

**Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу**

На правах рукопису

*Григораш Віталій Віссаріонович*

УДК 622.276.66:001.893



**МЕТОДИ І ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ  
ЗА ПІДГОТОВКОЮ ТА ПРОВЕДЕННЯМ ПОТУЖНОГО  
ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА**

**Спеціальність 05.11.13 – Прилади і методи контролю  
та визначення складу речовин**

**Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук**

**Науковий керівник:  
кандидат технічних наук,  
доцент Дранчук М.М.**



Івано-Франківськ – 2008

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	5
1 АНАЛІЗ ВІДОМИХ МЕТОДІВ І СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА.....	10
1.1. Потужний гідравлічний розрив пластів як один з технологічних процесів інтенсифікації видобутку нафти і газу.....	10
1.1.1. Теоретичні основи процесу потужного гідророзриву пласта .....	15
1.1.2. Обладнання для проведення потужного гідравлічного розриву пласта .....	24
1.1.3. Вимоги до технологічних рідин і матеріалів для проведення ПГРП.....	26
2 РОЗРОБКА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП ТА ВИЗНАЧЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ВТРАТ І ГІДРОСТАТИЧНИХ ТИСКІВ.....	39
2.1. Розробка методу контролю вибійного тиску .....	39
2.2. Розробка методик і алгоритмів контролю гідравлічних втрат в НКТ в процесі ПГРП .....	42
2.2.1. Визначення гідравлічних втрат по миттєвому зниженні тиску на усті свердловини .....	42
2.2.2. Визначення гідравлічних втрат в НКТ свердловини на основі виміряних устьових параметрів при проведенні ПГРП без пакера .....	46
2.2.3. Визначення гідравлічних втрат за допомогою емпіричних залежностей.....	51
2.3. Розробка методики і алгоритму визначення градієнту гідравлічних втрат на тертя в трубах на основі реологічних характеристик помпованих рідин .....	53
2.3.1. Реологічні характеристики неньютонівських рідин .....	54



2.3.2. Розробка методики визначення гідравлічних втрат в НКТ з урахуванням реальних реологічних параметрів рідин і швидкостей їх руху .....	56
2.4. Опис процесу руху декількох рідин у свердловині під час проведення ПГРП .....	63
Висновки до розділу .....	68
3 РОЗРОБКА УСТАНОВКИ УВРП-1 ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ПГРП .....	70
3.1. Розробка структурної схеми установки УВРП-1 .....	71
3.2. Характерні особливості установки УВРП-1 .....	76
3.3. Методики та результати дослідження реологічних характеристик технологічних рідин на установці УВРП-1 .....	83
3.3.1. Визначення реологічних характеристик неньютонівських рідин .....	84
3.3.2. Методика дослідження стабільності реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП в часі при поверхневих умовах на установці УВРП-1 .....	88
3.3.3. Методика досліджень на установці УВРП-1 стабільності технологічних рідин для ПГРП в часі при пластових температурах .....	91
3.3.4. Методика дослідження на установці УВРП-1 впливу тиску на реологічні характеристики технологічних рідин для ПГРП .....	94
3.3.5. Методика дослідження на установці УВРП-1 зміни реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП у поверхневих та пластових умовах в залежності від їх концентрацій .....	95
3.3.6. Апробація розроблених методик в процесі дослідження реологічних властивостей технологічної рідини "Галгель" .....	95
3.4. Аналіз метрологічних характеристик установки УВРП-1 .....	97
3.4.1. Загальна характеристика похибок установки УВРП-1 .....	97
3.4.2. Аналіз похибки вимірювання кута закручування нитки віскозиметра .....	99

3.4.3. Аналіз похибки каналу вимірювання та стабілізації тиску .....	101
3.4.4. Аналіз похибки каналу вимірювання та стабілізації температури ..	102
3.4.5. Аналіз похибки вимірювання частоти обертання.....	103
3.4.6. Аналіз методичної похибки установки УВРП-1 .....	103
3.4.7. Розрахунок сумарної похибки установки УВРП-1 .....	105
Висновки до розділу.....	106

4 РОЗРОБКА СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП В МАСШТАБІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ.....	107
4.1. Розробка структурної схеми системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП .....	107
4.2. Розробка і опис блок-схем алгоритмів функціонування удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.....	109
4.3 Характерні особливості роботи програми "Frloss" .....	114
Висновки до розділу .....	124

5 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПІДГОТОВКОЮ ТА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП .....	125
5.1. Промислові випробування розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.....	125
5.2. Аналіз результатів промислового впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП .....	132
5.2.1. Аналіз лабораторних досліджень реологічних властивостей рідин на установці УВРП-1 .....	132
5.2.2. Аналіз результатів промислового впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП .....	134
Висновки до розділу .....	145
ВИСНОВКИ.....	146
Список використаних джерел.....	149
ДОДАТКИ.....	160

## ВСТУП

У світовій практиці нафтогазовидобутку гідравлічний розрив пласта (ГРП) займає чільне місце серед методів інтенсифікації збільшення припливу нафти і газу до свердловин та їх видобувних запасів [6, 8, 16, 19, 35].

Тому впродовж останніх 50 років за кордоном постійно розвивається техніка і технологія цього методу інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловин, внаслідок чого він зазнав суттєвих удосконалень.

У США [43, 66, 112, 124] до 1988 р. проведено більше одного мільйона гідророзривів і сфера їх застосування розширилась так, що близько 40 % свердловин після буріння підлягали ГРП і понад 30 % запасів стало економічно вигідно видобувати із застосуванням ГРП.

У Росії також зростає кількість проведених ГРП. Основними об'єктами ГРП на родовищах Західного Сибіру є низькопродуктивні колектори з важковидобувними запасами нафти. Ефект від ГРП на таких об'єктах проявляється за двома складовими – це збільшення дебіту рідини і підвищення коефіцієнта нафтовилучення [8, 12, 40, 61].

Технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують [45, 51, 64, 72] збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин у низькопроникних (до  $0,05 \text{ мкм}^2$ ) пластах потужністю не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах до 3500 м, а також у пластах з дуже забрудненою привибійною зоною.

У зв'язку з цим у рамках національної програми “Нафта і газ України до 2010р.” з метою проведення потужних гідравлічних розривів пластів (ПГРП) на родовищах ВАТ “Укрнафта” у 1996р. придбано комплект спецтехніки для проведення ПГРП американської фірми “Stewart & Stevenson” та хімреагенти і матеріали фірми “Clarwater”.

Розвиток і закріплення високо проникних тріщин при ПГРП здійснюється за дуже короткий час при тиску на усті свердловини до 100 МПа та витраті технологічної рідини до  $4 \text{ м}^3/\text{хв}$ . [46, 47, 58]. При цьому використовується пропант з концентраціями його у рідині до  $500 \text{ кг/м}^3$ . Під час ПГРП утворюються тріщини з

## ВСТУП

У світовій практиці нафтогазовидобутку гідравлічний розрив пласта (ГРП) займає чільне місце серед методів інтенсифікації збільшення припливу нафти і газу до свердловин та їх видобувних запасів [6, 8, 16, 19, 35].

Тому впродовж останніх 50 років за кордоном постійно розвивається техніка і технологія цього методу інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловин, внаслідок чого він зазнав суттєвих удосконалень.

У США [43, 66, 112, 124] до 1988 р. проведено більше одного мільйона гідророзривів і сфера їх застосування розширилась так, що близько 40 % свердловин після буріння підлягали ГРП і понад 30 % запасів стало економічно вигідно видобувати із застосуванням ГРП.

У Росії також зростає кількість проведених ГРП. Основними об'єктами ГРП на родовищах Західного Сибіру є низькопродуктивні колектори з важковидобувними запасами нафти. Ефект від ГРП на таких об'єктах проявляється за двома складовими – це збільшення дебіту рідини і підвищення коефіцієнта нафтовилучення [8, 12, 40, 61].

Технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують [45, 51, 64, 72] збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин у низькопроникних (до  $0,05 \text{ мкм}^2$ ) пластах потужністю не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах до 3500 м, а також у пластах з дуже забрудненою привибійною зоною.

У зв'язку з цим у рамках національної програми “Нафта і газ України до 2010р.” з метою проведення потужних гідравлічних розривів пластів (ПГРП) на родовищах ВАТ “Укрнафта” у 1996р. придбано комплект спецтехніки для проведення ПГРП американської фірми “Stewart & Stevenson” та хімреагенти і матеріали фірми “Clarwater”.

Розвиток і закріплення високо проникних тріщин при ПГРП здійснюється за дуже короткий час при тиску на усті свердловини до 100 МПа та витраті технологічної рідини до  $4 \text{ м}^3/\text{хв.}$  [46, 47, 58]. При цьому використовується пропант з концентраціями його у рідині до  $500 \text{ кг/м}^3$ . Під час ПГРП утворюються тріщини з

високою провідністю, що забезпечує усунення негативного впливу скін-ефекту з залученням нових зон пласта, що не були раніше у розробці.

Успішність і ефективність процесу ПГРП залежить від правильної інтерпретації його перебігу і швидкого прийняття правильних рішень при зміні параметрів процесу. Існуючі методики і засоби контролю за підготовкою та проведенням ПГРП (в т. ч. і фірми “Stewart & Stevenson“) не є достатніми з точки зору успішності та ефективності процесу ПГРП і потребують розробки методів та засобів контролю за такими параметрами, як вибійний тиск, гідравлічні втрати на тертя в трубах, гідростатичний тиск, тиск розкриття тріщин тощо.

У зв'язку з цим актуальною є задача удосконалення процесу ПГРП шляхом розробки відповідних методів та засобів контролю за підготовкою та проведенням цього процесу.

#### **Зв'язок роботи з науковими програмами, темами, планами.**

Дана дисертаційна робота пов'язана з виконанням відповідних договорів у НДПІ ВАТ “Укрнафта” (м. Івано-Франківськ), а саме: договору №01/305 (№ДР 0102U001454) “Удосконалення технологічної оснащеності для контролю за процесом ПГРП”, 2002р.; договору №98/14 (№ДР 0199U001017) “Удосконалення технології потужних гідророзривів пласта та її впровадження на родовищах України”, 2002р.; договору № 00/79 (№ДР 0101U001275) “Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз”, 2000р.; договору №00/75 (№ДР 0101U001396) “Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ “Охтирканафтогаз”, 2001р., а також наряд-замовлення №101342 (№ДР 0104U005864) “Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій”, 2004р.

Здобувач був виконавцем усіх зазначених договорів та керівником теми №01/305 та наряд-замовлення №101342.

**Мета роботи і задачі дослідження.** Метою роботи є розроблення методів та створення системи контролю за технологічними параметрами процесу підготовки та проведення ПГРП.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- розробити метод визначення вибірного тиску при проведенні ПГРП з урахуванням параметрів руху технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП, їх фізико-хімічних властивостей, вимірних устьових параметрів і конструктивних особливостей свердловини;

- розробити методики визначення гідравлічних втрат, гідростатичного тиску і перепаду тиску на пакері при русі технологічних рідин у свердловині в процесі проведення ПГРП;

- розробити структуру і установку для визначення реологічних властивостей технологічних неньютонівських рідин для проведення ПГРП з урахуванням поверхневих і пластових умов, а також методики оцінки стабільності реологічних властивостей, впливу тиску, температури та концентрації технологічних рідин на ці властивості за допомогою цієї установки, провести її метрологічний аналіз;

- розробити структуру і систему контролю технологічних параметрів при підготовці та проведенні ПГРП в реальному масштабі часу, а також відповідне програмне забезпечення для її функціонування;

- провести промислові дослідження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП і оцінити її ефективність.

**Об'єкт дослідження** – потужний гідравлічний розрив продуктивного нафтогазового пласта на нафтогазових родовищах.

**Предмет дослідження** – система контролю за технологічними параметрами при підготовці та проведенні ПГРП.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених задач у дисертаційній роботі використовувалися теорія К. Нольта щодо створення та розвитку тріщин у пластах, теорія руху неньютонівських рідин при поверхневих та пластових умовах, методи імітаційного моделювання при дослідженні гідравлічних втрат при русі неньютонівських рідин.

**Наукова новизна одержаних результатів** визначається тим, що вперше:

– запропоновано метод визначення вибірного тиску при проведенні ПГРП, що з урахуванням виміряного устьового тиску і тиску гідравлічних втрат, дозволяє визначити тиск і момент розкриття тріщини в пласті;

– встановлено зв'язки між гідравлічними втратами при помпуванні технологічних рідин при проведенні ПГРП та їх реологічними характеристиками, конструкцією свердловини та станом насосно-компресорних труб (НКТ), що дозволить контролювати втрати тиску на тертя рідини в НКТ у реальному часі ведення процесу;

– розроблено структуру установки УВРП-1 для дослідження реологічних властивостей технологічних рідин в термобаричних умовах ведення процесу ПГРП;

– розроблено удосконалену структуру системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, що дає можливість контролювати не тільки параметри на усті свердловини, але і визначати ряд вибійних технологічних параметрів.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає в наступному:

– розроблена установка УВРП-1 та методика проведення лабораторних досліджень реологічних властивостей високов'язких неньютонівських рідин, що дає можливість проведення їх лабораторних досліджень в термобаричних умовах процесу ПГРП;

– розроблене програмне забезпечення “Viscosity.exe” для зчитування, зберігання та відображення інформації, яке дозволяє створювати та зберігати базу даних з результатами досліджень реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП на установці УВРП-1;

– проведений метрологічний аналіз установки УВРП-1. Основна приведена похибка вимірювання не перевищує 1,5 %, що дає можливість досліджувати технологічні рідини з урахуванням як лабораторних, так і пластових умов при підборі рідин для проведення ПГРП;

– розроблена удосконалена система контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, алгоритм її функціонування та програмне забезпечення “Frloss”, яке захищене авторським свідоцтвом про реєстрацію авторських прав, що дозволяє контролювати не тільки параметри на усті свердловини, але і визначати ряд вибійних технологічних параметрів, що в свою чергу дає можливість визначати динаміку розкриття тріщини в пласті, а значить якісно проводити процес ПГРП.

**Особистий внесок здобувача.** Основна частина теоретичних та експериментальних досліджень, висновки і рекомендації виконані автором самостійно. Автором проаналізовано існуючі методи для контролю за підготовкою та проведенням потужного гідророзриву пласта, а також методи дослідження реологічних характеристик неньютонівських рідин, сформульовано основні задачі досліджень, розроблено методи контролю параметрів ПГРП і лабораторну установку УВРП-1 для визначення реологічних властивостей неньютонівських рідин, методики дослідження на ній реологічних характеристик високов'язких рідин для ПГРП. Крім цього здобувачем розроблено систему контролю основних параметрів при підготовці та проведенні ПГРП у реальному часі.

Із робіт, що опубліковані в співавторстві, в роботі використані результати, отримані особисто здобувачем.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на міжнародній науково-технічній конференції “Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці” “ІФНТУНГ-40” (м. Івано-Франківськ, 2007р.); на науково-практичній конференції “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України” (м. Івано-Франківськ, 2003р.); на науково-практичній конференції “Нафта і газ України” (м. Івано-Франківськ, 2000р.).

**Публікації.** Основні результати дисертаційної роботи опубліковані у 5 статтях, надрукованих у фахових журналах (1 стаття одноосібна), у 3 збірниках матеріалів і тез н/т конференцій та 1 авторському свідоцтві.

**Структура дисертації.** Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, переліку використаних джерел із 121 найменувань і викладена на 191 сторінках, проілюстрована 66 рисунками, включає 6 таблиць і 11 додатків. Основна частина дисертації викладена на 148 сторінках.



## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ВІДОМИХ МЕТОДІВ І СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

#### 1.1. Потужний гідравлічний розрив пластів як один з технологічних процесів інтенсифікації видобутку нафти і газу

Світовий досвід застосування методів інтенсифікації свідчить про те, що гідравлічний розрив пласта (ГРП) відіграє головну роль у збільшенні видобутку нафти і газу [7,8,15,18,44].

Сутність ГРП полягає у створенні і розвитку тріщин у продуктивному пласті шляхом нагнітання в свердловину рідини при високому тиску з подальшим закріпленням цих тріщин за допомогою відповідних закріплювачів [63]. Створення нових тріщин чи розкриття існуючих можливе, якщо тиск у пласті під час нагнітання рідини з поверхні стає більшим від гірничого тиску. Типова схема гідророзриву пласта наведена на рис. 1.1.

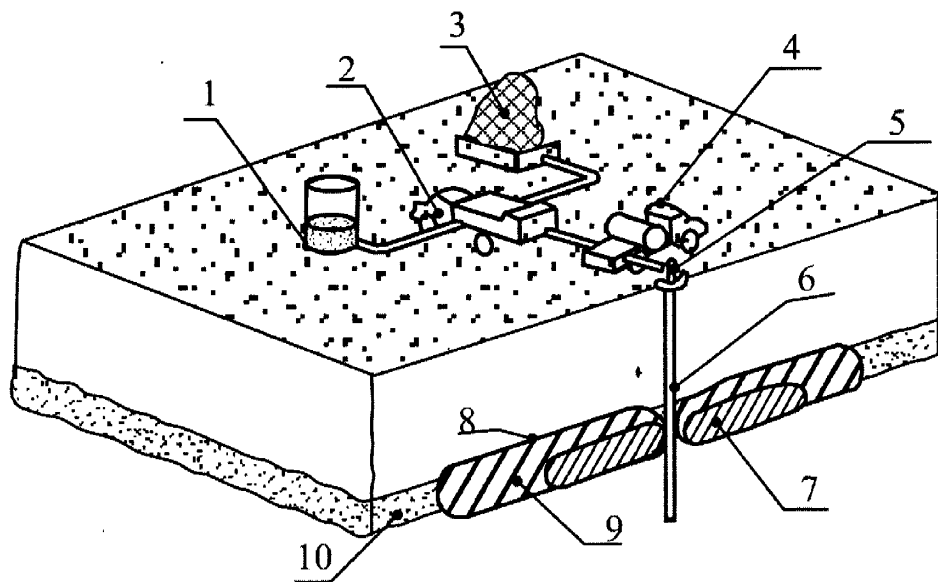


Рис. 1.1. Типова схема проведення гідророзриву пласта

1 – ємкість з технологічними рідинами; 2 – змішувач; 3 – контейнер з закріплювачем тріщин; 4 – агрегат; 5 – обладнання устя свердловини; 6 – свердловина; 7 – закріплювач тріщин; 8 – тріщина; 9 – технологічна рідина розриву; 10 – продуктивний пласт.

Як свідчать результати досліджень, розкриття існуючих тріщин відбувається переважно після збільшення тиску до певного значення і супроводжується незначною його зміною, тоді як розкриття нових тріщин супроводжується стрибкоподібним зниженням тиску (зазвичай на 3 – 7 МПа) на усті свердловини, яке спостерігається при постійній витраті під час помпування рідини у свердловину.

Щоб забезпечити високу проникність тріщин після завершення гідророзриву і зниження тиску у пласті до пластового чи вибійного, їх закріплюють кварцовим піском або пропантом. Технологія гідророзриву забезпечує високу проникність тріщини, заповненої закріплювачем. Зростання продуктивності свердловини після проведення процесу ГРП [6,23,44,50,58,60,98] може бути зумовлене наступними чинниками:

- створенням нової площі фільтрації, значно більшої від площі поверхні стовбура свердловини в межах продуктивного пласта;
- очищенням каналів перфорації під час руху пульпи (рідини з піском чи пропантом) з великою швидкістю;
- залученням у розробку всіх пропластків, які перетинає вертикальна тріщина в тонкошаровому розрізі свердловини, тобто розвитком по вертикалі закріпленої тріщини за межами основного пласта так, що вона перетинає сусідні пласти і приєднує їх до зони дренування.

ГРП застосовують [61,63,87] у будь-яких породах, окрім пластичних сланців і глин. Це метод не тільки відновлення природної продуктивності свердловин, але й значного її збільшення.

Досвід застосування гідророзриву пласта свідчить про те, що в світовій практиці такий спосіб обробки пласта реалізується за різноманітними технологіями, які в загальному випадку можна класифікувати за кількістю закріплювача тріщин і його концентрацією в рідині [63].

*Гідравлічний розрив без закріплювача.* Технологія ГРП без закріплення тріщин ґрунтується на припущенні, що промиті або розкриті у пласті тріщини після зниження тиску до пластового чи вибійного на якийсь час можуть

залишатися частково відкритими, тобто стінки їх не змикаються щільно між собою [34,38]. Зростання продуктивності свердловини після гідророзриву без закріплення тріщин може відбуватися внаслідок: очищення каналів перфорації під час руху рідини з великою швидкістю; формування зон з підвищеною проникністю в результаті переміщення твердої фази, яка потрапила у тріщини під час розкриття пласта у привибійну зону свердловини; зміни форми поверхні тріщини; ерозійного розмивання її стінок.

Описана технологія ГРП успішно застосовувалась у Долинському нафтопромисловому районі (1962-1967 рр.) [45,48,79...81,91] при витратах 1,3 – 1,8м<sup>3</sup>/хв. товарної нафти або пластової води в об'ємі 100...400 м<sup>3</sup>.

Процес ГРП без закріплювача виявився ефективним тільки у нових свердловинах з високим пластовим тиском, що дорівнював або був більшим за гідростатичний, з низькопроникним колектором і забрудненою привибійною зоною.

*Гідророзрив пласта (ГРП) з закріплювачем.* Технології звичайних ГРП проводять ньютонівськими рідинами або рідинами із слабо вираженими неньютонівськими властивостями, внаслідок чого розвиваються тріщини невеликої висоти і ширини в глибину продуктивного пласта. Тріщини ГРП закріплюють кварцовим піском з невисокими концентраціями [13,18,32,42,54,67,68,75,101].

За час проведення ГРП у 1960 – 1996 рр. постійно проводились наукові дослідження та вивчення моделей розвитку тріщин, удосконалювалась спецтехніка проведення та контролю за цим процесом. Розроблялися нові технології проведення робіт з застосуванням нових технологічних рідин та закріплювачів для розкриття, розвитку і закріплення тріщин (О. Солецький, В. Касянчук, Ю. Качмар, А. Дрючин) [45,50,55,56,78].

Однак ефективність технології була економічно вигідною при перших ГРП, а після повторних ГРП, особливо при зниженні пластового тиску до 0,8 від гідростатичного, такі ГРП перестали окуповуватися.

На цьому етапі були цілком відсутні автоматизовані засоби контролю за параметрами процесу та збору інформації. Контроль за параметрами процесу в часі проводився візуально з ручним записом. Тому керування процесом було значно ускладненим, так як поточний аналіз розкриття та розвитку тріщин вимагає миттєвого виконання складних розрахунків і прийняття рішень.

Схема обв'язки спецтехніки під час звичайних ГРП зображена на рис. 1.2.

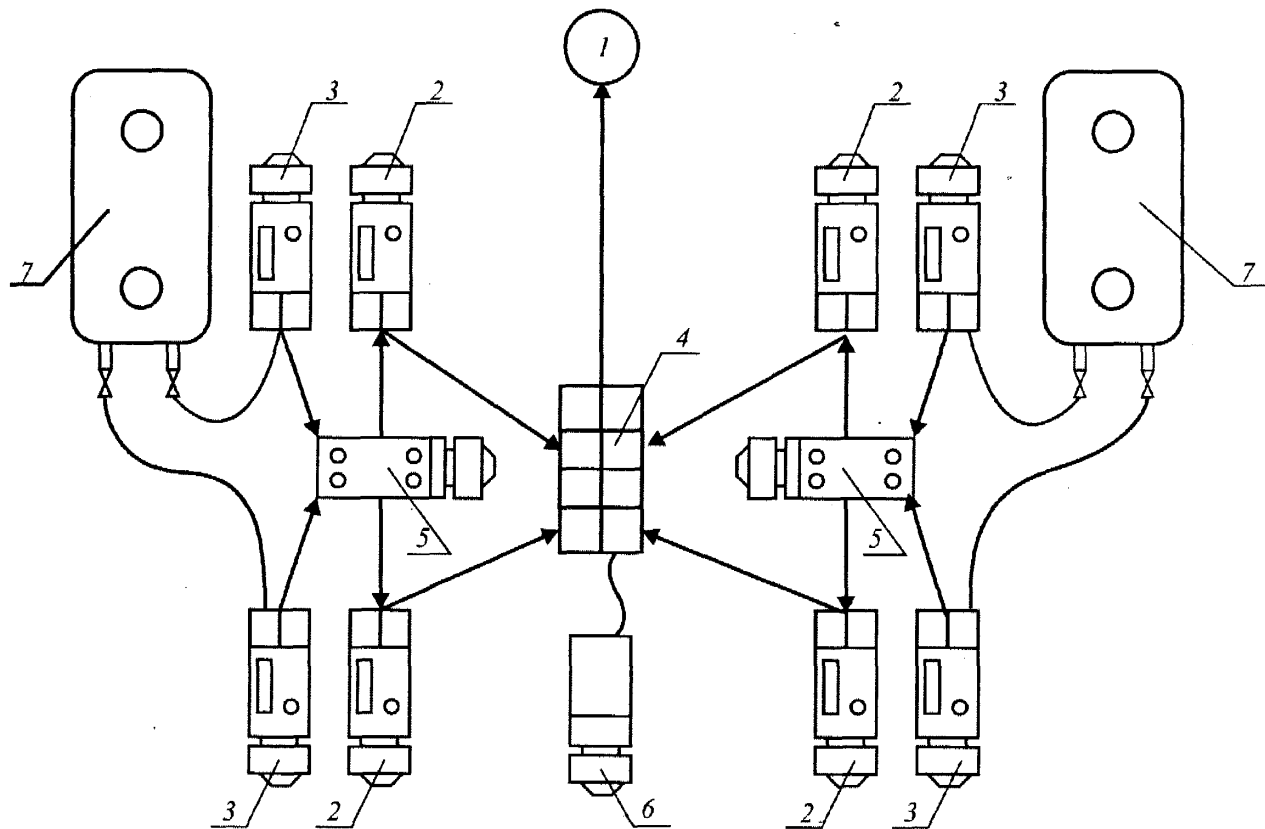


Рис. 1.2. Типова схема розташування спецтехніки [17] для проведення ГРП

1 – устя свердловини; 2 – агрегат насосний АЧФ-1050; 3 – агрегат насосний (допоміжний) УНБ-1,60x40; 4 – блок маніфольда БМ-700; 5 – піскозмішувальний агрегат; 6 – станція контролю СКЦ-2М; 7 – ємності для рідини розриву, рідини-пісконосія та протискуючої рідини.

*Потужний гідророзрив пласта (ПГРП) з закріплювачем.* Це процес створення високопрвідних тріщин та закріплення їх високими концентраціями закріплювача.

Нову технологію названо потужним гідророзривом (ПГРП), оскільки процес проводиться у два етапи: спочатку мініГРП з нагнітанням у пласт  $20-30\text{ м}^3$  малов'язкої рідини або гелю з метою визначення тиску розриву і проникності

пласта, прогнозування процесу розкриття тріщини, уточнення основних технологічних параметрів ПГРП і оцінки можливості проведення ПГРП та його ефективності. Далі виконується безпосередньо ПГРП, під час якого в пласт нагнітається рідина розриву (гель) при витраті 2,0–3,6 м<sup>3</sup>/хв., а за нею 20–40 м<sup>3</sup> пульпи у вигляді гелю з 6-10 т. пропанту і нарешті – протискуюча рідина [21,47,54 – 59,63].

На рис. 1.3 показано характерну картину зміни витрати і устьового тиску під час проведення процесу ПГРП на свердловині “430-Битків” (05.09.2001р).

