

Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису

ЛЮТА НАТАЛІЯ ВІКТОРІВНА

УДК 622.692.4.052 *1(043)*
196

МЕТОДИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ НАФТОПРОВІДІВ ПРИ
ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ РІЗНОСОРТНИХ НАФТ

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник
докт.техн.наук, професор
Середюк Марія Дмитрівна



Івано-Франківськ-2003

196

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
------------	---

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ПОСЛІДОВНОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ РІЗНОСОРТНИХ РІДИН У ТРУБОПРОВОДІ.....	13
1.1. Механізм сумішоутворення і його основні моделі.....	16
1.2. Аналіз розрахункових формул для об'єму суміші та її реалізації.....	18
1.3. Аналіз математичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії.....	22
1.4. Вплив неізотермічності потоку на процес сумішоутворення рідин.....	25
1.5. Особливості сумішоутворення у трубопроводі з ділянками різного діаметра і змінною витратою рідин.....	28
1.6. Аналіз робіт з використання рідинних роздільників при послідовному перекачуванні різносортних рідин.....	29
1.7. Аналіз досліджень гідравлічних аспектів послідовного перекачування рідин.....	31

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ПОСЛІДОВНОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ, ЗАЛЕЖНИХ ВІД ІНТЕНСИВНОСТІ СУМІШОУТВОРЕННЯ РІЗНОСОРТНИХ НАФТ.....	37
2.1. Математичні моделі ефективного коефіцієнта дифузії при перекачуванні рідин у зоні гідравлічно гладких труб.....	39
2.2 Математичні моделі ефективного коефіцієнта дифузії при перекачуванні рідин у зоні змішаного тертя.....	47

2.3. Експериментальна перевірка адекватності математичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні різносортних нафт.....	54
2.3.1. Експериментальна установка.....	55
2.3.2. Методика проведення експериментів.....	58
2.3.3. Обробка результатів експериментів.....	60
2.3.4. Порівняння значень ефективного коефіцієнта дифузії D_e , отриманих за методикою, запропонованою в даній роботі, та експериментальним методом.....	66
2.4. Визначення кількості циклів і необхідної резервуарної ємності при послідовному перекачуванні нафт різних сортів.....	67
2.5. Розрахунок параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів з рідинним роздільником.....	78
2.6. Розрахунок сумішоутворення нафт при їх послідовному перекачуванні на самопливних ділянках трубопроводу.....	83
2.7. Врахування неізотермічності при послідовному перекачуванні різносортних нафт в магістральних нафтопроводах.....	91
2.8. Висновки.....	95

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА СТАЦІОНАРНИХ МОДЕЛЕЙ ГІДРОДИНАМІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НАФТОПРОВОДІВ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ НАФТ РІЗНИХ СОРТІВ.....	100
3.1. Експериментальні дослідження залежності густини і в'язкості нафти від температури.....	101
3.2. Обґрунтування вибору математичних моделей для розрахункових значень густини і в'язкості нафти в гідродинамічних моделях нафтопроводу.....	104
3.3. Обґрунтування вибору математичних моделей для визначення	

коєфіцієнта гідравлічного опору.....	110
3.4 Стаціонарна гідродинамічна модель нафтопроводу з однією НПС при послідовному перекачуванні нафт різних сортів.....	123
3.5 Стаціонарна гідродинамічна модель нафтопроводу з довільною кількістю НПС при послідовному перекачуванні нафт різних сортів.....	131
3.6 Результати дослідження впливу низки факторів на пропускну здатність нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів.....	139
3.7. Висновки.....	152

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА НЕСТАЦІОНАРНОЇ МОДЕЛІ ГІДРОДИНАМІЧНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ НАФТОПРОВОДІВ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ ПЕРЕКАЧУВАННІ НАФТ РІЗНИХ СОРТІВ.....	155
4.1 Методика розрахунку пропускнуї здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортних нафт.....	156
4.2 Числова реалізація методу характеристик.....	159
4.3 Дослідження сфери використання різних методів гідравлічного розрахунку нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортних нафт.....	165
4.4. Висновки.....	179
ВИСНОВКИ.....	181
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	183
ДОДАТКИ.....	195

ВСТУП

Актуальність теми Очікуваний ріст об'ємів споживання країнами Західної і Центральної Європи природних вуглеводнів і розміщення їх запасів переважно в азійській частині Росії та країнах Каспійського регіону робить Україну з точки зору вигідного географічного розташування і наявності розвиненої мережі нафтопроводів своєрідним “енергетичним мостом” між країнами – експортерами і країнами-споживачами нафти і газу.

Україна має розвинуту нафтопровідну систему, яка забезпечує постачання нафти з Росії і Казахстану до нафтопереробних заводів України і перекачування її на експорт в Центральну Європу та інші країни. На протязі останніх п'яти років щорічні об'єми транспортування нафти через систему нафтопроводів зберігаються на рівні 50 – 65 млн. тон. Таким чином, Україна є сьогодні важливим нафтотранспортним вузлом в Європі.

Одним з найбільш ефективних проектів транспортування каспійської нафти в європейські країни є проект створення Євро-Азійського нафтотранспортного коридору, що проходить територією України. В минулому році в Україні прийнято в експлуатацію першу чергу нафтотерміналу на Чорному морі і з'єднувального нафтопроводу Одеса – Броди пропускною здатністю 9 млн. тон за рік як складової частини Євро-Азійського нафтотранспортного коридору. Після завершення всього комплексу робіт цим маршрутом можна транспортувати 40 млн. тон нафти на рік з країн Каспійського регіону, з них 30 млн. тон - транзитом у країни центральної і північно-східної Європи.

Конкурентоздатність системи Одеса – Броди базується, перш за все, на забезпеченні збереження якості каспійської нафти на шляху до споживачів – нафтопереробних заводів країн Європи, а також на досить привабливих економічних показниках, в першу чергу, зменшенні загального тарифу на транспортування. Вагомим позитивним фактором на користь українського проекту Євро-Азійського нафтотранспортного коридору є ступінь його готовності. Цей проект не є альтер-

нативою проекту Баку – Джейхан, оскільки через Україну нафта буде транспортуватися в країни Східної і Західної Європи.

Введення в експлуатацію нафтопровідної ділянки Броди – Плоцьк забезпечить технічну можливість для транспортування нафти з каспійського регіону і Казахстану до споживачів Польщі, Німеччини та інших країн Європи.

Реалізація такого проекту в повному обсязі могла б значно підвищити енергетичну безпеку не тільки України, але і Європи загалом.

Іншим перспективним проектом транспортування нафти на європейській і світовий ринки є проект інтеграції нафтопроводів “Дружба” і “Адрія”. Ці трубопроводи проходять територіями Росії, Білорусі, України, Угорщини і Хорватії в напрямку глибоководного порту Омішаль, розташованого на березі Адріатичного моря.

Таким чином, є вагомі підстави прогнозувати збільшення в найближчі десятиліття обсягів транспортування російської та каспійської нафти через територію України. Для цього уже сьогодні необхідно розробляти як нові напрямки і маршрути, так і нові технології транспортування, до яких належить технологія послідовного перекачування по трубопроводу нафт різних сортів. Україна зобов’язана використати своє геополітичне розташування і наявність розвинутої системи нафтопроводів в перспективному розвитку Євразійського регіону. Однією з важливих передумов цього є підвищення ефективності функціонування магістрального нафтопровідного транспорту шляхом:

- диверсифікації джерел надходження нафти;
- інтеграції в систему міжнародної нафтотранспортної мережі;
- розробки концепції створення нових магістральних нафтокоридорів;
- інноваційного оновлення технологій транспортування нафти.

Важливою умовою ефективного функціонування нафтокоридорів є необхідність транспортування у певному напрямі нафт різних сортів, обумовлена диверсифікацією джерел їх надходження та різними адресами кінцевих пунктів, інтегрованих єдиною міжнародною мережею. З вирішенням зазначеного питання безпосередньо пов’язана проблема збереження якості транспортованого продукту.

Як вказувалось на міжнародній науково-технічній конференції «Вопросы транспортировки газа и нефти в СНГ» (Москва, 2003 г.), проблема збереження якості транспортованої нафти на сьогодні набуває надзвичайно важливого значення. На порядку денному стоїть питання створення банку якості для трубопровідних систем країн СНД, в тому числі для України. Мета банку якості - компенсація компаніям збитків, спричинених погіршенням якості нафти в процесі її перекачування по трубопроводах. Зазначені банки якості нафти уже функціонують в США, на трубопровідних системах Північного моря, на латиноамериканських нафтопроводах.

Реалізація прогресивної технології послідовного перекачування нафт різних сортів на нафтопроводах України дасть можливість підвищити ефективність використання окремих трубопроводів та їх мереж, зменшить собівартість транспортування нафти з відповідним потенціалом нарощування валютних надходжень від обслуговування міжнародних поставок, дозволить ефективно вирішити питання збереження якості кожного сорту нафти.

Слід зазначити, що експлуатація транзитних нафтопровідних систем, для яких характерні різкі зміни в режимах роботи технологічного обладнання залежно від фізико-хімічних характеристик транспортованих нафт, напрямків їх транспортування, дотримання передбачених контрактами вимог адресних поставок нафти кожного сорту, вимагає додаткових наукових досліджень, бо зазначені особливості не властиві мононафтовим трубопровідним системам (одне родовище, один напрямок транспортування).

Переважна більшість робіт з питань послідовного перекачування присвячена дослідженням особливостей масообмінних та гідродинамічних процесів при послідовному перекачуванні по трубопроводу світлих нафтопродуктів. Специфіка процесу послідовного перекачування різносортних нафт, яка полягає у суттєвій відмінності фізичних властивостей нафти (густина, в'язкість, наявність парафіну, сірки тощо), в особливостях характеристик нафтопроводів (діаметри, профіль траси, кількість наносних станцій, типи насосних агрегатів), у відмінності умов надходження кожного сорту нафти на початок трубопроводу, в особливостях умов

реалізації нафти в кінці трубопроводу, досліджена ще недостатньо. Це зумовило вибір теми дисертаційної роботи, визначило предмет і об'єкт, мету, завдання і структуру дослідження.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи є частиною планових державних науково-технічних програм з розвитку нафтогазового комплексу України і базується на результатах держбюджетних науково-дослідних робіт, що входили в координаційні плани Міністерства освіти і науки України: „Наукові основи розробки нових технологій транспортування, зберігання та розподілу нафти і газу з метою ресурсоенергозбереження”, номер державної реєстрації 0198U005836, робота виконувалась відповідно до пріоритетного напрямку розвитку науки і техніки „Екологічно чиста енергетика та ресурсоенергозберігаючі технології” (1998-2000 рр) і “Підвищення ефективності функціонування систем газо- та нафтопостачання” (2001-2003 рр), робота виконувалась в рамках державної науково-технічної програми „Новітні технології розвитку паливно-енергетичного комплексу”, розділ „Розробка технологій розвитку нафтогазового комплексу, в тому числі експортно-імпортних нафто – і газопроводів.” Дана тематика входить в Національну програму „Нафта і газ України до 2010 року”.

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка нових і удосконалення існуючих методів технологічних розрахунків нафтопроводів при послідовному перекачуванні нафт різних сортів і розробка рекомендацій щодо використання даної технології на нафтопроводах України.

Відповідно до мети були визначені наступні задачі досліджень:

- дослідити закономірності сумішоутворення різносортних нафт при їх послідовному перекачуванні по трубопроводу, одержати аналітичні вирази для ефективного коефіцієнта дифузії і довести їх адекватність шляхом співставлення результатів теоретичних та експериментальних досліджень;
- дослідити вплив інтенсивності сумішоутворення різносортних нафт на комплекс технологічних параметрів їх послідовного перекачування по ма-

гістральних нафтопроводах з пересіченим рельєфом і довільною геометричною структурою;

- обґрунтувати вибір математичних моделей для визначення коефіцієнта гідравлічного опору, розрахункових значень фізичних властивостей різносортих нафт при їх послідовному перекачуванні по нафтопроводах;
- дослідити динаміку зміни витрати і тиску в нафтопроводі у рамках стаціонарної моделі гідродинаміки послідовного перекачування нафт різних сортів;
- дослідити динаміку зміни витрати і тиску в нафтопроводі у рамках нестационарної моделі гідродинаміки послідовного перекачування нафт різних сортів;
- оцінити вплив нестационарності на основні режимні параметри процесу послідовного перекачування нафт і обґрунтувати сферу застосування розроблених методів технологічних розрахунків нафтопроводів.

Об'єктом дослідження є магістральні нафтопроводи, на яких реалізується технологія послідовного перекачування нафт різних сортів.

Предметом дослідження є дифузійні та гідродинамічні процеси в нафтопроводах при послідовному перекачуванні різносортих нафт.

Теоретичною основою досліджень виступають напрацювання вчених московської, уфимської та івано-франківської наукових шкіл, що займалися процесом послідовного перекачування різносортих рідин. В роботі використані реальні дані з режимів роботи нафтопроводу Глинсько-Розбишевська – Кременчук, на якому реалізується технологія послідовного перекачування нафт східноукраїнських родовищ.

Методи дослідження. В роботі знайшли застосування методи математичного аналізу, математичного моделювання та інтерпретації, а також загальновідомі методи планування та проведення експериментальних досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів. В дисертаційній роботі на основі аналізу та систематизації результатів теоретичних та експериментальних дослі-

джен з питань послідовного перекачування різносортних нафт у трубопроводах отримано ряд нових наукових результатів, які виносяться на захист:

- встановлений вплив структури турбулентного потоку на інтенсивність масообмінних процесів в нафтопроводі і одержані аналітичні залежності для ефективного коефіцієнта дифузії з врахуванням специфіки послідовного перекачування нафт різних сортів;
- встановлений вплив показників взаємного перемішування різносортних нафт на технологічні параметри їх послідовного перекачування по магістральному нафтопроводу: об'єм суміші на напірних і самопливних ділянках, технологію її розкладання в кінці нафтопроводу, кількість циклів перекачування, необхідну резервуарну ємність, оптимальний об'єм рідинного роздільника тощо;
- розроблено математичну модель для визначення коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу, яка має широку сферу застосування і дозволяє уникнути нестикування результатів на границях зон гідравлічного тертя турбулентного режиму;
- розроблено та реалізовано в програмному забезпеченні стаціонарну модель гідродинамічних процесів у рельєфному нафтопроводі при послідовному перекачуванні нафт різних сортів та дано рекомендації щодо її використання;
- розроблено та реалізовано в програмному забезпеченні нестаціонарну модель гідродинамічних процесів у рельєфному нафтопроводі при послідовному перекачуванні нафт різних сортів та дано рекомендації щодо її використання.

Практичне значення одержаних результатів. Практичне значення проведених досліджень полягає в розробці пакету методик і програмного забезпечення, які дають змогу виконувати проектні та експлуатаційні технологічні розрахунки, пов'язані з реалізацією технології послідовного перекачування нафт різних сортів на магістральних нафтопроводах. Розроблені конкретні рекомендації з впровадження технології послідовного перекачування трьох сортів нафт східних родо-

вищ України на нафтопроводах Сумського нафтопровідного управління. Очікуваний економічний ефект від реалізації запропонованих рекомендацій відповідно до акту впровадження становить 440 тис. грн./рік. Окремі положення дисертаційної роботи ввійшли у „Методику нормування питомих витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами”, яка затверджена як стандарт підприємства “Придніпровські магістральні нафтопроводи“ (СТП 320.00148429.003-2002).

Методики і програмне забезпечення, розроблені в даній роботі, використовуються у навчальному процесі при вивченні дисциплін “Трубопровідний транспорт нафти”, “Проектування і експлуатація нафтопроводів”, а також в курсовому і дипломному проектуванні студентів спеціальності „Газонафтопроводи та газонафтосховища”.

Особистий внесок здобувача. Автором дисертації виконана така робота:

1. Одержано аналітичні моделі ефективного коефіцієнта дифузії для зони гідравлічно гладких труб і зони змішаного тертя турбулентного режиму [84,85].

2. Розроблено математичну модель коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу, яка має широку сферу застосування і дозволяє уникнути нестикування результатів на границях зон гідравлічного тертя [95,96, 97].

3. Розроблено та реалізовано в програмному забезпеченні стаціонарну модель гідродинамічних процесів у рельєфному нафтопроводі при послідовному перекачуванні нафт різних сортів [98,99,100].

4. Розроблено та реалізовано в програмному забезпеченні нестационарну модель гідродинамічних процесів у рельєфному нафтопроводі при послідовному перекачуванні нафт різних сортів [102].

5. Досліджено вплив нестационарності на основні технологічні параметри послідовного перекачування нафт різних сортів [103].

Апробація роботи. Основні положення дисертації доповідались на 5-й Міжнародній конференції “Нафта-Газ України-98” (Полтава, 1998 р.), Міжнародній науково-практичній конференції “Інноваційна діяльність в системі державного регулювання” (Івано-Франківськ, 1999 р.), 6-й Міжнародній науково-практичній

конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 2000 р.), на наукових семінарах кафедри транспорту і зберігання нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

В 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 темою дисертації опубліковано 10 наукових праць, 6 з яких у фахових наукових виданнях.

Обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, 4 розділів, включаючи 19 таблиць і 34 рисунки, висновків, 9 додатків. Перелік використаних джерел містить 103 позиції. Основний зміст дисертаційної роботи викладено на 166 сторінках машинописного тексту.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ПОСЛІДОВНОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ РІЗНОСОРТНИХ РІДИН У ТРУБОПРОВОДІ

Історично склалося так, що метод послідовного перекачування був розроблений і вперше застосований при трубопровідному транспорті найбільш вживаних світлих нафтопродуктів - автомобільних бензинів і дизельних палив [1-6]. Суть даного методу полягає в тому, що із кожного сорту нафтопродукту на головній перекачувальній станції формуються партії певного об'єму, які потім послідовно, одна за одною закачуються у трубопровід. У кінцевому пункті трубопроводу партії кожного сорту нафтопродукту приймаються в окремі резервуари. Послідовне перекачування здійснюється так званими циклами. Кожен цикл включає кілька партій нафтопродуктів, які транспортуються по трубопроводу у певній послідовності. Порядок закачування вибирається так, щоб кожен нафтопродукт у трубопроводі контактував з двома найбільш близькими до нього за властивостями нафтопродуктами.

Технологія послідовного перекачування дозволяє максимально завантажити трубопровід, зберегти якість товарних нафтопродуктів, забезпечити споживачів широким асортиментом нафтопродуктів.

Метод послідовного перекачування можна застосувати також при трубопровідному транспорті різних сортів нафт. На сьогодні вказана технологія в Україні практично не використовується, хоча є реальна потреба в її реалізації. Необхідність у такій технології виникає, наприклад, при транспортуванні трубопроводом кількох сортів нафти, видобутих у певному регіоні. Такі нафти не доцільно змішувати, бо це ускладнює подальший процес їх переробки на нафтопереробних заводах. Вказана ситуація має місце у східному і західному регіонах України, де видобувають кілька сортів нафти з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. У випадку диверсифікації джерел надходження нафти також виникає необхідність послідовного перекачування по трубопроводу двох і більше сортів нафти з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. Вка-

зана ситуація може виникнути, наприклад, при введенні в експлуатацію нафтопроводу Одеса-Броди і необхідності транспортування по системі нафтопроводів “Дружба” нафт російських і каспійських родовищ.

При всіх своїх позитивних якостях, технологія послідовного перекачування має характерний недолік. Він полягає в тому, що у місцях контакту різносортих рідин обов’язково утворюється суміш, об’єм і якість якої залежить від багатьох факторів. Теоретичні дослідження, експерименти і багаторічна практика експлуатації як вітчизняних, так і зарубіжних нафтопродуктопроводів, показали, що при правильній організації послідовного перекачування світлих нафтопродуктів об’єм суміші відносно невеликий і не перевищує 0,5 % об’єму довгих і 2,5 % об’єму коротких трубопроводів [7,8].

Ефективна реалізація складної технології послідовного перекачування різносортих нафт і нафтопродуктів вимагає розгляду низки теоретичних та практичних завдань. Одним з найбільш важливих завдань є дослідження закономірностей сумішоутворення різносортих рідин у процесі їх послідовного перекачування у трубопроводі. Знання законів утворення суміші дозволяє вибирати такі технологічні параметри перекачування, які забезпечують мінімальний об’єм суміші та максимальне збереження якості послідовно транспортованих рідин.

Теоретичними і практичними аспектами послідовного перекачування світлих нафтопродуктів займались десятки вчених. Це - засновники московської наукової школи В.С. Яблонський, В.І. Чернікін, В.О. Юфін, М.В. Лур’є, В.І. Марон і десятки їх учнів. Це представники уфимської наукової школи М.В. Нечваль, А.Ш. Асатурян, В.Ф. Новосьолов, П.І. Тугунов, А.К. Галлямов, О.І. Гольянов, Г.З. Закіров, А.М. Шамазов та їх учні. В Україні питаннями послідовного перекачування нафтопродуктів займались К.Д. Фролов, І.Х. Хізгілов, М.Д. Середюк, С.С. Шнерх, Й.В. Якимів.

Помітний вклад у теорію сумішоутворення рідин при послідовному перекачуванні внесли вчені далекого зарубіжжя Д. Тейлор, Ф. Фоулер, Г. Броун, Ф. С’енітцер, Р. Аріс, Х. Балей, В. Хогарті, Л. Тіхасек [2-6]. Особливо значна роль

робіт Тейлора, які мали вирішальний вплив на всі подальші дослідження з даної тематики.

Недивлячись на велику кількість досліджень, проблематика, пов'язана з реалізацією послідовного перекачування різносортних рідин на реальних трубопроводах, до сьогодення часу не вичерпана і залишає широке поле для наукової діяльності. Це стосується як технології послідовного перекачування малов'язких нафтопродуктів, так і ще в більшій мірі технології послідовного перекачування нафт різних сортів. Необхідним є аналіз та узагальнення наукових досліджень з даної тематики, вибір тих теоретичних концепцій, які встоялися і знайшли надійне підтвердження у практиці експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів, визначення можливості застосування низки математичних моделей, що характеризують закономірності сумішоутворення світлих нафтопродуктів, для розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей.

Протягом більш як п'ятдесяти років, паралельно з широким впровадженням послідовного перекачування нафтопродуктів на магістральних трубопроводах, проводились теоретичні та експериментальні дослідження закономірностей перемішування різносортних рідин при їх послідовному переміщенні у трубопроводі, аналізувались різноманітні фактори, які впливають на якісні та кількісні характеристики сумішоутворення, розроблялись методи і технічні засоби для контролю за процесом послідовного перекачування, для зменшення об'ємів пересортування і збереження якості транспортованих нафтопродуктів.

Частина результатів досліджень із розвитком технології послідовного перекачування застаріла, частина з різних причин не знайшла практичного застосування, а деякі класичні розробки за останні роки були повторені на більш високому рівні з врахуванням додаткових факторів, з широким використанням складного математичного апарату і сучасної обчислювальної техніки.

Нижче наведені результати аналізу та узагальнення результатів досліджень всіх аспектів технології послідовного перекачування різносортних рідин, виявлені ті методи і математичні моделі, які є універсальними і можуть бути вико-

ристані для розрахунку параметрів послідовного перекачування як різносортих нафтопродуктів, так і різносортих нафт, сформульовані задачі, пов'язані з реалізацією послідовного перекачування нафт зі значною різницею фізико-хімічних властивостей, які є специфічними і вимагають додаткових наукових досліджень.

1.1. Механізм сумішоутворення і його основні моделі

У зв'язку з тим, що при ламінарному режимі в зоні контакту рідин утворюється недопустимо велика кількість суміші, послідовне перекачування доцільно проводити виключно при турбулентному режимі руху з числами Рейнольдса, більшими за 10000 [9]. Турбулентний рух характеризується швидкостями, які різко змінюються за величиною і напрямом, що приводить до інтенсивного перемішування рідин у трубопроводі. Поле швидкостей при турбулентному режимі включає осереднені місцеві швидкості, направлені вздовж потоку, і турбулентні пульсації, що мають довільний характер.

Механізм змішування рідин у процесі їх послідовного перекачування по трубопроводу при турбулентному режимі наступний. Рідина, яка рухається позаду (далі продукт *B*), вклинюється у рідину, що рухається попереду (далі продукт *A*) відповідно до профілю осереднених швидкостей, а турбулентні пульсації перемішують продукти у перерізі труби. У результаті формується зона суміші, в якій концентрація рідин плавно змінюється по довжині і є майже постійною у кожному поперечному перерізі турбулентного потоку. Це дає можливість ввести поняття середньої по перерізу трубопроводу концентрації рідини і розподіл речовин у зоні суміші описати процесом поздовжнього переносу дифузійного типу.

Процес взаємного перемішування при турбулентному режимі як різносортих нафтопродуктів, так і різносортих нафт, можна описати одномірним диференціальним рівнянням поздовжньої дифузії, яке у загальному випадку має наступний вигляд [10]

$$\frac{\partial K}{\partial \tau} + U_o \frac{\partial K}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_e \frac{\partial K}{\partial x} \right), \quad (1.1)$$

де K - осереднена по перерізу труби концентрація домішки, яка у загальному випадку є функцією лінійної координати і часу змішування

$$K = K(x, \tau), \quad (1.2)$$

x - віддаль вздовж осі труби від початку трубопроводу;

τ - час змішування нафтопродуктів;

U_o - середня швидкість потоку;

D_e - ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує як конвективне перенесення речовини за рахунок профілю швидкості, так і турбулентну дифузію, у загальному випадку

$$D_e = D_e(K). \quad (1.3)$$

Доведено, що при послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів, а також нафт з малою та середньою в'язкістю, правомірним є припущення про незалежність ефективного коефіцієнта дифузії від концентрації компонентів суміші рідин. Рівняння (1.1) у такому випадку приймає вигляд, запропонований Тейлором [4]

$$\frac{\partial K}{\partial \tau} + U_o \frac{\partial K}{\partial x} = D_e \frac{\partial^2 K}{\partial x^2}. \quad (1.4)$$

Якщо перейти до рухомої системи координат, початок якої переміщується вздовж трубопроводу з середньою швидкістю потоку U_o , то рівняння (1.4) спрощується і приймає вигляд

$$\frac{\partial K}{\partial \tau} = D_e \frac{\partial^2 K}{\partial x^2}. \quad (1.5)$$

де x - віддаль від початку рухомої системи координат.

Розв'язування рівняння (1.5) при наступних граничних і початкових умовах

$$\text{при } x = 0 \quad \text{для } \tau > 0 \quad K_b = 0,5,$$

$$\text{при } \tau = 0 \quad \text{для } x > 0 \quad K_b = 0,$$

шляхом введення нової змінної

$$Z = \frac{x}{2\sqrt{D_e\tau}} \quad (1.6)$$

дозволило одержати наступна формула для миттєвої визначення концентрації продукту B залежно від віддалі до початку рухомої системи координат і часу змішування [11]

$$K_b = \frac{1}{2} [1 - \Phi(Z)], \quad (1.7)$$

де $\Phi(Z)$ - інтеграл імовірностей, табличні значення якого наведені в [12]

$$\Phi(Z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^Z \exp(-Z^2) dZ, \quad (1.8)$$

Z - аргумент інтеграла імовірностей.

Так як у кожному перерізі трубопроводу сума концентрацій рідин A і B дорівнює одиниці, розрахунковий вираз для концентрації продукту A має вигляд

$$K_a = \frac{1}{2} [1 + \Phi(Z)]. \quad (1.9)$$

Аналіз результатів досліджень показав, що модель Тейлора у формі (1.4) або (1.5) і розрахункові формули для концентрацій компонентів суміші (1.7) і (1.9) можуть бути використані для опису процесів сумішоутворення, як при послідовному перекачуванні різносортних нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів.

1.2. Аналіз розрахункових формул для об'єму суміші та її реалізації

Основним недоліком технології послідовного перекачування є обов'язкове утворення певного об'єму суміші у зоні контакту рідин. Сумішоутворення між партіями однойменних нафтопродуктів, наприклад, різних сортів автомобільних бензинів, не створює загрози якості транспортованим нафтопродуктам. Значно більшу проблему створює суміш, яка утворилась у зонах контакту нафтопродуктів, що відносяться до різних груп. Такою, наприклад, є суміш бензину і дизельного палива, яку не можна використати як паливо ні в карбюраторних, ні в дизельних двигунах. При послідовному перекачуванні різносортних нафт

питання реалізації суміші стоїть так само гостро, бо суміш нафт також в більшості випадків втрачає свою товарну вартість і вимагає специфічної технології переробки.

Якщо для моделювання процесу перемішування рідин вибрати одновимірне диференціальне рівняння поздовжньої дифузії у формі (1.5), то його розв'язок, який представляє закономірність зміни концентрації компонентів по довжині зони суміші, є початковим виразом для визначення об'єму суміші.

Об'ємом суміші прийнято вважати об'єм нетоварного продукту у зоні контакту, який обмежений у трубопроводі наперед вибраними граничними концентраціями одного з нафтопродуктів.

Використання базової формули (1.5) дозволило одержати наступні формули для обчислення об'єму суміші, які широко застосовуються в інженерній практиці:

- при несиметричних граничних концентраціях

$$V_{см} = V_{mp} \frac{2(Z_1 - Z_2)}{Pe^{0,5}}, \quad (1.10)$$

- при симетричних граничних концентраціях

$$V_{см} = V_{mp} \frac{4Z}{Pe^{0,5}}, \quad (1.11)$$

де Z_1, Z_2, Z - аргументи інтеграла імовірностей, значення яких залежать від вибраних граничних концентрацій,

Pe - дифузійний параметр Пекле

$$Pe = \frac{U_o L}{D_e}, \quad (1.12)$$

L - довжина трубопроводу, на якій відбувалось змішування нафтопродуктів,

V_{mp} - геометричний об'єм порожнини трубопроводу, в якому відбувалось змішування рідин.

Суміш продуктів, яка утворилася при послідовному перекачуванні, може бути реалізована у кінці трубопроводу такими двома способами [11]:

- розподілена у межах допустимих концентрацій між товарними продуктами за рахунок запасу їх якості;
- виділена в окремі резервуари для суміші і далі відправлена на повторну переробку.

Багаторічна практика показала, що другий спосіб реалізації суміші є не-економічним і у багатьох випадках технологічно неможливим. Тому сьогодні, як у нашій країні, так і за кордоном, суміш світлих нафтопродуктів, яка утворюється при послідовному перекачуванні, у допустимих кількостях підмішують до нафтопродуктів у резервуарах кінцевого пункту трубопроводу. Розкладання суміші проводиться з ходу, без її приймання в окремі резервуари.

Така технологія розкладання суміші може бути рекомендована при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При цьому основна частина суміші повинна прийматись у резервуари з нафтою, яка має гіршу якість і меншу вартість.

Описана технологія розкладання суміші можлива лише у тому випадку, якщо вихідні продукти мають запас якості. Запас якості визначає допустимі концентрації одного нафтопродукту в іншому. Для визначення запасу якості світлих нафтопродуктів найбільш зручно користуватися аналітичними залежностями, наведеними в [13,14]. Стосовно різносортних нафт запас якості може бути визначений з врахуванням специфіки складу і вимог замовника до якості товарної продукції.

Для розрахунку процесу розкладання суміші у кінці трубопроводу необхідно визначити об'єми домішок, що попадають у транспортовані рідини, як функцію миттєвих концентрацій, при яких суміш ділиться на дві частини.

Використання залежностей (1.7) і (1.9) для розподілу концентрацій компонентів по довжині зони змішування, які є розв'язком одномірного рівняння по-здовжньої турбулентної дифузії (1.6), дало можливість одержати наступні розрахункові формули [11,15]:

- для об'єму продукту B , який попадає у продукт A як домішка

$$V_b = \frac{V_{mp}}{Pe^{0,5}} \theta(Z), \quad (1.13)$$

- для об'єму продукту A , який попадає у продукт B як домішка

$$V_a = \frac{V_{mp}}{Pe^{0,5}} \theta(-Z), \quad (1.14)$$

де $\theta(Z)$ - функція аргументу Z ,

$$\theta(Z) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \exp(-Z^2) - Z[1 - \Phi(Z)], \quad (1.15)$$

$$Z = \frac{1}{2} Pe^{0,5} \frac{x}{L}. \quad (1.16)$$

Значення функцій $\theta(Z)$ і $\theta(-Z)$ можна знайти за таблицями [13] залежно від величини параметра Z . Вказані вище залежності широко використовуються при проектних та інженерних розрахунках параметрів послідовного перекачування продуктів. Використання ПЕОМ при розрахунках параметрів послідовного перекачування дозволяє вилучити таблиці з процесу обчислень і тим самим збільшити точність одержаних результатів.

Знаючи допустимі концентрації одного продукту в іншому, а також об'єми сторонніх рідин, що поступають у резервуари з товарними продуктами, можна визначити мінімальні об'єми партій, які забезпечують повне виправлення суміші у кінцевому пункті трубопроводу

$$V_{IIa}^{min} = \frac{2V_b}{K_{ba}}, \quad V_{IIb}^{min} = \frac{2V_a}{K_{ab}}, \quad (1.17)$$

де K_{ab}, K_{ba} - допустима концентрація продукту A у продукті B і продукту B у продукті A відповідно.

Слід зазначити, що мінімальні об'єми партій продуктів $V_{IIa}^{min}, V_{IIb}^{min}$, як і об'єми домішок V_a, V_b залежать від моменту часу або миттєвих концентрацій компонентів, при яких проводиться поділ суміші на дві частини.

Мінімальні об'єми партій продуктів відповідають мінімальним об'ємам резервуарної ємності на кінцевому пункті трубопроводу, які забезпечують повне розкладання суміші.

Аналіз результатів досліджень показав, що математичні моделі (1.10)-(1.16) для об'єму суміші і її розкладання у резервуари з товарними продуктами, що базуються на використанні моделі Тейлора, можуть бути використані для опису процесів сумішоутворення як при послідовному перекачуванні різносортних нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. Однак у розрахункові формули слід підставляти ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує специфічність умов взаємного змішування різносортних нафт і знайти допустимі концентрації, які визначаються вимогами збереження якості товарних нафт.

1.3. Аналіз математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії

Ефективний коефіцієнт дифузії D_e характеризує інтенсивність поздовжнього перемішування рідин у трубопроводі. Його величина суттєво відрізняється від коефіцієнтів молекулярної та турбулентної дифузії. Математичну модель ефективного коефіцієнта дифузії можна одержати дослідним шляхом або шляхом розв'язування просторової задачі змішування рідин у трубопроводі [7, 16,17].

Найбільш загальний вираз для ефективного коефіцієнта дифузії пропонується у роботі [7]

$$D_e = \varepsilon_o + \frac{2}{R^2} \int_0^R \frac{dr}{r\varepsilon} \left[\int_r^R (U - U_o) r' dr' \right]^2, \quad (1.18)$$

де ε_o - осереднене по площі поперечного перерізу труби значення коефіцієнта турбулентної дифузії

$$\varepsilon_o = \frac{1}{s} \iint \varepsilon d\delta, \quad (1.19)$$

R - радіус трубопроводу;

U - осереднена швидкість на віддалі r від осі труби;

ε - коефіцієнт турбулентної дифузії.

Формула (1.18) вказує на основні фактори, від яких залежить величина ефективного коефіцієнта дифузії – це профіль поздовжньої швидкості U і коефіцієнт перенесення речовини по перерізу труби ε . Слід зазначити, що вираз (1.18) має формальний характер і не може бути безпосередньо використаний для обчислення ефективного коефіцієнта дифузії. Тільки після підстановки у формулу (1.18) математичних моделей для профілю швидкості і для коефіцієнта турбулентної дифузії, можна одержати аналітичні вирази для ефективного коефіцієнта дифузії.

Коефіцієнт перенесення речовини у турбулентному потоці дорівнює сумі коефіцієнтів молекулярної D_m і турбулентної дифузії D_t . Коефіцієнт D_t згідно з гіпотезою Бусинеска може бути обчислений за формулою

$$D_t = -U_*^2 \frac{r}{R} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right)^{-1}, \quad (1.20)$$

де U_* - динамічна швидкість турбулентності,

$$U_* = U_o \sqrt{\frac{\lambda}{8}}. \quad (1.21)$$

Використавши турбулентний профіль швидкості для однорідного потоку у гідравлічно гладкій трубі, нехтуючи процесом молекулярної дифузії, Тейлор запропонував одну з перших формул для ефективного коефіцієнта дифузії [4]

$$D_e = 1,785 U_o d \sqrt{\lambda}, \quad (1.22)$$

де d - внутрішній діаметр трубопроводу;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору.

Результати досліджень свідчать, що вибраний Тейлором профіль швидкості в турбулентному потоці не зовсім точно апроксимує осереднену швидкість. Тому формула (1.22) дає занижені результати, особливо при невеликих числах Рейнольдса.

На основі статистичної теорії ізотропної турбулентності В.С. Яблонський, А.Ш. Асатурян, І.Х. Хізгілов [18] запропонували наступну модель, яка дає достовірні результати для випадку послідовного перекачування нафтопродуктів у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму

$$\frac{D_e}{\nu} = 17,4 Re^{2/3}, \quad (1.23)$$

де ν - розрахунковий коефіцієнт кінематичної в'язкості транспортованої рідини.

При послідовному перекачуванні нафтопродуктів у зоні змішаного тертя турбулентного режиму ефективний коефіцієнт дифузії може бути визначений за формулою Нечваля- Яблонського [8,19]

$$\frac{D_e}{\nu} = 28,7(Re \sqrt{\lambda})^{0,755}. \quad (1.24)$$

Для врахування зміни в'язкості середовища по довжині зони суміші запропоновано у формулах (1.23) і (1.24) число Рейнольдса і коефіцієнт гідравлічного опору визначати за в'язкістю п'ятдесятивідсоткової суміші ν_c , яка обчислюється за формулою Кадмера [11]

$$\nu_c = \frac{\nu_1 + 3\nu_2}{4}, \quad (1.25)$$

де ν_1, ν_2 - розрахункова кінематична в'язкість компонентів суміші ($\nu_1 > \nu_2$).

У чинних на сьогодні нормах технологічного проектування нафтопродуктопроводів [20] для обчислення ефективного коефіцієнта дифузії рекомендується формула С'єніцера, одержана на основі теоретичних і дослідно-промислових досліджень закономірностей послідовного перекачування світлих нафтопродуктів

$$D_e = 1,32 \cdot 10^7 U_o d \left(\frac{\lambda}{4} \right)^{3,6} \left(\frac{L}{d} \right)^{0,141}, \quad (1.26)$$

де L - довжина трубопроводу.

Для одержання емпіричних формул для ефективного коефіцієнта дифузії розроблено ряд методів [7]. У роботі [21] пропонується метод визначення коефіцієнта D_e на основі дослідних даних про об'єм і довжину зони суміші. Недоліки такого методу наступні: труднощі визначення граничних концентрацій, у яких фіксується суміш, неможливість врахування впливу первинної технологічної суміші на кінцевий результат сумішоутворення.

Кращі результати дає метод, який базується на визначенні дисперсії кривої розподілу концентрацій компонентів по довжині зони суміші. При експеримен-

тальному визначенні концентрацій компонентів найбільші похибки мають місце у “голові” і “хвості” суміші, що може вплинути на результати визначення дисперсії, а, отже, і ефективного коефіцієнта дифузії.

Практичного застосування набув спосіб визначення ефективного коефіцієнта дифузії, що базується на інтегральній характеристиці розподілу концентрацій, яка залежить від вибраних граничних концентрацій. Як інтегральна характеристика використовується сумарна кількість одного нафтопродукту, яка у вигляді домішки попадає в інший нафтопродукт [7,22].

Дослідне визначення ефективного коефіцієнта дифузії дозволяє виявити лише інтегральну картину масопереносу для конкретних умов. Тому формули (1.23), (1.24), (1.26), одержані шляхом обробки результатів експериментів, не можуть бути безпосередньо узагальнені для опису процесів сумішоутворення у потоках зі змінними параметрами (густиною, в'язкістю, температурою тощо). Якраз такі умови мають місце у випадку послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. У таких випадках для визначення ефективного коефіцієнта дифузії перевагу слід віддавати аналітичному способу, який враховує структуру турбулентного потоку. Базою для одержання конкретних математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії може бути аналітичний вираз (1.18), запропонований В.І. Мароном [7]. Таким чином, у зв'язку з тим, що більшість математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії одержані за умов послідовного перекачування світлих нафтопродуктів, питання обчислення вказаного коефіцієнта при послідовному перекачуванні нафт різних сортів вимагає додаткових досліджень, які виконані у даній роботі.

1.4. Вплив неізотермічності потоку на процес сумішоутворення рідин

Послідовне перекачування як нафтопродуктів, так і нафт різних сортів, може відбуватися при неізотермічному режимі. Наприклад, у літній період у трубопроводі може надходити нафта з резервуарів головної нафтоперекачуваль-

ної станції з температурою більшою, ніж температура ґрунту на глибині залягання трубопроводу. У зимовий період температура нафти, яка закачується у трубопровід, може бути значно вища від температури ґрунту. Вказані причини вносять неізотермічний ефект, принаймні, на початкових ділянках трубопроводів.

Особливо актуальне питання врахування неізотермічності потоку при послідовному перекачуванні попередньо підігрітих високов'язких рідин. Така технологія перекачування знайшла застосування у вітчизняній та зарубіжній практиці [32-39]. Впливу неізотермічності потоку на інтенсивність сумішоутворення рідин при її послідовному перекачуванні присвячені роботи [7, 8, 23, 40-51].

Результати теоретичних досліджень показали, що зміна температури транспортованих рідин викликає зміну їх фізичних властивостей, насамперед, густини і в'язкості. Це приводить до зміни профілю швидкості вздовж трубопроводу, що в свою чергу впливає на інтенсивність конвективного і турбулентного перенесення речовин у потоці. Внаслідок цього величина ефективного коефіцієнта дифузії для неізотермічного потоку буде відрізнятись від його значення при постійній температурі.

Найбільш загальний підхід до питань врахування зміни температури на процес перемішування рідин у трубопроводі запропонований у роботах В.І. Марона, М.В. Лур'є, В.О. Юфіна. Використавши двошарову модель турбулентного потоку, автори [7, 39] побудували профіль швидкості з врахуванням температурного фактору. Підставивши у загальний вираз для ефективного коефіцієнта дифузії (1.18) одержаний профіль швидкості, вони звели вираз для ефективного коефіцієнта дифузії при змінній температурі до такого вигляду

$$D_e = 5,64U_*R. \quad (1.27)$$

Формула (1.27) носить формальний характер і не може бути безпосередньо використана для конкретних розрахунків. Тому у тій же роботі пропонується конкретна формула для ефективного коефіцієнта дифузії та рівняння поздовжньої дифузії з врахуванням неізотермічності, які одержані при таких припу-

щеннях: залежність в'язкості рідини від температури описується формулою Філонова-Рейнольдса, розподіл температури по довжині трубопроводу відповідає закону Шухова, в'язкості і показники крутизни віскограми для обох рідин однакові.

Принципово інший підхід до питання визначення особливостей сумішоутворення нафтопродуктів при їх неізотермічному послідовному перекачуванні реалізований у роботах [8, 48-50, 60], а також у роботах [32-34, 39, 44-46, 52, 53, 55-60].

Згідно з даним підходом, визначення розрахункового значення ефективного коефіцієнта дифузії у неізотермічному потоці зводиться до правильного вибору розрахункової температури, а, отже, і в'язкості транспортованого середовища. Для розв'язування задачі необхідним є одержання функціональної залежності ефективного коефіцієнта дифузії від зміни в'язкості внаслідок зміни температури рідин.

Зручні для практичного використання формули для визначення об'єму суміші при послідовному перекачуванні підігрітих в'язких рідин одержані у роботах [39, 44, 45, 53]

$$\frac{V_{см}}{V_{тр}} = \frac{2(Z_1 - Z_2)}{Pe_{\Pi}^{0,5}} \Delta_t, \quad (1.28)$$

де Pe_{Π} - дифузійний параметр Пекле, обчислений за в'язкістю 50 %-ої суміші нафтопродуктів при початковій температурі;

Δ_t - поправка на неізотермічність потоку по довжині трубопроводу; якщо на трубопроводі передбачена одна теплова станція

$$\Delta_t = \sqrt{\frac{\nu_{cp}^{\chi}}{\nu_{\Pi}^{\chi}}}, \quad (1.29)$$

якщо на трубопроводі n_t теплових станцій

$$\Delta_t = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_t} \nu_{cp_i}^{\chi} L_i}{L \nu_{\Pi}^{\chi}}}, \quad (1.30)$$

де ν_{cp} - середньоінтегральна в'язкість 50 %-ої суміші рідин;

v_{Π} - в'язкість 50 %-ої суміші при початковій температурі.

χ - коефіцієнт математичної моделі, значення якого залежать від режиму перекачування рідин.

Питання впливу неізотермічності на параметри послідовного перекачування вирішені, в основному, стосовно трубопровідного транспорту нафтопродуктів. Оцінка впливу неізотермічності на послідовне перекачування нафт різних сортів вимагає додаткових досліджень, які виконані у даній роботі.

1.5. Особливості сумішоутворення у трубопроводі з ділянками різного діаметра і змінною витратою рідин

Ряд діючих трубопроводів складаються з ділянок, внутрішні діаметри труб яких відрізняються один від іншого. У першу чергу, це відноситься до розгалужених нафтопродуктопроводів. У таких системах відрізняються між собою не тільки діаметри ділянок, але і витрати нафтопродуктів на них. Сучасні нафтопровідні системи також мають складну структуру, включають двониткові ділянки, лупінги, мають місця відбору і підкачувань нафти. Складна геометрична структура трубопроводів впливає на процеси сумішоутворення послідовно транспортованих рідин і вимагає внесення коректив в методики розрахунку.

Зручну та універсальну залежність для визначення об'єму суміші у складному трубопроводі, який складається з n ділянок з різними значеннями параметрів ефективного коефіцієнта дифузії та витрати рідини одержав К.Д. Фролов [61]

$$V_{см} = \frac{\pi^{3/2}}{4} (Z_1 - Z_2) \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{D_{e_i} d_i^6 x_i}{Q_i}} . \quad (1.31)$$

На даній формулі базується розроблена нами методика розрахунку параметрів послідовного перекачування різносортих нафт у складних за структурою нафтопровідних системах, яка наведена у даній роботі.

1.6. Аналіз робіт з використання рідинних роздільників при послідовному перекачуванні різносортних рідин

При послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів перспективним та економічним способом зменшення їх сумішоутворення, збереження якості, полегшення процесу розкладання суміші у кінці трубопроводу є використання рідинних роздільників [7, 52, 62, 68]. Це може бути один чи декілька нафтопродуктів, які у вигляді пробок закачуються у контакт між послідовно транспортованими нафтопродуктами. Як буферні рідини вибирають нафтопродукти, які за своїми властивостями більш сумісні з кожним транспортованим нафтопродуктом, ніж вони самі між собою. У результаті буферний продукт можна добавляти у значно більших кількостях у кожний з нафтопродуктів без втрати їх якості, ніж один транспортований продукт в інший. На кінцевому пункті трубопроводу буферний продукт не приймається окремо, він у складі багатоконпонентної суміші розподіляється по резервуарах з основними нафтопродуктами. У результаті в кожний товарний нафтопродукт як домішки попадають, здебільшого, більш сумісні буферні рідини і лише невелика кількість менш сумісного основного нафтопродукту. При цьому поліпшується якість суміші, внаслідок чого об'єм товарних нафтопродуктів, необхідний для виправлення суміші, помітно зменшується, порівняно з об'ємом нетоварного продукту, необхідним при послідовному перекачуванні нафтопродуктів без роздільників.

Ефективність використання буферного роздільника залежить як від його об'єму, так і від ступеня сумісності його рідини з кожним з транспортованих по трубопроводу нафтопродуктів.

Аналіз характеру утворення суміші нафтопродуктів при їх послідовному перекачуванні показує, що спочатку, при великих градієнтах концентрацій, має місце інтенсивне утворення зони суміші. Далі градієнт концентрацій зменшується і темп зростання розмірів суміші відповідно сповільнюється. Утворена суміш відіграє роль своєрідного буферу між чистими нафтопродуктами. На

цьому явищі базується технологія використання буферних роздільників із раніше утвореної суміші при послідовному перекачуванні нафтопродуктів у складних трубопровідних системах [54-56, 60, 69-79].

Даний спосіб зменшення сумішоутворення раціонально використовувати у тих випадках, якщо нафтопродукти, транспортовані послідовно по одній експлуатаційній ділянці, необхідно закачувати у наступну ділянку з іншою продуктивністю та іншою кількістю циклів. У таких випадках центральну частину суміші, яка утворена на першій ділянці, можна направити в один чи декілька спеціальних резервуарів, а потім у відповідний момент закачати у вигляді пробок між товарними нафтопродуктами. У результаті сумарний, у масштабі всієї трубопровідної системи, об'єм домішок у товарних нафтопродуктах зменшиться, що призведе до зменшення об'єму резервуарів, необхідних для виправлення суміші [55, 76, 77, 80].

Питання використання рідинних роздільників при послідовному перекачуванні одночасно вивчали дві групи вчених: М.В. Лур'є, В.І. Марон, М.Є. Шварц у Москві, та К.Д. Фролов, М.Д. Середюк й В.В. Якимів в Івано-Франківську.

Найбільш повно і всесторонньо технологія використання рідинних роздільників при послідовному перекачуванні нафтопродуктів розроблена у роботах [54-56, 60, 65-70, 72, 73, 75-77, 80]. Результати досліджень показують високу ефективність даної технології зменшення кількісних та якісних характеристик суміші і збереження якості товарних продуктів стосовно послідовного перекачування світлих нафтопродуктів.

Тому технологію використання рідинних роздільників можна успішно застосувати і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При необхідності транспортування кількох сортів нафти малими партіями найменш цінна нафта або раніше утворена суміш нафт можуть бути використані як роздільники у контактах між більш цінними сортами нафти. Методика визначення оптимального об'єму такого роздільника і раціональної технології розкладання трикомпонентної суміші нафт розроблена у даній роботі.

1.7. Аналіз досліджень гідравлічних аспектів послідовного перекачування рідин

Основною особливістю гідравлічного розрахунку трубопроводів для послідовного перекачування нафт і нафтопродуктів є те, що в трубопроводі тривалий час знаходяться кілька рідин з різними фізико-хімічними властивостями. Різниця в'язкостей і густин рідин, які перекачуються послідовно, спричинює значний вплив на процес їх переміщення в трубопроводі. В міру просування партій різносортних рідин по довжині трубопроводу будуть змінюватись тиски, витрата і пропускна здатність трубопроводу, що викликає необхідність оперативного регулювання режиму роботи насосних станцій [7].

Слід вказати, що вплив гідравлічних процесів заміщення різносортних рідин по-різному впливає на режим роботи коротких трубопроводів без проміжних насосних станцій та режим роботи протяжних трубопроводів з проміжними насосними станціями.

Різниця в'язкостей і густин рідин, що перекачуються послідовно, спричинює зміну пропускної здатності трубопроводу у процесі заміщення однієї рідини іншою. Для трубопроводу з однією насосною станцією, оснащеною відцентровими насосами, у процесі витиснення партії продукту A з в'язкістю ν_a і густиною ρ_a продуктом B з в'язкістю ν_b і густиною ρ_b пропускна здатність буде змінюватись від значення, що відповідає перекачуванню продукту A Q_a до значення, що відповідає перекачуванню продукту B Q_b .

Пропускна здатність буде змінюватись внаслідок неоднакових втрат напору на подолання гідравлічного опору на ділянках, заповнених різними рідинами. При виконанні умови $\nu_a > \nu_b$ витрата у трубопроводі буде збільшуватись, а при $\nu_a < \nu_b$ - зменшуватись [7].

Автори [7] пропонують врахувати вплив різниці в'язкості і густини послідовно транспортованих нафтопродуктів на пропускну здатність нафтопродук-

топководу без проміжних насосних станцій, використовуючи нестационарну модель балансу питомої енергії рідини у наступному вигляді

$$\frac{M}{S} \frac{dU}{dt} = (p_1 - p_2) - p_z - p_\tau, \quad (1.32)$$

де M - маса рідини в нафтопродуктопроводі;

p_z - втрати тиску на подолання різниці геодезичних відміток;

p_τ - втрати тиску на подолання гідравлічних опорів;

p_1, p_2 - тиск на початку і в кінці нафтопродуктопроводу;

S - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Залежність тиску p_1 , який розвиває насосна станція при послідовній роботі k відцентрових насосів, від об'ємної витрати рідини автори [7] апроксимують таким виразом

$$p_1 = \left[\sum_{j=1}^k a_j - \sum_{j=1}^k b_j Q^{1,75} \right] \rho g, \quad (1.33)$$

де a_j, b_j - коефіцієнти напірної характеристики j -го відцентрового насоса.

При визначенні втрат напору в нафтопродуктопроводі автори [7] виходять із схеми поршневого заміщення нафтопродуктів з площиною розділення в умовній середині зони суміші. Як показав Г.З.Закіров [7], похибка у величині втрат при цьому не перевищує 0,01%. Для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору автори [7] рекомендують використовувати двочленні формули, наприклад, формулу Альтшуля.

У результаті розв'язування рівняння (1.32) з врахуванням (1.33) автори [7] отримали аналітичний вираз, що описує зміну пропускну здатності нафтопродуктопроводу в процесі витіснення одного нафтопродукту іншим. Однак вказане рішення не враховує впливу реального профілю траси трубопроводу і має обмежену сферу застосування, бо базується на формулі Лейбензона, яка не може бути коректно використана у зоні змішаного тертя.

Якщо протяжний магістральний трубопровід має декілька проміжних насосних станцій, в ньому можуть одночасно знаходитись декілька партій рідин з різними значеннями в'язкості і густини. Пропускна здатність такого трубопро-

воду буде обмежуватись пропускною здатністю лімітуючої ділянки, яка заповнена найбільш в'язким продуктом. І хоча на ділянках, які заповнені менш в'язкими рідинами, буде при цьому залишатись невикористаний напір, передати його на лімітуючу ділянку неможливо через обмеження максимального тиску в трубопроводі з умови міцності труб. В міру просування партій нафтопродуктів по трубопроводу положення лімітуючої ділянки буде змінюватись, відповідно буде мінятись пропускна здатність системи, режими роботи кожної насосної станції і способи регулювання, які необхідно застосувати.

Автори [82] пропонують визначати пропускну здатність трубопроводу з проміжними насосними станціями за допомогою метода послідовних наближень з використанням стаціонарної моделі. При відомому розташуванні контакту двох партій нафтопродуктів і роботі всіх насосів з рівняння балансу тисків визначають пропускну здатність трубопроводу (початкове наближення). Потім при цій пропускній здатності перевіряють виконання обмежень по максимальному тиску нагнітання на виході кожної насосної станції і по мінімальному тиску підпору перед кожною насосною станцією, починаючи з першої.

При першому ж невиконанні вказаних обмежень тиск на даній насосній станції приймають рівним максимально допустимому і визначають нове значення пропускної здатності, після чого повторяють процедуру перевірки обмежень. В результаті розрахунку визначають лімітуючу ділянку трубопроводу, де тиски нагнітання і підпору дорівнюють гранично допустимим значенням. Визначена для цього випадку пропускна здатність трубопроводу буде максимально можливою при даному розміщенні партій нафтопродуктів.

Запропонована у роботі [82] методика має обмежену сферу застосування, бо базується на низці припущень: кількість партій послідовно транспортованих нафтопродуктів дві, режим перекачування у зоні гідравлічно гладких труб, технологічні обмеження тиску на вході і виході однакові для всіх насосних станцій, профіль траси монотонно зростаючий чи спадаючий.

Автори [7] пропонують використати нестаціонарну модель і записати рівняння балансу тисків вигляду (1.32) для трубопроводу з довільною кількістю

насосних станцій. Запропоноване ними рішення також має обмежену сферу застосування, бо не враховує реального профілю траси, базується на формулі Лейбензона, яка не використовується у зоні змішаного тертя, не враховує технологічні обмеження тиску рідини на вході і виході кожної насосної станції.

Особливості гідравлічного розрахунку магістральних нафтопроводів у процесі послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей не були спеціальною темою досліджень ні вітчизняних, ні зарубіжних вчених. Таким чином, до сьогодні не ясно, яку модель руху рідин – стаціонарну чи нестационарну слід використовувати для визначення пропускної здатності та режимних параметрів роботи магістральних нафтопроводів у процесі послідовного перекачування різносортних нафт. Відсутні методики гідравлічного розрахунку таких процесів, які би враховували можливість послідовного перекачування довільної кількості партій нафт, пересічений профіль траси, технологічні обмеження тиску на вході і виході кожної насосної станції, можливість перекачування нафт як у зоні гідравлічно гладких труб, так і в зоні змішаного тертя. Відсутнє також програмне забезпечення для ПЕОМ, яке дозволяє виконати багатоваріантні гідравлічні розрахунки нафтопроводів у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів.

