole si Gas, 1963, III, vol. 14, N 2.

103. Возняк М.П., Возняк Л.В., Муж М.П., Гораль Л.Т. Реологічні властивості нафт Прикарпаття // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: Факел. – 2001. - № 38(том 5). – С. 136-143.
104. Середюк М.Д., Пылыпив Л.Д. Исследование реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей с целью повышения эксплуатационной надежности нефтепроводов. // Материалы V международной научно-технической конф. "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта. - Новополюк. - 2006. – С. 124-126.
105. Нафтопровід Жулин–Надвірна. Загальна пояснювальна записка 2631-00.00П. 012-ПЗ. Проект. – Київ. – ВАТ “Інститут транспорту нафти”, 2002. – 190 с.

ДОДАТОК А
Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти

Таблиця А.1

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 5 °С

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	0,9	2,844	94,80	0,9	2,844	94,80
5,4	3,16	1	3,160	58,52	1	3,160	58,52
9	3,16	1,1	3,476	38,62	1,1	3,476	38,62
16,2	3,16	3	9,480	58,52	2,8	8,848	54,62
27	3,16	3,2	10,112	37,45	3,2	10,112	37,45
48,6	3,16	4,3	13,588	27,96	4,2	13,272	27,31
81	3,16	6,5	20,540	25,36	6,3	19,908	24,58
145,8	3,16	8,7	27,492	18,86	8,5	26,860	18,42
243	3,16	14	44,240	18,21	14	44,240	18,21
437,4	3,16	23	72,680	16,62	22,5	71,100	16,26
729	3,16	35	110,600	15,17	34,5	109,020	14,95
1312	3,16	60	189,600	14,45	60	189,600	14,45

Таблиця А.2

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 10 °С

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	0,8	2,528	84,27	0,8	2,528	84,27
5,4	3,16	0,9	2,844	52,67	0,9	2,844	52,67
9	3,16	1	3,16	35,11	1	3,16	35,11
16,2	3,16	2,7	8,532	52,67	1,1	3,476	21,46
27	3,16	3	9,48	35,11	3	9,48	35,11
48,6	3,16	3,9	12,324	25,36	4	12,64	26,01
81	3,16	5	15,8	19,51	5,5	17,38	21,46
145,8	3,16	7,8	24,648	16,91	8,1	25,596	17,56
243	3,16	11,2	35,392	14,56	11,5	36,34	14,95
437,4	31,4	17	53,72	12,28	17,5	55,3	12,64
729	31,4	26	82,16	11,27	26	82,16	11,27
1312	31,4	44	139,04	10,60	44	139,04	10,60

Продовження додатку А

Таблиця А.3

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 15 °С

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,16	105,33	0,9	2,844	94,80
5,4	3,16	1	3,16	58,52	1	3,16	58,52
9	3,16	1	3,16	35,11	1	3,16	35,11
16,2	3,16	2,9	9,164	56,57	2,3	7,268	44,86
27	3,16	3	9,48	35,11	2,5	7,9	29,26
48,6	3,16	3,2	10,112	20,81	3	9,48	19,51
81	3,16	4,1	12,956	16,00	4	12,64	15,60
145,8	3,16	6,1	19,276	13,22	6,3	19,908	13,65
243	3,16	9,8	30,968	12,74	10	31,6	13,00
437,4	3,16	15	47,4	10,84	15,6	49,296	11,27
729	3,16	23	72,68	9,97	23,5	74,26	10,19
1312	3,16	38,8	122,608	9,35	38,8	122,608	9,35

Таблиця А.4

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 20 °С

Гradient швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,16	105,33	1	3,16	105,33
5,4	3,16	1	3,16	58,52	1	3,16	58,52
9	3,16	1	3,16	35,11	1	3,16	35,11
16,2	3,16	1,1	3,476	21,46	1	3,16	19,51
27	3,16	2,8	8,848	32,77	2,2	6,952	25,75
48,6	3,16	1,5	4,74	9,75	1,1	3,476	7,15
81	3,16	3,5	11,06	13,65	3,9	12,324	15,21
145,8	3,16	5,8	18,328	12,57	6,1	19,276	13,22
243	3,16	8,4	26,544	10,92	8,2	25,912	10,66
437,4	31,4	13	41,08	9,39	13	41,08	9,39
729	31,4	19	60,04	8,24	19,5	61,62	8,45
1312	31,4	32	101,12	7,71	32	101,12	7,71

Продовження додатку А

Таблиця А.5

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 25 °С

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,16	105,33	1	3,16	105,33
5,4	3,16	1	3,16	58,52	1	3,16	58,52
9	3,16	1	3,16	35,11	1	3,16	35,11
16,2	3,16	1	3,16	19,51	1	3,16	19,51
27	3,16	1,5	4,74	17,56	1	3,16	11,70
48,6	3,16	1,7	5,372	11,05	2,8	8,848	18,21
81	3,16	3	9,48	11,70	3,2	10,112	12,48
145,8	3,16	5	15,8	10,84	5,7	18,012	12,35
243	3,16	6,9	21,804	8,97	7	22,12	9,10
437,4	3,16	11,2	35,392	8,09	11,2	35,392	8,09
729	3,16	17	53,72	7,37	17	53,72	7,37
1312	3,16	28	88,48	6,74	28	88,48	6,74

Таблиця А.6

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
російської нафти сорту Urals за температури 30 °С

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	0,9	2,844	94,80	0,9	2,844	94,80
5,4	3,16	1	3,16	58,52	1	3,16	58,52
9	3,16	1	3,16	35,11	1	3,16	35,11
16,2	3,16	1	3,16	19,51	1	3,16	19,51
27	3,16	1	3,16	11,70	2,1	6,636	24,58
48,6	3,16	1,1	3,476	7,15	1,1	3,476	7,15
81	3,16	2,9	9,164	11,31	2,9	9,164	11,31
145,8	3,16	4,1	12,956	8,89	4,1	12,956	8,89
243	3,16	6,2	19,592	8,06	6,1	19,276	7,93
437,4	31,4	10	31,6	7,22	10	31,6	7,22
729	31,4	15	47,4	6,50	15	47,4	6,50
1312	31,4	24,9	78,684	6,00	24,9	78,684	6,00

Продовження додатку А

Таблиця А.7

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $5 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,160	105,33	1	3,160	105,33
5,4	3,16	1	3,160	58,52	1	3,160	58,52
9	3,16	1,1	3,476	38,62	1,1	3,476	38,62
16,2	3,16	1,1	3,476	21,46	1,1	3,476	21,46
27	3,16	4,7	14,852	55,01	4,5	14,220	52,67
48,6	3,16	7,2	22,752	46,81	7,4	23,384	48,12
81	3,16	10	31,600	39,01	10,1	31,916	39,40
145,8	3,16	13	41,080	28,18	13,5	42,660	29,26
243	3,16	20,5	64,780	26,66	20,1	63,516	26,14
437,4	3,16	39,1	123,556	28,25	38,1	120,396	27,53
729	3,16	61	192,760	26,44	61	192,760	26,44
1312	3,16	95	300,200	22,88	95	300,200	22,88

Таблиця А.8

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $10 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,160	105,33	1	3,160	105,33
5,4	3,16	1	3,160	58,52	1	3,160	58,52
9	3,16	1	3,160	35,11	1	3,160	35,11
16,2	3,16	1	3,160	19,51	1	3,160	19,51
27	3,16	3	9,480	35,11	1,5	4,740	17,56
48,6	3,16	4,3	13,588	27,96	3,9	12,324	25,36
81	3,16	7	22,120	27,31	6,2	19,592	24,19
145,8	3,16	11	34,760	23,84	10	31,600	21,67
243	3,16	15	47,400	19,51	14,8	46,768	19,25
437,4	31,4	23,5	74,260	16,98	23,5	74,260	16,98
729	31,4	36	113,760	15,60	36	113,760	15,60
1312	31,4	63	199,080	15,17	63	199,080	15,17

Продовження додатку А

Таблиця А.9

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $15 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,160	105,33	1	3,160	105,33
5,4	3,16	1	3,160	58,52	1	3,160	58,52
9	3,16	1	3,160	35,11	1	3,160	35,11
16,2	3,16	1	3,160	19,51	1	3,160	19,51
27	3,16	2,8	8,848	32,77	2,8	8,848	32,77
48,6	3,16	3,8	12,008	24,71	1,8	5,688	11,70
81	3,16	6	18,960	23,41	5,5	17,380	21,46
145,8	3,16	9	28,440	19,51	8,5	26,860	18,42
243	3,16	13	41,080	16,91	13	41,080	16,91
437,4	3,16	21	66,360	15,17	21	66,360	15,17
729	3,16	31	97,960	13,44	31	97,960	13,44
1312	3,16	53	167,480	12,77	53	167,480	12,77