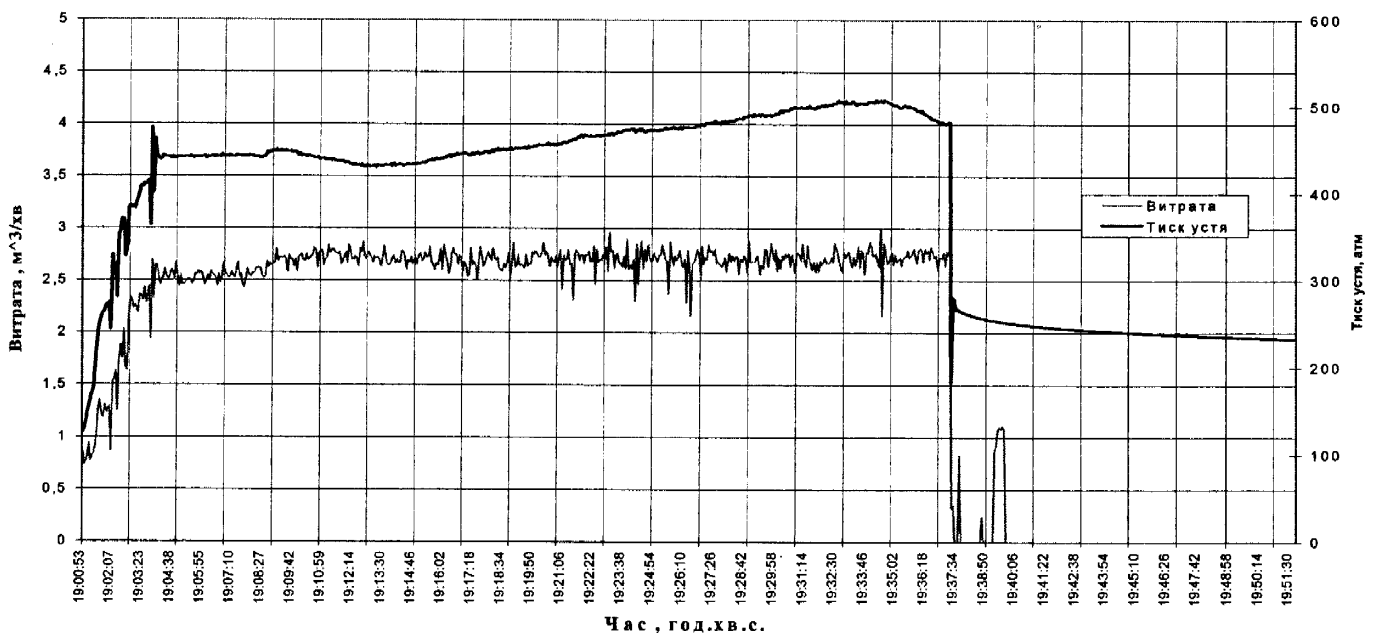


Рис. 1.3. Проведення процесу ПГРП на свердловині “430-Битків”  
(05.09.2001)

Нова технологія проведення ПГРП успішно застосовується в Україні. За шість років проведено більше 80 ПГРП (Ю. Качмар, Ф. Бурмич, В. Цьомко, В. Григоращ, А. Андрусак, В. Савка) на родовищах Передкарпаття і Дніпрово-Донецької западини у свердловинах глибиною від 1400 до 5900 м.

Додатково видобуто близько 1600 т нафти і 400 тис.м<sup>3</sup> газу на один ПГРП, а дебіт свердловин зростав приблизно на 250 % при середній тривалості ефекту півтора року.

Спецтехніка фірми "Stewart & Stivenson" розрахована на роботу при тисках до 105МПа з комп'ютерним контролем і керуванням та використанням неньютонівської високов'язкої рідини (водний гель фірми Clearwater. Inc на основі WGA-1 і вуглеводневий гель на основі HGA) та закріплювача тріщин - керамічного пропанту IPP 16/30 міцністю на стискування 85 МПа. Водний гель на основі WGA-1 характеризується сильно вираженими неньютонівськими властивостями – пластичною в'язкістю 1500 – 500 мПа·с при швидкості зсуву 100 – 800 (1/с) [25,27,109].

### *1.1.1. Теоретичні основи процесу потужного гідророзриву пласта*

Отже, завдяки використанню нової потужної техніки, новітньої технології та неньютонівських рідин з новими реологічними властивостями, сфера застосування гідророзриву дуже розширилась. Стало можливим проводити ефективні гідророзриви у свердловинах з низьким пластовим тиском (навіть до 0,6 від гідростатичного) та в надглибоких свердловинах.

Механізм утворення тріщин під час розриву пласта наступний. Під тиском, що створюється у свердловині насосними агрегатами, рідина розриву, що добре фільтрується, проникає в зони з найбільшою проникністю. При цьому між пропластками по вертикалі створюється перепад тисків, оскільки в проникніших пропластках тиск вищий, ніж у малопроникних чи практично непроникних. У результаті на покрівлю і подошву проникного пласта починають діяти розривні сили і вищезалягаючі породи зазнають деформації, а на межах пропластків утворюються горизонтальні тріщини.

Тріщини, які при цьому утворюються, мають, як правило, вертикальну або близьку до неї орієнтацію [77].

Тиск, за якого створюються тріщини, визначається значеннями гірничого і пластового тисків, характеристиками міцності порід, наявністю тріщин тощо. Тому тиск розриву навіть у межах одного пласта неоднаковий і може змінюватись у широкому діапазоні.

С. Христіанович, Ю. Желтов [34,35] пояснюють це наявністю в продуктивних пластах мікро- і макротріщин, а також пластичними деформаціями глин і глинистих пластів, що зустрічаються в розрізі в свердловині і витіснених у стовбур свердловини під дією сили ваги вищезалеглих порід.

Процес гідравлічного розриву пласта складається з таких послідовно проводжуваних операцій [39]: встановлення пакера для герметизації затрубного простору; нагнітання в пласт рідини розриву з метою утворення і розширення тріщин; нагнітання рідини – носія з піском, призначеного для закріплення тріщин чи зберігання їх відкритого стану; помпування протискувальної рідини для витіснення піску в тріщини пласта з насосно-компресорних труб (НКТ) і стовбура свердловини (рис. 1.4).

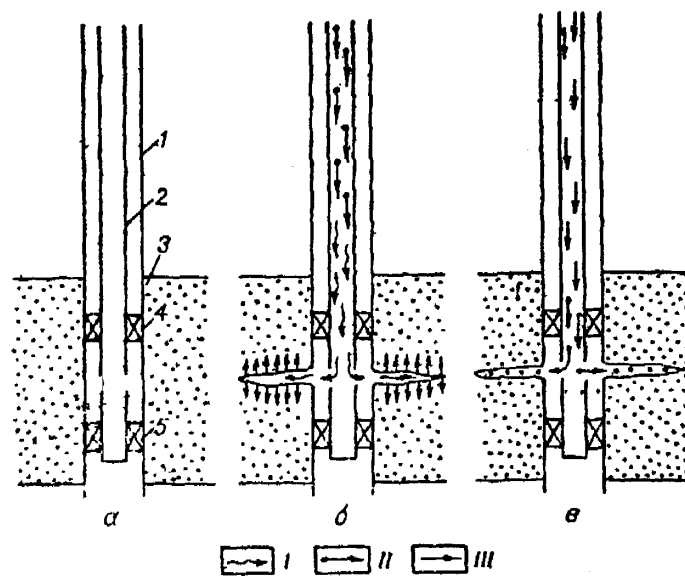


Рис. 1.4. Схема проведення гідравлічного розриву пласта

*а* – устанавлення пакера; *б* – утворення тріщин; *в* – закріплення тріщин; 1 – експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ; 3 – продуктивний пласт; 4 – верхній пакер; 5 – нижній пакер; / – рідина розриву; // – рідина-пісконосій; /// – протискувальна рідина.

При виборі свердловин для проведення в ній ПГРП необхідно враховувати якість цементного кільця в призначеному інтервалі розриву, відстань від водонафтового контакту або водоносних горизонтів, стан експлуатаційної колони і гирла свердловини.

До проведення ГРП визначають дебіт свердловини, вибійний і пластовий тиски, коефіцієнт продуктивності, а для нагнітальних – коефіцієнт приймальності. Вибій свердловини промивають розчинниками, водою або водними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР).

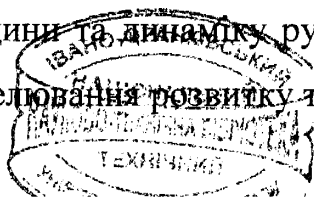
Для обґрунтування вибору свердловин (об'єктів) для ПГРП виконують проектування параметрів та оцінку результатів його застосування за програмою Меєра - MFrac-II [108,117].

Програма MFrac - II, розроблена Meyer & Associates. Inc дозволяє проектувати параметри процесу ПГРП на основі моделювання розвитку тріщини і заповнення їх закріплювачем. Під час моделювання виконують вибір можливих варіантів геометрії тріщини та однієї з моделей розвитку тріщини (вертикальна, горизонтальна тощо).

Вхідною інформацією для розрахунку є інтервал продуктивного пласта, його середня проникність, інтервал перфорації, число і діаметр перфораційних отворів, конструкція свердловини, параметри, які характеризують властивості продуктивних та проміжних пластів, напруження стиску в породі, модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона, опір розриву порід тощо. Напруження в породі визначається наближено за даними пробного нагнітання рідин у пласт. Дані про втрати рідини визначаються як коефіцієнти сумарних втрат рідини та миттєвих втрат за відомими характеристиками застосованої рідини, а якщо вони не є відомими, то їх потрібно дослідити. На рис. 1.5 і рис. 1.6 наведено приклад зміни реологічних характеристик, а саме коефіцієнту нелінійності  $n$  та зміни в'язкості американського гелю, що попередньо досліджено в лабораторних умовах.

У результаті розрахунку програма моделює і графічно описує зміну основних характеристик процесу.

На основі попередньо експериментально визначених даних зміни реологічних характеристик технологічних рідин у термобаричних умовах, що занесені в базу даних програми, розраховують основні параметри розвитку тріщини та динаміку руху флюїдів під час ПГРП. На рис. 1.7 наведено приклад моделювання розвитку тріщини під час ПГРП.





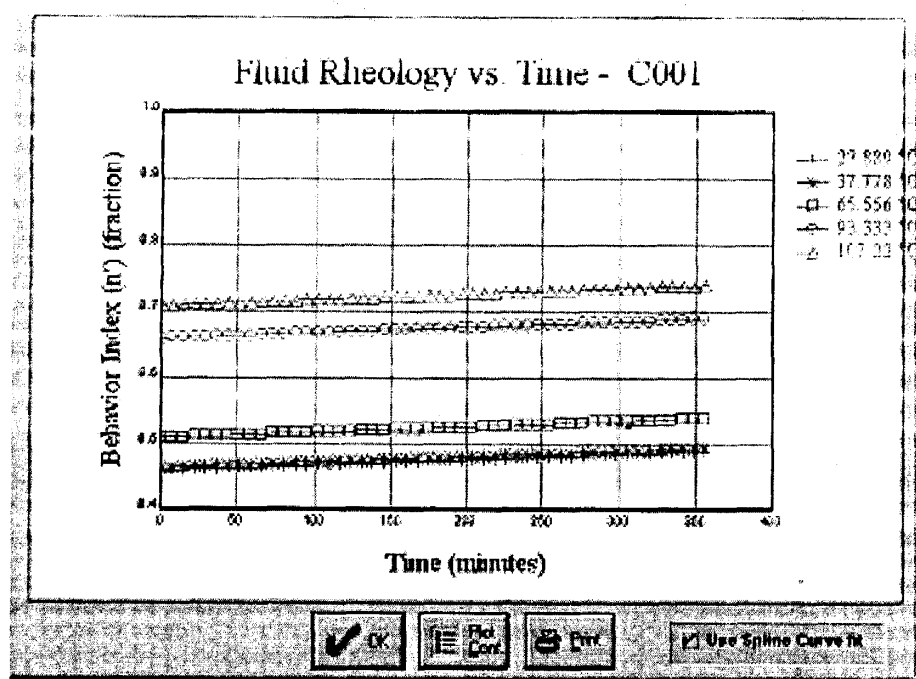


Рис. 1.5. Приклад зміни величини індекса нелінійності в часі при різних температурах

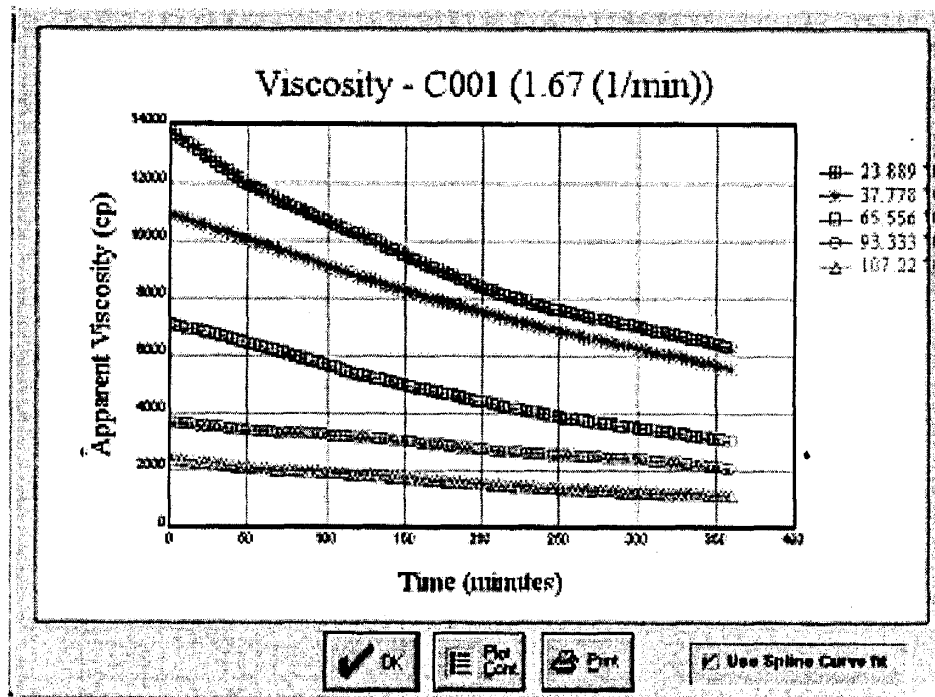


Рис. 1.6. Приклад зміни величини в'язкості в часі при різних температурах

Вихідними даними розрахунку є розраховані параметри утвореної тріщини на момент закінчення ГРП і в момент зімкнення закріпленої тріщини по всій її довжині (висота тріщини, концентрація пропанту, ширина тріщини тощо) відносно запланованих параметрів технології проведення процесу.

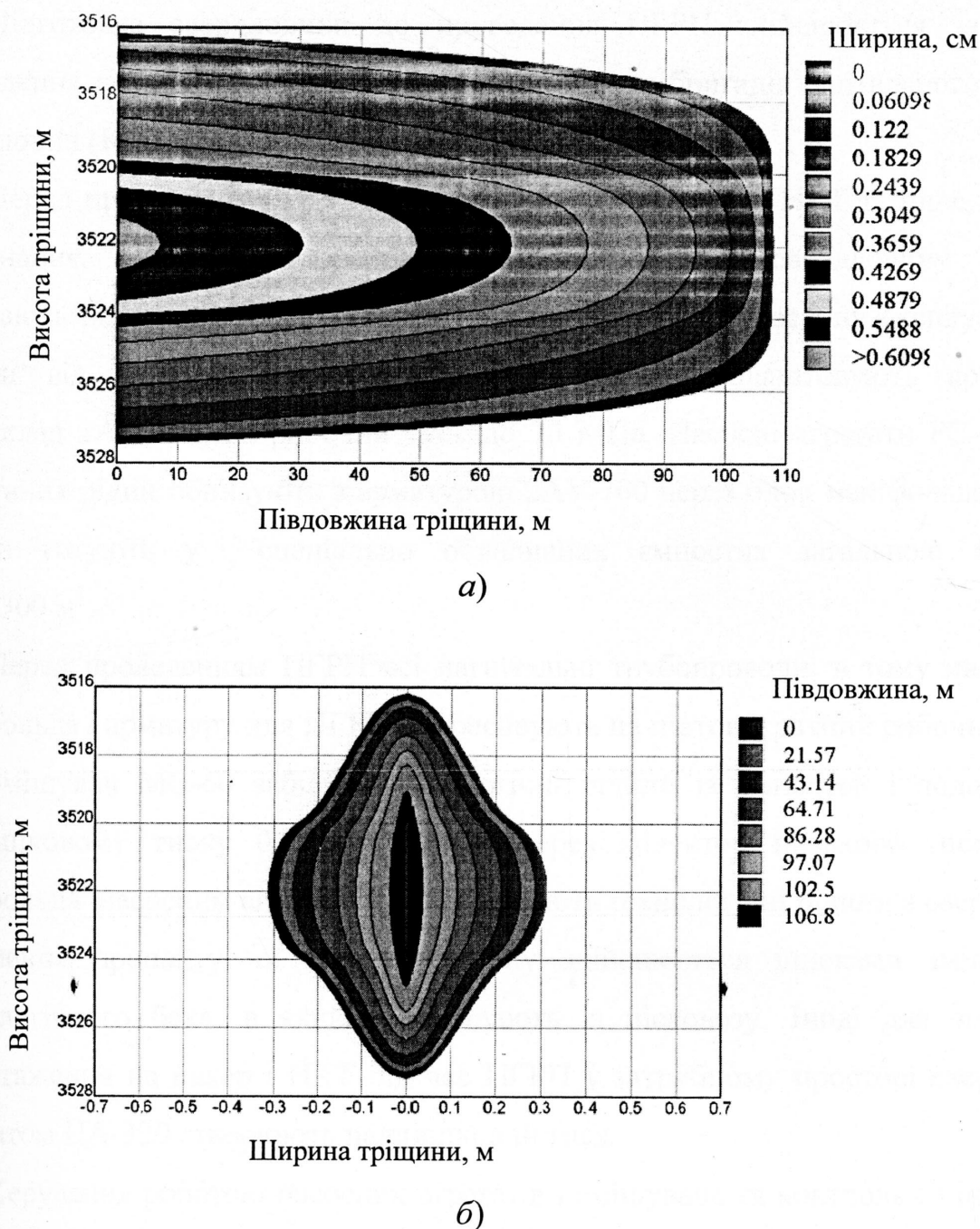


Рис. 1.7. Приклад розрахунку розвитку тріщини під час ПГРП  
 а) – повздожнє січення тріщини, б) – поперечне січення тріщини.

У результаті моделювання отримують зведений графік проведення процесу ПГРП, в якому наведений режим нагнітання рідини, гідравліка процесу.

Під час підготовки свердловини до ПГРП особливу увагу приділяють свердловині, її підземному та наземному обладнанню, спецтехніці для проведення ПГРП.

Підготовка свердловини до проведення ПГРП здійснюється за планом проведення гідророзриву пласта та планом роботи бригади капітального ремонту свердловин (КРС) [96].

Перед проведенням ПГРП із свердловини піднімають НКТ та інше глибинне обладнання, шаблонуєть експлуатаційну колону. У свердловину на НКТ опускають пакер, який відокремлює та захищає верхню частину експлуатаційної колони від високого тиску. Гирло свердловини облаштовують арматурою, наприклад 2АУ-700, на робочий тиск до 70 МПа. Насосні агрегати FC-2251 для нагнітання рідин обв'язують з арматурою 2АУ-700 через блок маніфольда IC-320 . Рідини готують у спеціально обладнаних ємностях загальною місткістю 100 – 300 м<sup>3</sup>.

Перед проведенням ПГРП всі нагнітальні трубопроводи, в тому числі блок-маніфольда і арматуру для ПГРП обпресовують на півторакратний робочий тиск.

Змішувач MC-60 забирає технологічні рідини із ємностей і подає їх при надлишковому тиску 0,3 – 0,6 МПа через колектор низького тиску блока маніфольда насосним агрегатам, які нагнітають технологічні рідини в свердловину. Насипання пропанту чи піску в рідину здійснюється шнеками змішувача з технологічного бака, в який їх засипають із пісковогозу. Іноді для зменшення навантаження на пакер і НКТ під час ПГРП у затрубному просторі свердловини агрегатом ЦА-320 створюють надлишковий тиск.

Керування роботою насосних агрегатів і змішувача та контроль за основними параметрами ПГРП здійснюється зі станції контролю, з'єднаної системою кабелів із давачами витрати, тиску та густини на усті свердловини.

Процес ПГРП розпочинається з перевірки приймальності свердловини з якнайменшої витрати буферної рідини розриву, яку поступово збільшують до

значення, при якому забезпечується закріплення тріщин. Далі нагнітають рідину-пісконосій, переважно з концентрацією піску  $100 - 300 \text{ кг/м}^3$ . На завершення процесу суміш рідини з піском витісняють із свердловини в пласт протискуючою рідиною. Після чого зупиняють подачу рідини і закривають НКТ поки тиск в свердловині не знизиться до атмосферного з метою уникнення зворотного винесення закріплювача з тріщини. Далі піднімають НКТ з пакером і спускають глибинне обладнання для освоєння і експлуатації свердловини.

Рідина розриву пласта за фізико-хімічними властивостями повинна бути [27] сумісною з пластовими флюїдами, повинна не зменшувати проникності породи, мати властивість утримувати пісок, не горіти, бути доступною, недорогою. Тому часто використовують водні розчини ПАР. Рідина-пісконосій повинна бути сумісною з пластовими флюїдами, погано фільтруватися крізь поверхню тріщин, не горіти, бути дешевою.

Для контролю за розкриттям і розвитком тріщини останнім часом в світовій практиці ГРП застосовують теорію К. Нольта [54,113,118,119], використання якої стало можливим тільки після застосування сучасних комп'ютерних засобів контролю процесу за показами давачів.

Згідно з теорією К. Нольта, графічна залежність логарифму чистого тиску розриву від логарифму часу помпування з постійною витратою описує характер розкриття та розвитку тріщини під час ГРП. Величина тиску розриву ("чистого тиску") обчислюється як різниця між вибійним тиском під час гідророзриву і тиском закриття тріщини, тобто:

$$P_{\text{ч.}} = P_{\text{Виб.}} - P_{\text{зкр.}}, \quad (1.1)$$

де  $P_{\text{ч.}}$  – чистий тиск розриву пласта,

$P_{\text{Виб.}}$  – тиск на вибої свердловини,

$P_{\text{зкр.}}$  – тиск закриття тріщини.

Тиск закриття тріщини після зупинки нагнітання визначається за результатами гідродинамічних досліджень чи даними попереднього тестування – МініГРП.

За теорією К. Нольта розвиток тріщини можна контролювати, використовуючи інтенсивність зміни кривої чистого тиску розриву під час проведення ГРП, що визначається значенням тангенса кута нахилу кривої  $\log P_r$  до осі  $\log t$  (рис.1.8).

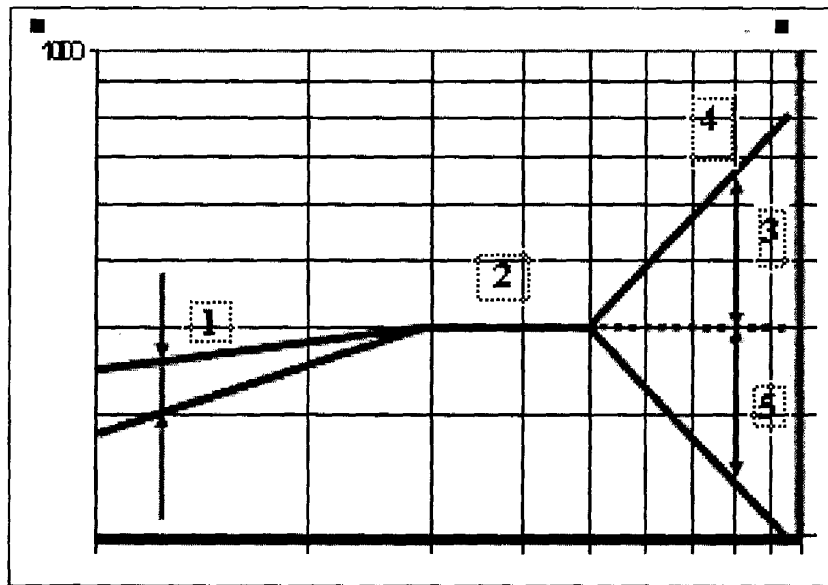


Рис. 1.8. Діаграма типової зміни величини чистого тиску в часі під час проведення ПГРП

При цьому можливі декілька типів ділянок залежності  $P_c = f(t)$ , а саме:

- перший тип – відповідає повільному зростанню  $P_c$ , тобто розвитку тріщини в довжину при обмеженій її висоті;
- другий тип – відповідає незначному зростанню тріщини у висоту або значній фільтрації рідини в пласт;
- третій тип – відповідає повільному росту тріщини у довжину з одночасним її розширенням. Можливе дозаповнення тріщини закріплювачем;

– четвертий тип – швидкий ріст чистого тиску розриву, що вказує на зупинку розвитку тріщини, переважно внаслідок випадання в тріщині закріплювача (піску, пропанту). Тут перекривається переріз вертикальної тріщини на деякій віддалі від гирла або закріплювач випадає в кінці тріщини і вона щільно заповнюється пропантом;

– п'ятий тип – свідчить про швидкий ріст висоти тріщини або розкриття тріщини на контактах продуктивного пласта (в його підощві або покрівлі). Тріщина легко заповнюється закріплювачем.

Отже, використовуючи теорію К. Нольта, можна проектувати процес та інтерпретувати розвиток тріщини під час гідророзриву (рис. 1.9).

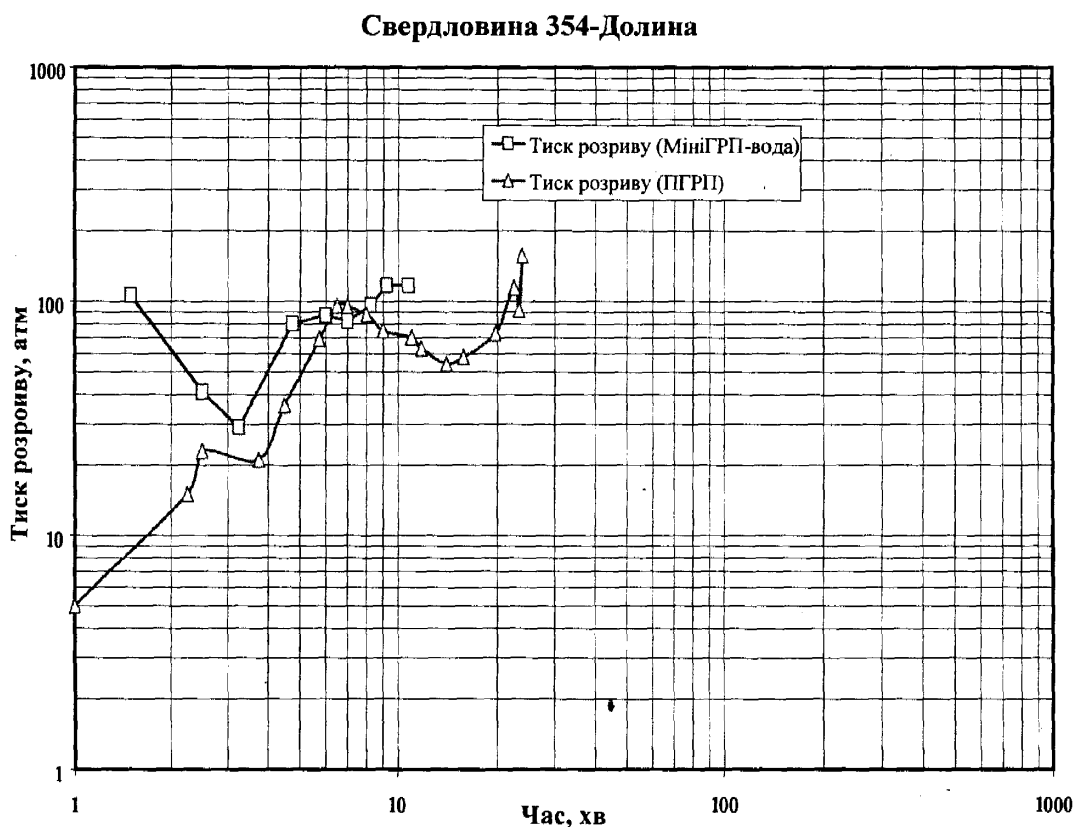


Рис. 1.9. Залежність зміни чистого тиску в часі за результатами проведення процесу ПГРП на свердловині “354-Долина” НГВУ “Долинанафтогаз”

### 1.1.2. Обладнання для проведення потужного гідравлічного розриву пласта

У комплект спецобладнання проведення процесу ПГРП входять три насосні агрегати моделі FC-2251, блок-маніфольда моделі IC-320, змішувач (блендер) моделі MC-60, станція контролю і управління процесом моделі FC-320.

На рис. 1.10 приведена схема обв'язки спеціального обладнання фірми "STEWART & STEVENSON" під час проведення ПГРП.