Таким чином, аналіз досліджень з питань послідовного перекачування різносортних рідин дає підстави для наступних висновків:

- одномірна модель поздовжньої турбулентної дифузії і похідні від неї формули для розподілу концентрацій, визначення об'єму суміші, її розкладання у резервуари можуть бути використані як при послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При цьому у всі розрахункові формули слід підставляти ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує специфічність умов взаємного змішування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей;
- більшість широко вживаних математичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії одержані дослідним шляхом за умов послідовного перека-

чування світлих нафтопродуктів. Тому їх використання при послідовному перекачуванні нафт різних сортів не гарантує одержання достовірних результатів. Це свідчить про необхідність проведення додаткових досліджень, в першу чергу, аналітичних, які дозволять врахувати вплив структури турбулентного потоку на інтенсивність масопереносу у зоні контакту різносортих рідин;

- питання впливу неізотермічності на параметри послідовного перекачування вирішені стосовно трубопровідного транспорту нафтопродуктів. Оцінка впливу неізотермічності, в тому числі , тепла тертя потоку, теплоти кристалізації парафіну на послідовне перекачування нафт різних сортів вимагає додаткових досліджень;
- при реалізації технології послідовного перекачування нафт різних сортів вимагають конкретизації методи визначення числа циклів і необхідної резервуарної ємності, методи врахування складної структури трубопроводу і наявності ділянок з самопливним рухом нафти;
- технологія використання рідинних роздільників, яка розроблена для послідовного перекачування світлих нафтопродуктів, може бути використана при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. Для цього необхідно розробити методику оптимізації об'єму рідинного роздільника і технології приймання трикомпонентної суміші у кінці нафтопроводу;
- гідравлічні аспекти послідовного перекачування як різносортих нафтопродуктів, так і нафт різних сортів, вирішені недостатньо. Існуючі на сьогодні методи розрахунку гідравлічних параметрів послідовного перекачування нафтопродуктів базуються на низці припущень, що не відповідають режимам роботи діючих трубопроводів. Стосовно магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси дослідження гідравлічного режиму їх роботи у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів взагалі не проводилися.

Все вказане вище дозволило сформулювати наступні задачі досліджень:

- дослідити закономірності сумішоутворення різносортних нафт при їх послідовному перекачуванні по трубопроводу, одержати аналітичні вирази для ефективного коефіцієнта дифузії і довести їх адекватність шляхом співставлення результатів теоретичних та експериментальних досліджень;
- дослідити вплив інтенсивності сумішоутворення різносортних нафт на комплекс технологічних параметрів їх послідовного перекачування по магістральних нафтопроводах з пересіченим рельєфом і довільною геометричною структурою;
- обґрунтувати вибір математичних моделей для визначення коефіцієнта гідравлічного опору, розрахункових значень фізичних властивостей різносортних нафт при їх послідовному перекачуванні по нафтопроводах;
- дослідити динаміку зміни витрати і тиску в нафтопроводі у рамках стаціонарної моделі гідродинаміки послідовного перекачування нафт різних сортів;
- дослідити динаміку зміни витрати і тиску в нафтопроводі у рамках нестационарної моделі гідродинаміки послідовного перекачування нафт різних сортів;
- оцінити вплив нестационарності на основні режимні параметри процесу послідовного перекачування нафт і обґрунтувати сферу застосування розроблених методів технологічних розрахунків нафтопроводів.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ПОСЛІДОВНОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ, ЗАЛЕЖНИХ ВІД ІНТЕНСИВНОСТІ СУМІШОУТВОРЕННЯ РІЗНОСОРТНИХ НАФТ

Метод послідовного перекачування, як спеціальна технологія трубопроводного транспорту нафти і нафтопродуктів, характеризується комплексом специфічних технологічних параметрів. Більшість із них безпосередньо пов'язані з основною особливістю даної технології перекачування – утворенням суміші у зоні контакту різносортних рідин. До параметрів послідовного перекачування, які безпосередньо визначаються інтенсивністю сумішоутворення різносортних рідин, належать об'єм суміші при різних граничних концентраціях, об'єм сторонніх рідин, які як домішки надходять у резервуари з товарними продуктами у процесі розкладання суміші в кінці трубопроводу, кількість циклів послідовного перекачування, мінімальні об'єми партій транспортованих продуктів, необхідний об'єм резервуарної ємності на головній насосній станції та в кінці трубопроводу.

Аналіз результатів теоретичних і експериментальних досліджень закономірностей масопереносу при послідовному перекачуванні різносортних рідин в умовах магістральних нафтопроводів показав, що рівняння поздовжньої турбулентної дифузії може описати з достатньою для практичних потреб точністю процеси сумішоутворення як різносортних світлих нафтопродуктів, так і нафт різних сортів. Необхідною умовою при цьому є підстановка у рівняння адекватного значення ефективного коефіцієнта дифузії D_e , визначеного з врахуванням фізичних властивостей нафти, геометричних характеристик магістральних нафтопроводів і характеристик турбулентного потоку.

Слід зазначити, що ефективний коефіцієнт дифузії є найбільш важливим параметром послідовного перекачування різносортних рідин, він не тільки ха-

рактизує інтенсивність сумішоутворення рідин, але і визначає практично всі технологічні параметри даної технології трубопровідного транспорту.

При послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів діапазон зміни кінематичної в'язкості досить вузький і практично вкладається у проміжок від 1 до 10 сСт. Послідовно транспортовані нафти можуть мати значно ширший діапазон значень кінематичної в'язкості від кількох сантистокс до стокса. Послідовне перекачування різносортих нафт може реалізуватись у магістральних нафтопроводах, діаметр яких в умовах України змінюється від $D_u=300\text{мм}$ до $D_u=1200\text{ мм}$. Витрата нафти у магістральних нафтопроводах також може мінятись у широкому діапазоні залежно від ступеня їх завантаження. Таким чином, з точки зору гідродинаміки, процеси сумішоутворення при послідовному перекачуванні нафт мають ряд особливостей, порівняно з процесами перемішування світлих нафтопродуктів. Залежно від співвідношення геометричних характеристик нафтопроводу, ступеня його завантаження і фізичних властивостей нафт послідовне перекачування нафти може відбуватись у широкому діапазоні критерію Рейнольда – від $Re = 10000$, що відповідає зоні гідравлічно гладких труб до $Re = 200000 - 300000$, що відповідає зоні змішаного тертя турбулентного режиму. Тому необхідно розробити математичні моделі для ефективного коефіцієнта дифузії, які спроможні врахувати особливості сумішоутворення різносортих нафт у тій чи іншій зоні тертя турбулентного режиму.

Вихідним рівнянням для одержання математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії використовуємо формальний вираз (1.18), запропонований В.І. Мароном. Як зазначено вище, для одержання розрахункових моделей у базовий вираз (1.18) необхідно підставити відповідні математичні моделі для профілю швидкості і для коефіцієнта турбулентної дифузії.

2.1. Математичні моделі ефективного коефіцієнта дифузії при перекачуванні рідин у зоні гідравлічно гладких труб

Послідовне перекачування нафт середньої та підвищеної в'язкості часто відбувається у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

Одержимо математичну модель ефективного коефіцієнта змішування для вказаних умов. Як вихідні рівняння використаємо формули для профілю швидкостей і коефіцієнта тертя у гладких трубах, які були запропоновані А.Д. Альтшулем [83,84]

$$\frac{U}{U_*} = 5,33 \lg Re \frac{y}{R} - 2, \quad (2.1)$$

$$\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = 1,82 \lg \frac{Re}{100} + 2, \quad (2.2)$$

де U_* - динамічна швидкість турбулентності;

$$U_* = \sqrt{\frac{\tau_o}{\rho}} = U_o \sqrt{\frac{\lambda}{8}}; \quad (2.3)$$

Re - значення числа Рейнольдса у трубопроводі;

y - віддаль від стінки труби до шару рідини, що має швидкість U ;

τ_o - дотичні напруження на внутрішній стінці труби;

ρ - густина транспортованого середовища;

Формула (2.1) після математичних перетворень може бути записана у вигляді

$$\frac{U}{U_*} = 5,33 \lg Re \frac{R-r}{R} - 2, \quad (2.4)$$

а після переходу до натуральних логарифмів

$$U = U_* \left[2,315 \ln \frac{Re(R-r)}{R} - 2 \right], \quad (2.5)$$

де r - віддаль від осі труби до шару рідини, що рухається зі швидкістю U .

На основі результатів розрахунків, виконаних за формулами (2.2),(2.3) і (2.5), за допомогою програмного забезпечення Ексел побудовані профілі швидкостей для зони гідравлічно гладких труб при послідовному

перекачуванні двох сортів нафти з розрахунковою кінематичною в'язкістю $\nu_1 = 18 \text{ сСт}$ і $\nu_2 = 50 \text{ сСт}$ по нафтопроводу діаметром 0,513 м (рис.2.1).

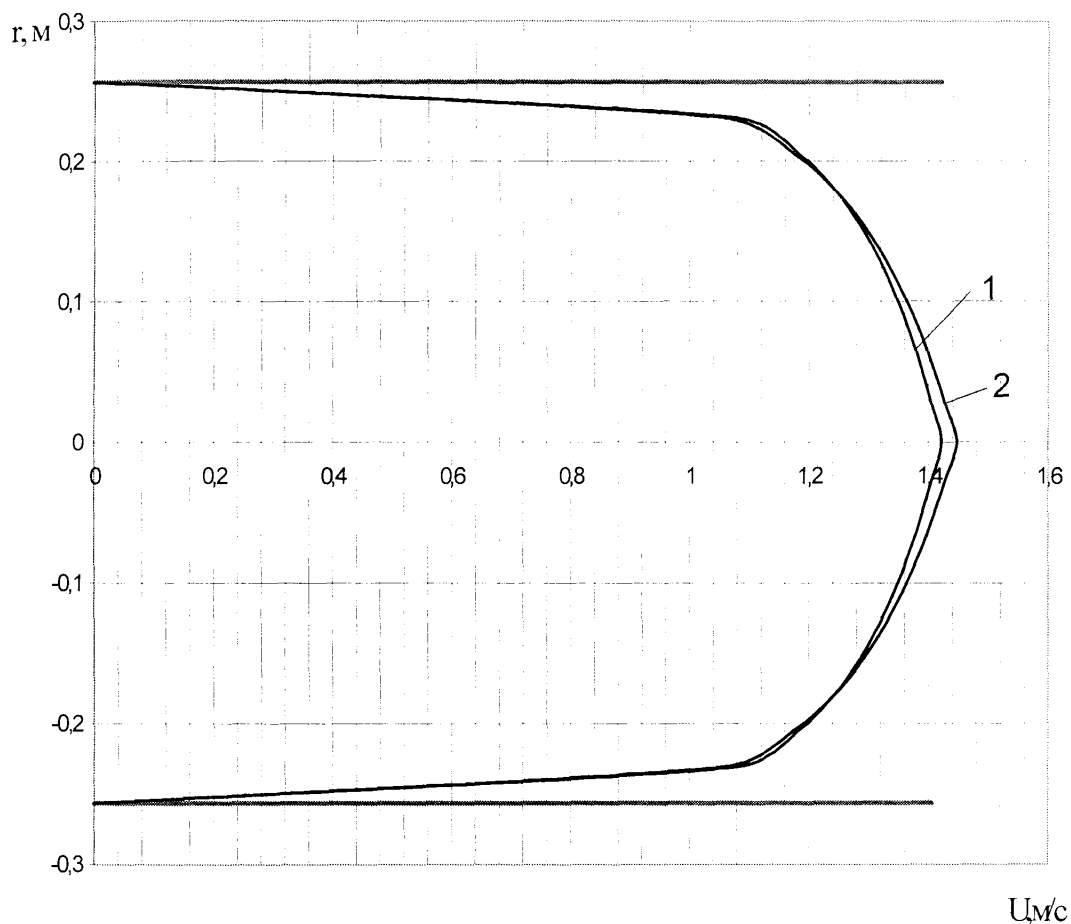


Рис.2.1. Розподіл швидкостей по перерізу труби при перекачуванні рідини у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму:

- 1 - профіль швидкості при розрахунковій в'язкості нафти 18 сСт;
- 2 - профіль швидкості при розрахунковій в'язкості нафти 50 сСт.

Аналіз графіків, наведених на рис.2.1 показує, що у зоні гідравлічно гладких труб в'язкість рідини помітно впливає на розподіл швидкостей по перерізу труби. Це дозволяє прогнозувати суттєву залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості послідовно транспортованих рідин.

Використовуючи рівняння (2.5), знаходимо градієнт швидкості у турбулентному потоці рідини, яка рухається у зоні гідравлічно гладких труб

$$\frac{dU}{dr} = -2,315 \frac{U_*}{R-r} \quad (2.6)$$

Внутрішній інтеграл у формулі (1.18) для ефективного коефіцієнта дифузії позначимо через I_l

$$I_l = \int_r^R (U - U_o) r dr. \quad (2.7)$$

Формула (2.7) з врахуванням математичної моделі (2.5) для розподілу швидкостей рідини по перерізу труби приймає такий вигляд

$$I_l = \int_r^R \left\{ U_* \left[2,315 \ln \frac{Re(R-r)}{R} - 2 \right] - U_o \right\} r dr. \quad (2.8)$$

Для визначення коефіцієнта турбулентної дифузії використаємо формулу, що реалізує гіпотезу Бусинеска [7]

$$D_t = -U_*^2 \frac{r}{R} \left(\frac{dU}{dr} \right)^{-1}. \quad (2.9)$$

Формула (2.9) з врахуванням математичного виразу (2.6) приймає вигляд

$$D_t = -U_*^2 \frac{r}{R} \left(-\frac{R-r}{2,315 U_*} \right)$$

$$D_t = U_* \frac{r(R-r)}{2,315 R}. \quad (2.10)$$

Результати досліджень свідчать, що коефіцієнт молекулярної дифузії D_m на кілька порядків менший від коефіцієнта турбулентної дифузії D_t . Тому з достатньою для практичних розрахунків точністю можна приймати [7]

$$\varepsilon = D_t; \quad (2.11)$$

$$\varepsilon = U_* \frac{r(R-r)}{2,315R}. \quad (2.12)$$

Осереднене по перерізу труби значення коефіцієнта турбулентного перенесення можна записати у вигляді

$$\varepsilon_0 = \frac{I}{\pi R^2} \int_0^R \varepsilon 2\pi r dr, \quad (2.13)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{I}{\pi R^2} \int_0^R U_* \frac{r(R-r)}{2,315R} 2\pi r dr = \frac{2U_*}{2,315R^3} \left[\int_0^R r^2 dr - \int_0^R r^3 dr \right]. \quad (2.14)$$

У результаті інтегрування виразу (2.14) одержуємо

$$\varepsilon_0 = \frac{U_*}{2,315R^3} \frac{R^4}{6},$$

$$\varepsilon_0 = 0,072U_*R. \quad (2.15)$$

Позначимо зовнішній інтеграл у формулі (1.18) через I_2

$$I_2 = \int_0^R \int_r^R [(U - U_o) r dr]^2 \frac{dr}{r\varepsilon} = \int_0^R I_1^2 \frac{dr}{r\varepsilon}. \quad (2.16)$$

Формула (2.16) після підстановки виразу (2.12) приймає вигляд

$$I_2 = 2,315 \frac{R}{U_*} \int_0^R I_1^2 \frac{dr}{r^2(R-r)}. \quad (2.17)$$

Вираз (1.18) для ефективного коефіцієнта дифузії з врахуванням прийнятих моделей і позначень можна записати у загальній формі [84]

$$D_e = \varepsilon_0 + \frac{2}{R^2} I_2. \quad (2.18)$$

Наведений вище алгоритм реалізований нами в програмі DEGG, яка дозволяє визначати значення ефективного коефіцієнта дифузії при відомих геометричних характеристиках нафтопроводу, режимних параметрах перекачування та розрахунковій в'язкості транспортованих нафт. Визначені інтеграли обчислюються чисельним інтегруванням за методом Сімпсона. При цьому враховується, що інтеграл I_2 є невласним інтегралом, який має особливість на верхній і нижній границях. Використовуючи правило інтегрування невласних інтегралів, границі інтегрування 0 і R замінюємо на δ і $R - \delta$ відповідно. Величину δ приймаємо такою, щоб нехтування нею при інтегруванні фізично не могло вплинути на значення ефективного коефіцієнта дифузії. Враховуючи особливості структури турбулентного потоку, доцільно приймати величину модифікованої границі інтегрування за умовою $\delta \leq k_e$, де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні трубопроводу ($k_e = 0,1-0,2$ мм). Текст програми наведений у додатку В.

За допомогою програми DEGG проведемо дослідження залежності величини ефективного коефіцієнта дифузії від значення розрахункової в'язкості нафти і числа Рейнольдса. Діапазон в'язкості вибираємо такий, який може мати місце при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму. Результати багатоваріантних розрахунків за програмою DEGG з використанням програмного забезпечення Excel представляємо у графічному вигляді на рис.2.2 і рис. 2.3.

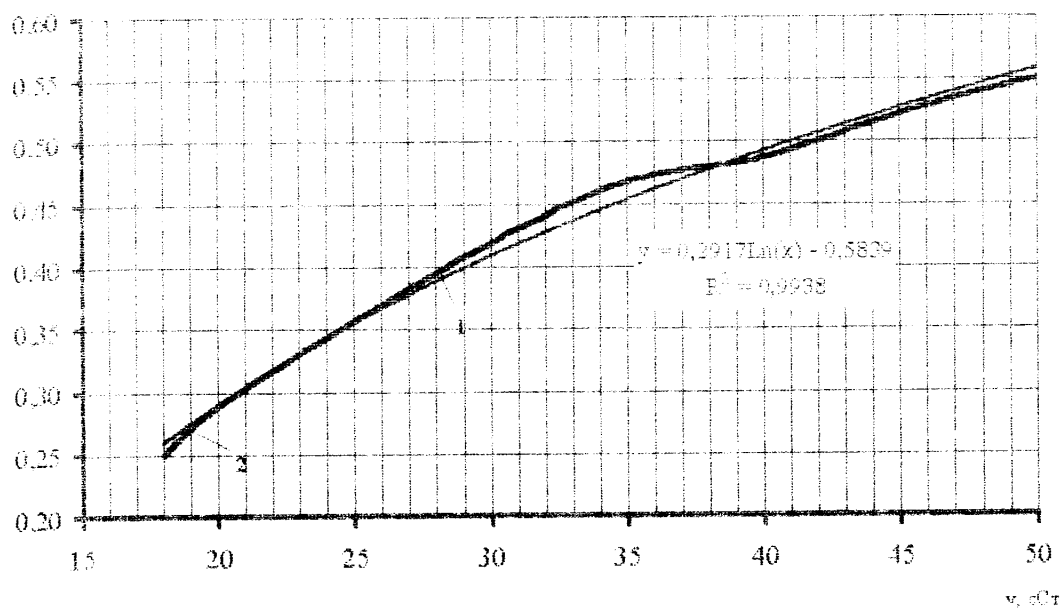
De, м²/с

Рис.2.2. Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості нафти:

1 – розрахункова крива; 2 – результати математичного моделювання.

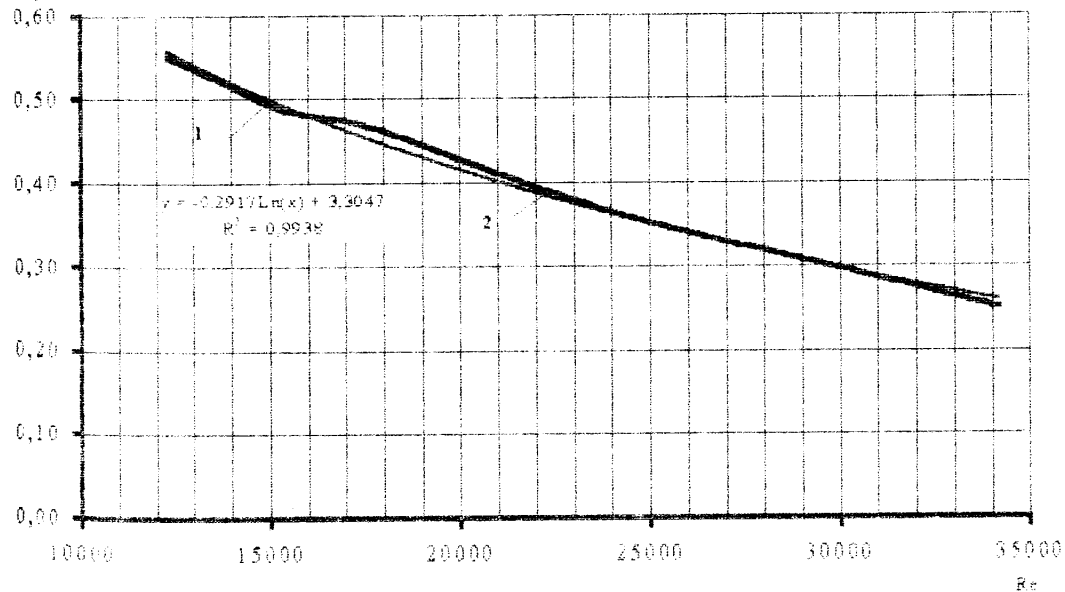
De, м²/с

Рис.2.3. Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від числа Рейнольдса:

1 – розрахункова крива; 2 – результати математичного моделювання.

Як видно з рис.2.2 і рис. 2.3, залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості та числа Рейнольдса при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб можна представити у вигляді наступних формул

$$D_e = 0,2917 \ln \nu - 0,5839, \quad (2.19)$$

$$D_e = -0,2917 \ln Re + 3,3047. \quad (2.20)$$

З метою виконання технологічних розрахунків магістральних нафтопроводів, в тому числі зі складною геометричною структурою, при послідовному перекачуванні нафт різних сортів, за аналогією з послідовним перекачуванням світлих нафтопродуктів, доцільно запропонувати універсальну математичну модель для ефективного коефіцієнта дифузії у такому вигляді

$$D_e = A \left(\frac{4Q}{\pi \cdot d} \right)^{1-\chi} \nu^\chi, \quad (2.21)$$

де A, χ - коефіцієнти математичної моделі, які можна визначити на основі результатів розрахунків за програмою DEGG (табл.2.1).

Таблиця 2.1 –

Результати розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії у зоні гідравлічно гладких труб

Розрахункова в'язкість ν , сСт	Число Рейнольдса Re	Коефіцієнт гідравлічного опору λ	Динамічна швидкість турбулентності U_* , м ² /с	Ефективний коефіцієнт дифузії D_e , м ² /с
50	12312	0,02968	0,07309	0,550
45	13680	0,02885	0,07206	0,522
40	15390	0,02796	0,07094	0,487
35	17588	0,02699	0,06971	0,468
30	20520	0,02594	0,06834	0,419
25	24624	0,02478	0,06679	0,357
20	30780	0,02346	0,06498	0,289
18	34200	0,02287	0,06417	0,250

Використавши дані табл. 2.1, знаходимо середні значення коефіцієнтів математичної моделі (2.21), у результаті одержуємо наступну розрахункову формулу для визначення ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

$$D_e = 1092 \left(\frac{4Q}{\pi \cdot d} \right)^{1-0,75} \nu^{0,75} \quad (2.22)$$

Порівняємо між собою результати, одержані за програмою DEGG і за формулою (2.22). Результати порівняння зводимо у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 –

Порівняння результатів розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії для зони гідравлічно гладких труб, одержаних за програмою DEGG і за формулою (2.22)

Розрахункова в'язкість ν , сСт	Число Рейнольдса Re	Ефективний коефіцієнт дифузії за програмою DEGG, м ² /с	Ефективний коефіцієнт дифузії за формулою (2.22), м ² /с	Відносна різниця результатів, %
50	12312	0,550	0,575	+4,6
45	13680	0,522	0,532	+1,9
40	15390	0,487	0,487	0
35	17588	0,468	0,440	-5,9
30	20520	0,419	0,392	-6,4
25	24624	0,357	0,342	-4,2
20	30780	0,289	0,289	0
18	34200	0,250	0,267	+6,8

Таким чином, при використанні формули (2.22) для розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії у діапазоні розрахункової в'язкості нафт від 18 сСт до 50 сСт відносна похибка результатів не перевищує 7 %, що свідчить про можливість використання даної моделі для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у магістральних нафтопроводах. При необхідності виконання уточнених розрахунків ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні нафт у зоні гідравлічно гладких труб перевагу слід віддавати використанню розробленої нами програми DEGG.

2.2 Математичні моделі ефективного коефіцієнта дифузії при перекачуванні рідин у зоні змішаного тертя

Послідовне перекачування малов'язких нафт в магістральних нафтопроводах здебільшого відбувається у зоні змішаного тертя турбулентного режиму.

Для обчислення ефективного коефіцієнта дифузії при розвиненому турбулентному режимі у базовий вираз (1.18) будемо підставляти наступну залежність для розподілу швидкостей по перерізу турбулентного потоку [83,85]

$$\frac{U}{U_{max}} = \left(\frac{y}{R}\right)^n, \quad (2.23)$$

де n - коефіцієнт математичної моделі

$$n = 0,9\sqrt{\lambda}; \quad (2.24)$$

U_{max} - максимальна по перерізу труби швидкість рідини.

Для вказаної зони турбулентного режиму зв'язок між середньою і максимальною по перерізу трубопроводу швидкістю рідини можна виразити наступною формулою

$$\frac{U_{max}}{U_o} = 1 + 1,3\sqrt{\lambda}. \quad (2.25)$$

Розв'язуємо спільно рівняння (2.23)-(2.25), у результаті одержуємо такий вираз для розподілу швидкостей по перерізу турбулентного потоку

$$U = U_o(1 + 1,3\sqrt{\lambda}) \left(\frac{y}{R}\right)^n. \quad (2.26)$$

Переходимо від змінної y до змінної r за умовою $r = R - y$, тоді рівняння (2.26) приймає такий вигляд

$$U = \frac{U_o(1 + 1,3\sqrt{\lambda})}{R^n} (R - r)^n. \quad (2.27)$$

На основі розрахунків, проведених за формулами (2.23)-(2.27), за допомогою програмного забезпечення Excel, побудовані профілі швидкостей турбулентного потоку в зоні змішаного тертя при перекачуванні нафт з розрахунковою

кінематичною в'язкістю $\nu_1 = 2 \text{ сСт}$ і $\nu_2 = 20 \text{ сСт}$ для нафтопроводу з внутрішнім діаметром 0,513 м (рис. 2.4).

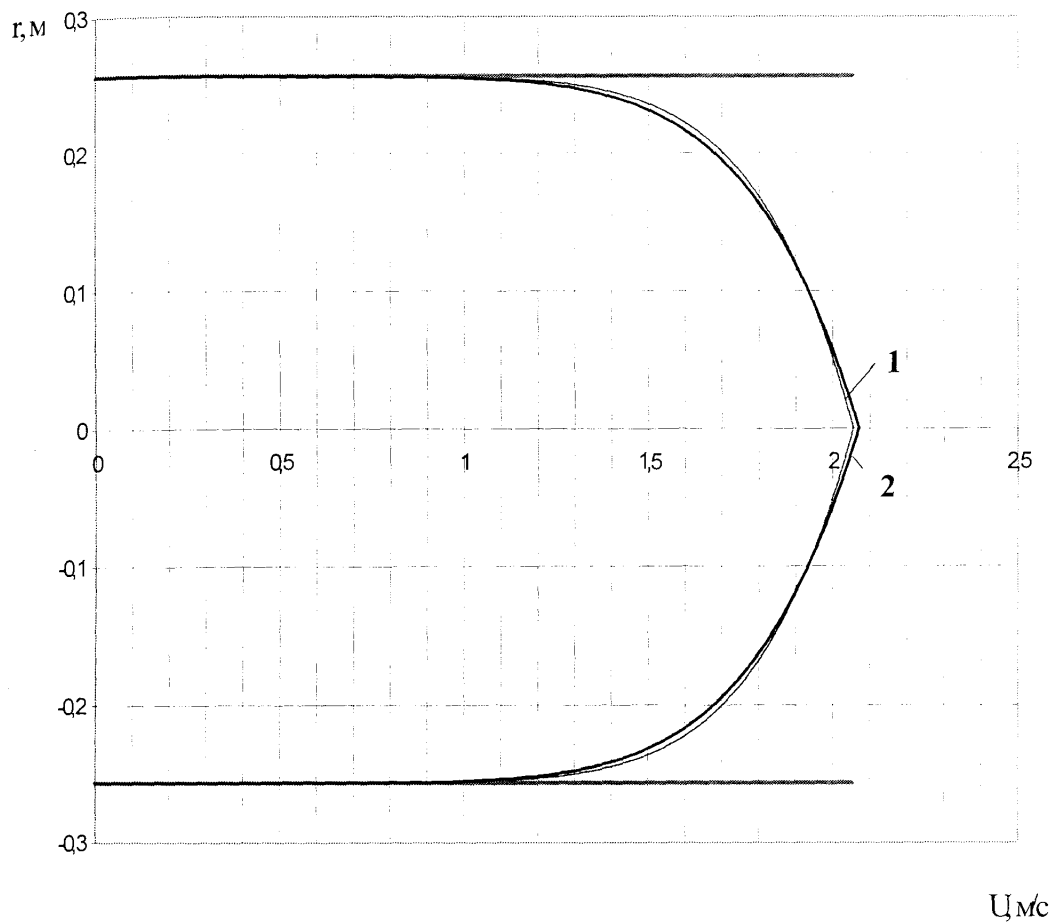


Рис. 2.4. Розподіл швидкостей по перерізу труби при перекачуванні рідини у зоні змішаного тертя:

- 1- профіль швидкості при розрахунковій в'язкості 2 сСт;
- 2- профіль швидкості при розрахунковій в'язкості 20 сСт.

Аналіз графіків, наведених на рис.2.4 свідчить, що в'язкість рідини при перекачування у зоні змішаного тертя турбулентного режиму практично не впливає на розподіл швидкостей по перерізу труби. Це дозволяє прогнозувати значно меншу залежність величини ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості.

Формула (2.7) для внутрішнього інтеграла у виразі (1.18) з врахуванням математичної моделі (2.27) для розподілу швидкостей по перерізу труби приймає такий вигляд

$$I_1 = \int_r^R U_o r [\Omega (R-r)^n - 1] dr, \quad (2.28)$$

де Ω - комплекс наступних параметрів

$$\Omega = \frac{(1 + 1,3\sqrt{\lambda})}{R^n}. \quad (2.29)$$

Гradient швидкості в турбулентному потоці знаходимо шляхом диференціювання наведеного вище виразу для профілю швидкості

$$\frac{dU}{dr} = -U_o \Omega n (R-r)^{n-1}. \quad (2.30)$$

Формула (2.11) з врахуванням (2.9) і (2.30) приймає наступний вигляд

$$\varepsilon = \frac{r U_*^2}{R U_o \Omega \cdot n (R-r)^{n-1}}. \quad (2.31)$$

Формула (2.16) для зовнішнього інтегралу у виразі (1.18) може бути записана у такому вигляді

$$I_2 = \frac{R U_o \Omega \cdot n}{U_*^2} \int_0^R \frac{(R-r)^{n-1} I_1^2 dr}{r^2}. \quad (2.32)$$

Внутрішній інтеграл I_1 можна записати у вигляді

$$I_1 = \int_r^R U_o r [\Omega (R-r)^n - 1] dr = \int_r^R U_o r \Omega (R-r)^n dr - \int_r^R U_o r dr = \int_r^R U_o r \Omega (R-r)^n dr - \frac{U_o}{2} (R^2 - r^2).$$

Інтеграл $\int_r^R U_o r \Omega (R-r)^n dr$ можна взяти частинами, позначивши

$$u = r, \text{ тоді } du = dr, \\ dv = (R-r)^n dr, \text{ тоді } v = -\frac{(R-r)^{n+1}}{n+1}.$$

Згідно з правилами інтегрування частинами, маємо

$$\int u dv = uv - \int v du, \\ \int_r^R r (R-r)^n dr = -r \frac{(R-r)^{n+1}}{n+1} + \int_r^R \frac{(R-r)^{n+1}}{n+1} dr. \quad (2.33)$$

У результаті математичних перетворень виразу (2.33), одержуємо

$$\int_r^R r(R-r)^n dr = -r \frac{(R-r)^{n+1}}{n+1} + \frac{(R-r)^{n+2}}{(n+1)(n+2)}. \quad (2.34)$$

Таким чином, аналітичний вираз залежності значення внутрішнього інтеграла I_1 від значення нижньої границі інтегрування r приймає вигляд

$$I_1 = U_o \Omega \left[\frac{(R-r)^{n+2}}{(n+1)(n+2)} - \frac{(R-r)^{n+1}}{n+1} \right] - \frac{U_o}{2} (R^2 - r^2). \quad (2.35)$$

Формула (2.32) для зовнішнього інтегралу у виразі (1.18) може бути записана у такому вигляді

$$I_2 = \frac{RU_o \Omega \cdot n}{U_*^2} \int_0^R \frac{(R-r)^{n-1}}{r^2} U_o^2 \left[\frac{\Omega(R-r)^{n+1}}{(n+1)} r + \frac{\Omega(R-r)^{n+2}}{(n+1)(n+2)} + \frac{r^2}{2} - \frac{R^2}{2} \right]^2 dr. \quad (2.36)$$

Середнє значення коефіцієнта турбулентного перенесення ε_o знаходимо за формулою (2.13) з врахуванням (2.31)

$$\varepsilon_o = I_3 = \frac{2}{R^2} \int_0^R \frac{U_*^2 r^2 dr}{RU_o \Omega n (R-r)^{n-1}}. \quad (2.37)$$

Вихідний математичний вираз (1.18) для ефективного коефіцієнта дифузії з врахуванням прийнятих моделей і позначень також зводиться до загального вигляду (2.18) [84,85].

Наведений вище алгоритм реалізований нами в програмі DEZM (додаток Д), яка дозволяє визначати значення ефективного коефіцієнта дифузії у зоні змішаного тертя турбулентного режиму при відомих геометричних характеристиках нафтопроводу, режимних параметрах перекачування та розрахунковій в'язкості транспортованих нафт. Визначені інтеграли I_2 і I_3 обчислюються чисельним інтегруванням за методом Сімпсона. При цьому враховується, що вказані інтеграли є невласними інтегралами. Інтеграл I_3 має особливість при $r = R$. Використовуючи правило інтегрування невласних інтегралів, при об-

численні інтегралу I_3 границю інтегрування R замінюємо на $R - \delta$ за умовою $\delta \ll k_e$. Інтеграл I_2 має особливість при $r=0$, коли підінтегральна функція прямує до нескінченості. Аналіз показав, що математичні моделі для опису структури турбулентного потоку неадекватно описують зміну швидкості біля осі потоку, тобто, при малих значеннях координати r . Результати експериментальних досліджень розвинутого турбулентного потоку свідчать, що у центральній частині потоку швидкості руху рідини практично однакові, тобто не відповідають закономірностям, наведеним на рис. 2.4. Це свідчить про необхідність відповідної модифікації підінтегрального виразу у формулі (2.36) для приведення математичних моделей у відповідність з фізичними процесами масопереносу в турбулентному потоці рідини. Використовуючи правило інтегрування невластних інтегралів, записуємо

$$I_2 = \int_{\delta}^R F dr + \int_0^{\delta} F_m dr, \quad (2.38)$$

де F - підінтегральна функція відповідно до формули (2.36);

F_m - підінтегральна функція після модифікації у відповідності з реальними процесами масопереносу поблизу осі труби.

Шляхом математичного моделювання за допомогою ПЕОМ знайдено, що для одержання адекватних результатів величина δ у формулі (2.38) повинна складати 4-5 мм, а модифікована підінтегральна функція носить експоненціальний характер.

За програмою DEZM проведемо дослідження залежності величини ефективного коефіцієнта дифузії від значення розрахункової в'язкості нафти і числа Рейнольдса. Діапазон в'язкості вибираємо такий, який може мати місце при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні змішаного тертя турбулентного режиму. Результати багатоваріантних розрахунків наведені в табл.2.3, а також на рис.2.5. і рис.2.6.

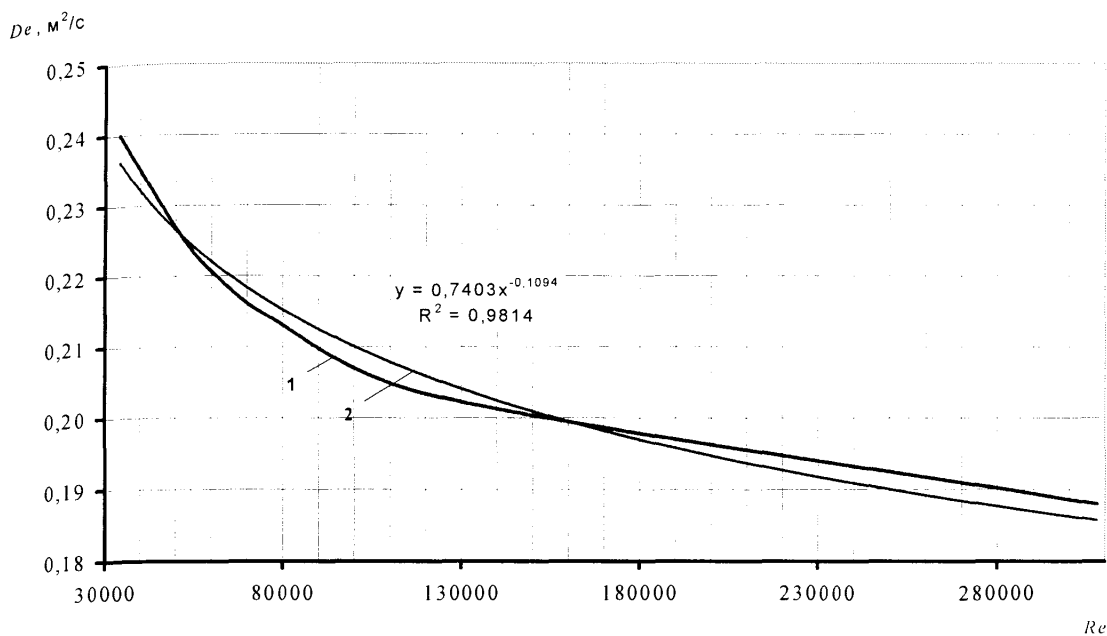


Рис.2.5. Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від в'язкості нафти для зони змішаного тертя:

1- розрахункова крива, 2 – результати математичного моделювання.

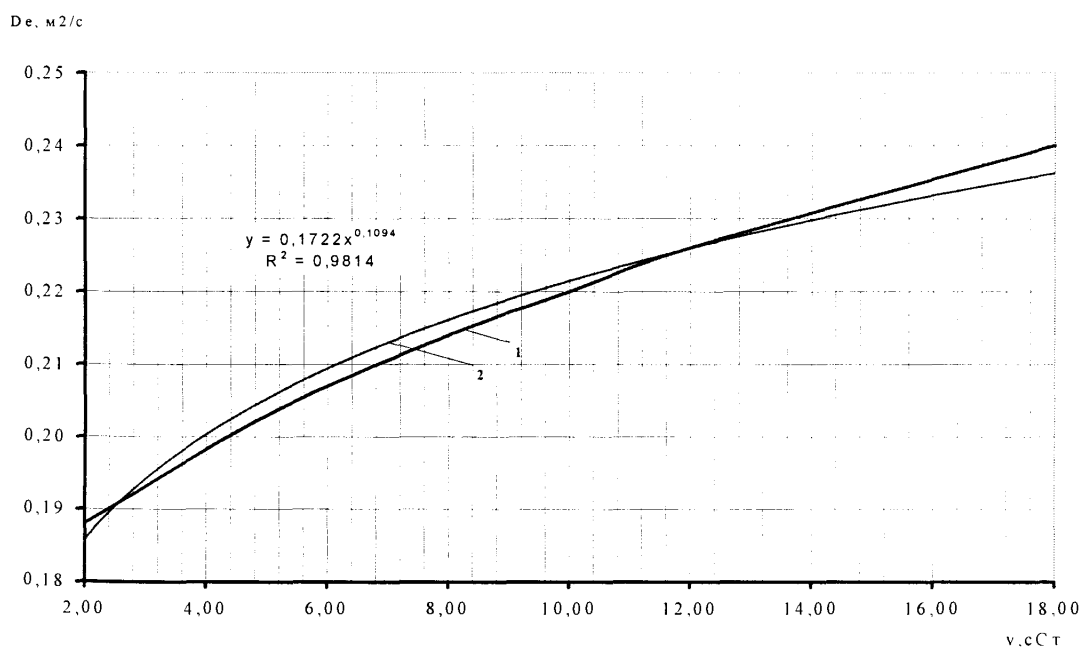


Рис.2.6. Залежність ефективного коефіцієнта дифузії від числа Рейнольдса для зони змішаного тертя:

1- розрахункова крива, 2 – результати математичного моделювання.

Результати розрахунку ефективного коефіцієнта змішування
у зоні змішаного тертя турбулентного режиму

Розрахункова в'язкість , сСт	Число Рейнольдса Re	Коефіцієнт гід- равлічного опору λ	Динамічна швидкість тур- булентності U_* , м/с	Ефективний ко- ефіцієнт дифузії D_e , м ² /с
18	34200	0,0243	0,06612	0,240
12	51300	0,0224	0,06348	0,226
10	61560	0,0216	0,06239	0,220
8	76950	0,0208	0,06116	0,214
5	123120	0,0193	0,05890	0,203
2	307800	0,0173	0,05589	0,188

Як видно з рис.2.5 і рис. 2.6, залежність ефективного коефіцієнта дифузії від розрахункової в'язкості та числа Рейнольдса при послідовному перекачуванні нафт різних сортів у зоні змішаного закону тертя можна представити у вигляді наступних формул

$$D_e = 0,7403 Re^{0,1094} \quad (2.39)$$

$$D_e = 0,1722\nu^{0,1094} \quad (2.40)$$

Якщо представити дані табл. 2.3 у вигляді універсальної моделі (2.21), то після обчислення середніх значень коефіцієнтів моделі розрахункова формула для визначення ефективного коефіцієнта дифузії в зоні змішаного закону тертя приймає вигляд

$$D_e = 1,29 \left(\frac{4Q}{\pi \cdot d} \right)^{1-0,112} \nu^{0,112}. \quad (2.41)$$

Порівнюємо між собою результати розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії, одержані за програмою DEZM і за формулою (2.39). Результати порівняння зводимо у табл. 2.4.

Таблиця 2.4.-

Порівняння результатів розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії для зони змішаного тертя, одержаних за програмою DEZM і за формулою (2.38)

Розрахункова в'язкість, сСт	Число Рейнольдса Re	Ефективний коефіцієнт дифузії за програмою DEZM, m^2/c	Ефективний коефіцієнт дифузії за формулою (2.39), m^2/c	Відносна похибка результатів, %
18	34200	0,240	0,234	-2,3
12	51300	0,226	0,224	-0,9
10	61560	0,220	0,219	-0,3
8	76950	0,214	0,214	0
5	123120	0,203	0,203	0
2	307800	0,188	0,183	-2,4

Як видно з табл.2.4, для діапазону розрахункової в'язкості послідовно транспортованих у діапазоні від 18 до 2 сСт відносна різниця результатів розрахунку не перевищує 3%. Це свідчить про можливість використання математичної моделі (2.41) для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у зоні змішаного тертя турбулентного режиму. При необхідності виконання уточнених розрахунків величини ефективного коефіцієнта дифузії перевагу слід віддавати використанню розробленої нами програми DEZM.

2.3. Експериментальна перевірка адекватності математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні різносортих нафт

З метою перевірки адекватності розроблених нами аналітичних моделей ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні різносортих нафт, нами були використані результати експериментальних досліджень закономірностей змішування рідин з різною в'язкістю, які були проведені Якимівим Й.В. [79] на кафедрі транспорту і зберігання нафти і газу Івано-Франківського інституту нафти і газу.

2.3.1. Експериментальна установка

Експериментальні дослідження проводились на лабораторній установці (рис. 2.7), яка складається з чотирьох резервуарів об'ємом по $0,2 \text{ м}^3$ кожний, в яких готуються і зберігаються рідини, що перекачуються. Обв'язка резервуарів виконана таким чином, що робочі рідини можуть відкачуватися з будь-якого резервуара, а також закачуватись в кожний з них. Перекачування рідин здійснюється по скляному трубопроводу, що стикується з трубопроводом із сталі. Довжина скляного трубопроводу з внутрішнім діаметром $0,057 \text{ м}$ дорівнює $79,9 \text{ м}$, а сталюого з внутрішнім діаметром $0,053 \text{ м}$ – $11,1 \text{ м}$. Перекачування рідин по замкнутому колу дозволяє збільшувати довжину шляху змішування рідин, що перекачуються послідовно в необхідну кількість разів. Для перекачування рідин використовувався насос 1,5К-6.

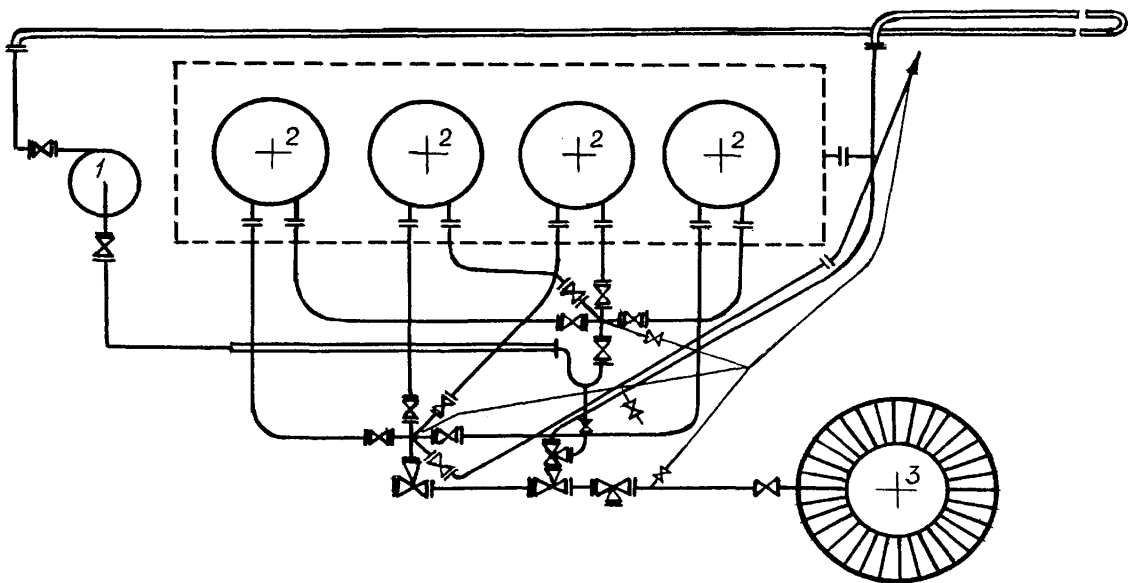


Рис.2.7. Схема лабораторної установки для експериментальних досліджень процесу сумішоутворення при послідовному перекачуванні рідин:

- 1 – насос 1,5К-6 ;
- 2 – ємності для приготування робочих рідин;
- 3 – карусель для приймання суміші.

Пробкові крани, передбачені на технологічних трубопроводах, що з'єднують резервуари з всмоктувальним патрубком насоса, дозволяють швидко змінювати рідини, що закачуються в трубопровід. Обв'язка резервуарів виконана так, що кількість технологічної суміші зводиться практично до нуля.

Суміш, яка утворюється при послідовному перекачуванні рідин, в кінці трубопроводу приймається в спеціальній пристрій – карусель. Карусель – це платформа, що обертається, на якій встановлено 48 металічних ємностей об'ємом по 6 л кожна. Привід каруселі здійснюється від електродвигуна через черв'ячний редуктор і клинопасову передачу.

Витрата робочих рідин у трубопроводі регулюється дроселюванням їх за допомогою засувки на нагнітальній лінії насоса. Для визначення витрати рідин служать п'єзометри, з'єднані з прокаліброваними резервуарами.

Таким чином, експериментальна установка повністю відповідає умовам і обмеженням, закладеним нами в математичну модель процесу і дозволяє моделювати процеси змішування рідин при їх послідовному перекачуванні в режимах, що спостерігаються на реальних трубопроводах, оскільки при її проектуванні витримані геометричні критерії подібності, а також основні критерії, що визначають процеси руху і турбулентного перемішування рідин – число Рейнольдса і дифузійний параметр Пекле.

Метою експериментальних досліджень було вивчення впливу різниці в'язкостей рідин, що перекачуються послідовно, на процес їх змішування. Для проведення експериментів вибиралися рідини, в'язкість яких близька до в'язкості нафтопродуктів, що послідовно перекачуються по промислових нафтопроводах. В якості таких рідин використовувалась вода і водний розчин карбоксиметилцелюлози.

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – це високомолекулярна речовина, натрієва сіль простого ефіра целюлози і глікоевої кислоти. В залежності від кількості КМЦ, що розчиняється в воді, можна отримати рідини різні в'язкості. Це було використано при приготуванні робочої рідини для проведення експериментів.

Для отримання залежності кінематичної в'язкості рідини від кількості КМЦ досліджувались розчини з концентрацією КМЦ, що дорівнює 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0 і 12,0 кг/м³. Зважування КМЦ проводилось на аналітичній вазі з точністю до 0,001 г. Особливістю водних розчинів КМЦ є те, що їх в'язкість з часом змінюється, тому приготування всіх розчинів проводилось протягом 7 днів при кімнатних умовах. За цей час при щоденному розмішуванні досягається повне розчинення КМЦ. Після цього замірювалась в'язкість розчину капілярним віскозиметром типу ВПЖ-1, ВПЖ-2 при температурах 20⁰С, 22⁰С і 25⁰С. Послідовне перекачування рідин на експериментальній установці проводилось при таких температурах. Термостатування розчинів на протязі 15 хвилин здійснювалося в водяній ванні. Необхідна температура в ванні підтримувалася постійною циркуляцією води. Температура вимірювалась термометром з точністю до 0,1⁰С. В'язкість кожного розчину вимірювалась двома віскозиметрами, що зменшувало похибку при її визначенні. На основі проведених досліджень побудовані графіки залежності кінематичної в'язкості розчинів від концентрації КМЦ при вищевказаних температурах (рис.2.8)

При визначенні в'язкості рідин з допомогою капілярних віскозиметрів заміри проводять не менше п'яти раз, при цьому враховуються чотири заміри, що відрізняються від середнього арифметичного не більше, ніж на 3%. Аналіз результатів експериментів показує, що при проведенні експериментів ця умова виконується. Таким чином, капілярні віскозиметри з вибраним діаметром капіляра можна використовувати для вимірювання в'язкості розчинів КМЦ. У всіх випадках відносна похибка вимірювання в'язкості не перевищувала 2% [79].

Реологічними дослідженнями, виконаними на віскозиметрі "Реотест-2", встановлено, що для розчинів з концентрацією КМЦ до 10 г/л, які використовувались при проведенні експериментів, початкове напруження зсуву дорівнює нулю, а рідина близька до ньютонівської [79].

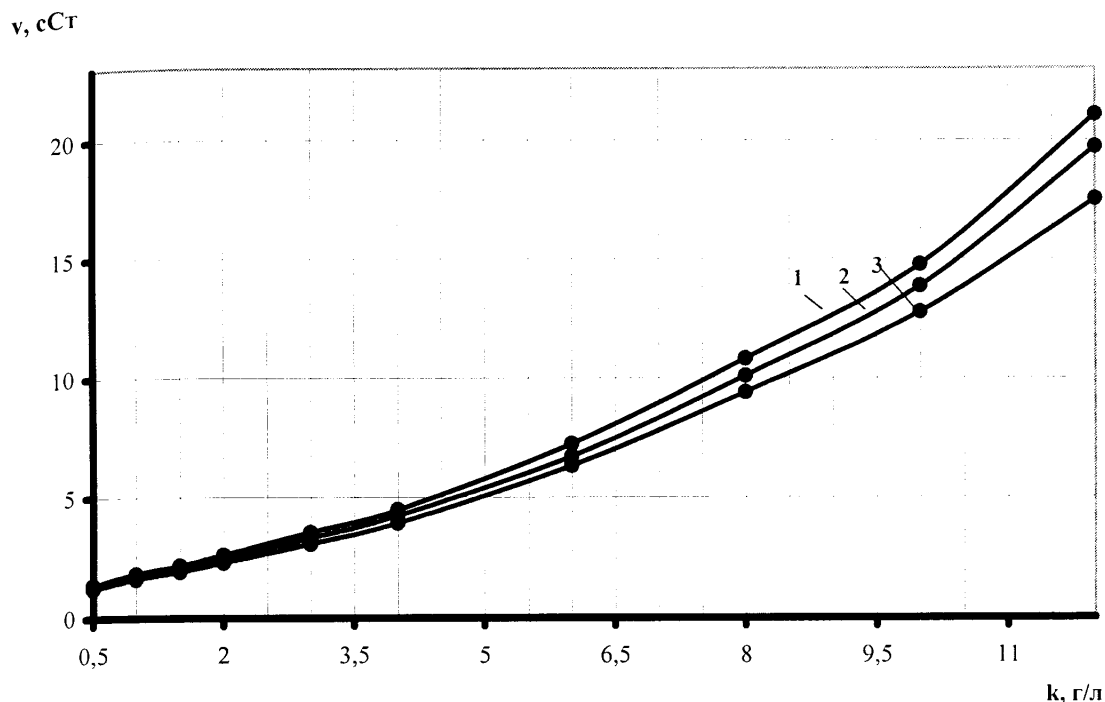


Рис.2.8. Залежність в'язкості розчину від концентрації КМЦ:

1- при температурі 20⁰С;

2- при температурі 22⁰С;

3- при температурі 25⁰С.

2.3.2. Методика проведення експериментів

При виконанні експериментів дотримувались такої послідовності операції. Готувались робочі рідини. При цьому за 7 днів до дня проведення експериментальних послідовних перекачувань визначена кількість КМЦ, необхідна для приготування рідини даної в'язкості розчинялась в посудинах об'ємом 10 л при кімнатній температурі. Розчини в посудинах періодично перемішувалися. За день до проведення експерименту готувалась робоча рідина потрібної в'язкості в одному з резервуарів експериментальної установки. Решта резервуарів заповнювалась водою з водопровідної мережі.

Перед закачуванням в трубопровід до одної з рідин (переважно в'язкого розчину) додається барвник для того, щоб в процесі перекачування можна було візуально спостерігати через прозору стінку скляного трубопроводу за сумішоутворенням рідин і за їх розташуванням в певний момент часу.

Трубопровід заповнювався малов'язкою рідиною (водою) і протягом деякого часу здійснювалось її перекачування по замкнутому колу. При цьому через пробовідбірний кран відбиралась проба води з трубопроводу, а проба в'язкої рідини - із резервуара. Вузол переключення кранів промивався в'язким розчином. За показами п'езометрів фіксувались рівні рідин у відповідних резервуарах.

Відкривалась засувка для скидання частини рідини в каналізацію. В той же час проводилося переключення кранів з метою припинення перекачування води по кільцю і забезпечення закачування в'язкого розчину в трубопровід. Початок і кінець закачування розчину в трубопровід фіксувались секундоміром з ціною поділки 0,2 с.

Після відкачування певного об'єму в'язкої рідини з резервуара переключались відповідні крани і знову відновлювалось перекачування по колу. Цим досягалась необхідна довжина шляху змішування досліджуваних рідин.

За показами п'езометра вимірювалась кількість відкачаного з резервуара в'язкого розчину. Швидкість перекачування рідини контролювалась також за допомогою секундоміра при візуальному спостереженні за рухом контакту рідин, що відрізняються за кольором.

За одну або дві хвилини до підходу зони суміші включалась карусель і проводилось переключення кранів і засувок, що забезпечує надходження утвореної суміші в бачки каруселі.

Капілярні віскозиметри типу ВПЖ-1 і ВПЖ-2 заповнювались відібраними пробами рідин, а також рідиною з посудин каруселі. Віскозиметри занурювались в водяну ванну, де відбувалось термостатування рідин при певній температурі. За даними чотирьох вимірювань визначалась в'язкість рідини. Крім того, в кожній посудині вимірювався об'єм рідини, прийнятої в неї, за допомогою

мірних циліндрів з ціною поділки 10 мл. Перед повторним використанням віскозиметри промивались спиртом, а потім рідиною, в'язкість якої необхідно вимірювати.