Таблиця А.10

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	1	3,160	105,33	1	3,160	105,33
5,4	3,16	1	3,160	58,52	1	3,160	58,52
9	3,16	1	3,160	35,11	1	3,160	35,11
16,2	3,16	1	3,160	19,51	1	3,160	19,51
27	3,16	2,8	8,848	32,77	1,1	3,476	12,87
48,6	3,16	1,8	5,688	11,70	1,8	5,688	11,70
81	3,16	4,8	15,168	18,73	4	12,640	15,60
145,8	3,16	7,5	23,700	16,26	7	22,120	15,17
243	3,16	10,9	34,444	14,17	11	34,760	14,30
437,4	31,4	17	53,720	12,28	16,5	52,140	11,92
729	31,4	26	82,160	11,27	26	82,160	11,27
1312	31,4	43,5	137,460	10,48	43,5	137,460	10,48

Продовження додатку А

Таблиця А.11

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $25 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	0,8	2,528	84,27	0,9	2,844	94,80
5,4	3,16	0,9	2,844	52,67	0,9	2,844	52,67
9	3,16	0,9	2,844	31,60	0,9	2,844	31,60
16,2	3,16	1	3,160	19,51	2	6,320	39,01
27	3,16	2,5	7,900	29,26	2,1	6,636	24,58
48,6	3,16	3	9,480	19,51	2,5	7,900	16,26
81	3,16	3,5	11,060	13,65	3,8	12,008	14,82
145,8	3,16	5,8	18,328	12,57	6	18,960	13,00
243	3,16	9,7	30,652	12,61	9	28,440	11,70
437,4	3,16	14,5	45,820	10,48	14	44,240	10,11
729	3,16	22	69,520	9,54	22	69,520	9,54
1312	3,16	36,5	115,340	8,79	36,5	115,340	8,79

Таблиця А.12

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей російської нафти сорту Urals з додаванням $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ протитурбулентної присадки за температури $30 \text{ }^\circ\text{C}$

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Динамічна в'язкість, Па·с
3	3,16	0,9	2,844	94,80	0,9	2,844	94,80
5,4	3,16	0,9	2,844	52,67	0,9	2,844	52,67
9	3,16	0,9	2,844	31,60	0,9	2,844	31,60
16,2	3,16	1,8	5,688	35,11	1	3,160	19,51
27	3,16	1,9	6,004	22,24	1	3,160	11,70
48,6	3,16	2,5	7,900	16,26	1,1	3,476	7,15
81	3,16	2,9	9,164	11,31	3,1	9,796	12,09
145,8	3,16	4,9	15,484	10,62	5	15,800	10,84
243	3,16	8	25,280	10,40	8	25,280	10,40
437,4	31,4	12,7	40,132	9,18	12,8	40,448	9,25
729	31,4	18,5	58,460	8,02	18,5	58,460	8,02
1312	31,4	31,5	99,540	7,59	31,5	99,540	7,59

ДОДАТОК Б

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з депресатором

Таблиця Б.1

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти при температурі 0 °С (досліди 5 грудня 2005 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	57,1	40	228,4000	76,1333	2	11,42	3,8067
5,4	57,1	12	68,5200	12,6889	2,1	11,991	2,2206
9	57,1	13,2	75,3720	8,3747	2,3	13,133	1,4592
16,2	57,1	14,2	81,0820	5,0051	2,7	15,417	0,9517
27	57,1	13,2	75,3720	2,7916	3	17,13	0,6344
48,6	57,1	12,0	68,5200	1,4099	3,6	20,556	0,423
81	57,1	7,9	45,1090	0,5569	4,2	23,982	0,2961
145,8	57,1	11,6	66,2360	0,4543	5,4	30,834	0,2115
243	57,1	14,2	81,0820	0,3337	7,3	41,683	0,1715
437,4	57,1	18,0	102,7800	0,2350	12,2	69,662	0,1593
729	57,1	22,5	128,4750	0,1762	16,5	94,215	0,1292
1312	57,1	33,5	191,2850	0,1458	33,5	191,29	0,1458

Таблиця Б.2

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти при температурі 5 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	106	33,4960	11,1653	10,1	3,1916	1,0639
5,4	3,16	16	5,0560	0,9363	11	3,476	0,6437
9	3,16	18	5,6880	0,6320	12,1	3,8236	0,4248
16,2	3,16	22	6,9520	0,4291	13	4,108	0,2536
27	3,16	25,4	8,0264	0,2973	14	4,424	0,1639
48,6	3,16	33	10,4280	0,2146	18,1	5,7196	0,1177
81	3,16	41,9	13,2404	0,1635	23	7,268	0,0897
145,8	3,16	56,4	17,8224	0,1222	32	10,112	0,0694
243	3,16	74,5	23,5420	0,0969	43,9	13,872	0,0571
437,4	31,4	11	34,5400	0,0790	6,6	20,724	0,0474
729	31,4	14,8	46,4720	0,0637	11,5	36,11	0,0495
1312	31,4	20,2	63,4280	0,0483	20,2	63,428	0,0483

Продовження додатку Б

Таблиця Б.3

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 10 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	15,2	4,8032	1,6011	3,5	1,106	0,3687
5,4	3,16	9,9	3,1284	0,5793	4	1,264	0,2341
9	3,16	10,2	3,2232	0,3581	4,1	1,2956	0,144
16,2	3,16	11	3,4760	0,2146	5	1,58	0,0975
27	3,16	12,5	3,9500	0,1463	5,9	1,8644	0,0691
48,6	3,16	15,7	4,9612	0,1021	8	2,528	0,052
81	3,16	19,3	6,0988	0,0753	10,8	3,4128	0,0421
145,8	3,16	27	8,5320	0,0585	16,1	5,0876	0,0349
243	3,16	33,9	10,7124	0,0441	23,7	7,4892	0,0308
437,4	3,16	50,8	16,0528	0,0367	37	11,692	0,0267
729	3,16	72,9	23,0364	0,0316	55,8	17,633	0,0242
1312	31,4	12	37,6800	0,0287	12	37,68	0,0287

Таблиця Б.4

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 15 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	4,5	1,4220	0,4740	2,5	0,79	0,2633
5,4	3,16	3,7	1,1692	0,2165	2,5	0,79	0,1463
9	3,16	3,6	1,1376	0,1264	2,6	0,8216	0,0913
16,2	3,16	4	1,2640	0,0780	3,7	1,1692	0,0722
27	3,16	4,8	1,5168	0,0562	3,8	1,2008	0,0445
48,6	3,16	6,2	1,9592	0,0403	5,1	1,6116	0,0332
81	3,16	8,9	2,8124	0,0347	7	2,212	0,0273
145,8	3,16	12,1	3,8236	0,0262	10,1	3,1916	0,0219
243	3,16	17	5,3720	0,0221	15,2	4,8032	0,0198
437,4	3,16	26,8	8,4688	0,0194	23,9	7,5524	0,0173
729	3,16	39,3	12,4188	0,0170	36,1	11,408	0,0156
1312	3,16	63	19,9080	0,0152	63	19,908	0,0152

Продовження додатку Б

Таблиця Б.5

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 20 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	0,9480	0,3160	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	3	0,9480	0,1756	2	0,632	0,117
9	3,16	3	0,9480	0,1053	2,1	0,6636	0,0737
16,2	3,16	3	0,9480	0,0585	3	0,948	0,0585
27	3,16	3,6	1,1376	0,0421	3,5	1,106	0,041
48,6	3,16	4	1,2640	0,0260	4	1,264	0,026
81	3,16	5,7	1,8012	0,0222	5,7	1,8012	0,0222
145,8	3,16	7,8	2,4648	0,0169	7,8	2,4648	0,0169
243	3,16	10,9	3,4444	0,0142	10,6	3,3496	0,0138
437,4	3,16	16,9	5,3404	0,0122	16,6	5,2456	0,012
729	3,16	25,2	7,9632	0,0109	24,8	7,8368	0,0108
1312	3,16	41,3	13,0508	0,0099	41,3	13,051	0,0099

Таблиця Б.6

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 25 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2,4	0,7584	0,0843	2,4	0,7584	0,0843
16,2	3,16	2,6	0,8216	0,0507	2,6	0,8216	0,0507
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	3,7	1,1692	0,0241	3,7	1,1692	0,0241
81	3,16	4,8	1,5168	0,0187	4,8	1,5168	0,0187
145,8	3,16	6,5	2,0540	0,0141	6,5	2,0540	0,0141
243	3,16	9	2,8440	0,0117	9	2,8440	0,0117
437,4	3,16	13,9	4,3924	0,0100	13,9	4,3924	0,0100
729	3,16	20,5	6,4780	0,0089	20,5	6,4780	0,0089
1312	3,16	33,1	10,4596	0,0080	33,1	10,4596	0,0080

Продовження додатку Б

Таблиця Б.7

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 30 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2,1	0,6636	0,0737	2,1	0,6636	0,0737
16,2	3,16	2,1	0,6636	0,0410	2,1	0,6636	0,0410
27	3,16	3,4	1,0744	0,0398	3,4	1,0744	0,0398
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4	1,2640	0,0156	4	1,2640	0,0156
145,8	3,16	5,3	1,6748	0,0115	5,3	1,6748	0,0115
243	3,16	7,2	2,2752	0,0094	7,2	2,2752	0,0094
437,4	3,16	11	3,4760	0,0079	11	3,4760	0,0079
729	3,16	16	5,0560	0,0069	16	5,0560	0,0069
1312	3,16	26	8,2160	0,0063	26	8,2160	0,0063