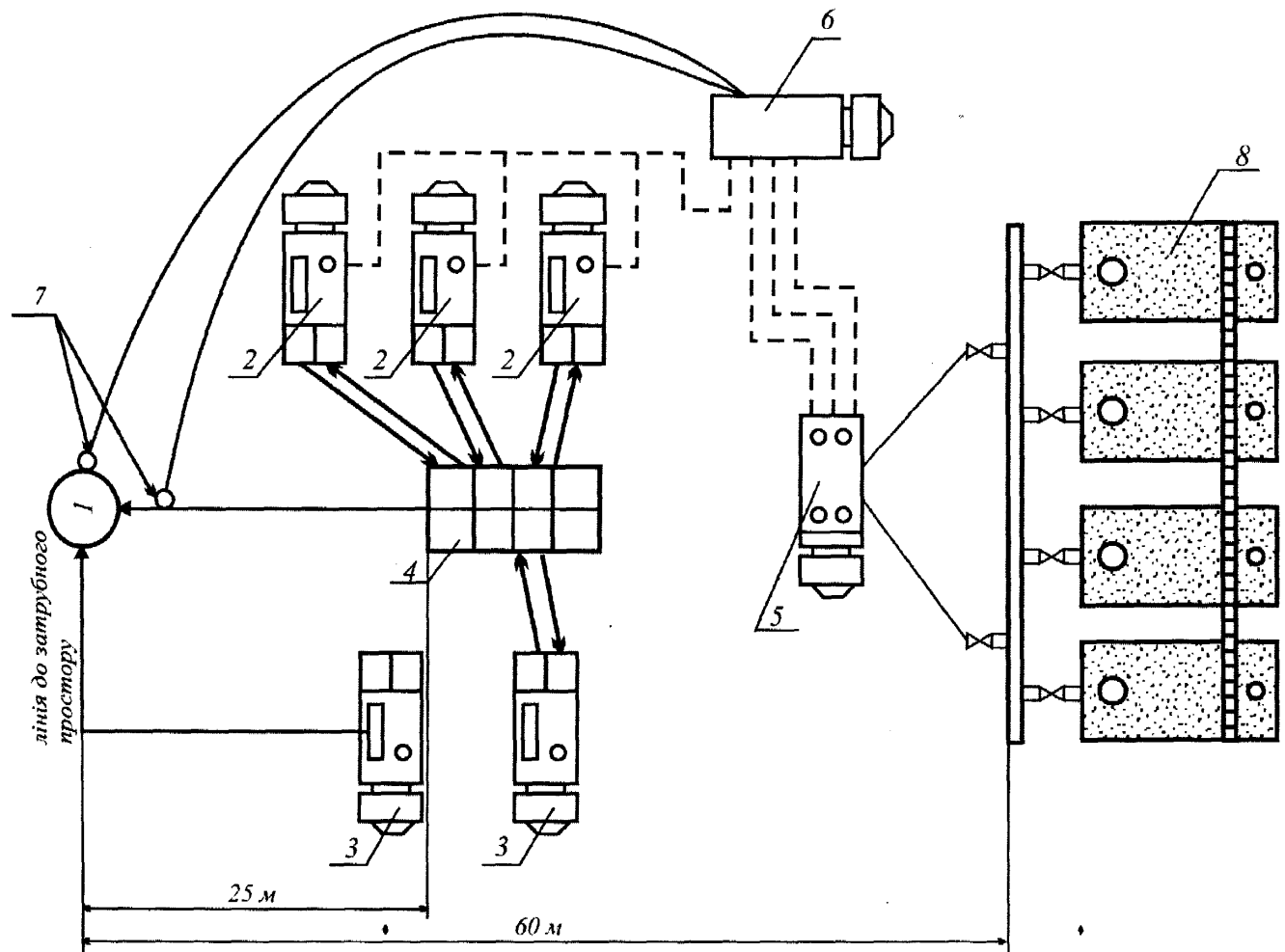


Рис. 1.10. Типова схема розташування спецтехніки для проведення ПГРП

1 – устя свердловини; 2 – насосний агрегат FC-2251; 3 – насосний агрегат АЧФ-1050; 4 – блок маніфольда IC-320; 5 – піскозмішувач MC-60; 6 – станція контролю і керування EC-22; 7 – датчики тиску, витрати і густини; 8 – ємності для рідини розриву застосовуваних для ПГРП.

Насосний агрегат FC-2251 обладнаний двигуном фірми "Детройт дизель" номінальною потужністю 2250 к.с. при 2050 об/хв. та насосом TVS-2000 з

максимальним робочий тиском до 105 МПа. Максимальна витрата насоса становить: 1,03 м<sup>3</sup>/хв. при тиску 80МПа; 1,25 м<sup>3</sup>/хв. при тиску 70 МПа; 1,6 м<sup>3</sup>/хв. при тиску 60 МПа.

Блок маніфольда моделі ІС-320 призначений для під'єднання шести насосних агрегатів до маніфольда низького та високого тиску та з'єднання із свердловиною. Максимальний робочий тиск у маніфольді становить 105 МПа.

Змішувач (блендер) моделі МС-60 дозволяє проводити змішування компонентів робочої рідини з продуктивністю до 9,5 м<sup>3</sup>/хв. і підтримувати потрібний тиск на вході насосних агрегатів. Змішувач оснащений системою автоматичного контролю і управління за витратою і загальним об'ємом рідини, дозуванням хімічних добавок і питомою вагою пульпи а також, підтримання рівня рідини в змішувальній ємності.

Станція контролю і управління процесом моделі ЕС-22АСД (рис.1.11) призначена для запису даних і управління обладнанням. Вона укомплектована контрольними вимірювальними приладами, двома комп'ютерами з сучасним програмним забезпеченням для обробки даних МініГРП, проектування ПГРП та контролю за процесом ПГРП.



Рис. 1.11. Станція контролю і управління процесом моделі ЕС-22АСД



Система збору інформації станції реєструє в часі (через кожні 3 с) до восьми параметрів: тиск в нагнітальному трубопроводі і заколонному просторі, витрата рідини (пульпи), об'єм та густина помпованої рідини та інші.

### *1.1.3. Вимоги до технологічних рідин і матеріалів для проведення ПГРП*

При гідравлічному розриві пласта здійснюється нагнітання рідини в зону продуктивного пласта, внаслідок чого відбувається розкриття природних і утворення нових тріщин. Щоб запобігти змиканню тріщин, вводять в неї тверду фазу (пісок, пропант).

Успішність інтенсифікації нафтогазовидобутку методами гідророзриву пластів значною мірою залежить від властивостей рідини гідророзриву. Функції рідини гідророзриву пов'язані з розкриттям та гідравлічним розширенням тріщин (щілин) гідророзриву та перенесенням (транспортуванням) і розподілом закріплюючого агента (піску, пропанту) в просторі тріщини.

Вивчення проблем створення та регулювання властивостей гелевих рідин гідророзриву висвітлено у працях Джона В.Елі, Ліпна Палмюра, Девіза Маккензі, Рендала Тостера, Джона Гідлея, Д.Нірода, С.Холдіха, Л. Магадової і ін. [1 – 5, 11, 31, 76, 89, 100, 109, 115].

Сьогодні в зарубіжній практиці гідророзриву велику увагу приділяють технологічним рідинам, властивості яких визначають динаміку росту тріщини, переміщення та розподіл у ній закріплювача. Від правильного вибору рідини залежить кінцева довжина закріплення тріщини, її провідність, а також вартість виконання робіт.

Сучасний рівень фізичної хімії, хімії полімерів та виробництва хімічних реагентів дає змогу зарубіжним фахівцям розробляти комплекси рідин і домішки до них практично для всіх можливих геолого-промислових умов [76,86,89]. Американські фірми, практикуючи широке застосування методу гідророзриву, використовують по 10–15 спеціальних технологічних рідин і різних домішок.

Основою для приготування гелевих рідин гідророзриву є вода, нафта або продукти переробки нафти.

Головними компонентами, які необхідні для утворення і регулювання властивостей гелевих систем, є полімер-гелеутворювач, реагент-зшивач, реагент-руйнівник, а також інгібітор набрякання глини (стабілізатор глини), ПАР-деемульгатор, агенти для зменшення втрат тиску на тертя, втрат рідини на фільтрацію в породу, біоциди, регулятори тощо.

Для виявлення можливостей використання того чи іншого типу рідин гідророзриву під час здійснення гідравлічного розриву пластів у конкретних умовах свердловини необхідно виконати комплекс лабораторних досліджень [25,27,36,65].

Важливі функції, які виконує рідина гідророзриву під час ГРП, вимагають здійснення досліджень щодо вивчення факторів, які впливають на зміну в першу чергу її в'язкості.

В'язкість розчину незшитого полімеру при зростанні температури зменшується. Вибором природи реагента зшивача і його кількості можна регулювати зміни в'язкості із впливом зусиль зсуву та температури.

Час від початку утворення полімеру до початку його зшивання регулюють властивості розчину залежно від глибини, температури та швидкості помпування його у свердловину.

Важливою характеристикою для рідин гідророзриву є динамічна в'язкість, яку оцінюють залежно від швидкості зсуву, температури та часу. Оскільки уявна в'язкість передусім для всіх псевдопластичних (неньютонівських) рідин змінюється під час гідророзриву, необхідно передбачати, зокрема на стадії проектування ГРП, зміни уявної в'язкості в залежності від зміни градієнта зсуву. Тому реологічні властивості є визначальними в характеристиці рідин гідророзриву.

Особливим є те, що за однакового складу рідина гідророзриву може мати зовсім різні значення уявної в'язкості, яка залежить від навантажень зсуву. Цей неньютонівський режим значно впливає на тертя рідини в НКТ і в тріщинах, а також на здатність рідини транспортувати розклинюючий агент.

Значну увагу при дослідженні рідин гідророзриву слід звернути на визначення гідравлічних втрат тиску на тертя в НКТ. Це особливо відчутно при високих швидкостях помпування рідини гідророзриву. Втрати тиску на тертя ростуть також із збільшенням концентрації полімеру та в'язкості рідини.

Скорочення втрат тиску на тертя, особливо в НКТ, набуває великого практичного значення, тому що дає змогу передати на вибій свердловини додаткове гідравлічне зусилля, підвищуючи таким чином ефективність операції і знижуючи її собівартість.

Таким чином, перелічені та інші властивості характеризують рідини, які застосовуються під час гідророзриву пластів, а способи регулювання цих властивостей визначаються компонентним складом з урахуванням конкретних умов проведення процесу ПГРП.

Оскільки якість рідини гідророзриву визначає успішність ГРП, ця рідина повинна відповідати наступним вимогам:

- забезпечувати розкриття і розвиток тріщини з ефективною протяжністю, шириною і провідністю;
- зберігати стабільність (агрегативну, термічну, корозійну) впродовж проведення процесу ГРП;
- безпечно транспортувати розклинюючий агент (пісок, пропант) у тріщину;
- фізико-хімічно поєднуватися з породою-колектором і пластовими рідинами (флюїдами);
- характеризуватися низькими гідравлічними втратами на тертя в трубах при помпуванні;
- обмежено фільтруватися в пласт;
- інгібувати набрякання та розмокання глин, забезпечуючи максимальне збереження проникності порід-колекторів і набивок в тріщинах;
- максимально повно руйнуватися після закріплення тріщин з метою їх очищення вилученням застосовуваних рідин з пластів при депресіях, необхідних для освоєння та експлуатації цих пластів;
- бути технологічними (нескладними) у приготуванні;

– містити доступні, недефіцитні, недорогі реагенти та матеріали, застосування яких не суперечить вимогам пожежної безпеки, санітарним нормам, не завдає шкоди екології.

## **1.2. Аналіз існуючих методів і систем контролю за підготовкою та проведенням ПГРП**

### *1.2.1. Аналіз відомих методів та приладів контролю реологічних характеристик технологічних рідин*

Вивчення реологічних характеристик рідин представляє собою дослідження деформації та руху рідини, тобто відношення між напруженням, що покладається на рідину і її переміщенням. Математичні рівняння, що описують відношення між напруженнями та деформацією називають „реологічними рівняннями стану”.

Дослідження реологічних характеристик в'язкопластичних розчинів виконуються за допомогою ротаційних віскозиметрів або капілярних (трубчастих) віскозиметрів [14, 41, 83, 88, 90, 100].

Суть методу дослідження за допомогою капілярного віскозиметра полягає у дослідженні перепаду тиску на кінцях капіляра при прокачуванні рідини при декількох визначених значеннях швидкостей руху та температур. За результатами дослідів з допомогою математичних розрахунків отримують значення реологічних характеристик рідини.

Якщо вважати, що досліджуються стаціонарно-реологічні рідини в віскозиметрі з капілярною трубкою, тобто: потік ламінарний, відсутнє ковзання на стінці, швидкість зсуву в точці  $\gamma$  залежить тільки від динамічного напруження зсуву  $\tau$  в тій же точці, тобто  $\gamma = f(\tau)$ , то зв'язок між витратою рідини в капілярі  $Q$ , довжиною  $L$ , радіусом  $R$  та напруженням зсуву на стінці капіляра  $\tau$  описується таким стаціонарним реологічним рівнянням [100]:

$$\frac{Q}{\pi R^3} = \frac{1}{\tau^3} \int_0^{\tau_0} f(\tau) d\tau, \quad (1.2)$$

де  $f$  – функція, що встановлює зв'язок між напруженням і швидкістю зсуву в залежності від типу рідини.

Однак, застосування цього типу віскозиметрів доцільне при вивченні реологічних властивостей малов'язких досліджуваних рідин при великих швидкостях помпування та вимагає застосування складних дослідних систем та великої об'ємної витрати досліджуваного розчину. Оскільки для ПГРП використовуються високов'язкі гелеві системи, то прокачування їх через капіляри такого віскозиметра буде ускладненим, а також приведе до часткового руйнування структури гелю, що не дозволить моделювати умови руху рідин під час ПГРП.

Найбільшого застосування при визначенні реологічних властивостей неньютонівських високов'язких розчинів отримали ротаційні віскозиметри. Їхніми перевагами є:

- компактність та мала витрата досліджуваної рідини;
- можливість створення в робочому об'ємі майже рівномірного градієнту швидкості зсуву, що полегшує розрахунки реологічних характеристик за вимірюваними під час досліджень величинами і підвищує точність та інтерпретацію вимірювань;
- можливість легко виконувати попереднє переміщення взірця рідини при певному градієнті швидкості зсуву протягом необхідного періоду часу.
- простота підтримання необхідного температурного режиму досліджуваної рідини під час вимірювань та контролю за ним у часі.

Принцип дії ротаційних віскозиметрів оснований на вимірюванні напружень зсуву у контрольованому середовищі, що поміщене між співвісними циліндрами [83]. Мірою напружень зсуву є кут повороту підвісного циліндра навколо своєї осі.

Ці прилади є різновидом віскозиметрів з коаксіальними циліндрами [83 – 85], що дозволяє визначати зміну напруження зсуву при різних швидкостях зсуву. Для проведення досліджень реологічних властивостей рідин при поверхневих умовах використовують наступні ротаційні віскозиметри : СНС-2, ВСН-3, FAN тощо [83,84,88].

Однак необхідність проведення досліджень реологічних властивостей високов'язких технологічних рідин для ПГРП у баротермічних умовах, визначення термостабільності та інших характеристик цих рідин вимагає використання більш складного обладнання.

Можливість зміни температури в діапазоні до 200°C і надлишкового тиску до 14,0 МПа в гільзі із досліджуваною рідиною має віскозиметр ВСМ-2М [ ].

Однак для вирішення задач лабораторних досліджень реологічних властивостей застосовуваних та новорозроблених технологічних рідин для ПГРП необхідна установка, яка б дозволяла проводити дослідження реологічних характеристик в реальному часі для різних процесів (визначення термостабільності, деструкції, зміну реологічних характеристик в залежності від швидкості руху тощо), а також вихідні сигнали якої реєструвалися б персональним комп'ютером.

### *1.2.2. Аналіз відомих систем контролю за проведенням ПГРП*

На перших етапах проведення ПГРП для оцінки розвитку тріщин застосовувався метод індикаторних кривих [48].

Проблемі якісного контролю за проведенням процесу та автоматизованому збору інформації спецтехніки “Stewart & Stevenson” відведене серйозне місце.

Система контролю і управління проведенням ПГРП дислокована на пересувній автоматизованій станції збирання даних і управління (модель ЕС-22 А СД) і на пересувному змішувачі (блендері) моделі МС – 60.

Система оснащена комп'ютерними пристроями з програмним забезпеченням, контрольно-вимірювальними приладами, пультами управління роботою насосних агрегатів, змішувача і засобами зв'язку.

На станції управління здійснюється контроль і управління за проведенням процесу ПГРП в цілому, а на змішувачі – за процесами приготування та подачі технологічних рідин і закріплювача тріщин на насосні агрегати у відповідності з режимами нагнітання в свердловину.

Станція управління оснащена двома комп'ютерами 486 DX з програмним забезпеченням, аналого-цифровим перетворювачем вхідних сигналів, пультом управління насосних агрегатів, а також засобами зв'язку.

У програмне забезпечення входять пакети програм для моделювання і проектування процесу ПГРП, програма (SSLOGO) для збору і обробки інформації і програма контролю і управління роботою змішувача.

Системою кабелів станція управління з'єднана із змішувачем, насосними агрегатами, гирлом свердловини. Сигнали від давачів контрольно-вимірювальних приладів поступають на аналого-цифровий перетворювач, а з нього на комп'ютери, де обробляються і реєструються в режимі реального часу (через кожні 2-4 с).

Дані про чотири основні параметри в процесі ПГРП (тиск нагнітання, сумарну витрату агрегатів, густину пульпи, сумарний об'єм закачуваної рідини) зображуються графічно і в цифровому вигляді на екрані комп'ютера і заносяться в його пам'ять, а ще чотири параметри (число обертів шнека, розрахунковий тиск на вибої, поточний тиск у затрубному просторі, витрату хімреагентів або інші) можна заносити в пам'ять комп'ютера в режимі реального часу і використовувати їх для аналізу процесу ПГРП.

З пульта управління станції здійснюється запуск і зупинка двигунів насосних агрегатів, переключення швидкостей, регулювання числа обертів двигунів і контроль за тиском і витратою рідини кожного агрегату.

У випадку перевищення робочого тиску під час процесу над розрахунковою величиною максимального тиску система управління автоматично зупиняє насосні агрегати.

Дані про основні параметри роботи змішувача – витрату рідини і пульпи, густину пульпи, частоту обертання шнека і інші передаються в комп'ютерні системи станції управління.

Таким чином проблемі контролю за проведенням процесу та автоматизованому збору і обробці інформації спецтехніки “Stewart & Stevenson” відведене серйозне місце. Система контролю спецтехніки “Stewart & Stevenson” забезпечує збір та збереження устьової інформації, а саме: тиск на усті, густина помпова нх рідин, її витрата і об'єм.

Однак під час використання вказаної техніки “Stewart & Stevenson” в Україні для проведення ПГРП часто траплялись випадки, коли, не маючи можливості оцінки поточних вибійних параметрів у свердловині під час проведення процесу (вибійного тиску, тиску розкриття тріщин тощо), внесення оперативних змін у технологію ведення процесу було неможливим, що призводило до аварійних ситуацій та передчасних зупинок процесу.

Для прикладу на рис. 1.13 наведено графіки зміни тиску та витрати на усті під час проведення ПГРП на свердловині “717 – Долина” НГВУ “Долинанафтогаз”.

Контроль проводився за допомогою існуючої системи контролю за проведенням ПГРП спецтехніки. Як видно з рис. 1.13, на початковому етапі процесу між 18 год. 41 хв. і 18 год. 43 хв. відбувся ріст тиску на усті, що означало вроді би зупинку розвитку тріщин.

В подальшому після проведення процесу ПГРП і виконавши вже розрахунок зміни гідравлічних втрат та зміни гідростатичного тиску (рис. 1.14) визначено, що під час витіснення рідини глушіння (якою була заповнена свердловина до проведення процесу) рідиною розриву, відбулося значне збільшення гідравлічних втрат на тертя рідини в НКТ.



Виконавши розрахунок вибійного тиску (в діапазоні часу 0 – 7 хв. від початку проведення ПГРП) вже після закінчення ПГРП з урахуванням гідравлічних втрат, зміни гідростатичних тисків встановлено, що в цей момент відбувся різкий ріст устьового тиску саме за рахунок гідравлічних втрат (рис. 1.15).

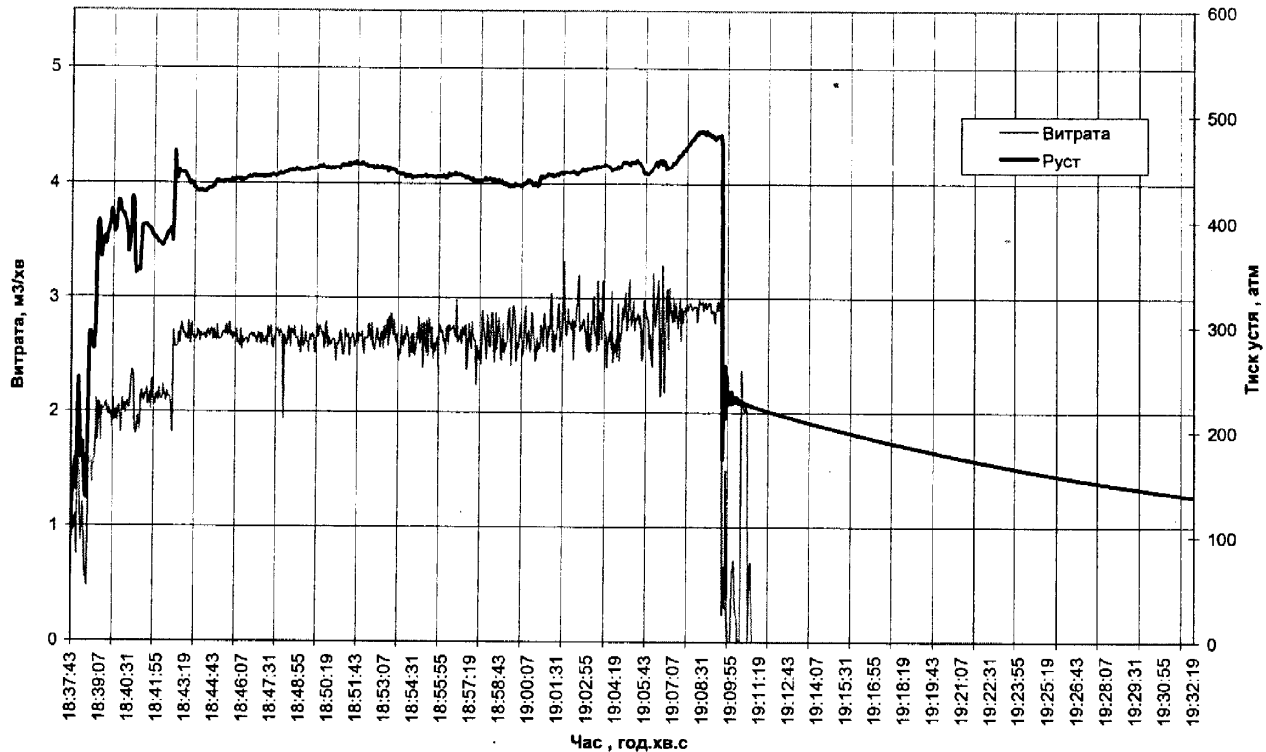


Рис. 1.13. Контроль за проведенням ПГРП на св. "717-Долинська" НГВУ "Долинанафтогаз" існуючою системою спецтехніки "Stewart & Stevenson"

Провівши розрахунок чистого тиску розвитку тріщини за розробленою нами в подальшому методикою (рис.1.16) визначено, що на цьому етапі за теорією К. Нольта [118] тріщина розвивалась п'ятим типом розвитку (рис.1.8).

Таким чином можна відзначити, що зображений на попередньому прикладі (рис.1.13) графік зміни тиску на усті (числові значення зміни цього тиску реєструються існуючою системою контролю спецтехніки) зовсім не відображає вибійних процесів у свердловині під час ПГРП і є неінформативним для технолога, оскільки не враховує гідровтрат в НКТ і призводить до неможливості визначення тиску і моменти розкриття тріщини, що може призвести до аварійної ситуації та передчасної зупинки процесу ПГРП.

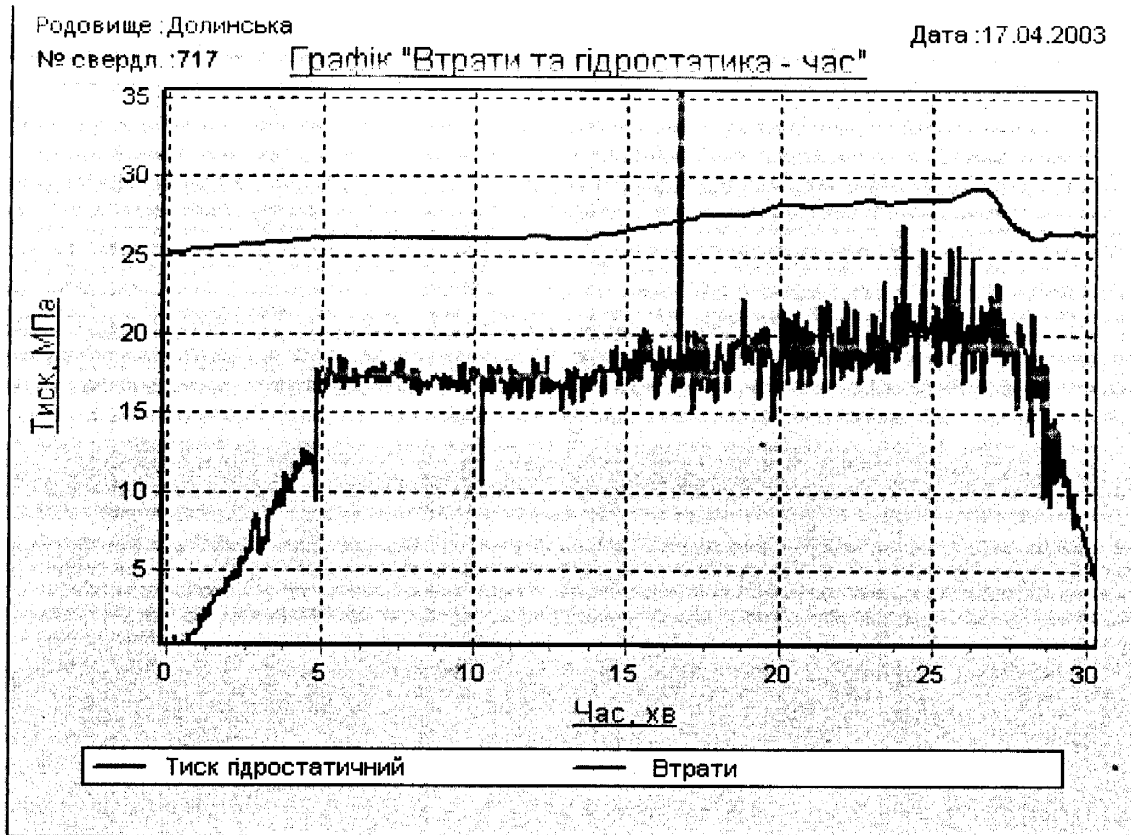


Рис. 1.14. Зміни в часі гідравлічних втрат та гідростатичного тиску під час ПГРП на св. "717-Долинська" НГВУ "Долинанафтогаз"

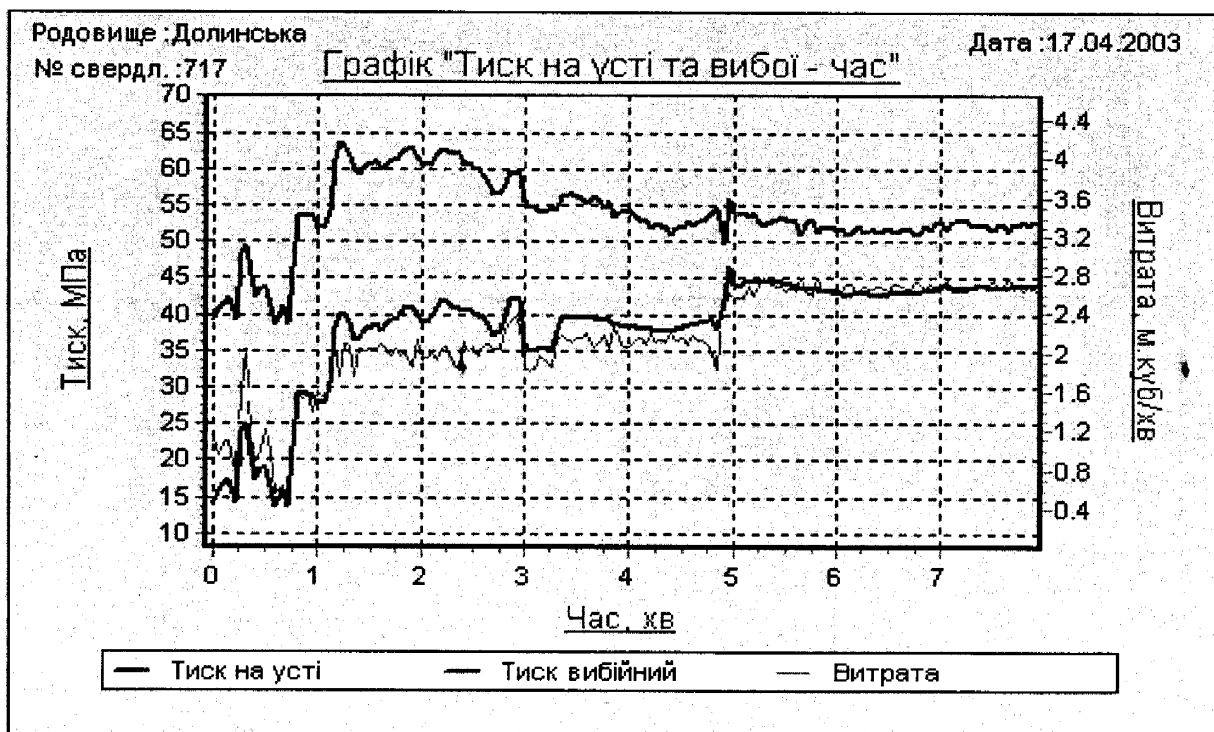


Рис. 1.15. Зміни в часі вибійного тиску та тиску на усті під час ПГРП на св. "717-Долинська" НГВУ "Долинанафтогаз"

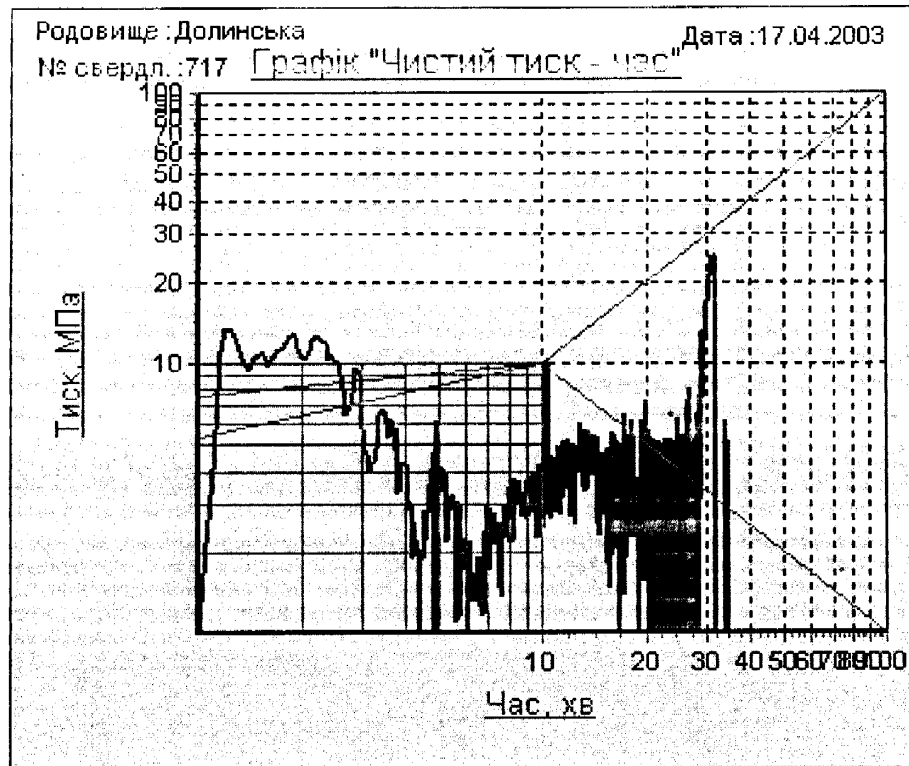


Рис. 1.16. Графік зміни чистого тиску в часі під час ПГРП на св. "717-Долинська"  
 НГВУ "Долинанафтогаз"

### 1.3. Постановка задач досліджень

Для розуміння характеру розвитку тріщин та оперативного коригування технології проведення процесу ПГРП в масштабі реального часу технологу необхідно забезпечити контроль не тільки остьових, але й вибійних параметрів цього процесу.