Для окремих дослідів паралельно з контролем по в'язкості проводився контроль по густині за допомогою денсиметрів. Результати порівняння обробки дослідів при двох способах контролю показують, що контроль по в'язкості є значно чутливішим в порівнянні з традиційним способом контролю по густині і дозволяє уловлювати навіть незначну домішку однієї рідини в іншій [79].

2.3.3. Обробка результатів експериментів

По знайдений в'язкості суміші у відповідній посудині за допомогою графіка (рис.2.8) визначався масовий вміст КМЦ в ній.

Будувався графік залежності концентрації розчину масового вмісту КМЦ у відібраній пробі, при чому початковий вміст КМЦ у в'язкому розчині в г/л приймався рівним 100%. З допомогою даного графіка по масовому вмісту КМЦ в пробі визначалась миттєва концентрація в'язкої рідини в суміші. Концентрація рідин, що перекачуються послідовно, знайдена таким чином, відрізнялась від концентрації, розрахованої за формулою Кандела-Монрое

$$k_b = \frac{v^{1/3} - v_a^{1/3}}{v_b^{1/3} - v_a^{1/3}}$$

не більше, ніж на 7% .

За отриманими даними будувались графіки залежності миттєвої концентрації в'язкої рідини від сумарного об'єму рідини в бачках, пропорційного довшині шляху змішування, $k = f(v)$ [79].

Перерахунок об'єму v в безрозмірний параметр z виконувався за формулою

$$z = \frac{1}{2} Pe_{\text{досл}}^{0,5} \frac{\nu}{\nu_{\text{тр}}},$$

де $Pe_{\text{досл}}$ - значення дифузійного параметра Пекле, отримане в результаті обробки дослідних даних.

Будувались графіки залежності миттєвої концентрації в'язкої рідини від величини параметра z . На кожний графік наносились всі дослідні точки, отримані при однаковому початковому масовому вмісті КМЦ в розчині для всіх поєднань швидкості і довжини зони змішування.

Визначалися похибки дослідних даних на графіках зміни концентрації рідин в залежності від параметра z . Для цього знаходили точність визначення миттєвої концентрації в'язкого компонента суміші і точність визначення дослідного значення параметра z . Точність визначення миттєвої концентрації в'язкого компонента суміші визначається точністю визначення в'язкості рідини в бачку $\delta k = \delta \nu$. Аналіз результатів вимірювань в'язкості робочих рідин з допомогою капілярних віскозиметрів показав, що гранична відносна похибка при вимірюванні в'язкості становить $\delta \nu = 2\%$, отже і $\delta k = 2\%$.

Параметр z визначається за формулою, в яку входить дослідне значення дифузійного параметра Пекле $Pe_{\text{досл}}$, сумарний об'єм рідини в бачках ν і об'єм трубопроводу $\nu_{\text{тр}}$.

Експериментальна установка змонтована з металічних і скляних труб, що мають різний внутрішній діаметр. Розрахунковий діаметр трубопроводу дорівнює 5,65 см [79].

Загальна довжина трубопроводу виміряна з точністю до 10 см, що відповідає відносній похибці $\delta l = 0,1\%$.

Відносна похибка при визначенні діаметра трубопроводу дорівнює

$$\delta d = \pm \frac{1}{2} \frac{1}{d^2 (l_m + l_c)} [d_m^2 l_m (2\delta d_m + \delta l_m) + d_c^2 l_c (2\delta d_c + \delta l_c)],$$

де d_m, d_c - внутрішній діаметр металічної і скляної труби відповідно, виміряний з точністю до 0,5 мм;

l_m, l_c - довжина металічної і скляної частини трубопроводу.

$$\delta d = \pm \frac{1}{2} \frac{1}{5,65^2 (1110 + 7990)} \times$$

$$\times \left[5,3^2 \cdot 1110 \left(2 \frac{0,5}{53} + \frac{10}{1110} \right) + 5,7^2 \cdot 7990 \left(2 \frac{0,5}{57} + \frac{10}{7990} \right) \right] 100 = \pm 0,3\%$$

Об'єм трубопроводу визначається за формулою $v_{mp} = \frac{\pi d^2}{4} l$, тому гранична відносна похибка при розрахунку об'єму трубопроводу складає

$$\delta v_{mp} = \pm (2\delta d + \delta l),$$

$$\delta v_{mp} = \pm (2 \cdot 0,3 + 0,1) = \pm 0,7\%.$$

Гранична відносна похибка при визначенні об'єму рідини в бачку

$$\delta v = \pm \frac{\Delta v}{v_{min}} 100,$$

$$\delta v = \pm \frac{20}{2000} 100 = \pm 1,0\%.$$

Дослідні значення ефективного коефіцієнта змішування визначалися за методом, що базується на визначенні кількості сторонніх рідин, що потрапляють в початкові рідини в результаті змішування при послідовному перекачуванні [52].

У випадку розділення суміші в перерізі, де $k_a = k_b = 50\%$ формула для визначення ефективного коефіцієнта дифузії має вигляд

$$De_{досл} = \pi \frac{v_{ср.кв.}^2}{v_{mp}} wL,$$

де

$$v_{\text{ср.кв.}}^2 = \frac{v_a^2 + v_b^2}{2},$$

v_a - кількість рідини, що рухається попереду, яка потрапляє в рідину, що рухається позаду;

v_b - кількість рідини, що рухається позаду, яка потрапляє в рідину, що рухається попереду.

$$v_a = \sum_{i=1}^n v_i k_{ai}, \quad v_b = \sum_{i=1}^n v_i k_{bi},$$

v_i - об'єм рідини в i -ому бачку;

k_i - концентрація одного з компонентів суміші в i -ому бачку.

Вважаємо, що похибки при визначенні об'ємів v_a і v_b однакові і дорівнюють приблизно

$$\delta v_n = \pm(\delta k + \delta v)$$

$$\delta v_n = \pm(2,0 + 1,0) = \pm 3,0 \%$$

Знайдемо похибку визначення середньоквадратичної суміші за формулою

$$\delta(v_{\text{ср.кв.}}^2) = \frac{2\delta v_a}{1 + \left(\frac{v_b}{v_a}\right)^2} + \frac{2\delta v_b}{1 + \left(\frac{v_a}{v_b}\right)^2}.$$

Оскільки $\delta v_a = \delta v_b$ і $v_a \approx v_b$, то формула набуває вигляду

$$\delta(v_{\text{ср.кв.}}^2) \approx \pm 2\delta v_n,$$

$$\delta(v_{\text{ср.кв.}}^2) \approx 2 \cdot 3,0 = 6\%.$$

В результаті калібрування резервуарів встановлено, що зміна рівня рідини в резервуарі на 1 см відповідає 2,5 л. Рівень рідини в п'єзометричних трубках замірявся з точністю до 1мм, тому відносна похибка при визначенні об'єму робочих рідин дорівнює

$$\delta v = \pm \frac{0,250}{200} 100 \approx \pm 0,1\%.$$

Гранична відносна похибка при визначенні витрати дорівнює

$$\delta Q = \pm(\delta v + \delta t),$$

$$\delta Q = \pm\left(0,1 + \frac{0,2}{20} 100\right) = 1,1\%$$

Гранична відносна похибка при визначенні швидкості дорівнює

$$\delta w = \pm(\delta Q + 2\delta d),$$

$$\delta w = \pm(1,1 + 2 \cdot 0,3) = 1,7\%.$$

Тоді гранична відносна похибка при визначенні дослідного значення ефективного коефіцієнта змішування може бути знайдена за формулою

$$\delta(De_{\text{досл}}) = \pm[\delta(v_{\text{ср.кв.}}^2) + 2\delta(v_{\text{тр}}) + \delta w + \delta l],$$

$$\delta(De_{\text{досл}}) = \pm(6 + 2 \cdot 0,7 + 1,7 + 0,1) = \pm 9,2\%.$$

Дослідні значення дифузійного параметра Пекле визначались за формулою

$$Pe_{\text{досл}} = \frac{v_{\text{тр}}^2}{\pi v_{\text{ср.кв.}}^2},$$

Гранична відносна похибка при визначенні дослідного значення параметра Пекле дорівнює

$$\delta Pe_{\text{досл}} = \pm[2\delta(v_{\text{ср.кв.}}^2) + 2\delta v_{\text{тр}}],$$

$$\delta Pe_{\text{досл}} = \pm[2 \cdot 6,0 + 2 \cdot 0,7] = \pm 13,4\%.$$

Гранична відносна похибка при визначенні дослідного параметра z визначається за формулою

$$\delta z = \pm(0,5\delta Pe_{\text{досл}} + \delta v + \delta v_{\text{тр}}),$$

$$\delta z = \pm(0,5 \cdot 13,4 + 1,0 + 0,7) = \pm 8,4\%.$$

Гранична відносна похибка при визначенні числа Рейнольдса визначається за формулою

$$\begin{aligned}\delta Re &= \pm(\delta Q + \delta d + \delta v), \\ \delta Re &= \pm(1,1 + 0,3 + 2,0) = \pm 3,4\%.\end{aligned}$$

Теоретичне значення ефективного коефіцієнта дифузії визначалось за формулою

$$De_T = 17,4v_{cp} Re^{2/3}.$$

Гранична відносна похибка при визначенні теоретичного значення ефективного коефіцієнта дифузії визначається за формулою

$$\begin{aligned}\delta De_T &= \pm\left(\delta v + \frac{2}{3}\delta Re\right), \\ \delta De_T &= \pm\left(2,0 + \frac{2}{3}3,4\right) = 4,3\%.\end{aligned}$$

Теоретичне значення дифузійного параметра Пекле визначалось за формулою

$$Pe = \frac{wL}{De_T}.$$

Гранична відносна похибка при визначенні теоретичного значення дифузійного параметра Пекле становить

$$\begin{aligned}\delta Pe &= \pm(\delta w + \delta l + \delta De_T), \\ \delta Pe &= \pm(1,7 + 0,1 + 4,3) = \pm 6,1\%.\end{aligned}$$

Аналіз отриманих результатів показав, що максимальна величина відхилення не перевищувала 8%, тобто знаходилася в межах точності вимірювань.

2.3.4. Порівняння значень ефективного коефіцієнта дифузії De , отриманих за методикою, запропонованою в даній роботі, та експериментальним методом

Для того, щоб визначити характер режиму руху рідини по трубопроводу експериментальної установки, визначимо перше перехідне число Рейнольдса за формулами (3.28), (3.29)

$$Re_1 = 59,5 \left(\frac{56,5}{2 \cdot 0,1} \right)^{\frac{8}{7}} = 37643,$$

$$Re_1 = 30860$$

Виходячи з отриманих значень, можна зробити висновок, що при проведенні експериментів перекачування рідин відбувалось в переважній кількості випадків при турбулентному режимі в зоні гідравлічно гладких труб. Тому, виконаємо розрахунки величини ефективного коефіцієнта дифузії за програмою DEGG, в якій реалізована методика визначення величини ефективного коефіцієнта дифузії для зони гідравлічно гладких труб турбулентного режиму, розроблена в попередньому підрозділі. Вихідними даними для розрахунків є внутрішній діаметр трубопроводу лабораторної установки, що дорівнює 0,0565 м, розрахункова в'язкість та швидкість перекачування, що є експериментальними даними [79].

Реінтерпретація результатів експериментальних досліджень, отриманих Й.В.Якимівим, з використанням розроблених в даній роботі методик і програмного забезпечення, демонструє задовільне збігання отриманих нами розрахункових значень ефективного коефіцієнта дифузії з експериментальними з відносною похибкою в межах до 20% (табл. 2.5). Крім того, розглянувши дані табл.2.5., можна помітити, що при дуже близьких значеннях числа Рейнольдса 19228 і 19404 експериментально визначені величини ефективного коефіцієнта дифузії досить сильно відрізняються і відповідно становлять $0,06101 \text{ м}^2/\text{с}$ і

0,07602 м²/с, в той час як величини De , розраховані аналітично при цих самих значеннях числа Рейнольдса, дорівнюють відповідно 0,05898 м²/с і 0,06085 м²/с.

Таблиця 2.5 –
Порівняння значень ефективного коефіцієнта дифузії De , отриманих за програмою DEGG та експериментальним методом

Розрахункова в'язкість, сСт	Швидкість, м/с	Число Рейнольдса	Ефективний коефіцієнт дифузії De за програмою DEGG	Ефективний коефіцієнт дифузії De за дослідями Й.В.Якиміва	Відносна різниця результатів, %
1,614	0,622	21774	0,03551	0,03153	-12,6
2,174	0,622	16165	0,04541	0,04849	6,4
2,418	0,794	18553	0,04752	0,05060	6,1
2,469	1,032	23616	0,04200	0,05075	17,2
3,176	0,648	11528	0,07306	0,06193	-17,9
3,286	0,861	14804	0,07085	0,06714	-5,5
3,056	1,04	19228	0,05898	0,06101	3,3
3,168	1,088	19404	0,06085	0,07602	19,9
3,028	1,119	20880	0,05581	0,05708	2,2
4,397	1,026	13184	0,09813	0,09998	1,9
3,497	1,137	18370	0,06906	0,06944	0,5

Проведений аналіз свідчить про задовільну адекватність запропонованих нами математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії і можливості їх використання при розрахунках технологічних параметрів послідовного перекачування різносортних нафт на магістральних нафтопроводах.

2.4. Визначення кількості циклів і необхідної резервуарної ємності при послідовному перекачуванні нафт різних сортів

Як вказувалось вище, для реалізації послідовного перекачування нафт різних сортів необхідно вміти визначити кількість циклів і мінімально необхідний об'єм резервуарної ємності на головній нафтоперекачувальній станції (ГНПС), пунктах шляхового відбору чи підкачування нафти і кінцевому пункті трубопроводу. Вказані параметри відносяться до основних технологічних показників

і безпосередньо пов'язані з інтенсивністю сумішоутворення та гідравлічним режимом перекачування нафт різних сортів.

Сучасні нафтопровідні системи часто мають складну гідравлічну структуру, тобто, включають двониткові ділянки, лупінги, вставки іншого діаметра, місця шляхового підкачування чи відбору нафти. Це ускладнює питання визначення необхідної циклічності та резервуарної ємності при реалізації технології послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей.

Особливістю роботи вітчизняних нафтопроводів на даний час є їх неповне завантаження. Це пояснюється значним зменшенням обсягів поставок нафти російських родовищ на нафтопереробні заводи і деяким скороченням обсягів транзиту нафти через територію України. Крім того, має місце значна нерівномірність надходження нафти на ГНПС і труднощі формування партій нафт, особливо, нафти українських родовищ. При реалізації послідовного перекачування робота нафтопроводу з малою подачею неможлива, бо під час такої експлуатації не будуть виконуватися технологічні вимоги підтримання мінімально допустимих швидкостей руху рідини у трубопроводі. Це призведе до недопустимого сумішоутворення послідовно транспортованих нафт і часткової втрати їх якості.

Результати досліджень свідчать, що у таких умовах доцільно перейти від безперервного режиму перекачування нафт до циклічної експлуатації нафтопроводу. Описана ситуація має місце на нафтопроводах Гнідинці-Глинсько-Розбишевська, Глинсько-Розбишевська - Мала Павлівка, Глинсько-Розбишевська-Кременчук, які призначені для транспортування кількох сортів нафт українських родовищ.

На сьогоднішній день на кожній ГНПС, кінцевому пункті, шляхових пунктах підкачування чи відбору нафти експлуатуються резервуари певної місткості. Спорудження додаткових резервуарів вимагає значних капіталовкладень, тому є актуальним питання найбільш ефективного використання наявної резервуарної ємності. Тим більше, що при реалізації послідовного перекачування

нафт різних сортів резервуари виконують додаткову функцію – служать для розкладання суміші, яка утворилась у зонах контакту різносортих рідин.

Таким чином, виникає завдання оптимізації режимів послідовного перекачування нафт у трубопроводі складної структури у разі їх неповного завантаження та наявності певних об'ємів резервуарної ємності.

Спочатку розглянемо випадок послідовного перекачування двох сортів нафт (рис.2.9).

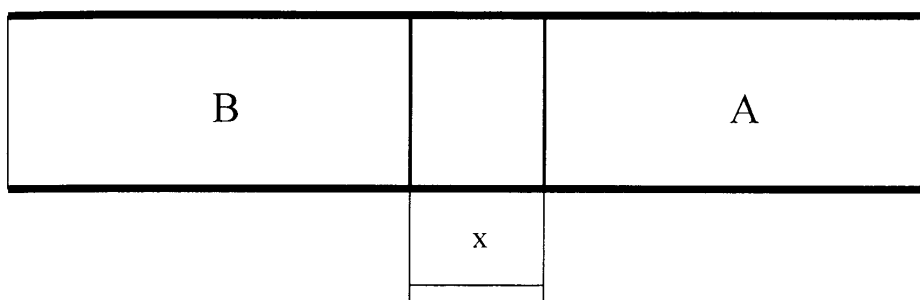


Рис. 2.9. Схема послідовного перекачування двох сортів нафти

Пропонується така технологія циклічної роботи нафтопроводу при його неповному завантаженні. Протягом періоду формування мінімально допустимих партій нафт перекачування не відбувається. Вся трубопровідна система заповнена нафтою гіршої якості, відповідно меншої вартості, частка якої у загальному обсязі транспортування більша (надалі нафта *A*). Об'єм нафти *A*, який знаходиться у складному трубопроводі у загальному випадку становить

$$V_{mp_a} = V_{mp_m} + V_{mp_e} , \quad (2.42)$$

де V_{mp_m} - геометричний об'єм внутрішньої порожнини магістралі;

$$V_{mp_m} = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} l_i , \quad (2.43)$$

V_{mp_e} - геометричний об'єм внутрішньої порожнини відводів;

$$V_{mp_e} = \sum_{i=1}^{n_e} \frac{\pi \cdot d_{ei}^2}{4} l_{ei} , \quad (2.44)$$

d_i, d_{vi} - внутрішній діаметр i -ої ділянки нафтопроводу та i -ого відводу відповідно, при наявності на ділянці лупінгів чи вставок у всі розрахункові формули підставляється еквівалентний діаметр;

l_i, l_{vi} - довжина i -ої ділянки нафтопроводу та i -ого відводу відповідно;

n - кількість ділянок магістралі нафтопроводу з різними геометричними та режимними параметрами.

Для реалізації запропонованої технології послідовного перекачування необхідно, щоб загальний об'єм резервуарів, призначених для зберігання нафти A був не менший за загальну місткість трубопровідної системи.

Цикл перекачування розпочинається з закачування у трубопровід партії нафти A , об'єм якої дорівнює різниці об'єму резервуарів для зберігання цієї нафти і загальної місткості трубопровідної системи. Далі у трубопровід починають закачувати партію іншого сорту нафти (нафти B), об'єм якої дорівнює загальній місткості резервуарів, призначених для зберігання цієї нафти. Послідовне перекачування нафт проводиться при максимально можливих швидкостях, при цьому реалізуються оптимальні режими роботи, які відповідають мінімальним витратам електроенергії на транспортування нафти. Після завершення перекачування партії нафти B трубопровідна система заповнюється нафтою A і процес перекачування припиняється.

Суміш, яка утворюється у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів, у кінці нафтопроводу розподіляється у резервуари з товарними нафтами за рахунок запасу їх якості. Тому об'єм резервуарів на кінцевому пункті для зберігання кожного сорту нафти повинен бути достатнім для розкладання суміші у найнесприятливішому з точки зору сумішоутворення режимі перекачування. Це режим роботи нафтопроводу з мінімальними витратами нафти.

Вважаємо, що вся технічно справна резервуарна місткість резервуарів кінцевого пункту буде використовуватись для розкладання суміші нафт. Повне використання резервуарів можливе лише за умови, коли об'єм їх по кожній нафті

пропорційний плановому річному обсягу перекачування. Якщо вказана умова не виконується, то доцільно змінити функціональне призначення деяких резервуарів і домогтись виконання умови

$$\frac{V_{pak}}{V_{pbk}} = \frac{Q_{ak}}{Q_{bk}}, \quad (2.45)$$

де V_{pak}, V_{pbk} - об'єм резервуарів на кінцевому пункті нафтопроводу для зберігання нафти A і B відповідно;

Q_{ak}, Q_{bk} - плановий річний об'єм надходження у кінець трубопроводу нафти A і B відповідно.

За аналогією з нафтопродуктопроводами [75,86,87], для складної нафтопровідної системи мінімальний об'єм резервуарів для розкладання двокомпонентної суміші нафт можна знайти за формулами

$$V_{pak_{min}} = 2 \frac{\Delta_3}{K_{ba}} \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} \theta(Z), \quad (2.46)$$

$$V_{pbk_{min}} = 2 \frac{\Delta_3}{K_{ab}} \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} \theta(-Z), \quad (2.47)$$

де Δ_3 - коефіцієнт зведення параметрів ділянок магістралі нафтопроводу до параметрів першої ділянки: діаметра d_1 , витрати Q_1 і довжини l_1

$$\Delta_3 = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^n \left(\frac{d_i}{d_1} \right)^{5+\chi} \left(\frac{Q_i}{Q_1} \right)^\chi \left(\frac{l_i}{l_1} \right)}, \quad (2.48)$$

χ - коефіцієнт математичної моделі для ефективного коефіцієнта дифузії, величина якого залежить від режиму руху рідини; конкретні значення зазначеного коефіцієнта для послідовного перекачування нафт різних сортів у зоні гідравлічно гладких труб і зоні змішаного тертя одержані нами у попередніх підрозділах роботи: для зони гідравлічно гладких труб $\chi = 0,75$ (формула (2.22)), для зони змішаного закону тертя $\chi = 0,112$ (формула (2.41));

$\theta(Z)$ - функція аргументу Z , який визначає миттєву концентрацію, при якій суміш розподіляється на дві частини.

Всі інші позначення наведені у розділі 1.

у результаті спільного розв'язування рівнянь (2.45)-(2.47) одержуємо аналітичний вираз для знаходження оптимального значення параметра Z

$$\frac{\theta(Z)}{\theta(-Z)} = \frac{Q_{ak} K_{ba}}{Q_{bk} K_{ab}}. \quad (2.49)$$

Рівняння (2.49) розв'язується методом послідовних наближень, який реалізується на ПЕОМ.

Порівнюємо одержані значення з наявним об'ємом резервуарів кінцевого пункту для кожної нафти. Якщо наявний об'єм резервуарів менший за мінімально допустимий, то послідовне перекачувальне неможливе без часткової втрати якості транспортованих нафт.

Об'єми резервуарів на кінцевому пункті нафтопроводу можуть бути виражені через об'єм добової реалізації кожної нафти і максимально допустиму тривалість перерви надходження кожного сорту нафти між циклами роботи трубопроводу

$$V_{pak} = \frac{Q_{ak}}{365} \tau_{a_{max}} \varphi_k, \quad (2.50)$$

$$V_{pbk} = \frac{Q_{bk}}{365} \tau_{b_{max}} \varphi_k, \quad (2.51)$$

де $\tau_{a_{max}}, \tau_{b_{max}}$ - максимально можлива тривалість перерви надходження нафти A і B відповідно на кінцевий пункт трубопроводу;

φ_k - коефіцієнт нерівномірності роботи системи відвантаження нафт на кінцевому пункті нафтопроводу.

Використовуючи рівняння (2.50) і (2.51), знаходимо максимальну тривалість перерви надходження нафт A і B протягом циклу за умови використання наявної резервуарної ємності кінцевого пункту та безперебійності нафтопостачання

$$\tau_{a_{max}} = \frac{365V_{pak}}{Q_{ak}\varphi_k}, \quad (2.52)$$

$$\tau_{b_{max}} = \frac{365V_{pbk}}{Q_{bk}\varphi_k}. \quad (2.53)$$

Максимальну кількість циклів послідовного перекачування знаходимо із умови виконання планів поставки кожного сорту нафти споживачу в нафтопроводу

$$\zeta = \frac{Q_{ak}}{V_{pak}} = \frac{Q_{bk}}{V_{pbk}}. \quad (2.54)$$

Тривалість одного періоду експлуатації, який включає період накопичення нафти у резервуарах ГНПС і період їх послідовного перекачування по нафтопроводу дорівнює

$$T = \frac{350}{\zeta}, \quad (2.55)$$

де 350 – планова кількість робочих днів нафтопроводу.

При наявності на трасі трубопроводу шляхових відборів нафти на нафтопроводі можна здійснити ряд варіантів роботи, які відрізняються схемою роботи відводів. Вважаємо, що протягом циклу реалізується множина всіх технологічно можливих варіантів N_g роботи нафтопроводу. Тривалість перекачування нафти для кожного із наявної множини варіантів можна визначити із умови забезпечення плану поставки нафт споживачу кінцевого пункту

$$\sum_{j=1}^{N_g} Q_{k_{aj}} \tau_{aj} = \frac{Q_{ak}}{\zeta} = V_{pak}, \quad (2.56)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} Q_{k_{bj}} \tau_{bj} = \frac{Q_{bk}}{\zeta} = V_{pbk}, \quad (2.57)$$

де $Q_{k_{aj}}, Q_{k_{bj}}$ - витрати нафт A і B відповідно на кінцевій ділянці нафтопроводу при j -ому варіанті роботи;

τ_{aj}, τ_{bj} - тривалість перекачування нафти A і B відповідно при j -ому варіанті роботи нафтопроводу.

Записуємо рівняння, які зв'язують наявний об'єм резервуарів у кінці i -ого відводу з тривалістю реалізації різних варіантів роботи нафтопроводу

$$\sum_{j=1}^{N_i} q_{i_{aj}} \tau_{aj} = \frac{Q_{ia}}{\zeta} = V_{pai}, \quad (2.58)$$

$$\sum_{j=1}^{N_i} q_{ibj} \tau_{bj} = \frac{Q_{ib}}{C} = V_{pbi}, \quad (2.59)$$

де N_g - кількість варіантів роботи нафтопроводу, які забезпечують подавання нафти по i -ому відводу;

q_{iaj}, q_{ibj} - витрата нафти A і B відповідно в i -ому відводі при реалізації j -ого варіанта роботи нафтопроводу;

Q_{ia}, Q_{ib} - річний об'єм реалізації нафти A і B у кінці j -ого відводу.

При кількості відводів до двох включно, що має місце на магістральних нафтопроводах, кількість рівнянь вигляду (2.56)-(2.59) збігається з кількістю невідомих. Така система може мати один розв'язок або зовсім не мати розв'язку.

Загальна тривалість перекачування кожного сорту нафти за цикл становить

$$\tau_a = \sum_{j=1}^{N_g} \tau_{aj}, \quad \tau_b = \sum_{j=1}^{N_g} \tau_{bj}. \quad (2.60)$$

Об'єм резервуарної ємності на ГНПС для забезпечення надійності нафтопостачання і створення гарантій збереження якості всіх сортів нафти

$$V_{pan} = V_{pak} + \sum_{i=1}^{n_g} V_{pai}, \quad (2.61)$$

$$V_{pbn} = V_{pbk} + \sum_{i=1}^{n_g} V_{pbi}. \quad (2.62)$$

Одержані значення резервуарної місткості ГНПС порівнюємо з наявною місткістю. При цьому також передбачаємо зміну функціонального призначення деяких резервуарів з метою досягнення виконання такої умови

$$\frac{V_{pan}}{V_{pbn}} = \frac{Q_a}{Q_b}, \quad (2.63)$$

де Q_a, Q_b - річний обсяг відкачування нафти A і B відповідно з ГНПС.

Якщо наявні об'єми резервуарів ГНПС V_{pan}^H, V_{pbn}^H менші за розраховані за формулами (2.61) і (2.62), то необхідно скоригувати параметри циклічного послідовного перекачування нафт. Розраховуємо значення коригуючого коефіцієнта за умовою

$$k_k = \frac{V_{pan}^H}{V_{pan}} = \frac{V_{pbn}^H}{V_{pbn}} . \quad (2.64)$$

Після цього коригуємо у менший бік тривалість перекачування кожного сорту нафти протягом циклу

$$\tau'_a = k_k \tau_a, \quad \tau'_b = k_k \tau_b. \quad (2.65)$$

Далі уточнюємо тривалість одного циклу послідовного перекачування нафт τ_y і періоду зупинки трубопроводу, коли йде процес формування партій нафт

$$\tau_y = \tau'_a + \tau'_b, \quad (2.66)$$

$$\tau_z = T - \tau_y$$

Поширимо викладену вище методику на випадок послідовного перекачування трьох сортів нафти. Послідовність закачування партій нафти у нафтопровід наведена на рис.2.10. Вказана послідовність закачування доцільна у тому випадку, якщо нафта *B* за властивостями ближча до нафти *A*, ніж нафта *C*.

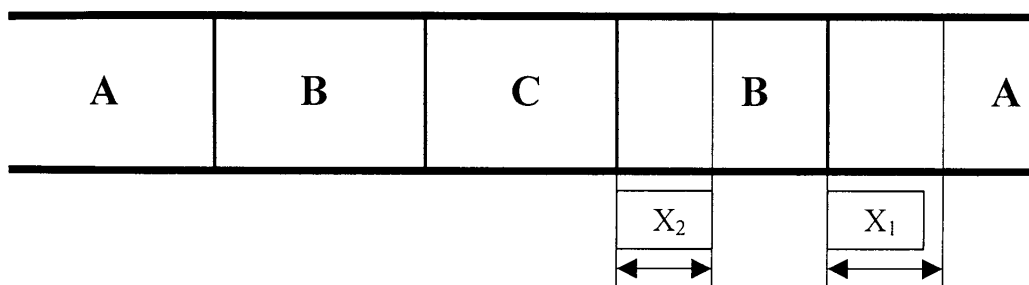


Рис.2.10. Схема послідовного перекачування трьох сортів нафти

Вважаємо, що послідовне перекачування нафт протягом року ведеться однаковими партіями і частки нафт *A, B* і *C* у загальному об'ємі перекачування складає відповідно $\alpha_a, \alpha_b, \alpha_c$. Загальний об'єм нафти, транспортований по трубопроводу протягом циклу, складає

$$V = \frac{V_{na}}{\alpha_a} = \frac{V_{nb}}{\alpha_b} = \frac{V_{nc}}{\alpha_c}, \quad (2.67)$$

Рівняння (2.67) можна записати у наступному вигляді

$$\frac{V_{na}}{V_{nb}} = \frac{\alpha_a}{\alpha_b}, \quad \frac{V_{nc}}{V_{nb}} = \frac{\alpha_c}{\alpha_b}. \quad (2.68)$$

Як видно з рис. 2.10, нафта A у процесі руху по трубопроводу контактує з двох сторін з нафтою B . Тому половина партії нафти A піде на виправлення суміші у першому контакті і половина - у другому. Тому для половини об'єму партії нафти A можна записати

$$\frac{1}{2}V_{na} = \frac{V_{bl}}{K_{ba}} + V_a - V_{bl}, \quad (2.69)$$

де V_{bl} - об'єм нафти B , який попадає як домішка у резервуари з нафтою A у випадку розділення суміші у перерізі x_1 ;

V_a - об'єм нафти A , який поступає у складі суміші у резервуари з нафтою B .

Нафта B у процесі руху з однієї сторони контактує з нафтою A , з іншої - з нафтою C . Тому можна записати наступний вираз

$$V_{nb} = \frac{V_a}{K_{ab}} + V_{bl} - V_a + \frac{V_c}{K_{cb}} + V_{b2} - V_c, \quad (2.70)$$

де V_{b2} - об'єм нафти B , який попадає як домішка у резервуари з нафтою C у випадку розділення суміші у перерізі x_2 ;

V_c - об'єм нафти C , який поступає у складі суміші у резервуари з нафтою B ;

K_{cb} - допустима концентрація нафти C у нафті B .

Партія нафти C з двох сторін контактує з продуктом B , тому можна записати

$$\frac{1}{2}V_{nc} = \frac{V_{b2}}{K_{bc}} + V_c - V_{b2}, \quad (2.71)$$

де K_{bc} - допустима концентрація нафти B у нафті C .

Після підстановки виразів (2.69)-(2.71) у рівняння (2.68) і з врахуванням розгорнутих аналітичних виразів для об'ємів сторонніх рідин [75,86,87], нехтуючи об'ємом суміші, об'єм якої значно менший за об'єм партій транспортаних нафт, одержуємо наступну систему рівнянь

$$\frac{\frac{2}{K_{ba}} \theta(Z_1)}{\frac{\theta(-Z_1)}{K_{ab}} + \gamma \frac{\theta(Z_2)}{K_{cb}}} = \frac{\alpha_a}{\alpha_b}, \quad (2.72)$$

$$\frac{\gamma^2 K_{bc} \theta(-Z_2)}{\theta(-Z_1) + \gamma \frac{\theta(Z_2)}{K_{cb}}} = \frac{\alpha_c}{\alpha_b}, \quad (2.73)$$

де Z_1, Z_2 - аргументи функції $\theta(Z)$, значення яких залежить від технології розділення суміші

$$Z_1 = \frac{1}{2\beta_3} Pe_1^{0,5} \frac{x_1}{L}, \quad Z_2 = \frac{1}{2\beta_3} Pe_2^{0,5} \frac{x_2}{L}, \quad (2.74)$$

$$\gamma = \frac{Pe_{lab}^{0,5}}{Pe_{lbc}^{0,5}}, \quad (2.75)$$

Pe_{lab}, Pe_{lbc} - дифузійний параметр Пекле для умов першої ділянки нафтопроводу, обчислений за в'язкістю 50 %-ої суміші нафт A і B та B і C відповідно;

β_3 - коефіцієнт зведення параметрів Z_c і Z до параметрів першої ділянки складного за структурою нафтопроводу

$$\beta_3 = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^n \left(\frac{d_i}{d_1} \right)^{\chi+1} \left(\frac{Q_i}{Q_1} \right)^{\chi} \left(\frac{l_i}{l_1} \right)}. \quad (2.76)$$

L - довжина магістралі нафтопроводу.

Система трансцендентних рівнянь розв'язується методом послідовних наближень за допомогою ПЕОМ. Далі для випадку послідовного перекачування трьох сортів нафти можна запастися виразами, аналогічні формулам (2.50)-(2.66). Кількість циклів для наведеної на рис. 2.9 технології послідовного перекачування трьох сортів нафти визначається за формулою

$$\Pi = \frac{Q_p}{V_{na} + 2V_{nb} + V_{nc}}, \quad (2.77)$$

де Q_p - річний обсяг надходження нафти на кінцевий пункт нафтопроводу.

Дана методика легко може бути поширена на випадок послідовного перекачування довільної кількості партій різносортних нафт, а також на випадки послідовного перекачування двох сортів нафти з роздільними пробками з інших сортів нафт або з раніше утвореної суміші.

2.5. Розрахунок параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів з рідинним роздільником

У практиці експлуатації магістральних нафтопроводів може виникнути необхідність послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. Такі нафти будуть характеризуватися малими значеннями допустимих концентрацій, що ускладнює процес розкладання суміші у резервуари на кінцевому пункті трубопроводу. Така ситуація виникає, наприклад, при послідовному перекачуванні двох сортів нафт, одна з яких практично не містить сполук сірки, а друга має значний їх вміст. Такі сорти нафти вимагають різних технологій переробки, що накладає додаткові вимоги до збереження їх якості у процесі транспортування.

У процесі послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею властивостей і відповідно малими допустимими концентраціями наявний об'єм резервуарної ємності на кінцевому пункті може виявитися недостатнім для розкладання суміші, що може призвести до часткової втрати якості товарної нафти. Щоб не допустити цього, треба розширити резервуарний парк кінцевого пункту, що вимагає значних капітальних вкладень, або, за аналогією з послідовним перекачуванням світлих нафтопродуктів, застосувати технологію послідовного перекачування нафт з рідинними роздільниками.

Рідинним роздільником може бути третій сорт нафти, який за властивостями близький до першого і другого сорту нафти. Для умов магістральних нафтопроводів України як рідинний роздільник можна використовувати нафту одного з вітчизняних родовищ, яка видобувається у невеликій кількості, що ускладнює формування її окремої партії.

Нехай при послідовному перекачуванні нафт A і B у контакт між ними закачується роздільник з нафти C довжиною l_c у момент закачування (рис. 2.11)

Відомі фізичні властивості кожного сорту нафти, геометричні параметри нафтопроводу та режимні характеристики процесу послідовного перекачування. Задані об'єми резервуарної ємності у кінці трубопроводу.

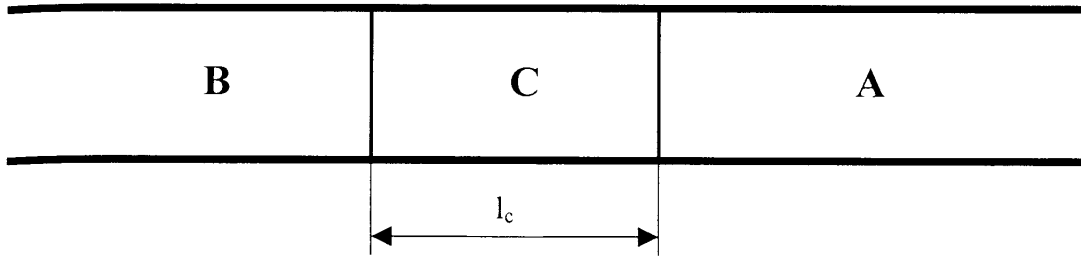


Рис.2.11. Схема послідовного перекачування нафт А і В з рідинним роздільником з нафти С.

Необхідно визначити об'єм роздільника із нафти С і миттєву концентрацію, при якій необхідно розділити трикомпонентну суміш, щоб добитись її повного виправлення у наявній резервуарній ємності кінцевого пункту. При цьому ставимо додаткову умову – процес розкладення суміші не супроводжується збитками від пересортування різних сортів нафти.

Поставлена вище задача є техніко-економічною, так як пов'язує між собою не тільки низку технологічних параметрів, але і економічний показник – вартість різних сортів нафти.

Об'єм резервуарної ємності, необхідний для виправлення трикомпонентної суміші у кінці складного за структурою трубопроводу, виражаємо через об'єми сторонніх нафт, що надходять у резервуари за один контакт:

– для нафти А

$$V_{pak} = \Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_l^{0,5}} \left(\frac{V_b^a}{K_{ba}} + \frac{V_c^a}{K_{ca}} \right), \quad (2.78)$$

– для нафти В

$$V_{pbk} = \Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_l^{0,5}} \left(\frac{V_a^b}{K_{ab}} + \frac{V_c^b}{K_{cb}} \right), \quad (2.79)$$

де V_b^a, V_c^a - об'єми нафти В і С відповідно, які надходять разом зі сумішшю у резервуари з нафтою А;

V_a^b, V_c^b - об'єми нафти A і C відповідно, які надходять разом зі сумішшю у резервуари з нафтою B .

Після підстановки у формули (2.78) і (2.79) розгорнутих виразів для об'ємів сторонніх рідин, що надходять у резервуари з товарними нафтами у процесі розкладання трикомпонентної суміші [38,54-56,73,76,77,86], одержуємо

$$V_{pak} = \Delta_3 \frac{V_{mpl}}{Pe_l^{0,5}} \left[\frac{\theta(Z_c + Z)}{K_{ba}} + \frac{\theta(Z) + \theta(Z_c + Z)}{K_{ca}} \right], \quad (2.80)$$

$$V_{pbk} = \Delta_3 \frac{V_{mpl}}{Pe_l^{0,5}} \left[\frac{\theta(-Z)}{K_{ab}} + \frac{\theta(-Z_c - Z) - \theta(-Z)}{K_{cb}} \right], \quad (2.81)$$

де Z_c - параметр, значення якого залежить від довжини (об'єму) рідинного роздільника з нафти C ,

$$Z_c = \frac{l}{2\beta_3} Pe_l^{0,5} \frac{l_c}{l_1}, \quad (2.82)$$

Z - параметр, значення якого залежить від варіанта розділення трикомпонентної суміші (віддалі перерізу розділення від початку рухомої системи координат x)

$$Z = \frac{l}{2\beta_3} Pe_l^{0,5} \frac{x}{l_1}. \quad (2.83)$$

Процес розкладання суміші пов'язаний з пересортуванням нафт і зміною вартісних показників продукту, що підлягає реалізації. Якщо дорожча нафта разом із сумішшю, як домішка, надходить у резервуари з дешевшою нафтою, то після реалізації будуть мати місце збитки. Якщо дешевша нафта надходить у резервуари з дорожчою нафтою, то після реалізації буде мати місце "прибуток". Однак "прибуток" є фіктивний, він появляється за рахунок зниження якості нафти. Тому при послідовному перекачуванні нафт різних сортів, як і при перекачуванні світлих нафтопродуктів, оптимальним будемо вважати такий варіант розкладання суміші, який відповідає нульовим збиткам від пересортування.

Аналітичний вираз для зміни вартісних показників транспортованих рідин у процесі розкладання трикомпонентної суміші з використанням формул (2.82) і (2.83) приймає наступний вигляд

$$3 = \Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} \{ \theta(-Z)(S_a - S_b) + [\theta(-Z_c - Z) - \theta(-Z)](S_c - S_b) + \theta(Z_c + Z)(S_b - S_a) + [\theta(Z) - \theta(Z_c + Z)](S_c - S_a) \}, \quad (2.84)$$

де S_a, S_b, S_c - вартість одиниці об'єму нафти A, B і C відповідно.

Враховуючи, що $\theta(-Z) = \theta(Z) + 2Z$ і $\theta(-Z_c - Z) = \theta(Z_c + Z) + 2(Z_c + Z)$, після математичних перетворень можна одержати наступне рівняння для зміни вартості транспортованих нафт за одне контактування [38,54-56,73,76,77,86]

$$3 = 2\Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} [Z_c(S_c - S_b) + Z(S_a - S_b)]. \quad (2.85)$$

Із рівняння (2.85) можна знайти співвідношення між параметрами Z_c і Z , яке забезпечує відсутність збитків від пересортування нафт

$$Z_c = -Z \frac{S_a - S_b}{S_c - S_b} = -\mu Z, \quad (2.86)$$

де

$$\mu = \frac{S_a - S_b}{S_c - S_b}. \quad (2.87)$$

Формули (2.80) і (2.81) для необхідних об'ємів резервуарної ємності у кінці нафтопроводу з врахуванням співвідношення (2.86) приймають вигляд

$$V_{pak} = \Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} \left\{ \frac{\theta[Z(1-\mu)]}{K_{ba}} + \frac{\theta(Z) - \theta[Z(1-\mu)]}{K_{ca}} \right\}, \quad (2.88)$$

$$V_{pbk} = \Delta_3 \frac{V_{mp1}}{Pe_1^{0,5}} \left\{ \frac{\theta(-Z)}{K_{ab}} + \frac{\theta[-Z(1-\mu)] - \theta(-Z)}{K_{cb}} \right\}. \quad (2.89)$$

Об'єми резервуарної ємності для кожної нафти на кінцевому пункті повинні бути пропорційні річним обсягам її перекачування. Це дозволяє виконати оптимізацію об'єму роздільника і варіанта розкладання суміші для будь-якої з транспортованих нафт. Прирівнюємо праву частину рівняння (2.88) з наявним об'ємом резервуарної ємності

$$V_{pak}^n = \Delta_3 \frac{V_{mpl}}{Pe_l^{0,5}} \left\{ \frac{\theta[Z(1-\mu)]}{K_{ba}} + \frac{\theta(Z) - \theta[Z(1-\mu)]}{K_{ca}} \right\}. \quad (2.90)$$

У результаті одержуємо рівняння відносно невідомого параметра Z . Розв'язавши його методом послідовних наближень за допомогою ПЕОМ, можна визначити величину параметра Z_o , який визначає оптимальний варіант розкладання трикомпонентної суміші. Далі за формулою (2.86) можна знайти значення параметра Z_c і обчислити необхідний об'єм роздільника з нафти C

$$V_c = 2\beta_3 Z_c \frac{V_{mpl}}{Pe_l^{0,5}}. \quad (2.91)$$

Таким чином, при закачуванні між партіями нафти A і B роздільника із нафти C об'ємом V_c відповідно до формули (2.91) і розділенні трикомпонентної суміші у перерізі, що відповідає значенню параметра Z_o , на кінцевому пункті буде забезпечено повне розкладання суміші при відсутності збитків під пересортування нафт.

Такі розрахунки були виконані за допомогою оригінальної програми ROZD.PAS (додаток Ж) для розробки технології послідовного перекачування чернігівської і охтирської нафти з роздільником з полтавської нафти на ділянці нафтопроводу Глинсько-Розбишевська – Кременчук.

Розрахунки показали, що при швидкості перекачування $w = 1,2$ м/с для ділянки Глинсько-Розбишевська – Кременчук параметр $z_0 = -0,4922$, а необхідний об'єм роздільника з полтавської нафти становить 98 м^3 . Застосування рідинного роздільника дає можливість економії необхідної резервуарної місткості на 13000 м^3 , що відповідає економії капітальних затрат на спорудження резервуарів в $5,2$ млн.грн.

2.6. Розрахунок сумішоутворення нафт при їх послідовному перекачуванні на самопливних ділянках трубопроводу

Ряд вітчизняних нафтопроводів характеризується пересіченим рельєфом траси. У процесі експлуатації таких трубопроводів, особливо при роботі на НПС не трьох послідовно включених насосів, як це передбачено проектом, а лише одного насоса, може появлятися перевальна точка і ділянки з самопливним рухом нафти. Зазначені особливості течії нафти впливають як на гідравлічний режим руху нафти, так і на особливості сумішоутворення нафт різних сортів при їх послідовному перекачуванні. Для врахування впливу наявності перевальної точки на гідравлічний опір нафтопроводу вводиться поняття розрахункової довжини як віддалі від початку трубопроводу до перевальної точки. Вплив самопливних ділянок на параметри сумішоутворення послідовно транспортованих рідин вимагає окремого розгляду.

При напірному русі рідин по трубопроводу живий переріз потоку дорівнює площі поперечного перерізу самого трубопроводу. При русі рідин з частково заповненим перерізом вільна поверхня потоку знаходиться під однаковим тиском повітряно-газової суміші. Будь-яка зміна нахилу трубопроводу при постійній витраті або витрати при постійному нахилі труби до горизонту на самопливній ділянці викликає зміну середньої швидкості руху і живого перерізу.

В результаті теоретичних і експериментальних досліджень авторами робіт [88-91] були зроблені наступні висновки:

- основним фактором, який визначає об'єм суміші на самопливній ділянці, є ступінь заповнення поперечного перерізу труби рідинами, що контактують; при зменшенні заповнення труби об'єм суміші на самопливній ділянці зменшується;
- різниця інтегральних показників сумішоутворення в трубопроводі, який працює при наявності і відсутності самопливних ділянок, при інших однакових умовах, залежить від відношення протяжності самопливних ді-

лянок до загальної довжини трубопроводу та кута нахилу самопливної ділянки до горизонту.

На основі результатів експериментальних досліджень в роботі [91] була запропонована залежність для визначення середньої швидкості руху нафтопродуктів на самопливній ділянці, однак ця формула, як показали розрахунки, має обмежену сферу застосування, вона справедлива тільки при перекачуванні світлих нафтопродуктів у зоні гідравлічно гладких труб.

На магістральних нафтопроводах послідовне перекачування нафт відбувається при значно більших числах Рейнольдса, ніж це мало місце при виконанні експериментів [91], при чому, рух нафти може відбуватися як в зоні гідравлічно гладких труб, так і в зоні змішаного тертя турбулентного режиму. Це робить необхідним розробку методів розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт у рельєфних нафтопроводах, де існує висока імовірність виникнення перевальної точки і самопливної течії рідини.

Як вихідне рівняння використаємо запропонований К.Д. Фроловим вираз (1.31) для об'єму суміші у трубопроводу, що складається з n ділянок із різними значеннями параметрів, які впливають на інтенсивність сумішоутворення.

За аналогією з напірними трубопроводами можна записати наступний вираз для об'єму суміші нафт на самопливній ділянці

$$V_{смc} = 2(Z_2 - Z_1) \frac{V_{mpc}}{Pe_c^{0,5}}, \quad (2.92)$$

де V_{mpc} - об'єм частки порожнини труби самопливної ділянки, який займає рідина;

$$V_{mpc} = F_c l_c, \quad (2.93)$$

Pe_c - дифузійний параметр Пекле на самопливній ділянці;

F_c - площа поперечного перерізу потоку на самопливній ділянці;

l_c - довжина самопливної ділянки трубопроводу;

w_c - швидкість руху рідини на самопливній ділянці;

D_{ec} - ефективний коефіцієнт дифузії на самопливній ділянці.

Дифузійний параметр Пекле включає ефективний коефіцієнт дифузії, який у загальному випадку залежить від фізичних властивостей рідин, що контактують і параметрів потоку – числа Рейнольдса і коефіцієнта гідравлічного опору.

Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору на самопливній ділянці використаємо математичну модель, за формою схожою на узагальнену модель Лейбензона

$$\lambda_c = \frac{B_c}{Re_c^m}, \quad (2.94)$$

де B_c, m - коефіцієнти моделі, значення яких залежать від режиму руху нафтопродуктів на самопливній ділянці;

Re_c - число Рейнольдса для самопливної ділянки

$$Re_c = \frac{4R_c Q}{F_c \nu}, \quad (2.95)$$

R_c - гідравлічний радіус на самопливній ділянці трубопроводу,

Q - об'ємна витрата нафти на самопливній ділянці;

ν - розрахункова кінематична в'язкість нафти.

Формула (2.94) з врахуванням (2.95) набуває вигляду

$$\lambda_c = \frac{B_c F_c^m \nu^m}{4^m R_c^m Q^m}. \quad (4.96)$$

Формула Дарсі-Вейсбаха для гідравлічного нахилу на самопливній ділянці трубопроводу з врахуванням виразів (2.95) і (2.96) приймає вигляд

$$i_c = \frac{B_c}{8 \cdot 4^m g} \frac{Q^{2-m} \nu^m}{R_c^{1+m} F_c^{2-m}}, \quad (2.97)$$

Як свідчать результати лабораторних і промислових експериментів, рідина на самопливних ділянках тече неповним перерізом. Використовуючи формули тригонометрії, можна одержати математичні вирази для площі живого перерізу і гідравлічного радіусу самопливної ділянки через параметри кута φ (рис.2.12).

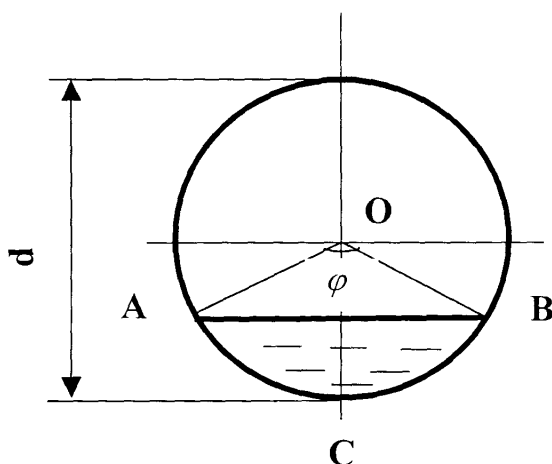


Рис.2.12. Схема руху рідини на самопливній ділянці трубопроводу.

Площа трикутника АОВ

$$S_{AOB} = \frac{1}{2} r^2 \sin \varphi, \quad (2.98)$$

де r - радіус трубопроводу.

Площа сектора АОВС

$$S_{AOBC} = \frac{1}{2} \varphi \cdot r^2, \quad (2.99)$$

де φ - величина кута у радіанах.

Як видно з рис.2.10, площа сегмента АВС дорівнює різниці площ сектора АОВС і трикутника АОВ

$$S_{ABC} = S_{AOBC} - S_{AOB}. \quad (2.100)$$

Після підстановки формул (2.98) і (2.99) у вираз (2.100) та математичних перетворень, одержуємо формулу для площі перерізу потоку на самопливній ділянці нафтопроводу

$$F_c = \frac{r^2}{2} (\varphi - \sin \varphi). \quad (2.101)$$

Гідравлічний радіус – це відношення площі перерізу потоку нафти F_c до змоченого периметру

$$R_c = \frac{r^2(\varphi - \sin \varphi)}{2\varphi r} = \frac{r(\varphi - \sin \varphi)}{2\varphi}. \quad (2.102)$$

Виражаємо середню швидкість руху рідини на самопливній ділянці через параметри кута φ

$$w_c = \frac{Q}{F_c} = \frac{2Q}{r^2(\varphi - \sin \varphi)}. \quad (2.103)$$

Формула (2.97) для гідравлічного нахилу на самопливній ділянці з врахуванням виразів (2.101)-(2.103) після математичних перетворень і переходу від радіусу труби r до діаметра d приймає вигляд

$$i_c = \frac{B_c 2^{5-3m} \nu^m Q^{2-m} \varphi^{1+m}}{gd^{5-m}(\varphi - \sin \varphi)^3}. \quad (2.104)$$

При проведенні експлуатаційних розрахунків нафтопроводів у більшості випадків довжина самопливної ділянки нам відома. Якщо самопливна ділянка має невелику довжину, то з достатньою для практичних розрахунків точністю можна вважати, що гідравлічний нахил дорівнює геометричному нахилу, який завжди відомий. Якщо довжина самопливної ділянки невідома, то шляхом побудови ліній гідравлічного нахилу на стисненому профілі траси трубопроводу графічним методом можна визначити параметри самопливної ділянки – довжину l_c і гідравлічний нахил i_c .

Розв'язуючи рівняння (2.104) методом послідовних наближень, можна визначити величину кута φ , при якому значення гідравлічного нахилу на самопливній ділянці дорівнює заданій величині. Далі за формулами (2.101) – (2.103) можна обчислити площу перерізу потоку, гідравлічний радіус і швидкість руху нафти на самопливній ділянці нафтопроводу.

Ефективний коефіцієнт дифузії на самопливній ділянці може бути розрахований за розробленими нами програмами DEGG або DEZM, залежно від того, в якій зоні тертя турбулентного режиму відбувається послідовне перекачування нафт різних сортів. При визначенні ефективного коефіцієнта дифузії у програмі підставляються параметри безнапірного потоку.

Використовуючи одержані вище залежності, розробимо методику розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт по трубопроводу, що має самопливні ділянки. Розглянемо нафтопровід, який має постійний діаметр і не має шляхових споживачів. На трасі такого трубопроводу у загальному випадку може утворитися n_c самопливних ділянок.

Рівняння (1.35) для визначення об'єму суміші у випадку послідовного перекачування нафт різних сортів по нафтопроводу з n_c самопливними ділянками приймає вигляд

$$V_{cm} = \frac{\pi^{3/2}}{4} (Z_1 - Z_2) \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{D_{eci}}{Q_i} d_i^6 l_i}. \quad (2.105)$$

Для ефективного коефіцієнта дифузії на самопливній ділянці узагальнена математична модель буде включати гідравлічний радіус, знайдений за формулою (2.102)

$$D_{ec} = A_c \left(\frac{Q}{\pi R_c} \right)^{1-\chi} v^\chi, \quad (2.106)$$

Шляхом введення ефективного коефіцієнта дифузії зводимо параметри послідовного перекачування на самопливних ділянках до параметрів напірної ділянки трубопроводу. У результаті після математичних перетворень одержуємо вираз для розрахунку об'єму суміші у простому трубопроводі, що має n_c самопливних ділянок

$$V_{cm} = \Delta_c \frac{V_{mpn}}{Pe_n^{0,5}} 2(Z_1 - Z_2), \quad (2.107)$$

де Δ_c - коефіцієнт зведення параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів на самопливних ділянках до параметрів напірної частини нафтопроводу

$$\Delta_c = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^{n_c} \left(\frac{4R_{ci}}{d} \right)^{5+\chi} \frac{l_i}{L_n}}, \quad (2.108)$$

V_{mpn} - об'єм порожнини нафтопроводу з напірним рухом нафти,

$$V_{mp_n} = \frac{\pi d^2}{4} L_n; \quad (2.109)$$

L_n - довжина ділянки трубопроводу з напірним рухом нафти;

Pe_n - параметр Пекле для напірної ділянки нафтопроводу

$$Pe_n = \frac{w_n L_n}{D_{e_n}}; \quad (2.110)$$

w_n - швидкість руху рідини на напірній ділянці нафтопроводу;

D_{e_n} - ефективний коефіцієнт дифузії на напірній ділянці нафтопроводу.

При розкладанні суміші нафт необхідно вміти визначати кількість сторонніх рідин, які попадають у резервуари з товарною нафтою на кінцевому пункті нафтопроводу.