Таблиця Б.8

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 35 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2	0,6320	0,0702	2	0,6320	0,0702
16,2	3,16	2,1	0,6636	0,0410	2,1	0,6636	0,0410
27	3,16	3,4	1,0744	0,0398	3,4	1,0744	0,0398
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4	1,2640	0,0156	4	1,2640	0,0156
145,8	3,16	5,1	1,6116	0,0111	5,1	1,6116	0,0111
243	3,16	6,7	2,1172	0,0087	6,7	2,1172	0,0087
437,4	3,16	10,1	3,1916	0,0073	10,1	3,1916	0,0073
729	3,16	14,6	4,6136	0,0063	14,6	4,6136	0,0063
1312	3,16	23,4	7,3944	0,0056	23,4	7,3944	0,0056

Продовження додатку Б

Таблиця Б.9

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти при температурі 40 °С (досліди 1-2 грудня 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2	0,6320	0,0702	2	0,6320	0,0702
16,2	3,16	2	0,6320	0,0390	2	0,6320	0,0390
27	3,16	3,4	1,0744	0,0398	3,4	1,0744	0,0398
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4	1,2640	0,0156	4	1,2640	0,0156
145,8	3,16	4,9	1,5484	0,0106	4,9	1,5484	0,0106
243	3,16	6,2	1,9592	0,0081	6,2	1,9592	0,0081
437,4	3,16	9,2	2,9072	0,0066	9,2	2,9072	0,0066
729	3,16	13,3	4,2028	0,0058	13,3	4,2028	0,0058
1312	3,16	21	6,6360	0,0051	21	6,6360	0,0051

Таблиця Б.10

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою) при температурі 0 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	3,14	102	32,2320	10,7440	20,4	6,4464	2,1488
5,4	3,16	32	10,1120	1,8726	23,4	7,3944	1,3693
9	3,16	37,4	11,8184	1,3132	25,1	7,9316	0,8813
16,2	3,16	44,1	13,9356	0,8602	30,0	9,48	0,5852
27	3,16	48,2	15,2312	0,5641	30,6	9,6696	0,3581
48,6	3,16	63,2	19,9712	0,4109	38,5	12,166	0,2503
81	3,16	78,1	24,6796	0,3047	46,6	14,726	0,1818
145,8	31,4	11,1	34,8540	0,2391	6,3	19,782	0,1357
243	31,4	14,2	44,5880	0,1835	8,8	27,632	0,1137
437,4	31,4	19,5	61,2300	0,1400	14,2	44,588	0,1019
729	31,4	26	81,6400	0,1120	20,0	62,8	0,0861
1312	31,4	36,8	115,5520	0,0881	36,8	115,55	0,0881

Продовження додатку Б

Таблиця Б.11

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 5 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	38,7	12,2292	4,0764	7,8	2,4648	0,8216
5,4	3,16	13	4,1080	0,7607	7,9	2,4964	0,4623
9	3,16	13,2	4,1712	0,4635	8,1	2,5596	0,2844
16,2	3,16	15,6	4,9296	0,3043	10,0	3,16	0,1951
27	3,16	18,4	5,8144	0,2153	11,1	3,5076	0,1299
48,6	3,16	23,9	7,5524	0,1554	14,7	4,6452	0,0956
81	3,16	29,7	9,3852	0,1159	19,9	6,2884	0,0776
145,8	3,16	41,8	13,2088	0,0906	29,1	9,1956	0,0631
243	3,16	56,3	17,7908	0,0732	42,3	13,367	0,055
437,4	3,16	86,1	27,2076	0,0622	66,0	20,856	0,0477
729	31,4	13	40,8200	0,0560	11,5	36,11	0,0495
1312	31,4	20	62,8000	0,0479	20,0	62,8	0,0479

Таблиця Б.12

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 10 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	13,8	4,3608	1,4536	3,1	0,9796	0,3265
5,4	3,16	5	1,5800	0,2926	3,2	1,0112	0,1873
9	3,16	4,1	1,2956	0,1440	3,6	1,1376	0,1264
16,2	3,16	4,9	1,5484	0,0956	4	1,264	0,078
27	3,16	5,8	1,8328	0,0679	4,8	1,5168	0,0562
48,6	3,16	7,8	2,4648	0,0507	6,9	2,1804	0,0449
81	3,16	10	3,1600	0,0390	9,8	3,0968	0,0382
145,8	3,16	15,8	4,9928	0,0342	14,2	4,4872	0,0308
243	3,16	23,2	7,3312	0,0302	20,6	6,5096	0,0268
437,4	3,16	37,7	11,9132	0,0272	34,2	10,807	0,0247
729	3,16	58,6	18,5176	0,0254	53	16,748	0,023
1312	3,16	97	30,6520	0,0234	97	30,652	0,0234

Продовження додатку Б

Таблиця Б.13

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 15 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	2,2120	0,7373	2	0,632	0,2107
5,4	3,16	3,5	1,1060	0,2048	3	0,948	0,1756
9	3,16	3	0,9480	0,1053	3,2	1,0112	0,1124
16,2	3,16	3,6	1,1376	0,0702	3,5	1,106	0,0683
27	3,16	4	1,2640	0,0468	4	1,264	0,0468
48,6	3,16	5,2	1,6432	0,0338	5	1,58	0,0325
81	3,16	7,2	2,2752	0,0281	6,8	2,1488	0,0265
145,8	3,16	10,7	3,3812	0,0232	10	3,16	0,0217
243	3,16	15	4,7400	0,0195	14,2	4,4872	0,0185
437,4	3,16	24	7,5840	0,0173	22,7	7,1732	0,0164
729	3,16	36,7	11,5972	0,0159	35,3	11,155	0,0153
1312	3,16	62	19,5920	0,0149	62	19,592	0,0149

Таблиця Б.14

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 20 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	3	0,9480	0,1053	3	0,9480	0,1053
16,2	3,16	3	0,9480	0,0585	3	0,9480	0,0585
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	4	1,2640	0,0260	4	1,2640	0,0260
81	3,16	5,2	1,6432	0,0203	5,2	1,6432	0,0203
145,8	3,16	7,8	2,4648	0,0169	7,8	2,4648	0,0169
243	3,16	11	3,4760	0,0143	11	3,4760	0,0143
437,4	3,16	16,8	5,3088	0,0121	16,8	5,3088	0,0121
729	3,16	25,7	8,1212	0,0111	25,7	8,1212	0,0111
1312	3,16	43,1	13,6196	0,0104	43,1	13,6196	0,0104

Продовження додатку Б

Таблиця Б.15

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 25 °С (досліди 29-30 листопада 2005 р.)

Градiєнт швидкості, 1/с	Стала циліндра	Прямий хід			Зворотний хід		
		Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Пас	Показник приладу	Динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість, Па с
3	3,16	2	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2	0,6320	0,0702	2	0,6320	0,0702
16,2	3,16	3	0,9480	0,0585	3	0,9480	0,0585
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	3,7	1,1692	0,0241	3,7	1,1692	0,0241
81	3,16	4,7	1,4852	0,0183	4,7	1,4852	0,0183
145,8	3,16	6,9	2,1804	0,0150	6,9	2,1804	0,0150
243	3,16	10,1	3,1916	0,0131	10,1	3,1916	0,0131
437,4	3,16	14,7	4,6452	0,0106	14,7	4,6452	0,0106
729	3,16	22,4	7,0784	0,0097	22,4	7,0784	0,0097
1312	3,16	37,2	11,7552	0,0090	37,2	11,7552	0,0090

Таблиця Б.16

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою)
при температурі 30 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2	0,6320	0,0702	2	0,6320	0,0702
16,2	3,16	3	0,9480	0,0585	3	0,9480	0,0585
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4,3	1,3588	0,0168	4,3	1,3588	0,0168
145,8	3,16	6,1	1,9276	0,0132	6,1	1,9276	0,0132
243	3,16	8,4	2,6544	0,0109	8,4	2,6544	0,0109
437,4	3,16	12,8	4,0448	0,0092	12,8	4,0448	0,0092
729	3,16	19,1	6,0356	0,0083	19,1	6,0356	0,0083
1312	3,16	31,3	9,8908	0,0075	31,3	9,8908	0,0075

Продовження додатку Б

Таблиця Б.17

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою) при температурі 35 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2	0,6320	0,1170	2	0,6320	0,1170
9	3,16	2	0,6320	0,0702	2	0,6320	0,0702
16,2	3,16	2,5	0,7900	0,0488	2,5	0,7900	0,0488
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4,1	1,2956	0,0160	4,1	1,2956	0,0160
145,8	3,16	5,6	1,7696	0,0121	5,6	1,7696	0,0121
243	3,16	7,7	2,4332	0,0100	7,7	2,4332	0,0100
437,4	3,16	11,5	3,6340	0,0083	11,5	3,6340	0,0083
729	3,16	17	5,3720	0,0074	17	5,3720	0,0074
1312	3,16	28	8,8480	0,0067	28	8,8480	0,0067