Таким чином з урахуванням наведеного в п. 1.2 прикладу при проведенні процесів ПГРП з використанням спецтехніки і системи контролю "Stewart & Stevenson" виникло завдання розробки удосконаленої системи контролю за основними параметрами ПГРП.

На рис. 1.17 приведений перелік тих контрольованих параметрів та досліджень, значення яких повинні бути визначеними та виконаними при підготовці і безпосередньому проведенні якісного процесу ПГРП. Серед цих параметрів є ряд таких, які вже контролюються існуючою системою контролю за

проведенням ПГРП спецтехнікою “Stewart & Stevenson” (тиск на усті свердловини, швидкість обертання шнеків, густина рідини розриву, витрата рідини і об’єм запомпованої рідини), і ряд таких, для визначення яких необхідні нові методики і технічні засоби (реологічні властивості технологічних рідин в поверхневих і пластових умовах, тиск на вибої свердловини, гідростатичний тиск, тиск гідровтрат в НКТ, чистий тиск розриву пласта, перепад тиску на пакері). Крім того необхідно розробити систему графічної та цифрової індикації в реальному часі всіх параметрів в процесі проведення ПГРП.

Таким чином, виходячи із вищевказаного, основними задачами досліджень даної дисертаційної роботи, які направлені на підвищення ефективності і надійності процесів ПГРП є такі:

- розробити метод визначення вибійного тиску при проведенні ПГРП з урахуванням параметрів руху технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП, їх фізико-хімічних властивостей, вимірних устьових параметрів і конструктивних особливостей свердловини;

- розробити методики визначення гідравлічних втрат, гідростатичного тиску і перепаду тиску на пакері при русі технологічних рідин у свердловині в процесі проведення ПГРП;

- розробити установку для визначення реологічних властивостей технологічних неньютонівських рідин для проведення ПГРП з урахуванням поверхневих і пластових умов, а також методики оцінки стабільності реологічних властивостей, впливу тиску, температури та концентрації технологічних рідин на ці властивості за допомогою цієї установки;

- розробити систему контролю технологічних параметрів при підготовці та проведенні ПГРП в реальному масштабі часу, а також відповідне програмне забезпечення для її функціонування;

- провести промислові дослідження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП і оцінити її ефективність.

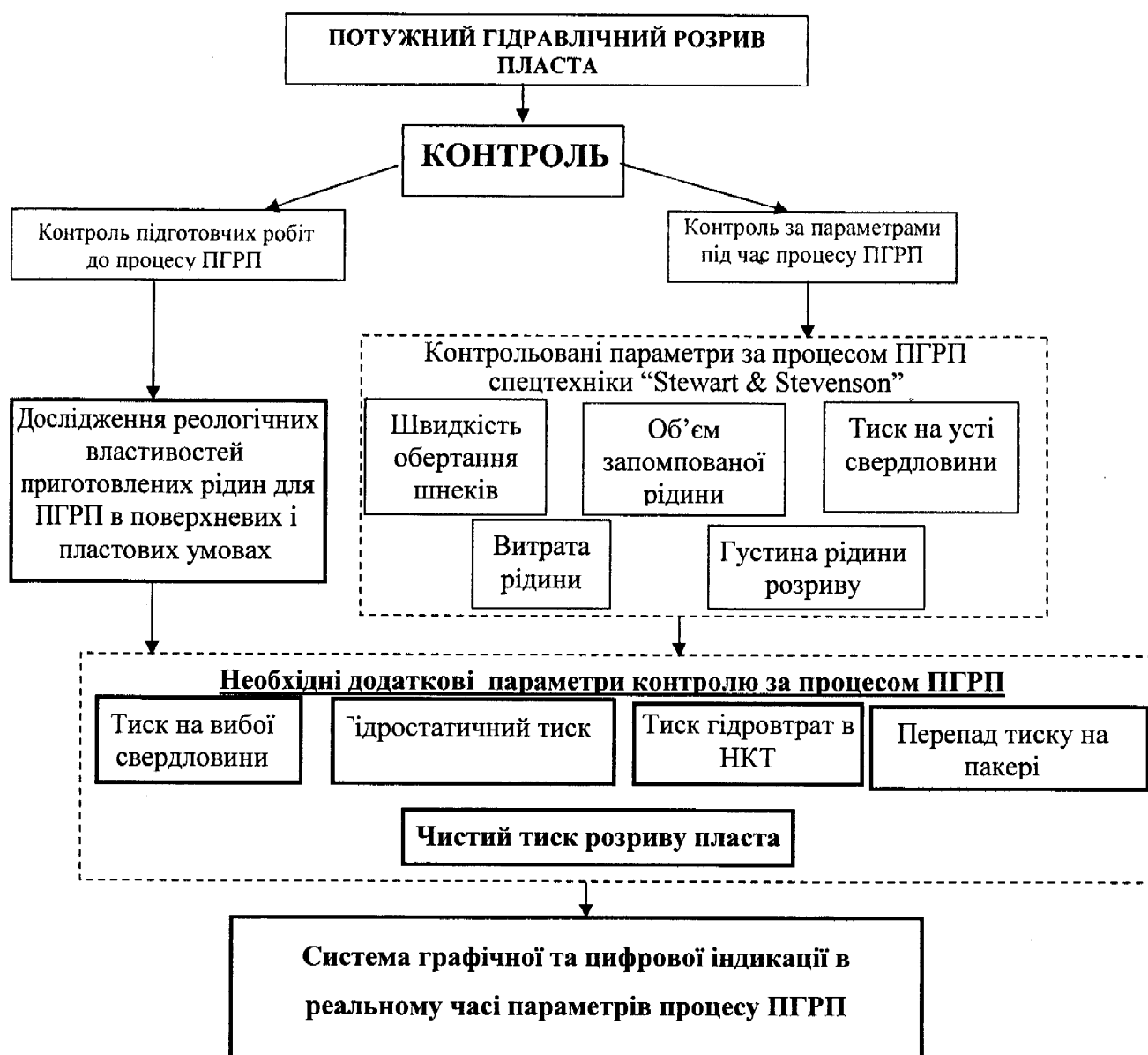


Рис.1.17. Перелік контрольованих параметрів та необхідних досліджень в процесі підготовки та проведення ПГРП

На рис. 1.17 жирним обведені ті блоки, вирішенню яких необхідно в дисертаційній роботі приділити увагу з метою розробки удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРОБКА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП ТА ВИЗНАЧЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ВТРАТ І ГІДРОСТАТИЧНИХ ТИСКІВ

#### 2.1. Розробка методу контролю вибійного тиску

Керування режимами та інтерпретація перебігу процесу ПГРП є ключовими задачами з метою забезпечення високої ефективності ПГРП. Перші спроби в цьому напрямку були зроблені Г. Максимовичом у 1957р. та Д. Кузьмичовим у 1959р. шляхом побудови індикаторних кривих ГРП і кривих зміни коефіцієнта приймальності після проведення процесу. Вказані підходи були розвинуті Ю. Качмаром і застосовані у 1971-1992рр. на Прикарпатті [48,53,61,74,78]. Однак вказані спроби і підходи не дозволяють підвищити точність і надійність визначення фактичного тиску розкриття тріщини.

Тиск розкриття тріщини  $P_{\text{ч}}$  в пласті згідно К. Нольта визначається залежністю (1.1) і залежить від вибійного тиску  $P_{\text{виб.}}$  і тиску закриття тріщини  $P_{\text{зкр.}}$ , який є наперед визначеною величиною на основі відповідних попередньо проведених геологічних досліджень.

Оскільки прямих вимірювань вибійного тиску  $P_{\text{виб.}}$  під час ПГРП не здійснюється, в даній роботі значна увага звернена на розвиток та удосконалення методичних підходів обробки одержаних устьових даних з метою визначення на їх основі вибійного тиску з подальшим розрахунком тиску  $P_{\text{ч}}$ .

В загальному випадку значення вибійного тиску на рівні нижнього кінця НКТ можна визначити за формулою [47]:

$$P_{\text{виб.НКТ}} = P_{\text{уст.}} + P_{\text{гст.}} - P_{\text{втр.}}, \quad (2.1)$$

де  $P_{\text{виб.НКТ}}$  – вибійний тиск на рівні НКТ,

$P_{\text{уст.}}$  – тиск на усті свердловини,

$P_{\text{гст.}}$  – гідростатичний тиск стовпа рідини в НКТ,

$P_{втр.}$  – гідравлічні втрати на тертя в НКТ.

Гідростатичний тиск стовпа рідини  $P_{гст.}$  можна визначити за формулою:

$$P_{гст.} = \rho \times g \times h, \quad (2.2)$$

де  $\rho$  – густина помпованої рідини,

$h$  – висота стовпа рідини,

$g$  – прискорення земного тяжіння.

Під час проведення ПГРП може відбуватися одночасний рух в НКТ свердловини декількох (до чотирьох) типів технологічних рідин різних густин (рис. 2.1).

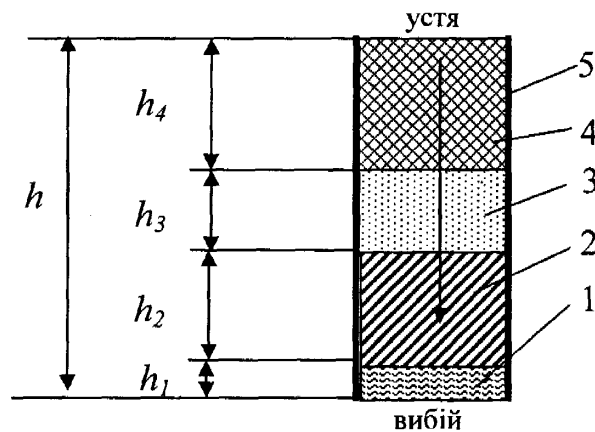


Рис. 2.1. Приклад руху технологічних рідин в НКТ під час проведення ПГРП

- |  |   |
|--|---|
| 1 – рідина глушення густиною $\rho_1$ ;      | $h_1$ – висота стовпа рідини глушення;      |
| 2 – рідина розриву густиною $\rho_2$ ;       | $h_2$ – висота стовпа рідини розриву;       |
| 3 – рідина пісконосій густиною $\rho_3$ ;    | $h_3$ – висота стовпа рідини пісконосія;    |
| 4 – рідина протискування густиною $\rho_4$ ; | $h_4$ – висота стовпа рідини протискування; |
| 5 – насосно-компресорні труби (НКТ);         | $h$ – загальна висота стовпа рідин в НКТ.   |

Звідси загальне значення гідростатичного тиску буде представляти собою суму гідростатичних тисків кожної технологічної рідини з урахуванням висоти стовпа кожної із цих рідин:

$$P_{гст.заг} = P_{гст.1} + P_{гст.2} + P_{гст.3} + P_{гст.4} = (\rho_1 \times h_1 + \rho_2 \times h_2 + \rho_3 \times h_3 + \rho_4 \times h_4) \times g. \quad (2.3)$$

Значення густин технологічних рідин визначають за допомогою давача густини спецтехніки "Stewart & Stivenson".

Гідравлічні втрати тиску на тертя рідини в НКТ можна визначити за формулою:

$$P_{втр.} = P_{град.втр.} \times h, \quad (2.4)$$

де  $P_{град.втр.}$  – градієнт гідравлічних втрат на 1 м довжини НКТ.

Аналогічно, враховуючи одночасний рух декількох рідин в НКТ (рис.2.1), загальне значення гідравлічних втрат тиску на тертя в НКТ опишеться сумою гідровтрат кожної технологічної рідини з урахуванням висоти рухомого стовпа:

$$\begin{aligned} P_{втр.заг.} &= P_{втр.1} + P_{втр.2} + P_{втр.3} + P_{втр.4} = \\ &= (P_{град.втр.1} \times h_1) + (P_{град.втр.2} \times h_2) + (P_{град.втр.3} \times h_3) + (P_{град.втр.4} \times h_4), \end{aligned} \quad (2.5)$$

де  $P_{град.втр.1} - P_{град.втр.4}$  – градієнти гідравлічних втрат відповідних рідин в НКТ.

Оскільки глибина спуску НКТ здебільшого не співпадає з глибиною вибою, знайдемо загальний тиск на вибої – на рівні середини перфораційних отворів.

З практики проведених процесів ПГРП відомо, що втрати на тертя у свердловині від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів із-за малої довжини цього участку у порівнянні із довжиною НКТ є незначними у порівнянні із втратами на тертя по всій довжині НКТ, тому ними можна знехтувати. Тому загальний вибійний тиск на рівні перфораційних отворів буде таким:

$$P_{виб.заг.} = P_{виб.НКТ} + P_{гст.кол.} \quad (2.6)$$

де  $P_{гст.кол.}$  – гідростатичний тиск стовпа рідини у колоні під НКТ, який буде таким:

$$P_{гст.кол.} = \rho^* \times g \times (h_{с.п.} - h), \quad (2.7)$$

$h_{с.п.}$  – загальна висота стовпа рідини до середини перфораційних отворів;

$h$  – висота стовпа рідини в НКТ;

$\rho^*$  – густина рідини, яка знаходиться у свердловині під НКТ.

Враховуючи (2.1 – 2.7), знайдемо загальне значення вибійного тиску на рівні пласта за даними устьових давачів:



$$\begin{aligned}
 P_{\text{виб.заг.}} = & P_{\text{уст.}} + (\rho_1 \times h_1 + \rho_2 \times h_2 + \rho_3 \times h_3 + \rho_4 \times h_4) \times g - \\
 & - ((P_{\text{град.втр.1}} \times h_1) + (P_{\text{град.втр.2}} \times h_2) + (P_{\text{град.втр.3}} \times h_3) + (P_{\text{град.втр.4}} \times h_4)) + \\
 & + \rho^* \times g \times (h_{\text{с.п.}} - h).
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

Аналізуючи отриману залежність (2.8), видно, що розраховувати тиск  $P_{\text{виб.заг.}}$  в певний момент часу можна на основі вимірювань в ці моменти часу безпосередньо на усті свердловини під час проведення ПГРП таких технологічних параметрів: тиску  $P_{\text{уст.}}$ , густин рідин  $\rho_1 \div \rho_4$ , витрати  $Q$ , а також визначених попередньо шляхом додаткових досліджень реологічних параметрів всіх рідин і наперед відомої інформації про  $h$ ,  $h_{\text{с.п.}}$  у свердловині, внутрішній діаметр НКТ. Причому, якщо з розрахунками значень  $h_1 \div h_4$  у відповідні моменти часу процесу ПГРП особливих проблем не буде, то для розрахунків  $P_{\text{град.втр.1}} - P_{\text{град.втр.4}}$  необхідно буде уточнювати режим руху рідин в НКТ в певний момент часу.

## **2.2. Розробка методик і алгоритмів контролю гідравлічних втрат в НКТ в процесі ПГРП**

В процесі аналізу процесу ПГРП були розглянуті [30,41,70,71,82,83] та розроблені декілька можливих методик визначення гідравлічних втрат на тертя технологічних рідин в НКТ [25, 26, 28, 29]. Розглянемо їх детальніше.

### **2.2.1. Визначення гідравлічних втрат по миттєвому зниженні тиску на усті свердловини**

Процес ПГРП завершується протискуванням пульпи рідиною без закріплювача. Найпростіший спосіб визначення гідравлічних втрат полягає у вимірюванні тиску на усті при витраті, яка була на кінець процесу, до і після миттєвого закриття свердловини [59], оскільки в цей момент часу відбувається зупинка нагнітання технологічної рідини і гідравлічні втрати стають рівними нулю.

В такому випадку розрахунок загальних гідровтрат  $P_{втр.заг.}$  може бути здійснений таким чином:

$$P_{втр.заг.} = P_{уст.к} - P_{закр.}, \quad (2.5)$$

де  $P_{уст.к}$  – тиск на усті перед припиненням помпування,

$P_{закр.}$  – тиск на усті після припинення помпування.

На рис.2.2 показано криву зниження тиску на усті свердловини в процесі ПГРП.

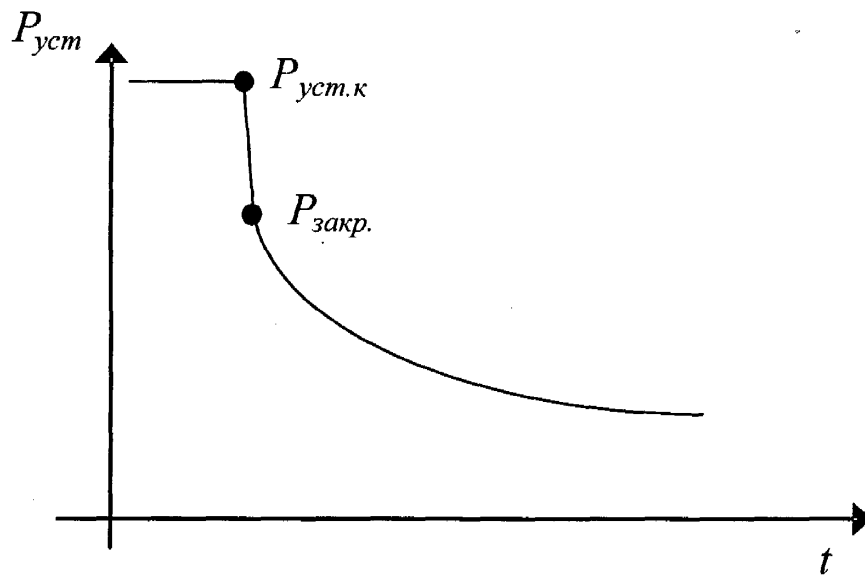


Рис. 2.2. Зниження тиску після закінчення нагнітання рідини при проведенні ПГРП

Миттєве припинення нагнітання в пласт протискуючої рідини супроводжується падінням тиску на усті від значення на кінцевому етапі помпування перед зупинкою  $P_{уст.к}$  до значення тиску після зупинки нагнітання  $P_{закр.}$ .

При використанні такої методики визначається фактичне значення гідровтрат в НКТ. Перевагою такої методики є те, що тиск  $P_{закр.}$ , який відповідає кінцевому тиску розкриття закріпленої тріщини, визначається по виміряному тиску на усті свердловини. Якщо врахувати гідростатичний тиск стовпа всіх рідин у

свердловині на вибої, то таким чином можна визначити вибійний тиск в кінці процесу ПГРП.

На рис. 2.3 приведений приклад визначення гідравлічних втрат тиску на тертя за результатами процесу ПГРП на свердловині “430 – Битків”. Процес проводився з використанням рівномірних НКТ внутрішнім діаметром 73 мм з пакером, спущених до глибини 1798 м. В якості технологічної рідини використовувався полімерно-емульсійний розчин динамічною в’язкістю  $\mu_y=60-65$  МПа·с і статичним напруженням зсуву 120 дПа.

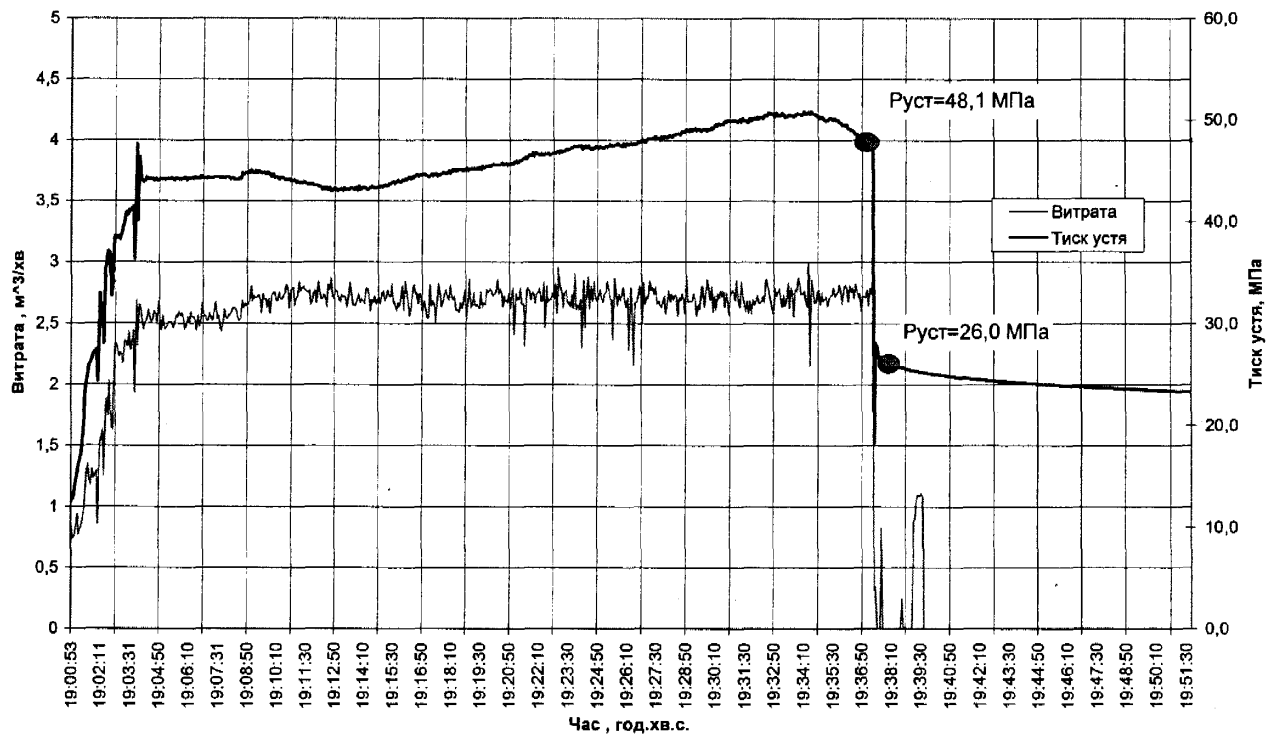


Рис. 2.3. Зміна тиску на усті свердловини “430 – Битків” після її закриття під час проведення процесу ПГРП

Як видно з рис. 2.3, на момент закінчення процесу ПГРП при витраті рідини  $2,6 \text{ м}^3/\text{хв}$  тиск на усті становив 48,1 МПа, а після зупинки помпування знизився до 26,0 МПа. Отже гідравлічні втрати (2.5) складатимуть:

$$P_{\text{втр. заг.}} = P_{\text{уст. к}} - P_{\text{закр.}} = 48,1 - 26,0 = 22,1 \text{ МПа.}$$

З метою визначення втрат на різних витратах технологічних рідин проаналізовано серію процесів ПГРП, які проводились з використанням американського гелю "С001" через НКТ діаметром 73мм. За результатами аналізу побудовано усереднену залежність для передбачення можливих гідравлічних втрат під час проведення ПГРП на етапі його моделювання. Результати аналізу приведені на рис. 2.4.

Але це тільки часткове рішення завдання. Недоліками цього способу є те, що ця методика дає можливість визначення втрат тільки на останньому етапі проведення гідравлічного розриву при конкретному значенні витрати рідини.

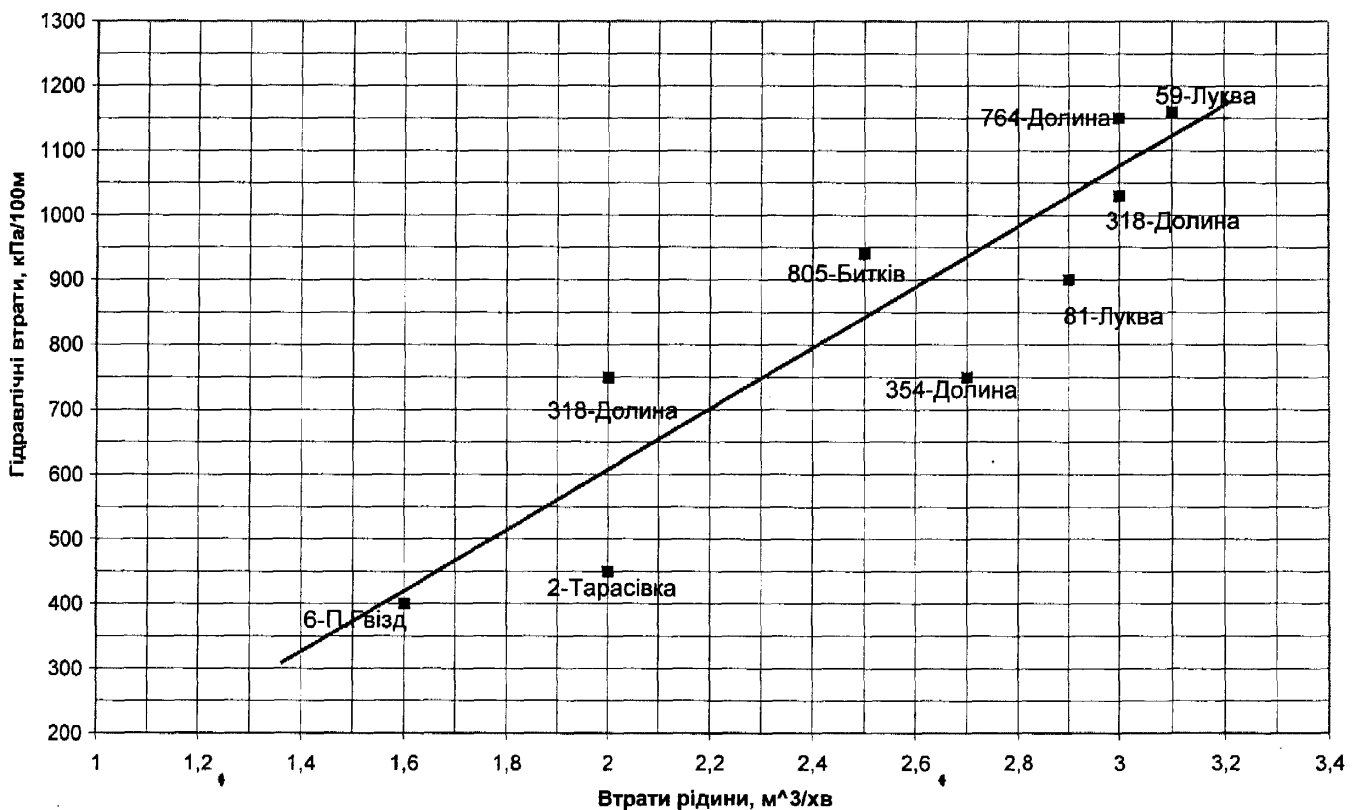


Рис. 2.4. Результати визначення гідравлічних втрат на основі аналізу промислових результатів процесів ПГРП, які проводились з використанням американського гелю "С001" через НКТ діаметром 73 мм на різних свердловинах НГВУ "Долина нафтогаз"

Оскільки гідровтрати визначені тільки для одного значення витрати, то такий спосіб можна використовувати тільки для контролю правильності розрахунку

гідровтрат аналітичними методами. Визначення вибійного тиску в реальному масштабі часу процесу ПГРП на основі такої методики визначення  $P_{втр.заг.}$  технічно реалізувати практично неможливо.