Для трубопроводу з самопливними ділянками, за аналогією з напірним рухом нафти, об'єми домішок нафти сортів A і B відповідно можуть бути визначені наступним чином

$$V_b = \Delta_c \frac{V_{mp_n}}{Pe_n^{0,5}} \theta(-Z), \quad (2.111)$$

$$V_a = \Delta_c \frac{V_{mp_n}}{Pe_n^{0,5}} \theta(Z), \quad (2.112)$$

де Z - аргумент інтеграла імовірностей, значення якого залежить від концентрації компонентів суміші, при якій суміш ділять на дві частини,

$$Z = \frac{l}{2\beta_c} Pe_n^{0,5} \frac{x}{L_n}; \quad (2.113)$$

x - віддаль від початку рухомої системи координат до перерізу, в якому суміш ділять на дві частини;

β_c - коефіцієнт для зведення параметра Z в нафтопроводі з самопливними ділянками,

$$\beta_c = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^{n_c} \left(\frac{4R_{ci}}{d} \right)^{\chi+1} \frac{l_{ci}}{L_n}}; \quad (2.114)$$

Для трубопроводу з постійним діаметром d формули (2.108) і (2.114) з врахуванням одержаного вище виразу (2.102) набувають наступного вигляду

$$\Delta_c = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^{n_c} \left(\frac{\varphi - \sin \varphi_i}{\varphi_s} \right)^{5+\chi} \frac{l_{ci}}{L_n}}, \quad (2.115)$$

$$\beta_c = \sqrt{1 + \sum_{i=2}^{n_c} \left(\frac{\varphi_i - \sin \varphi_i}{\varphi_i} \right)^{1+\kappa} \frac{l_{ci}}{L_n}}. \quad (2.116)$$

Пропонуємо наступний алгоритм розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у трубопроводі із самопливними ділянками.

Вводимо геометричні параметри напірної частини трубопроводу, витрату нафт у трубопроводі, абсолютну еквівалентну шорсткість, фізичні властивості нафт, що перекачуються послідовно, коефіцієнти моделей, які залежать від режиму руху в трубопроводі.

Вказуємо кількість самопливних ділянок. Вводимо масиви даних по довжині безнапірних ділянок і гідравлічному нахилу на них.

Вказуємо значення аргументів інтеграла імовірностей для розрахунку об'єму суміші і для її розкладання у резервуари кінцевого пункту.

Визначаємо режим руху нафт у трубопроводі і вибираємо конкретні значення коефіцієнтів математичних моделей.

Для кожної самопливної ділянки методом послідовних наближень розв'язуємо рівняння (2.104) і знаходимо значення кута φ , при якому гідравлічний нахил на даній самопливній ділянці дорівнює заданій величині.

За формулами (2.115) і (2.116) обчислюємо коефіцієнти для зведення параметрів самопливних ділянок до параметрів напірної частини трубопроводу.

За формулами (2.109) і (2.110) знаходимо об'єм трубопроводу з напірним рухом рідини і параметр Пекле.

За формулою (2.107) обчислюємо об'єм суміші, який утворився у процесі послідовного перекачування нафт по трубопроводу із самопливними ділянками.

За формулами (2.111) і (2.112) знаходимо об'єми сторонніх домішок, що потрапили у резервуари з товарною нафтою різних сортів при заданій технології розкладання суміші.

Описана методика визначення параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів поширена на нафтопровід довільної геометричної структури

з будь-якою кількістю самопливних ділянок і реалізована в оригінальній програмі SAMOP.

2.7 Врахування неізотермічності при послідовному перекачуванні різносортих нафт в магістральних нафтопроводах

При закачуванні у нафтопровід нафти з температурою, яка суттєво відрізняється від температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу, внаслідок теплообміну з навколишнім середовищем температура транспортованого середовища буде помітно зменшуватись по довжині. Це призводить як до змін втрат тиску в трубопроводі, так і до змін інтенсивності сумішоутворення послідовно транспортованих різносортих рідин, що у кінцевому рахунку впливає на кількісні та якісні характеристики їх суміші.

При технологічних розрахунках магістральних нафтопроводів тепло тертя потоку і сховану теплоту кристалізації прийнято враховувати тільки при теплогідралічному розрахунку “гарячого” нафтопроводу, тобто при транспортуванні високов'язких нафт з попереднім підігрівом.

Однак, як свідчать результати промислових перекачувань, при традиційній технології перекачування нафт середньої в'язкості зазначені фактори можуть помітно впливати на розподіл температури по довжині трубопроводу, а отже, на гідралічний режим роботи нафтопровідної системи і на параметри сумішоутворення різносортих нафт.

Нами запропонована методика і програмне забезпечення, які дозволяють виконувати теплогідралічний розрахунок магістрального нафтопроводу з врахуванням тепла тертя потоку і схованої теплоти кристалізації парафіну. На відміну від існуючих, дана методика дозволяє проводити розрахунки не тільки для зони гідралічно гладких труб, але і для зони змішаного тертя турбулентного режиму. Для цього в розрахункові формули вводяться коефіцієнти режиму m і β , які є функцією числа Рейнольдса і шорсткості внутрішньої поверхні труби. Методика дозволяє використовувати будь-які моделі для опису залежності

в'язкості нафти від температури. Визначені інтеграли у програмі розраховуються чисельним способом за методом Сімпсона.

Рівняння теплового балансу неізотермічного нафтопроводу для ділянки довжиною dx з врахуванням тепла тертя потоку і теплоти кристалізації парафіну приймає вигляд

$$K\pi D(t - t_o)dx = -\rho Q \left(c + \frac{\varepsilon_n \sigma_n}{t_{nn} - t_{kn}} \right) dt + \rho Q g i dx, \quad (2.117)$$

де K - повний коефіцієнт теплопередачі від нафти і навколишнє середовище;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу;

t_o - температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу;

ρ - середнє значення густини нафти;

c - середнє значення теплоємності нафти;

ε_n - вміст парафіну у нафті;

σ_n - схована теплота кристалізації парафіну;

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

g - прискорення сили тяжіння;

i - гідравлічний нахил в неізотермічному нафтопроводі.

Гідравлічний нахил може бути виражений за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$i = 1,02\lambda \frac{8}{\pi^2 g D^5} Q^2, \quad (2.118)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору в нафтопроводі.

При гідравлічних розрахунках магістральних нафтопроводів доцільним є використання узагальненої моделі Лейбензона для визначення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (2.119)$$

де A , m – коефіцієнти математичної моделі, які для зони гідравлічно гладких труб турбулентного режиму є сталими величинами і дорівнюють

$$A = 0,3164, \quad m = 0,25.$$

У загальному випадку в кожному перерізі трубопроводу має місце певне значення температури нафти, а, отже, і певне значення числа Рейнольдса. Окрім того, транспортування нафти може відбуватись не тільки у зоні гідравлічно гладких труб, але і в зоні змішаного тертя, в якій коефіцієнт гідравлічного опору залежить не тільки від числа Рейнольдса, але і від стану внутрішньої поверхні трубопроводу. У таких випадках використання моделі (2.119) з постійними для всього трубопроводу коефіцієнтами режиму не є правомірним. Запропонована нами методика теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу з використанням ЕОМ дозволяє формально використати математичну модель (2.119) для визначення коефіцієнтів режиму A і m у кожному перерізі трубопроводу. Наприклад, при використанні формули Ісаєва для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \lg \left[\left(\frac{k_e}{3,7D} \right)^{1,11} + \frac{6,8}{Re} \right], \quad (2.120)$$

коефіцієнти режиму руху нафти складають

$$m = - \frac{Re}{\lambda} \frac{d\lambda}{dRe} = \frac{10,64\sqrt{\lambda}}{6,8 + Re \left(\frac{k_e}{3,7D} \right)^{1,11}}; \quad (2.121)$$

$$A = \lambda Re^m, \quad (2.121)$$

де k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу.

При використанні логарифмічної формули Альтшуля

$$\lambda = \frac{1}{\left[1,8 \lg \frac{Re}{Re k_e + 7} \frac{1}{10D} \right]^2} \quad (2.122)$$

коефіцієнт режиму руху нафти m дорівнює

$$m = \frac{10,95 \sqrt{\lambda}}{Re \frac{k_e}{10D} + 7}. \quad (2.123)$$

Формула (2.118) для гідравлічного нахилу з врахуванням (2.119) після математичних перетворень приймає вигляд

$$i = 1,02 \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{gD^{5-m}}, \quad (2.124)$$

де β – комплекс параметрів для довільного перерізу трубопроводу, у загальному випадку функція температури нафти t

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m}}; \quad (2.125)$$

ν – кінематична в'язкість нафти при біжучому значенні температури t .

Формула (2.117) з врахуванням (2.124) після математичних перетворень може бути записана у вигляді

$$K\pi D \left[t - t_o - \varphi \beta \nu^m \right] dx = -Q\rho \left(c + \frac{\varepsilon_n \sigma_n}{t_{nn} - t_{kn}} \right) dt, \quad (2.126)$$

де φ – комплекс величин, значення якого залежить від температури нафти

$$\varphi = \frac{Q^{3-m} \rho}{k\pi D^{6-m}}. \quad (2.127)$$

Після відокремлення змінних та інтегрування лівої частини рівняння (2.127) одержуємо

$$\text{Шу} = \frac{K\pi DL}{\rho Q \left(c + \frac{\varepsilon_n \sigma_n}{t_{nn} - t_{kn}} \right)} = \int_{t_k}^{t_n} \frac{dt}{t - t_0 - \varphi v^m}, \quad (2.128)$$

де Шу - параметр Шухова;

L - довжина нафтопроводу;

Δ_r - коефіцієнт, який враховує неізотермічність потоку по радіусу труби.

Трансцендентне рівняння (2.128) може бути розв'язано за допомогою ПЕОМ методом ітерацій відносно невідомої кінцевої температури нафти t_k . При цьому визначений інтеграл може бути обчислений за методом Сімпсона з врахуванням того, що параметри φ , β і ν є функціями температури нафти.

При теплогідравлічному розрахунку "гарячого" нафтопроводу втрати напору визначають, вводячи поняття середньоінтегральної в'язкості нафти у степені m . У зв'язку з непостійністю значення коефіцієнта m при умовах, що розглядаються у даній роботі, для визначення втрат напору в трубопроводі з врахуванням тепла потоку пропонується наступне рівняння

$$h = \frac{L}{\text{Шу} \gamma} \int_{t_k}^{t_n} \frac{\rho Q^{2-m} \nu^m dx}{D^{5-m} (t - t_0 - \varphi \beta \nu^m)}. \quad (2.129)$$

Визначений інтеграл у формулі (2.129) також може бути обчислений за методом Сімпсона.

Записуємо традиційне рівняння Лейбензона для втрат напору в неізотермічному нафтопроводі з використанням поняття середньоінтегральної в'язкості нафти

$$h = \Delta_r \beta_{cp} \frac{Q^{2-m_{cp}} \nu^{m_{cp}} L}{D^{5-m_{cp}}}, \quad (2.130)$$

де β_{cp}, m_{cp} - коефіцієнти режиму руху нафти, що відповідають середньоінтегральному значенню температури і в'язкості нафти в нафтопроводі.

Спільне розв'язування трансцендентних рівнянь (2.129) і (2.130) дає змогу визначити середньоінтегральне значення в'язкості нафти з врахуванням зміни температури в нафтопроводі як для зони гідравлічно гладких труб, так і для зони змішаного тертя турбулентного режиму.

Об'єм суміші, який утвориться у процесі послідовного перекачування різносортих нафт, з врахуванням неізотермічності потоку може бути знайдений за формулою

$$V_{cm} = V_{mp} \frac{2(Z_1 - Z_2)}{Pe_n^{0,5}} \Delta_t, \quad (2.131)$$

де Z_1, Z_2 - аргументи інтегралів імовірностей, значення яких залежать від вибору граничних концентрацій;

Pe_n - дифузійний параметр Пекле, при початковій температурі нафти

$$Pe_n = \frac{wL}{De_n}, \quad (2.132)$$

De_n - ефективний коефіцієнт дифузії при початковій температурі у зоні контакту нафт; при послідовному перекачуванні нафт різних сортів може бути обчислений за одержаною нами формулою (2.22), якщо перекачуванні відбувається у зоні гідравлічно гладких труб, і за формулою (2.41), якщо перекачування здійснюється у зоні змішаного тертя турбулентного режиму;

Δ_t - поправка на неізотермічність потоку нафт по довжині нафтопроводу

$$\Delta_t = \sqrt{\frac{v_{cp}^{\chi}}{v_n^{\chi}}}, \quad (2.133)$$

v_{cp} - середньоінтегральне значення кінематичної в'язкості для 50 %-ої суміші послідовно транспортованих нафт, знаходиться за формулою (1.122);

ν_n - значення кінематичної в'язкості для 50 %-ої суміші послідовно транспортованих нафт при початковій температурі;

χ - коефіцієнт в узагальненій моделі (2.21) для ефективного коефіцієнта дифузії, значення якого залежить від режиму руху нафти; для зони гідравлічно гладких труб турбулентного режиму згідно з формулою (2.22) $\chi = 0,75$, для зони змішаного тертя згідно з формулою (2.41) $\chi = 0,112$.

Методика теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу з врахуванням тепла тертя потоку і теплоти кристалізації парафіну реалізована нами у програмі "SAM". Цю програму можна як розрахунковий блок закласти в розроблені нами методики визначення пропускної здатності нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів, які наведені у подальших розділах роботи.

2.8. Висновки

Результати теоретичних досліджень особливостей сумішоутворення нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей при послідовному перекачуванні по магістральних нафтопроводах дозволяють зробити наступні висновки:

1. Одномірна модель поздовжньої турбулентної дифузії і похідні від неї формули для розподілу концентрацій, визначення об'єму суміші, її розкладання у резервуари можуть бути використані як при послідовному перекачуванні світлих нафтопродуктів, так і при послідовному перекачуванні нафт різних сортів. При цьому у всі розрахункові формули слід підставляти ефективний коефіцієнт дифузії, який враховує специфічність умов взаємного змішування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей;
2. В результаті багатоваріантних розрахунків на ЕОМ були отримані аналітичні моделі для визначення ефективного коефіцієнта дифузії для гідравлічно гладкого закону тертя (2.22) і змішаного закону те-

- ртя (2.41). Дані моделі є зручними для практичних розрахунків параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів у магістральних нафтопроводах, в тому числі зі складною геометричною структурою;
3. Розроблено програми розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії DEGG і DEZM, які можна рекомендувати для уточнених розрахунків величини D_e у зоні гідравлічно гладкого закону тертя і змішаного закону тертя. При чому при використанні формули (2.22) для розрахунку ефективного коефіцієнта дифузії у діапазоні розрахункової в'язкості нафт від 18 до 50 сСт відносна похибка результатів не перевищує 7 %, а для діапазону розрахункової в'язкості від 18 до 2 сСт відносна похибка результатів розрахунку за формулою (2.39) не перевищує 3%;
 4. Порівняння результатів розрахунків ефективного коефіцієнта дифузії за запропонованими в даній роботі аналітичними моделями з експериментальними даними свідчить про адекватність розрахункових формул і можливість їх застосування для розрахунку параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів.
 5. Ефективний коефіцієнт дифузії, який характеризує інтенсивність сумішоутворення різносортних рідин, визначає всі параметри технології послідовного перекачування нафт різних сортів. З врахуванням цього розроблені пакет методик і програм для проведення таких розрахунків послідовного перекачування нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей:
 - визначення кількості циклів і необхідної резервуарної ємності на головній нафтоперекачувальній станції і в кінцевому пункті простого та складного за структурою нафтопроводу;
 - визначення оптимальних об'ємів рідинних роздільників і раціональних варіантів реалізації суміші нафт в кінці простого та складного за структурою трубопроводу;

- визначення об'єму суміші різносортних нафт і параметрів її розкладання при наявності самопливних ділянок на рельєфному трубопроводі простої та складної структури;
 - визначення об'єму суміші різносортних нафт з врахуванням неізотермічності потоку, тепла тертя і теплоти кристалізації парафіну.
6. Розроблено технологію застосування рідинного роздільника із нафти полтавських родовищ при перекачуванні інших сортів нафт східного регіону України на ділянці нафтопроводу Глинська – Розбишевська - Кременчук. Визначено оптимальний об'єм роздільника і раціональний варіант розкладання трикомпонентної суміші з врахуванням наявної резервуарної ємності і відсутності збитків від пересортування нафт. Показано, що використання роздільника оптимального об'єму є дуже ефективним, об'єм резервуарів для виправлення суміші зменшується на 13 тис. м³ порівняно з традиційною технологією послідовного перекачування нафт прямим контактуванням.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА СТАЦІОНАРНИХ МОДЕЛЕЙ ГІДРОДИНАМІЧНОГО
РОЗРАХУНКУ НАФТОПРОВОДІВ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ
ПЕРЕКАЧУВАННІ НАФТ РІЗНИХ СОРТІВ

Гідродинамічні і дифузійні процеси в магістральних нафтопроводах помітно залежать від фізико-хімічних властивостей нафт різних сортів, які перекачуються послідовно.

До найбільш важливих властивостей нафти відносяться її густина і в'язкість. Найбільш суттєвий вплив на в'язкість та густину нафти має температура.

Для опису залежності густини і в'язкості нафти від температури пропонуються десятки математичних моделей, що забезпечують різну точність і мають різну сферу використання. З метою обґрунтування вибору математичних моделей для опису залежності густини і в'язкості нафти від температури при проведенні технологічних розрахунків нафтопроводів нами проведені експериментальні дослідження залежності цих параметрів для нафти, яка перекачується системою нафтопроводів "Придніпровські магістральні нафтопроводи".

Важливою частиною технологічних розрахунків магістральних нафтопроводів як при їх проектуванні, так і при експлуатації, є гідравлічні розрахунки. Вони дозволяють визначити пропускну здатність нафтотранспортної системи, розрахувати режими роботи нафтоперекачувальних станцій і лінійної частини трубопроводу при заданій витраті нафти, розробити оптимальні способи регулювання режимів транспортування нафти.

Основна складність гідравлічного розрахунку трубопроводу полягає у достовірному визначенні коефіцієнта гідравлічного опору, який у загальному випадку є функцією числа Рейнольдса Re і абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труб k . Традиційна методика гідравлічного розрахунку передбачає використання різних математичних моделей для різних зон гідравлічного тертя, результати розрахунку за якими часто не стикаються на границях. Тому є необ-

хідність розробки моделі коефіцієнта гідравлічного опору, що має широку сферу використання і дозволяє уникнути нестикування результатів на границях зон гідравлічного тертя.

Гідравлічні аспекти послідовного перекачування як різносортних нафтопродуктів, так і нафт різних сортів, вирішені недостатньо. Існуючі на сьогодні методи розрахунку гідравлічних параметрів послідовного перекачування нафтопродуктів базуються на низці припущень, що не відповідають режимам роботи діючих трубопроводів. Стосовно магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси дослідження гідравлічного режиму їх роботи у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів взагалі не проводилися. Даний розділ присвячений розробці моделі гідродинамічних процесів, що мають місце в рельєфному нафтопроводі з довільною кількістю нафтоперекачувальних станції при послідовному перекачуванні будь-якої кількості партій різносортних нафт.

3.1. Експериментальні дослідження залежності густини і в'язкості нафти від температури

При проведенні дослідів вимірювання в'язкості нафти при різних температурах проводилося за допомогою капілярного віскозиметра ВПЖ-1 ГОСТ 10028-67 № 3416 з діаметром капіляра 1,16 мм і постійною $C = 0,1021$. Дослідження виконувались у діапазоні температур, що мають місце при експлуатації магістральних нафтопроводів.

Вимірювання густини проводилось за допомогою нафтоденсиметра паралельно з визначенням в'язкості нафти при тих самих значеннях температури. Окрім того, вимірювалась густина нафти при температурі 20°C .

Кінематична в'язкість обчислювалась за часом витікання рідини у віскозиметрі

$$\nu = \frac{g}{9,807} C \cdot T, \quad (3.1)$$

де ν - кінематична в'язкість нафти, сСт;

g - прискорення сили тяжіння в місці вимірювання в'язкості м/с²;

C - стала віскозиметра;

T - час витікання рідини, с.

Результати вимірювань оброблялись за допомогою програмного забезпечення Excel. Одержані результати наведені у табл.3.1.

Таблиця 3.1 -

Дослідні дані залежності в'язкості і густини нафти від температури

Температура, °C	Час протікання нафти через віскозиметр, с				Середній час, с	В'язкість нафти, сСт	Густина нафти, кг/м ³
	1	2	3	4			
5,0	606	606	605	605	605,5	61,822	876,0
6,5	520	521	520	520	520,3	53,118	875,5
7,7	455	455	455	454	454,8	46,430	874,8
8,0	447	446	446	446	446,3	45,562	874,4
9,1	406	405	406	406	405,8	41,427	873,6
10,4	355	356	355	354	355,0	36,246	873,1
11,2	343	342	343	343	342,8	34,995	872,4
12,2	320	321	320	320	320,3	32,698	871,5
13,6	284	283	283	285	283,8	28,971	870,4
14,5	264	264	263	263	263,5	26,903	869,5
15,5	250	250	248	249	249,3	25,448	869,1
16,6	230	230	229	229	229,5	23,432	868,1
17,3	210	209	209	208	209,0	21,339	867,5
18,5	189	188	188	188	188,3	19,220	866,6
19,6	179	179	179	179	179,0	18,276	866,1
20,5	175	175	174	174	174,5	17,816	865,6
21,5	169	168	168	169	168,5	17,204	865,1

Результати експериментальних досліджень оформляємо у вигляді графічних залежностей в'язкості (рис.3.1) і густини нафти (рис. 3.2) від температури. Графіки будуємо за допомогою Microsoft Excel і показуємо на них лінію тренда та її формулу.

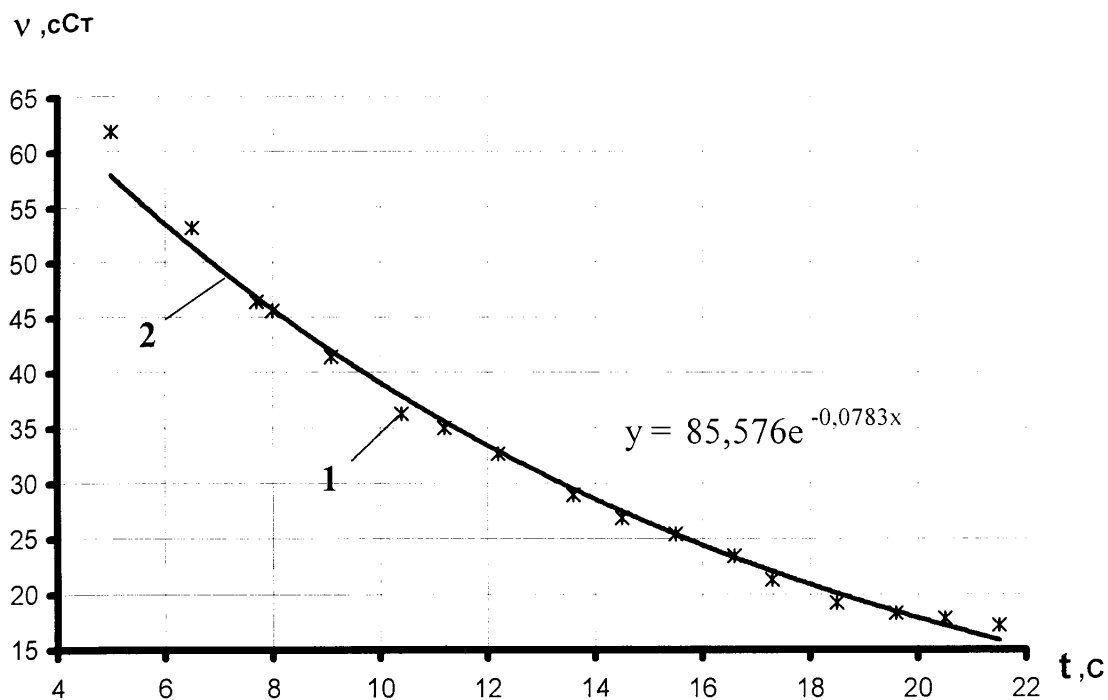


Рис. 3.1. Залежність в'язкості нафти від температури:

1 – дослідні точки;

2 – результати математичного моделювання.

Таким чином, вибравши для опису в'язкісно-температурної характеристики нафти експоненціальну залежність, ми отримали наступну формулу для визначення в'язкості нафти залежно від температури

$$v = 85,58 \exp(-0,0783t). \quad (3.2)$$

Дана залежність може використовуватись для визначення в'язкості суміші сибірських нафт, що транспортується по системі нафтопроводів “Придніпровські магістральні нафтопроводи”.

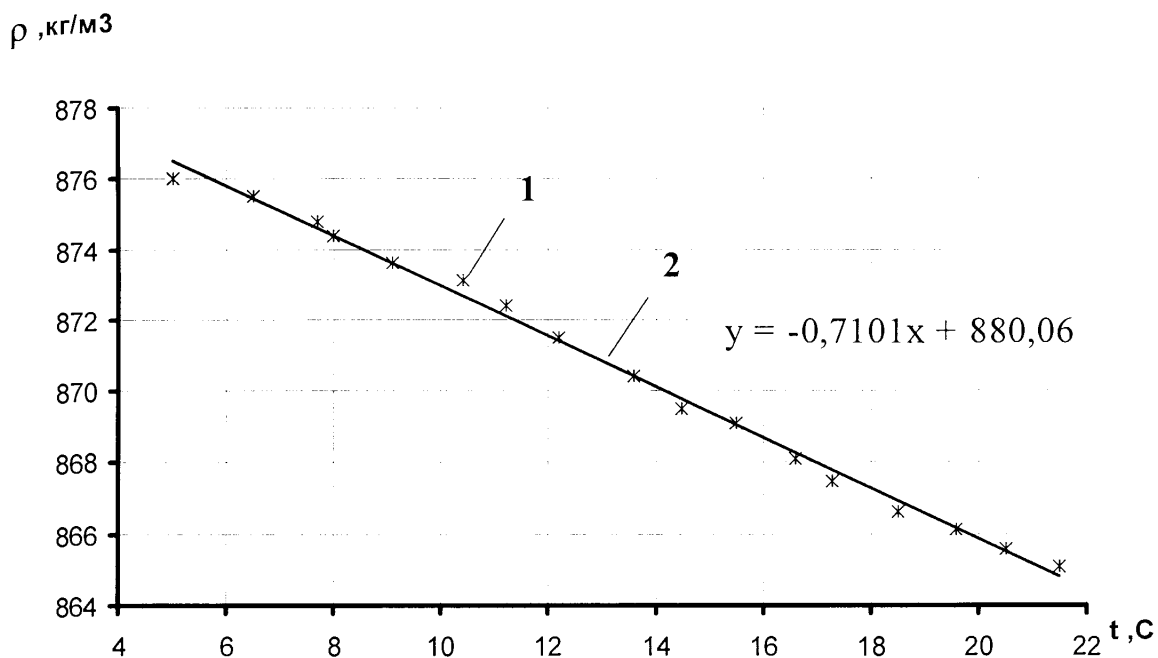


Рис. 3.2. Залежність густини нафти від температури:

1 – дослідні точки;

2 – результати математичного моделювання.

Для опису залежності густини нафти від температури, взявши лінійну залежність, ми одержали наступну розрахункову формулу

$$\rho = 880,1 - 0,7101 \cdot t. \quad (3.3)$$

3.2. Обґрунтування вибору математичних моделей для розрахункових значень густини і в'язкості нафти в гідродинамічних моделях нафтопроводу

Визначення розрахункових значень в'язкості нафти у діапазоні температур, при яких проводиться перекачування нафти по магістральних нафтопроводах, можна проводити за наступними формулами:

1) формула Рейнольдса-Філонова

$$\nu = \nu_1 \exp[-u(t - t_1)], \quad (3.4)$$

2) формула Андраде-Панченкова

$$\nu = a_2 \exp\left(\frac{b_2}{T}\right) \quad (3.5)$$

3) формула Вальтера

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a_3 - b_3 \lg T, \quad (3.6)$$

4) формула Фогеля-Фульчера-Таммана

$$\nu = a_4 \exp\left(\frac{b_4}{t - c_4}\right), \quad (3.7)$$

5) формула Фролова

$$\nu = a_5 \exp\left(\frac{-b_5 t}{1 + c_5 t}\right), \quad (3.8)$$

де t, T - розрахункова температура нафти за Цельсієм і Кельвіном відповідно;

u - коефіцієнт крутизни віскограми;

ν_1 - відоме значення в'язкості при температурі t_1 ;

$a_2, a_3, a_4, a_5, b_2, b_3, b_4, b_5, c_4, c_5$ - коефіцієнти моделей, значення яких можна визначити відомими математичними методами шляхом обробки експериментальних даних залежності в'язкості нафти від температури.

Використовуючи як вихідні дані відомі значення в'язкості нафти у діапазоні температур, що досліджується, визначаємо коефіцієнти математичних моделей (3.4)-(3.8), у результаті одержуємо наступні формули для обчислення кінематичної в'язкості нафти залежно від температури

$$\nu = 61,82 \exp[-0,07752(t - 5)], \quad (3.9)$$

$$\nu = 7,52 \cdot 10^{-9} \exp\left(\frac{6347}{T}\right), \quad (3.10)$$

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = 15,45 - 6,218 \lg T, \quad (3.11)$$

$$\nu = 0,382 \exp\left(\frac{249,8}{t + 44,11}\right), \quad (3.12)$$

$$\nu = 110 \exp\left(-\frac{0,128t}{1 + 0,0227t}\right). \quad (3.13)$$

Використовуючи математичні моделі (3.9)-(3.13), визначаємо значення в'язкості нафти для діапазону температур, що мали місце при проведенні дослідів, результати обчислень зводимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2-

Порівняння адекватності математичних моделей для опису залежності в'язкості нафти від температури

Темпе- ратура, °C	Дослідні значення в'язкості, сСт	Результати за математичними моделями в'язкості , сСт				
		Рейнольдса- Філонова	Андрате- Панченкова	Вальтера	Фогеля- Фульчера- Таммана	Фролова
5,0	61,822	61,822	61,822	61,822	61,822	61,822
6,5	53,118	55,035	54,693	53,851	53,170	53,170
7,7	46,430	50,146	49,633	48,395	47,427	47,427
8,0	45,562	48,993	48,449	47,142	46,129	46,129
9,1	41,427	44,989	44,364	42,889	41,777	41,777
10,4	36,246	40,676	40,014	38,477	37,352	37,352
11,2	34,995	38,230	37,570	36,050	34,956	34,956
12,2	32,698	35,378	34,740	33,288	32,262	32,262
13,6	28,971	31,739	31,161	29,864	28,971	28,971
14,5	26,903	29,600	29,074	27,903	27,108	27,108
15,5	25,448	27,392	26,933	25,917	25,238	25,238
16,6	23,432	25,153	24,774	23,941	23,392	23,392
17,3	21,339	23,825	23,498	22,786	22,321	22,321
18,5	19,220	21,708	21,476	20,972	20,647	20,647
19,6	18,276	19,934	19,788	19,473	19,272	19,272
20,5	17,816	18,591	18,515	18,351	18,248	18,248
21,5	17,204	17,204	17,204	17,204	17,204	17,204

За даними табл. 3.2, будемо графіки залежностей в'язкості нафти від температури (рис. 3.3). Значення в'язкості, що розраховані за формулами Фролова і Фогеля-Фульчера-Таммана, практично співпадають, тому на рис. 3.3 показані однією кривою.

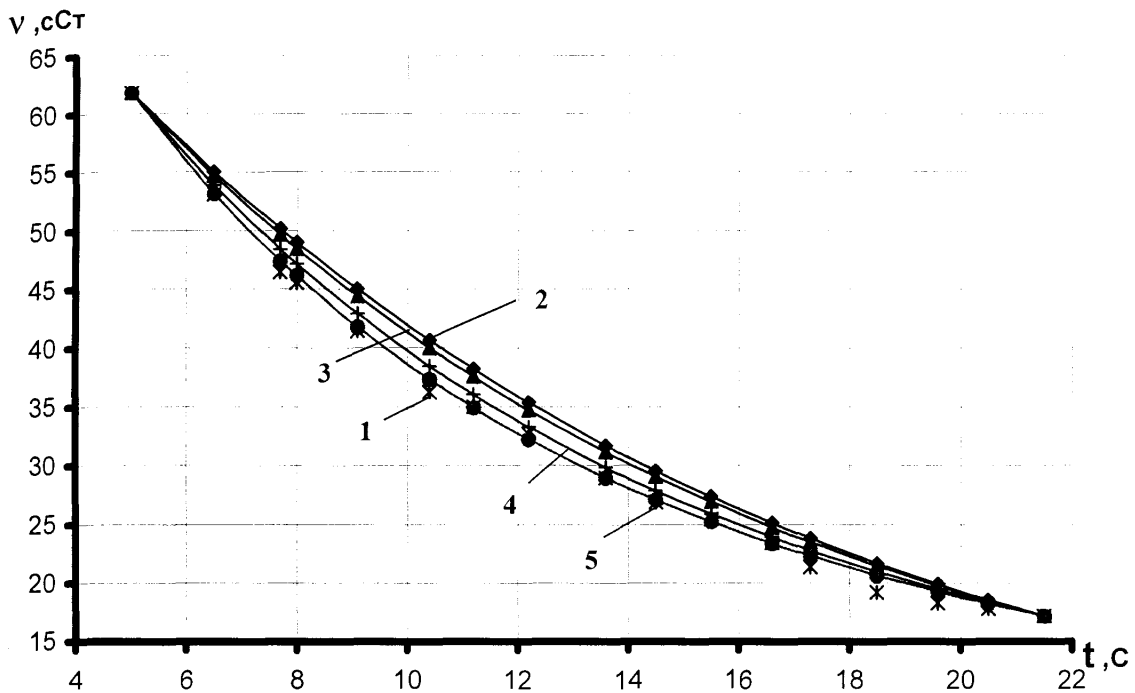


Рис. 3.3. Порівняння результатів розрахунку в'язкості нафти за різними моделями:

- 1 – дослідні точки;
- 2 – за формулою Рейнольдса-Філонова;
- 3 – за формулою Андраде-Панченкова;
- 4 – за формулою Вальтера;
- 5 – за формулою Фролова і Фогеля-Фульчера-Таммана.

Визначаємо відносні відхилення результатів розрахунків за математичними моделями від дослідних значень в'язкості нафти (див. табл.3.3).

Таблиця 3.3. -

Результати визначення адекватності математичних моделей для в'язкості нафти

Температура, °С	Дослідні значення в'язкості, сСт	Похибка моделі, %				
		Рейнольдса Філонова	Андраде-Панченкова	Вальтера	Фогеля-Фульчера-Таммана	Фролова
5,0	61,822	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6,5	53,118	3,61	2,97	1,38	0,10	0,10
7,7	46,430	8,00	6,90	4,23	2,15	2,15
8,0	45,562	7,53	6,34	3,47	1,24	1,24
9,1	41,427	8,60	7,09	3,53	0,84	0,84
10,4	36,246	12,22	10,40	6,16	3,05	3,05
11,2	34,995	9,24	7,36	3,02	0,11	0,11
12,2	32,698	8,20	6,25	1,80	1,33	1,33
13,6	28,971	9,56	7,56	3,08	0,00	0,00
14,5	26,903	10,03	8,07	3,72	0,76	0,76
15,5	25,448	7,64	5,83	1,84	0,83	0,83
16,6	23,432	7,35	5,73	2,17	0,17	0,17
17,3	21,339	11,65	10,12	6,78	4,60	4,60
18,5	19,220	12,95	11,74	9,11	7,42	7,42
19,6	18,276	9,07	8,27	6,55	5,45	5,45
20,5	17,816	4,35	3,92	3,00	2,42	2,42
21,5	17,204	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Як видно з табл. 3.3, найменше відхилення від дослідних значень в'язкості забезпечують формули Фролова і Фогеля-Фульчера-Таммана. Тому далі при створенні математичної моделі гідродинамічних процесів послідовного перекачування різносортних нафт для опису залежності в'язкості нафти від температури будуть використовуватися саме ці формули.

Для визначення розрахункових значень густини нафти при різних температурах, при яких проводиться перекачування на магістральних нафтопроводах, можна використовувати наступні формули:

- лінійну модель

$$\rho = \rho_{20} - \zeta(t - 20), \quad (3.14)$$

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

- ζ - температурна поправка, яка визначається за формулою

$$\zeta = 1,825 - 0,001315\rho_{20}, \quad (3.15)$$

- модель, що включає коефіцієнт об'ємного розширення β_t

$$\rho = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_t(20 - t)} \quad (3.16)$$

Обчислюємо значення густини нафти за двома моделями у діапазоні температур, що мав місце при проведенні експериментів. Знаходимо відносні відхилення результатів розрахунків густини нафти за моделями від дослідних значень (див.табл.3.4).

Таблиця 3.4. -

Результати визначення адекватності математичних моделей для густини нафти

Температура °C	Густина нафти, кг/м ³			Відносна різниця результатів, порівняно з даними дослідів, %	
	дослідна	за формулою (3.14)	за формулою (3.16)	для формули (3.14)	для формули (3.16)
5,0	876,0	876,2	876,0	0,02	0,00
6,5	875,5	875,1	875,0	0,04	0,06
7,7	874,8	874,3	874,1	0,05	0,07
8,0	874,4	874,1	873,9	0,03	0,05
9,1	873,6	873,4	873,2	0,03	0,05
10,4	873,1	872,5	872,3	0,07	0,09
11,2	872,4	871,9	871,8	0,06	0,07
12,2	871,5	871,2	871,1	0,03	0,05
13,6	870,4	870,3	870,2	0,01	0,03
14,5	869,5	869,7	869,6	0,02	0,01
15,5	869,1	869,0	868,9	0,02	0,02
16,6	868,1	868,2	868,1	0,01	0,01
17,3	867,5	867,7	867,7	0,03	0,02
18,5	866,6	866,9	866,9	0,04	0,03
19,6	866,1	866,2	866,1	0,01	0,01
20,5	865,6	865,5	865,5	0,01	0,01
21,5	865,1	864,8	864,9	0,03	0,03

Аналіз даних табл.3.4 свідчить, що дві моделі адекватно описують залежність густини нафти від температури. Для розробки математичної моделі нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів будемо використовувати більш зручну лінійну модель (3.14).

3.3. Обґрунтування вибору математичних моделей для визначення коефіцієнта гідравлічного опору

Важливою частиною технологічних розрахунків магістральних нафтопроводів як при їх проектуванні, так і при експлуатації, є гідравлічні розрахунки. Вони дозволяють визначити пропускну здатність нафтотранспортної системи, розрахувати режими роботи нафтоперекачувальних станцій і лінійної частини трубопроводу при заданій витраті нафти, розробити оптимальні способи регулювання режимів транспортування нафти.

Результати промислових перекачувань нафти свідчать, що в більшості випадків фактичний гідравлічний опір перевищує теоретично розраховане значення. Однією з причин цього явища є недосконалість методів гідравлічного розрахунку технічних трубопроводів.

Основна складність гідравлічного розрахунку трубопроводу полягає у достовірному визначенні коефіцієнта гідравлічного опору, який у загальному випадку є функцією числа Рейнольдса Re і абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труб k .

Реалізація гідравлічних розрахунків нафтопроводів пов'язана з використанням складних математичних моделей, із застосуванням методу послідовних наближень, що робить доцільним розробку обчислювальних алгоритмів та відповідного програмного забезпечення.

Перекачування нафти по магістральних нафтопроводах відбувається виключно при турбулентному режимі, який характеризується складним законом гідравлічного тертя.

Основна складність гідравлічного розрахунку нафтопроводу полягає у правильному виборі математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору.

У трубопроводному транспорті нафти найбільшого поширення набула напівемпірична теорія турбулентності, яка у свій час була розроблена Прандтлем. Відповідно до цієї теорії, турбулентний потік можна розбити по перерізу труби на дві зони – ламінарний прошарок і турбулентне ядро.

Використання моделі Прандтля з підстановкою значень емпіричних сталих, значення яких були знайдені у результаті дослідів Нікурадзе, дозволило одержати наступні залежності для розподілу швидкостей по перерізу труби і коефіцієнта гідравлічного опору при русі рідини у зоні гідравлічно гладких і шорстких труб відповідно

$$\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg Re \sqrt{\lambda} - 0,8, \quad (3.17)$$

$$\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \frac{3,7d}{k_e}. \quad (3.18)$$

Перекачування нафти малої і середньої в'язкості може здійснюватись як у зоні гідравлічно гладких труб, так і в перехідній зоні (зоні змішаного тертя). На жаль, для перехідної зони Прандтлем не було запропоновано аналітичних залежностей ні для профілю швидкостей, ні для коефіцієнта гідравлічного опору.

Подальші теоретичні та експериментальні дослідження показали, що модель Прандтля є лише грубою схематизацією турбулентного потоку, розділення потоку на дві частини з якісно відмінним характером течії носить штучний характер і не відповідає дійсності.

Вдалою спробою відійти від двошарової моделі Прандтля і одержати універсальні залежності для розподілу швидкостей і коефіцієнта гідравлічного опору в турбулентному потоці є роботи Альтшуля [83]. Альтшуль розглядав турбулентний потік у трубі як одне ціле, без розбивання на турбулентне ядро і ламінарний прошарок. Він запропонував наступне рівняння для розподілу швидкостей по перерізу турбулентного потоку

$$\frac{dU}{dy} = \frac{U_*^2}{\nu \left(1 + \frac{\alpha U_* y}{\nu}\right)} \quad (3.19)$$

де α - перша константа турбулентності, $\alpha \approx 0,4$.

Всі інші позначення такі, як у попередніх розділах роботи.

Рівняння (3.19) одержано за припущення, що дотичні напруження у довільній точці дорівнюють дотичним напруженням на стінці, а коефіцієнт турбулентної в'язкості рівний

$$\psi = \alpha U_* y . \quad (3.20)$$

Використовуючи моделі турбулентного потоку (3.19) і (3.20), Альтшуль одержав наступні формули для коефіцієнта гідравлічного опору [83]:

логарифмічну

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,8 \lg \frac{Re}{Re \frac{k_1}{d} + 7}, \quad (3.21)$$

степеневу

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3.22)$$

де k_1 - зведена лінійна шорсткість внутрішньої поверхні труби, яка може бути визначена за даними експериментальних досліджень; для практичних розрахунків можна приймати [83]

$$k_1 \approx 0,1 k_e . \quad (3.23)$$

Формули (3.21) і (3.22) є узагальненими залежностями, що можуть бути використані для всієї області турбулентного режиму. Ці формули значно зручніші у використанні, ніж широко вживана за кордоном узагальнена формула Колбрука. Колбрук об'єднав формули Прандтля для гідравлічно гладких і шорстких труб з допомогою інтерполяційної перехідної функції і одержав наступну залежність, яка враховує вплив на гідравлічний опір одночасно в'язкості та шорсткості труби і тому придатна для всіх зон турбулентного руху

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k_e}{3,7d} \right) . \quad (3.24)$$

Якщо перший член у дужках значно більший від другого, ця формула переходить у формулу Прандтля для гідравлічно гладких труб. Якщо другий член у дужках значно більший від першого, формула Колбрука переходить у формулу Прандтля для цілком шорстких труб.

Формула Колбрука у більшості країн світу використовується як основна формула для гідравлічного розрахунку трубопроводів різного призначення [83].

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

Норми технологічного проектування магістральних нафтопроводів [92] пропонують в зоні гідравлічно гладких труб коефіцієнт гідравлічного опору розраховувати за емпіричною формулою Блазіуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (3.25)$$

а в зоні змішаного тертя використовувати наступну емпіричну модель, яка не має теоретичного обґрунтування

$$\lambda = b + \frac{1,7}{Re^{0,5}}, \quad (3.26)$$

де b - коефіцієнт моделі, значення якого залежать від діаметра трубопроводу.

Норми [92] містять також таблицю значень першого перехідного числа Рейнольдса Re_1 для кожного стандартного діаметра нафтопроводу.

Слід вказати, що формула (3.26) та наведені в [92] значення перехідних чисел Рейнольдса одержані при конкретному значенні абсолютної еквівалентної шорсткості труби, що складає $k_e = 0,125$ мм для труб з малим діаметром (до 377 мм включно) і $k_e = 0,1$ мм для більших діаметрів труб. Тому дана методика розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору не може бути використана при проведенні гідравлічних розрахунків діючих нафтопроводів, шорсткість внутрішньої поверхні яких суттєво різниться від нормативного значення.

Традиційні методики експлуатаційних гідравлічних розрахунків нафтопроводів передбачають використання формули Блазіуса в зоні гідравлічно гладких труб та однієї з напівемпіричних залежностей (формул Ісаєва, Френкеля, Альтшуля тощо) в зоні змішаного тертя. Такий підхід має ряд недоліків, основними з яких є наступні:

- формули, які дозволяють визначити коефіцієнт гідравлічного опору тільки в певній зоні гідравлічного режиму, не стикаються на границях зон тертя, тобто при числах Рейнольдса, близьких до перехідних чисел Рейнольдса. Це робить неможливим розробку обчислювальних алгоритмів і програм, в яких реалізується метод послідовних наближень при визначенні гідравлічних характеристик нафтопроводу;
- формула Блазіуса дає достовірні результати тільки лише при числах Рейнольдса менших від 70000-100000. Згідно з напівемпіричною теорією турбулентності для нафтопроводів великого діаметра перехід від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя відбувається при числах Рейнольдса значно більших за 100000. Тому виникає необхідність використання, окрім формули Блазіуса, ще одної моделі для коефіцієнта гідравлічного опору у зоні гідравлічно гладких труб. Це ще більше загострює проблему стикування різних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору при розробці обчислювальних алгоритмів та програм.
- відсутні однозначні критерії, що дозволяють визначити умови переходу від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя.

Так, наприклад, для трубопроводу діаметром $d=700$ мм при абсолютній еквівалентній шорсткості $k_e=0,1$ мм перше перехідне число Рейнольдса дорівнює:

- згідно з нормами технологічного проектування магістральних нафтопроводів [92]

$$Re_l = 100000,$$

- згідно з роботами Альтшуля [83]

$$Re_l = 10 \frac{d}{k_e}, \quad (3.27)$$

$$Re_l = \frac{10 \cdot 700}{0,1} = 70000,$$

- згідно з роботою [93]

$$Re_l = 59,5 \left(\frac{d}{2k_e} \right)^8, \quad (3.28)$$

$$Re_l = 59,5 \left(\frac{700}{2 \cdot 0,1} \right)^8 = 668160;$$

згідно з рекомендаціями роботи [94]

$$\frac{k_e}{d} = \frac{8,15}{Re_l \sqrt{0,0032 + 0,221 Re_l^{-0,237}}}, \quad (3.29)$$

$$Re_l = 499200.$$

Таким чином, виникає питання - яке з цих значень перехідного числа Рейнольдса слід закладати в обчислювальний алгоритм.

Труднощів, пов'язаних з визначенням достовірних границь переходу від однієї зони турбулентного руху до іншої, з виникненням стрибкоподібних змін значень коефіцієнта гідравлічного опору при переході від однієї моделі до іншої, з зацикленням розрахунків на ПЕОМ при реалізації методу послідовних наближень, можна уникнути, використовуючи в обчислювальних алгоритмах універсальні моделі для визначення коефіцієнта гідравлічного опору в турбулентному потоці.

При проведенні уточнених гідравлічних розрахунків магістральних нафтопроводів в обчислювальний алгоритм доцільно закладати узагальнену формулу Колбрука (3.24), передбачивши реалізацію методу послідовних наближень для визначення коефіцієнта гідравлічного опору з необхідною точністю. Правомірність такого підходу підтверджується зарубіжним досвідом виконання проектних та експлуатаційних розрахунків нафтопроводів.

Для визначення правомірності використання при гідравлічних розрахунках нафтопроводів спрощених універсальних моделей Альтшуля (3.21) і (3.22), нами проведені спеціальні дослідження з допомогою ЕОМ. Значення коефіцієнта гідравлічного опору, обчислені за формулами Альтшуля, порівнювались з результатами розрахунків за формулою Колбрука для всіх значень стандартних діаметрів магістральних нафтопроводів в діапазоні чисел Рейнольдса від 10000 до 500000 при величині абсолютної еквівалентної шорсткості в діапазоні від 0,1 мм до 0,5 мм, що відповідає умовам як нових, так і діючих нафтопроводів.

Аналіз результатів досліджень для найбільш розповсюдженого в Україні діаметра магістрального нафтопроводу $D_u=700$ мм, а, також, для найменшого діаметра $D_u=200$ мм наведений у табл. 3.5.

Аналіз результатів досліджень (табл.3.5) свідчить, що при проведенні практичних гідравлічних розрахунків магістральних нафтопроводів для всіх зон турбулентного режиму можна використовувати як логарифмічну, так і степеневу формулу Альтшуля. Для нафтопроводів діаметром $D_u=500$ мм і більше перевагу слід віддавати логарифмічній залежності (3.21), при використанні якої максимальна різниця результатів, порівняно з базовою формулою Колбрука, не перевищує 2% для всього діапазону значень абсолютної еквівалентної шорсткості. При гідравлічному розрахунку розподільних систем (трубопроводів малого діаметра) перевагу слід віддавати степеневій формулі (3.22), при використанні якої максимальне відхилення результатів, порівняно з базовою формулою, також не перевищує 2 % [95,96].

Таблиця 3.5 –

Порівняння результатів обчислень коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводі за різними формулами

Максимальна відносна різниця результатів, порівняно з формулою Колбрука	Абсолютна еквівалентна шорсткість k_e , мм								
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
Для діаметра $d=700$ мм									
за формулою (3.21)	0,75	0,84	0,94	1,05	1,15	1,26	1,37	1,48	1,61
за формулою (3.22)	4,50	3,30	2,47	1,93	2,10	2,01	1,92	1,83	1,70
Для діаметра $d=200$ мм									
за формулою (3.21)	1,26	1,65	2,05	2,45	2,87	3,28	3,65	3,99	4,29
за формулою (3.22)	2,01	1,70	1,38	1,06	0,74	0,42	0,59	0,81	1,01

Недивлячись на те, що результати обчислень за логарифмічною та степенною формулами Альтшуля відносно близькі до результатів розрахунків за базовою формулою Колбрука, використання зазначених моделей в обчислювальних алгоритмах не забезпечує стикування результатів на границі зон тертя турбулентного режиму. Тому при створенні алгоритмів та програм гідравлічного розрахунку магістральних нафтопроводів для визначення коефіцієнта гідравлічного опору перевагу слід віддавати універсальній моделі Колбрука.

Однак, результати виконаних нами розрахунків свідчать, що використання формули Колбрука для ясно вираженої зони гідравлічно гладких труб, що часто має місце для магістральних нафтопроводах, суттєво завищує гідравлічний опір системи, бо не враховує явища гідравлічної гладкості труби. Це доводить необхідність попередньої модифікації формули (3.24) перед використанням її в обчислювальних програмах [96]. Методика внесення змін у зазначену математичну модель наведена нижче.

З точки зору гідромеханіки, перехід від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя відбувається тоді, коли товщина ламінарного прошарку δ_l стає такою ж, як величина виступів шорсткості k .

Згідно з напівемпіричною теорією турбулентності можна допустити справедливість наступного виразу [94]

$$\frac{\tau}{\rho U_k^2} = f\left(\frac{k U_k}{\nu}\right). \quad (3.30)$$

де τ - дотичні напруження в потоці рідини;

U_k - швидкість руху рідини в перерізі, що співпадає з виступами шорсткості.

Використовуючи результати експериментальних досліджень Нікурадзе, можна одержати наступний вираз для границі існування гідравлічно гладких труб

$$\frac{k}{\delta_l} < 0,25. \quad (3.31)$$

Після підстановки відомого виразу для товщини ламінарного прошарку одержують наступний вираз для визначення границь використання моделей для гідравлічно гладких труб [94]

$$\frac{k}{d} = \frac{8,15}{Re_1 \sqrt{0,0032 + 0,221 Re_1^{-0,237}}}. \quad (3.32)$$

Слід відмітити, що формули (3.30)-(3.32) справедливі для ідеалізованої зернистої шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу. Шорсткість технічних трубопроводів характеризується виступами, що мають різну величину, форму та густоту розміщення. Тому для практичних розрахунків широко використовується поняття абсолютної еквівалентної шорсткості k_e , яка закладається у всі розрахункові моделі, і може бути визначена достовірно лише за результатами експериментальних досліджень при конкретних умовах експлуатації. Для практичних розрахунків нафтопроводів використовуються значення еквівалентної шорсткості труб, одержані Альшулем [83]. Вони не завжди адекватно описують стан внутрішньої поверхні діючих трубопровідних систем.

Як вказувалось вище, фактична шорсткість нафтопроводів суттєво різниться від ідеалізованої зернистої шорсткості. Очевидно, що для технічних трубопроводів перехід від гідравлічно гладких труб до зони змішаного тертя відбувається при числах Рейнольдса менших від перехідного, обчисленого за формулою (3.32). Вважаємо, що для технічних трубопроводів вже при числах Рейнольдса більших за 3000-4000 найбільші виступи шорсткості виходять за межі ламінарного прошарку, попадають в турбулентне ядро і починають впливати на величину гідравлічного опору. Чим більше значення числа Рейнольдса, тим більше розвинутий турбулентний потік і більша частка виступів шорсткості впливає на гідравлічний опір трубопроводу. Враховуючи дані міркування, вводимо поняття ефективної еквівалентної шорсткості труби за умовою

$$k_{ee} = k_e \frac{Re - 4000}{Re_1 - 4000}, \quad (3.33)$$

де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість труби за Альшулем;

Re_1 - перше перехідне число Рейнольдса, яке знайдене із рівняння (3.32)

при еквівалентній шорсткості труби за Альтшулем.

Значення ефективної еквівалентної шорсткості труби k_{ee} замість величини k_e підставляється у формулу Колбрука (3.24), з якої методом послідовних наближень знаходиться коефіцієнт гідравлічного опору λ .

Як показали наші дослідження [96], модифікована формула Колбрука дає значення коефіцієнта гідравлічного опору більші, ніж результати розрахунку за напівемпіричними моделями гідравлічно гладких труб, і менші, ніж результати розрахунку за моделями змішаного тертя. Для трубопроводів діаметром $D_u=500$ мм і більше при нормативному значенні абсолютної еквівалентної шорсткості $k_e=0,1$ мм результати розрахунку за модифікованою формулою Колбрука практично співпадають з результатами розрахунку за нормативною формулою (3.26). При більшій шорсткості труби одержуємо більші значення гідравлічного опору, що відповідає законам гідромеханіки. Однак при невеликих числах Рейнольдса, для кожного діаметра трубопроводу, існує діапазон, в якому результати розрахунку за модифікованою формулою Колбрука дають дещо занижені результати, порівняно з загальноприйнятою емпіричною формулою Блазіуса.

Для того, щоб не допустити заниження величини гідравлічного опору нафтопроводу і врахувати рекомендації діючих норм проектування, нами пропонується наступна методика гідравлічного розрахунку нафтопроводів, зручна для реалізації в обчислювальних алгоритмах і програмах.

За відомими геометричними параметрами трубопроводу, витратою і фізичними властивостями рідини обчислюється число Рейнольдса Re .

Визначається коефіцієнт гідравлічного опору за формулою Блазіуса λ_6 .

Використовуючи рекомендації Альтшуля щодо значення еквівалентної шорсткості труби k_e із рівняння (3.32) методом послідовних наближень знаходиться перше перехідне число Рейнольдса для ідеалізованих умов Re_1 .

За формулою (3.33) обчислюється ефективна еквівалентна шорсткість k_{ee} .

Значення ефективної еквівалентної шорсткості k_{ee} підставляється у формулу Колбрука (3.24) і методом послідовних наближень знаходиться коефіцієнт гідравлічного опору λ_k .

Як кінцевий результат вибирається більше із двох розрахованих значень коефіцієнта гідравлічного опору.