Таблиця Б.18

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей долинської нафти з додаванням депресатора РЕНА -2210 (0,05 % за масою) при температурі 40 °С (досліди 29-30 листопада 2005 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	0,6320	0,2107	2	0,6320	0,2107
5,4	3,16	2,0	0,6320	0,1170	2,0	0,6320	0,1170
9	3,16	2,0	0,6320	0,0702	2,0	0,6320	0,0702
16,2	3,16	2	0,6320	0,0390	2	0,6320	0,0390
27	3,16	3,5	1,1060	0,0410	3,5	1,1060	0,0410
48,6	3,16	3,5	1,1060	0,0228	3,5	1,1060	0,0228
81	3,16	4,0	1,2640	0,0156	4,0	1,2640	0,0156
145,8	3,16	5,2	1,6432	0,0113	5,2	1,6432	0,0113
243	3,16	7,1	2,2436	0,0092	7,1	2,2436	0,0092
437,4	3,16	10,2	3,2232	0,0074	10,2	3,2232	0,0074
729	3,16	15,1	4,7716	0,0065	15,1	4,7716	0,0065
1312	3,16	24,8	7,8368	0,0060	24,8	7,8368	0,0060

ДОДАТОК В

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
долинської нафти в суміші з розріджувачем

Таблиця В.1

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей
суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 5 °С (досліди 17 січня
2005 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	82,6	26,102	8,7005	4,6	1,4536	0,4845
5,4	3,16	42,5	13,430	2,4870	5,4	1,7064	0,316
9	3,16	37,4	11,818	1,3132	6,7	2,1172	0,2352
16,2	3,16	36,5	11,534	0,7120	8,4	2,6544	0,1639
27	3,16	42,7	13,493	0,4997	10,0	3,16	0,117
48,6	3,16	48,2	15,231	0,3134	14,1	4,4556	0,0917
81	3,16	53,9	17,032	0,2103	20,0	6,32	0,078
145,8	3,16	67,7	21,393	0,1467	30,3	9,5748	0,0657
243	3,16	84,6	26,734	0,1100	44,9	14,188	0,0584
437,4	31,4	13,1	41,134	0,0940	8,9	27,946	0,0639
729	31,4	17,6	55,264	0,0762	13,2	41,448	0,0572
1312	31,4	22,2	69,708	0,0531	22,2	69,708	0,0531

Таблиця В.2

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 %
долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 10 °С (досліди 17 січня 2005 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	25,1	7,932	2,6439	4,6	1,4536	0,4845
5,4	3,16	15,6	4,930	0,9129	4,6	1,4536	0,2692
9	3,16	15,6	4,930	0,5477	4,8	1,5168	0,1685
16,2	3,16	16,7	5,277	0,3258	5,4	1,7064	0,1053
27	3,16	20,1	6,352	0,2352	7,5	2,37	0,0878
48,6	3,16	24,4	7,710	0,1587	11,0	3,476	0,0715
81	3,16	29,7	9,385	0,1159	14,6	4,6136	0,057
145,8	3,16	36,3	11,471	0,0787	22,4	7,0784	0,0485
243	3,16	48,4	15,294	0,0629	33,0	10,428	0,0429
437,4	3,16	67,5	21,330	0,0488	53,1	16,78	0,0384
729	3,16	93,2	29,451	0,0406	84,9	26,828	0,037
1312	31,4	16,4	51,496	0,0393	16,4	51,496	0,0393

Продовження додатку В

Таблиця В.3

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 15 °С (досліди 17 січня 2005 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	6,5	2,054	0,6847	3,6	2,054	0,6847
5,4	3,16	5,4	1,706	0,3160	3,6	1,706	0,3160
9	3,16	5,4	1,706	0,1896	4,2	1,706	0,1896
16,2	3,16	4,3	1,359	0,0839	4,7	1,359	0,0839
27	3,16	8,9	2,812	0,1042	5,7	2,812	0,1042
48,6	3,16	12,5	3,950	0,0813	8,5	3,950	0,0813
81	3,16	16,3	5,151	0,0636	11,6	5,151	0,0636
145,8	3,16	21,3	6,731	0,0462	16,6	6,731	0,0462
243	3,16	28,5	9,006	0,0371	24,2	9,006	0,0371
437,4	3,16	43,5	13,746	0,0314	38,6	13,746	0,0314
729	3,16	63,8	20,161	0,0278	59,4	20,161	0,0278
1312	3,16	103,4	32,674	0,0249	103,4	32,674	0,0249

Таблиця В.4

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 20 °С (досліди 17 січня 2005 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	2,2	0,695	0,2317	2,2	0,695	0,2317
5,4	3,16	2,2	0,695	0,1287	2,2	0,695	0,1287
9	3,16	2,2	0,695	0,0772	2,2	0,695	0,0772
16,2	3,16	2,3	0,727	0,0449	2,3	0,727	0,0449
27	3,16	4,5	1,422	0,0527	4,5	1,422	0,0527
48,6	3,16	5,4	1,706	0,0351	5,4	1,706	0,0351
81	3,16	7,5	2,370	0,0293	7,5	2,370	0,0293
145,8	3,16	11,0	3,476	0,0238	11,0	3,476	0,0238
243	3,16	15,3	4,835	0,0199	15,3	4,835	0,0199
437,4	3,16	23,1	7,300	0,0167	23,1	7,300	0,0167
729	3,16	35,1	11,092	0,0153	35,1	11,092	0,0153
1312	3,16	58,4	18,454	0,0141	58,4	18,454	0,0141

Продовження додатку В

Таблиця В.5

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 25 °С (досліди 17 січня 2005 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	2,2	0,695	0,2317	2,2	0,695	0,2317
5,4	3,16	2,2	0,695	0,1287	2,2	0,695	0,1287
9	3,16	2,2	0,695	0,0772	2,2	0,695	0,0772
16,2	3,16	2,3	0,727	0,0449	2,3	0,727	0,0449
27	3,16	4,2	1,327	0,0492	4,2	1,327	0,0492
48,6	3,16	4,8	1,517	0,0312	4,8	1,517	0,0312
81	3,16	6,5	2,054	0,0254	6,5	2,054	0,0254
145,8	3,16	9,7	3,065	0,0210	9,7	3,065	0,0210
243	3,16	13,1	4,140	0,0170	13,1	4,140	0,0170
437,4	3,16	20,0	6,320	0,0144	20,0	6,320	0,0144
729	3,16	30,1	9,512	0,0131	30,1	9,512	0,0131
1312	3,16	50,1	15,832	0,0121	50,1	15,832	0,0121

Таблиця В.6

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 30 °С (досліди 17 січня 2005 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	2,2	0,695	0,2317	2,2	0,695	0,2317
5,4	3,16	2,2	0,695	0,1287	2,2	0,695	0,1287
9	3,16	2,2	0,695	0,0772	2,2	0,695	0,0772
16,2	3,16	2,3	0,727	0,0449	2,3	0,727	0,0449
27	3,16	3,9	1,232	0,0456	3,9	1,232	0,0456
48,6	3,16	4,5	1,422	0,0293	4,5	1,422	0,0293
81	3,16	5,5	1,738	0,0215	5,5	1,738	0,0215
145,8	3,16	8,5	2,686	0,0184	8,5	2,686	0,0184
243	3,16	11,0	3,476	0,0143	11,0	3,476	0,0143
437,4	3,16	16,9	5,340	0,0122	16,9	5,340	0,0122
729	3,16	25,2	7,963	0,0110	25,2	7,963	0,0110
1312	3,16	41,4	13,082	0,0100	41,4	13,082	0,0100

Продовження додатку В

Таблиця В.7

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 35 °С (досліди 17 січня 2005 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	2,2	0,695	0,2317	2,2	0,695	0,2317
5,4	3,16	2,2	0,695	0,1287	2,2	0,695	0,1287
9	3,16	2,2	0,695	0,0772	2,2	0,695	0,0772
16,2	3,16	2,2	0,695	0,0429	2,2	0,695	0,0429
27	3,16	3,5	1,106	0,0410	3,5	1,106	0,0410
48,6	3,16	4,0	1,264	0,0260	4,0	1,264	0,0260
81	3,16	5,0	1,580	0,0195	5,0	1,580	0,0195
145,8	3,16	7,5	2,370	0,0163	7,5	2,370	0,0163
243	3,16	9,9	3,128	0,0129	9,9	3,128	0,0129
437,4	3,16	15,0	4,740	0,0108	15,0	4,740	0,0108
729	3,16	22,0	6,952	0,0096	22,0	6,952	0,0096
1312	3,16	35,9	11,344	0,0086	35,9	11,344	0,0086

Таблиця В.8

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals при температурі 40 °С (досліди 17 січня 2005 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	2,2	0,695	0,2317	2,2	0,695	0,2317
5,4	3,16	2,2	0,695	0,1287	2,2	0,695	0,1287
9	3,16	2,2	0,695	0,0772	2,2	0,695	0,0772
16,2	3,16	2,2	0,695	0,0429	2,2	0,695	0,0429
27	3,16	3,3	1,043	0,0386	3,3	1,043	0,0386
48,6	3,16	3,7	1,169	0,0241	3,7	1,169	0,0241
81	3,16	4,6	1,454	0,0179	4,6	1,454	0,0179
145,8	3,16	6,6	2,086	0,0143	6,6	2,086	0,0143
243	3,16	8,8	2,781	0,0114	8,8	2,781	0,0114
437,4	3,16	13,1	4,140	0,0095	13,1	4,140	0,0095
729	3,16	18,8	5,941	0,0082	18,8	5,941	0,0082
1312	3,16	30,5	9,638	0,0073	30,5	9,638	0,0073