Вказана методика визначення  $P_{втр.заг.}$  буде в подальшому використана в дисертаційній роботі для оцінки достовірності інших методик визначення гідравлічних втрат без пакера, визначення гідравлічних втрат за реологічними властивостями технологічних рідин.

### *2.2.2. Визначення гідравлічних втрат в НКТ свердловини на основі вимірних устьових параметрів при проведенні ПГРП без пакера*

На основі досвіду проведення процесів ПГРП відомо, що застосування додаткового підземного технологічного обладнання (пакер, опресувальні кільця тощо), що є необхідними для проведення ефективного та безпечного процесу ПГРП з урахуванням певних умов свердловин (тиск опресування колони, конструкції свердловини тощо), ускладнює процес ПГРП та підвищує можливість виникнення аварійної ситуації на свердловині.

Тому у випадках, коли умови свердловини дозволяють, процес проводять без застосування вказаного обладнання.

Схема проведення процесу без використання пакера наведена на рис. 2.5.

Для визначення реальних значень загальних гідравлічних втрат  $P_{втр.заг.}$  нами розроблено спосіб оцінки цих втрат за фактичними даними ПГРП, які проводились без пакера [26], а саме – за значеннями устьового та затрубного тисків на свердловині під час ПГРП, вимірними давачами спецтехніки "Stewart & Stivenson".

Для цього на основі бази даних проведеного процесу ПГРП виділяють ділянки стабільної витрати при помпуванні певного типу технологічної рідини з метою визначення фактичного значення гідровтрат  $P_{втр.заг.}$  при певній витраті.

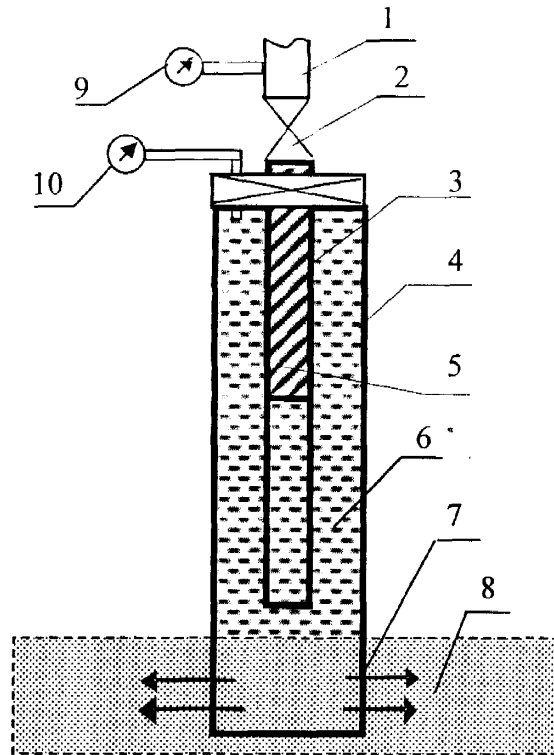


Рис.2.5. Схема проведення процесу ПГРП без пакера

- |                                    |  |
|------------------------------------|--|
| 1 – нагнітальна лінія спецтехніки; | 5 – рідина глушіння;                     |
| 2 – устьова засувка;               | 7 – перфораційні отвори;                 |
| 2 – НКТ;                           | 8 – продуктивний пласт;                  |
| 3 – експлуатаційна колона;         | 9 – датчик тиску в ліфті;                |
| 4 – рідина розриву;                | 10 – датчик тиску в затрубному просторі. |

На цих ділянках процесу ПГРП на основі бази даних визначають значення устьового та затрубного тисків ( $P_{уст.}$ ,  $P_{затр.}$ ).

Крім цього визначають різницю гідростатичних тисків  $P_{різн.гст.}$ , утворену за рахунок різних питомих густин рідин, що знаходяться у ліфті та у затрубному просторі свердловини:

$$P_{різн.гст.} = (P_{гст.з} - P_{гст.л}), \quad (2.6)$$

де  $P_{гст.з} = \rho_з \times g \times h_з$  – значення гідростатичного тиску зі сторони затрубу свердловини;

$P_{гст.л} = \rho_л \times g \times h_л$  – значення гідростатичного тиску зі сторони ліфта;

$h_3, h_n$  – висота стовпа рідин в затрубному просторі та ліфті свердловини відповідно;

$\rho_3, \rho_n$  – густина рідини в ліфті та затрубному просторі відповідно.

Звідси миттєві втрати тиску на тертя можна визначити таким чином:

$$P_{втр.заг.} = P_{уст.} - P_{затр.} - P_{різн.гст.} \quad (2.7)$$

де  $P_{уст.}$  – значення устєвого тиску,

$P_{затр.}$  – значення затрубного тиску,

$P_{різн.гст.}$  – значення різниці гідростатичних тисків згідно (2.6).

Для прикладу розглянемо процес проведення ПГРП на свердловині “76-Бугруватівська” НГВУ “Охтирканафтогаз”. Перед проведенням процесу в свердловину спушено на НКТ діаметром 89 мм пакер, який після нагнітання 6 м<sup>3</sup> пульпи “пропустив”. Причому встановився повний гідравлічний зв'язок між ліфтом і затрубним простором свердловини. Процес ПГРП не зупинили, а продовжили нагнітання пульпи при закритому затрубному просторі з постійним вимірюванням тисків на усті та у затрубному просторі свердловини. Під час нагнітання пульпи тиск на агрегатах був в межах 30–33 МПа, а тиск в затрубному просторі – 19-20 МПа. Концентрацію закріплювача в технологічній рідині поступово збільшували від 150 кг/м<sup>3</sup> до 350 кг/м<sup>3</sup>. Всього було запомповано 24 м<sup>3</sup> пульпи та 6т пропанту. Протискування в пласт здійснили нагнітанням 18,8 м<sup>3</sup> рідини при витраті 2,6-2,8 м<sup>3</sup>/хв. Під час продавки тиск на агрегаті поступово збільшувався з 33 МПа до 42,8 МПа. В кінці продавки тиск в затрубному просторі підвищився з 21 МПа до 26 МПа, а після зупинки продавки закріплювача цей тиск становив 3 МПа.

На рис. 2.6, а відображено динаміку руху технологічних рідин та розбивку процесу ПГРП на основні етапи, а саме:

1 етап – помпування рідини розриву, при якому одночасно виконується падіння стовпа рідини глушіння та ріст стовпа рідини розриву;

2 етап – повне заповнення рідиною розриву та протискування її в пласт;

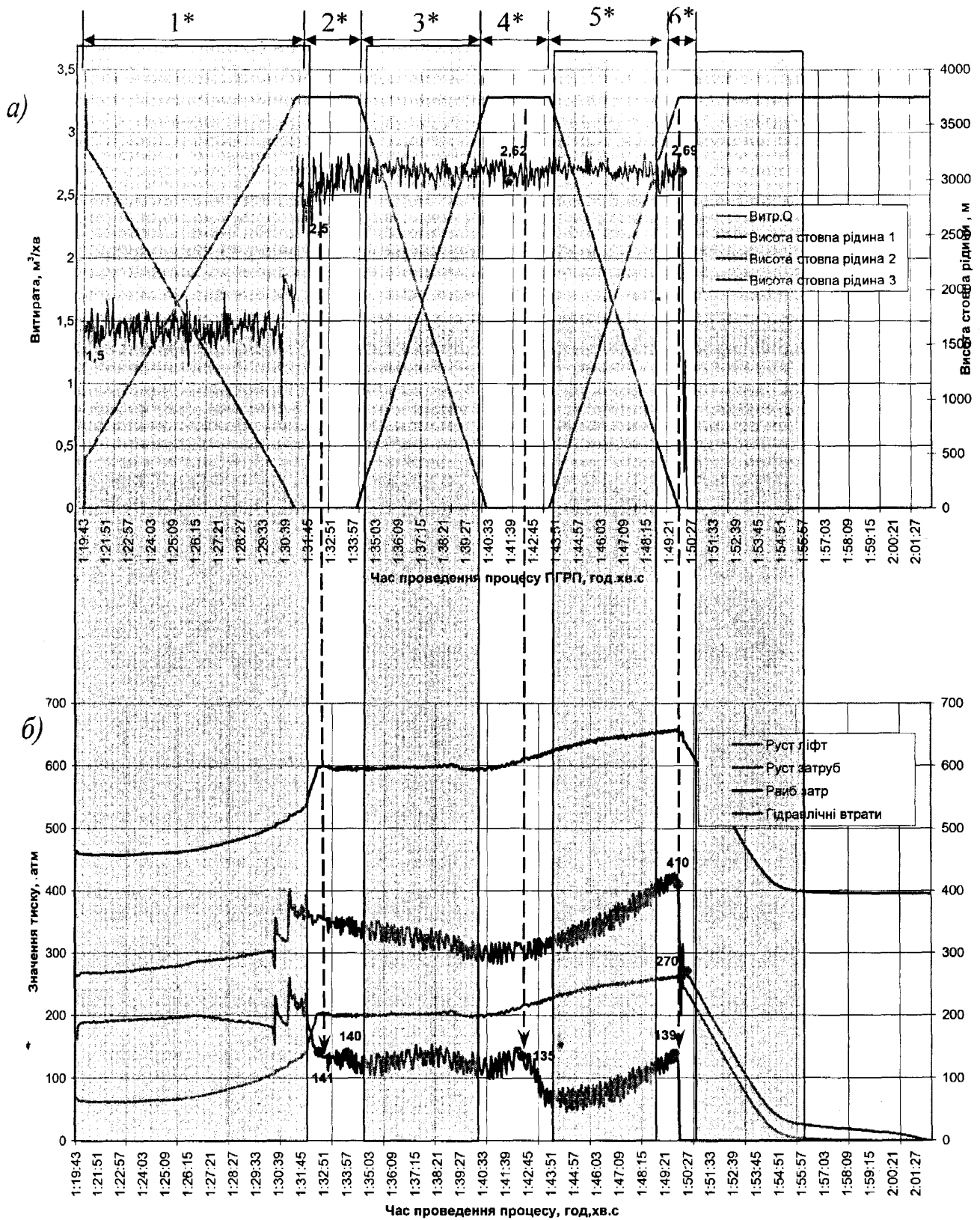


Рис. 2.6. Визначення гідравлічних втрат за фактичними даними процесу ПГРП, що проводились без пакера на свердловині “76-Бугруватівська”  
1\*÷6\* – номери етапів pompування різних технологічних рідин.



3 етап – помпування рідини з закріплювачем з одночасним падінням стовпа рідини розриву та ріст стовпа рідини пісконосія;

4 етап – повне заповнення стовбура рідиною пісконосієм;

5 етап – протискування закріплювача у пласт, що відзначається падінням стовпа пісконосія та ростом стовпа протискуючої рідини;

6 етап – повне витіснення рідини пісконосія та закінчення процесу ПГРП.

Треба відзначити, що для зменшення загальної похибки необхідно по можливості не проводити визначення  $P_{гст.л}$  при перебуванні у ліфті різних рідин, що приведе до неточного визначення  $P_{гст.л}$ . Тому необхідно вибирати такі етапи процесу ПГРП, при яких немає перехідних режимів зміни рідин та, по можливості, коли стовбур ліфта заповнений однією технологічною рідиною. В нашому випадку це етапи № 2, 4, 6.

Виконавши розрахунок згідно (2.7), знаходимо значення гідравлічних втрат тиску на тертя в діапазоні помпованих витрат. В результаті отримаємо, що гідравлічні втрати на етапі закінчення процесу ПГРП склали 13,9 МПа (рис.2.4, б).

З метою оцінки достовірності розрахованих результатів гідравлічних втрат за даною методикою, виконано порівняння отриманих значень з методикою визначення цих втрат за методикою миттєвого зниження тиску згідно (2.5):

$$P_{втр.зак.} = 41,0 - 27,0 = 14,0 \text{ МПа.}$$

Отже розходження результатів розрахунків становить 0,5%, що дозволяє подальше застосування розрахунку гідравлічних втрат за методикою їх визначення при проведенні ПГРП без пакера.

Оцінюючи описану методику розрахунку, можна зробити висновок, що її перевагою є можливість визначення гідравлічних втрат на різних режимах процесу, виконавши аналіз лише після проведення процесу ПГРП.

Недоліком є те, що вказана методика описує визначення гідравлічних втрат тільки для процесу ПГРП без пакера на основі аналізу даних проведення процесу. Однак застосування такої методики для розрахунку гідравлічних втрат в реальному масштабі часу проведення процесу ПГРП є неможливим, тому може

застосовуватись для перевірки інших методик розрахунків втрат, що буде в подальшому використано.

### 2.2.3. Визначення гідравлічних втрат за допомогою емпіричних залежностей

Для вирішення поставленого завдання в реальному масштабі часу нами запропоновано здійснювати визначення гідравлічних втрат на основі емпіричних залежностей, які отримані в результаті обробки фактичних результатів ряду проведених ПГРП.

Оскільки під час проведення ПГРП використовуються неньютонівські рідини, реологічні характеристики яких описуються степеневим законом, виконано степеневу апроксимацію розрахованих градієнтів гідравлічних втрат на НКТ різних внутрішніх діаметрів при різних витратах рідин, обчислених на основі промислових даних проведених процесів ПГРП без пакера.

В результаті на основі розрахованих значень градієнта гідровтрат на 100 м НКТ при відповідних витратах певних рідин отримано апроксимаційну залежність такого виду [24]:

$$P_{втр.} = a \times Q^b, \quad (2.8)$$

де  $P_{втр.}$  – розраховане значення градієнта гідровтрат на 100 м НКТ, МПа;

$a, b$  – коефіцієнти, розраховані за програмою апроксимації;

$Q$  – витрата, м<sup>3</sup>/хв.

Таким чином, створено базу рівнянь для визначення градієнта гідровтрат тиску на тертя на кожні 100 м НКТ відповідної рідини (табл. 2.1, рис. 2.7).

Маючи згідно табл. 2.1 відповідні рівняння для визначення градієнтів гідровтрат на 100 м НКТ певних рідин, вказаних в табл. 1, і для НКТ відповідного розміру, можна використати ці рівняння для розрахунків гідровтрат для інших свердловин, де використовуються такі ж рідини з діапазоном витрат згідно табл. 2.1 і де діаметр НКТ відповідає вказаним у табл. 2.1.

**База емпіричних рівнянь визначення гідравлічні втрат по НКТ для різних рідин**

Тип рідини	Марка або параметр густини	Діаметр НКТ, мм		Свердловина №	Діапазон витрат м <sup>3</sup> /хв	Рівняння для визначення градієнта гідровтрат на кожні 100 м НКТ
Вода пласт.	1.07 г/см <sup>3</sup>		89	76-Бугриватівська	(0,8-1,1)	210,633689Q <sup>1.544</sup>
Вода пласт.	1.07 г/см <sup>3</sup>	73		78-Бугриватівська	(0,8-1,5)	497,691542Q <sup>1.577</sup>
Гель	С001*		89	76-Бугриватівська	(1,5-2,8)	31,619121Q <sup>2.599</sup>
Гель	С001*	73		78-Бугриватівська	(1,1-3)	158,504779Q <sup>1.899</sup>
Водний р-н Поліакриламід	0.2 % ПАА		89	800-Шебелінка	(2.1-3.0)	122,93703Q <sup>1.434</sup>
Нафтовий гель	С003**		89	800-Шебелінка	(1.38-2.22)	260,456714Q <sup>0.923</sup>
Емульсія	ПЕМ-1	73		360-Битківська	(2.62-3.06)	678,011489Q <sup>0.692</sup>

- С001 - водний гель, WGA 40 #; \*\* - С003 - вуглеводневий гель HGA 40 #.

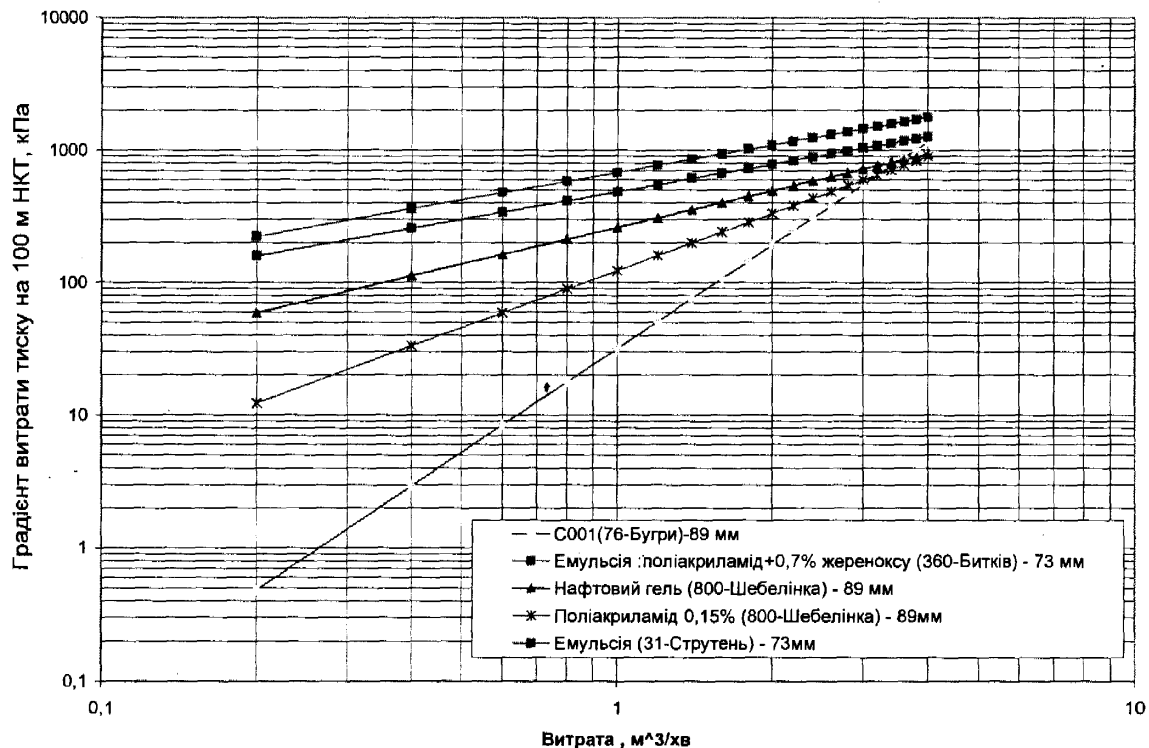


Рис. 2.7. Залежність градієнта гідравлічних втрат на 100 м НКТ від витрати для різних типів рідин, розрахованих за емпіричними рівняннями згідно табл. 2.1

Проаналізувавши середні відхилення розрахованих за такими рівняннями градієнтів гідровтрат з реальними гідровтратами у вказаних свердловинах, встановлено, що максимальне значення відносної похибки розрахунку втрат тиску за емпіричними залежностями при малих витратах ( $0-0,9 \text{ м}^3/\text{хв}$ ) становить 15%, а в діапазоні витрат  $1-3 \text{ м}^3/\text{хв}$  – 5%. Такі результати визначення гідровтрат при певних умовах проведення ПГРП вважаються задовільними.

Виконано промислову апробацію вищевказаної методики розрахунку гідравлічних втрат в реальних умовах проведення ПГРП.

За результатами апробації методики зроблено наступні висновки :

– перевагою вказаної методики є можливість визначення гідравлічних втрат в реальному масштабі часу проведення процесу ПГРП;

– методика є придатною але недостатньо точною для використання, оскільки при промисловому приготуванні технологічних рідин реологічні властивості навіть одного типу рідини змінюються залежно від умов та технології приготування, що ускладнює ідентифікацію типу рідини відносно залежності;

– при подальшому заповненні бази емпіричних залежностей визначення гідравлічних втрат та побудові номограм гідровтрат відносно типових технологічних рідин процесів втрат вказаний метод доцільно застосовувати для процесів, що проводяться без станції контролю (кислотний ГРП, ГРП без закріплення тріщин).

### **2.3. Розробка методики і алгоритму визначення градієнту гідравлічних втрат на тертя в трубах на основі реологічних характеристик помпованих рідин**

Аналіз вищевказаних методик визначення гідравлічних втрат на тертя в НКТ при русі технологічних рідин при проведенні ПГРП дозволяє зробити висновок [29, 39], що вони є дієвими для наближеної оцінки втрат тиску на тертя в НКТ, але не враховують реальних реологічних властивостей рідин, що є визначальними при визначенні реальних гідравлічних втрат. З практики проведення ПГРП

відомо, що реологічні властивості рідин, навіть одного типу, залежно від якості реагентів та технології приготування значно відрізняються, що приводить до суттєвих похибок при визначенні гідровтрат. Ця особливість ускладнює використання описаних вище методик контролю гідровтрат і вимагає розробки методики, яка враховувала б реальні реологічні властивості pompованих рідин.

### *2.3.1. Реологічні характеристики неньютонівських рідин*

Реологічні характеристики неньютонівських рідин представляють собою результати дослідження деформації та руху цих рідин, тобто залежність між напруженням та деформацією, що виникають в досліджуваній рідині [29, 39]. Математичні рівняння, що описують залежності між напруженнями та деформацією називають реологічними рівняннями стану.

Однією з цілей дослідження реологічних характеристик технологічних рідин, що використовуються при ПГРП, є математичне відображення отриманих залежностей таким чином, щоб дані, отримані за допомогою лабораторних приладів, могли бути узагальнені і використані для моделювання процесу ПГРП [2, 30, 31, 36].

Для правильної оцінки гідравлічних втрат, що виникають при русі рідини, необхідно встановити закони внутрішнього тертя рідини і вивчити механізм самого руху рідини.

Основною причиною виникнення внутрішнього тертя є властивість реальних рідин створювати опір дотичним зусиллям.

Оскільки для проведення ПГРП в якості технологічних рідин використовуються високов'язкі в'язкопластичні неньютонівські рідини, для яких швидкість зсуву  $\dot{\gamma}$  в кожній точці є функцією тільки динамічного напруження зсуву  $\tau$  в цій точці [14, 17, 29], то зупинимося детальніше на визначенні реологічних характеристик неньютонівських рідин.

У таких випадках частинки дисперсної фази зв'язані між собою в сітчастий каркас, а дисперсійне середовище замикається в проміжках між ними [30]. Таким

чином, одержують еластичні системи, які мають структуровану коагуляційну структуру і характеризуються високою несучою здатністю та невисокою фільтратовіддачею. Ці рідини є неньютонівськими псевдопластичними рідинами, які характеризуються високою динамічною в'язкістю, здатною змінюватись залежно від швидкості зсуву і температури. Позитивним є здатність таких рідин до зростання їх в'язкості при невеликих швидкостях зсуву, які мають місце в тріщині, і зниження при великих швидкостях зсуву в НКТ, що сприяє зменшенню гідравлічних втрат під час руху до пласта.

Системи такого типу можуть бути описані реологічним рівнянням виду [31, 41]:

$$\gamma = f(\tau). \quad (2.9)$$

Графік залежності динамічного напруження зсуву  $\tau$  і швидкості зсуву  $\gamma$  в логарифмічних координатах є лінійним з тангенсом кута нахилу в діапазоні від 0 до 1.

Для опису можна встановити емпіричну функціональну залежність у вигляді степеневого закону, запропонованого Освальдом і удосконаленого Рейнером [121]:

$$\tau = k\gamma^n, \quad (2.10)$$

де  $\gamma = \left(\frac{3n+1}{4}\right) \frac{4Q}{\pi R^3}$  – швидкість зсуву,  $\text{с}^{-1}$ ;

$\tau$  – динамічне напруження зсуву, МПа;

$R$  – радіус капіляра, м;

$Q$  – витрата рідини,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$k$  – коефіцієнт консистентності,  $\text{МПа}\cdot\text{с}^{-n}$ . Чим більшою є в'язкість рідини, тим більшим є значення  $k$ ;

$n$  – індекс поведінки неньютонівської рідини. Чим більше  $n$  відрізняється від 1, тим сильнішими є неньютонівські властивості рідини.

В багатьох випадках  $n$  є постійним в досить широких діапазонах зміни  $\gamma$ .

Динамічна в'язкість  $\mu$ , розраховується за такою формулою [100, 109, 121]:

$$\mu_y = \frac{\tau}{\gamma} = k\gamma^{n-1} \quad (2.11)$$

Фізичне тлумачення псевдопластичності пояснюється тим, що із збільшенням швидкості зсуву  $\gamma$  асиметричні частинки чи молекули неньютонівської рідини поступово орієнтуються в потоці. Молекули замість хаотичних рухів, які вони роблять в стані спокою рідини, своїми більшими осями, орієнтуються вздовж напрямку потоку. Тобто, динамічна в'язкість  $\mu_y$  зменшується з ростом швидкості зсуву до тих пір, поки зберігається можливість подальшого орієнтування частинок вздовж ліній потоку, а далі крива руху стає лінійною.

*2.3.2. Розробка методики визначення гідравлічних втрат в НКТ з урахуванням реальних реологічних параметрів рідин і швидкостей їх руху*

Отже, як вище відзначено, поставлено завдання розробити методику розрахунку гідравлічних втрат в НКТ при проведенні ПГРП з урахуванням реальних реологічних властивостей рідин.

Для вирішення цього завдання розроблена методика розрахунку градієнту втрат тиску на тертя [109] за відомими реологічними показниками.

Суть цієї методики полягає в наступному.

Розчини, циркулюючи з різними швидкостями, можуть рухатись при цьому в декількох режимах. В загальному випадку виділяють два режими руху: ламінарний і турбулентний. Для визначення режимів руху рідин по НКТ знаходять число Рейнольдса  $Re$  [104, 105, 109]:

$$Re = \frac{(V \times d \times \rho)}{(\mu_y \times ((3n+1)/4n)^n)}, \quad (2.12)$$

де  $V$  – швидкість руху в трубі (НКТ),

$d$  – внутрішній діаметр труб,

$\rho$  – густина рідини.

Швидкість руху рідини в НКТ  $V$  визначається як відношення поточної витрати  $Q$  до площі поперечного перерізу труби  $F$ , тобто

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{0,785d^2}. \quad (2.13)$$

Швидкість зсуву рідини в НКТ  $\gamma$  (відношення різниці швидкостей між шарами рідини до відстані між ними) визначають за формулою (2.10).

Величина  $n$  – це міра відхилення характеристик неньютонівської рідини від ньютонівської ( $n \leq 1$ ). Якщо  $n = 1$ , то рідина є ньютонівською і графік зміни її динамічної в'язкості від швидкості зсуву буде прямою горизонтальною лінією.

Залежно від властивостей рідини умови її руху поділяють на:

- 1) умови руху для ньютонівських рідин,
- 2) умови руху для неньютонівських рідин.

У першому випадку визначення режиму руху відбувається за такими умовами:

$Re < 2100$  (ламінальний потік),

$Re > 2900$  (турбулентний потік),

$2100 \leq Re \leq 2900$  (перехідний режим).

Для неньютонівських рідин, які мають місце при ПГРП, вибір режиму є таким:

$Re < 50$  – ламінальний режим,

$50 \leq Re < 750$  – перехідний режим,

$Re \geq 750$  – турбулентний режим.

Для розрахунку градієнту втрат тиску на тертя  $P_p/L$  необхідно визначити коефіцієнт тертя рідини  $f$  в НКТ. Його знаходять [109] відповідно до режиму руху наступним чином:

а) ламінальний потік  $f = \frac{16}{Re}; \quad (2.14)$

б) турбулентний потік  $f = \frac{a}{Re^b}; \quad (2.15)$



$$\text{де } a = \frac{(\log n + 3,93)}{50}, \quad b = \frac{(1,75 - \log n)}{7};$$

в) перехідний режим

$$f = \left[ \frac{Re - 2100}{800} \right] \times \left[ \frac{a}{2900^b} - \frac{16}{2100} \right] + \frac{16}{2100}. \quad (2.16)$$

Визначивши режим руху рідини та коефіцієнт тертя рідини  $f$  градієнт втрат тиску  $P_{впр}/L$  в кПа/м визначають згідно рівняння Фенінга [109]:

$$\frac{P_{впр}}{L} = f \times 0,002 \times V^2 \times \frac{\rho}{d}, \quad (2.17)$$

Виконавши розрахунки за викладеною вище методикою для американських рідин з відомими реологічними характеристиками, що надані фірмою виробником, та порівнявши їх з розрахунками гідровтрат визначених моделюванням на основі реальних даних проведеного процесу ПГРП за допомогою програми MFrac-II [117], отримали, що розроблена і описана вище методика описує характер руху рідини з розбіжностями до 20% у порівнянні з програмою MFrac-II.