Те значення числа Рейнольдса, при якому слід переходити від використання моделі Блазіуса до модифікованої формули Колбрука для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору назвемо граничним числом Рейнольдса і позначимо Re_{zp} . Нами проведені спеціальні дослідження залежності значення граничного числа Рейнольдса Re_{zp} від відносної шорсткості внутрішньої поверхні труби $\varepsilon = \frac{2k_e}{d}$. Розрахунки проведені для всіх стандартних діаметрів нафтопроводу в діапазоні абсолютної еквівалентної шорсткості труби від 0,1 мм до 0,5 мм, що відповідає умовам як нових, так і діючих трубопроводів. Одержані результати наведені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 –

Значення граничного числа Рейнольдса для різних діаметрів труби

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Значення граничного числа Рейнольдса Re_{zp} при абсолютній еквівалентній шорсткості труби k_e ,								
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
200	38900	28300	21800	17400	14300	11900	10100	8600	7400
250	45100	34100	26900	21800	18200	15400	13300	11500	10100
300	50100	39000	31400	25900	21900	18800	16300	14300	12700
350	54000	43300	35500	29700	25300	21900	19200	17000	15200
400	57100	46800	38900	32900	28300	24700	21800	19400	17400
500	61800	52600	44900	38800	33900	30000	26700	24000	21700
700	67000	60000	53300	47400	42400	38200	34600	31600	28900
800	68700	62600	56500	50900	46000	41800	38100	35000	32200
1000	70800	66300	61300	56400	51900	47900	44200	41000	38100
1200	72100	68700	64600	60500	56500	52700	49200	46000	43100

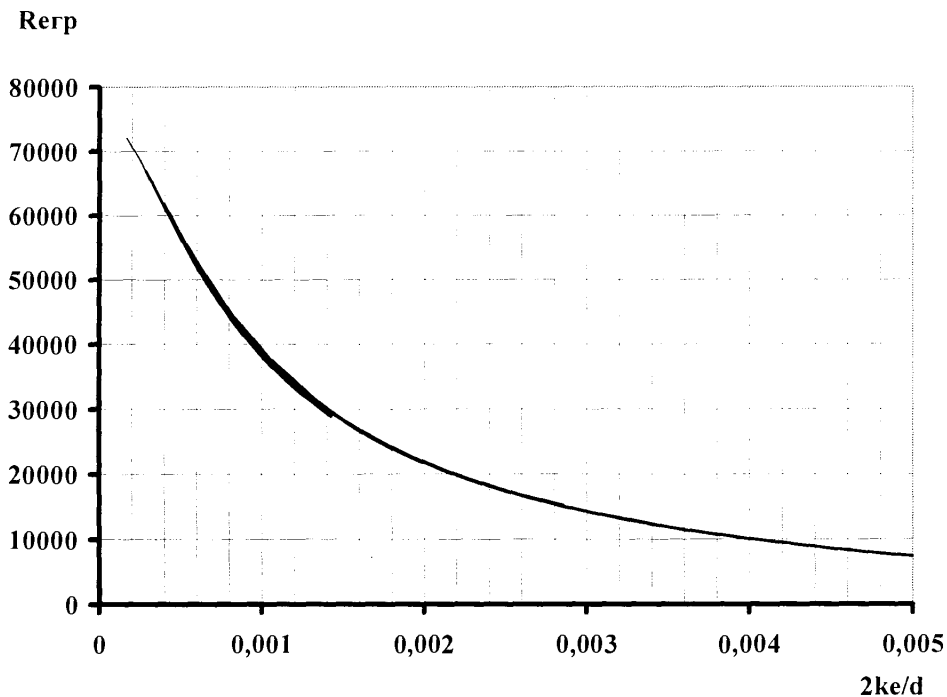


Рис. 3.4. Залежність граничного числа Рейнольдса від відносної шорсткості труб

Дані таблиці 3.6 можна представити у вигляді графічної залежності, що наведена на рис.3.4, а також з точністю до 1% апроксимувати наступною моделлю

$$Re_{кр} = -22775 \ln \varepsilon - 118750. \quad (3.34)$$

З метою перевірки адекватності запропонованої вище методики визначення коефіцієнта гідравлічного опору нами було проведено промисловий експеримент на нафтопроводі Кременчук – Снігурівка. Результати порівняння експериментальних і розрахункових значень режимних параметрів експлуатації нафтопроводу наведені в табл.3.7.

Описана вище методика визначення коефіцієнта гідравлічного опору в магістральному нафтопроводі з врахуванням ступеня турбулентності потоку використана нами при розробці гідродинамічної моделі нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафти різних сортів.

Таблиця 3.7 -

Перевірка адекватності математичної моделі коефіцієнта гідравлічного опору шляхом порівняння з результатами промислового експеримента на ділянці нафтопроводу Кременчук - Снігурівка

Дата	НПС Кременчук		НПС Пролетарська		НПС Широке		НПС Андріївка		Густина нафти, кг/м ³	В'язкість нафти, сСт	Витрата нафти, м ³ /год		Витрати потужності, кВт		Відносна різниця витрат нафти, %					
	№ магистрального насоса	Тиск, ат	№ магистрального насоса	Тиск, ат	№ магистрального насоса	Тиск, ат	№ магистрального насоса	Тиск, ат			на вхіді	на виході	фактична	поразункова		фактичні	поразункові			
24.04.01	4	11,9	33,4	4	6,5	27,9	4	4,5	27,9	1	7,8	27,5	869	17,6	2392	2445	8450	8432	-2,2	
17.04.01	2	10,3	39,4	3	9,4	38,0	4	8,7	31,3	4	7,6	32,3	871	19,3	2589	2592	10500	10188	-0,1	
10.04.01	4	12,3	36,9	-	-	20,7	-	-	16,2	-	-	11,2	870	20,4	1338	1342	2473	2215	-0,3	
08.04.01	3	10,9	37,1	4	8,3	30,2	2	3,4	6,5	4	4,6	29,7	870	19,7	2477	2505	9333	9238	-1,1	
05.04.01	3	11,0	37,4	4	8,5	30,1	4	3,8	27,2	4	4,3	29,4	871	21,0	2459	2494	9286	9196	-1,4	
27.03.01	3	11,4	39,1	4	14,5	36,9	2	17,6	41,9	-	-	23,5	872	24,6	2115	2152	6868	6721	-1,7	
25.03.01	4	11,3	34,6	4	10,4	32,9	2	14,3	38,4	-	-	22,6	872	21,5	2085	2140	6349	6261	-2,6	
14.03.01	3	10,6	36,5	3	7,0	35,8	2	7,0	30,0	2	6,0	32,1	872	21,6	2534	2598	10260	10234	-2,5	
12.03.01	4	11,6	35,6	-	-	16,2	1	5,0	27,2	-	-	17,2	871	19,6	1738	1746	4059	3866	-0,5	
04.03.01	3	10,7	36,8	3	6,7	35,5	3	6,3	32,2	4	7,8	32,8	873	23,9	2523	2576	10497	10391	-2,1	
28.02.01	4	11,6	35,0	4	11,2	33,7	1	15,6	37,2	-	-	22,8	873	22,5	2039	2079	6382	5887	-1,9	
20.02.01	3	11,6	39,9	-	-	19,0	2	5,8	29,5	-	-	17,7	871	21,0	1820	1880	4519	4476	-3,2	
15.02.01	3	11,5	40,0	-	-	19,8	4	4,1	28,1	-	-	17,1	872	29,0	1748	1802	4520	4399	-3,0	
13.02.01	3	11,0	37,3	3	8,6	37,9	4	10,4	33,8	1	11,1	31,0	872	24,6	2431	2493	9632	9359	-2,5	
Усереднене значення																				
																				-1,8

На даному методі базується також розроблена нами методика нормування питомих витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами, яка затверджена як стандарт підприємства “Придніпровські магістральні нафтопровода” СТП 320.00148429.003-2002 [97], погоджений з Держкоенергозбереження України, НАК “Нафтогаз України”, нормативно-аналітичним центром – Базовою організацією з стандартизації НАК “Нафтогаз України” (додаток А). Дана методика впроваджена на нафтотранспортних системах філії “Придніпровські магістральні нафтопровода” ВАТ “Укртранс-нафта”. За даною методикою проводяться розрахунки пропускної здатності магістральних нафтопроводів, в тому числі при реалізації послідовного перекачування нафт різних сортів східних родовищ України, виконується оптимізація режимів експлуатації за критерієм мінімальних енерговитрат, визначаються питомі норми витрати електроенергії на транспортування нафти.

3.4 Стаціонарна гідродинамічна модель нафтопроводу з однією НПС при послідовному перекачуванні нафт різних сортів

Розглянемо елемент нафтопровідної системи, що включає головну нафтоперекачувальну станцію (ГНПС) та прилеглу ділянку нафтопроводу.

Нехай по трубопроводу послідовно перекачують m сортів нафти, що мають різну густину і в'язкість. Всі сорти нафти, окрім останнього, перекачуються невеликими партіями, довжина яких у трубопроводі менша від довжини самого трубопроводу. Останній сорт нафти транспортується нафтопроводом партіями, довжина яких значно перевищує протяжність трубопровідної системи.

У процесі закачування у трубопровід партій різносортих нафт змінюється гідравлічний опір системи, що у свою чергу впливає на пропускну здатність нафтопроводу.

Процес послідовного перекачування нафт різних сортів є неусталений, однак, за аналогією з процесом послідовного перекачування світлих нафтопро-

дуктів, будемо його розглядати як послідовність квазістаціонарних станів, що дозволяє використовувати при розрахунках базові рівняння усталеного руху рідини у трубопроводі.

Розробимо гідродинамічну математичну модель магістрального нафтопроводу в процесі послідовного перекачування нафт різних сортів.

Обчислюємо довжину партій всіх транспортованих трубопроводом нафт, окрім останньої, довжина якої перевищує довжину ділянки нафтопроводу

$$L_{nj} = \frac{4V_{nj}}{\pi \cdot d^2}, \quad (3.35)$$

де V_{nj} - об'єм партії j -ого сорту нафти;

d - внутрішній діаметр трубопроводу.

Виконуємо математичне моделювання фізико-хімічних властивостей всіх сортів транспортованих трубопроводом нафт. Для цього знаходимо температурну поправку для густини кожної нафти за формулою

$$\xi_j = 1,825 - 0,001315\rho_{20j}, \quad (3.36)$$

де ρ_{20j} - густина нафти j -ого сорту при 20°C .

Розрахункова густина нафти кожного сорту може бути обчислена за формулою

$$\rho_j = \rho_{20j} - \xi_j(t - 20) . \quad (3.37)$$

Знаходимо коефіцієнти математичної моделі Фогеля-Фульчера-Таммана для кожного сорту нафти

$$c_j = \frac{k_j t_{1j} - t_{3j}}{k_j - 1}, \quad (3.38)$$

$$b_j = \frac{(t_{1j} - c_j)(t_{2j} - c_j)}{t_{2j} - t_{1j}} \ln \frac{v_{1j}}{v_{2j}}, \quad (3.39)$$

$$k_j = \frac{t_{3j} - t_{2j}}{t_{2j} - t_{1j}} \frac{\lg \frac{v_{1j}}{v_{2j}}}{\lg \frac{v_{2j}}{v_{3j}}}, \quad (3.40)$$

$$a_j = v_{1j} \exp\left(\frac{-b_j}{t_{1j} - c_j}\right), \quad (3.41)$$

де t_{1j}, t_{2j}, t_{3j} - три значення температури, при яких відома в'язкість нафти j -ого сорту;

v_{1j}, v_{2j}, v_{3j} - відповідні значення в'язкості нафти j -ого сорту за дані дослідів.

Для знаходження розрахункової в'язкості кожного сорту нафти використовуємо наступну модель

$$v_j = a_j \exp\left(\frac{b_j}{t - c_j}\right), \quad (42)$$

де t - розрахункова температура нафти у нафтопроводі.

Вибираємо математичні моделі для опису гідравлічного режиму послідовного перекачування різносортних рідин. Визначаємо секундну витрату нафти у нафтопроводі

$$Q = \frac{Q_2}{3600}, \quad (3.43)$$

де Q_2 - перше наближення годинної витрати нафти.

Із рівняння (3.32) методом послідовних наближень знаходимо перше перехідне число Рейнольдса. За формулою (3.33) обчислюємо ефективну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні труби.

Знаходимо середню швидкість руху нафти у трубопроводі і число Рейнольдса

$$w = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2}, \quad (3.44)$$

$$Re_j = \frac{wd}{\nu_j}. \quad (3.45)$$

Використовуючи формулу (3.34), визначаємо граничне число Рейнольдса Re_{cp} . Якщо виконується нерівність

$$Re_j < Re_{cp}, \quad (3.46)$$

то коефіцієнт гідравлічного опору обчислюємо за формулою Блазіуса

$$\lambda_j = \frac{0,3164}{Re_j^{0,25}}. \quad (3.47)$$

Якщо виконується нерівність

$$Re_j > Re_{zp}, \quad (3.48)$$

то коефіцієнт гідравлічного опору знаходимо методом послідовних наближень із модифікованої формули Колбрука

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_j}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re_j \sqrt{\lambda_j}} + \frac{k_{ee}}{3,7D} \right). \quad (3.49)$$

Знаходимо віддаль від початку трубопроводу до початку партії нафти j -ого сорту (рис.3.5.). Якщо виконується нерівність

$$x_j < L_{nj}, \quad (3.50)$$

то приймаємо

$$x_{j+1} = 0. \quad (3.51)$$

В іншому випадку

$$x_{j+1} = x_j - L_{nj}. \quad (3.52)$$

Коригуємо координату x_j з врахуванням обмеженої довжини ділянки трубопроводу. Якщо виконується наступна нерівність

$$x_j \leq L_T, \quad (3.53)$$

то приймаємо

$$x_{pj} = x_j, \quad (3.54)$$

інакше

$$x_{pj} = L_T. \quad (3.55)$$

де L_T - довжина трубопроводу.

Знаходимо довжину тієї частини партії нафти j -ого сорту, що знаходиться у межах ділянки нафтопроводу. Для партій всіх сортів нафти, окрім останньої

$$l_{nj} = x_{Pj} - x_{P_{j+1}}, \quad (3.56)$$

для партії нафти, що перекачується у великій кількості

$$l_{nm} = L_T - \sum_{j=1}^{j=m-1} l_{nj}. \quad (3.57)$$

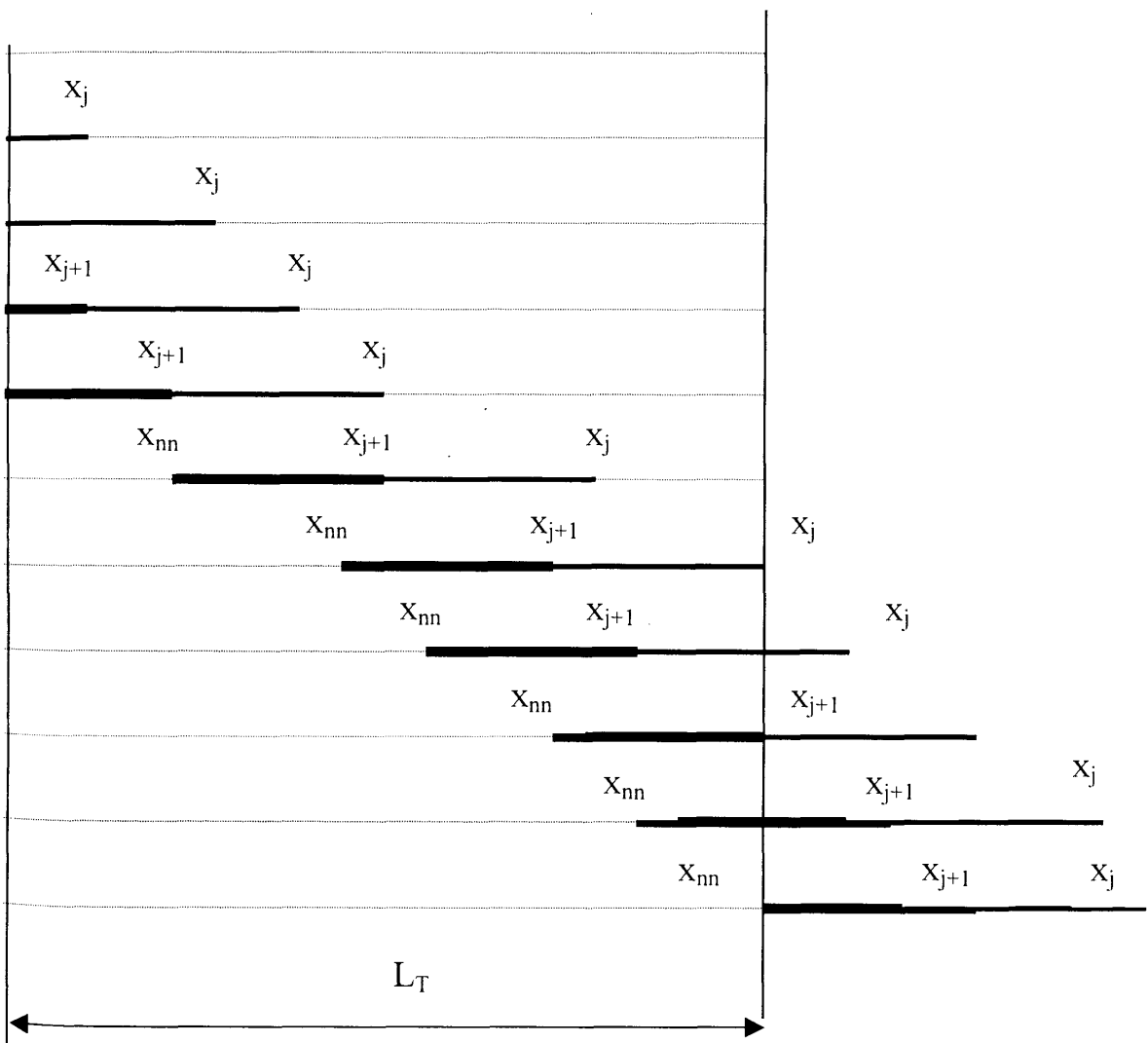


Рис. 3.5. Визначення реальної довжини партії нафти j -ого сорту в трубопроводі при транспортуванні трьох сортів нафти

Обчислюємо втрати тиску у трубопроводі від тертя і у місцевих опорах

$$\Delta P_T = 1,02 \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{l_{hj} w^2}{2d} \rho_j. \quad (3.58)$$

Для аналітичного опису профілю нафтопроводу вводимо масив значень геодезичних позначок z_i і довжин l_i характерних точок траси. Приймаємо

$$S = 0, i = 1. \quad (3.59)$$

Якщо виконується наступна нерівність

$$S < y, \quad (3.60)$$

то приймаємо

$$i = i + 1, \quad S = S + l_i. \quad (3.61)$$

Геодезична позначка довільної точки траси нафтопроводу (рис.3.6) y може бути описана наступним рівнянням

$$z_y = z_{i-1} + \frac{z_i - z_{i-1}}{l_i} (y - S + l_i). \quad (3.62)$$

Знаходимо втрати тиску на подолання різниці геодезичних позначок точок траси нафтопроводу

$$\Delta P_\Gamma = g\rho_m(z_k - z_{x1}) + g\rho_m(z_{xm} - z_n) + g \sum_{j=1}^{j=m-1} \rho_j (z_{xj} - z_{x_{j+1}}), \quad (3.63)$$

де g – прискорення сили тяжіння;

z_n - геодезична позначка початку трубопроводу;

z_k - геодезична позначка кінця трубопроводу;

z_{xj} - геодезична позначка точки траси з координатою x_j .

Обчислюємо загальні втрати тиску у нафтопроводі при реалізації послідовного перекачування нафт різних сортів

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_\Gamma + P_k, \quad (3.64)$$

де P_k - необхідний з технологічних умов тиск нафти у кінці трубопроводу.

Знаходимо коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики нафтоперекачувальної станції при послідовній роботі насосів

$$A = ar + a_n, \quad B = br + b_n, \quad (3.65)$$

де a, b - коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики магістрального насоса;

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

r - кількість послідовно працюючих магістральних насосів.

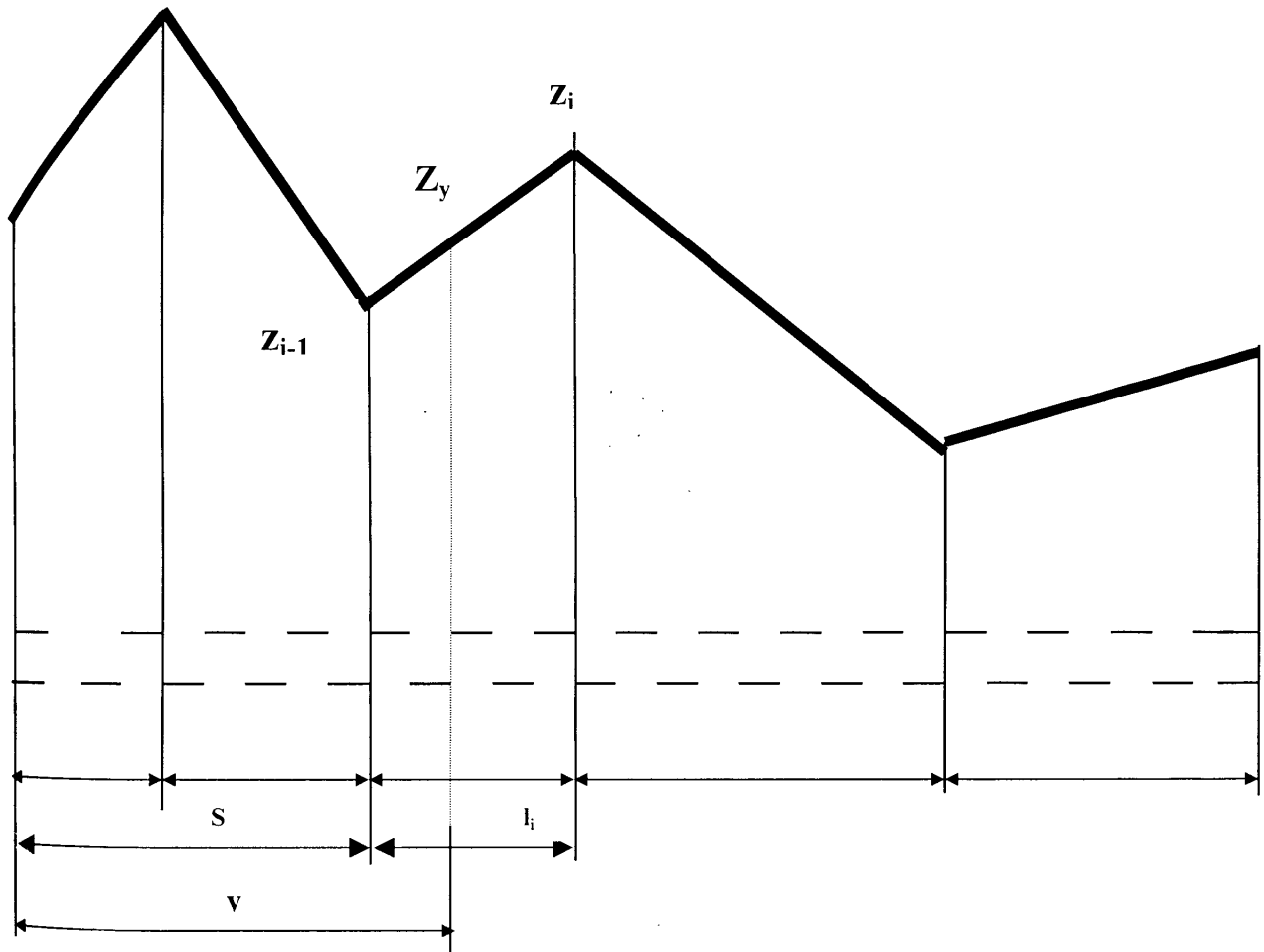


Рис. 3.6. Визначення геодезичної позначки z_y поточної точки

Якщо виконується наступна нерівність

$$x_j < L_{nj}, \quad (3.66)$$

то насоси нафтоперекачувальної станції перекачують нафту j -ого сорту, тому приймаємо

$$\rho = \rho_j, \quad (3.67)$$

інакше

$$\rho = \rho_m. \quad (3.68)$$

Моделюємо тиск на виході нафтоперекачувальної станції для кожного моменту процесу послідовного перекачування різносортних нафт

$$P_{nc} = (A - BQ^2) \rho g. \quad (3.69)$$

Якщо тиск нафти на виході станції більший за максимально допустимий тиск із умови міцності труби $P_{дон}$

$$P_{nc} \geq P_{дон}, \quad (3.70)$$

то приймаємо тиск на початку трубопроводу (після регуляторів тиску) рівним максимально допустимому тиску

$$P_n = P_{дон}. \quad (3.71)$$

В іншому випадку початковий тиск дорівнює тиску, що створюють насоси ГНПС

$$P_n = P_{nc}. \quad (3.72)$$

Якщо початковий тиск перевищує загальні втрати тиску у трубопроводі на величину більшу за вибрану точність розрахунку ε_p

$$(P_n - \Delta P) > \varepsilon_p, \quad (3.73)$$

то збільшуємо витрату нафти у трубопроводі за умовою

$$Q = Q + \Delta Q \quad (3.74)$$

і повторюємо розрахунки, починаючи з формули (3.44).

Після реалізації методу послідовних наближень обчислюємо годинну пропускну здатність ділянки нафтопроводу

$$Q_{zp} = Q3600. \quad (3.75)$$

Знаходимо ККД насосів і їх потужність, витрачену на послідовне перекачування нафт різних сортів

$$\eta = c_1 + c_2 Q + c_3 Q^2, \quad (3.76)$$

$$N_{НС} = \frac{P_{НС} Q}{\eta \eta_e}, \quad (3.77)$$

де c_1, c_2, c_3 - коефіцієнти математичної моделі для опису залежності ККД магістрального насоса від його подачі;

η_e - ККД електродвигуна, привода магістрального насоса.

Математична модель стаціонарного гідродинамічного режиму роботи нафтопроводу з однією нафтоперекачувальною станцією при послідовному перекачуванні нафт різних сортів реалізована в програмному забезпеченні на мові програмування Турбо-Паскаль (додаток К).

Використовуючи вказану програму, можна математично дослідити вплив основних факторів на гідравлічний режим роботи нафтопроводу у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів. Програма розрахунку універсальна, вона може бути використана для довільної кількості послідовно транспортованих нафт, для довільних об'ємів партій нафт, для всіх можливих режимів перекачування, для різних рельєфів трубопроводів [98].

Результати математичних досліджень можна представити у вигляді таблиць і графіків, які наглядно ілюструють динаміку зміни режимних та енергетичних параметрів у процесі переміщення контактів різносортих рідин по рельєфному трубопроводу. Приклад використання описаної вище методики і відповідного програмного забезпечення для розрахунку режимів послідовного перекачування нафт різних сортів для одного з вітчизняних нафтопроводів наведений нижче.

3.5 Стаціонарна гідродинамічна модель нафтопроводу з довільною кількістю НПС при послідовному перекачуванні нафт різних сортів

Розглянемо нафтопровідну систему, що включає лінійну частину трубопроводу і довільну кількість нафтоперекачувальних станцій.

Нехай по трубопроводу послідовно перекачують m сортів нафти, що мають різну густину і в'язкість. Всі сорти нафти, окрім останнього, перекачуються невеликими партіями, довжина яких у трубопроводі менша від довжини самого трубопроводу. Останній сорт нафти транспортується нафтопроводом партіями, довжина яких значно перевищує протяжність трубопровідної системи.

У процесі закачування у трубопровід партій різносортних нафт змінюється гідравлічний опір системи, що у свою чергу впливає на пропускну здатність нафтопроводу.

Розробимо квазістаціонарну математичну модель протяжного магістрального нафтопроводу в процесі послідовного перекачування різносортних рідин.

За формулою (3.35) обчислюємо довжину партій всіх транспортованих трубопроводом нафт, окрім останньої, довжина якої перевищує довжину нафтопроводу.

Виконуємо математичне моделювання фізико-хімічних властивостей всіх сортів послідовно транспортованих трубопроводом нафт, використовуючи формули (3.36)-(3.42).

Знаходимо віддаль від початку трубопроводу до кінця k -ої ділянки нафтопроводу

$$L_{n_k} = \sum_{k=1}^{k=ns} L_{nc_k}, \quad (3.78)$$

де L_{nc_k} - довжина k -ої ділянки між сусідніми нафтоперекачувальними станціями;

ns - кількість НПС.

У процесі послідовного перекачування відбувається переміщення зон контакту різносортних нафт по довжині трубопроводу. Позначимо через x_j лінійну координату початку j -ої партії нафти. Для початкових умов, коли весь трубопровід заповнений нафтою, що перекачується великими партіями, приймає-

$$x_j = 0. \quad (3.79)$$

Визначаємо втрати тиску на подолання різниці геодезичних позначок для кожної ділянки нафтопроводу при початкових умовах

$$\Delta P_{\Gamma_k} = \rho_m g (z_{k_k} - z_{n_k}), \quad (3.80)$$

де z_{k_k}, z_{n_k} - геодезичні позначки кінця і початку k -ої ділянки нафтопроводу;

ρ_m - розрахункова густина m -ого сорту нафти (нафти, що перекачується великими партіями).

Позначимо через y_{kj} довжину партії j -ого сорту нафти у межах k -ої ділянки нафтопроводу. Для початкових умов приймаємо:

$$\text{- для } j = 1, \dots, m-1 \quad y_{kj} = 0; \quad (3.81)$$

$$\text{- для } j = m \quad y_{kj} = L_{нс_k}; \quad (3.82)$$

Знаходимо довжину партії кожного сорту в межах кожної ділянки y_{kj} для випадку, коли початок партії першої нафти знаходиться у межах першої ділянки

$$x_1 < L_{нс_1}. \quad (3.83)$$

Для першого перегону ($k=1$) маємо:

$$\text{- для } j = 1, \dots, m-1 \quad y_{1j} = x_j - x_{j+1}, \quad (3.84)$$

$$\text{- для } j = m \quad y_{1m} = L_{нс_1} - \sum_{j=1}^{m-1} y_{1j}. \quad (3.85)$$

Для всіх інших перегонів ($k=2, \dots, ns$)

$$\text{- для } j = 1, \dots, m-1 \quad y_{kj} = 0, \quad (3.86)$$

$$\text{- для } j = m \quad y_{kj} = L_{нс_k}. \quad (3.87)$$

Якщо початок першого сорту нафти переміщується за межі першої ділянки нафтопроводу

$$x_1 > L_{нс_1} \quad (3.88)$$

для всіх сортів нафти, окрім останнього $j = 1, \dots, m-1$, маємо:

$$\text{якщо } x_j < L_{n_{k-1}}, \text{ то } y_{kj} = 0, \quad (3.89)$$

$$\text{якщо } L_{n_{k-1}} < x_j < (L_{n_{k-1}} + L_{n_j}), \text{ то } y_{kj} = x_j - L_{n_{k-1}}, \quad (3.90)$$

$$\text{якщо } (L_{n_{k-1}} + L_{n_j}) < x_j < L_{n_k}, \text{ то } y_{kj} = x_j - x_{j+1}, \quad (3.91)$$

$$\text{якщо } L_{n_k} < x_j < (L_{n_k} + L_{n_j}), \text{ то } y_{kj} = L_{n_k} - x_{p_{j+1}}, \quad (3.92)$$

$$\text{якщо } x_j > (L_{n_k} + L_{n_j}), \text{ то } y_{kj} = 0, \quad (3.93)$$

для останнього сорту нафти при $j = m$

$$y_{km} = L_{n_{c_k}} - \sum_{j=1}^{m-1} y_{kj}. \quad (3.94)$$

Метою гідравлічного розрахунку нафтопроводу є визначення пропускну здатності кожної ділянки в процесі послідовного переміщення партій нафт різних сортів по довжині трубопроводу. Вибираємо математичні моделі для опису гідравлічного режиму послідовного перекачування різносортих рідин. Задаємося першим наближенням годинної витрати нафти в трубопроводі. За формулами (3.43)-(3.45) визначаємо секундну витрату нафти, середню швидкість і число Рейнольдса для кожної ділянки трубопроводу та кожного сорту нафти Re_{kj} .

Із рівняння (3.32) методом послідовних наближень знаходимо перше перехідне число Рейнольдса Re_1 .

За формулою (3.33) обчислюємо ефективну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні нафтопроводу k_{ee} . Використовуючи формулу (3.34), визначаємо граничне число Рейнольдса Re_{gp} .

Якщо виконується нерівність

$$Re_{kj} < Re_{gp}, \quad (3.95)$$

то коефіцієнт гідравлічного опору обчислюємо за формулою (3.47).

Якщо виконується нерівність

$$Re_{kj} > Re_{gp}, \quad (3.96)$$

то коефіцієнт гідравлічного опору знаходимо методом послідовних наближень із модифікованої формули Колбрука

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{kj}}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re_{kj} \sqrt{\lambda_{kj}}} + \frac{k_{ee}}{3,7d} \right). \quad (3.97)$$

Обчислюємо втрати тиску на тертя і в місцевих опорах для j -ої нафти у межах k -ої ділянки нафтопроводу

$$\Delta P_{T_{kj}} = 1,02 \lambda_{kj} \frac{y_{kj}}{d} \frac{w_k^2}{2} \rho_j. \quad (3.98)$$

Сумарні втрати тиску на тертя і в місцевих опорах для k -ої ділянки

$$\Delta P_{T_k} = \sum_{j=1}^{j=m} \Delta P_{T_{kj}}. \quad (3.99)$$

Для обчислення втрат тиску на подолання різниці геодезичних позначок кінця і початку кожної партії нафти у межах кожної ділянки нафтопроводу знаходимо координати початку і кінця j -ої партії нафти на k -ій ділянці u_{1kj}, u_{2kj} та їх геодезичні позначки z_{1kj}, z_{2kj} .

Для всіх сортів нафти, окрім останнього $j = 1, \dots, m-1$

$$\text{якщо } x_j < L_{n_{k-1}}, \text{ то } u_{1kj} = u_{2kj} = L_{n_{k-1}}, \quad (3.100)$$

$$\text{якщо } L_{n_{k-1}} < x_j < (L_{n_{k-1}} + L_{n_j}), \text{ то } u_{1kj} = x_j, \quad u_{2kj} = L_{n_{k-1}}, \quad (3.101)$$

$$\text{якщо } (L_{n_{k-1}} + L_{n_j}) < x_j < L_{n_k}, \text{ то } u_{1kj} = x_j, \quad u_{2kj} = x_{j+1}, \quad (3.102)$$

$$\text{якщо } L_{n_k} < x_j < (L_{n_k} + L_{n_j}), \text{ то } u_{1kj} = x_{j+1}, \quad u_{2kj} = L_{n_k}, \quad (3.103)$$

$$\text{якщо } x_j > (L_{n_k} + L_{n_j}), \text{ то } u_{1kj} = u_{2kj} = L_{n_k}. \quad (3.104)$$

Втрати тиску на подолання різниці геодезичних позначок кінця і початку кожної партії нафти у межах кожної ділянки нафтопроводу обчислюємо за формулою

$$\Delta P_{G_{kj}} = \rho_j g (z_{1kj} - z_{2kj}). \quad (3.105)$$

Для останнього сорту нафти маємо:

якщо $x_l < L_{n_{k-1}}$, то $\Delta P_{\Gamma_{km}} = \rho_m g(z_{k_k} - z_{n_k})$, (3.106)

якщо $L_{n_{k-1}} < x_l < (L_{n_{k-1}} + \sum_{j=1}^{j=m-1} L_{H_j})$, то $\Delta P_{\Gamma_{km}} = \rho_m g(z_{k_k} - z_{l_{kl}})$, (3.107)

якщо $(L_{n_{k-1}} + \sum_{j=1}^{j=m-1} L_{H_j}) < x_l < L_{n_k}$,
то $\Delta P_{\Gamma_{km}} = \rho_m g(z_{k_k} - z_{l_{kl}} + z_{2_{k(m-1)}} - z_{n_k})$, (3.108)

якщо $L_{n_k} < x_l < (L_{n_k} + \sum_{j=1}^{j=m-1} L_{H_j})$,
то $\Delta P_{\Gamma_{km}} = \rho_m g(z_{2_{k(m-1)}} - z_{n_k})$, (3.109)

якщо $x_l > (L_{n_k} + \sum_{j=1}^{j=m-1} L_{H_j})$,
то $\Delta P_{\Gamma_{km}} = \rho_m g(z_{k_k} - z_{n_k})$. (3.110)

Знаходимо сумарні втрати тиску на подолання рельєфу для кожної ділянки нафтопроводу

$$\Delta P_{\Gamma_k} = \sum_{j=1}^{j=m} \Delta P_{\Gamma_{kj}}. \quad (3.111)$$

Загальні втрати тиску для k -ої ділянки нафтопроводу

$$\Delta P_k = \Delta P_{T_k} + \Delta P_{\Gamma_k}. \quad (3.112)$$

Знаходимо коефіцієнти математичних моделей напірної характеристики нафтоперекачувальних станцій,

якщо $k = 1$

$$A = ar + a_n, \quad B = br + b_n, \quad (3.113)$$

якщо $k = 2, \dots, ns$

$$A_n = ar, \quad B_n = br, \quad (3.114)$$

У початковий момент насоси всіх НПС перекачують нафту m -ого сорту.

Тому густина робочого середовища

$$\rho_{c_k} = \rho_m. \quad (3.115)$$

Якщо виконується наступна нерівність

$$L_{n_{k-1}} < x_j < (L_{n_{k-1}} + L_{n_j}), \quad (3.116)$$

то насоси k -ої нафтоперекачувальної станції перекачують нафту j -ого сорту, тому приймаємо

$$\rho_{c_k} = \rho_j. \quad (3.117)$$

Моделюємо тиск на виході нафтоперекачувальних станцій для кожного моменту процесу послідовного перекачування різносортних нафт. Тиск, що створюють насоси головної НПС

$$P_l = (A - BQ^2) \rho_{c_l} g. \quad (3.118)$$

Тиск, що створює підпірний насос

$$P_{nid} = (a_n - b_n Q^2) \rho_{c_l} g. \quad (3.119)$$

Тиск, що створюють насоси проміжної НПС ($k = 2, \dots, ns$)

$$P_k = (A_n - B_n Q^2) \rho_{c_k} g. \quad (3.120)$$

Знаючи величину тиску, що створюється кожною станцією, а також величину втрат напору на кожній ділянці нафтопроводу, розраховуємо величину тиску на вході і виході для кожної станції, починаючи для $k = 2, \dots, ns$.

Якщо тиск на виході головної НПС більший за максимально допустимий тиск із умови міцності труби $P_{\partial on}$, то приймаємо, що тиск в кінці першого регіона, а отже, і тиск на вході в наступну станцію дорівнює

$$P_{vx_{k+1}} = P_{\partial on} - \Delta P_l. \quad (3.121)$$

При відсутності обмеження тиску по міцності труби

$$P_{vx_{k+1}} = P_l - \Delta P_l. \quad (3.122)$$

Тиск на виході проміжної НПС визначаємо за формулою

$$P_{vix_k} = P_{vx_k} + P_k \quad (3.123)$$

ЯКЩО ВИКОНУЄТЬСЯ УМОВА

$$P_{вих_k} > P_{дон}, \quad (3.123)$$

ТО

$$P_{вих_k} = P_{дон}. \quad (3.124)$$

Для останньої ділянки нафтопроводу ($k = ns$) частина напору підпірного насоса може бути використана для перекачування нафти

$$\Delta P_{кін} = P_{вих_{ns}} - \Delta P_{ns}, \quad (3.126)$$

Якщо для k -ої ділянки нафтопроводу тиск на вході в НПС значно перевищує значення мінімально допустимого тиску на вході в станцію то збільшуємо витрату нафти на k -ій ділянці нафтопроводу

$$Q_k = Q_k + \Delta Q \quad (3.128)$$

і повторюємо розрахунки, починаючи з визначення середньої швидкості та числа Рейнольдса для кожної ділянки трубопроводу і кожного сорту нафти при новому значенні витрати.

Якщо для k -ої ділянки нафтопроводу тиск на вході в НПС дорівнює значенню мінімально допустимого тиску на вході в станцію, то вважаємо, що ми знайшли значення пропускної здатності для магістрального нафтопроводу з проміжними нафтоперекачувальними станціями.

Використовуючи математичні моделі, визначаємо ККД насосів кожної НПС та потужність, затрачену на послідовне перекачування різносортних нафт

$$\eta_k = c_1 + c_2 Q_k + c_3 Q_k^2, \quad (3.129)$$

$$N_k = \frac{P_k Q_k}{\eta_k \eta_e}. \quad (3.130)$$

Математична модель гідродинамічного режиму роботи протяжного нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів реалізована нами у програмному забезпеченні (додаток К).

Використовуючи вказану програму, можна математично дослідити вплив основних факторів на гідравлічний режим роботи протяжного нафтопроводу у

процесі послідовного перекачування нафт різних сортів. Програма розрахунку універсальна, вона може бути використана для нафтопроводу з довільною кількістю НПС, для довільної кількості послідовно транспортованих нафт, для довільних об'ємів партій нафт, для всіх можливих режимів перекачування, для різних рельєфів трубопроводів [97-100].

Результати математичних досліджень можна представити у вигляді таблиць і графіків, які наглядно ілюструють динаміку зміни режимних та енергетичних параметрів роботи нафтопроводу у процесі переміщення контактів різносортих рідин по протяжному рельєфному трубопроводу.

3.6 Результати дослідження впливу низки факторів на пропускну здатність нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів

Розроблені нами математичні моделі, обчислювальні алгоритми та програмне забезпечення використані при проведенні гідравлічних розрахунків послідовного перекачування нафт різних сортів по магістральному нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук.

Нафтоперекачувальна станція Глинсько-Розбишевська призначена для приймання нафти, що поступає з нафтовидобувних підприємств Сумської, Чернігівської та Полтавської областей, і подальшого транспортування по магістральному нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук.

Нафта, що поступає з нафтовидобувних підприємств, проходить підготовку до транспортування безпосередньо на промислах і має показники якості, які відповідають товарній нафті.

Основні фізико-хімічні властивості трьох сортів нафти, що транспортується нафтопроводом Глинсько-Розбишевська-Кременчук, наведені у табл.3.8. Аналіз даних табл.3.8 показує суттєву різницю між фізико-хімічними властивостями нафт родовищ східного регіону України. Найбільш в'язкою є нафта Охтирського родовища, при низьких температурах її в'язкість майже у два рази

перевищує в'язкість чернігівської нафти і у півтора рази – полтавської. Слід відмітити, що при високих температурах різниця в'язкостей є менш помітною, однак перекачування нафт при таких температурах не відбувається.

Таблиця 3.8-

Фізико-хімічні властивості нафт вітчизняних родовищ

Параметр	Одиниця вимірювання	Значення параметру для нафти, що поступає з НГДУ		
		Полтава-нафтогаз	Охтирка	Чернігів-нафтогаз
Густина при 20°C	кг /м ³	804	858	846
Кінематична в'язкість при температурі:	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с			
4 °С		44,6	62,5	31,7
20 °С		2,8	9,3	4,8
50 °С		1,7	4,5	3,8

Технологічна схема НПС Глинсько-Розбишевська дозволяє проводити одночасне приймання нафти з трьох напрямів від НГВУ “Полтаванафтогаз”, НГДУ “Чернігівнафтогаз” та Охтирського НГВУ у резервуари без змішування нафт різних сортів. Резервуарний парк станції містить 12 резервуарів типу РВС-5000 з конічною покрівлею і центральною стійкою.

Нафтопровід Глинсько-Розбишевська – Кременчук протяжністю 148,3 км споруджений в одностручковому виконанні із труб діаметром 529х9 мм.

Середньомісячні температури ґрунту на глибині залягання трубопроводу наведені у таблиці 3.9. Обсяги транспортування кожного сорту нафти показані у табл. 3.10.

Таблиця 3.9. -

Середньомісячні температури ґрунту на глибині залягання нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук

Номер місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура ґрунту, °С	8	7,5	5	7	9	13	18	20	21	17	13	9

Таблиця 3.10 -

Обсяги транспортування кожного сорту нафти по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук .

Назва сорту нафти	Річний обсяг транспортування, тис. т	Частка нафти даного сорту у річного обсязі транспортування, %
Нафта НГВУ "Полтаванафтогаз"	143,8	10,5
Нафта Охтирського НГВУ	138,4	10,1
Нафта НГВУ "Чернігівнафтогаз"	1087,8	79,4
Разом	1370	100

Для перекачування нафти встановлені насоси марки 2-LPN24 та 2-6*13 DA , послідовне перекачування нафт різних сортів здійснюється насосом 2-LPN24, основні технічні характеристики якого наведені у табл.3.11.

Таблиця 3.11.-

Технічні характеристики насосів ГНПС Глинсько-Розбишевська

Назва технічного параметра	Значення параметра для насоса марки 2 - 6 LPN 24
Номінальна подача, м ³ /год	460
Номінальний напір, м	110
Максимальний ККД, %	74

Закінчення табл.3.11.

Частота обертання ротора, об/хв	1480
Коефіцієнти математичних моделей напірної характеристики	
a , м	123
b , м/(м ³ /с) ²	972

Для математичного опису профілю траси знімаємо геодезичні позначки точок траси нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук через кожен кілометр. Одержані дані наведені в додатку К.

Використовуючи розроблені нами методики та програмне забезпечення, виконуємо математичне моделювання процесу послідовного перекачування різних сортів нафти вітчизняних родовищ по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук.

Розглянемо процес послідовного перекачування 9000м³ полтавської, 9000 м³ охтирської нафти і партії чернігівської нафти, об'єм якої значно перевищує об'єм трубопроводу. Для того, щоб проілюструвати вплив закачування нової партії нафти на пропускну здатність нафтопроводу, спочатку розглянемо цей процес для горизонтального трубопроводу.

Таким чином, в початковий момент часу нафтопровід заповнений чернігівською нафтою ($\nu = 31,7$ сСт, $\rho = 857,4$ кг/м³), потім починається закачування в трубопровід партії полтавської нафти ($\nu = 44,6$ сСт, $\rho = 816,3$ кг/м³), після того, як вся полтавська нафта потрапила в трубопровід (координата точки контакту між чернігівською і полтавською нафтами стала більша за довжину партії полтавської нафти, що в цьому випадку становить 43543 м), починається закачування охтирської нафти ($\nu = 62,5$ сСт, $\rho = 869,2$ кг/м³), яке триває до тих пір, поки координата точки контакту між чернігівською і полтавською нафтами не стане більша за сумарну довжину партії полтавської і охтирської нафти, що в цьому випадку становить 87086 м). Далі обидві нафти пересуваються по дов

жині ділянки трубопроводу і одночасно починається закачування в трубопровод чернігівської нафти, яке триває до повного витіснення полтавської і охтирської нафти з трубопроводу (рис.3.7.).

У цьому випадку в початковий момент часу нафтопровід заповнений нафтою з найменшою кінематичною в'язкістю і середньою густиною, далі він поступово заповнюється більш в'язкою нафтою з найменшою густиною, і третя нафта, що потрапляє в нафтопровід, є найбільш в'язкою і має найбільшу густину. В кінці процесу послідовного перекачування цих партій нафт різних сортів трубопровід знов заповнюється найменш в'язкою нафтою з середньою густиною.

На рис. 3.8, 3.9 показано зміну пропускну здатності нафтопроводу і тиску на виході нафтоперекачувальної станції для процесу послідовного перекачування нафт, що описаний вище.

Як видно з рис. 3.7, 3.8, 3.9, коли $x_1 = 0$ насоси перекачують чернігівську нафту ($\nu = 31,7$ сСт, $\rho = 857,4$ кг/м³), тиск на виході НПС дорівнює 0,98 МПа, пропускна здатність становить 293 м³/год, при $x_1 = 1$ км насоси перекачують полтавську нафту ($\nu = 44,6$ сСт, $\rho = 816,3$ кг/м³), внаслідок чого різко зменшується тиск на виході НПС до 0,94 МПа пропускна здатність нафтопроводу до 282 м³/год. Під час процесу закачування в трубопровід полтавської нафти ($1 < x_1 < 43,5$ км) тиск на виході НПС тримається на рівні 0,94 МПа, а пропускна здатність зменшується від 282,2 м³/год до 280,6 м³/год внаслідок закачування в трубопровід більш в'язкої нафти. В наступній характерній точці ($x_1 = 44$ км) насоси перекачують охтирську нафту ($\nu = 62,5$ сСт, $\rho = 869,2$ кг/м³), спостерігається різке підвищення тиску на виході НПС до 0,99 МПа і пропускну здатності до 294 м³/год. Під час процесу закачування в трубопровід охтирської нафти ($43,5 < x_1 < 87,1$ км) тиск на виході НПС тримається на рівні 0,99 МПа, а пропускна здатність зменшується від 294 м³/год до 285 м³/год внаслідок закачування в трубопровід більш в'язкої нафти. При ($x_1 = 88$ км) закінчується процес закачування в трубопровід охтирської нафти, насоси починають перекачувати

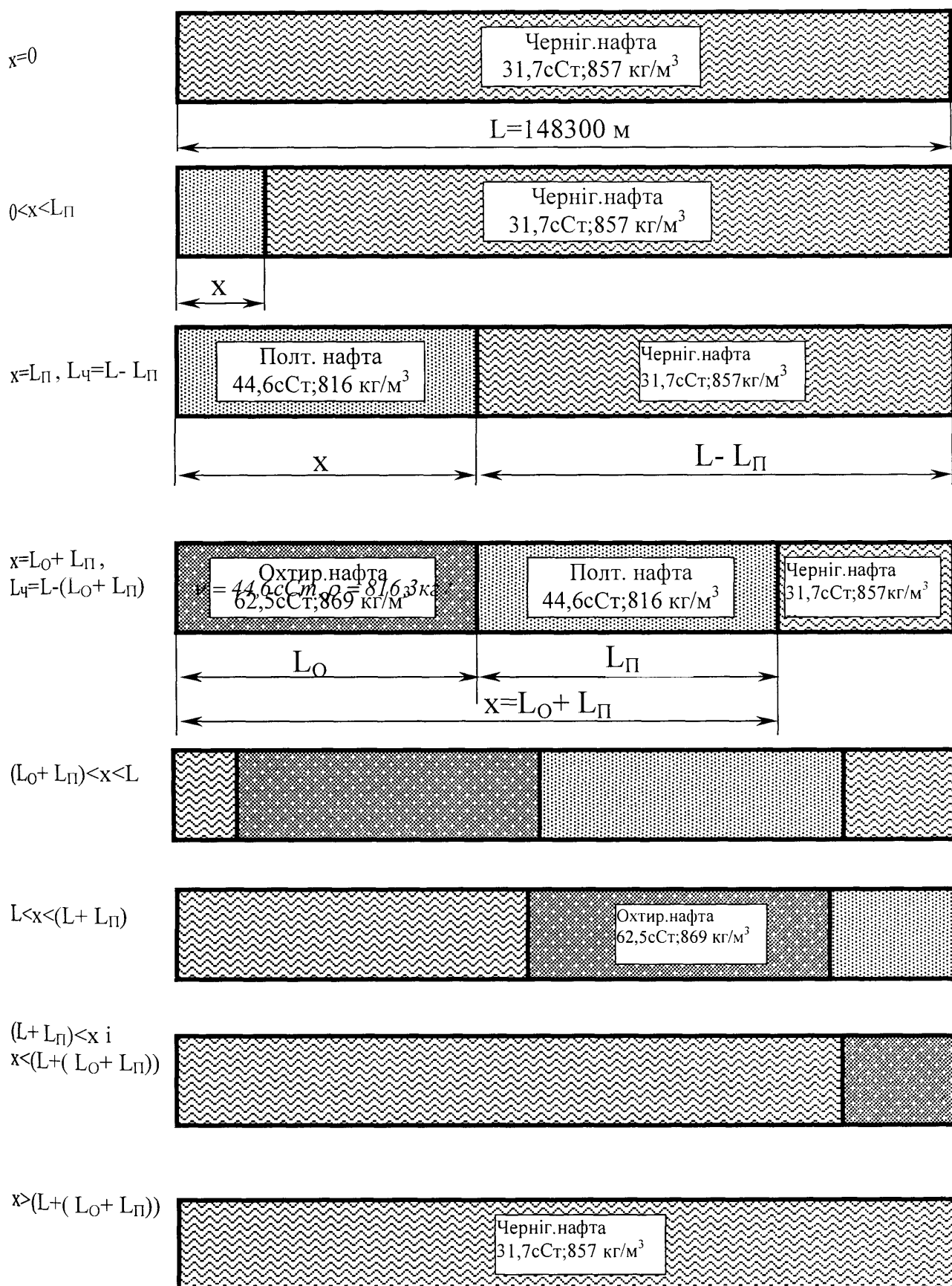


Рис. 3.7. Схема руху нафт трьох сортів по ділянці трубопроводу в процесі послідовного перекачування

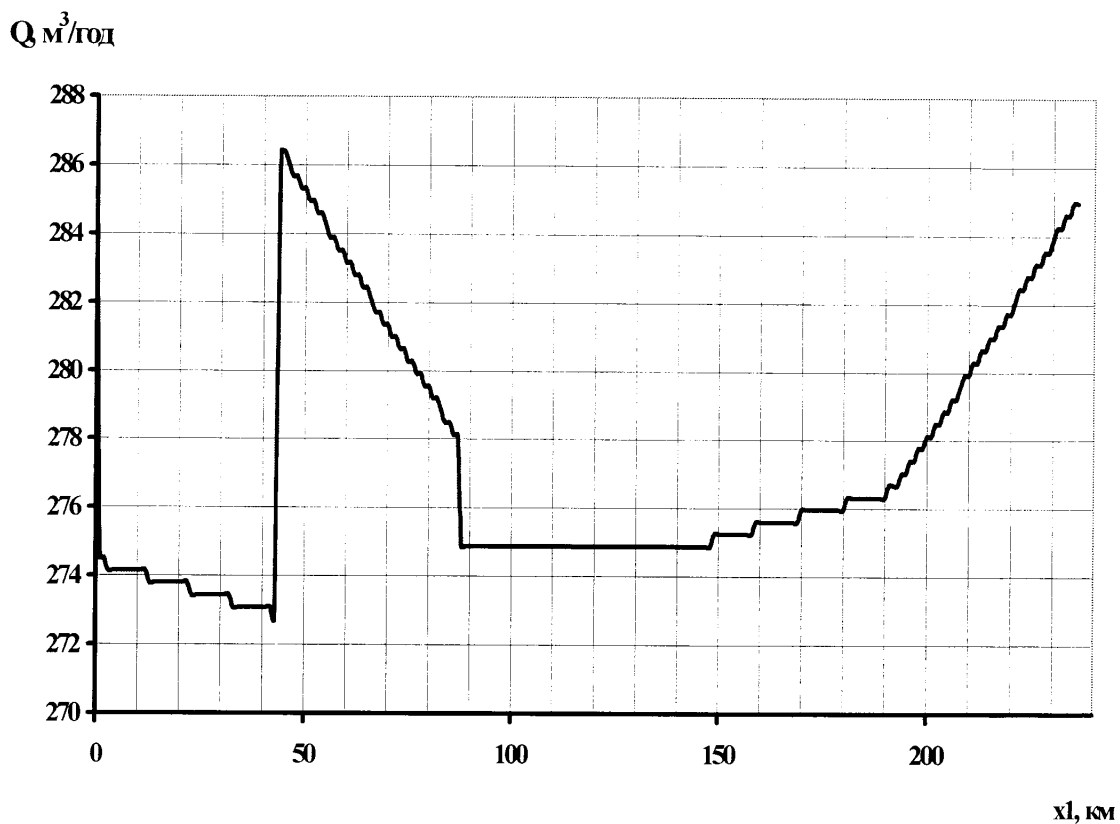


Рис. 3.8. Зміна пропускної здатності горизонтального трубопроводу при послідовному перекачуванні 9000 м³ полтавської нафти, 9000 м³ охтирської партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу

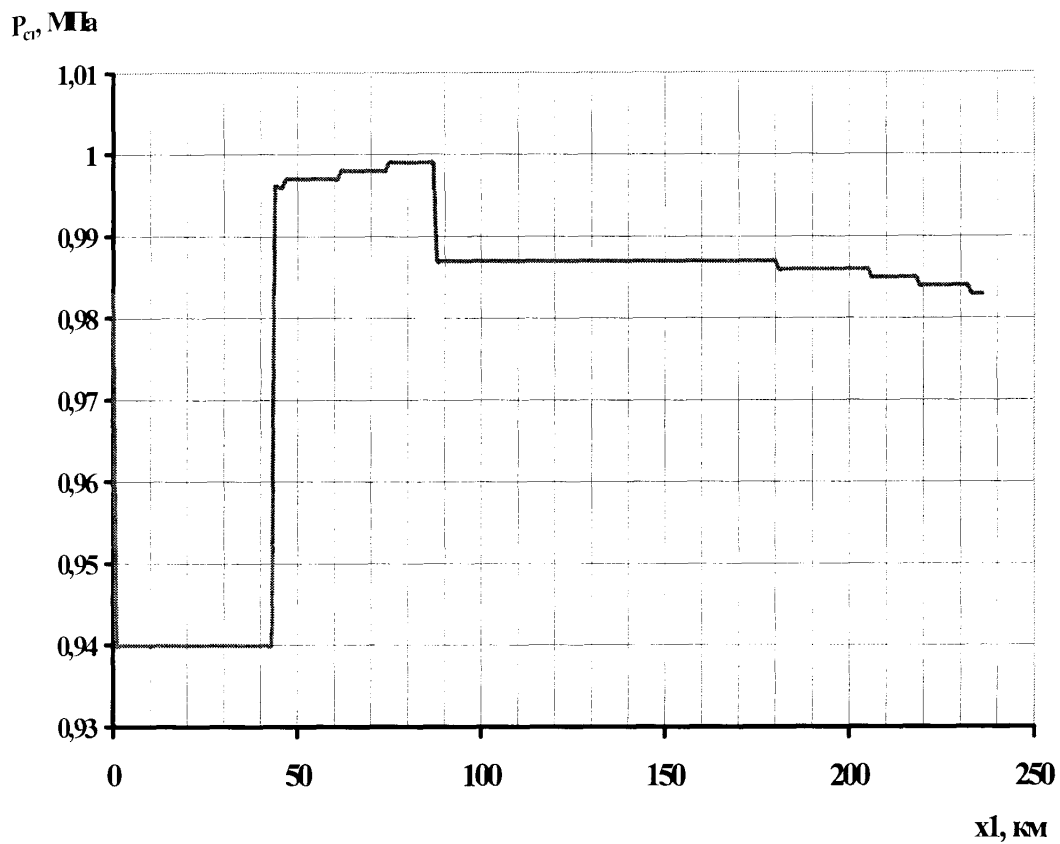


Рис. 3.9. Зміна тиску на виході НПС горизонтального трубопроводу при послідовному перекачуванні 9000 м^3 полтавської нафти, 9000 м^3 охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу

чернігівську нафту, внаслідок чого зменшується тиск на виході НПС до 0,98 МПа і пропускна здатність трубопроводу до 283 м³/год. Далі ці величини підтримуються на тому ж рівні до початку витіснення з трубопроводу полтавської і охтирської нафт. В міру витіснення з трубопроводу партій нафт тиск на виході НПС підтримується на рівні 0,98 МПа, а пропускна здатність поступово збільшується і доходить до 293 м³/год, як і було на початку процесу послідовного перекачування.