Додаток Д
Статистичні дані режимів роботи магістрального нафтопроводу Снігурівка-Одеса

№	НПС Снігурівка							НПС Августівка
	Витрата нафти, м ³ /2 год	Тиск після регуляторів тиску Р _{вих} , бар	Схема роботи насосів (згідно технологічної схеми)	Витрата при-садки, л/2 год	Температура нафти, °С	В'язкість нафти, сСт	Густина нафти, кг/м ³	
1	4893	50,3	1п+2+4	65	21	21,55	867,5	1,1
3	4123	50,3	1п+2+4	65	21	21,55	867,5	1,1
5	4152	50,3	1п+2+4	65	21	21,55	867,5	1,1
7	4168	50,3	1п+2+4	65	21	21,55	867,5	1,0
9	4185	50,4	1п+2+4	67	21	21,55	867,5	0,9
11	4204	50,3	1п+2+3	65	21	21,55	867,5	0,9
13	4269	50,4	1п+2+3	66	21	21,55	867,5	0,9
15	4309	50,3	1п+2+3	66	21	21,55	867,5	1,0
17	4319	50,4	1п+2+3	55	21	21,55	867,5	0,9
19	4320	50,4	1п+2+4	49	21	21,55	867,5	1,0
21	4274	50,2	1п+2+4	50	21	21,55	867,5	1,0
23	4366	50,2	1п+2+4	50	21	21,55	867,5	1,0
1	3996	49,3	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,8
3	3980	49,3	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,8
5	3944	49,3	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,8
7	3932	49,3	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,8
9	3957	49,6	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,7
11	3932	49,1	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,6
13	3924	49,2	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,6
15	3936	49,2	1п+1+3	64	20,6	21,55	867,6	0,6
17	3431	31,0	1п+2+3	62	20,6	21,55	867,6	0,7
19	2860	31,0	1п+2+3	25	20,6	21,55	867,6	0,8
21	2866	31,0	1п+2+3	18	20,6	21,55	867,6	1,1
23	2843	31,0	1п+2+3	19	20,6	21,55	867,6	1,2

№	НПС Снігурівка										НПС Августівка
	Витрата нафти, м ³ /2 год	Тиск після регуляторів тиску Р _{вих} , бар	Схема роботи насосів (згідно технологічної схеми)	Витрата при-садки, л/2 год	Температура нафти, °С	В'язкість нафти, сСт	Густина нафти, кг/м ³	Тиск на вході в НПС Р _{вх} , бар			
1	4146	50,8	2п+3+4	71	17,9	27,32	867,1	1,1			
3	4121	50,8	2п+3+4	71	17,9	27,32	867,1	1,1			
5	4078	50,8	2п+3+4	70	17,9	27,32	867,1	1,1			
7	4108	50,8	2п+3+4	70	17,9	27,32	867,1	1,0			
9	4090	51,0	2п+3+4	69	17,9	27,32	867,1	1,0			
11	4155	51,0	2п+3+4	68	17,9	27,32	867,1	1,0			
13	4061	51,0	2п+3+4	70	17,9	27,32	867,1	1,1			
15	4076	50,9	2п+3+4	69	17,9	27,32	867,1	1,2			
17	4062	50,9	2п+3+4	69	17,9	27,32	867,1	1,3			
19	4137	51,0	2п+2+4	69	17,9	27,32	867,1	1,3			
21	4082	51,0	2п+3+4	68	17,9	27,32	867,1	1,1			
23	3443	31,3	2п+3	69	17,9	27,32	867,1	0,9			
1	1346	49,1	2п+1+2	29	15,5	21,99	868,5	1,0			
3	3333	48,9	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	1,0			
5	3603	48,4	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	1,2			
7	3647	48,4	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	0,9			
9	3643	48,5	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	0,8			
11	3722	48,5	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	0,8			
13	3717	48,5	2п+1+2	68	15,5	21,99	868,5	0,7			
15	3793	48,5	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	0,6			
17	3789	48,3	2п+1+2	69	15,5	21,99	868,5	0,7			
19	3883	50,7	2п+1+2	70	15,5	21,99	868,5	0,6			
21	3935	50,7	2п+2+3	69	15,5	21,99	868,5	0,6			
23	3920	50,6	2п+2+3	69	15,5	21,99	868,5	0,6			

Додаток Е

Текст програми PRYS

```

unit Unit1;

interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs, StdCtrls, Buttons, comobj, math;

type
  TForm1 = class(TForm)
    BitBtn2: TBitBtn;
    GroupBox3: TGroupBox;
    Edit9: TEdit;
    Edit10: TEdit;
    Label9: TLabel;
    Label10: TLabel;
    GroupBox4: TGroupBox;
    Label3: TLabel;
    Edit3: TEdit;
    Label4: TLabel;
    Edit4: TEdit;
    Label5: TLabel;
    Edit5: TEdit;
    Edit6: TEdit;
    Label6: TLabel;
    Label7: TLabel;
    Edit7: TEdit;
    Label8: TLabel;
    Edit8: TEdit;
    GroupBox5: TGroupBox;
    Edit12: TEdit;
    Edit13: TEdit;
    Edit14: TEdit;
    Edit15: TEdit;
    Edit16: TEdit;
    Edit17: TEdit;
    Edit18: TEdit;
    Label1: TLabel;
    Edit1: TEdit;
    GroupBox1: TGroupBox;
    Edit2: TEdit;
    Edit11: TEdit;
    Edit19: TEdit;
    Edit20: TEdit;
    Edit21: TEdit;
    Edit22: TEdit;
    Edit23: TEdit;
    procedure BitBtn3Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn2Click(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;

```

Продовження додатку Е

```

var
  Form1: TForm1;

implementation

var L,D,DZ,HKP,NU,PDOP,RO,t,k,ro20,nu0,nu20,
a,b,ap,am,bp,bm,q,kmin,kmax,kkrok,ksi,
hdop,hdr,hst,u,nur,kv,re,kapa :real;
nu1,t1:array[1..7]of real;
HZAG,LAM,HT,qu:real;
i,j,kod,scheme,i2:integer;
st:string;

{$R *.dfm}

procedure TForm1.BitBtn3Click(Sender: TObject);
begin
form1.Close;
end;

procedure TForm1.BitBtn2Click(Sender: TObject);
var
myexcel:variant;
label 220,221,222,223,224;
begin
MyExcel:=CreateOleObject('Excel.Application');
MyExcel.Visible:=true;
getdir(0,st);
MyExcel.WorkBooks.Add(st+'\rez1.xls');
//MyExcel.Workbooks[1].WorkSheets['page1'].Cells[2,1].value:= 'fdfgdfgdf';

val(edit12.text,nu1[1],kod);
if kod <> 0 then nu1[1]:=strtofloat(edit12.text);
val(edit13.text,nu1[2],kod);
if kod <> 0 then nu1[2]:=strtofloat(edit13.text);
val(edit14.text,nu1[3],kod);
if kod <> 0 then nu1[3]:=strtofloat(edit14.text);
val(edit15.text,nu1[4],kod);
if kod <> 0 then nu1[4]:=strtofloat(edit15.text);
val(edit16.text,nu1[5],kod);
if kod <> 0 then nu1[5]:=strtofloat(edit16.text);
val(edit17.text,nu1[6],kod);
if kod <> 0 then nu1[6]:=strtofloat(edit17.text);
val(edit18.text,nu1[7],kod);
if kod <> 0 then nu1[7]:=strtofloat(edit18.text);

val(edit2.text,t1[1],kod);
if kod <> 0 then t1[1]:=strtofloat(edit2.text);
val(edit11.text,t1[2],kod);
if kod <> 0 then t1[2]:=strtofloat(edit11.text);
val(edit19.text,t1[3],kod);
if kod <> 0 then t1[3]:=strtofloat(edit19.text);

```

Продовження додатку Е

```

val(edit20.text,t1[4],kod);
if kod <> 0 then t1[4]:=strtofloat(edit20.text);
val(edit21.text,t1[5],kod);
if kod <> 0 then t1[5]:=strtofloat(edit21.text);
val(edit22.text,t1[6],kod);
if kod <> 0 then t1[6]:=strtofloat(edit22.text);
val(edit23.text,t1[7],kod);
if kod <> 0 then t1[7]:=strtofloat(edit23.text);

```

```

val(edit1.text,t,kod);
if kod <> 0 then t:=strtofloat(edit1.text);

```

```

val(edit3.text,l,kod);
if kod <> 0 then l:=strtofloat(edit3.text);
l:=l*1000;

```

```

val(edit4.text,d,kod);
if kod <> 0 then d:=strtofloat(edit4.text);

```

```

val(edit5.text,dz,kod);
if kod <> 0 then dz:=strtofloat(edit5.text);

```

```

val(edit6.text,hkp,kod);
if kod <> 0 then hkp:=strtofloat(edit6.text);

```

```

val(edit7.text,pdop,kod);
if kod <> 0 then pdop:=strtofloat(edit7.text);