Тому нами було запропоновано ввести в розрахунок коефіцієнт неоднорідності  $k_{tr}$ , який враховував би вплив неякісної внутрішньої поверхні НКТ, по яких помпується рідина, додатковий гідравлічний опір в перфорованій частині обсадної колони під НКТ і часткове руйнування структури гелю під час його помпування. Цей коефіцієнт можна визначити на основі промислових досліджень. Тоді реальний градієнт втрат під час проведення ПГРП  $P_p/L_{ПГРП}$  буде наступним:

$$\frac{P_{впр.}}{L_{ПГРП}} = \frac{P_{впр.}}{L} \times k_{tr}. \quad (2.18)$$

На основі досвіду проведених робіт з ПГРП нами розроблена методика визначення коефіцієнта  $k_{tr}$  [29]. Після проведення першого етапу процесу ПГРП, а саме Міні ГРП, знаючи реологічні характеристики помпованої рідини,

аналізують значення гідравлічних втрат за вищевикладеною методикою і знаходять значення гідровтрат на момент закінчення нагнітання рідини. Паралельно визначають реальне значення гідровтрат на момент закінчення помпування технологічної рідини методом миттєвого зниження тиску в кінці помпування [26]. Порівнюючи отримані результати, визначають коефіцієнт неоднорідності  $k_{ir}$ .

Повторно виконавши порівняння розрахунків з урахуванням коефіцієнта неоднорідності та розрахунків гідровтрат за програмою MFrac-II [49], встановили, що розрахунки за відкоригованою методикою збігаються з розрахунками за програмою MFrac-II з розбіжностями до 2,5%.

Для прикладу, за вищевикладеною методикою проведені розрахунки для різних витрат полімерно-емульсійного розчину в НКТ діаметром 73 мм (табл. 2.2).

У прикладі для розрахунку використані реальні дані помпування по НКТ з внутрішнім діаметром 62 мм полімерно-емульсійної рідини густиною  $990 \text{ кг/м}^3$ , реологічні характеристики якої є відомі (досліджені в лабораторних умовах): коефіцієнт консистентності  $k = 0,541 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$ , індекс поведінки рідини  $n = 0,66$ . За результатами МініГРП визначили, що  $k_{ir} = 0,45$ .

Як видно з табл. 2.2, із збільшенням витрати при помпуванні динамічна в'язкість рідини зменшується, що вказує на неньютонівські властивості досліджуваної полімерно-емульсійної рідини.

На основі результатів розрахунку числа Рейнольдса можна зробити висновок, що при помпуванні високов'язких неньютонівських рідин вже при малих витратах ( $0,2\text{--}0,4 \text{ м}^3/\text{хв.}$ ) рух рідини є турбулентним, а це в свою чергу сприяє частковому руйнуванню структури гелю, що викликає розбіжності між розрахованим значенням  $P_{втр.}/L$  та фактичним градієнтом втрат  $P_{втр.}/L_{ПГРП}$ . Виконавши розрахунок  $P_{втр.}/L_{ПГРП}$  (враховуючи коефіцієнт неоднорідності) отримано задовільне співпадання результатів із результатами розрахунку згідно програми Меєра (MFrac-II).

**Розрахунок градієнта гідравлічних втрат тиску на тертя  
полімерно-емульсійного розчину в НКТ діаметром 73 мм.**

Витрата $Q$ , м <sup>3</sup> /хв	Шв. руху $V$ , м/с	Шв. зсуву $\gamma$ , с <sup>-1</sup>	Динамічна в'язкість $\mu_y$ , мПа с	Ч. Рейнол. $Re$	Коефіцієнти,		Коеф. тертя $f$	Град. втрат $P_{втр}/L$ , кПа/м	Град. втрат ПГРП $P_{втр}/L_{ПГРП}$ , кПа/м	Град. втрат за прог. Меєра, кПа/м
					$a$	$b$				
0,2	1,105	172,89	61,68	990,4	0,0732	0,29	0,0100	0,14	0,06	0,05
0,4	2,209	345,78	44,84	2724,6	0,0732	0,29	0,0075	0,85	0,38	0,77
0,6	3,314	518,67	37,21	4925,0	0,0732	0,29	0,0063	2,20	0,99	1,32
0,8	4,419	691,56	32,60	7495,7	0,0732	0,29	0,0056	3,50	1,58	1,93
1	5,523	864,45	29,42	10382,5	0,0732	0,29	0,0051	5,00	2,25	2,61
1,2	6,628	1037,34	27,05	13549,0	0,0732	0,29	0,0047	6,67	3,00	3,35
1,4	7,733	1210,23	25,20	16968,7	0,0732	0,29	0,0044	8,51	3,83	4,15
1,6	8,837	1383,13	23,70	20621,4	0,0732	0,29	0,0042	10,50	4,73	5,01
1,8	9,942	1556,02	22,45	24490,6	0,0732	0,29	0,0040	12,65	5,69	5,93
2	11,047	1728,91	21,39	28563,1	0,0732	0,29	0,0038	14,94	6,72	6,90
2,2	12,151	1901,80	20,47	32827,6	0,0732	0,29	0,0037	17,37	7,81	7,92
2,4	13,256	2074,69	19,67	37274,4	0,0732	0,29	0,0035	19,92	8,97	9,00
2,6	14,360	2247,58	18,96	41895,1	0,0732	0,29	0,0034	22,61	10,17	10,12
2,8	15,465	2420,47	18,32	46682,4	0,0732	0,29	0,0033	25,42	11,44	11,29
3	16,570	2593,36	17,75	51629,6	0,0732	0,29	0,0032	28,34	12,75	12,50

З метою оцінки різниці можливих гідравлічних втрат під час проведення ПГРП визначено гідровтрати при помпуванні полімерно-емульсійної рідини для різних типорозмірів НКТ (рис. 2.8).

За приведеною методикою розроблено алгоритм розрахунку гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в НКТ (рис 2.9), за допомогою якого, знаючи реологічні характеристики помпованих рідин і при наявності поточних даних про параметри проведення процесу ПГРП в часі, можна в кожний момент часу визначати гідровтрати в НКТ [29].

Виконуючи розрахунки згідно розробленого алгоритму можна проводити контроль гідровтрат різних типів технологічних рідин ПГРП із урахуванням їх

реологічних властивостей. Розроблена методика дозволяє визначати гідравлічні втрати в НКТ в реальному масштабі часу процесу проведення ПГРП.

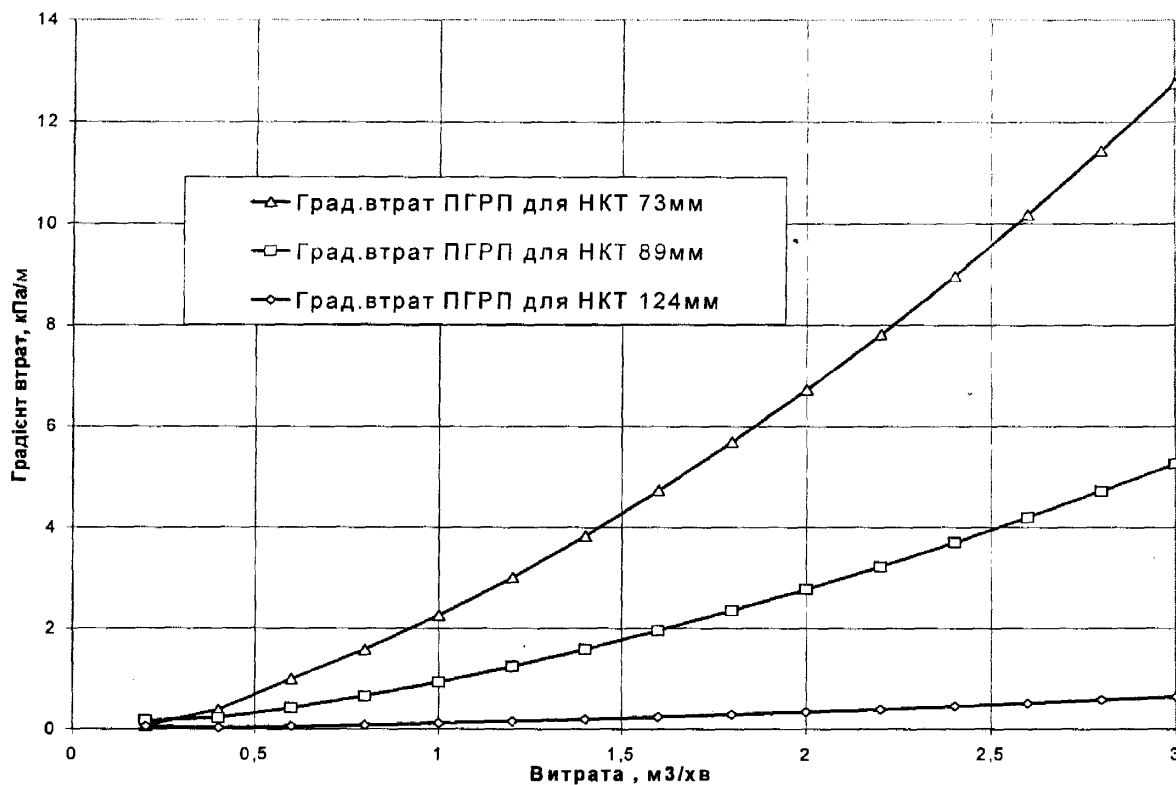


Рис. 2.8. Залежності градієнта гідравлічних втрат на тертя полімерно-емульсійного розчину в НКТ від витрати для різних типорозмірів труб

Застосуванню розробленої методики визначення гідровтрат повинні передувати дослідження реологічних властивостей технологічних рідин в термобаричних умовах проведення процесу ПГРП.

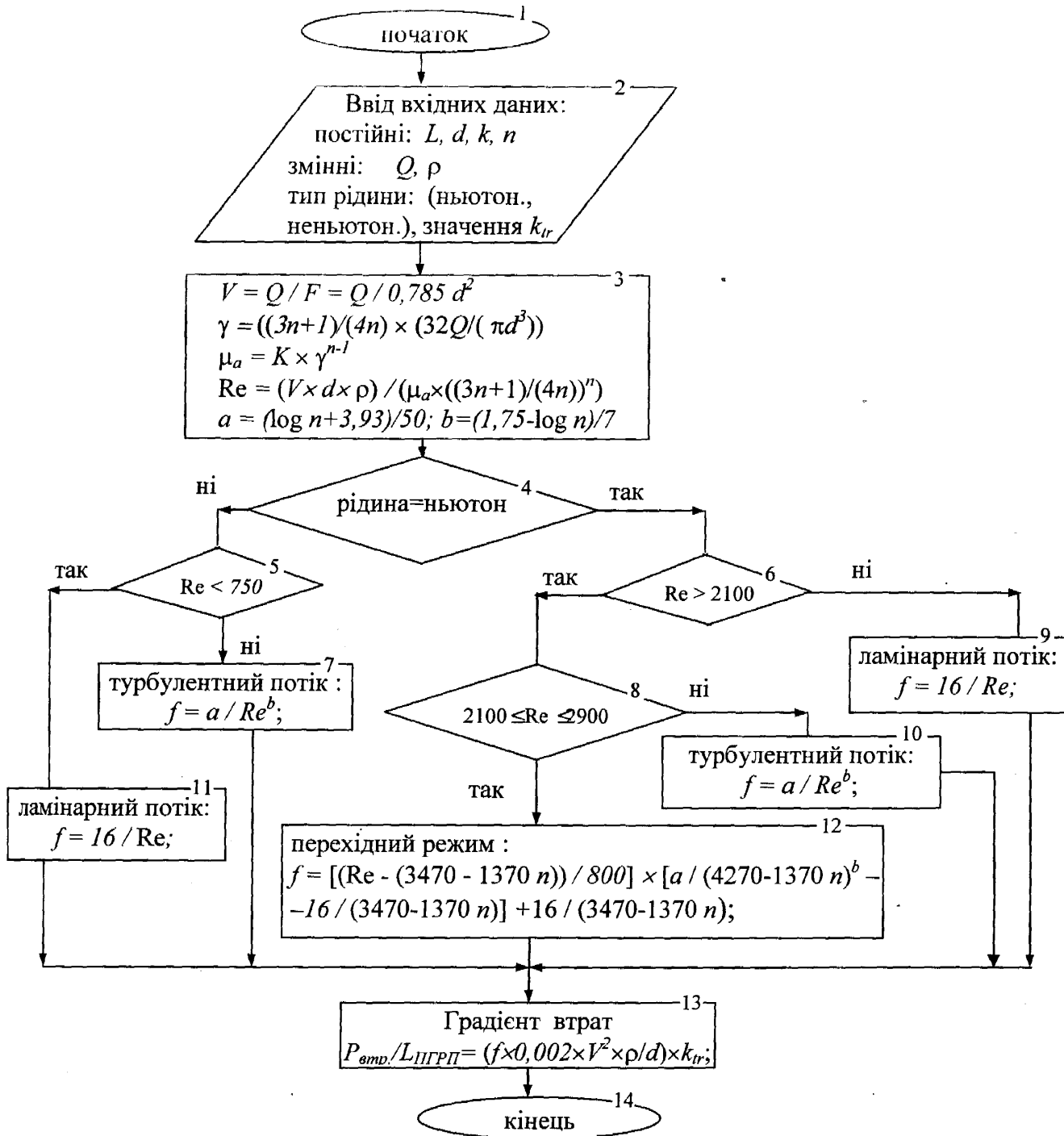


Рис. 2.9. Блок-схема алгоритму програми розрахунку гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в НКТ при проведенні ПГРП за реологічними властивостями технологічних рідин

## 2.4. Опис процесу руху декількох рідин у свердловині під час проведення ПГРП

Як було вказано раніше, одним з головних завдань контролю під час проведення ПГРП є визначення чистого тиску, що в світовій практиці ПГРП виконується на основі теорії К. Нольта [118], за якою розвиток тріщини можна контролювати, використовуючи інтенсивність зміни кривої чистого тиску розриву під час проведення ПГРП, що визначається значенням тангенса кута нахилу кривої  $\log P_c$  до осі  $\log t$ . Чистий тиск розриву  $P_c$  при цьому визначають згідно (1.1).

Раніше описані основні методичні підходи визначення гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в НКТ. При цьому передбачалося, що у свердловині має місце одна рідина з постійними параметрами.

В дійсності під час проведення ПГРП у свердловині одночасно можуть бути декілька різних рідин (до чотирьох) з різними густинами і різними реологічними параметрами. Це суттєво буде впливати як на втрати тиску на тертя, так і на гідростатичний тиск на вибою, на вибійний тиск, а в кінцевому і на тиск розриву пласта.

Розглянемо типову схему помпування декількох технологічних рідин в свердловині при проведенні ПГРП, яка приведена на рис. 2.1.

Початковим етапом при проведенні ПГРП є рух рідини 4, що знаходиться у свердловині, перед початком процесу. Це, як правило, рідина глушіння (ньютонівська рідина). За нею помпують високов'язку рідину розриву 5 (так звану подушку), за нею – рідину з закріплювачем тріщин (пульпу) 6, яку протискають рідиною протискування.

Кожна з цих технологічних рідин має свої реологічні властивості.

Основною складністю під час контролю вибійного тиску є розрахунок значень гідростатичного тиску  $P_{гст.заг.}$  та тиску гідравлічних втрат  $P_{втр.заг.}$ , що обумовлено необхідністю урахування як руху одночасно декількох типів рідин, тобто послідовне безперервне помпування ньютонівських та неньютонівських

рідин з різними реологічними характеристиками, так і знання їхнього положення у свердловині під час всього процесу проведення ПГРП. Це вимагає постійного відслідковування динаміки руху рідин у свердловині в часі і розрахунку відповідних тисків під час ведення процесу [24,39].

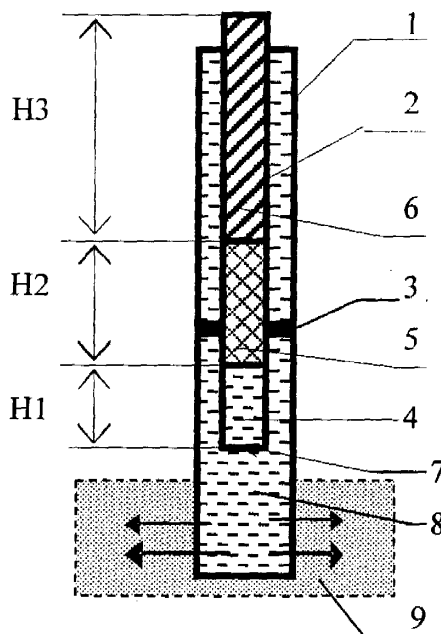


Рис. 2.10. Діаграма руху декількох рідин у свердловині під час проведення ПГРП

- |                                |   |
|--------------------------------|---|
| 1 – обсадна колона;            | 7 – $P_{\text{вib. нкт}}$ тиск вибійний на рівні НКТ; |
| 2 – НКТ;                       | 8 – $P_{\text{вib. заг.}}$ – тиск вибійний;           |
| 3 – пакер;                     | 9 – продуктивний пласт;                               |
| 4 – етап1 (рідина глушення);   | $H1$ – висота стовпа рідини глушення;                 |
| 5 – етап 2 (рідина розриву);   | $H2$ – висота стовпа рідини розриву;                  |
| 6 – етап3 (рідина пісконосій); | $H3$ – висота стовпа рідини пісконосія.               |

Особливістю розробленої моделі буде поетапне розбиття процесу в цілому та паралельний розрахунок по кожному з цих етапів. Такий підхід дозволить значно зменшити похибки, пов'язані з усередненням даних про рухомі рідини. Розбиття будемо виконувати програмно, а саме: задавши початок та кінець діапазону сумарного об'єму рідини, програмно переносимо дані, що відповідають даному діапазону у відповідну процедуру.

Вхідними даними для розрахунку гідровтрат і гідростатичних тисків є:  $L$  – довжина НКТ (м);  $d$  – внутрішній діаметр НКТ (м);  $k_j$ ,  $n_j$  – реологічні

характеристики кожної з рідин. Поточними даними є:  $V_j$  – об'єм кожної із рідин ( $\text{м}^3$ );  $Q$  – миттєва витрата рідини на вході у свердловину ( $\text{м}^3/\text{хв.}$ );  $\rho_j$  – густини рідин ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );  $P_{уст.}$  – тиск на усті свердловини (МПа); де  $j = 1 \div N$ ,  $N$  – кількість технологічних рідин під час проведення ПГРП.

Для контролю за динамікою руху рідин процесу в кожний момент часу необхідно визначити висоту стовпа кожної рідини у свердловині в кожний момент часу під час проведення ПГРП [24]. Приклад динаміки помпування рідин під час ПГРП зображено на рис. 2.11.

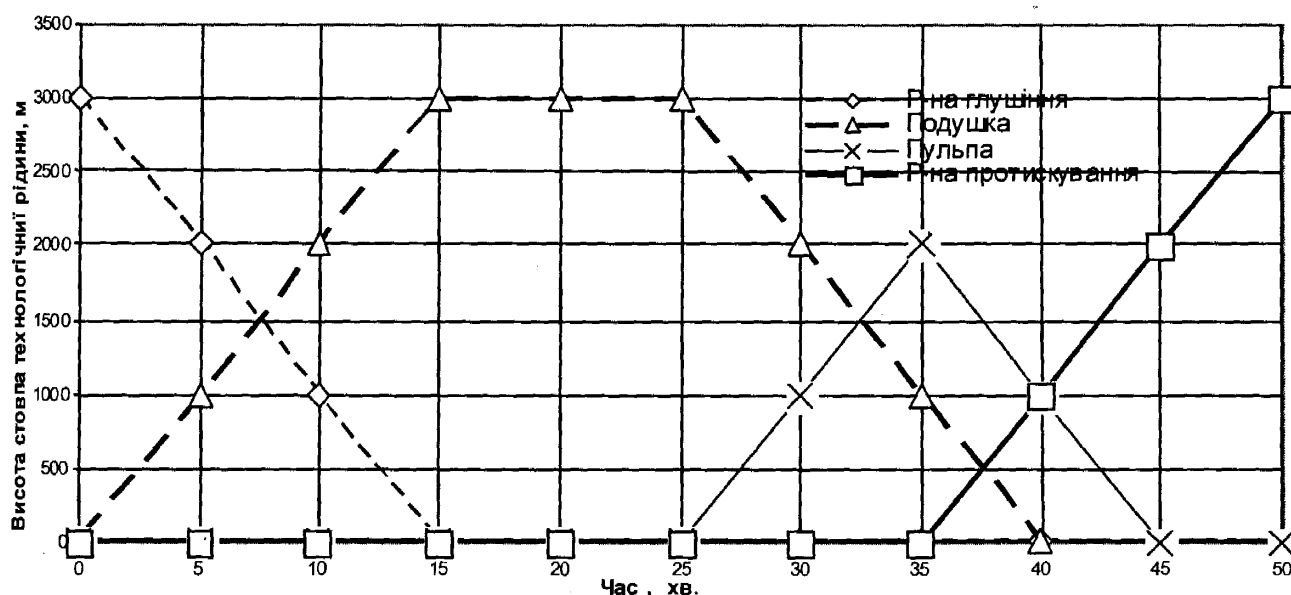


Рис. 2.11. Приклад динаміки руху технологічних рідин під час проведення ПГРП при постійній їх подачі у свердловину

Після початку помпування нової рідини висота стовпа цієї рідини в НКТ буде зростати в часі, а висота попередньої рідини в НКТ буде зменшуватись. Ріст висоти стовпа нової рідини в поточний момент часу  $H_{p,i}$  (м) можна визначити так:

$$H_{p,i} = \frac{(V_i - V_{i-1})}{3,14 \times R^2} + H_{p,i-1}, \quad (2.19)$$

де  $V_i$  – сумарний об'єм нової помпованої рідини в момент часу  $i$ ,

$V_{i-1}$  – попереднє значення сумарного об'єму помпованої рідини в момент часу  $i-1$ ,



$R$  – внутрішній радіус колони НКТ,

$H_{i-1}$  – значення висоти стовпа нової помпованої рідини в момент часу  $i-1$ .

Аналогічно визначають зменшення висоти стовпа попередньої рідини у свердловині:

$$H_{зм.i} = H_{зм.i-1} - \frac{V_i - V_{i-1}}{3,14 \times R^2}. \quad (2.20)$$

За такою методикою можемо вести контроль за рухом всіх рідин в НКТ та зумпфі.

При отриманні поточних значень висоти стовпа по кожній з процедур під час проведення ПГРП програма будує діаграму руху рідин у свердловині в часі за поточними значеннями, виділивши кожну рідину іншим кольором. Таким чином буде можливість візуально спостерігати за динамікою руху всіх рідин в свердловині під час процесу ПГРП, що дозволить спростити аналіз та коригування режимів процесу на етапах входження рідини розриву чи пульпи в пласт (де можливе різке критичне підняття тиску), уникнути небажаного залишку високої пробки піску в НКТ, викликаного помилковими розрахунками висоти стовпів різних рідин.

Далі визначають тиск гідравлічних втрат на тертя в НКТ, гідростатичний тиск та тиск на вибої на кожному з етапів проведення ПГРП. При переключенні етапів кожний поточний розрахований параметр записується у наступну процедуру.

На основі проведених таким чином розрахунків отримують в кожний момент часу розрахункові значення на всіх етапах. Сумуючи їх, знаходять сумарне значення гідравлічних втрат:

$$P_{втр.заг.i} = P_{втр.1i} + P_{втр.2i} + \dots + P_{втр.Ni}, \quad (2.21)$$

де  $P_{втр.заг.i}$  - загальне значення втрат тиску на тертя по всіх рідинах в момент часу  $i$ ;

$P_{впр.1i} \div P_{впр.Ni}$  – розраховані значення гідровтрат по кожній із рідин в момент часу  $i$ .

Аналогічно сумарний гідростатичний тиск  $P_{гст.заг.i}$  всіх рідин в момент часу  $i$  буде таким:

$$P_{гст.заг.i} = \sum_{j=1}^N P_{гст.ji}, \quad (2.22)$$

де  $P_{гст.ji}$  – гідростатичні тиски кожної із рідин в момент часу  $i$ .

Визначивши  $P_{впр.заг.i}$  та  $P_{гст.заг.i}$ , знаходять значення вибійного та чистого тисків згідно (2.2) і (1.1) в момент часу  $i$ . Виконавши ці розрахунки в кожному момент часу процесу та побудувавши графіки, отримують можливість контролю вибійного та чистого тисків під час процесу ПГРП, а отже, використовуючи теорію К. Нольта та розроблену нами методику, є можливим під час проведення процесу ПГРП передбачати розвиток тріщини у пласті та контролювати основні параметрами проведення процесу ПГРП.

З досвіду проведення ПГРП відомо, що крім вищевказаних параметрів контролю у зв'язку з екстремальними режимами роботи дуже важливим щодо передбачення аварійних ситуацій процесу, пов'язаних з пропуском пакера та перевищенням допустимого тиску в трубах НКТ, є поточний контроль за перепадом тиску на пакері  $\Delta P_{пак.i}$ .

Перепад тиску  $\Delta P_{пак.i}$  можна визначити за такою формулою:

$$\Delta P_{пак.i} = P_{виб.i} - (P_{гст.затр.i} + P_{дод.}), \quad (2.23)$$

де  $P_{гст.затр.i}$  – гідростатичний тиск у затрубному просторі в момент часу  $i$ ,

$P_{дод.}$  – додатково створений тиск в затрубному просторі.

Шляхом побудови графіка  $\Delta P_{пак.i}$  в кожному момент часу  $i$  при проведенні ПГРП отримують можливість контролю перепаду тиску на пакері, а, при необхідності, і можливість коригування параметрів технологічного процесу ПГРП для запобігання перевищення критичних попередньо розрахованих значень тиску на пакері.

## Висновки до розділу

1. Теоретично обґрунтований запропонований метод контролю вибірного тиску у свердловині під час проведення ПГРП, який дозволяє розрахувати його значення на основі вимірних технологічних параметрів на усті свердловини (устьового тиску, густин рідин і їх витрати при закачуванні), визначених попередньо реологічних параметрів технологічних рідин, а також наперед відомої інформації про довжину і внутрішній діаметр НКТ, віддаль від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів в обсадній колоні свердловини.

2. Розроблено і теоретично обґрунтовано ряд методик для визначення гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ при проведенні ПГРП, а саме: на основі миттєвого зниження тиску на усті свердловини, на основі вимірних устєвих параметрів при проведенні ПГРП без пакера, на основі попередньо визначених емпіричних залежностей для градієнтів гідравлічних втрат для різних рідин і діаметрів НКТ. Ці методи є наближеними і можуть бути застосованими практично при певних обставинах при відсутності можливості попереднього дослідження реологічних параметрів технологічних рідин для проведення ПГРП.

3. Розроблені і теоретично обґрунтовані методика, алгоритм і програма для визначення гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ на основі відомих реологічних параметрів технологічних рідин (індекса поведінки неньютонівської технологічної рідини і її коефіцієнта консистентності), що дозволить підвищити точність розрахунку реальних гідравлічних втрат при русі рідин в НКТ.

4. Теоретично обґрунтовано і експериментально підтверджено необхідність у введенні коефіцієнта неоднорідності з метою визначення реального градієнта гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ на основі першого етапу ПГРП (МініГРП). Це дозволяє суттєво підвищити достовірність визначених реальних гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ.

5. Здійснений математичний опис процесу одночасного руху декількох технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП. Це дозволяє розрахувати сумарні гідравлічні втрати і сумарний гідростатичний тиск у свердловині для такої ситуації, а в кінцевому дає можливість визначати сумарний вибійний тиск і тиск розкриття тріщини в кожний із моментів часу всього процесу проведення ПГРП, що є надзвичайно важливим в інформаційному плані для технолога, який керує процесом ПГРП.

### РОЗДІЛ 3

## РОЗРОБКА УСТАНОВКИ УВРП-1 ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ПГРП

Успішність інтенсифікації газонафтовидобутку методами гідророзриву пластів значною мірою залежить від властивостей рідини гідророзриву. Функції рідини гідророзриву пов'язані з розкриттям та гідравлічним розширенням тріщин (щілин) гідророзриву та перенесенням (транспортуванням) і розподілом закріплюючого агента (піску, пропанту) в просторі тріщини.

Як відмічено в п. 1.1.3 і враховуючи необхідність створення високов'язкої гелевої системи, що не фільтрується у пласт, яка повинна мати властивість утримування тріщини та транспортування закріплювача, однією з основних вимог до рідин гідророзриву є високі деструкторські її властивості після закінчення процесу ПГРП (з метою подальшого освоєння свердловини), а також відсутність утворення стійкого осаду у пласті.

В зарубіжній практиці гідророзриву велику увагу приділяють технологічним рідинам, властивості яких визначають динаміку росту тріщини, переміщення та розподілу в ній закріплювача [109 – 111, 114, 116, 122, 123]. Від правильного вибору рідини для проведення ПГРП залежить кінцева довжина закріплення тріщини, її провідність, а також вартість виконання ПГРП.

Реологічні характеристики рідин для проведення ПГРП повинні бути досліджені як при поверхневих, так і при пластових умовах [14, 20, 25, 26, 69, 70].