Результати математичного моделювання процесу послідовного перекачування трьох сортів нафти по горизонтальному трубопроводу наведені в додатку М.

Тепер розглянемо процес послідовного перекачування 9000м³ полтавської, 9000 м³ охтирської нафти і партії чернігівської нафти, об'єм якої значно перевищує об'єм трубопроводу, для ділянки нафтопроводу Глинсько-Розбишівська – Кременчук з врахування профілю траси. Нафти закачуються в трубопровід, як показано на рис. 3.7.

Як видно з результатів розрахунку (додаток Н, рис.3.10, 3.11) профіль траси ділянки Глинсько-Розбишівська – Кременчук сприяє перекачуванню і дещо згладжує різкі зміни тисків і пропускної здатності, однак в характерних точках, що відповідають початку закачування в трубопровід партії нафти іншого сорту, також спостерігаються стрибкоподібні зміни тиску на виході НПС і пропускної здатності ділянки нафтопроводу.

Графічна ілюстрація динаміки зміни режимних параметрів у процесі переміщення зони контакту трьох сортів нафти по довжині трубопроводу наведені на рис.3.8-3.11. Рис. 3.12, 3.13 показують зміну режимних параметрів в процесі послідовного перекачування двох сортів нафти по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук.

З рис. 3.8-3.13 видно, що поки нафтоперекачувальна станція перекачує нафту одного сорту зміна режимних параметрів у процесі переміщення зони контакту нафт є незначною, тому пропускною здатністю ділянки в цьому випа

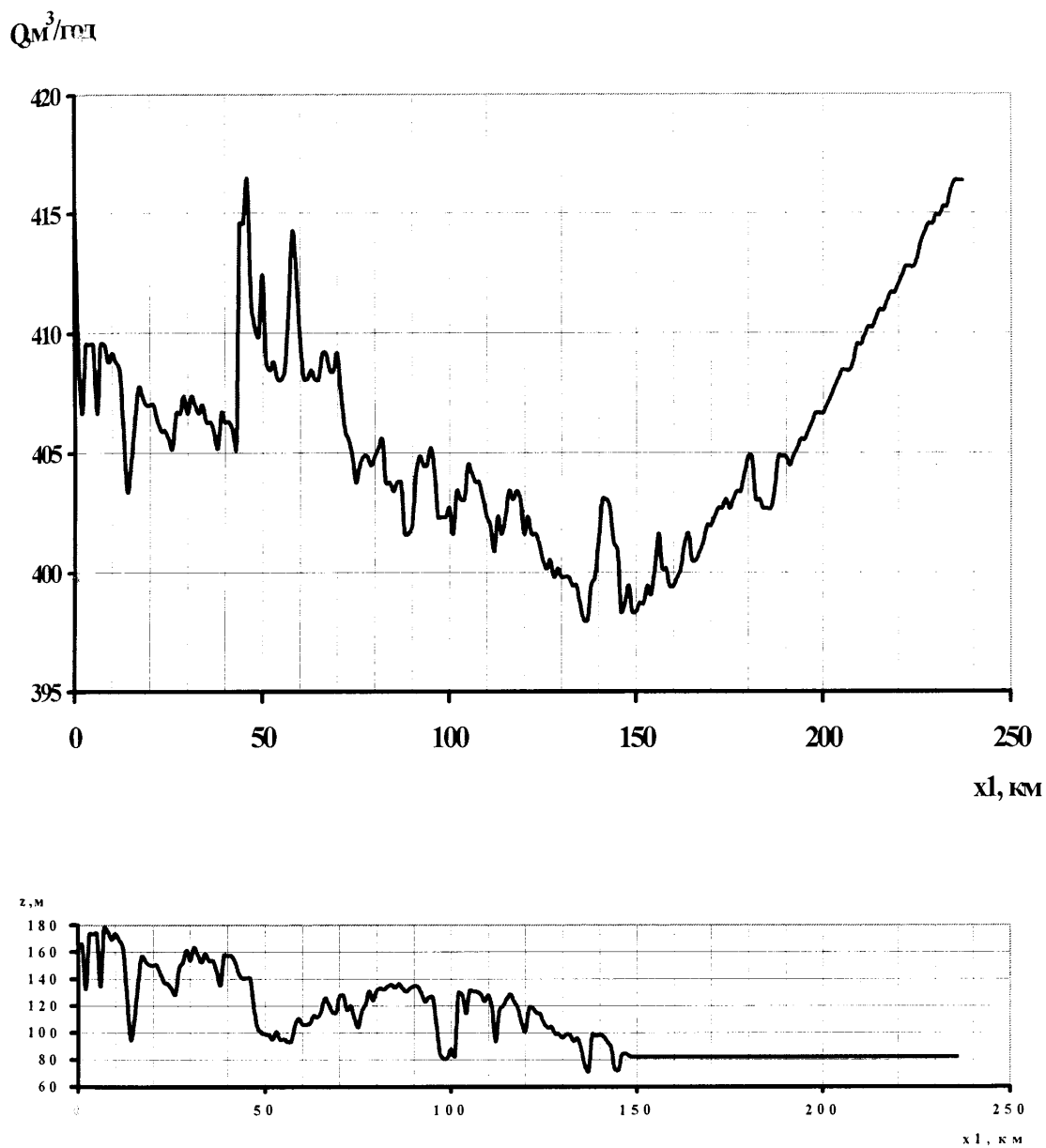


Рис. 3.10. Зміна пропускної здатності ділянки Глинсько-Розбишевська - Кременчук при послідовному перекачуванні 9000 м^3 полтавської нафти, 9000 м^3 охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу з врахуванням профілю траси

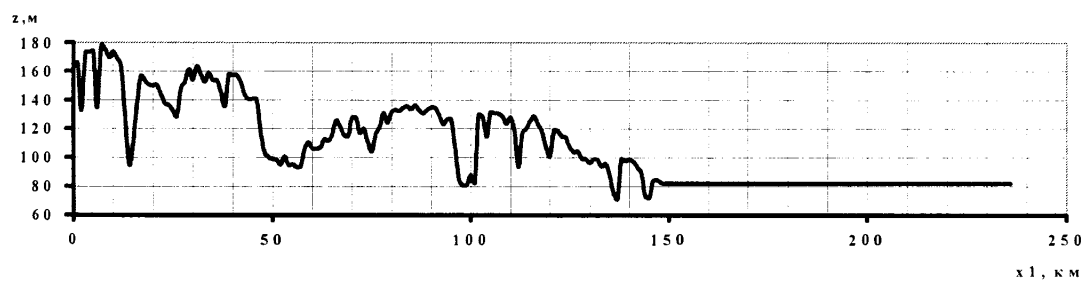
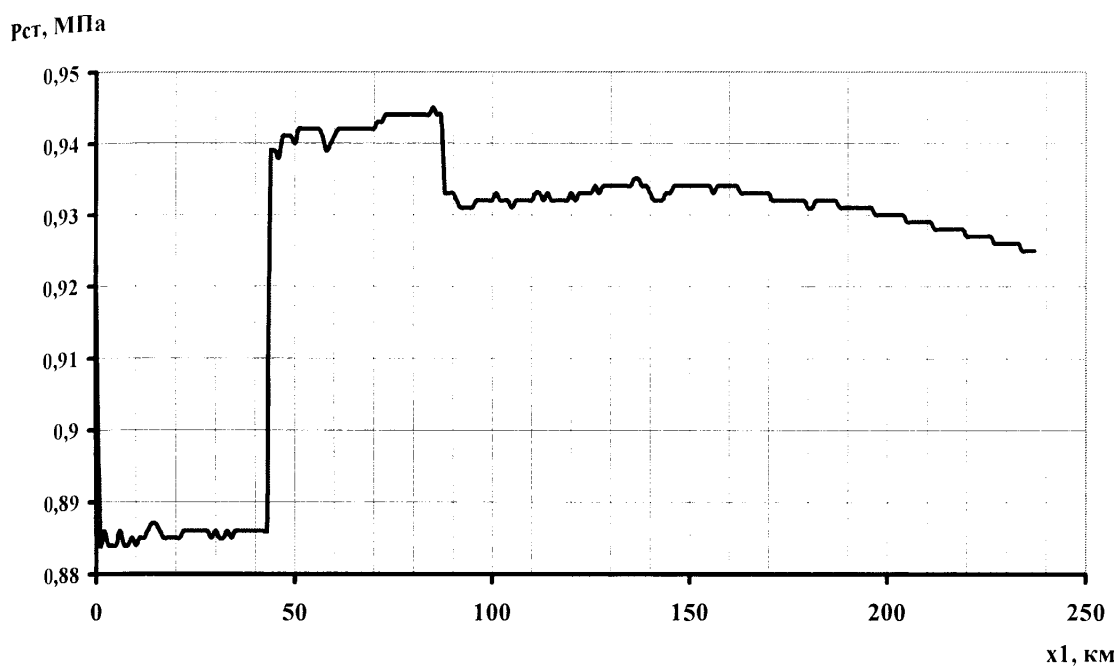


Рис. 3.11. Зміна тиску на виході НПС Глинсько-Розбишевська при послідовному перекачуванні 9000 м³ полтавської нафти, 9000 м³ охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу

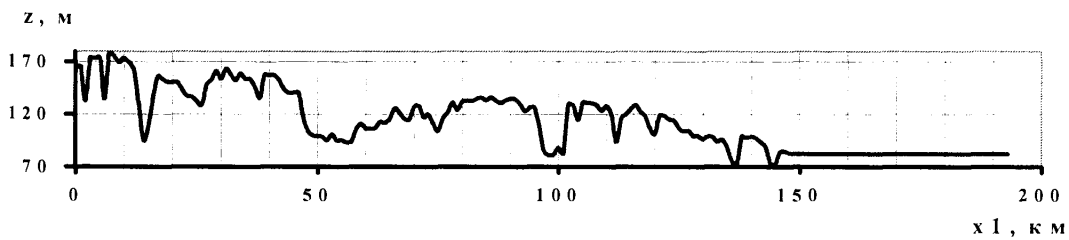
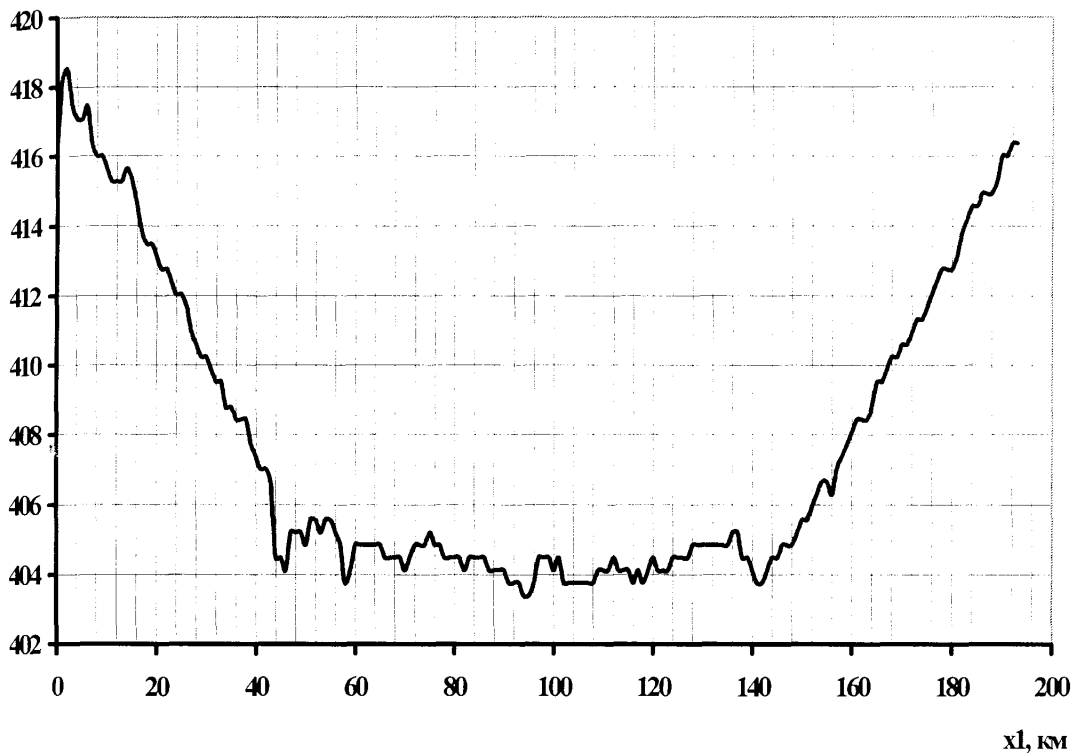
$Q, \text{ м}^3/\text{год}$


Рис.3.12. Зміна пропускної здатності ділянки Глинсько-Розбишівська - Кременчук при послідовному перекачуванні 9000 м^3 охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу, з врахуванням профілю траси

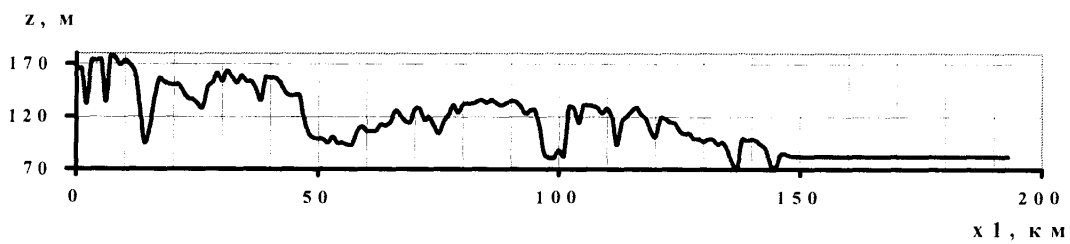
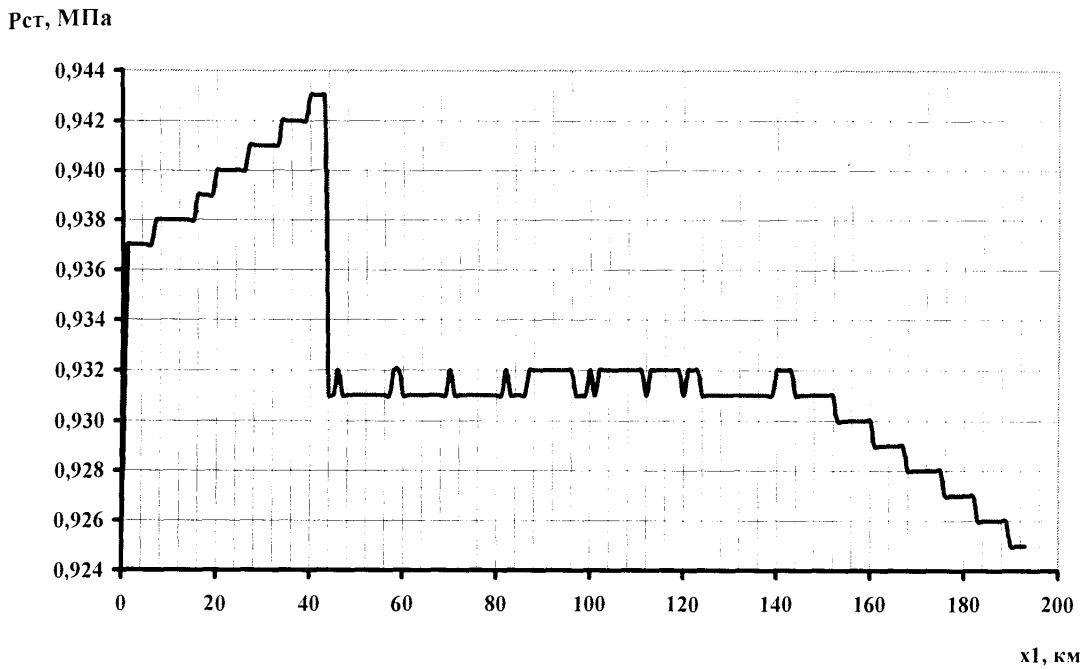


Рис. 3.13. Зміна тиску на виході НПС Глинсько-Розбишівська при послідовному перекачуванні 9000 м³ охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу

дку можна вважати середнє значення миттєвої пропускної здатності. При початку закачування в трубопровід партії нафти іншого сорту відбуваються стрибкоподібні зміни всіх режимних параметрів – тиску на виході нафтоперекачувальної станції, втрат тиску, а отже, і пропускної здатності нафтопроводу.

3.7. Висновки

В результаті теоретичних і експериментальних досліджень можна зробити такі висновки.

1. Реалізація гідравлічних розрахунків нафтопроводів у процесі послідовного перекачування нафт різних сортів пов'язана з використанням складних математичних моделей, із застосуванням методу послідовних наближень, що робить доцільним розробку обчислювальних алгоритмів і відповідного програмного забезпечення.
2. В результаті теоретичних досліджень уточнена сфера використання математичних моделей для визначення розрахункових значень фізичних властивостей нафти та коефіцієнта гідравлічного опору в магістральних нафтопроводах. Шляхом порівняння результатів розрахунків за моделями з експериментальними даними встановлено, що найбільшу достовірність результатів забезпечують в'язкісно-температурна залежність Фогеля-Фульчера-Таммана і формула (3.14) для опису зміни густини нафти від температури. Доведено, що для визначення коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводів діаметром до 500 мм можна використовувати степеневу формулу Альтшуля, а для нафтопроводів більшого діаметра – логарифмічну формулу Альтшуля.

3. Формули для визначення коефіцієнта гідравлічного опору, в тому числі і формули Альтшуля, не забезпечують стикування результатів на границях зон гідравлічного тертя і тому не можуть бути закладені в обчислювальні алгоритми гідравлічного розрахунку процесу послідовного перекачування нафт різних сортів. Розроблено оригінальну модель для визначення коефіцієнта гідравлічного опору нафтопроводу, яка за рахунок модифікації універсальної формули Колбрука органічно охоплює зону гідравлічно гладких труб і зону змішаного тертя турбулентного режиму, включаючи границю переходу від однієї зони до іншої.
4. Запропонована модель для визначення коефіцієнта гідравлічного опору і методика визначення пропускної здатності магістрального нафтопроводу при перекачуванні однієї і кількох нафт ввійшли в стандарт підприємства “Придніпровські магістральні нафтопроводи” СТП 320.00148429.003-2002, погоджений з Держкоменергозбереження України, НАК “Нафтогаз України”, нормативно-аналітичним центром – Базовою організацією з стандартизації НАК “Нафтогаз України”. Дана методика впроваджена на нафтотранспортних системах філії “Придніпровські магістральні нафтопроводи” ВАТ “Укртранснафта”.
5. Розроблені математичні моделі для опису гідродинамічних процесів у нафтопроводі при послідовному перекачуванні нафт з суттєвою різницею фізико-хімічних властивостей. Теоретичні моделі враховують наявність у трубопроводі кількох партій нафт, вплив переміщення контактів нафт на величину втрат енергії на подолання лінійних гідравлічних опорів, вплив профілю траси на загальний гідравлічний опір системи і її миттєву пропускну здатність.
6. Математичні моделі для опису гідродинамічних процесів при послідовному перекачуванні нафт з суттєвою різницею фізико-

хімічних властивостей реалізовані в двох програмах для розрахунку процесів в нафтопроводі з однією і довільною кількістю нафтоперекачувальних станцій. Використання зазначених програм дозволяє прогнозувати зміну витрати і тиску в процесі просування зон контакту нафт по рельєфному трубопроводу.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА НЕСТАЦІОНАРНОЇ МОДЕЛІ ГІДРОДИНАМІЧНОГО
РЕЖИМУ РОБОТИ НАФТОПРОВОДІВ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ
ПЕРЕКАЧУВАННІ НАФТ РІЗНИХ СОРТІВ

Методи гідравлічного розрахунку нафтопроводу, які розроблені нами в розділі 3, базуються на рівняннях стаціонарного чи квазістаціонарного руху реальних рідин у трубопроводі. Сам по собі процес послідовного перекачування нафт з різними фізичними властивостями є неусталеним, тобто характеризується параметрами, що залежать від часу. При роботі трубопроводу з неповним завантаженням часто має місце додаткова нестаціонарність, що викликана об'єктивною необхідністю зміни кількості працюючих насосів, відключенням нафтоперекачувальних станцій, зупинками роботи тощо. В цьому зв'язку питання оцінки впливу нестаціонарності на процес послідовного перекачування трубопроводом різносортних рідин має як теоретичне, так і практичне значення.

4.1 Методика розрахунку пропускної здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортних нафт

Система одномірних рівнянь руху малостисливих рідин (нафта, нафтопродукти) в трубопроводі може бути записана так [101]:

- рівняння нерозривності (закон збереження маси рідини в будь-якому перерізі трубопроводу)

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \rho c^2 \cdot \frac{\partial w}{\partial x} = 0 \quad (4.1)$$

- рівняння руху

$$\rho \frac{\partial w}{\partial \tau} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\rho g \cdot \sin \alpha - \varphi(w) \quad (4.2)$$

де τ, x - час і лінійна координата відповідно;

ρ - густина рідини за умов перекачування;

g - прискорення сили тяжіння;

α - кут нахилу профілю трубопроводу до горизонту;

$\varphi(w)$ - сила тертя рідини об стінки труби

$$\varphi(w) = \lambda(Re, \varepsilon) \cdot \frac{\rho w^2}{2d}; \quad (4.3)$$

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

Re - число Рейнольдса;

ε - відносна шорсткість внутрішньої поверхні труби;

w - усереднена по перерізу труби швидкість руху рідини;

P - тиск рідини;

c - швидкість поширення збурень, згідно з роботами Н.Е. Жуковського

$$c = \frac{1}{\sqrt{k + \frac{\rho d}{\delta E}}}, \quad (4.4)$$

k - модуль пружності рідини;

E - модуль Юнга матеріалу, з якого виготовлений трубопровід;

δ - товщина стінки трубопроводу.

Відомо, що напір, який створює відцентровий насос, практично не залежить від густини транспортованої рідини. Однак, тиск, створений насосом, при незмінній подачі залежить від густини рідини

$$P_{nc} = \rho g A - \rho g B w^2, \quad (4.5)$$

$$P_{nc} = A_p - B_p \cdot w^2, \quad (4.6)$$

де A_p, B_p - коефіцієнти математичної моделі залежності тиску, створеного насосом, від його подачі.

Визначимо, як змінюється тиск $P(x, \tau)$ і швидкість $w(x, \tau)$ рідини при неусталеному процесі послідовного перекачування двох різносортих рідин.

До початку послідовного перекачування горизонтальний трубопровід довжиною L і внутрішнім діаметром d заповнений першою рідиною. У трубопроводі має місце усталений режим руху рідини.

На трубопровід працює нафтоперекачувальна станція, обладнана відцентровими насосами. Сумарна напірна характеристика насосів має вигляд

$$H_{nc} = A - Bw^2, \quad (4.7)$$

де A, B - коефіцієнти математичної моделі для опису напірної характеристики насосів НПС.

В певний момент часу, який ми будемо вважати початковим для послідовного перекачування, насоси НПС заповнюються другою рідиною. Це приводить до стрибкоподібної зміни тиску на початку трубопроводу

$$\Delta P = gA(\rho_2 - \rho_1) - gB(\rho_2 - \rho_1)w^2. \quad (4.8)$$

Стрибкоподібна зміна початкового тиску, а також подальше закачування в трубопровід рідини з іншою в'язкістю і густиною спричиняють неусталений режим руху, який може бути описаний системою рівнянь [98, 99]

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \rho c^2 \frac{\partial w}{\partial x} = 0, \quad (4.9)$$

$$\rho \frac{\partial w}{\partial \tau} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\varphi(w). \quad (4.10)$$

Для процесу, який розглядається, початкові умови мають такий вигляд

$$\text{при } \tau = 0 \quad w(x, 0) = w_0 = \text{const}, \quad (4.11)$$

$$P(x, 0) = P_{nc} - \varphi(w_0)x. \quad (4.12)$$

Граничні умови приймають наступний вигляд

$$\text{при } x = 0 \quad P(0, \tau) = A_p - B_p w^2(0, \tau), \quad (4.13)$$

$$x = L \quad P(L, t) = P_k. \quad (4.14)$$

Для розв'язування системи рівнянь (4.9)-(4.10) числовим методом використовуємо метод характеристик.

Помножимо друге рівняння на c , у результаті одержуємо

$$c\rho \frac{\partial w}{\partial \tau} + c \frac{\partial P}{\partial x} = -\varphi(w). \quad (4.15)$$

Почленно додамо рівняння (4.9) і (4.15), а потім віднімемо від рівняння (4.9) вираз (4.15). В результаті одержуємо

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \tau} + c \frac{\partial P}{\partial x}\right) + \rho c \left(\frac{\partial w}{\partial \tau} + c \frac{\partial w}{\partial x}\right) = -c\varphi(w), \quad (4.16)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \tau} - c \frac{\partial P}{\partial x}\right) - \rho c \left(\frac{\partial w}{\partial \tau} - c \frac{\partial w}{\partial x}\right) = c\varphi(w). \quad (4.17)$$

Вирази $\left(\frac{\partial P}{\partial \tau} + c \frac{\partial P}{\partial x}\right)$ і $\left(\frac{\partial w}{\partial \tau} + c \frac{\partial w}{\partial x}\right)$ представляють собою повні похідні

$\frac{dP}{d\tau}$ і $\frac{dw}{d\tau}$ за напрямом $\frac{dx}{d\tau} = c$ на площині (x, τ) .

Рівняння (4.16) може бути записане вздовж прямої $\frac{dx}{d\tau} = c$ наступним чином

$$\frac{d(P + \rho c w)}{d\tau} = -c\varphi(w). \quad (4.18)$$

Аналогічно вирази $\left(\frac{\partial P}{\partial \tau} - c \frac{\partial P}{\partial x}\right)$ і $\left(\frac{\partial w}{\partial \tau} - c \frac{\partial w}{\partial x}\right)$ - це повні похідні $\frac{dP}{d\tau}$ і $\frac{dw}{d\tau}$ за

напрямом $\frac{dx}{d\tau} = -c$ площини (x, τ) . Тому рівняння (4.17) може бути записане

вздовж прямої $\frac{dx}{d\tau} = -c$ у такому вигляді

$$\frac{d(P - \rho c w)}{d\tau} = c\varphi(w). \quad (4.19)$$

Таким чином, вздовж прямих $\frac{dx}{dt} = c$ і $\frac{dx}{dt} = -c$ на площині (x, t) , які називають “характеристиками диференціальних рівнянь”(4.9) і (4.10), ці рівняння еквівалентні системі двох звичайних диференціальних рівнянь (4.18) і (4.19).

Похідна від функції $f(x, \tau)$ за напрямом $\frac{dx}{d\tau} = c$ площини змінних (x, τ) визначається як границя відношення приросту функції вздовж цього напрямку до приросту аргументу $\Delta \tau$ при його наближенні до нуля (рисунок 4.1)

$$\frac{df}{d\tau} = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{f(B) - f(A)}{\Delta \tau}, \quad (4.20)$$

$$\frac{dx}{d\tau} = \lim_{\Delta\tau \rightarrow 0} \frac{\Delta x}{\Delta\tau} = c, \quad (4.21)$$

$$\frac{df}{d\tau} = \frac{\partial f}{\partial \tau} + c \frac{\partial f}{\partial x}. \quad (4.22)$$

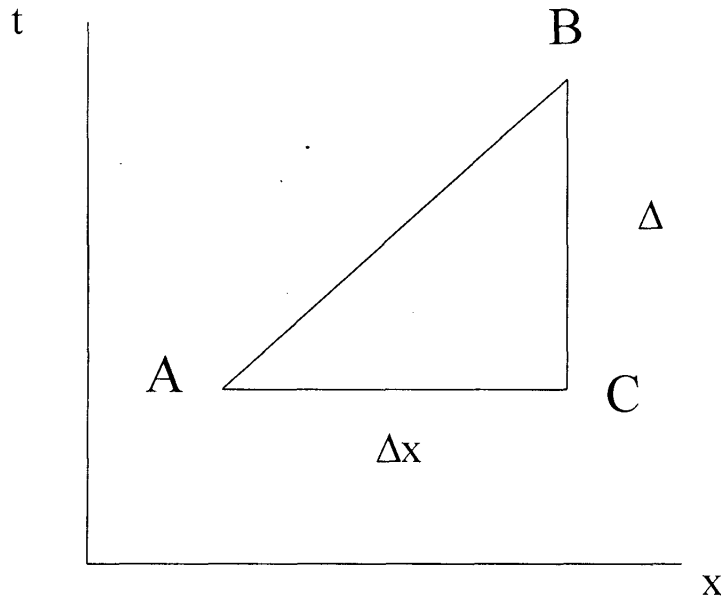


Рисунок 4.1 – Схема для пояснення похідної від функцій за напрямом

4.2 Числова реалізація методу характеристик

Розіб'ємо область $0 \leq x < L; \tau > 0$ площини змінних (x, τ) прямокутною сіткою із кроками (рисунок 4.2)

$$\Delta x = \frac{L}{n}, \quad (4.23)$$

$$\Delta\tau = \frac{\Delta x}{c}. \quad (4.24)$$

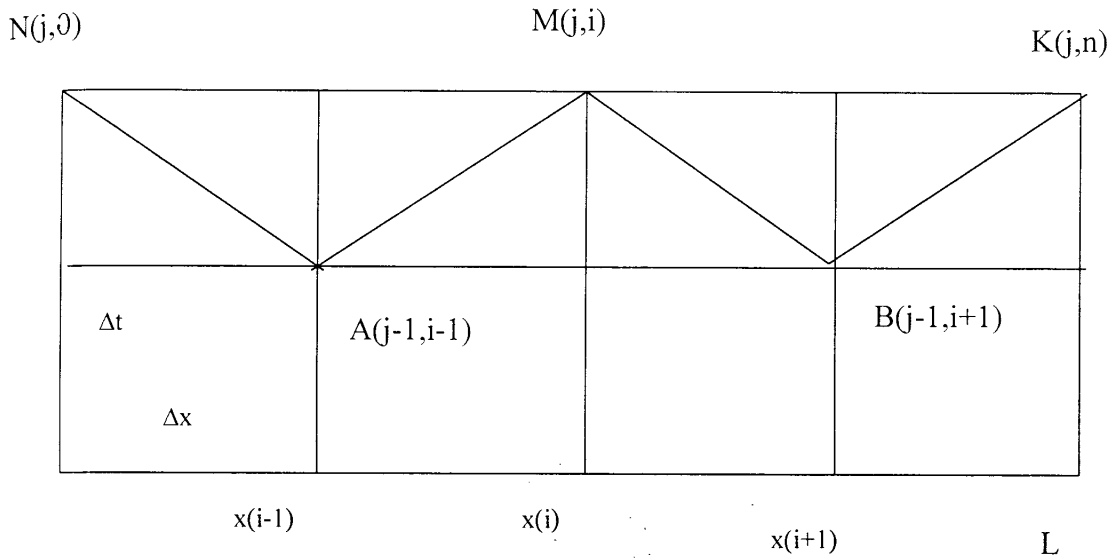


Рисунок 4.2 – Схема числової реалізації методу характеристик.

Вважаємо, що значення невідомих функцій P і w відомі у вузлах $(j-1, i)$ попереднього моменту часу t_{j-1} ($i = 0, 1, \dots, n$). Покажемо, як обчислити значення цих функцій у вузлах наступного моменту часу t_j .

Спочатку розглянемо, як це робиться для всіх внутрішніх точок, що не лежать на границі області інтегрування.

Розглянемо відрізки МА і МВ, що є характеристиками відповідно позитивного і від'ємного нахилів.

Використовуючи вираз (4.18), одержимо вздовж лінії МА таке рівняння

$$(P_{j,i} + \rho c w_{j,i}) - (P_{j-1,i-1} + \rho c w_{j-1,i-1}) = -\varphi(w_{j-1,i-1}) \cdot \Delta x. \quad (4.25)$$

Використовуючи рівняння (4.19), одержуємо вздовж лінії МВ наступне рівняння

$$(P_{j,i} - \rho c w_{j,i}) - (P_{j-1,i+1} - \rho c w_{j-1,i+1}) = \varphi(w_{j-1,i+1}) \cdot \Delta x. \quad (4.26)$$

В результаті спільного розв'язування рівнянь (4.25) і (4.26) одержуємо вирази функцій $P_{j,i}$ і $w_{j,i}$ у вузлі $M(j,i)$ [103,104]

$$P_{j,i} = \frac{1}{2}(P_{j-1,i-1} + P_{j-1,i+1}) + \frac{1}{2}\rho c(w_{j-1,i-1} - w_{j-1,i+1}) + \frac{1}{2}\Delta x[\varphi(w_{j-1,i+1}) - \varphi(w_{j-1,i-1})] \quad (4.27)$$

$$w_{j,i} = \frac{1}{2}(P_{j-1,i-1} - P_{j-1,i+1})\frac{1}{\rho c} + \frac{1}{2}(w_{j-1,i-1} + w_{j-1,i+1}) - \frac{1}{2}\Delta x[\varphi(w_{j-1,i+1}) + \varphi(w_{j-1,i-1})]\frac{1}{\rho c} \quad (4.28)$$

Розглянемо, як визначаються значення невідомих функцій в граничних точках ($x=0$ і $x=L$).

Для точки $N(j,i)$, використовуючи характеристику AN , можна записати таке рівняння

$$(P_{j,0} - \rho c w_{j,0}) - (P_{j-1,1} - \rho c w_{j-1,1}) = \varphi(w_{j-1,1}) \cdot \Delta x \quad (4.29)$$

Ліва гранична умова має вигляд

$$P_{j,0} = A_p - B_p w_{j,0}^2 \quad (4.30)$$

Спільне розв'язування рівнянь (4.29) і (4.30) дозволяє визначити значення тиску і швидкості руху рідини на початку трубопроводу ($x=0$) для будь-якого моменту часу τ_j .

Для точки $K(j,n)$, використовуючи характеристику BK , одержуємо

$$(P_{j,n} + \rho c w_{j,n}) - (P_{j-1,n-1} + \rho c w_{j-1,n-1}) = -\varphi(w_{j-1,n-1}) \cdot \Delta x \quad (4.31)$$

Права гранична умова має вигляд

$$P_{j,n} = P_{o,n} = const \quad (4.32)$$

Спільне розв'язування рівнянь (4.31) і (4.32) дозволяє визначити значення тиску і швидкості руху рідини в кінці трубопроводу ($x=L$) для будь-якого моменту часу t_j .

Таким чином, формули (4.27) – (4.32) дають повне рішення системи рівнянь (4.9) – (4.10), тобто дозволяють визначити значення тиску $P_{j,i}$ і швидкості $w_{j,i}$ у всіх вузлах сітки в момент часу τ_j через значення цих функцій у попередній момент часу $\tau_{j-1} = \tau_j - \Delta\tau$. Значення функцій в початковий момент визначаються формулами (4.11) і (4.12).

Силу тертя рідини об стінки труби для i -ого елемента довжини трубопроводу в момент часу t_j знаходимо наступним чином.

Обчислюємо число Рейнольдса за формулою

$$Re = \frac{w_{j,i}d}{\nu}. \quad (4.33)$$

Вибираємо відповідну математичну модель для коефіцієнта гідравлічного опору, використовуючи методику розроблену нами у розділі 3.

Обчислюємо значення сили тертя рідини за формулою

$$\varphi(w_{j,i}) = \lambda_{j,i} \frac{w_{j,i}^2}{2d} \rho. \quad (4.34)$$

В розрахункові формули (4.4) і (4.27) – (4.34) входять фізичні властивості послідовно транспортованих рідин. При розрахунках процесу заміщення однієї рідини іншою будемо притримуватись наступного принципу.

Для елементів довжини трубопроводу Δx , які заповнені першою рідиною (знаходяться після зони контакту) у розрахункові формули закладаємо фізичні властивості першої нафти

$$\rho = \rho_1; \quad \nu = \nu_1; \quad c = c_1. \quad (4.35)$$

Для елементів довжини трубопроводу, що заповнені другою рідиною (знаходяться до зони контакту рідин) у розрахункові формули підставляємо фізичні властивості другої в контакті нафти

$$\rho = \rho_2; \quad \nu = \nu_2; \quad c = c_2. \quad (4.36)$$

Для елемента трубопроводу Δx , що знаходиться в зоні контакту різносортових нафт розрахункові формули мають вигляд [102,103]

$$P_{j,i} = \left\{ \frac{P_{j-1,i-1}}{c_2\rho_2} + \frac{P_{j-1,i+1}}{c_1\rho_1} + w_{j-1,i-1} - w_{j-1,i+1} + \right. \\ \left. + \Delta x \left[\frac{\varphi(w_{j-1,i+1})}{c_1\rho_1} - \frac{\varphi(w_{j-1,i-1})}{c_2\rho_2} \right] \right\} \frac{1}{\left(\frac{1}{c_1\rho_1} + \frac{1}{c_2\rho_2} \right)}, \quad (4.37)$$

$$w_{j,i} = \left\{ (P_{j-1,i-1} + c_2\rho_2 w_{j-1,i-1}) - (P_{j-1,i+1} - c_1\rho_1 w_{j-1,i+1}) - \right. \\ \left. - \Delta x [\varphi(w_{j-1,i-1}) + \varphi(w_{j-1,i+1})] \right\} \frac{1}{(c_1\rho_1 + c_2\rho_2)}. \quad (4.38)$$

Сила тертя рідини об стінки труби розраховується за параметрами 50% суміші послідовно транспортованих нафт.

$$v_{см} = \frac{3v_1 + v_2}{4}, \quad (4.39)$$

при виконанні умови $v_2 > v_1$,

$$\rho_{см} = 0,5(\rho_1 + \rho_2). \quad (4.40)$$

Розроблені нами обчислювальний алгоритм і програма передбачають розрахунок усередненої по довжині та в часі швидкості та об'ємної витрати рідини за час витіснення першої рідини другою.

Усереднена швидкість руху рідини для j -ої ітерації обчислюється за формулою

$$w_{сер} = \frac{S}{(n+1)j}, \quad (4.41)$$

де

$$S = \sum_{j=1}^j \sum_{i=0}^n w_{j,i}. \quad (4.42)$$

Вводимо поняття еквівалентної швидкості поширення збурень для довільного положення зони контакту двох різносортових рідин

$$c_e = \frac{c_1(n - n_k) + c_2 n_k}{n}, \quad (4.43)$$

де

$$n_k = \frac{x}{\Delta x}. \quad (4.44)$$

Час проходження зоною контакту двох рідин довжини трубопроводу Δx

$$\tau_{\Delta x} = \frac{\Delta x}{w_{сер}} . \quad (4.45)$$

Кількість ітерацій за час проходження зоною контакту двох рідин довжини Δx

$$N_{\Delta x} = \frac{\tau_{\Delta x}}{\Delta \tau} = \frac{c_e}{w_{сер}} . \quad (4.46)$$

Загальна тривалість процесу витіснення з нафтопроводу однієї нафти іншою

$$T = \sum_{j=1}^{j_k} \frac{c_e}{w_{сер}} . \quad (4.47)$$

де j_k - кінцева ітерація, що відповідає моменту приходу зони контакту двох нафт у кінець трубопроводу.

Вплив профілю траси на процес послідовного перекачування різносортих рідин враховуємо зміною правої граничної умови в процесі розв'язування рівнянь (4.9) і (4.10).

В початковий момент витіснення весь трубопровід заповнений першою в контакт рідиною і рівняння балансу тиску має вигляд

$$P_{нс} = P_{T_0} + \rho_l g(z_k - z_0) + P_k , \quad (4.48)$$

де P_{T_0} - загальні втрати тиску на тертя при витраті нафти, що відповідає пропускній здатності нафтопроводу при перекачуванні першої нафти;

P_k - тиск нафти в кінці трубопроводу, необхідний з технологічних міркувань.

Формула (4.48) може бути записана в такому вигляді

$$P_{нс} = P_{T_0} + P_{ГС_0} + P_k , \quad (4.49)$$

де $P_{ГС_0}$ - тиск нафти, що необхідний для компенсації гідростатичного тиску

в початковий момент витіснення однієї рідини іншою.

Для довільного положення зони контакту двох сортів нафти на трасі ре-
льєфного трубопроводу рівняння балансу тисків приймає вигляд

$$P_{nc} = P_{T_x} + \rho_2 g(z_x - z_o) + \rho_1 g(z_k - z_x) + P_k, \quad (4.50)$$

де P_{T_x} - загальні втрати тиску на тертя при витраті нафти, що відповідає

пропускній здатності нафтопроводу при довільному положенні зони контакту двох рідин;

z_x - геодезична позначка довільної точки траси x , де знаходиться зона контакту двох різносортних нафт;

z_o, z_k - геодезична позначка початкової та кінцевої точки траси відповідно.

В результаті математичних перетворень формула (4.50) може бути записана наступним чином

$$P_{nc} = P_{T_x} + P_{TC_o} + (\rho_2 - \rho_1)g(z_x - z_o) + P_k. \quad (4.51)$$

Порівняння формул (4.50) і (4.51) дозволяє знайти вираз для модифікації правої граничної умови при розв'язуванні рівнянь (4.9) та (4.10) стосовно рельєфного нафтопроводу

$$P_{kM} = P_k + (\rho_2 - \rho_1)g(z_x - z_o). \quad (4.52)$$

Описаний вище алгоритм реалізований в програмі NESTA, яка дозволяє виконувати гідравлічний розрахунок нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортних нафт.

4.3 Дослідження сфери використання різних методів гідравлічного розрахунку нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортних нафт

Використовуючи методики, що наведені вище, виконаємо математичне моделювання роботи нафтоперекачувальної станції (НПС), що оснащена відцентровими насосами, на прилеглу ділянку трубопроводу, в якій здійснюється процес послідовного перекачування двох різносортних рідин.

Метою досліджень є визначення пропускної здатності трубопроводу для кожного моменту процесу заміщення однієї рідини іншою, знаходження тиску,

подачі та енергетичних параметрів роботи НПС, обчислення інтегрального значення витрати рідин за час витіснення однієї рідини іншою.

Вказана задача може бути вирішена двома принципово різними методами. При першому із них процес витіснення однієї рідини іншої розглядається як нестационарний процес, що може бути описаний системою рівнянь (4.9) та (4.10). Методика розв'язування даної системи рівнянь описана вище. Її реалізація на персональних ЕОМ для реальних трубопровідних систем вимагає розробки складного програмного забезпечення і значних затрат машинного часу.

При другому методі розрахунку процес заміщення у трубопроводі різносортих рідин розглядається як послідовність квазістационарних станів, кожен з яких відповідає певному положенню в трубопроводі контакту двох рідин. Така розрахункова модель дозволяє використовувати при послідовному перекачуванні різносортих нафт традиційні рівняння усталеного руху рідини в трубопроводі. Тому доцільно визначити, в яких випадках при проведенні проектних та експлуатаційних розрахунків послідовного перекачування різносортих нафт можна використовувати спрощену методику, що базується на рівняннях усталеного руху рідин в трубопроводі, а в яких випадках виникає необхідність використання значно складніших нестационарних моделей.

Дослідження будемо вести числовим способом, аналізуючи результати розрахунків на ЕОМ, що виконані для модельного трубопроводу за таких умов:

- внутрішній діаметр трубопроводу $d=0,513$ м;
- довжина трубопроводу $L=100$ км;
- товщина стінки труби $\delta = 8$ мм;
- модуль пружності рідини $K = 12 \cdot 10^8$ Па;
- модуль Юнга матеріалу трубопроводу $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па;
- розрахункові властивості першої в контакті нафти:
 густина $\rho_1=820$ кг/м³;
 кінематична в'язкість $\nu_1=10$ сСт;
- розрахункові властивості другої в контакті нафти:

густина $\rho_2 = 880 \text{ кг/м}^3$;

кінематична в'язкість $\nu_2 = 40 \text{ сСт}$;

- коефіцієнти математичної моделі характеристики насосів НПС:

для першої в контактї рідини

$$A_1 = 5,687 \cdot 10^6 \text{ Па}; \quad B_1 = 0,364 \cdot 10^6 \text{ Па/(м/с)}^2;$$

для другої в контактї рідини

$$A_2 = 6,103 \cdot 10^6 \text{ Па}; \quad B_2 = 0,391 \cdot 10^6 \text{ Па/(м/с)}^2;$$

- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу $k_e = 0,2 \text{ мм}$;
- необхідний з технологічних міркувань тиск рідини у кінці трубопроводу $P_k = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

Алгоритм реалізації спрощеної методики розрахунку нафтопроводу при послідовному перекачуванні двох різносортих нафт базується на описаних у розділах 2 і 3 моделях усталеного руху рідини. Даний розрахунок є частковим випадком вирішення більш загальної задачі визначення пропускної здатності трубопроводу при послідовному перекачуванні будь-якої кількості сортів нафти. Методика такого розрахунку детально описана в попередніх розділах роботи. Для проведення досліджень числовим способом розроблена спеціальна програма STA5, яка дозволяє визначати пропускну здатність модельного нафтопроводу для будь-якого положення контакту двох різносортих рідин, нехтуючи фактором нестационарності.

Алгоритм такого розрахунку наступний. Методом послідовних наближень обчислюємо перше перехідне число Рейнольдса для ідеалізованих умов.

Задаємося певним положенням зони контакту двох рідин – координатою x . Приймаємо перше наближення швидкості руху нафти у трубопроводі. Обчислюємо число Рейнольдса для першої та другої рідини, за формулою (3.33) знаходимо ефективну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні труби. За формулою (3.34) визначаємо граничне число Рейнольдса Re_{gr} .

Залежно від співвідношення числа Рейнольдса для кожної рідини і граничного числа Рейнольдса вибираємо відповідну математичну модель для коефіцієнта гідравлічного опору λ_1 та λ_2 відповідно. Знаходимо втрати тиску на тертя на ділянках трубопроводу, заповнених першою та другою рідиною

$$P_1 = \lambda_1 \frac{(L-x)}{d} \frac{w^2}{2} \rho_1, \quad (4.53)$$

$$P_2 = \lambda_2 \frac{x}{d} \frac{w^2}{2} \rho_2. \quad (4.54)$$

Визначаємо загальні втрати тиску в нафтопроводі з врахуванням рельєфу трубопроводу

$$P_{заг.} = P_1 + P_2 + \rho_2 g(z_x - z_{II}) + \rho_1 g(z_k - z_x), \quad (4.55)$$

де z_x - геодезична позначка поверхні контакту двох рідин;

z_{II} - геодезична позначка початку трубопроводу;

z_k - геодезична позначка кінцевої точки трубопроводу.

Обчислюємо тиск, що створюють насоси НПС при заданій швидкості рідини

$$P_{нс} = \rho_2 g A - \rho_2 g B w^2. \quad (4.56)$$

Знаходимо нев'язку балансу тиску в трубопроводі

$$Y = P_{нс} - P_{заг.} - P_k. \quad (4.57)$$

Якщо нев'язка перевищує необхідну точність розрахунку ε

$$|Y| > \varepsilon, \quad (4.58)$$

то коригуємо швидкість руху рідини в трубопроводі наступним чином:

$$\text{якщо } Y < 0, \text{ то приймаємо } w = w - \Delta w; \quad (4.59)$$

$$\text{якщо } Y > 0, \text{ то приймаємо } w = w + \Delta w. \quad (4.60)$$

В результаті для кожного положення зони контакту різносортих рідин знаходимо швидкість руху, яка пропорційна пропускній здатності ділянки трубопроводу, а також початковий тиск, що дозволяє прорахувати параметри роботи насосів НПС.

Алгоритм розрахунку передбачає також визначення усередненого значення швидкості руху рідини (пропускної здатності трубопроводу) за період заміщення однієї рідини іншою.

Даний алгоритм реалізований в програмі STA5, яка дозволяє визначити пропускну здатність трубопроводу з різними характеристиками рельєфу – рівнинний , монотонно змінний, пересічений, тобто такий, що складається з довільної кількості висхідних та низхідних ділянок.

Використовуючи дві описані методики гідравлічного розрахунку нафтопроводу, проводимо дослідження впливу нестационарності на результати визначення усередненого значення витрати нафти протягом часу витиснення менш в'язкої рідини більш в'язкою рідиною, а також при зворотній послідовності перекачування рідин. Досліджуємо також вплив додаткової нестационарності, що викликається раптовою зупинкою одного з магістральних насосів, на інтегральне значення витрати нафти за час витиснення однієї рідини іншою. Одержані результати зводимо у таблиці 4.1-4.3.

Таблиця 4.1. -

Результати дослідження впливу нестационарності на усереднену витрату за період витиснення менш в'язкої рідини більш в'язкою

Характеристика профілю трубопроводу	Різниця геодезичних позначок кінця і початку трубопроводу Δz , м	Усереднена швидкість руху, м/с, визначена		
		з врахуванням нестационарності	без врахування нестационарності	відносна різниця результатів, %
Рівнинний	0	1,57	1,57	-0,39
Монотонно зростаючий	100	1,44	1,44	-0,42
Монотонно зростаючий	200	1,30	1,30	-0,44
Монотонно зростаючий	300	1,15	1,15	-0,20
Монотонно спадаючий	-100	1,69	1,69	-0,34
Монотонно спадаючий	-200	1,80	1,81	-0,32
Монотонно спадаючий	-300	1,91	1,92	-0,44
Пересічений	100	1,43	1,45	-1,03

Таблиця 4.2. -

Результати дослідження впливу нестационарності на усереднену витрату за період витіснення більш в'язкої рідини менш в'язкою

Характеристика профілю трубопроводу	Різниця геодезичних позначок кінця і початку трубопроводу Δz , м	Усереднена швидкість руху, м/с, визначена		
		з врахуванням нестационарності	без врахування нестационарності	відносна різниця результатів, %
Рівнинний	0	1,51	1,52	-0,43
Монотонно зростаючий	100	1,38	1,38	-0,46
Монотонно зростаючий	200	1,23	1,23	-0,59
Монотонно зростаючий	300	1,06	1,07	-0,59
Монотонно спадаючий	-100	1,64	1,65	-0,36
Монотонно спадаючий	-200	1,76	1,76	-0,29
Монотонно спадаючий	-300	1,87	1,88	-0,19
Пересічений	100	1,37	1,38	-0,47

Таблиця 4.3. -

Результати дослідження впливу нестационарності на усереднену витрату за період витіснення менш в'язкої рідини більш в'язкою після відключення насоса

Характеристика профілю трубопроводу	Різниця геодезичних відміток кінця і початку трубопроводу Δz , м	Усереднена швидкість руху, м/с, визначена		
		з врахуванням нестационарності	без врахування нестационарності	відносна різниця результатів, %
Рівнинний	0	1,14	1,15	-0,66
Монотонно зростаючий	100	0,95	0,96	-1,04
Монотонно зростаючий	200	0,72	0,74	-1,91
Монотонно зростаючий	300	0,41	0,43	-3,76
Монотонно спадаючий	-100	1,31	1,32	-0,61
Монотонно спадаючий	-200	1,46	1,47	-0,51
Монотонно спадаючий	-300	1,60	1,61	-0,55
Пересічений	100	0,956	0,97	-1,04

На основі даних, представлених в табл. 4.1., 4.2, можна зробити висновок, що нестационарність, викликана переміщенням зони контакту двох різносортих рідин по довжині горизонтального трубопроводу, практично не впливає на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини в трубопроводі іншою; відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, не перевищує 0,5%.

З табл.4.3 видно, що накладання додаткової нестационарності, що спричинена раптовою зупинкою магістрального насоса підсилює вплив неусталеності на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини іншою; відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, складає 1-4%;

За результатами розрахунку на ЕОМ будуємо графіки зміни тиску, миттєвої швидкості та усередненої швидкості для випадку заміщення менш в'язкої рідини більш в'язкою після відключення одного магістрального насоса. Одержані результати наведені на рисунках 4.3-4.9. Аналіз графіків 4.7 – 4.9 показує, що найбільш сильно нестационарність процесу послідовного перекачування проявляється протягом приблизно 30 хвилин після відключення насосного агрегата. Порівняння графіків 4.4 і 4.6 ілюструє, що після відключення насоса амплітуда зміни усередненої швидкості на початку ділянки нафтопроводу приблизно в 20 разів більша, ніж при перекачуванні з постійною кількістю насосів. Це свідчить про значне підсилення нестационарності процесу послідовного перекачування нафт різних сортів і необхідність її врахування при проведенні відповідних розрахунків штатних і нештатних ситуації, пов'язаних з вимиканням або вмиканням насосів.