```

```

val(edit8.text,ro20,kod);
if kod <> 0 then ro20:=strtofloat(edit8.text);

```

```

val(edit9.text,nu0,kod);
if kod <> 0 then nu0:=strtofloat(edit9.text);

```

```

val(edit10.text,nu20,kod);
if kod <> 0 then nu20:=strtofloat(edit10.text);

```

```

a:=0;b:=0;
ap:=0;
am:=0;
bp:=0;
bm:=0;
sheme:=1;

```

```

for i2:= 0 to 3 do begin
if i2=0 then k:=0;
if i2=1 then k:=10;
if i2=2 then k:=20;
if i2=3 then k:=30;

```

```

for i:= 1 to 5 do begin
if i=1 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281; bm:=109;end;
if i=2 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270; bm:=65;end;
if i=3 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281*2; bm:=109*2;end;

```

Продовження додатку Е

```

f i=4 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270+281; bm:=65+109;end;
if i=5 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270*2; bm:=65*2;end;
a:=ap+am;
b:=bp+bm;

Ksi:=1.825-0.001315*ro20;
ro:=ro20-ksi*(t-20);
HDOP:=PDOP*1000000/(RO*9.810001);
Q:=1;
for j:=1 to 7 do begin
nur:=nu1[j];
220:
HST:=A-B*sqr(q/3600);
HDR:=0;
IF HST>HDOP THEN begin HDR:=HST-HDOP; HST:=HDOP; end;
if k=0 then kv:=1 else kv:=(exp(0.0607*ln(exp(k)))+39.8)/(t*0.0328+40.26);
nu:=kv*nur;
RE:=4*Q/(3.14*D*NU*1e-6);
LAM:=1/(sqr(-1.855*Log10(RE)+1.85)+1500000*K*0.000001);
KAPA:=1.02*8/(sqr(3.14)*9.810001);
QU:=sqr((A-DZ-HKP-HDR)/(B+KAPA*LAM/(d*d*d*d*d)*L));
IF ABS(QU-Q)>0.0001 THEN begin Q:=QU; goto 220; end;
Q:=QU;
HT:=8*LAM*L*(q*q)/(sqr(3.14)*9.810001*d*d*d*d*d);
HZAG:=1.02*HT+DZ+HKP ;
str(q*3600:5:1,st);
if j=1 then MyExcel.Workbooks[1].Worksheets['page1'].Cells[i2+4+(j-1)*8,i+12].value:=st;
MyExcel.Workbooks[1].Worksheets['page1'].Cells[j+3+11*i2,i+3].value:=st;
MyExcel.Workbooks[1].Worksheets['page1'].Cells[i2+4+(j-1)*8,i+12].value:=st;

//showmessage("");

end;
end;
end;

for i2:= 0 to 3 do begin
if i2=0 then k:=0;
if i2=1 then k:=10;
if i2=2 then k:=20;
if i2=3 then k:=30;

for i:= 1 to 5 do begin
if i=1 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281; bm:=109;end;
if i=2 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270; bm:=65;end;
if i=3 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281*2; bm:=109*2;end;
if i=4 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270+281; bm:=65+109;end;
if i=5 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270*2; bm:=65*2;end;

a:=ap+am;
b:=bp+bm;

Ksi:=1.825-0.001315*ro20;

```


Продовження додатку Е

```

Q:=1;
for j:=1 to 7 do begin
t:=t1[j];
ro:=ro20-ksi*(t-20);
HDOP:=PDOP*1000000/(RO*9.810001);

u:=1/(20)*ln(nu0/nu20);
nur:=nu0*exp(-u*t);
221:
HST:=A-B*sqr(q/3600);
HDR:=0;
IF HST>HDOP THEN begin HDR:=HST-HDOP; HST:=HDOP; end;
if k=0 then kv:=1 else kv:=(exp(0.0607*ln(exp(k)))+39.8)/(t*0.0328+40.26);
nu:=kv*nur;
RE:=4*Q/(3.14*D*NU*1e-6);
LAM:=1/(sqr(-1.855*Log10(RE)+1.85)+1500000*K*0.000001);
KAPA:=1.02*8/(sqr(3.14)*9.810001);
QU:=sqr((A-DZ-HKP-HDR)/(B+KAPA*LAM/(d*d*d*d*L)));
IF ABS(QU-Q)>0.0001 THEN begin Q:=QU; goto 221; end;
Q:=QU;
HT:=8*LAM*L*(q*q)/(sqr(3.14)*9.810001*d*d*d*d);
HZAG:=1.02*HT+DZ+HKP ;
str(q*3600:5:1,st);
MyExcel.Workbooks[1].Worksheets['page1'].Cells[i2+4+(j-1)*8,i+20].value:=st;

//showmessage("");

end;
end;
end;

val(edit1.text,t,kod);
if kod <> 0 then t:=strtofloat(edit1.text);

for i2:= 0 to 3 do begin
if i2=0 then k:=0;
if i2=1 then k:=10;
if i2=2 then k:=20;
if i2=3 then k:=30;

for i:= 1 to 5 do begin
if i=1 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281; bm:=109;end;
if i=2 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270; bm:=65;end;
if i=3 then begin ap:=80; bp:=16; am:=281*2; bm:=109*2;end;
if i=4 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270+281; bm:=65+109;end;
if i=5 then begin ap:=80; bp:=16; am:=270*2; bm:=65*2;end;

a:=ap+am;
b:=bp+bm;

Ksi:=1.825-0.001315*ro20;
ro:=ro20-ksi*(t-20);
HDOP:=PDOP*1000000/(RO*9.810001);
u:=1/(20)*ln(nu0/nu20);

```

Продовження додатку Е

```

nur:=nu0*exp(-u*t);

for j:=1 to 11 do begin
q:=800+200*j;
HST:=A-B*sqr(q/3600);
q:=q/3600;
HDR:=0;
IF HST>HDOP THEN begin HDR:=HST-HDOP; HST:=HDOP; end;
if k=0 then kv:=1 else kv:=(exp(0.0607*ln(exp(k)))+39.8)/(t*0.0328+40.26);
nu:=kv*nur;

RE:=4*Q/(3.14*D*NU*1e-6);
LAM:=1/(sqr(-1.855*Log10(RE)+1.85)+1500000*K*0.000001);
HT:=8*LAM*L*(q*q)/(sqr(3.14)*9.810001*d*d*d*d);
HZAG:=1.02*HT+DZ+HKP ;
str(hst:4:1,st);
MyExcel.Workbooks[1].WorkSheets['page2'].Cells[j+6+18*i2,i*2].value:=st;
str(hzag:4:1,st);
MyExcel.Workbooks[1].WorkSheets['page2'].Cells[j+6+18*i2,i*2+1].value:=st;

//showmessage("");

end;
end;
end;

end;
end.

```

Додаток Ж

Результати розрахунку пропускної здатності нафтопроводу

Концентрація присадки	В'язкість нафти, мм ² /с	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0	18	1285,8	1274,4	1750,8	1750	1749
	20	1267,9	1256,3	1728,6	1727,4	1726
	22	1251,7	1239,9	1708,4	1706,8	1705,1
	24	1236,8	1224,9	1689,8	1688	1685,9
	26	1223	1211	1672,7	1670,5	1668,2
	28	1210,3	1198,1	1656,7	1654,3	1651,7
	30	1198,4	1186,1	1641,9	1639,2	1636,4

Концентрація присадки	В'язкість нафти, мм ² /с	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
10 · 10 ⁻⁶	18	1495,6	1487,4	2001,2	2005,9	2010,7
	20	1481	1472,6	1983,3	1987,6	1991,9
	22	1467,9	1459,2	1967,1	1970,9	1974,8
	24	1455,9	1447	1952,2	1955,7	1959,2
	26	1444,9	1435,8	1938,6	1941,7	1944,8
	28	1434,7	1425,5	1925,9	1928,7	1931,6
	30	1425,2	1415,8	1914,1	1916,7	1919,2

Концентрація присадки	В'язкість нафти, мм ² /с	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
20 · 10 ⁻⁶	18	1667,5	1663,4	2204,7	2215,4	2226,5
	20	1655	1650,6	2189,5	2199,7	2210,2
	22	1643,7	1639	2175,8	2185,5	2195,6
	24	1633,5	1628,5	2163,2	2172,6	2182,2
	26	1624,1	1618,9	2151,7	2160,7	2170
	28	1615,4	1610	2141,1	2149,7	2158,6
	30	1607,4	1601,7	2131,2	2139,5	2148,1

Концентрація присадки	В'язкість нафти, мм ² /с	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
30 · 10 ⁻⁶	18	1813,5	1814	2375,5	2392,3	2410
	20	1802,5	1802,6	2362,2	2378,5	2395,6
	22	1792,6	1792,3	2350,3	2366,1	2382,7
	24	1783,5	1783	2339,4	2354,8	2370,9
	26	1775,3	1774,5	2329,4	2344,4	2360,2
	28	1767,7	1766,6	2320,2	2334,9	2350,2
	30	1760,6	1759,3	2311,7	2326	2341