В загальному випадку можна визначити такі основні завдання проведення досліджень реологічних характеристик технологічних рідин:

- 1) визначення фактичних реологічних характеристик (динамічної  $\mu_y$  і пластичної  $\eta$  в'язкостей, статичного  $\tau_0$  і динамічного  $\tau$  напружень зсуву, коефіцієнта консистентності  $k$  і індекса неньютонівської поведінки  $n$ ) приготовлених полімерно-емульсійних рідин чи інших гелевих систем для проведення ПГРП як у поверхневих, так і у пластових умовах. Це дозволить

попередньо розрахувати гідравлічні втрати при проведенні ПГРП з метою оцінки чистого тиску розриву пласта, а також оцінити якість приготовленої технологічної рідини;

2) дослідження стабільності в часі в поверхневих умовах реологічних властивостей нових розроблених полімерно-емульсійних рідин та інших гелевих систем, що не потребують кінцевого приготування (зшивання) під час проведення ПГРП. Ці роботи допоможуть вибрати оптимальну технологію попереднього приготування технологічних рідин, оцінити можливість застосування готових рідин, які внаслідок непередбачуваних обставин (пропуск пакера, затримки при транспортуванні гелю, позачергові операції капітального ремонту тощо) можуть залишатися довший час на поверхні до проведення ПГРП;

3) дослідження стабільності полімерно-емульсійних рідин та гелевих систем для ПГРП у часі при пластових умовах з метою оцінки можливості їх застосування на протязі планованого часу проведення процесу ПГРП;

4) дослідження динаміки розкладу полімерно-емульсійних рідин та гелевих систем в часі при пластових температурах з метою оцінки динаміки їх розкладу у пласті після проведення процесу ПГРП та підбору оптимальної кількості деструктора цих технологічних рідин;

5) дослідження впливу тиску на зміну реологічних характеристик (коефіцієнту консистентності та індекса нелінійності неньютонівських рідин);

6) дослідження зміни реологічних характеристик у поверхневих та пластових умовах в залежності від зміни концентрацій полімерно-емульсійних рідин та гелевих систем.

### **3.1. Розробка структурної схеми установки УВРП-1**

Поставлені завдання лабораторних досліджень реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП вимагають відповідної лабораторної установки з сучасною системою цифрового зчитування та обробки інформації, з широким діапазоном часу опитування датчиків інформації.

За поставленим завданням на базі типового віскозиметра з відповідними баротермічними блоками ВСН-2М розроблена установка для визначення реологічних параметрів неньютонівських рідин УВРП-1 [25,46], яка обладнана сучасними давачами тиску, температури та обертів гільзи, а також системою комп'ютеризованого збору, обробки та збереження інформації. Структурна схема системи збору та реєстрації інформації установки УВРП-1 приведена на рис. 3.1.

За базовий прилад в установці УВРП-1 взято віскозиметр ВСН-2М (рис. 3.2), що дозволяє проведення досліджень реологічних характеристик рідин при заданих температурах та тисках [46].

#### Основні технічні характеристики віскозиметра ВСН-2М

- діапазон вимірювання пластичної в'язкості, Па·с 0,001-1
- діапазон зміни надлишкового тиску у термокамері, МПа 0-15
- діапазон зміни температури нагрівання досліджуваної рідини, °С 20-200
- діапазон зміни частоти обертання циліндра, хв.<sup>-1</sup> 0,2; 50-600

Принцип роботи віскозиметра ВСН-2М оснований на вимірюванні напружень зсуву контрольованого середовища, яке розміщене між циліндром, що обертається, та вимірювальним елементом, який торсіоном з'єднаний з динамометром.

Мірою напруження зсуву є кут повороту вимірювального елемента навколо своєї осі. На рис. 3.3 зображена функціональна схема віскозиметра ВСН-2М.

Електрична принципова схема віскозиметра забезпечує:

- плавне регулювання і стабілізацію частоти обертання циліндра віскозиметра в діапазоні 50-600 хв.<sup>-1</sup> при вимірюванні в'язкості;
- обертання циліндра віскозиметра з частотою 0,2 хв.<sup>-1</sup> при вимірюванні статичного напруження зсуву;
- регулювання і стабілізацію температури контейнера з досліджуваною рідиною в діапазоні 50-200 °С.

На рис. 3.4 приведений загальний вигляд установки УВРП-1 для дослідження реологічних характеристик технологічних рідин, що використовуються для проведення ПГРП.

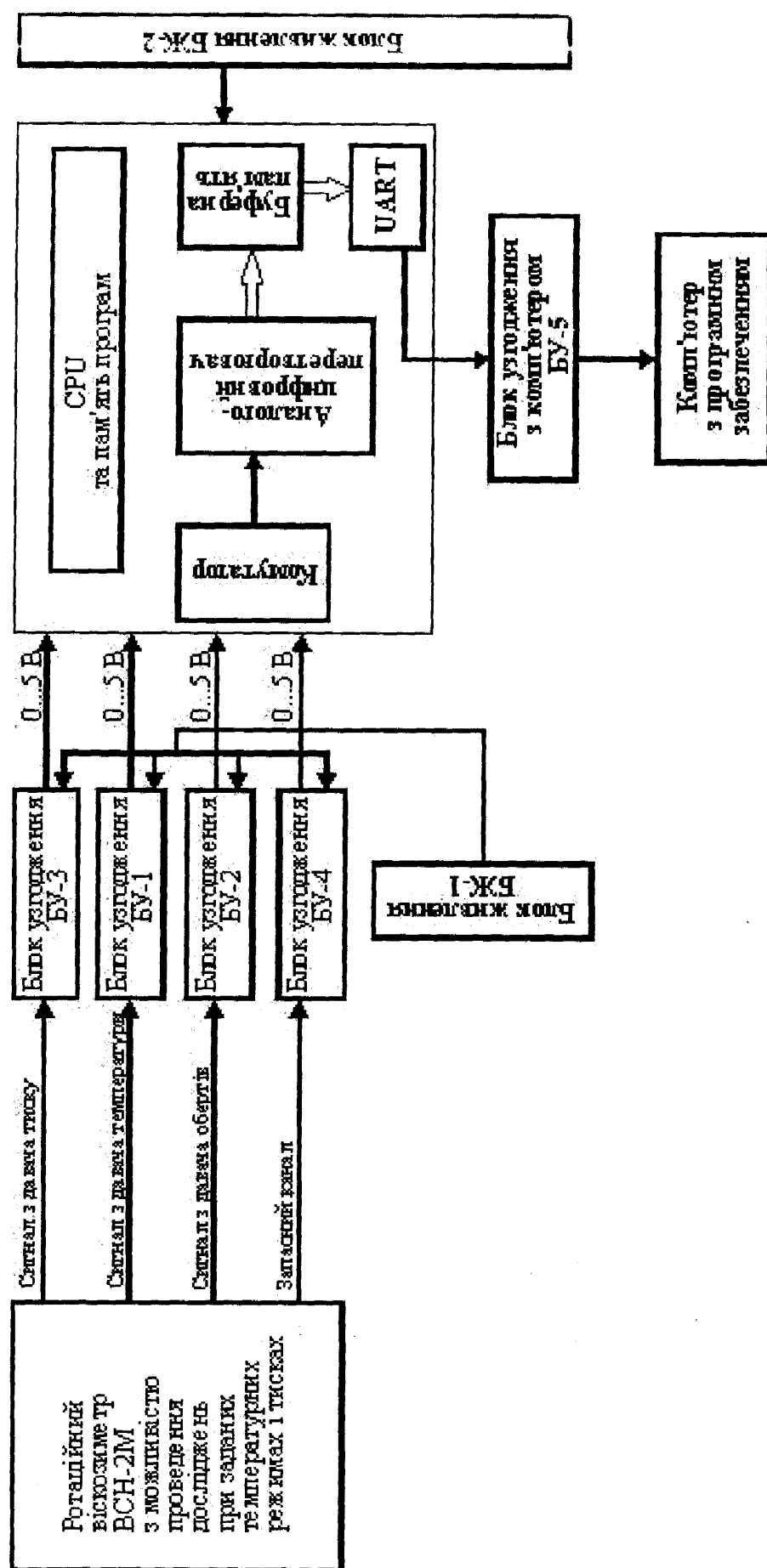


Рис. 3.1. Структурна схема системи збору і реєстрації інформації установки УВРП-1



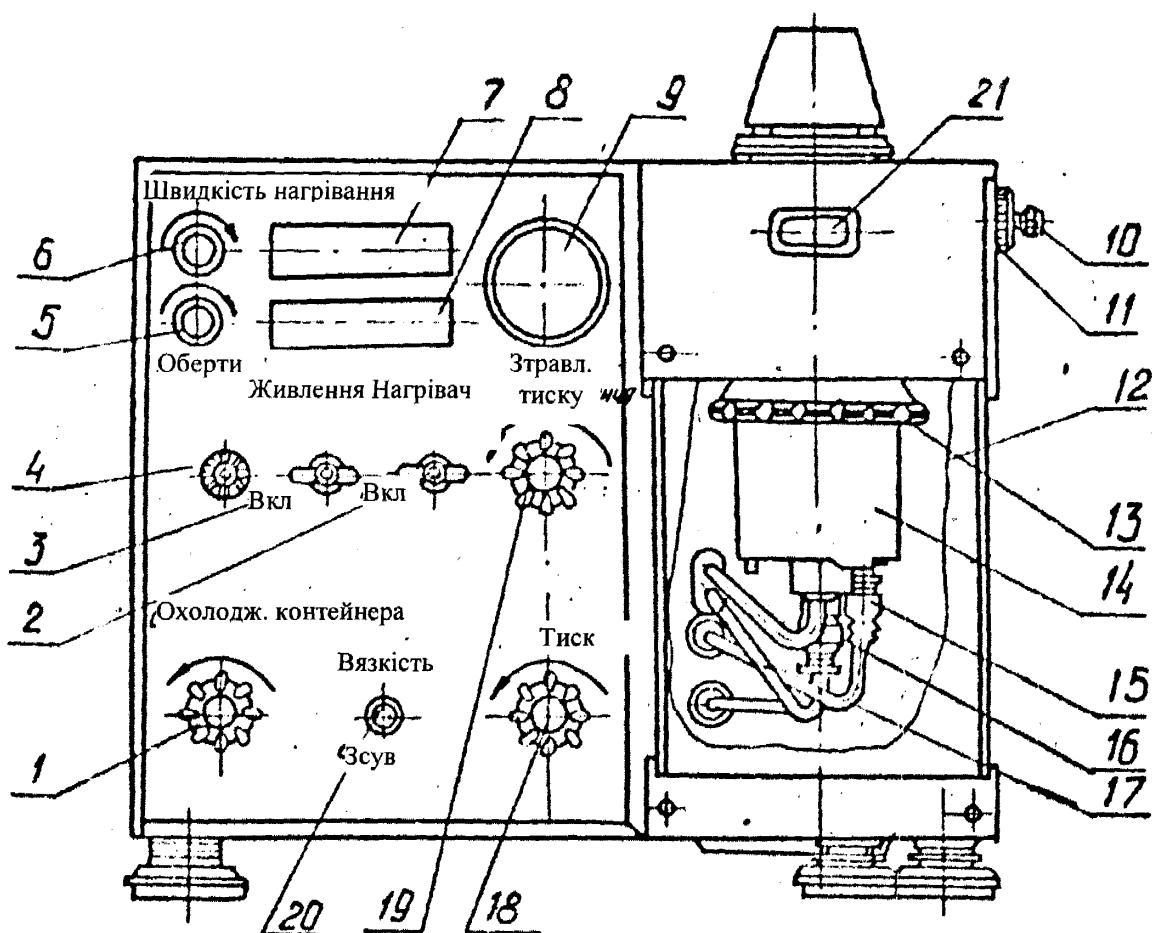


Рис. 3.2. Віскозиметр ВСН-2М

1 – вентиль охолодження контейнера; 2– вмикач системи підтримання температури; 3 – вмикач електромережі; 4 – індикатор включення електромережі; 5– регулятор обертів; 6 – регулятор швидкості нагрівання; 7 – індикаторна шкала температури ( $^{\circ}\text{C}$ ); 8 – індикаторна шкала частоти обертання ( $\text{хв.}^{-1}$ ); 9 – манометр (МПа); 10, 11 – регулятори встановлення нуля шкали закручування; 12 – кожух; 13 - гайка кріплення контейнера; 14 – контейнер; 15 – вхідна лінія охолоджувальної системи; 16 – вихідна лінія охолоджувальної системи; 17 – термопара; 18 – вентиль тиску; 19 – вентиль стравлення тиску; 20 - перемикач режимів досліджень (в'язкість, зсув); 21 – оглядове вікно кута закручування.

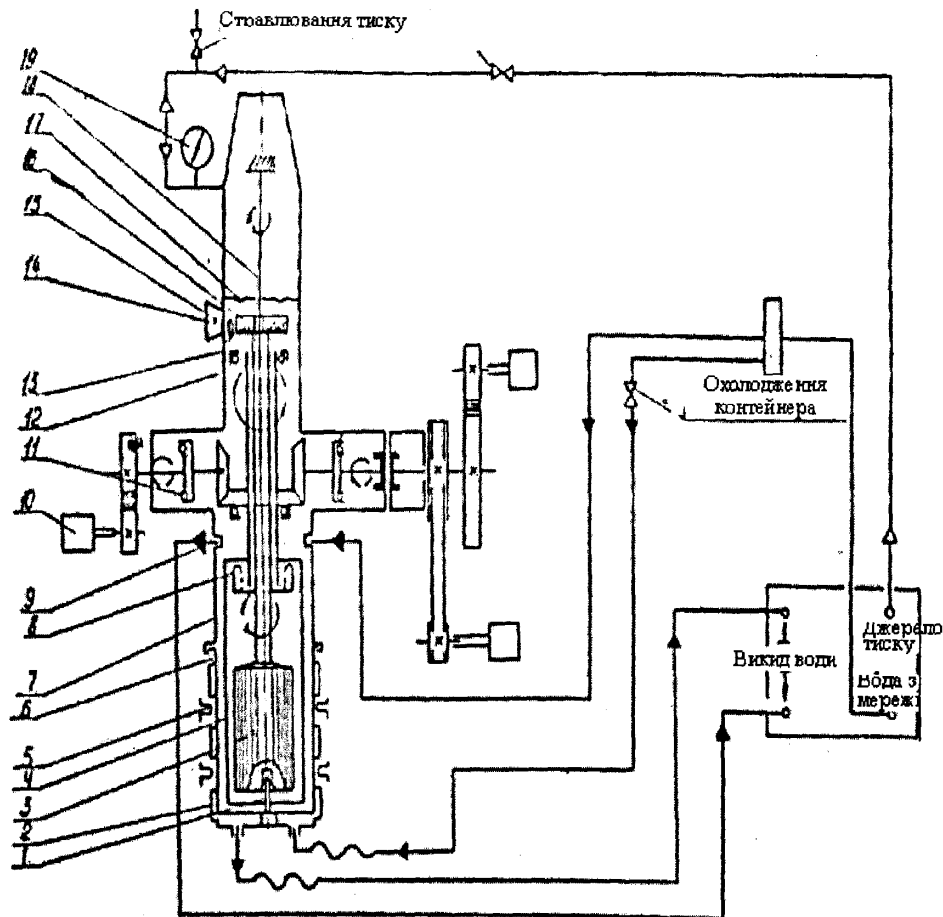


Рис. 3.3. Функціональна схема віскозиметра ВСН-2М

1 – ігла; 2 – змійовик; 3 – вимірювальний елемент; 4 – зовнішній циліндр; 5 – нагрівальний елемент; 6 – контейнер; 7 – корпус автоклава; 8 – втулка; 9 – обмежувач; 10 – важіль шкали; 11 – демпфер; 12 – шпindelь; 13 – вісь; 14 – нерухома стрілка; 15 – оглядове скло; 16 – шкала; 17 – гумовий амортизатор; 18 – пружна нитка; 19 – манометр.

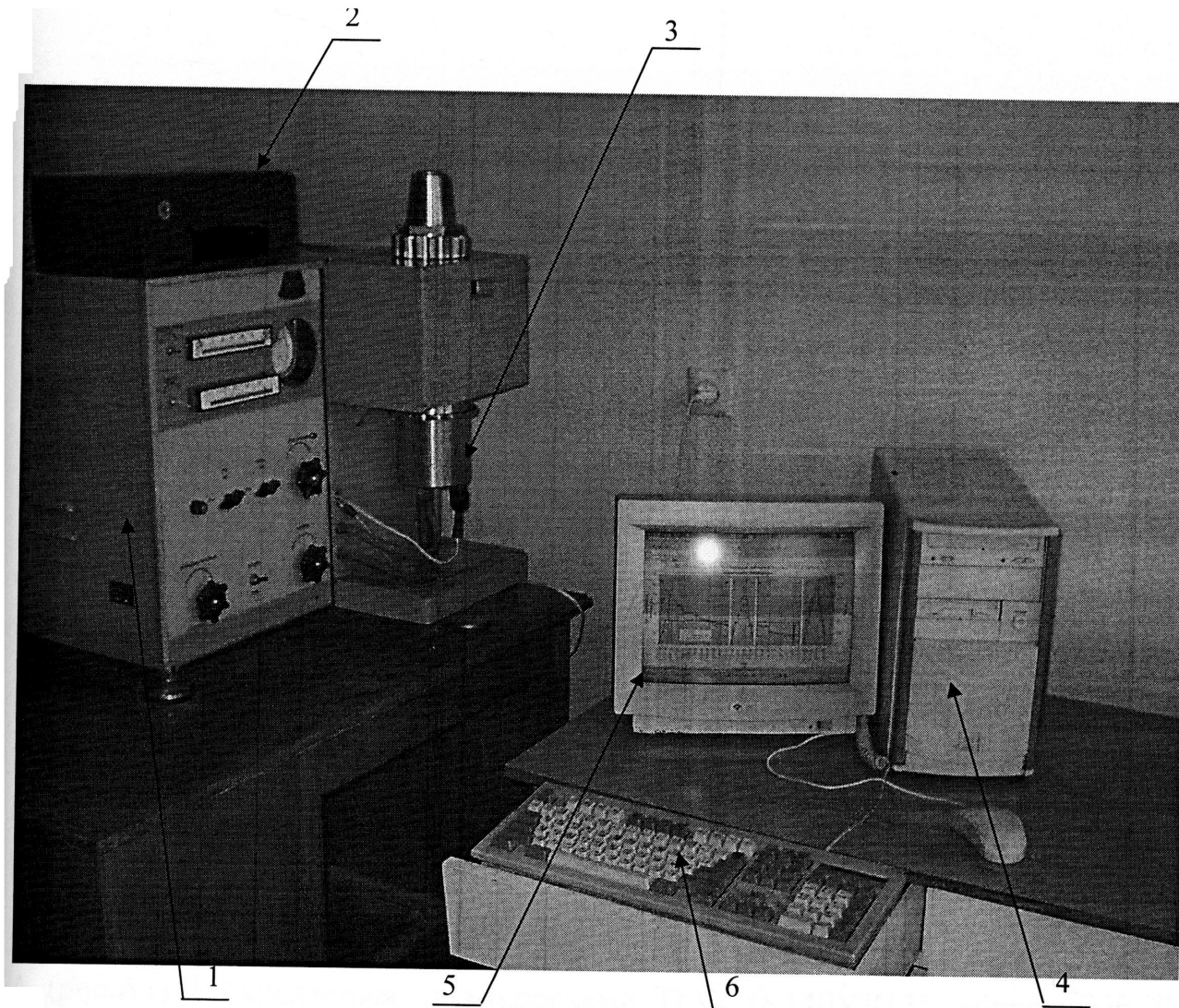


Рис. 3.4. Загальний вигляд установки УВРП-1

1 – віскозиметр ВСН-2М; 2 – термобарокамера; 3 – електронний блок зчитування та передачі інформації; 4 – системний блок персонального комп'ютера (ПК); 5 – монітор ПК; 6 – клавіатура ПК.

### 3.2. Характерні особливості установки УВРП-1

З метою підвищення точності вимірювання та застосування нових методик обробки дослідної інформації базовий віскозиметр ВСН-2М оснащено сучасними датчиками тиску, температури і обертів гільзи, розроблена автоматизована система збирання, комп'ютерної обробки та збереження інформації про результати виконаних досліджень [28,46].

Розглянемо детальніше основні елементи структурної схеми розробленої автоматизованої системи вимірювання збору, цифрової обробки та збереження інформації установки УВРП - 1 (рис 3.1).

Блок узгодження БУ-1 – це операційний підсилювач, який призначений для підсилення та перетворення сигналу від термопари до стандартного сигналу 0–5 В. Для вимірювання температури досліджуваної рідини передбачено використання термопари ХК-300 з діапазоном вимірювання 0–300 °С.

З метою правильного підбору узгоджувальних параметрів та подальшої цифрової обробки сигналу виконано тестування термопари віскозиметра шляхом уточнення залежності вихідного електричного сигналу від зміни температури досліджуваного середовища. Можлива зміна вихідного сигналу термопари в діапазоні температур від 20 °С до 250 °С становить 0 – 17,91мВ. Отже за умови підсилення вихідного сигналу термопари до сигналу 0–5 В коефіцієнт підсилення блоку БУ-1 повинен складати 250.

Принципова електрична схема блоку узгодження БУ-1 приведена у додатку А (рис.А1) і складається із мікросхеми DA7 (К140УД13), мікросхеми DA8 (К140УД7) і мікросхеми DA9 (К140УД7), які включені послідовно і утворюють операційний підсилювач, що працює по схемі модулятор–демодулятор (МДМ). Необхідність використання такої схеми підсилення викликана тим, що установка УВРП–1 повинна працювати при зміні температури навколишнього середовища від +5°С до +40°С (лабораторні умови НДПІ ВАТ „Укрнафта”). Вхідний сигнал від давача температури через резистори R29, R30 поступає на диференціальний вхід мікросхеми DA7, а вихідний модульований сигнал через конденсатор C11 поступає на вхід мікросхеми DA8, яка здійснює підсилення модульованого сигналу до необхідного значення. З виходу мікросхеми DA8 підсилений модульований сигнал через конденсатор C15 і резистори R47 і R48 поступає на вхід мікросхеми DA9, яка здійснює демодуляцію вхідного модульованого сигналу.

Коефіцієнт підсилення підсилювача визначається відношенням значення опору резистора R46, який встановлений у зворотному зв'язку, до значення опору

вхідного резистора R29. Вихідний сигнал з мікросхеми DA9 через постійний резистор R50 і змінний резистор R51 поступає на вихід операційного підсилювача. Інші резистори (R37, R38, R45, R49 і R52), конденсатори (C8 – C11, C15 – C17), діоди (VD6, VD7) призначені для забезпечення роботи операційного підсилювача в режимі МДМ з врахуванням вказаних вище типів мікросхем DA7 – DA9.

Використання операційного підсилювача по схемі МДМ дозволяє суттєво зменшити температурний дрейф вихідного сигналу. Проведені раніше лабораторні дослідження приведеної схеми підсилювача показали, що температурний дрейф становить не більше 0,4 мкВ/°С. Вхідний опір операційного підсилювача становить 200 Ом, що дозволяє йому працювати в комплекті з термопарою градування ХК. Вихідний опір підсилювача також становить 200 Ом, що дозволяє йому бути під'єднаним до входу аналого-цифрового перетворювача мікропроцесорного блоку.

Блок узгодження БУ-2 – це масштабний підсилювач, який призначений для формування вихідного сигналу 0–5 В та погодження вихідного сигналу давача частоти обертання приладу з аналого-цифровим перетворювачем.

Аналогічно попередньому виконано тестування та визначена залежність вихідного електричного сигналу блока БУ–2 від швидкості обертів віскозиметра.

Принципова електрична схема блоку узгодження БУ-2 приведена у додатку А2 (рис. А2) і складається із мікросхем DA4 (К140УД6), DA5 (К140УД6), DA6 (К140УД6). Перший вхід масштабного підсилювача на базі мікросхеми DA4 призначений для масштабування і підсилення сигналу від давача кута повороту пружної нитки, другий вхід – для масштабування і підсилення сигналу від давача частоти обертання, а третій вхід - для масштабування і підсилення сигналу від давача тиску.

Вказані масштабні підсилювачі побудовані за схемами масштабних інструментальних підсилювачів з використанням прецизійних резисторів для забезпечення стабільності коефіцієнта підсилення, який визначається відношенням опорів резисторів зворотного зв'язку R34, R35 і R36 відповідно до

опорів вхідних резисторів R23, R25 і R27. Величини інших резисторів розраховуються згідно вимог забезпечення термостабільності роботи операційних підсилювачів DA4, DA5 і DA6.

Змінні резистори R39, R40, R41 призначені для уточнення коефіцієнтів масштабування, вихідні конденсатори C12, C13 і C14 призначені для зменшення шумового рівня підсилених сигналів.

Використання операційних підсилювачів типу К140УД6 для інструментальних підсилювачів обумовлено їхнім високим вхідним опором (не менше 1 МОм), а також малими вхідними струмами і високим коефіцієнтом підсилення при відсутності зворотного зв'язку, що при введенні зворотного зв'язку та необхідній прецизійності резисторів забезпечує стабільність коефіцієнта підсилення, малий дрейф нуля підсилювача і лінійність характеристики.

Крім цього, вказані вище характеристики інструментальних підсилювачів дозволяють бути використаними в комплекті із всіма відомими напівпровідниковими давачами тиску.

Для нормальної роботи вказаних інструментальних підсилювачів необхідно забезпечити їм напругу живлення  $\pm 15\text{В}$  з відхиленнями не більше  $0,1\text{В}$  і потужністю не менше  $5\text{Вт}$ .

Блок узгодження БУ-3 – це підсилювач, який призначений для погодження вихідного сигналу давача тиску з вихідним сигналом  $0\text{--}5\text{ мВ}$  та формування вихідного сигналу  $0\text{--}5\text{ В}$ . Його електрична схема аналогічна електричній схемі блоку БУ-2.

Блок узгодження БУ-4 – це підсилювач, який призначений для погодження вихідного сигналу резервного каналу з вихідним сигналом  $0\text{--}5\text{ В}$ . Його електрична схема також аналогічна електричній схемі блоку БУ-2.

Блок узгодження БУ-5 призначений для узгодження вихідних сигналів мікропроцесорного блоку з комп'ютером. Його електрична схема аналогічна електричній схемі блока узгодження БУ-2.

Блок живлення БЖ-1 призначений для формування стабілізованої вихідної напруги  $\pm 15\text{В}$  з відхиленнями не більше  $0,1\text{В}$  і потужністю  $15\text{Вт}$  з метою забезпечення стабілізованим електричним живленням всіх мікросхем і первинних перетворювачів приладу УВРП-1, блоків узгодження БУ-1 – БУ-4.

Принципова електрична схема блоку живлення БЖ-1 приведено у додатку А (рис.А3) і складається із двох з'єднаних послідовно стабілізаторів напруги компенсаційного типу, які побудовані на базі операційних підсилювачів DA2 та DA3 типу K553УД1А, що відіграють роль каскадів порівняння вихідної напруги з опорною та підсилення сигналу порівняння і, після підсилення по струму транзисторами VT5, VT6, подають сигнал керування на регулюючі елементи, з'єднані за схемою Дарлінгтона (VT1, VT3 та VT2, VT4).

На вхід стабілізаторів подається змінна напруга  $20\text{В}$ , яка випрямляється містками VD1, VD2 та згладжується конденсаторами C1 і C2. Пульсації вихідної напруги згладжуються конденсаторами C7, C8. Регулюючі резистори R18, R21 служать для уточнення величини вихідної напруги. Висока стабільність вихідної напруги забезпечується завдяки використанню операційних підсилювачів з високим коефіцієнтом підсилення, резисторів з необхідним ступенем точності, прецизійних термокомпенсованих стабілітронів VD4, VD5, які необхідні для забезпечення стабільних характеристик підсилювачів у блоках узгодження.

Пульсації вихідної напруги згладжуються завдяки високому коефіцієнту стабілізації використаних схем та вихідними конденсаторами C7, C8 і становлять величину, яка є не більшою  $1\text{мВ}$ . Вихідні напруги  $\pm 15\text{В}$  при потребі можуть підрегулюватися в межах  $\pm 2\text{В}$ . Вказані стабілізатори напруги забезпечують максимальний струм навантаження  $0,2\text{А}$ .

Блок живлення БЖ-2 призначений для формування стабілізованої вихідної напруги  $+5\text{В}$  з відхиленням не більше  $0,05\text{В}$  і потужністю  $5\text{Вт}$  з метою забезпечення електричним живленням мікропроцесорного блоку приладу УВРП-1.

Блок живлення БЖ-2 (додаток А, рис.А4) призначений для живлення мікропроцесорного блоку стабілізованим струмом напругою  $5\text{В}$ . Він побудований

на основі інтегрального стабілізатора напруги DA1 типу KP142EH5A, який забезпечує вказану стабілізовану напругу з максимальним струмом навантаження 1А, що цілком забезпечує вимогам щодо живлення мікропроцесорного блоку.

Мікропроцесорний блок МК-1 призначений для формування сигналів в цифровому вигляді по кожному із чотирьох вхідних аналогових сигналів, проведення первинної їх обробки і видачі вихідного сигналу на вхід персональному комп'ютеру.