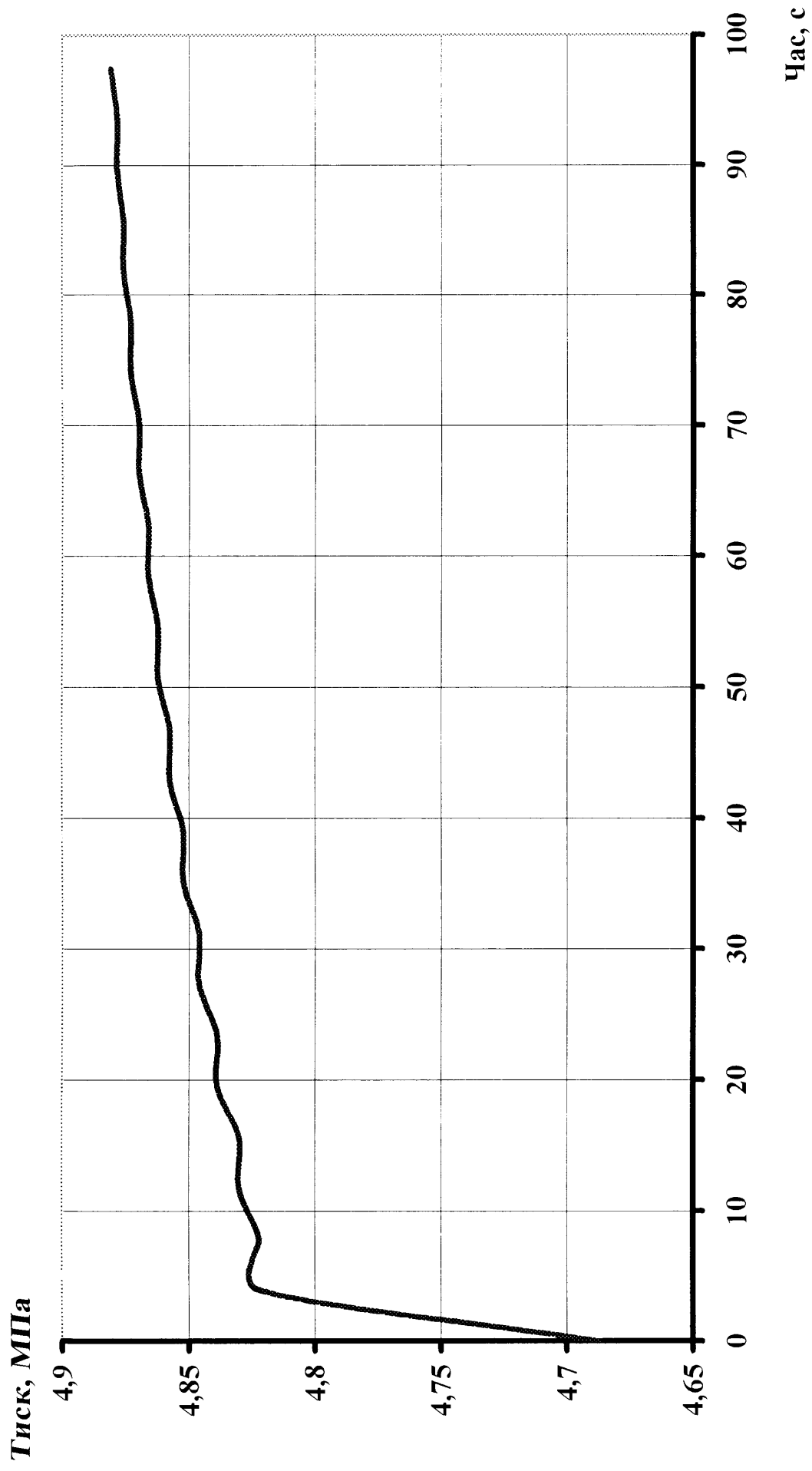


Рис.4.3. Зміна тиску на початку трубопроводу в початковий момент витіснення менш в'язкої нафти більш в'язкою

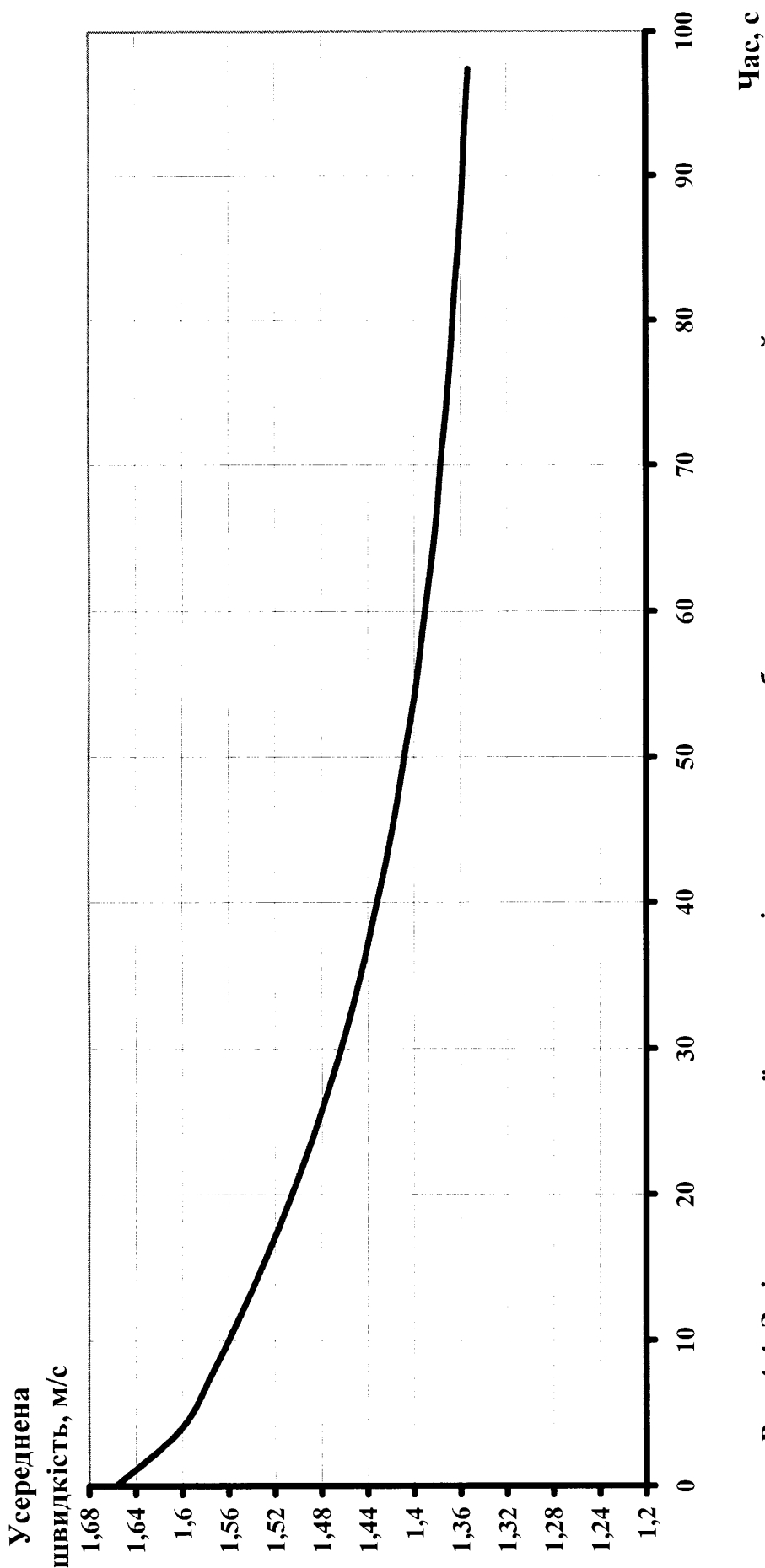
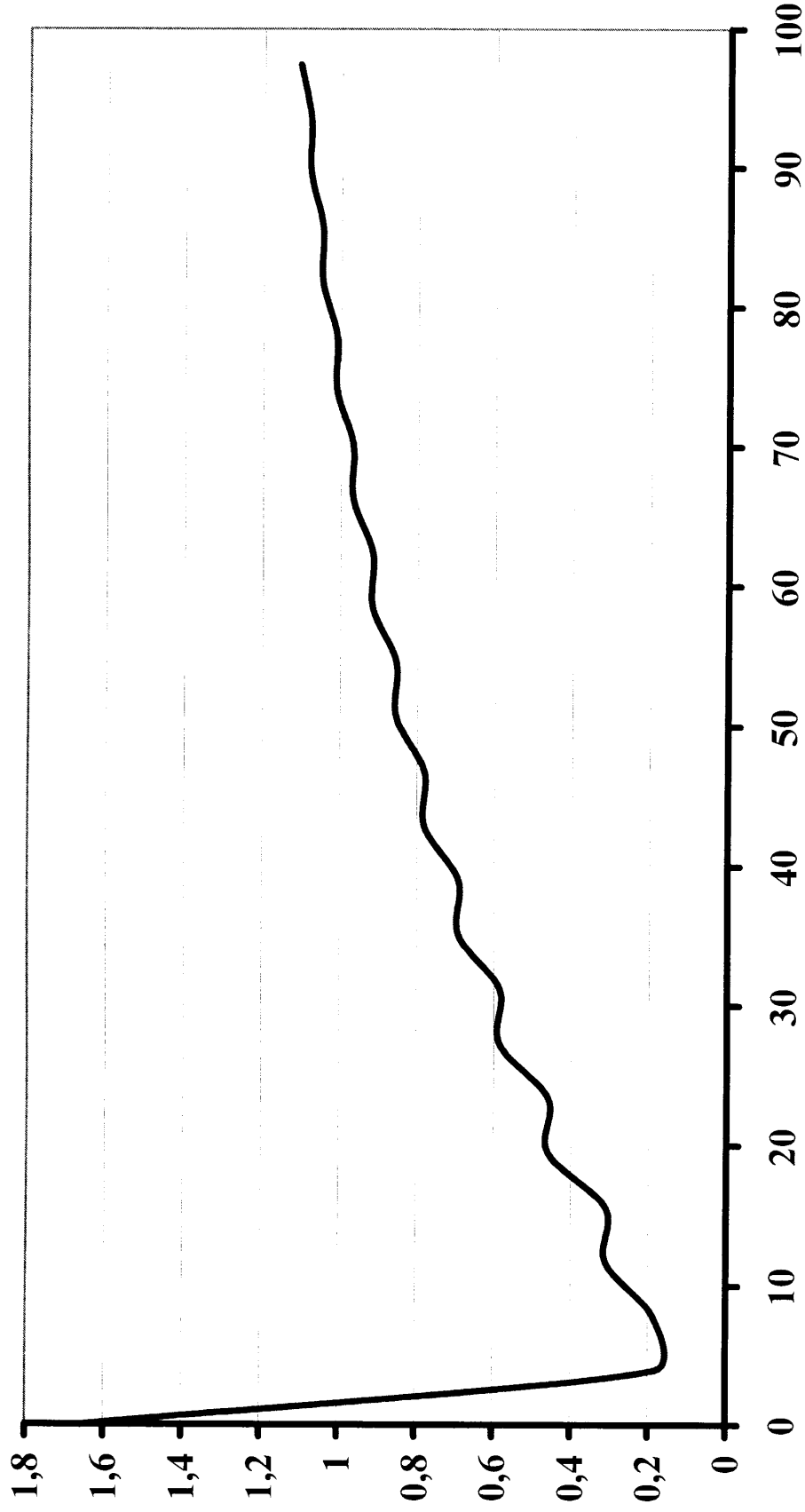


Рис.4.4. Зміна усередненої швидкості на початку трубопроводу в початковий момент витіснення менш вязкої рідини більш вязкою (відключення насоса)

Швидкість, м/с



Час, с

Рис.4.5. Зміна швидкості на початку трубопроводу в початковий момент витіснення менш вязкої рідини більш вязкою після відключення насоса

Усереднена швидкість, м/с

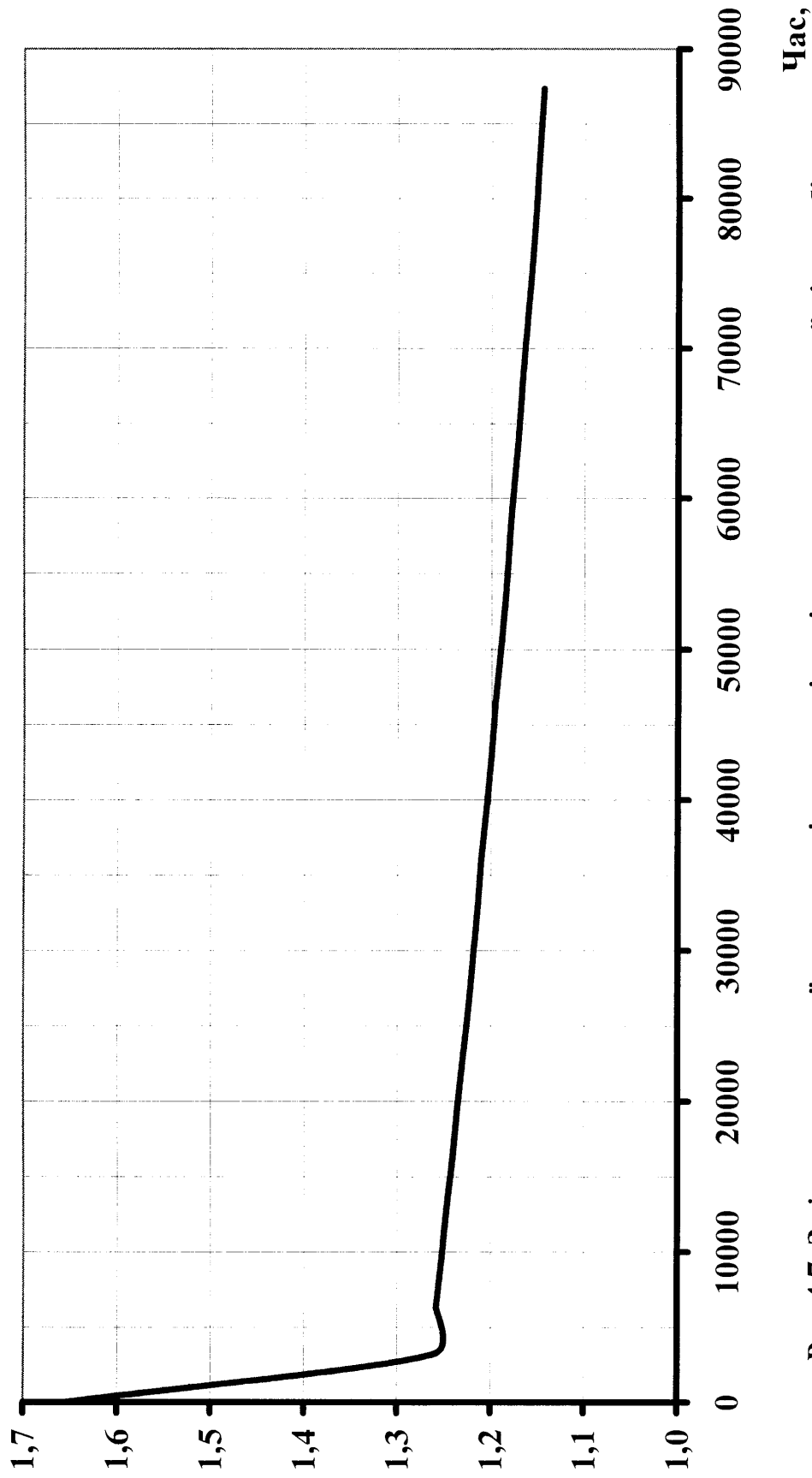


Рис 4.7. Зміна усередненої швидкості в процесі витіснення менш вязкої рідини більш вязкою після відключення насоса

Швидкість, м/с

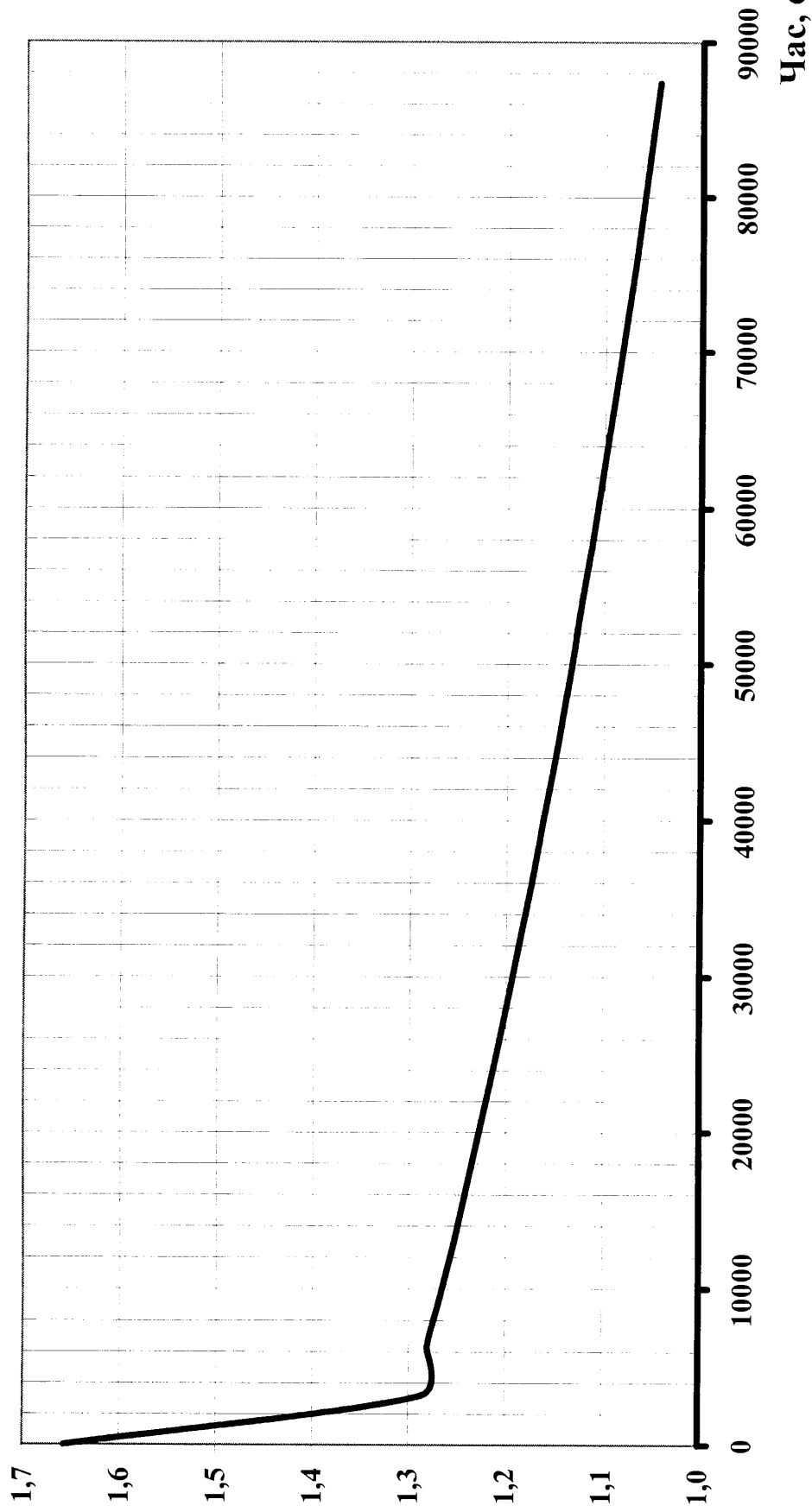


Рис 4.8. Зміна швидкості в процесі витіснення менш вязкої рідини більш вязкою після відключення насоса

Тиск, МПа

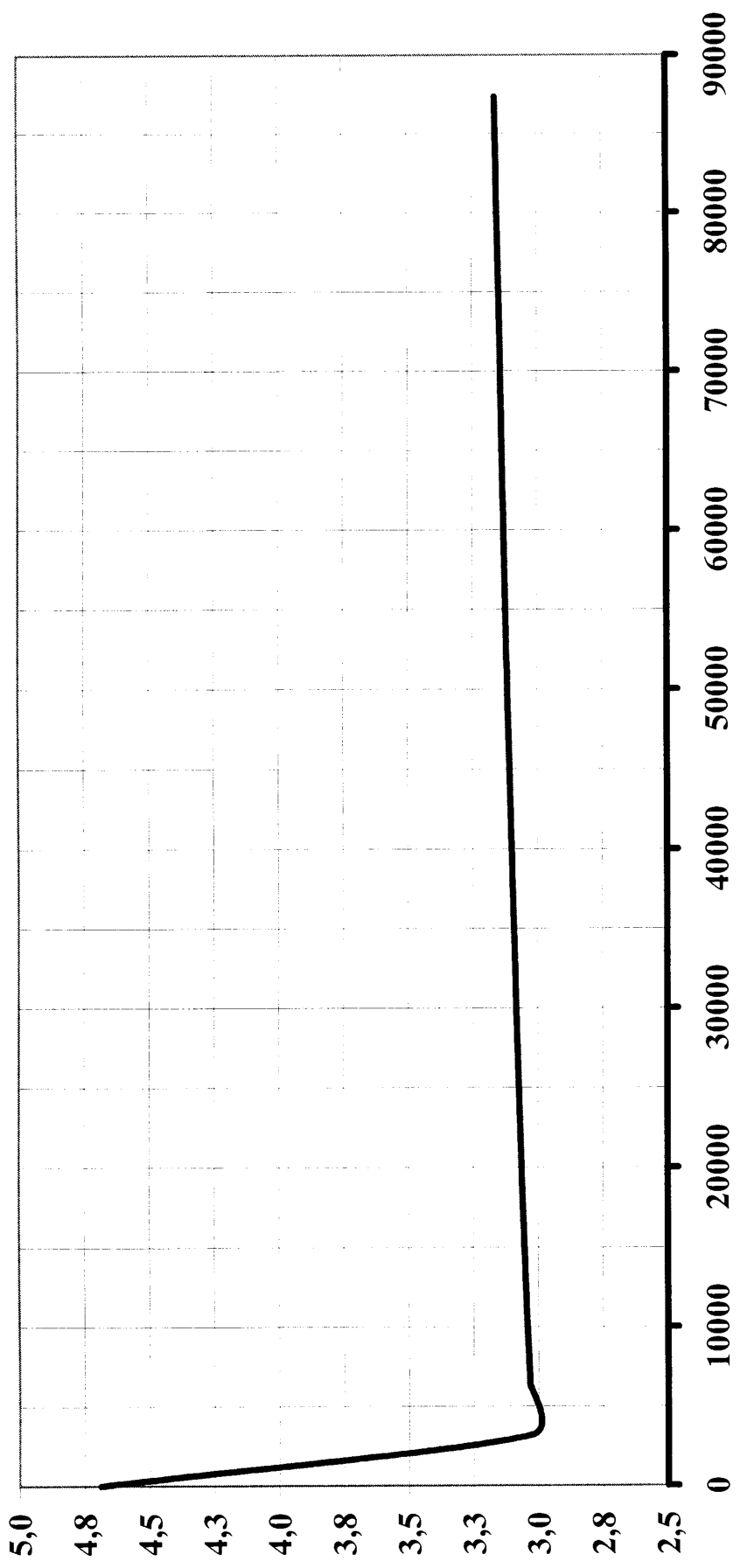


Рис.4.9. Зміна тиску в процесі витіснення менш вязкої рідини більш вязкою після відключення насоса

4.4. Висновки

Аналіз результатів теоретичних досліджень та багатоваріантних гідравлічних розрахунків модельного нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортних нафт дозволив зробити наступні висновки.

1. Нестационарність, що викликана переміщенням зони контакту двох різносортних нафт по довжині горизонтального трубопроводу, практично не впливає на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини в трубопроводі іншою; відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, не перевищує 0,5%;
2. Нестационарність, що викликана переміщенням зони контакту двох різносортних нафт по довжині трубопроводу з монотонно зростаючим чи спадаючим профілем траси, незначно впливає на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини іншою, відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, не перевищує 1,0%;
3. Нестационарність, що викликана переміщенням зони контакту двох різносортних нафт по довжині трубопроводу з пересіченим профілем траси, мало впливає на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини іншою, відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, не перевищує 2%;
4. Послідовність закачування в трубопровід двох нафт з суттєвою відмінністю фізико-хімічних властивостей практично не впливає на різницю результатів гідравлічного розрахунку нафтопроводу за неусталеною і квазістационарною моделлю;
5. Накладання додаткової нестационарності, що спричинена раптовою зупинкою магістрального насоса, на нестационарність, що вказана в пунктах 1-3, підсилює вплив неусталеності на усереднену витрату рідини за час заміщення однієї рідини іншою; відносна різниця результатів, одержаних за двома методиками розрахунку, складає 1-4%;

6. Найбільша різниця результатів за двома методиками розрахунку спостерігалася для випадку відключення магістрального насоса на НПС, що працює на модельний трубопровід з монотонно зростаючим профілем траси і максимально можливою для умов України різницею геодезичних відміток ($\Delta z = 300$ м);
7. Враховуючи, що точність загальноприйнятих математичних моделей для визначення коефіцієнта гідравлічного опору не перевищує 1-2%, гідравлічні розрахунки магістральних нафтопроводів при послідовному перекачуванні різносортних нафт з достатньою точністю можна виконувати за квазістаціонарною моделлю, на якій базуються методики і програмне забезпечення, що розроблені в розділі 3.
8. Для аналізу штатних і нештатних виробничих ситуацій, що виникають при вмиканні або вимиканні насосних агрегатів, доцільно використовувати нестационарну модель нафтопроводу, на якій базується розроблені нами методика і програмне забезпечення, що описані в розділі 4.

ВИСНОВКИ

На основі проведених в дисертаційній роботі теоретичних та експериментальних досліджень особливостей дифузійних і гідродинамічних процесів у нафтопроводах при послідовному перекачуванні нафт різних сортів розроблені нові та вдосконалені існуючі методи технологічних розрахунків, запропоновані рекомендації з впровадження зазначеної технології на нафтопроводах України.

1 Розроблені аналітичні моделі для визначення величини ефективного коефіцієнта дифузії при послідовному перекачуванні нафт в зонах гідравлічно гладких труб та змішаного закону тертя турбулентного режиму, достовірність яких перевірена шляхом співставлення результатів теоретичних і експериментальних досліджень.

2 На базі створених математичних моделей для ефективного коефіцієнта дифузії розроблений пакет методик і програмного забезпечення, які дозволяють розрахувати весь комплекс технологічних параметрів послідовного перекачування нафт різних сортів при проектуванні та експлуатації магістрального нафтопроводу.

3 В результаті теоретичних і експериментальних досліджень вибрані найбільш адекватні математичні моделі для визначення розрахункових значень фізичних властивостей нафти та коефіцієнта гідравлічного опору в магістральних нафтопроводах. Розроблена універсальна модель для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводі, яка органічно охоплює зону гідравлічно гладких труб і зону змішаного тертя турбулентного режиму, включаючи границю переходу між ними, і дає змогу прогнозувати режимні параметри роботи нафтопроводу з точністю до 3%.

4 Розроблено і реалізовано в програмному забезпеченні стаціонарну математичну модель гідродинамічних процесів рельєфного нафтопроводу, яка дає змогу прогнозувати режими його роботи при послідовному перекачуванні довільної кількості партій нафт різних сортів.

5 Розроблено і реалізовано в програмному забезпеченні нестационарну математичну модель гідродинамічних процесів нафтопроводу, яка дає змогу врахувати нестационарність, спричинену пересуванням контакту нафт з різними фізичними властивостями по довжині рельєфного трубопроводу, а також додаткову нестационарність, викликану змінами схем роботи насосних станцій і насосів на них.

6. Гідравлічні розрахунки послідовного перекачування нафт різних сортів на магістральних нафтопроводах при незмінній схемі роботи насосних станцій і насосів на них з точністю до 2 % можна виконувати за методикою, що базується на стаціонарній моделі руху нафти. Для достовірного прогнозування виробничих ситуацій, що виникають при змінах схем роботи насосних станцій та насосів на них необхідно використовувати більш складну методику, яка базується на рівняннях нестационарного руху нестисливої рідини у трубопроводі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Перова М. Д., Маслов В. О. Современное состояние и тенденции развития нефтепродуктопроводного транспорта в СССР, США и странах Западной Европы. – Тематический обзор. Сор. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1988. - 56 с.
2. Fowler F., Broun G. National Petroleum News.- 1943, vol. 35. - № 40.
3. Sjenitzer F. Now much do products miss in a pipeline.- The pipeline Engineer.- 1958. - Vol. 30. – p. 209-212.
4. Taylor G. The dispersion of matter in turbulent flow through a pipe. - Proc. Roy. Soc. – 1954. - Vol. A 223, № 1155. – p. 447-468.
5. Tichacek L. J., Barcelew C. H., Baron J. Axial mixing in pipes. - A. I. Ch. E. Journal. – 1957, vol. 3, № 4. – p. 439-442.
6. Stuchly J., Kedge C. Computer model designs African multiproducts line extension//Oil & Gas Journal. – 1997. - Week of July, 14. – p. 47 – 55.
7. Лурье М. В., Марон В. И., Мацкин Л. А. і др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. – М.: Недра, 1979. - 250 с.
8. Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. – М.: Недра, - 1976. - 220 с.
9. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – М.: Недра, - 1981. – 176 с.
10. Лурье М. В., Марон В. И. Критерий для оценки смеси, образующейся при последовательной перекачке разноразных нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. - № 11. - С. 10-12.
11. Яблонский В. С., Новоселов В. Ф., Галеев В. Б., Закиров Г. З. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов. - М.: Недра, 1965. – 410 с.

12. Сегал Б. И., Семендяев К. А. Пятизначные математические таблицы. – М.: Физматгиз, 1962. – 464 с.
13. Голубев Б. Н., Юфин В. А., Новоселов В. Ф. и др. Определение допустимых концентраций бензина и дизельного топлива при последовательной перекачке // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1970. - № 9. - С. 7-12.
14. Белоусов В. Б., Лурье М. В., Челинцев С. Н. Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов. - М.: Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, 1992. - 97 с.
15. Наукова база розвитку трубопровідного транспорту нафтопродуктів в Україні. Звіт про НДР (заключний) / ІФДТУНГ: Керівник Середюк М. Д. - № ДР 019U014530. -1995. -247 с.
16. Кутиршин А. П., Корнилов Г. Г. О коэффициенте смешения при последовательной перекачке двух жидкостей по трубопроводам // Нефтяное хозяйство. – 1969. - № 12. - С. 45-49.
17. Нечваль М. В., Яблонский В. С. Об эффективном коэффициенте смешения при последовательной перекачке жидкостей и газов. – Труды НИИтранснефть. – 1964, вып. 3. – С. 118-128.
18. Яблонский В. С., Асатурян А. Ш., Хизгилов И. Х. О турбулентной диффузии в трубах // Инженерно-физический журнал. - 1960. – т. 3. - № 3. – С. 117-122.
19. Нечваль М. В., Назимов Л. В. Анализ формул для определения коэффициента турбулентной диффузии. – Научн. Техн. сб. Уфимского нефтяного института. –1969, вып. 3. - С. 173-177.
20. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов (ВНТП-3-90) / Введ. 1990. - Разраб. ГипроНИИнефтетранс, МИНГ им. И. М. Губкина. – М.: 1991. - 89 с.
21. Пархоменко Р. С. Повышение эффективности системы обеспечения нефтепродуктами. – М.: Недра, 1986. - 144 с.

22. Лурье М. В., Марон В. И. Средства транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов за рубежом. – Тематический обзор. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1973. - 22 с.
23. Марон В. И. Нестационарный перенос вещества в потоке жидкости в трубах. – Дисс. ...докт. техн. наук. – М., 1975. - 286 с.
24. Марон В. И. Турбулентное перемешивание жидкостей в трубе. – Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1972, вып. 101. – С. 142-148.
25. Марон В. И. Перемешивание взаиморастворимых жидкостей в турбулентном потоке // Журнал ПМТФ. – 1976. - № 5.
26. Марон В. И. Модель дисперсии с учетом различия вязкостей среды // Инженерно-физический журнал. – 1974, т. 26.- № 1.
27. Нечваль М. В., Тугунов П. И., Слесарева В. Г. Определение объема смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов различной вязкости. – В кн.: Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – Уфа, 1974, вып. 15. – С. 15-17.
28. Середюк М. Д., Якимив Й. В. Экспериментальные исследования последовательной перекачки жидкостей различной вязкости. – Деп. в УкрНИИТИ, 1988, № 108. – 24 с.
29. Середюк М. Д. Розрахунок сумішеутворення нафтопродуктів в трубопроводі з врахуванням різниці їх в'язкостей методом скінчених елементів. - Деп. в ДНТБ України, 1993, № 1477, 11 с.
30. Фролов К. Д. Смещение нефтепродуктов с различной вязкостью в трубах // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.-1964, - № 12. – С. 33-55.
31. Нечваль М. В., Новоселов В. Ф. Объем смеси в процессе замещения жидкостей при различных режимах течения // Нефть и газ. – 1970. - № 10. - С. 89-94.
32. Разработка технологии и способов повышения эффективности газотранспортных, нефтепроводных и энергетических систем с учетом их

- взаимодействия: Отчет о НИР (промежуточный) / ИФИНГ: Руководитель Середюк М. Д. - № ГР-1860048441. Ивано-Франковск, 1987. – 83 с.
33. Разработка технологии и способов повышения эффективности газотранспортных, нефтепроводных и энергетических систем с учетом их взаимодействия: Отчет о НИР (заключительный) / ИФИНГ: Руководитель Середюк М. Д. - № ГР-1860048441. Ивано-Франковск, 1988. – 127 с.
34. Разработка программы теплогидравлического расчета нефтепровода для последовательной перекачки разных сортов нефтей в горных условиях: Отчет о НИР (заключительный) / ИФИНГ: Руководитель Середюк М. Д. - № ГР 01890044276. Ивано-Франковск, 1990. – 105 с.
35. Фролов К. Д., Возняк М. П., Якимив Й. В. Остывание подогретых нефтей в "горячих" трубопроводах при остановке перекачки // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1971, вып. 8. – С. 89-93.
36. Фролов К. Д., Возняк М. П., Середюк М. Д. Определение числа насосно-тепловых станций и оптимальной температуры подогрева высоковязких нефтей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1973. - № 8. – С.3-6.
37. Фролов К. Д., Возняк М. П., Середюк М. Д. Исследование режимов работы "горячих" нефтепроводов Прикарпатья // Реферативная информация о законченных научно-исследовательских работах в вузах УССР. - 1974, вып. 8. – С. 90-91.
38. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Пути уменьшения технологической смеси и связанной с ней пересортицы нефтепродуктов при их последовательной перекачке // Нефтяная и газовая промышленность. -1973. - № 3. – С. 43-45.
39. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Оптимальная температура подогрева нефтепродуктов и нефтей при неизотермическом режиме последовательной перекачки. - Деп. во ВНИИОЭНГ, 1973, № 58. – 12 с.

40. Марон В. И., Юфин В. А. Об эффективном коэффициенте смешения при последовательной перекачке в неизотермических условиях // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. - № 9.
41. Нечваль М. В., Чанышев Э. И. Последовательная перекачка жидкостей при неизотермическом режиме // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. - № 12. – С. 11-12.
42. Середюк М. Д., Якимив Й. В., Дзеба О. Г. и др. Влияние тепла трения потока на теплогидравлический расчет неизотермического нефтепровода // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1990, вып. 27. – С. 113-115.
43. Фролов К. Д., Мердух М. И. Обобщенная формула для гидравлического расчета трубопроводов при перекачке подогретых нефтей и нефтепродуктов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1970, вып. 7. – С. 87-88.
44. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Расчет объема смеси при неизотермической перекачке с учетом тепла трения потока // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, вып. 10. – 1973. – С. 119-124.
45. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Оптимальная температура подогрева и число насосно-тепловых станций при неизотермическом режиме перекачки разнородных нефтей и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство, - 1973, - № 10. – С. 60-62.
46. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Последовательная перекачка многих сортов нефтей и нефтепродуктов при неизотермическом режиме // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1974, вып. 11. – С. 129-133.
47. Фролов К. Д., Федорак М. Д. Объем смеси при неизотермической перекачке подогретых вязких жидкостей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1971. - № 3. – С. 11-14.

48. Чанышев Э. И., Нечваль М. В. Определения объема смеси при последовательной перекачке предварительно подогретых жидкостей // Нефть и газ. - 1971, - № 12. – С. 81-84.
49. Чанышев Э. И., Нечваль М. В., Новоселов В. Ф. Определение размеров смеси при последовательной перекачке вязких жидкостей с подогревом. - В кн.: Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. Уфа. - 1972, вып. 4. – С. 72-75.
50. Чанышев Э. И., Нечваль М. В., Новоселов В. Ф. Распределение концентрации при последовательной перекачке жидкостей в неизотермическом потоке. - В кн.: Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. Уфа. - 1972, вып. 4. – С. 76-79.
51. Юфин В. А. Влияние термодиффузии на смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов с различной температурой // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 1972. - № 3. – С. 3-5.
52. Середюк М. Д. Исследование смесеобразования нефтепродуктов при их последовательной перекачке с жидкостными разделительными пробками. - Дисс. ...канд.техн.наук. - Уфа, 1974. -192 с.
53. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов разных сортов при неизотермическом режиме // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1972. - № 9. – С. 8-10.
54. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Последовательная перекачка разносортных нефтепродуктов с пробками из буферных жидкостей // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, - 1974. - № 4. - С. 41-44.
55. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Последовательная перекачка нефтепродуктов с разделительными пробками из их смеси // Нефтяное хозяйство, - 1974. - № 9. – С. 49-52.
56. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Некоторые вопросы, связанные с уменьшением пересортицы нефтей и нефтепродуктов, перекачиваемых последо-

- вательно по одному трубопроводу // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1974, вып. 11. – С. 136-140.
57. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Осередько Ю. С., Якимив Й.В. Оптимальные параметры магистральных нефтепроводов в случае использования тепла компрессорных станций близлежащих газопроводов для подогрева нефти // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1979. - № 3. – С. 17-20.
58. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Осередько Ю. С., Якимив Й. В. Оптимальные параметры параллельных газо- и нефтепроводов в случае использования тепла газотурбинных установок компрессорных станций для подогрева нефти // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1979. - № 4. – С. 16-20.
59. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Осередько Ю. С. и др. Исследование эффективности использования тепла компрессорных станций близлежащих газопроводов для подогрева нефти в магистральных нефтепроводах // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1980. - № 6. – С. 2-5.
60. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. и др. Минимальные объемы партий и цикличность при неизотермическом режиме последовательной перекачки нефтепродуктов с жидкостными буферными пробками // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1981, вып.18. – С. 92-95.
61. Фролов К. Д. Объем смеси в трубопроводах при отборе и закачке нефтепродуктов в пути, а также в трубопроводах со вставками.- Труды НИИтранснефть: Недра, 1965, вып. 4. – С. 13-19.
62. Лурье М. В., Марон В. И., Шварц М. Э. Параметры последовательной перекачки с буферным нефтепродуктом // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. - № 4. - С. 10-14.
63. Лурье М. В., Марон В. И., Юфин В. А. Последовательная перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. - № 4. - С. 22-25.

64. Лурье М. В., Марон В. И. Способ снижения образования смеси при последовательной перекачке разноразных нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1972. - № 10. - С. 5-7.
65. Середюк М. Д., Фролов К. Д., Якимив Й. В. Оптимальные параметры последовательной перекачки нефтепродуктов с жидкостными буферными пробками // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. - № 8. – С. 4-6.
66. Середюк М. Д., Фролов К. Д., Якимив Й. В. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов с пробками из смеси // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1982. - № 5. – С. 20-21.
67. Середюк М. Д., Якимив Й. В. Оптимальное число жидкостных разделителей при последовательной перекачке нефтепродуктов // Тезисы республиканской конференции “Основные направления повышения технического уровня транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов”. – Киев, 1983. – С. 49-50.
68. Середюк М. Д., Якимив Й. В. Технология применения жидкостных разделителей при последовательной перекачке по разветвительной конференции.: Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки. Тюмень, 1985. – С. 162.
69. Середюк М. Д., Якимив Й. В., Какалец И. О. Эффективность применения жидкостных разделителей для разветвленной системы нефтепродуктопроводов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1988, вып. 25. – С. 89-92.
70. Середюк М. Д., Якимив Й. В., Зварич О. П. Технология приема смеси в разветвленной системе нефтепродуктопроводов. - Тезисы всесоюзной конференции ”Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа”. - Ивано-Франковск, 1985. -С. 121-122.
71. Середюк М. Д. Розрахунок параметрів послідовного перекачування нафтопродуктів з рідинними роздільниками методом скінчених елементів. - Деп. в ДНТБ України, 1993, № 1478, 13 с.

72. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Прием смеси в резервуары при последовательной перекачке разнородных нефтей и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтей и нефтепродуктов. - 1973. - № 7. – С. 12-15.
73. Фролов К. Д., Середюк М. Д. Прием смеси в резервуары при последовательной перекачке с буферным нефтепродуктом // Нефтяное хозяйство. - 1974. - № 12. – С. 59-62.
74. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. Экспериментальные исследования последовательной перекачки разнородных продуктов с жидкостными разделительными пробками // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1975. - № 7. – С. 5-9.
75. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. Минимальные объемы партий и число циклов при последовательной перекачке разнородных нефтепродуктов с пробками из буферного продукта // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1976, вып. 13. – С. 116-120.
76. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. Определение оптимального объема разделительной пробки из смеси последовательно перекачиваемых нефтепродуктов // Нефтяная и газовая промышленность. - 1976. - № 6. – С. 41-44.
77. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. Оптимальный объем буферной пробки из смеси // Межвузовский научно-тематический сборник.: Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. - 1977, вып. 1. – С. 19-23.
78. Якимив Й. В., Фролов К. Д., Середюк М. Д. Применение жидкостных буферных пробок при последовательной перекачке нефтепродуктов с малыми запасами качества // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1980, вып. 17. – С. 87-91.
79. Якимив Й. В. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов с жидкостными разделителями. - Дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1983. – 183 с.

80. Фролов К. Д., Середюк М. Д., Якимив Й. В. и др. Использование смеси в качестве буферной пробки при последовательной перекачке нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1976. - № 6. – С. 8-11.
81. Фролов К.Д., Середюк М.Д., Якимив Й.В., Креховецкая О.В. Исследование эффективности применения несимметричной пробки из смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1984, вып. 21. – С. 92-95.
82. Трубопроводный транспорт нефти и газа/ Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
83. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления.- М.: Недра, 1970.
84. Середюк М.Д., Люта Н.В. Розробка математичних моделей для ефективного коефіцієнта змішування у зоні гідравлічно гладких труб// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип.35. Том1. – 1998. – С.183 – 188.
85. Середюк М.Д., Люта Н.В. Теоретичні моделі для визначення ефективного коефіцієнта змішування при послідовному перекачуванні різносортних нафт у зоні змішаного тертя. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип.35, Том 3. – 1998. – С.17-21.
86. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лур'є М. В. Оптимізація параметрів роботи розгалужених нафтопродуктопроводів. - Київ: НМК ВО, 1992. - 132 с.
87. Фролов К. Д., Голубев Б. Н. Число циклов при последовательной перекачке // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1969. № 1. – С. 11-16.
88. Корнилов Г.Г., Кутыршин А.Н. О факторах, влияющих на образование смеси на самотечных участках// Труды ВНИИСПТнефти. Вып.8,1971.
89. Корнилов Г.Г., Кутыршин А.Н. Изменение средней скорости и отношения при движении жидкости на самотечных участках // Труды ВНИИСПТнефти. Вып.8, 1971.

90. Корнилов Г.Г., Кутыршин А.Н. Оценка влияния самотечных участков с газовыми полостями на образование смеси при последовательной перекачке. // Труды НИИтранснефти. Вып.6, 1969.
91. Корнилов Г.Г., Кутыршин А.Н. Последовательная перекачка с самотечными участками. // Нефтяное хозяйство. – 1969. - №3.
92. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86). –М.1987.
93. В.Е.Губин, В.В.Губин. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. -М.: Недра, 1982.- 296 с.
94. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа.- М.: Наука, 1973.
95. Люта Н.В., Середюк М.Д., Залеський В.М., Стахів І.М. Аналіз математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип. 36, том 5. – 1999. – С. 8-13.
96. Середюк М.Д., Люта Н.В. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах. //Нафтова і газова промисловість. – 2000. - № 2. – С.35 – 37.
97. СТП 320.00148429.003-2002. Методика нормування питомих витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами ДАТ “ПДМН”. – Введ. 01.01.2002. – К.: – Вид-во “Укртранснафти”, 2001. – 51 с.
98. Люта Н.В. Математична модель гідродинамічного режиму роботи нафтопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів//Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Вип. 35.Том3, 1998. – С. 22-28.
99. Люта Н.В. Інноваційні енергозберігаючі технології послідовного транспорту нафт різних фізико-хімічних характеристик на основі оперативного моделювання процесу.// Матеріали міжнародної науково-практичної конференції “Інноваційна діяльність в системі державного регулювання.-Івано-Франківськ. - 1999. - С.35-36.

100. Середюк М.Д., Петренко Н.В. Розробка методичного і програмного забезпечення послідовного перекачування нафт різних сортів на магістральних нафтопроводах.// Матеріали 5-ої Міжнародної конференції “нафта-газ України”.- Полтава. - 1998. - С. 302.
101. Лурье М.В. Вычислительный практикум по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ГАНГ, 1997. – 68 с.
102. Середюк М.Д., Люта Н.В. Визначення пропускної здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортих нафт//Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”. – Том 3. – Івано-Франківськ. – 2000. – С. 40-43.
103. Люта Н.В., Середюк М.Д. Дослідження впливу нестационарності на пропускну здатність нафтопроводу при послідовному перекачуванні різносортих нафт//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. - №1 – С. 53-57.

ДОДАТКИ

СТП 320.31570412.001-01

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

МЕТОДИКА НОРМУВАННЯ
ПИТОМИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
НА ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ МАГІСТРАЛЬНИМИ
НАФТОПРОВОДАМИ ДАТ «ПДМН»

ЗМІСТ

СТ	3
СТП	4
САМУЗЬ ВИКОРИСТАННЯ	5
ВІЗНАЧЕННЯ	6
ВІЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ	6
ДИВІДУАЛЬНІ ТА ГРУПОВІ НОРМИ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	6
ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДИКИ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НАФТОПРОВОДУ	12
1.1 Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводі	12
1.2 Обчислення еквівалентного діаметра нафтопроводу	18
1.3 Розрахунок параметрів спільної роботи насосів	18
АЛГОРИТМ РОЗРАХУНКУ НОРМИ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	19
ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ РІЧНИХ НОРМ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ НА ДІЛЯНЦІ НАФТОПРОВОДУ КРЕМЕНЧУК - ПІГУРІВКА	24
ДАТОК А Коефіцієнти математичних моделей напірних характеристик магістральних напірних насосів та їх ККД при різних подачах	41
ДАТОК Б Режимні та енергетичні параметри перекачування нафти по нафтопроводу Лисичанськ 2-Тихорецьк	49
ДАТОК В ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	51

ПЕРЕДМОВА

- РОЗРОБЛЕНО:** Івано-Франківським національним технічним
університетом нафти і газу (ІФНТУНГ)
ВАТ “Інститут транспорту нафти”
ДАТ “Придніпровські магістральні нафтопроводи”
- ВІСЬМО:** Головним енергетиком ДАТ ПДМН
- УГОДЖЕНО:** Держкоенергозбереження України
(лист №...від)
НАК “Нафтогаз України”
(лист № 12/2-688-5114 від 19.09.2001)
Нормативно-аналітичний центр - Базова організація
з стандартизації НАК “Нафтогаз України”
(лист № 415 від 17.08.2001)

ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ

ТЕРМІН ДІЇ - без обмеження

ВИРОБНИКИ: д.т.н., проф. М.Д.Середюк (керівник розроблення),
к.т.н. В.П. Лісафін, к.т.н. Й.В. Якимів, Н.В. Люта,
Т.Ф. Левкович, С.І. Крицин, В.А.Корнійчук, О.К.Тур.

ДАТ “Придніпровські магістральні нафтопроводи”
Цей стандарт на може бути повністю чи частково відтворений, тиражований і розпо-
щений без дозволу ДАТ “Придніпровські магістральні нафтопроводи”.

Затверджую

Проректор з наукової роботи ІФНТУНГ проф. Карпаш

"14" 02 "2003"



С. Новик

Затверджую

Начальник Сумського районного нафтопровідного управління Позаняков Б.С.

"14" 02 "2003"



АКТ

впровадження результатів

дисертаційної роботи

Лютої Наталії Вікторівни

„Методи технологічних розрахунків нафтопроводів при послідовному перекачуванні різносортних нафт”

Ми, що підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Лютої Наталії Вікторівни „Методи технологічних розрахунків нафтопроводів при послідовному перекачуванні різносортних нафт” у вигляді пакету методик і програмного забезпечення для виконання експлуатаційних технологічних розрахунків параметрів послідовного перекачування різносортних нафт передані для використання на об'єктах Сумського нафтопровідного управління.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розроблених в дисертаційній роботі методик і програмного забезпечення складає 440 тис.грн./рік.

ІФНТУНГ

зав.кафедри транспорту

і зберігання нафти і газу,

д.т.н., проф. Середюк М.Д.

Середюк М.Д.

асистент кафедри транспорту

і зберігання нафти і газу

Люта Н.В.

Люта Н.В.

Головний інженер

Сумського РНУ

філії „Придніпровські

магістральні нафтопроводи”

ВАТ” Укртранснафта”

Поляков Е.В.

Поляков Е.В.

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження технології послідовного перекачування нафт східних родовищ України по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук

1 Коротка характеристика технології, що пропонується до впровадження

Одноритковий магістральний нафтопровід Глинська-Розбишевська-Кременчук призначений для транспортування нафт східних родовищ України. На головній нафтоперекачувальній станції нафтопроводу НПС Глинська-1 нагромаджуються партії нафт трьох сортів – чернігівської, полтавської та охтирської, які суттєво різняться фізико-хімічними властивостями (див. табл. 3.10).

При існуючій на сьогодні технології по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук перекачується суміш зазначених вище нафт, що утруднює подальшу їх переробку і не дозволяє максимально використати специфіку хімічного складу кожного сорту нафти.

У дисертаційній роботі пропонується альтернативна існуючій технологія послідовного перекачування трьох сортів нафт східних родовищ України по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук, яка передбачає формування партій певного об'єму, закачування їх у нафтопровід у певній послідовності, перекачування при режимних параметрах, які гарантують мінімальне змішування різносортних нафт і збереження їх якості. У кінці нафтопроводу кожен сорт нафти приймається в окремі резервуари і може бути використаний як товарний продукт з максимальною ефективністю.

Методики і програмне забезпечення, які розроблені у дисертаційній роботі, дають можливість виконати як прогнозні, так і оперативні технологічні розрахунки пропонованої технології послідовного перекачування нафт східних родовищ України, а саме: розрахунок об'єму суміші, розкладання суміші у кінці трубопроводу, визначення кількості циклів, необхідних об'ємів партій кожного сорту нафт, необхідної резервуарної ємності на початку і в кінці трубопроводу, розрахунок динаміки зміни тисків і витрати нафти у процесі послідовного перекачування по трубопроводу.

2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту

Згідно з робочим проектом ВАТ „Інститут транспорту нафти” „Реконструкція НПС „Глинська-1” (2002 р.) річні планові обсяги транспортування нафти складають:

чернігівська нафта $M_1=1,25$ млн.т/рік;

полтавська нафта $M_2=0,25$ млн.т/рік;

охтирська нафта $M_3 =0,7$ млн.т/рік.

Річний обсяг перекачування нафти по нафтопроводу Глинська-Розбишевська-Кременчук становить $M =2,2$ млн.т/рік.

Згідно з даними ВАТ „Укрнафта” вартість кожного сорту нафти на аукціоні станом на квітень 2003 р. становить:

чернігівська нафта $S_1=959$ грн/т;

полтавська нафта $S_2=925$ грн/т;

охтирська нафта $S_3=954$ грн/т.

При існуючій технології по нафтопроводу Глинсько-Розбишевська – Кременчук перекачується суміш зазначених вище нафт, яка реалізується за ціною $S_{см} = 946$ грн/т. Тому виручка від продажу нафти при базовому варіанті складає

$$B_6 = 2,2 \cdot 10^6 \cdot 946 = 2081,2 \text{ млн.грн/рік}$$

При використанні розроблених у дисертаційній роботі рекомендацій щодо гідравлічних параметрів послідовного перекачування різносортних нафт, як свідчать розрахунки, об'єм суміші в одному контакті не перевищить 1% від об'єму порожнини трубопроводу, яка становить

$$V_{mp} = \frac{\pi D^2}{4} L = \frac{\pi 0,512^2}{4} 148300 = 30533 \text{ м}^3.$$

Об'єм суміші в одному контакті різносортних нафт

$$V_{см1} = 0,01 \cdot 30533 = 305 \text{ м}^3.$$

Протягом циклу послідовного перекачування трьох сортів нафти суміш утворюється у чотирьох контактах, тому максимальний об'єм суміші за цикл складає

$$V_{смц} = 4 \cdot 305 = 1220 \text{ м}^3.$$

Використовуючи методику визначення кількості циклів послідовного перекачування різносортих нафт, наведену у розділі 2, визначаємо, що максимальна кількість циклів для нафтопроводу Глинсько-Розбишевська-Кременчук становить $\mathit{Ц} = 48$. Розраховуємо річний обсяг суміші нафт, що утвориться у процесі їх послідовного перекачування

$$V_{смр} = V_{смц} \cdot \mathit{Ц} = 1220 \cdot 48 = 58560 \text{ м}^3/\text{рік}$$

або
$$M_{см} = 58560 \cdot 0,836 = 48956 \text{ т/рік.}$$

Визначаємо частку суміші у загальному обсязі транспортування нафт

$$\delta_{см} = \frac{48956}{2,2 \cdot 10^6} 100 = 2,2 \text{ \%}.$$

Знаходимо частки нафти кожного сорту, які як товарний продукт надійдуть в кінець трубопроводу при здійсненні технології послідовного перекачування

$$M_{1m} = 0,978 \cdot M_1 = 0,978 \cdot 1,25 = 1,223 \text{ млн.т/рік}$$

$$M_{2m} = 0,978 \cdot M_2 = 0,978 \cdot 0,25 = 0,245 \text{ млн.т/рік}$$

$$M_{3m} = 0,978 \cdot M_3 = 0,978 \cdot 0,7 = 0,684 \text{ млн..т/рік.}$$

Для технології, що пропонується, виручка від продажу трьох сортів нафти буде становити

$$B_a = S_{см} V_{смр} + M_{1m} S_1 + M_{2m} S_2 + M_{3m} S_3$$

$$B_a = 48956 \cdot 946 + 1,223 \cdot 10^6 \cdot 959 + 0,245 \cdot 10^6 \cdot 954 + \\ + 0,684 \cdot 10^6 \cdot 925 = 2085,6 \text{ млн.грн/рік}$$

Тоді очікуваний економічний ефект від впровадження технології послідовного перекачування трьох сортів нафт східних родовищ України по трубопроводу Глинсьсько-Розбишевська – Кременчук становитиме

$$\Delta\Pi = B_a - B_б = 2085,6 - 2081,2 = 4,4 \text{ млн.грн/рік.}$$

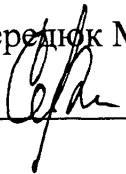
Реалізація послідовного перекачування нафт різних сортів по існуючій мережі нафтопроводів пов'язана з розробкою додаткових організаційно-технічних заходів, з витратами на навчання обслуговуючого персоналу, з оснащенням НПС Глинська-1 сучасними засобами автоматики та телемеханіки тощо. Тому приймаємо, що розробка методологічного і програмного забезпечення технології послідовного перекачування, виконана в даній роботі, забезпечує одержання 10% від очікуваного економічного ефекту, що становить 440 тис.грн./рік.

ІФНТУНГ

зав. кафедри транспорту

і зберігання нафти і газу,


д.т.н., проф. Середюк М.Д.

_____ 

асистент кафедри транспорту

і зберігання нафти і газу

Люта Н.В.

_____ 

Головний інженер

Сумського РНУ

філії „Придніпровські

магістральні нафтопроводи”

ВАТ” Укртранснафта”

Поляков Е.В.

_____ 

Додаток В

Текст програми DEGG

для розрахунку величини ефективного коефіцієнта дифузії в зоні гідравлічно
гладких труб турбулентного режиму

Program DEGG5;

```
CONST d=0.513; nu=40e-6; k=2e-4; w=1.2; a2=0.0001;
```

```
VAR re,lam,ded,uz,r,h2,fzp,y,s2,c2,  
    fz,fzk,i3,i1,i2,de:real;  
    i,kk:integer;
```

```
FUNCTION fny1(y:real):real;  
BEGIN  
    fny1:=sqr(i1)/(sqr(y)*(r-y));  
end;
```

```
PROCEDURE P360 (y:real;var i1:real);  
FUNCTION fny2(x:real):real;  
BEGIN  
    fny2:=x*(uz*(2.31*ln(re*(r-x)/r)-2)-w);  
end;
```

```
VAR h,s,x,c,fvp,fv,fvk,a:real;  
    kkk,j:integer;  
    BEGIN
```

```
a:=y;  
kkk:=2*round((r-y)/2/r*kk);  
if kkk<2 then kkk:=2;  
h:=(r-a)/kkk; s:=0; x:=a; c:=1;  
fvp:=fny2(x);  
for j:=1 to kkk-1 do  
begin  
x:=x+h;  
fv:=fny2(x);  
if fv<-r*w then begin fv:=-r*w; writeln(1); end;  
s:=s+(3+c)*fv; c:=-c;  
end;  
x:=r; fvk:=-x*w;  
s:=h*(fvp+fvk+s)/3; i1:=s;  
end;
```

```
BEGIN
```

```
writeln;
```

```
writeln ('d=',d:4:3,' nu=',nu:6:5,' ke=',k:6:5,' a2=',a2:6:5);
```

Продовження додатку В

```

readln(kk);
re:=w*d/nu;
lam:=1/sqr(1.82*0.4343*ln(re/100)+2);
ded:=nu*17.4*exp(2/3*ln(re));
uz:=w*sqr(lam/8);
r:=d/2;
writeln('re=',re:6:0,' lam=',lam:5:4,' ded=',ded:5:4,' uz=',uz:5:4);

h2:=(r-2*a2)/kk; s2:=0; y:=a2; c2:=1;
P360(y,i1);
fzp:=fny1(y);
for i:=1 to kk-1 do begin
y:=y+h2;
P360(y,i1);
fz:=fny1(y);
s2:=s2+(3+c2)*fz; c2:=-c2; end;
y:=r-a2;
P360(y,i1);
fzk:=fny1(y);
writeln(' i1=',i1,' fzk=',fzk);
writeln(' y=',y*1000);
s2:=h2*(fzp+fzk+s2)/3;
i2:=s2*2.31*r/uz;
i3:=0.072*uz*r;
de:=i3+2*i2/sqr(r);
writeln(' kk=',kk,' i2=',i2,' i3=',i3);
writeln(' ded=',ded,' de=',de,' re=',re:8:3);
end.