Продовження додатку Ж

В'язкість нафти 18 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1285,8	1274,4	1750,8	1750	1749
10		1495,6	1487,4	2001,2	2005,9	2010,7
20		1667,5	1663,4	2204,7	2215,4	2226,5
30		1813,5	1814	2375,5	2392,3	2410

В'язкість нафти 20 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1267,9	1256,3	1728,6	1727,4	1726
10		1481	1472,6	1983,3	1987,6	1991,9
20		1655	1650,6	2189,5	2199,7	2210,2
30		1802,5	1802,6	2362,2	2378,5	2395,6

В'язкість нафти 22 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1251,7	1239,9	1708,4	1706,8	1705,1
10		1467,9	1459,2	1967,1	1970,9	1974,8
20		1643,7	1639	2175,8	2185,5	2195,6
30		1792,6	1792,3	2350,3	2366,1	2382,7

В'язкість нафти 24 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1236,8	1224,9	1689,8	1688	1685,9
10		1455,9	1447	1952,2	1955,7	1959,2
20		1633,5	1628,5	2163,2	2172,6	2182,2
30		1783,5	1783	2339,4	2354,8	2370,9

В'язкість нафти 26 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1223	1211	1672,7	1670,5	1668,2
10		1444,9	1435,8	1938,6	1941,7	1944,8
20		1624,1	1618,9	2151,7	2160,7	2170
30		1775,3	1774,5	2329,4	2344,4	2360,2

В'язкість нафти 28 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1210,3	1198,1	1656,7	1654,3	1651,7
10		1434,7	1425,5	1925,9	1928,7	1931,6
20		1615,4	1610	2141,1	2149,7	2158,6
30		1767,7	1766,6	2320,2	2334,9	2350,2

В'язкість нафти 30 мм ² /с	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1198,4	1186,1	1641,9	1639,2	1636,4
10		1425,2	1415,8	1914,1	1916,7	1919,2
20		1607,4	1601,7	2131,2	2139,5	2148,1
30		1760,6	1759,3	2311,7	2326	2341

Продовження додатку Ж

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1272,3	1260,7	1734,1	1732,9	1731,6
10		1484,9	1476,5	1988,2	1992,4	1996,9
20		1658,3	1653,9	2193,7	2203,8	2214,5
30		1805,4	1805,6	2365,9	2382,2	2399,4

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1285,8	1274,3	1750,9	1750	1749
10		1496,1	1488	2002,1	2006,6	2011,4
20		1667,9	1663,9	2205,4	2216	2227,1
30		1813,9	1814,4	2376,1	2392,8	2410,5

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1299,3	1288	1767,7	1767,1	1766,4
10		1507,4	1499,4	2015,9	2020,9	2026
20		1677,6	1673,8	2217,2	2228,1	2239,7
30		1822,4	1823,2	2386,4	2403,5	2421,6

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1312,8	1301,6	1784,4	1784,1	1783,8
10		1518,6	1510,9	2029,7	2035,1	2040,7
20		1687,3	1683,8	2229	2240,3	2252,3
30		1831	1832,1	2396,7	2414,2	2432,8

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1326,2	1315,2	1801	1801	1801
10		1529,9	1522,4	2043,6	2049,3	2055,3
20		1697	1693,8	2240,8	2252,5	2264,9
30		1839,6	1841	2407	2424,9	2444

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1339,6	1328,8	1817,6	1817,9	1818,3
10		1541,2	1533,9	2057,4	2063,5	2069,9
20		1706,8	1703,8	2252,6	2264,7	2277,6
30		1848,3	1850	2417,3	2435,7	2455,2

Температура нафти °С	Концентрація присадки, С 10 ⁶	Пропускна здатність, м ³ /год				
		Схема роботи насосів				
		1	2	3	4	5
0		1352,9	1342,3	1834	1834,7	1835,5
10		1552,4	1545,4	2071,2	2077,7	2084,5
20		1716,5	1713,8	2264,4	2276,9	2290,2
30		1856,9	1859	2427,6	2446,4	2466,4

ДОДАТОК І

Результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу Снігурівка-Одеса

Таблиця І.1 -

Результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу Снігурівка-Одеса без протитурбулентної присадки

Продуктивність нафтопроводу, м ³ /год	Схема роботи насосів									
	1		2		3		4		5	
	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м
1000	351,4	237,1	343,8	237,1	623,9	237,1	616,3	237,1	608,7	237,1
1200	347,1	322	341	322	616	322	609,9	322	603,8	322
1400	342,1	418,4	337,8	418,4	606,6	418,4	602,3	418,4	597,9	418,4
1600	336,3	526,1	334	526,1	595,8	526,1	593,5	526,1	591,2	526,1
1800	329,8	644,8	329,8	644,8	583,5	644,8	583,5	644,8	583,5	644,8
2000	322,4	774,1	325	774,1	569,8	774,1	572,4	774,1	574,9	774,1
2200	314,3	914	319,8	914	554,6	914	560	914	565,5	914
2400	305,4	1064,1	314	1064,1	538	1064,1	546,6	1064,1	555,1	1064,1
2600	295,8	1224,4	307,8	1224,4	519,9	1224,4	531,9	1224,4	543,8	1224,4
2800	285,4	1394,6	301	1394,6	500,4	1394,6	516,1	1394,6	531,7	1394,6
3000	274,2	1574,7	293,8	1574,7	479,5	1574,7	499,1	1574,7	518,6	1574,7

Таблиця І.2 -

Результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу Снігурівка-Одеса при концентрації протитурбулентної присадки $10 \cdot 10^{-6}$

Продуктивність нафтопроводу, м ³ /год	Схема роботи насосів									
	1		2		3		4		5	
	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м
1000	351,4	174,7	343,8	174,7	623,9	174,7	616,3	174,7	608,7	174,7
1200	347,1	239,1	341	239,1	616	239,1	609,9	239,1	603,8	239,1
1400	342,1	313	337,8	313	606,6	313	602,3	313	597,9	313
1600	336,3	396,1	334	396,1	595,8	396,1	593,5	396,1	591,2	396,1
1800	329,8	488,2	329,8	488,2	583,5	488,2	583,5	488,2	583,5	488,2
2000	322,4	589,2	325	589,2	569,8	589,2	572,4	589,2	574,9	589,2
2200	314,3	698,9	319,8	698,9	554,6	698,9	560	698,9	565,5	698,9
2400	305,4	817,2	314	817,2	538	817,2	546,6	817,2	555,1	817,2
2600	295,8	943,9	307,8	943,9	519,9	943,9	531,9	943,9	543,8	943,9
2800	285,4	1079	301	1079	500,4	1079	516,1	1079	531,7	1079
3000	274,2	1222,4	293,8	1222,4	479,5	1222,4	499,1	1222,4	518,6	1222,4

Продовження додатку I

Таблиця I.3 -

Результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу Снігурівка-Одеса при концентрації протитурбулентної присадки $20 \cdot 10^{-6}$

Продуктивність нафтопроводу, м ³ /год	Схема роботи насосів									
	1		2		3		4		5	
	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м
1000	351,4	139,6	343,8	139,6	623,9	139,6	616,3	139,6	608,7	139,6
1200	347,1	191,5	341	191,5	616	191,5	609,9	191,5	603,8	191,5
1400	342,1	251,4	337,8	251,4	606,6	251,4	602,3	251,4	597,9	251,4
1600	336,3	319,1	334	319,1	595,8	319,1	593,5	319,1	591,2	319,1
1800	329,8	394,4	329,8	394,4	583,5	394,4	583,5	394,4	583,5	394,4
2000	322,4	477,3	325	477,3	569,8	477,3	572,4	477,3	574,9	477,3
2200	314,3	567,7	319,8	567,7	554,6	567,7	560	567,7	565,5	567,7
2400	305,4	665,4	314	665,4	538	665,4	546,6	665,4	555,1	665,4
2600	295,8	770,3	307,8	770,3	519,9	770,3	531,9	770,3	543,8	770,3
2800	285,4	882,4	301	882,4	500,4	882,4	516,1	882,4	531,7	882,4
3000	274,2	1001,7	293,8	1001,7	479,5	1001,7	499,1	1001,7	518,6	1001,7

Таблиця I.4 -

Результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу Снігурівка-Одеса при концентрації протитурбулентної присадки $30 \cdot 10^{-6}$

Продуктивність нафтопроводу, м ³ /год	Схема роботи насосів									
	1		2		3		4		5	
	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м	Напір НПС, м	Загальні втрати напору, м
1000	351,4	117,1	343,8	117,1	623,9	117,1	616,3	117,1	608,7	117,1
1200	347,1	160,7	341	160,7	616	160,7	609,9	160,7	603,8	160,7
1400	342,1	211,2	337,8	211,2	606,6	211,2	602,3	211,2	597,9	211,2
1600	336,3	268,5	334	268,5	595,8	268,5	593,5	268,5	591,2	268,5
1800	329,8	332,5	329,8	332,5	583,5	332,5	583,5	332,5	583,5	332,5
2000	322,4	403	325	403	569,8	403	572,4	403	574,9	403
2200	314,3	480	319,8	480	554,6	480	560	480	565,5	480
2400	305,4	563,5	314	563,5	538	563,5	546,6	563,5	555,1	563,5
2600	295,8	653,2	307,8	653,2	519,9	653,2	531,9	653,2	543,8	653,2
2800	285,4	749,3	301	749,3	500,4	749,3	516,1	749,3	531,7	749,3
3000	274,2	851,7	293,8	851,7	479,5	851,7	499,1	851,7	518,6	851,7

Додаток К

Затверджую
Проректор з наукової
роботи ІФНТУНГ
проф. Карпаш О.М.