```

Додаток Д
Текст програми DEZM
для розрахунку величини ефективного коефіцієнта дифузії в зоні змішаного
тертя турбулентного режиму

```

program dezm;
label 10;

const d=0.513; nu=15e-6; ke=2e-4;
      w=1.2; a2=4e-3;

var re,lam,ded,uz,r,en,aa,ko,h2,s2,h3,de,
    y,c2,fzk,fzp,fz,z,s3,c3,f3k,i1,i2,i3:real;
    i,n,kk:integer;

function fny1(y:real):real;
begin
fny1:=sqr(i1)/sqr(y)*exp((en-1)*ln(r-y));
end;

function fny3(z:real):real;
begin
fny3:=sqr(z)/exp((en-1)*ln(r-z));
end;

procedure p420(y:real;var i1:real);
var x:real;
begin
x:=y;
i1:=w*(x*exp((en+1)*ln(r-x))*aa/(en+1)+exp((en+2)*ln(r-x))*aa/
(en+1)/(en+2)-sqr(r)/2+sqr(x)/2);
end;

begin
writeln;
writeln(' d=',d:6:3,' ke=',ke);
writeln(' w=',w,' a2=',a2);
kk:=2000;
re:=w*d/nu;
lam:=0.11*exp(0.25*ln(68/re+ke/d));
ded:=nu*28.7*exp(0.755*ln(re*sqrt(lam)));
uz:=w*sqrt(lam/8);
r:=d/2;
en:=0.9*sqrt(lam);
aa:=(1+1.3*sqrt(lam))/exp(en*ln(r));

```

Продовження додатку Д

```

ko:=r*w*aa*en/sqr(uz);
writeln(' nu=',nu,' re=',re);
  writeln(' lam=',lam,' uz=',uz);
  writeln(' en=',en,' aa=',aa);
  writeln(' ko=',ko,' ded=',ded);
10:h2:=(r-a2)/kk; s2:=0; y:=a2; c2:=1;
  p420(y,i1);
  fzp:=fny1(y);
  for i:=1 to kk-1 do begin
    y:=y+h2;
    p420(y,i1);
    fz:=fny1(y);
    s2:=s2+(3+c2)*fz; c2:=-c2; end;
  y:=r;
  p420(y,i1);
  fzk:=fny1(y); writeln('fzk=',fzk);
  s2:=h2*(fzp+fzk+s2)/3; i2:=s2*ko;
  h3:=(r-a2-ke)/kk; s3:=0; z:=a2; c3:=1;
  for n:=1 to kk-1 do begin
    z:=z+h3;
    s3:=s3+(3+c3)*fny3(z);
    c3:=-c3; end;
z:=r-ke; f3k:=fny3(z);
s3:=h3*(fny3(a2)+f3k+s3)/3;
i3:=s3*2*sqr(uz)/(r*sqr(r))/w/aa/en;
de:=i3+2*i2/sqr(r);
writeln(' re=',re,' i2=',i2);
writeln(' i3=',i3,' de=',de);
writeln(' fzp=',fzp,' kk=',kk);
writeln('zminit totshnist');
readln(kk);
if kk>0 then goto 10;
end.

```

Додаток Ж

Текст програми ROZDILNYK
для розрахунку параметрів послідовного преркачування
нафт з рідинним роздільником

```
Program rozdilnyk (input,output);
CONST nua=31.4;nub=62.5;d=0.512;l=146000;w=1.2;
  kab=0.1;kba=0.1;kca=1;kcb=1;pz=1;sa=600;sb=500;sc=550;
  vran=15000;ke=0.1e-3;
VAR  nur,vtr,q,re,rep1,def,pe,vrak,mu,tf,tz,zz,zz1:real;
  j:integer;
LABEL 1000;
```

```
PROCEDURE SIMP(n:integer;z:real;var s:real;fi,teta:real);
var i:integer; x,dx:real;
FUNCTION ff(x:real):real;
begin
ff:=exp(-sqr(x));
end;
begin
dx:=(z-0)/n;
x:=0;S:=0;s:=S+ff(x);
for i:=1 to n-1 do begin
x:=x+dx;
if i mod 2=0 then s:=s+2*ff(x)
else s:=s+4*ff(x);
end;
s:=(s+ff(dx*n))*dx/3;
writeln ('s=',s);
fi:=2/sqrt(3.14)*s;
writeln('fi=',fi);
teta:=1/sqrt(3.14)*exp(-sqr(z))-z*(1-fi);
writeln ('teta=',teta);
end.
begin
readln (z);
readln (n); writeln;
nur:=(3*nua+nub)/4/1000000;
vtr:=3.14*sqr(d)/4*1;
q:=3.14*sqr(d)/4*w;
re:=w*d/nur;
rep1:=59.5/(exp(8/7*ln(2*ke/d)));
```

Закінчення додатку Ж

```

if re<rep1 then def:=1092*exp(0.25*ln(4*q/3.14/d))*exp(0.75*ln(nur))
  else def:=1.29* exp(0.888*ln(4*q/3.14/d))*exp(0.112*ln(nur));
pe:=w*l/def;
vrak:=vtr*0.564/0.001/exp(0.5*ln(pe));
mu:=(sa-sb)/(sc-sb);
tf:=exp(0.5*ln(pe))*vran/pz/vtr;
writeln ('tf=',tf);zz:=0;
1000: zz1:=zz*(1-mu);
  SIMP(n,zz,sp,fp,tp);
  SIMP(n,zz1,sp1,fp1,tp1);
tz:=tp1/kba*100+(tp-tp1)/kca*100;
if abs(tf-tz)<0.001 then goto 2000;
if tf<tz then begin zz:=zz-0.0001;goto 1000;end
  else begin zz:=zz+0.0001; goto 1000;end;
2000: writeln ('zz=',zz,' zz1=',zz1);
  writeln ('tp=',tp1);
  writeln ('tf=',tf,' tz=',tz);
end.

```


Продовження додатку К

```
1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
  1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
  1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,300);
```

```
VAR x1,q,w,dpt,x1k,dpg,dp,as,bs,et,ps,qgr,nns,rep1,sn,gu,pn,rel,re2,regr,c1,c
  i,j,v,i1,j1,uu,uuu,uuuu,j2:integer;vybir:char;
```

```
VN,AT,RO,U,NUR,RE,X,XR,LR,LAM,LP,ZX,XK,kf,cf,bf,af,kee,lak,lamk:ARRAY
[1.
```

```
  xxk,xzx,xdpt,xdpg,xdp,xnns,xps,xqgr,xgu:array [1..500]of real;
```

```
  procedure zdt(y:real;var zy:real);
```

```
    label 160;
```

```
    var i:integer;s:real;
```

```
  begin
```

```
    s:=0;i:=2;
```

```
160: s:=s+l[i];
```

```
    if s<y then begin i:=i+1;
```

```
      goto 160;end;
```

```
    zy:=z[i-1]+(z[i]-z[i-1])/l[i]*(y-s+l[i]);
```

```
  end;
```

```
begin
```

```
j2:=1;
```

```
writeln ('кўлькўсть точок N=',n);
```

```
{writeln(lst,'Вихўднў данў');
```

```
writeln(lst,'кўлькўсть точок N=',n);
```

```
writeln(lst,'D=',d:5:3,'LT=',lt:10:3,'Pk=',pk:4:2,'dx=',dx:7:2,'T=',t:4,'Ke=',
```

```
writeln(lst,'EPS=',eps:6:4,'a=',a:6:2,'b=',b:6,'EM=',em:4:2,'QN=',qn:7:2,'r=',
```

```
writeln(lst,'QG=',qg:4,'ap=',ap:3,'bp=',bp:4);}
```

```
{writeln('ввести масив z');
```

```
for i:=1 to n do read (z[i]);
```

```
writeln('ввести масив l');
```

```
for i:=1 to n do read (l[i]);
```

```
writeln(lst,'i' z' l');
```

```
for i:=1 to n do writeln(lst,i:2,z[i]:10:3,l[i]:10:3);}
```

```
{writeln('ввести властивостў нафт');
```

```
writeln('густина кожно• нафти при температурў 20 C');
```

```
for j:=1 to nn do read(r20[j]);
```

```
writeln ('ввести t1');
```

Продовження додатку К

```

for j:=1 to nn do read (t1[j]);
writeln ('ввести t2');
for j:=1 to nn do read (t2[j]);
writeln ('ввести t3');
for j:=1 to nn do read (t3[j]);
writeln ('ввести nu1');
for j:=1 to nn do read (nu1[j]);
writeln ('ввести nu2');
for j:=1 to nn do read (nu2[j]);
writeln ('ввести nu3');
for j:=1 to nn do read (nu3[j]);}
{writeln(lst,'Властүвостү нафт');}
{writeln(lst,'j',' R20',' T1',' T2',' nu1',' n
for j:=1 to nn do
{writeln(lst,j:2,r20[j]:10:2,t1[j]:10:1,t2[j]:10:1,nu1[j]:10:1,nu2[j]:10:1);}
writeln ('ввести обіми нафт рүзних сортүв');
for j:=1 to nn-1 do begin read (vn[j]);{writeln(lst,'Vн=',vn[j]:10:3)};end;
{writeln(lst,'Результати розрахунку');}

re1:=10000;
1100: re2:=8.15*d/(ke*sqrt(0.0032+0.221*exp(-0.237*ln(re1))));
if abs(re2-re1)>0.01 then begin
re1:=re2; goto 1100;end else rep1:=re2;
writeln ('rep1=',rep1);
regr:=-22775*ln(2*ke/d)-118750;
writeln ('regr=',regr);
readln(uuuu);

x[1]:=C;sn:=0;
{writeln(lst,'j',' RO',' NUR');}
for j:=1 to nn-1 do begin
lp[j]:=vn[j]/(pi*sqr(d))*4;sn:=sn+lp[j];
writeln ('lp=',lp[j]);
end;

for j:=1 to nn do begin
at[j]:=1.825-0.001315*r20[j];
ro[j]:=r20[j]-at[j]*(t-20);
kf[j]:=(t3[j]-t2[j]*ln(nu1[j]/nu2[j])/ln(10))/(t2[j]-t1[j]*ln(nu2[j]/nu3[j])/1
cf[j]:=(kf[j]*t1[j]-t3[j])/(kf[j]-1);
bf[j]:=(t1[j]-cf[j])*(t2[j]-cf[j])/(t2[j]-t1[j])*ln(nu1[j]/nu2[j]);
af[j]:=nu1[j]*exp(-bf[j]/(t1[j]-cf[j]));
nur[j]:=af[j]*exp(bf[j]/(t-cf[j]));

```

Продовження додатку К

```

writeln(j:2,ro[j]:10:2,nur[j]:10:2);
readln( uuu);end;
{writeln(lst,'xk',' qgr',' zx',' dpt',' dpg',' dp'
q:=qg/3600;v:=1;
140:w:=4*q/(pi*sqr(d));
for j:=1 to nn do begin
  re[j]:=w*d/nur[j]*1000000;
  if re[j]>rep1 then kee[j]:=ke else kee[j]:=ke*(re[j]-4000)/(rep1-4000);
  {writeln('kee=',kee[j],'re=',re[j]);}
  if re[j]>regr then goto 10; lam[j]:=0.3164/exp(0.25*ln(re[j]));
  {writeln('lamb=',lam[j]);}
  goto 20;
10: lak[j]:=0.001;
  lamk[j]:=1/sqr(-2*ln(2.51/re[j]/sqrt(lak[j])+kee[j]/3.7)/ln(10));
  if abs(lak[j]-lamk[j])>0.1 then begin lak[j]:=lamk[j];
  {writeln(lak[j],lamk[j],'j=',j);} goto 10;end else begin lam[j]:=lamk[j];
  { writeln ('lamk=',lam[j]);}end;

20: writeln; end;
  for j:=1 to nn-1 do begin
    if (x[j]<=lp[j]) then begin x[j+1]:=0;goto 720; end;
    x[j+1]:=x[j]-lp[j];
720:writeln;end;
  lr[nn]:=lt;
  for j:=1 to nn do begin
    if (x[j]>lt) then begin xr[j]:=lt; goto 770;end;
    xr[j]:=x[j];
770:writeln; end;
  for j:=1 to nn-1 do begin
    lr[j]:=xr[j]-xr[j+1];
    lr[nn]:=lr[nn]-lr[j];
  end;
  dpt:=0;
  for j:=1 to nn do
    dpt:=dpt+(1.02*lam[j]*lr[j]/d*sqr(w)/2*ro[j])*0.000001;
  for j:=1 to nn do begin
    zdt(xr[j],zx[j]);end;
    dpg:=(g*ro[nn]*(z[n]-zx[1])+g*ro[nn]*(zx[nn]-z[1]))*0.000001;
    for j:=1 to nn-1 do
      dpg:=dpg+(dpg+g*ro[j]*(zx[j]-zx[j+1]))*0.000001;
    dp:=dpt+dpg+pk;
    as:=r*a+ap;bs:=r*b+bp;
    for j:=1 to nn-1 do begin

```

Закінчення додатку К

```

if x[1]=0 then begin gu:=ro[nn]; goto 1010;end;
  if x[j]<lp[j] then begin gu:=ro[j]; goto 1010;end;end;
  gu:=ro[nn];
1010:ps:=(as-bs*sqr(q))*gu*g*0.000001;
  if ps>pd then begin pn:=pd;goto 1040;end;
  pn:=ps;
1040:if (pn-dp)>eps then begin q:=q+dq; goto 140;end;
  qgr:=q*3600;
  c2:=(et3-et2-((et2-et1)*(q3-q2))/(q2-q1))/((q3-q2)*(q3-q1));
  c1:=(et2-et1-c2*(sqr(q2)-sqr(q1)))/(q2-q1);
  c0:=et1-c1*q1-c2*sqr(q1);
  et:=c0+c1*qgr+c2*sqr(qgr);
  nns:=ps*1000*q/(et*ee);
  xk[1]:=x[1]*0.001;

  xxk[v]:=xk[1];
  xqgr[v]:=qgr;
  xzx[v]:=zx[1];
  xdpt[v]:=dpt;
  xdpq[v]:=dpg;
  xdp[v]:=dp;
  xps[v]:=ps;
xnns[v]:=nns;
xgu[v]:=gu;
v:=v+1;
writeln(xk[1]:5:1,qgr:12:5,zx[1]:10:3,dpt:8:3,dpg:8:3,dp:8:3,
        ps:7:3,gu:6:0);

if (x[1]<(lt+sn)) then begin x[1]:=x[1]+dx;q:=qg/3600;goto 140;end;
for i1:=1 to v-1 do begin
for j1:=1 to 20 do begin
if j2<=20 then begin i1:=j1;j2:=j2+1;end else begin i1:=j2;j2:=j2+1;end;
if j2>v then goto 1300;
writeln(xxk[i1]:5:1,xqgr[i1]:12:5,xzx[i1]:10:3,xdpt[i1]:8:3,xdpq[i1]:8:3,x_
        xps[i1]:7:3,xnns[i1]:6:0,xgu[i1]:6:0);
end; readln (uu);
end;
1300: end.

```


Продовження додатку Л

```

1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
  1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
  1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
  1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,
1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,1000,300);
VAR vybir:char; AS,BS,asp,bsp,ppid,REP1,SN,PN,c0,c1,c2,y,zy,qlim,qmin,m,q,qgr,
  K,I,J,klim,c,uuu:INTEGER;
  VN,AT,RO,U,NUR,X,XR,LR,lnf,ZX,XK:ARRAY[1..NN] OF REAL;
  zp,zk,ros,dpts,dpgs,w,dps,ps,dpmax,et,nns,pv,psn,pdrn:array[1..ns] of re
  lp,pk:array[1..ns+1] of real;
  dpg,dpt,yn,u1,u2,z1,z2,re,lam:array [1..ns] of array [1..nn] of real;
  qm:array [1..nc]of real;
  procedure zdt(y:real;var zy:real);
    label 160;
    var i:integer;s:real;
  begin
    s:=0;i:=2;
160: s:=s+l[i];
    if s<y then begin i:=i+1;
      goto 160;end;
    zy:=z[i-1]+(z[i]-z[i-1])/l[i]*(y-s+l[i]);
    end;
begin
qg:=200;
writeln ('кўлькўсть точок N=',n);
writeln('кўлькўсть точок N=',n);
{writeln('ввести масив z');}
{for i:=1 to n do read (z[i]);}
{writeln('ввести масив l');}
{for i:=1 to n do read (l[i]);}
{writeln('Чи ї необхўднўсть друкувати масиви z[i],l[i]?');}
readln(vybir);
writeln('vybir=',vybir);
if vybir='no' then goto 50;}
writeln('Вихўднў данў');
writeln('D=',d:4:3,'LT=',lt:10:3,'PK=','dx=',dx:5:2,'T=',t:4:2,'Ke=','ke:6:4,'d
writeln('EPS=',eps:6:4,'a=',a:7:2,'b=',b:5,'EM=',em:4:2,'QN=',qn:7:2,'r=',r:2,
writeln('ap=',ap:5:2,'bp=',bp:5:2);
{writeln('i' z' l' ly');}
ly:=0;
for i:=1 to n do begin
ly:=ly+l[i];

```

Продовження додатку Л

```

writeln(i:2,z[i]:10:3,l[i]:10:3,ly:10:3);end;}
{50:writeln('ввести властивості нафт');
writeln('густина кожно• нафти при температурі 20 С');
for j:=1 to nn do read(r20[j]);
writeln ('ввести t1');
for j:=1 to nn do read (t1[j]);
writeln ('ввести t2');
for j:=1 to nn do read (t2[j]);
writeln ('ввести nu1');
for j:=i to nn do read (nu1[j]);
writeln ('ввести nu2');
for j:=1 to nn do read (nu2[j]);}
{writeln('Чи ї необхідність друкувати властивості нафт?');
readln(vybir);
writeln('vybir=',vybir);
if vybir='no' then goto 40;}
writeln('Властивості нафт');
writeln('j',' R20',' T1',' T2',' nu1',' nu2');
for j:=1 to nn do
writeln(j:2,r20[j]:10:2,t1[j]:10:1,t2[j]:10:1,nu1[j]:10:1,nu2[j]:10:1);
40:writeln ('ввести обіми нафт різних сортів');
for j:=1 to nn-1 do begin read (vn[j]);writeln('Vн=',vn[j]:10:3);end;
writeln('Результати розрахунку');
rep1:=59.5*exp((8/7)*ln(d/(2*ke)));
lp[1]:=0;
for k:=2 to ns+1 do lp[k]:=lp[k-1]+lns[k-1];
for k:=1 to ns+1 do
writeln(lp[k]:5:2);
sn:=0;
for j:=1 to nn do x[j]:=0;
{writeln('j',' RO',' NUR'); }
for j:=1 to nn-1 do begin
lnf[j]:=vn[j]/(pi*sqr(d))*4;
writeln('lnf[j]=' ,lnf[j]:8:2);
sn:=sn+lnf[j];end;
m:=lt+sn;
writeln('m=',m:8:2,'sn=',sn:8:2);
for j:=1 to nn do begin
at[j]:=1.825-0.001315*r20[j];
ro[j]:=r20[j]-at[j]*(t-20);
u[j]:=1/(t2[j]-t1[j])*ln(nu1[j]/nu2[j]);
nur[j]:=nu1[j]*exp(-u[j]*(t-t1[j]));
{writeln(j:2,ro[j]:10:2,nur[j]:10:2);}end;

```


Продовження додатку Л

```

zp[1]:=z[1];y:=lp[2];zdt(y,zy);zk[1]:=zy;
dpg[1][nn]:=(zk[1]-zp[1])*g*ro[nn]*0.000001;
for k:=2 to ns do begin
zp[k]:=zk[k-1];y:=lp[k+1]; zdt(y,zy);zk[k]:=zy;
dpg[k][nn]:=(zk[k]-zp[k])*g*ro[nn]*0.000001;end;
for k:=1 to ns do
writeln ('Вўдмўтки станцўй', k:2, zp[k]:10:3,zk[k]:10:3);
1020: for j:=1 to nn-1 do begin if (x[j]<=lnf[j]) then begin x[j+1]:=0;goto
x[j+1]:=x[j]-lnf[j];
720:writeln;end;
lr[nn]:=lt;
for j:=1 to nn do begin
if (x[j]>lt) then begin xr[j]:=lt; goto 770;end;
xr[j]:=x[j];
770:writeln; end;
for j:=1 to nn-1 do begin
lr[j]:=xr[j]-xr[j+1];
lr[nn]:=lr[nn]-lr[j];
end;
for k:=1 to ns do begin yn[k][nn]:=lns[k];
for j:=1 to nn-1 do yn[k][j]:=0;end;
if x[1]>lns[1] then goto 1260;
for j:=1 to nn-1 do begin yn[1][j]:=lr[j];yn[1][nn]:=yn[1][nn]-yn[1][j];
end;goto 1360;
1260: for k:=1 to ns do begin
for j:=1 to nn-1 do begin
if x[j]<lp[k] then begin yn[k][j]:=0;goto 1330;end;
if (x[j]<(lp[k]+lnf[j])) then begin yn[k][j]:=x[j]-lp[k];goto 1330;end;
if (x[j]<lp[k+1]) then begin yn[k][j]:=lr[j];goto 1330;end;
if (x[j]>(lp[k+1]+lnf[j])) then begin yn[k][j]:=0;goto 1330;end;
yn[k][j]:=lp[k+1]-xr[j+1];
1330: yn[k][nn]:=yn[k][nn]-yn[k][j];
end;end;
1360: writeln('x1=',x[1]:8:2);
for k:=1 to ns do begin
writeln('Дўльниця',k);
for j:=1 to nn do
writeln (' yn=',yn[k][j]*0.001:8:4);end;
for k:=1 to ns do begin
for j:=1 to nn-1 do begin
if x[j]<lp[k] then begin u1[k][j]:=0;u2[k][j]:=0;goto 1500; end;
if (x[j]<(lp[k]+lnf[j])) then begin u1[k][j]:=x[j];u2[k][j]:=lp[k];
goto 1500;end;

```

Продовження додатку Л

```

if (x[j]<lp[k+1]) then begin u1[k][j]:=x[j];u2[k][j]:=x[j+1];goto 1500;e
if (x[j]>(lp[k+1]+lnf[j])) then begin u1[k][j]:=0;u2[k][j]:=0;goto 1500;
u1[k][j]:=lp[k+1];u2[k][j]:=x[j+1];
1500: writeln;end;end;
for k:=1 to ns do begin
for j:=1 to nn-1 do begin
y:=u1[k][j];zdt(y,zy);z1[k][j]:=zy;
y:=u2[k][j];zdt(y,zy);z2[k][j]:=zy;
dpg[k][j]:=(z1[k][j]-z2[k][j])*g*ro[j]*0.000001;
end;end;
for k:=1 to ns do begin
if x[1]<lp[k] then goto 1650;
if (x[1]<(lp[k]+sn)) then begin y:=x[1];zdt(y,zy);z1[k][j]:=zy;
dpg[k][nn]:=(zk[k]-z1[k][1])*g*ro[nn]*0.000001;goto 1650;end;
if (x[1]<lp[k+1]) then begin y:=x[1];zdt(y,zy);z1[k][j]:=zy;
y:=x[nn];zdt(y,zy);z2[k][nn-1]:=zy;
dpg[k][nn]:=(zk[k]-z1[k][1]+z2[k][nn-1]-zp[k])*g*ro[nn]*0.000001; goto 1
if (x[1]>(lp[k+1]+sn)) then goto 1650;
y:=x[nn];zdt(y,zy);z2[k][nn-1]:=zy;
dpg[k][nn]:=(z2[k][nn-1]-zp[k])*g*ro[nn]*0.000001; ...
1650: end;
as:=r*a+ap;bs:=r*b+bp;asp:=r*a;bsp:=r*b;
for k:=1 to ns do
ros[k]:=ro[nn];
for k:=1 to ns do begin
for j:=1 to nn-1 do begin
if (x[j]<=lp[k]) then goto 1750;
if (x[j]>(lp[k]+lnf[j])) then goto 1750;
ros[k]:=ro[j];
1750: end;
end;
1810: q:=qg/3600;
for k:=1 to ns do begin
dpts[k]:=0;dpgs[k]:=0;
w[k]:=4*q/(pi*sqr(d));writeln('w=',w[k]);
for j:=1 to nn do begin
re[k][j]:=w[k]*d/nur[j]*1000000;
if re[k][j]>rep1 then goto 1890;
lam[k][j]:=0.3164/exp(0.25*ln(re[k][j]));
writeln('k=',k,'j=',j,'lam=',lam[k][j]);
goto 1900;
1890: lam[k][j]:=1/sqr(-1.8*0.4343*ln(7/re[k][j]+ke/(10*d)));
writeln('k=',k,'j=',j,'lam=',lam[k][j]);

```

Закінчення додатку Л

```
1900: dpt[k][j]:=1.02*lam[k][j]*yn[k][j]/d*sqr(w[k])/2*ro[j]*0.000001;
end;
```

```
for k:=1 to ns+1 do begin
```

```
  if pk[k]<pmin[k+1] then goto 111 else begin qg:=qg+dq;goto 1810 ;end;end;
111:writeln('останнє наближення');
```

```
for k:=1 to ns do begin
```

```
  qgr:=q*3600;
  c2:=(et3-et2-((et2-et1)*(q3-q2))/(q2-q1))/((q3-q2)*(q3-q1));
  c1:=(et2-et1-c2*(sqr(q2)-sqr(q1)))/(q2-q1);
  c0:=et1-c1*q1-c2*sqr(q1);
  et[k]:=c0+c1*qgr+c2*sqr(qgr);
  nns[k]:=ps[k]*1000*q/(et[k]*ee);
  xk[i]:=x[1]*0.001;
```

```
{writeln('k=',k:3,' QGR=',qgr:10:4,' DPTS=',dpts[k]:8:4,' DPGS=',dpgs[k]
  ' PS=',ps[k]:6:4);
```

```
writeln(' ROS=',ros[k]:7:3,' ET=',et[k]:4:3,' NNS=',nns[k]:8:3);}
```

```
writeln('k=',k:3,' QGR=',qgr:10:4);
```

```
writeln('pv=',pv[k]:8:4,' ps=',ps[k]:8:4,' psn=',psn[k]:8:4,' pdrm=',pdrm[
  ' dps=',dps[k]:6:4,' pv=',pv[k+1]:6:4);
```

```
  readln(uuu);
```

```
end;
```

```
if (x[1]>=m) then goto 2001;
```

```
if((x[1]+dx)<m) then begin x[1]:=x[1]+dx;goto 1020;
```

```
end;
```

```
x[1]:=m;goto 1020;
```

```
2001:end.
```

Додаток М

Таблиця М.1. –

Результати розрахунку пропускної здатності горизонтального трубопроводу при транспортуванні 9000 м³ полтавської, 9000 м³ охтирської і партії чернігівської нафти, що значно перевищує об'єм трубопроводу

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
0	285	0,673	0,973	0,983	137	857
1	275	0,631	0,931	0,94	129	816
2	275	0,631	0,931	0,94	129	816
3	274	0,63	0,93	0,94	129	816
4	274	0,63	0,93	0,94	129	816
5	274	0,63	0,93	0,94	129	816
6	274	0,63	0,93	0,94	129	816
7	274	0,631	0,931	0,94	129	816
8	274	0,631	0,931	0,94	129	816
9	274	0,631	0,931	0,94	129	816
10	274	0,631	0,931	0,94	129	816
11	274	0,631	0,931	0,94	129	816
12	274	0,631	0,931	0,94	129	816
13	274	0,63	0,93	0,94	129	816
14	274	0,63	0,93	0,94	129	816
15	274	0,63	0,93	0,94	129	816
16	274	0,631	0,931	0,94	129	816
17	274	0,631	0,931	0,94	129	816
18	274	0,631	0,931	0,94	129	816
19	274	0,631	0,931	0,94	129	816
20	274	0,631	0,931	0,94	129	816
21	274	0,631	0,931	0,94	129	816
22	274	0,631	0,931	0,94	129	816
23	273	0,63	0,93	0,94	129	816
24	273	0,63	0,93	0,94	129	816
25	273	0,63	0,93	0,94	129	816
26	273	0,631	0,931	0,94	129	816
27	273	0,631	0,931	0,94	129	816
28	273	0,631	0,931	0,94	129	816
29	273	0,631	0,931	0,94	129	816
30	273	0,631	0,931	0,94	129	816
31	273	0,631	0,931	0,94	129	816
32	273	0,632	0,932	0,94	129	816
33	273	0,63	0,93	0,94	129	816
34	273	0,63	0,93	0,94	129	816
35	273	0,631	0,931	0,94	129	816

Продовження додатку М

Координата х1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
26	273	0,631	0,931	0,94	129	816
37	273	0,631	0,931	0,94	129	816
38	273	0,631	0,931	0,94	129	816
39	273	0,631	0,931	0,94	129	816
40	273	0,631	0,931	0,94	129	816
41	273	0,631	0,931	0,94	129	816
42	273	0,632	0,932	0,94	129	816
43	273	0,63	0,93	0,94	129	816
44	286	0,687	0,987	0,996	139	869
45	286	0,688	0,988	0,996	139	869
46	286	0,687	0,987	0,996	139	869
47	286	0,687	0,987	0,997	139	869
48	286	0,688	0,988	0,997	139	869
49	285	0,687	0,987	0,997	139	869
50	285	0,688	0,988	0,997	139	869
51	285	0,687	0,987	0,997	139	869
52	285	0,688	0,988	0,997	139	869
53	285	0,688	0,988	0,997	139	869
54	285	0,689	0,989	0,997	139	869
55	284	0,688	0,988	0,997	139	869
56	284	0,687	0,987	0,997	139	869
57	284	0,688	0,988	0,997	139	869
58	284	0,688	0,988	0,997	139	869
59	284	0,689	0,989	0,997	139	869
60	283	0,688	0,988	0,997	139	869
61	283	0,689	0,989	0,997	139	869
62	283	0,688	0,988	0,998	139	869
63	283	0,689	0,989	0,998	139	869
64	282	0,688	0,988	0,998	139	869
65	282	0,689	0,989	0,998	139	869
66	282	0,689	0,989	0,998	138	869
67	282	0,688	0,988	0,998	138	869
68	282	0,689	0,989	0,998	138	869
69	281	0,688	0,988	0,998	138	869
70	281	0,689	0,989	0,998	138	869
71	281	0,689	0,989	0,998	138	869
72	281	0,689	0,989	0,998	138	869
73	281	0,689	0,989	0,998	138	869
74	281	0,69	0,99	0,998	138	869
75	280	0,689	0,989	0,999	138	869

Продовження додатку М

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
76	280	0,69	0,99	0,999	138	869
77	280	0,689	0,989	0,999	138	869
78	280	0,69	0,99	0,999	138	869
79	280	0,689	0,989	0,999	138	869
80	280	0,69	0,99	0,999	138	869
81	279	0,69	0,99	0,999	138	869
82	279	0,691	0,991	0,999	138	869
83	279	0,69	0,99	0,999	138	869
84	278	0,689	0,989	0,999	138	869
85	278	0,69	0,99	0,999	138	869
86	278	0,689	0,989	0,999	138	869
87	278	0,69	0,99	0,999	138	869
88	275	0,677	0,977	0,987	135	857
89	275	0,677	0,977	0,987	135	857
90	275	0,677	0,977	0,987	135	857
91	275	0,677	0,977	0,987	135	857
92	275	0,677	0,977	0,987	135	857
93	275	0,677	0,977	0,987	135	857
94	275	0,677	0,977	0,987	135	857
95	275	0,677	0,977	0,987	135	857
96	275	0,677	0,977	0,987	135	857
97	275	0,677	0,977	0,987	135	857
98	275	0,677	0,977	0,987	135	857
99	275	0,677	0,977	0,987	135	857
100	275	0,677	0,977	0,987	135	857
101	275	0,677	0,977	0,987	135	857
102	275	0,677	0,977	0,987	135	857
103	275	0,677	0,977	0,987	135	857
104	275	0,677	0,977	0,987	135	857
105	275	0,677	0,977	0,987	135	857
106	275	0,677	0,977	0,987	135	857
107	275	0,677	0,977	0,987	135	857
108	275	0,677	0,977	0,987	135	857
109	275	0,677	0,977	0,987	135	857
110	275	0,677	0,977	0,987	135	857
111	275	0,677	0,977	0,987	135	857
112	275	0,677	0,977	0,987	135	857
113	275	0,677	0,977	0,987	135	857
114	275	0,677	0,977	0,987	135	857
115	275	0,677	0,977	0,987	135	857

Продовження додатку М

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
116	275	0,677	0,977	0,987	135	857
117	275	0,677	0,977	0,987	135	857
118	275	0,677	0,977	0,987	135	857
119	275	0,677	0,977	0,987	135	857
120	275	0,677	0,977	0,987	135	857
121	275	0,677	0,977	0,987	135	857
122	275	0,677	0,977	0,987	135	857
123	275	0,677	0,977	0,987	135	857
124	275	0,677	0,977	0,987	135	857
125	275	0,677	0,977	0,987	135	857
126	275	0,677	0,977	0,987	135	857
127	275	0,677	0,977	0,987	135	857
128	275	0,677	0,977	0,987	135	857
129	275	0,677	0,977	0,987	135	857
130	275	0,677	0,977	0,987	135	857
131	275	0,677	0,977	0,987	135	857
132	275	0,677	0,977	0,987	135	857
133	275	0,677	0,977	0,987	135	857
134	275	0,677	0,977	0,987	135	857
135	275	0,677	0,977	0,987	135	857
136	275	0,677	0,977	0,987	135	857
137	275	0,677	0,977	0,987	135	857
138	275	0,677	0,977	0,987	135	857
139	275	0,677	0,977	0,987	135	857
140	275	0,677	0,977	0,987	135	857
141	275	0,677	0,977	0,987	135	857
142	275	0,677	0,977	0,987	135	857
143	275	0,677	0,977	0,987	135	857
144	275	0,677	0,977	0,987	135	857
145	275	0,677	0,977	0,987	135	857
146	275	0,677	0,977	0,987	135	857
147	275	0,677	0,977	0,987	135	857
148	275	0,677	0,977	0,987	135	857
149	275	0,678	0,978	0,987	135	857
150	275	0,678	0,978	0,987	135	857
151	275	0,678	0,978	0,987	135	857
152	275	0,678	0,978	0,987	135	857
153	275	0,678	0,978	0,987	135	857
154	275	0,678	0,978	0,987	135	857
155	275	0,677	0,977	0,987	135	857

Продовження додатку М

Координата х1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
156	275	0,677	0,977	0,987	135	857
157	275	0,677	0,977	0,987	135	857
158	275	0,677	0,977	0,987	135	857
159	276	0,678	0,978	0,987	136	857
160	276	0,678	0,978	0,987	136	857
161	276	0,678	0,978	0,987	136	857
162	276	0,678	0,978	0,987	136	857
163	276	0,678	0,978	0,987	136	857
164	276	0,678	0,978	0,987	136	857
165	276	0,677	0,977	0,987	136	857
166	276	0,677	0,977	0,987	136	857
167	276	0,677	0,977	0,987	136	857
168	276	0,677	0,977	0,987	136	857
169	276	0,677	0,977	0,987	136	857
170	276	0,678	0,978	0,987	136	857
171	276	0,678	0,978	0,987	136	857
172	276	0,678	0,978	0,987	136	857
173	276	0,678	0,978	0,987	136	857
174	276	0,677	0,977	0,987	136	857
175	276	0,677	0,977	0,987	136	857
176	276	0,677	0,977	0,987	136	857
177	276	0,677	0,977	0,987	136	857
178	276	0,677	0,977	0,987	136	857
179	276	0,677	0,977	0,987	136	857
180	276	0,677	0,977	0,987	136	857
181	276	0,678	0,978	0,986	136	857
182	276	0,678	0,978	0,986	136	857
183	276	0,678	0,978	0,986	136	857
184	276	0,677	0,977	0,986	136	857
185	276	0,677	0,977	0,986	136	857
186	276	0,677	0,977	0,986	136	857
187	276	0,677	0,977	0,986	136	857
188	276	0,677	0,977	0,986	136	857
189	276	0,677	0,977	0,986	136	857
190	276	0,677	0,977	0,986	136	857
191	277	0,678	0,978	0,986	136	857
192	277	0,678	0,978	0,986	136	857
193	277	0,677	0,977	0,986	136	857
194	277	0,678	0,978	0,986	136	857
195	277	0,677	0,977	0,986	136	857

Закінчення додатку М

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Втрати тиску на тертя, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
196	277	0,677	0,977	0,986	136	857
197	277	0,677	0,977	0,986	136	857
198	278	0,677	0,977	0,986	136	857
199	278	0,676	0,976	0,986	136	857
200	278	0,677	0,977	0,986	136	857
201	278	0,676	0,976	0,986	136	857
202	278	0,677	0,977	0,986	136	857
203	278	0,676	0,976	0,986	136	857
204	279	0,677	0,977	0,986	136	857
205	279	0,676	0,976	0,986	136	857
206	279	0,676	0,976	0,985	136	857
207	279	0,675	0,975	0,985	136	857
208	280	0,676	0,976	0,985	136	857
209	280	0,677	0,977	0,985	136	857
210	280	0,676	0,976	0,985	136	857
211	280	0,677	0,977	0,985	136	857
212	280	0,676	0,976	0,985	136	857
213	281	0,676	0,976	0,985	136	857
214	281	0,675	0,975	0,985	136	857
215	281	0,676	0,976	0,985	136	857
216	281	0,675	0,975	0,985	136	857
217	281	0,676	0,976	0,985	136	857
218	281	0,675	0,975	0,985	136	857
219	282	0,675	0,975	0,984	137	857
220	282	0,675	0,975	0,984	137	857
221	282	0,675	0,975	0,984	137	857
222	282	0,676	0,976	0,984	137	857
223	282	0,675	0,975	0,984	137	857
224	283	0,675	0,975	0,984	137	857
225	283	0,675	0,975	0,984	137	857
226	283	0,675	0,975	0,984	137	857
227	283	0,674	0,974	0,984	137	857
228	284	0,675	0,975	0,984	137	857
229	284	0,674	0,974	0,984	137	857
230	284	0,675	0,975	0,984	137	857
231	284	0,675	0,975	0,984	137	857
232	284	0,674	0,974	0,984	137	857
233	285	0,675	0,975	0,983	137	857
234	285	0,674	0,974	0,983	137	857
235	285	0,674	0,974	0,983	137	857
236	285	0,674	0,974	0,983	137	857

Додаток Н

Таблиця Н.1 –

Результати розрахунку пропускної здатності ділянки нафтопроводу
Глинсько-Розбишівська – Кременчук при транспортуванні
9000 м³ полтавської, 9000 м³ охтирської і партії чернігівської нафти, що
значно перевищує об'єм трубопроводу

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод.позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
0	416	164,5	1,308	-0,692	0,916	0,925	159	857
1	409	165,9	1,269	-0,693	0,876	0,884	150	816
2	407	132,6	1,255	-0,679	0,876	0,886	150	816
3	410	173,3	1,271	-0,696	0,876	0,884	150	816
4	410	173,3	1,272	-0,696	0,876	0,884	150	816
5	410	174,1	1,272	-0,696	0,876	0,884	150	816
6	407	134,6	1,257	-0,68	0,877	0,886	150	816
7	410	178,2	1,273	-0,698	0,875	0,884	150	816
8	410	175,9	1,273	-0,697	0,876	0,884	150	816
9	409	169,6	1,269	-0,694	0,875	0,885	150	816
10	409	173,6	1,272	-0,696	0,876	0,884	150	816
11	409	169,5	1,27	-0,694	0,876	0,885	150	816
12	408	162,6	1,268	-0,691	0,877	0,885	150	816
13	406	130,6	1,255	-0,679	0,876	0,886	149	816
14	403	95,5	1,242	-0,664	0,877	0,887	149	816
15	404	109	1,248	-0,67	0,878	0,887	149	816
16	406	137,2	1,258	-0,681	0,877	0,886	150	816
17	408	156,4	1,266	-0,689	0,877	0,885	150	816
18	407	153,3	1,264	-0,688	0,877	0,885	150	816
19	407	150,9	1,263	-0,687	0,876	0,885	150	816
20	407	150,2	1,263	-0,686	0,877	0,885	150	816
21	407	150,5	1,263	-0,687	0,877	0,885	150	816
22	406	143,8	1,26	-0,684	0,876	0,886	150	816
23	406	137,5	1,258	-0,681	0,877	0,886	149	816
24	406	136,6	1,258	-0,681	0,877	0,886	149	816
25	406	132,4	1,257	-0,679	0,877	0,886	149	816
26	405	128,9	1,255	-0,678	0,877	0,886	149	816
27	407	148,3	1,263	-0,686	0,878	0,886	150	816
28	407	152,4	1,264	-0,687	0,876	0,886	150	816
29	407	161,2	1,268	-0,691	0,877	0,885	150	816
30	407	154,1	1,264	-0,688	0,876	0,886	150	816
31	407	163,5	1,268	-0,692	0,877	0,885	150	816
32	407	157,9	1,267	-0,69	0,877	0,885	150	816
33	407	152,7	1,265	-0,687	0,878	0,886	150	816
34	407	159,1	1,267	-0,69	0,877	0,885	150	816
35	406	153,7	1,264	-0,688	0,876	0,886	150	816

Продовження додатку Н

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод.позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
36	406	153,6	1,264	-0,688	0,876	0,886	150	816
37	406	146	1,262	-0,685	0,878	0,886	149	816
38	405	135,7	1,259	-0,681	0,878	0,886	149	816
39	407	157,6	1,267	-0,689	0,878	0,886	150	816
40	406	157,1	1,265	-0,689	0,876	0,886	150	816
41	406	157,3	1,266	-0,689	0,876	0,886	150	816
42	406	152,5	1,264	-0,687	0,877	0,886	149	816
43	405	143,9	1,26	-0,684	0,876	0,886	149	816
44	415	140,6	1,312	-0,683	0,93	0,939	161	869
45	415	140,7	1,314	-0,684	0,93	0,939	161	869
46	416	140,6	1,326	-0,697	0,929	0,938	161	869
47	411	117,3	1,3	-0,669	0,931	0,941	160	869
48	410	103,6	1,295	-0,663	0,932	0,941	160	869
49	410	100,2	1,295	-0,664	0,931	0,941	160	869
50	412	99,2	1,311	-0,679	0,932	0,94	160	869
51	409	98,5	1,293	-0,659	0,934	0,942	160	869
52	408	95,3	1,292	-0,659	0,933	0,942	160	869
53	409	100,9	1,296	-0,664	0,932	0,942	160	869
54	408	95	1,294	-0,66	0,934	0,942	160	869
55	408	95,4	1,295	-0,662	0,933	0,942	160	869
56	408	93,6	1,299	-0,667	0,933	0,942	160	869
57	411	93,8	1,315	-0,683	0,932	0,941	160	869
58	414	106,1	1,335	-0,704	0,931	0,939	161	869
59	413	110,6	1,329	-0,698	0,931	0,94	160	869
60	410	106,3	1,314	-0,682	0,932	0,941	160	869
61	408	106,2	1,306	-0,673	0,933	0,942	160	869
62	408	107	1,307	-0,675	0,932	0,942	160	869
63	408	112,7	1,311	-0,678	0,933	0,942	160	869
64	408	111,8	1,311	-0,678	0,932	0,942	160	869
65	408	115,7	1,313	-0,68	0,932	0,942	160	869
66	409	125,6	1,32	-0,688	0,933	0,942	160	869
67	409	122	1,322	-0,689	0,933	0,942	160	869
68	408	115,8	1,32	-0,687	0,932	0,942	160	869
69	408	115	1,321	-0,689	0,932	0,942	160	869
70	409	127,3	1,327	-0,695	0,933	0,942	160	869
71	407	127,9	1,319	-0,686	0,933	0,943	159	869
72	406	117,2	1,312	-0,679	0,933	0,943	159	869
73	406	119,9	1,312	-0,676	0,936	0,944	159	869
74	405	111,3	1,31	-0,676	0,934	0,944	159	869
75	404	104,4	1,305	-0,669	0,936	0,944	159	869

Продовження додатку Н

Координата х1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод. позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
76	404	115,9	1,311	-0,676	0,935	0,944	159	869
77	405	121,6	1,315	-0,681	0,934	0,944	159	869
78	405	130,9	1,316	-0,682	0,935	0,944	159	869
79	404	124,4	1,316	-0,682	0,934	0,944	159	869
80	405	131,8	1,32	-0,685	0,935	0,944	159	869
81	405	132,9	1,323	-0,69	0,934	0,944	159	869
82	406	132,5	1,327	-0,693	0,934	0,944	159	869
83	404	134,7	1,319	-0,684	0,935	0,944	159	869
84	404	135,7	1,32	-0,684	0,936	0,944	159	869
85	403	133,6	1,32	-0,684	0,936	0,945	159	869
86	404	136,3	1,324	-0,688	0,936	0,944	159	869
87	404	132,9	1,325	-0,69	0,935	0,944	159	869
88	402	130,9	1,314	-0,691	0,923	0,933	156	857
89	402	133,2	1,314	-0,691	0,923	0,933	156	857
90	402	134,8	1,316	-0,691	0,925	0,933	156	857
91	404	134,4	1,329	-0,706	0,922	0,932	157	857
92	405	129,9	1,333	-0,711	0,922	0,931	157	857
93	404	123,3	1,331	-0,709	0,922	0,931	157	857
94	404	126,4	1,331	-0,708	0,922	0,931	157	857
95	405	126,6	1,335	-0,713	0,922	0,931	157	857
96	404	108,4	1,329	-0,706	0,922	0,932	157	857
97	402	84,9	1,318	-0,694	0,924	0,932	156	857
98	402	80,8	1,318	-0,695	0,923	0,932	156	857
99	402	81,5	1,318	-0,695	0,923	0,932	156	857
100	403	88	1,32	-0,697	0,923	0,932	156	857
101	402	83	1,314	-0,69	0,924	0,933	156	857
102	403	129,7	1,325	-0,701	0,924	0,932	157	857
103	403	128,7	1,322	-0,7	0,922	0,932	157	857
104	403	114,7	1,322	-0,7	0,923	0,932	157	857
105	404	131,4	1,331	-0,708	0,923	0,931	157	857
106	404	130,8	1,329	-0,707	0,922	0,932	157	857
107	404	130,6	1,327	-0,704	0,923	0,932	157	857
108	404	128,7	1,327	-0,703	0,923	0,932	157	857
109	403	123,7	1,322	-0,699	0,924	0,932	157	857
110	402	127,9	1,318	-0,695	0,923	0,932	156	857
111	402	119,6	1,316	-0,693	0,923	0,933	156	857
112	401	93,8	1,31	-0,686	0,924	0,933	156	857
113	402	116,2	1,318	-0,694	0,924	0,932	156	857
114	402	120,1	1,314	-0,69	0,924	0,933	156	857
115	402	125,5	1,318	-0,694	0,924	0,932	156	857

Продовження додатку Н

Координата х1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод.позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
116	403	128,7	1,325	-0,701	0,924	0,932	157	857
117	403	123,1	1,322	-0,699	0,924	0,932	157	857
118	403	118,2	1,325	-0,701	0,924	0,932	157	857
119	403	107,1	1,322	-0,699	0,923	0,932	157	857
120	402	101,4	1,314	-0,691	0,923	0,933	156	857
121	402	118,9	1,318	-0,694	0,924	0,932	156	857
122	402	118,5	1,314	-0,691	0,923	0,933	156	857
123	402	114,8	1,314	-0,691	0,923	0,933	156	857
124	401	114,1	1,312	-0,687	0,925	0,933	156	857
125	401	107,1	1,308	-0,683	0,925	0,933	156	857
126	400	103,8	1,306	-0,681	0,925	0,934	156	857
127	401	104,4	1,308	-0,683	0,925	0,933	156	857
128	400	99,4	1,304	-0,68	0,924	0,934	156	857
129	400	99,2	1,306	-0,681	0,925	0,934	156	857
130	400	96,5	1,304	-0,678	0,926	0,934	156	857
131	400	98,9	1,304	-0,68	0,924	0,934	156	857
132	400	98,4	1,304	-0,68	0,924	0,934	156	857
133	399	94	1,302	-0,677	0,925	0,934	156	857
134	399	95,8	1,302	-0,677	0,925	0,934	156	857
135	399	88,8	1,298	-0,672	0,926	0,934	156	857
136	398	75,8	1,294	-0,668	0,926	0,935	156	857
137	398	71,8	1,294	-0,669	0,925	0,935	156	857
138	399	98,8	1,302	-0,678	0,924	0,934	156	857
139	400	97,6	1,304	-0,678	0,926	0,934	156	857
140	401	98,8	1,312	-0,688	0,924	0,933	156	857
141	403	97,3	1,322	-0,699	0,923	0,932	157	857
142	403	93,6	1,322	-0,699	0,923	0,932	157	857
143	403	89,2	1,32	-0,697	0,924	0,932	156	857
144	401	73,5	1,312	-0,687	0,925	0,933	156	857
145	401	72,5	1,31	-0,687	0,923	0,933	156	857
146	398	83,8	1,296	-0,671	0,925	0,934	156	857
147	399	84,5	1,298	-0,673	0,925	0,934	156	857
148	399	82,7	1,302	-0,677	0,925	0,934	156	857
149	398	82,2	1,296	-0,67	0,926	0,934	156	857
150	398	82,2	1,295	-0,67	0,925	0,934	156	857
151	399	82,2	1,297	-0,671	0,926	0,934	156	857
152	399	82,2	1,297	-0,672	0,925	0,934	156	857
153	399	82,2	1,3	-0,675	0,926	0,934	156	857
154	399	82,2	1,298	-0,674	0,924	0,934	156	857
155	400	82,2	1,304	-0,679	0,925	0,934	156	857

Продовження додатку Н

Координата x1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод. позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
156	402	82,2	1,312	-0,689	0,923	0,933	156	857
157	400	82,2	1,303	-0,678	0,925	0,934	156	857
158	400	82,2	1,303	-0,677	0,926	0,934	156	857
159	399	82,2	1,299	-0,675	0,924	0,934	156	857
160	399	82,2	1,298	-0,673	0,926	0,934	156	857
161	400	82,2	1,3	-0,675	0,925	0,934	156	857
162	400	82,2	1,302	-0,677	0,924	0,934	156	857
163	401	82,2	1,308	-0,683	0,925	0,933	156	857
164	402	82,2	1,309	-0,685	0,924	0,933	156	857
165	401	82,2	1,303	-0,678	0,925	0,933	156	857
166	401	82,2	1,303	-0,679	0,924	0,933	156	857
167	401	82,2	1,304	-0,68	0,924	0,933	156	857
168	401	82,2	1,306	-0,682	0,924	0,933	156	857
169	402	82,2	1,31	-0,685	0,925	0,933	156	857
170	402	82,2	1,31	-0,687	0,923	0,933	156	857
171	402	82,2	1,311	-0,687	0,924	0,932	156	857
172	403	82,2	1,313	-0,689	0,924	0,932	156	857
173	403	82,2	1,313	-0,69	0,923	0,932	156	857
174	403	82,2	1,315	-0,691	0,924	0,932	157	857
175	403	82,2	1,312	-0,689	0,923	0,932	156	857
176	403	82,2	1,314	-0,69	0,924	0,932	157	857
177	403	82,2	1,316	-0,692	0,924	0,932	157	857
178	403	82,2	1,315	-0,692	0,924	0,932	157	857
179	404	82,2	1,319	-0,695	0,924	0,932	157	857
180	405	82,2	1,323	-0,701	0,922	0,931	157	857
181	405	82,2	1,323	-0,701	0,922	0,931	157	857
182	403	82,2	1,312	-0,689	0,923	0,932	157	857
183	403	82,2	1,312	-0,689	0,923	0,932	157	857
184	403	82,2	1,309	-0,686	0,923	0,932	156	857
185	403	82,2	1,309	-0,685	0,924	0,932	156	857
186	403	82,2	1,309	-0,686	0,922	0,932	156	857
187	403	82,2	1,313	-0,69	0,923	0,932	157	857
188	405	82,2	1,321	-0,697	0,923	0,931	157	857
189	405	82,2	1,32	-0,698	0,922	0,931	157	857
190	405	82,2	1,32	-0,697	0,923	0,931	157	857
191	404	82,2	1,318	-0,696	0,921	0,931	157	857
192	405	82,2	1,319	-0,696	0,923	0,931	157	857
193	405	82,2	1,32	-0,698	0,922	0,931	157	857
194	406	82,2	1,32	-0,698	0,922	0,931	157	857
195	406	82,2	1,319	-0,698	0,921	0,931	157	857

Закінчення додатку Н

Координата х1, км	Пропускна здатність, м ³ /год	Геод. позначка, м	Втрати тиску на тертя, МПа	Втрати тиску від різниці геод.позначок, МПа	Загальні втрати тиску, МПа	Тиск на виході насосної станції, МПа	Потужність, кВт	Густина нафти, кг/м ³
196	406	82,2	1,319	-0,697	0,921	0,931	157	857
197	406	82,2	1,319	-0,697	0,922	0,93	157	857
198	407	82,2	1,32	-0,697	0,922	0,93	157	857
199	407	82,2	1,318	-0,696	0,922	0,93	157	857
200	407	82,2	1,316	-0,694	0,922	0,93	157	857
201	407	82,2	1,317	-0,696	0,92	0,93	157	857
202	407	82,2	1,317	-0,697	0,92	0,93	157	857
203	408	82,2	1,317	-0,697	0,92	0,93	157	857
204	408	82,2	1,318	-0,697	0,92	0,93	157	857
205	408	82,2	1,318	-0,697	0,921	0,929	157	857
206	408	82,2	1,316	-0,696	0,92	0,929	157	857
207	408	82,2	1,314	-0,695	0,919	0,929	157	857
208	409	82,2	1,315	-0,695	0,92	0,929	158	857
209	410	82,2	1,317	-0,696	0,921	0,929	158	857
210	410	82,2	1,315	-0,696	0,919	0,929	158	857
211	410	82,2	1,316	-0,696	0,92	0,929	158	857
212	410	82,2	1,316	-0,696	0,92	0,928	158	857
213	410	82,2	1,314	-0,695	0,919	0,928	158	857
214	411	82,2	1,314	-0,695	0,92	0,928	158	857
215	411	82,2	1,315	-0,695	0,92	0,928	158	857
216	411	82,2	1,313	-0,694	0,919	0,928	158	857
217	411	82,2	1,313	-0,694	0,919	0,928	158	857
218	412	82,2	1,314	-0,694	0,92	0,928	158	857
219	412	82,2	1,312	-0,694	0,918	0,928	158	857
220	412	82,2	1,312	-0,694	0,918	0,927	158	857
221	412	82,2	1,312	-0,694	0,919	0,927	158	857
222	413	82,2	1,313	-0,694	0,919	0,927	158	857
223	413	82,2	1,311	-0,693	0,918	0,927	158	857
224	413	82,2	1,309	-0,691	0,918	0,927	158	857
225	413	82,2	1,309	-0,692	0,918	0,927	158	857
226	414	82,2	1,312	-0,694	0,918	0,927	158	857
227	414	82,2	1,312	-0,694	0,918	0,926	158	857
228	415	82,2	1,312	-0,694	0,918	0,926	159	857
229	415	82,2	1,31	-0,694	0,916	0,926	159	857
230	415	82,2	1,311	-0,693	0,917	0,926	159	857
231	415	82,2	1,309	-0,693	0,916	0,926	159	857
232	415	82,2	1,309	-0,691	0,918	0,926	159	857
233	415	82,2	1,307	-0,691	0,916	0,926	159	857
234	416	82,2	1,309	-0,692	0,917	0,925	159	857
235	416	82,2	1,31	-0,692	0,917	0,925	159	857
236	416	82,2	1,308	-0,692	0,916	0,925	159	857