29 вересня 2006



Затверджую
Головний інженер
філії «Магістральні нафтопроводи
«Дружба» ВАТ «Укртранснафта»
Яновський С. Р.
29 вересня 2006



АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
Пилипіва Любомира Дмитровича

**«ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО
ТРАНСПОРТУ НАФТИ ШЛЯХОМ ВПЛИВУ НА ЇЇ РЕОЛОГІЧНІ
ВЛАСТИВОСТІ»**

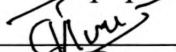
Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Пилипіва Любомира Дмитровича «Зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту нафти шляхом впливу на її реологічні властивості» у вигляді пакету методик і програмних продуктів, результатів експериментальних досліджень реологічних характеристик долинської нафти, її сумішей з депресаторами і розріджувачами, а також результатів теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу Долина-Надвірна передані для використання на об'єктах філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта».

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок для нафтопроводу Долина – Надвірна становить 69 тис.грн/рік (розрахунок додається).

Зав. кафедри транспорту
і зберігання нафти і газу
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

 Середюк М.Д.

Заступник директора, начальник
товарно-транспортного відділу
Філії «МН «Дружба»
ВАТ «Укртранснафта»

 Мацьків Р.Т.

 - Пилипів Л.Д.

Додаток Л

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження технології
перекачування долинської нафти з депресатором РЕНА-2210
нафтопроводом Долина-Надвірна

Згідно з планами ВАТ “Укртранснафта” по новозбудованому нафтопроводу Долина –Надвірна, який має умовний діаметр $D_u = 500$ мм і довжину 78 км, необхідно протягом року транспортувати $M_{річ} = 0,3$ млн. т високов’язкої швидкозастигаючої долинської нафти.

Транспортування долинської нафти трубопроводом вимагає застосування спеціальних технологій, які дають змогу покращувати реологічні властивості нафти, підвищувати її транспортабельні властивості і тим самим зменшувати енерговитрати при перекачуванні. У випадку, що розглядається, найбільш доцільними є перекачування долинської нафти з підігрівом і застосування вітчизняного депресатора РЕНА-2210.

Для реалізації зазначених технологій необхідно попередньо визначити температуру підігріву долинської нафти, концентрацію депресатора, яка забезпечить її транспортабельні властивості, прогнозовані параметри теплогідрравлічного режиму роботи нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні долинської нафти без додавання і з додаванням депресатора. Вирішення зазначених задач базується на безпосередньому використанні результатів дисертаційної роботи Пилипіва Л.Д., а саме: експериментальних дослідженнях реологічних характеристик високов’язкої долинської нафти і її сумішей з депресатором, а також теоретичних дослідженнях теплогідрравлічних режимів роботи нафтопроводів при перекачуванні в’язкопластичних рідин.

Альтернативою трубопровідного транспорту високов’язкої долинської нафти по нафтопроводу Долина-Надвірна є використання автомобільного транспорту для перевезення нафти з Долини до Надвірної.

Перед транспортуванням трубопроводом високов’язких швидкозастигаючих нафт або їх сумішей із депресаторами 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 граничне динамічне напруження зсуву і пластичну в'язкість. Такі дослідження проведені як для долинської нафти, так і для її сумішей з депресатором РЕНА-2210 (див. таблиці 3.8-3.11).

Використовуючи методику теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу при перекачуванні рідин з в'язкопластичними реологічними властивостями, що реалізована нами у програмі DANA, визначаємо режимні параметри роботи нафтопроводу Долина-Надвірна при перекачуванні долинської нафти без застосування депресатора і з додаванням 0,05 % депресатора РЕНА-2210. Розрахунки проводимо для кожного місяця року відповідно для температур ґрунту, наведених у таблиці Л.1.

Таблиця Л.1 -

Розрахункові значення температури ґрунту на глибині укладання нафтопроводу Долина-Надвірна і температури повітря

Номер місяця у році	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура ґрунту, °С	4,0	2,8	2,6	5,0	9,8	13,9	16,7	17,5	16,6	13,8	9,8	6,3
Температура повітря, °С	-5,1	-3,7	1,3	7,6	13,5	16,6	18,5	17,8	13,5	8,2	2,2	-2,4

Аналіз результатів розрахунків показав, що якщо не застосовувати депресатор, то протягом січня-березня перекачування долинської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна неможливе навіть при підвищенні температури підігріву до 75-80 °С, оскільки втрати тиску перевищують максимально допустимий тиск 25 кгс/см². Тому у зазначений період прийдеться відмовитися від трубопровідного транспорту долинської нафти, використавши альтернативний автомобільний транспорт.

Розрахунки засвідчили, що при застосуванні депресатора РЕНА-2210

(0,05 % за масою) процес перекачування долинської нафти, підігрітої до температури 30-55 °С залежно від сезону, стає можливим протягом року, у тому числі у найбільш холодний період.

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 [104]. Базою проектних техніко-економічних розрахунків були такі вихідні дані:

- прогнозний питомий тариф за перекачування імпоротної нафти існуючими нафтопроводами філії МН “Дружба” ВАТ “Укртранснафта” (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.

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 прийняту 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 порівнюємо такі два варіанта. При першому варіанті, який пропонується, долинська нафти з додаванням депресатора РЕНА-2210 (0,05 %) протягом найбільш холодного періоду року (січень-березень) перекачується

нафтопроводом Долина-Надвірна. При другому варіанті долиньська нафта протягом найбільш холодного періоду року перевозиться автомобільним транспортом на НПЗ Надвірна.

Планова тарифна виручка по нафтопроводу Долина-Надвірна для першого варіанта становить

$$П_1^1 = T_{\Pi} L M ,$$

де T_{Π} - розрахований питомий нафтопровідний тариф при транспортуванні долиньської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна,

$$T_{\Pi} = 28,42 \text{ грн./}(100 \text{ т} \cdot \text{км}) \text{ [104]},$$

L - довжина нафтопроводу, $L = 78 \text{ км}$;

M - плановий річний обсяг транспортування долиньської нафти,

$$M = 0,3 \cdot 10^6 \frac{3}{12} = 75000 \text{ т};$$

$$П_1^1 = 28,42 \cdot 10^{-2} \cdot 78 \cdot 75000 \cdot 10^{-3} = 1662,6 \text{ тис. грн.}$$

У наведеному вище питомому нафтопровідному тарифі при транспортуванні долиньської нафти нафтопроводом Долина-Надвірна не враховані витрати на придбання депресатора.

Визначаємо необхідну масу депресатора для додавання у долиньську нафту протягом січня-березня

$$M_{\partial} = 0,05 \cdot 10^{-2} M ,$$

$$M_{\partial} = 0,05 \cdot 10^{-2} \cdot 75000 = 37,5 \text{ т.}$$

Вартість 1 т депресатора РЕНА-2210 згідно з даними виробника становить

$$C_{\partial} = 15552 \text{ грн.}$$

Додаткові витрати на придбання депресатора за розрахунковий період становлять

$$П_{\partial} = C_{\partial} M_{\partial} ,$$

$$П_{\partial} = 15552 \cdot 37,5 \cdot 10^{-3} = 583,2 \text{ тис. грн/рік.}$$

Знаходимо скориговану планову тарифну виручку по нафтопроводу Долина-Надвірна для першого варіанта

$$P_1 = P_1^1 + P_0,$$

$$P_1 = 1662,6 + 583,2 = 2245,8 \text{ тис. грн/рік.}$$

Для другого варіанта, при якому протягом січня-березня долинська нафта перевозиться автомобільним транспортом, планова виручка становить

$$P_2 = T_a M,$$

де T_a - автомобільний тариф для перевезення долинської нафти по маршруту Долина-Надвірна, $T_a = 33$ грн./т;

$$P_a^1 = 33 \cdot 75000 \cdot 10^{-3} = 2475 \text{ тис. грн/рік.}$$

Різниця величин планової тарифної виручки для двох варіантів становить

$$\Delta P = P_1 - P_2,$$

$$\Delta P = 2475 - 2246 = 229 \text{ тис. грн/рік.}$$

Приймаємо, що частка роботи автора в обґрунтуванні технології трубопровідного транспорту високов'язкої долинської нафти з депресатором по нафтопроводу Долина-Надвірна складає 30 % від розрахованої різниці планової тарифної виручки, тоді очікуваний економічний ефект від впровадження розробок дисертаційної роботи становить

$$E = 229 \cdot 0,3 = 69 \text{ тис. грн/рік.}$$

Зав. кафедри транспорту
і зберігання нафти і газу
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

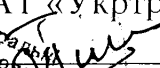
 Середюк М.Д.

 Пилипів Л.Д.

Заступник директора, начальник
товарно-транспортного відділу

Філії «МН «Дружба»

ВАТ «Укртранснафта»

 Мацьків Р.Т.