Для передачі даних від віскозиметра до персонального комп'ютера розроблено контролер на базі 8-розрядного мікропроцесора PIC16F877-A фірми Microchip з тактовою частотою 4 МГц. Принципова електрична схема мікропроцесорного блоку живлення 7 приведено у додатку А (рис.А5).

Мікропроцесорний контролер обладнаний внутрішнім багатоканальним 10-розрядним аналого-цифровим перетворювачем (АЦП). Інформаційні сигнали давачів подаються на виводи RA0-RA3.

Ланка C1 - R3 служить для гарантованого перезавантаження мікропроцесора в момент увімкнення. Конденсатор C3 у цей момент має мінімальний опір, за рахунок чого ніжка процесора MCLR знаходиться під низьким потенціалом, що викликає перезавантаження CPU. Після проходження певного інтервалу часу, який визначається ємністю конденсатора і опором резистора, конденсатор заряджається, тим самим змінюючи логічний стан на вказаній ніжці, що ініціює початок нормальної роботи процесора.

Мікросхема DA1 (MAX232CPE) використовується для зв'язку мікропроцесора з персональним комп'ютером. Мікропроцесор DD1 (PIC16F877-A) має вмонтований UART, що дозволяє йому здійснювати обмін даними (протокол RS-232). Під'єднувати безпосередньо відповідні інформаційні канали CPU до послідовного порту EOM не можна, оскільки напруги логічних рівнів EOM не відповідають напругам мікропроцесора (12В і 5В). Мікросхема (MAX232CPE) дозволяє узгодити вказані напруги. Мікросхема побудована як ємнісний перетворювач напруги, що дозволяє при напрузі живлення 5В отримувати низькострумову вихідну напругу 12В. Конденсатори C1-C5 входять



до складу її обв'язки. Резистор R4 служить для захисту послідовного каналу зв'язку від перевантаження за струмом.

Тактові імпульси для CPU отримуються з контуру C7, C8, ZQ1.

Мікросхема DA2 – це інтегральний стабілізатор напруги, який використовується для живлення мікропроцесора постійною напругою 5В та для захисту його від стрибка напруги у момент увімкнення.

Конденсатори C9-C11 використовуються для фільтрації високочастотних завад на входних лініях.

Персональний комп'ютер з відповідним операційним і спеціальним програмним забезпеченням призначений для обробки та збереження входних цифрових сигналів та розрахунку реологічних характеристик досліджуваної рідини.

Вимоги до персонального комп'ютера: процесор Pentium-3; CPU 1,5МГц; оперативна пам'ять 256Мб; об'єм вільного місця для встановлення та функціонування програми 10 Мб; операційна система Windows NT, 2000, XP; друкуючий пристрій (струйний, лазерний); умови роботи - лабораторні; наявність вільного COM-порту.

Система комп'ютерного зчитування обробки та збереження інформації установки УВРП-1 базується на спеціально розробленому програмному забезпеченні "Viscidity.exe" (рис. 3.5) на базі програми VSFlexgrid, що призначена для відображення табличних даних з результатами досліджень. Інсталяцію розробленої програми "Viscidity.exe" можна здійснити у довільний каталог. Як правило, це „Program Files”.

Зв'язок між персональним комп'ютером та блоком збору інформації відбувається з використанням COM-порту. З метою виконання завдань досліджень у програмі передбачено встановлення широкого діапазону інтервалу часу (від 1 до 1000с) опитування давачів тиску, температури та обертів. Отримані дані досліджень записуються у табличному вигляді (рис.3.5).

Інструкція з використання програмного забезпечення "Viscidity.exe" наведена в додатку Б.

Програма "Viscosity.exe" дозволяє створення бази даних на основі результатів проведених лабораторних досліджень.

Для подальшої обробки інформації програма передбачає збереження даних у текстовому форматі. Дана програма передбачає сучасний та зручний інтерфейс для роботи в режимі реального часу.

№	Дата	Час	Кут. °	Об/хв	Т, °С	Р, атм
1	18.07.2004	20:40:40	4.96	4.96	4.51	4.46
2	18.07.2004	20:40:41	4.96	4.96	4.83	4.83
3	18.07.2004	20:40:42	4.97	4.96	4.88	4.87
4	18.07.2004	20:40:43	4.97	4.96	4.90	4.90
5	18.07.2004	20:40:44	4.96	4.96	4.89	4.88
6	18.07.2004	20:40:45	4.96	4.97	4.87	4.85
7	18.07.2004	20:40:46	4.96	4.96	4.87	4.84
8	18.07.2004	20:40:47	4.96	4.96	4.86	4.82
9	18.07.2004	20:40:48	4.96	4.96	4.85	4.81
10	18.07.2004	20:40:49	4.96	4.97	4.91	4.90
11	18.07.2004	20:40:50	4.97	4.96	4.92	4.90
12	18.07.2004	20:40:51	4.96	4.97	4.92	4.91
13	18.07.2004	20:40:52	4.97	4.96	4.91	4.90

поле для введення допоміжної текстової інформації

Рис. 3.5. Вікно програми "Viscosity.exe" у процесі дослідження реологічних характеристик за допомогою установки УВРП-1.

### 3.3. Методики та результати дослідження реологічних характеристик технологічних рідин на установці УВРП-1

В даному пункті приведені розроблені методики для проведення основних вказаних раніше досліджень реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП [46].

### 3.3.1. Визначення реологічних характеристик неньютонівських рідин

Як було вказано раніше, технологічні рідини для проведення ПГРП є неньютонівськими рідинами, які характеризуються такими параметрами: статичним напруженням зсуву  $\tau_0$ , пластичною в'язкістю  $\eta$ , динамічною в'язкістю  $\mu_y$ , індексом неньютонівської поведінки  $n$  та коефіцієнтом консистентності  $k$ .

Неньютонівська рідина для проведення ПГРП описується степеневим законом, який в логарифмічному масштабі  $\log \varphi = f(\log \omega)$  є лінійним, де  $\omega$  – частота обертання гільзи з досліджуваною рідиною установки УВРП-1,  $\varphi$  – кут закручування рифленого циліндра.

Якщо перерахувати кут закручування  $\varphi$  рифленого циліндра установки УВРП-1 у значення напруження зсуву  $\tau$  та прийняти частоту обертів гільзи рівною швидкості зсуву ( $\omega = \gamma$ ), то при умові лінійності залежності  $\log \varphi = f(\log \omega)$  можна використати такий спосіб розрахунку реологічних параметрів досліджуваної рідини.

Установка УВРП-1, яка розроблена на базі віскозиметра ВСН-2М, забезпечує визначення вище вказаних параметрів різних полімерно-емульсійних рідин та гелевих систем, що використовуються для проведення ПГРП. При цьому використовують попарно дві швидкості обертання гільзи із досліджуваною рідиною 600 об./хв. і 300 об./хв. та 400 об./хв. і 200 об./хв.

Числові значення констант установки УВРП-1 підібрані таким чином, що розрахунок величин  $\eta$  і  $\tau_0$  здійснюється на основі таких залежностей.

Значення пластичної в'язкості  $\eta$  (мПа·с) визначають таким чином:

$$\eta = \frac{0,75(\varphi_{400} - \varphi_{200}) + 0,5(\varphi_{600} - \varphi_{300})}{2}, \quad (3.1)$$

а значення статичного напруження зсуву  $\tau_0$  (Па) так:

$$\tau_0 = 0,075((2\varphi_{200} - \varphi_{400}) + (2\varphi_{300} - \varphi_{600})), \quad (3.2)$$

де  $\varphi_{200}$ ;  $\varphi_{400}$ ;  $\varphi_{300}$ ;  $\varphi_{600}$  – кути закручування рифленого циліндра установки УВРП-1 (град) при відповідних частотах обертання гільзи із рідиною.

В табл. 3.1 наведені результати дослідження реологічних параметрів полімер-емульсійного розчину для ПГРП на установці УВРП-1, для чого виконали дослідження розчину на різних частотах обертання гільзи  $\omega$  (200, 300, 400, 600, об./хв.) та отримали покази кута закручування рифленого циліндра  $\varphi$ .

Таблиця 3.1

**Результати дослідження полімерно-емульсійного розчину для ПГРП на установці УВРП-1**

Частота обертання гільзи $\omega$ , об./хв.	600	400	300	200
Кут закручування рифленого циліндра $\varphi$ , кут.град.	265	220	190	153

На основі даних табл. 3.1 розраховані за допомогою залежностей (3.1) та (3.2) такі значення  $\eta$  і  $\tau_0$ .

$$\eta = \frac{0,75(220 - 153) + 0,5(265 - 190)}{2} \approx 43,9 \text{ мПа} \cdot \text{с},$$

$$\tau_0 = 0,075((2 \times 153 - 220) + (2 \times 190 - 265)) \approx 15 \text{ Па}.$$

Пластична в'язкість  $\eta$  є мірою внутрішнього опору руху рідини і залежить від кількості, типу і розміру твердих частинок закріплювача у рідині. Статичне напруження зсуву  $\tau_0$  залежить від концентрації твердої фази у рідині і характеризує здатність рідини переносити тверді частинки в процесі її руху.

Значення пластичної в'язкості  $\eta$  і статичного напруження зсуву  $\tau_0$ , які можуть бути таким чином визначеними, характеризують якість технологічних рідин для проведення ПГРП. Однак для проведення аналітичних розрахунків при моделюванні процесу і складанні проекту ПГРП необхідні такі параметри, як

індекс неньютонівської поведінки рідини  $n$  та коефіцієнт консистентності  $k$ .

Індекс неньютонівської поведінки рідини  $n$  знаходять за формулою [84]:

$$n = 2,1 \cdot \lg \frac{\varphi_{600}}{\varphi_{200}}, \text{ або } n = 3,32 \cdot \lg \frac{\varphi_{600}}{\varphi_{300}}, \quad (3.3)$$

де  $\varphi_{600}$ ,  $\varphi_{300}$ ,  $\varphi_{200}$  – кути закручування шкали при частотах обертання гільзи відповідно 600, 300 і 200 об./хв.

Коефіцієнт консистентності рідини  $k$  (Па·с <sup>$n$</sup> ) визначають за такими залежностями [25]:

$$k = 0,1675 \cdot \frac{\varphi_{200}}{200^n}, \text{ або } k = 0,1675 \cdot \frac{\varphi_{200}}{300^n}, \text{ або } k = 0,1675 \cdot \frac{\varphi_{200}}{600^n}. \quad (3.4)$$

На основі результатів, приведених в табл.3.1 знаходимо, що

$$n = 3,32 \cdot \lg \left( \frac{\varphi_{600}}{\varphi_{300}} \right) = 3,32 \cdot \lg \left( \frac{265}{190} \right) = 0,48,$$

або

$$n = 2,1 \cdot \lg \left( \frac{\varphi_{600}}{\varphi_{200}} \right) = 2,1 \cdot \lg \left( \frac{265}{153} \right) = 0,5.$$

Середнє значення індекса неньютонівської поведінки  $n=0,49$ .

Відповідно

$$k = 0,1675 \cdot \frac{190}{17,3} = 1,84 \text{ Па} \cdot \text{с}^{0,49}; \text{ або } k = 0,1675 \cdot \frac{190}{17,3} = 1,81 \text{ Па} \cdot \text{с}^{0,49},$$

$$\text{або } k = 0,1675 \cdot \frac{153}{14,1} = 1,95 \text{ Па} \cdot \text{с}^{0,49}.$$

Отже, середнє значення  $k$  буде таким:

$$k = 1,86 \text{ Па} \cdot \text{с}^{0,49}.$$

Розраховані значення  $n$  і  $k$  можуть бути використаними для конкретизації виразів, які описують залежності  $\tau = f_1(\gamma, k, n)$  і динамічної в'язкості  $\mu_y = f_2(\gamma, k, n)$  згідно (2.11) і (2.13). На основі отриманих значень  $k$  і  $n$  ці вирази будуть такими:

$$\tau = 1,86\gamma^{0,49} \text{ Па}, \quad \mu_y = 1,86/\gamma^{0,49},$$

де  $\gamma = \frac{\pi \cdot \omega}{15[1 - (r/R)^2]}$  – швидкість зсуву в рідині,

$r$  і  $R$  – відповідно внутрішній радіус гільзи і зовнішній радіус рифленого циліндра установки УВРП-1.

В табл. 3.2 наведено результати розрахунків  $\tau$  і  $\mu_y$  при заданих швидкостях зсуву  $\gamma$ .

Таблиця 3.2

### Результати розрахунку реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП

Частота обертання $\omega$ , об./хв.	Швидкість зсуву $\gamma$ , с <sup>-1</sup>	Динамічне напруження зсуву $\tau$ , Па	Динамічна в'язкість, $\mu_y$ , Па·с
600	24,5	45,6	75
400	20,0	37,2	93
300	17,3	32,2	108
200	14,1	26,2	132

На рис. 3.6 приведені графіки зміни відповідних реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП.

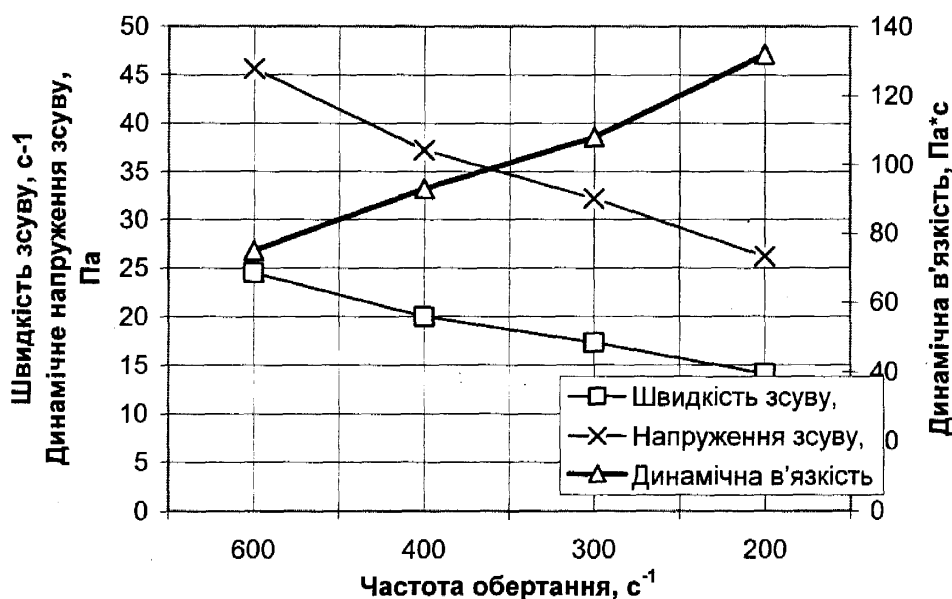


Рис. 3.6. Реологічні характеристики полімер-емульсійного розчину для проведення ПГРП.

Таким чином, отримавши результати експериментальних досліджень на установці УВРП-1 і виконавши відповідні розрахунки за викладеною вище методикою, можна визначити основні реологічні характеристики ( $\tau_0, \eta, n, k, \mu, \dots$ ), які необхідні як для оцінки якості розчину для проведення ПГРП, так і для моделювання процесу ПГРП з його використанням.

### *3.3.2. Методика дослідження стабільності реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП в часі при поверхневих умовах на установці УВРП-1*

Дослідження на установці УВРП-1 проводять при кімнатній температурі без надлишкового тиску в гільзі з досліджуванним розчином. Спочатку виконують дослідження розчину на різних частотах обертання гільзи  $\omega$ , для чого фіксують кут закручування  $\varphi$  вимірювального циліндру установки УВРП-1, змінюючи частоту обертання циліндра (100, 200, 300, 400, 500, 600 об./хв.). Після цього проводять аналогічні дослідження, змінюючи частоту обертання гільзи у зворотному порядку від 600 об./хв. до 0 об./хв. Приклад такого дослідження полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП (1-ий цикл) зображений на рис. 3.7.

Після цього (через 2-3 хв.) повторюють такі ж дослідження цього ж розчину на різних частотах обертання  $\omega$  (0 – 600 – 0 об./хв.) з фіксацією кутів закручування  $\varphi$  при цьому (цикл 2). Далі проводять дослідження динаміки руйнування структури розчину на різних частотах обертання  $\omega$  в часі. Для цього фіксують покази  $\varphi$  при частоті  $\omega = 200$  об./хв. протягом 30 – 60 хв. та при  $\omega = 400$  об./хв. також протягом 30 – 60 хв. (цикл 3).

Якщо кут закручування  $\varphi$  на кожній з цих частот обертання  $\omega$  протягом вказаного часу не стабілізується, час дослідження на кожній із цих частот обертання  $\omega$  необхідно продовжити до стабілізації кута закручування  $\varphi$ .

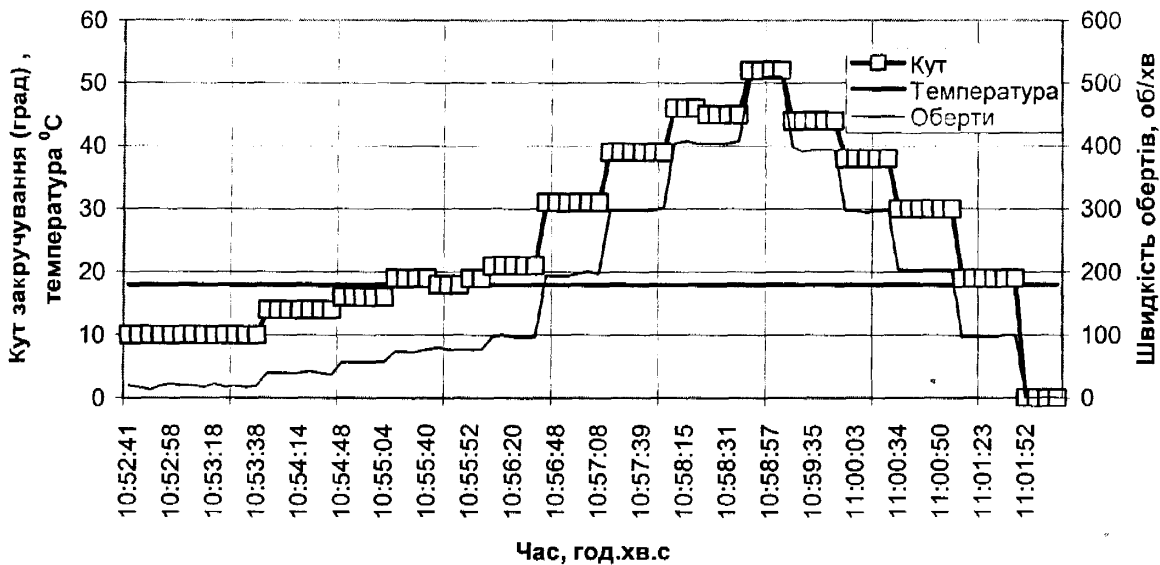


Рис. 3.7. Дослідження реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП при різних частотах обертання гільзи установки УВРП-1 (1-ий цикл)

Далі аналогічно циклу 1 проводять дослідження реологічних властивостей цього ж розчину на установці УВРП-1 (цикл 4), після чого досліджувану пробу розчину залишають в стані спокою на 12 год., а потім виконують контроль досліджуваної проби розчину на розшарування чи випадання осаду в пробі розчину після 12-ти годин відстоювання.

Далі знову проводять дослідження реологічних властивостей цієї ж проби розчину на різних частотах обертання (цикл 5) і на основі отриманих експериментальних даних роблять висновки щодо відновлення структури розчину після його відстоювання.

За результатами досліджень проводять розрахунок необхідних реологічних параметрів та розробляють рекомендації щодо застосування досліджуваного розчину при проведенні процесу ПГРП.

Приклад проведення досліджень полімерно-емульсійного розчину на стабільність його реологічних характеристик за вищевикладеною методикою приведений на рис.3.8.



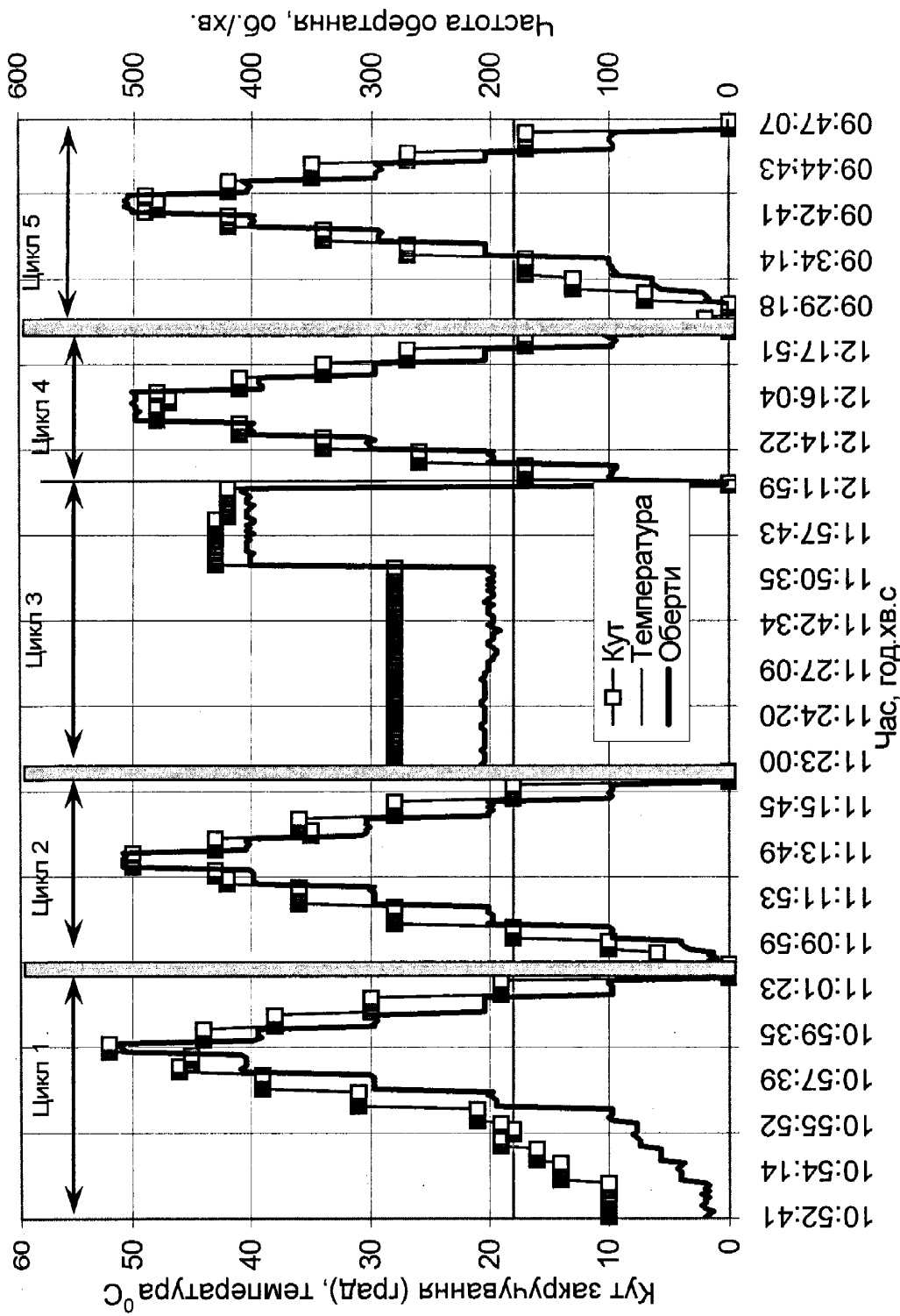


Рис. 3.8. Дослідження стабільності реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину в часі в поверхневих умовах на установці УВРП-1

Проведені дослідження стабільності полімерно-емульсійного розчину (циклі – цикл 5) вказують на те, що реологічні властивості досліджуваного розчину є стабільними в часі протягом 23 год. Цього часу достатньо для підготовки та проведення ПГРП.

Аналіз стабільності реологічних властивостей технологічних рідин за такою методикою досліджень дозволить вибрати оптимальну технологію їх приготування, оцінити можливість застосування раніше приготовлених рідин, які внаслідок непередбачуваних обставин (пропуск пакера, затримки при транспортуванні гелю, позачергові операції капітального ремонту тощо) можуть залишатися довший час на поверхні біля свердловини.

### *3.3.3. Методика досліджень на установці УВРП-1 стабільності технологічних рідин для ПГРП в часі при пластових температурах*

Спочатку виконують дослідження реологічних властивостей на установці УВРП-1 технологічної рідини при різних частотах обертання гільзи з рідиною при кімнатній температурі (рис.3.7).

Далі проводять дослідження стабільності реологічних характеристик при двох різних температурних режимах (рис.3.9). При цьому при постійній частоті обертання 200 об./хв. підвищують температуру досліджуваної рідини в гільзі УВРП-1 до першого температурного режиму  $T1$  (значення температури  $T1$  повинно бути на 20% нижчим за фактичне значення пластової температури у свердловині, у якій планується проведення ПГРП із застосуванням досліджуваної технологічної рідини).

Дослідження проводять протягом запланованого часу на проведення ПГРП (30-60хв).

Далі виконують дослідження (перевірку) реологічних характеристик цієї ж проби технологічної рідини на різних частотах обертання (0-600 об./хв.), не змінюючи температури  $T1$  (рис.3.9).

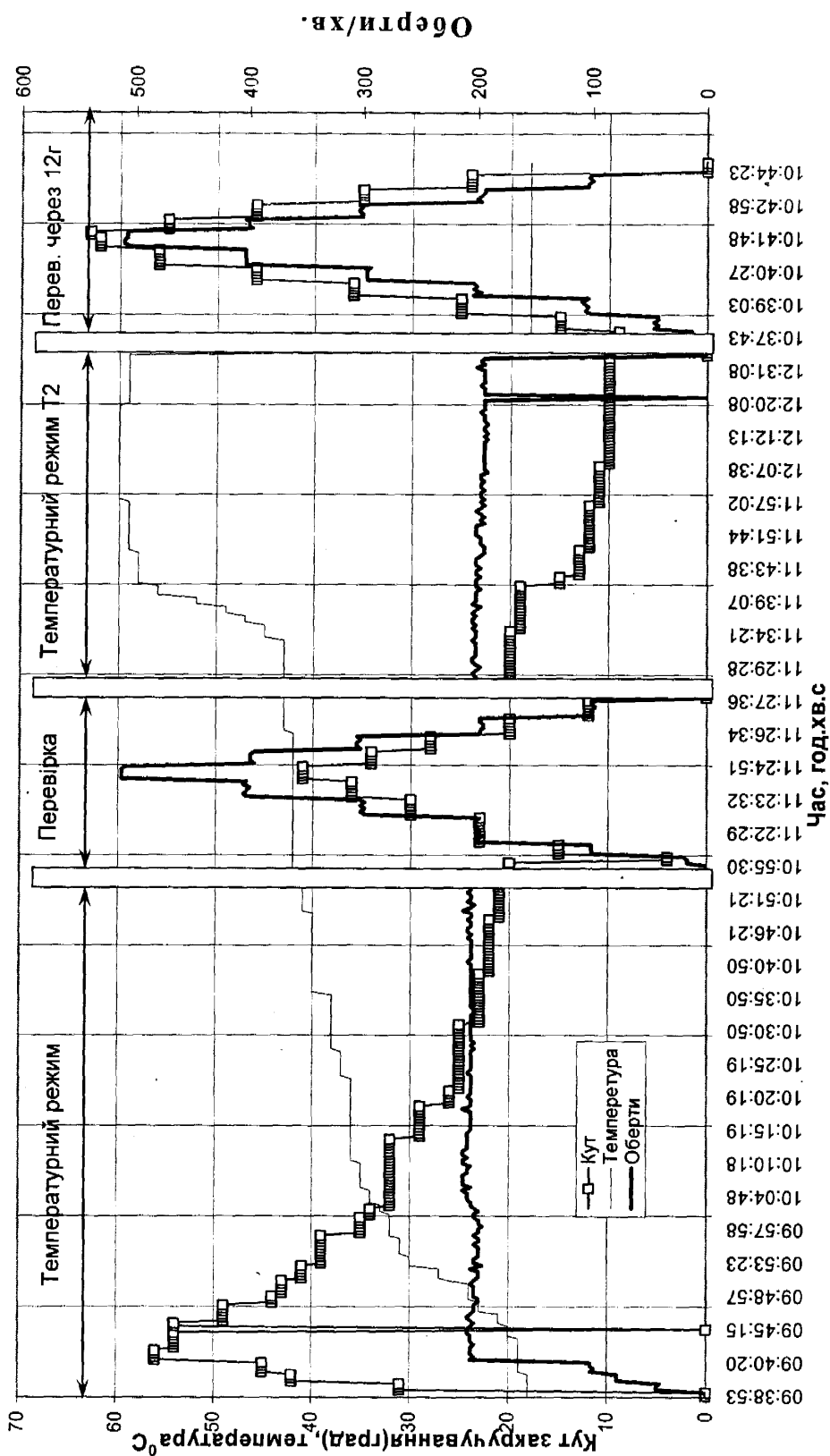


Рис. 3.9. Дослідження на установці УВРП-1 стабільності реологічних властивостей полімерно-емультійного розчину для ПГРП в часі при пластовій температурі

Наступним етапом є проведення досліджень реологічних характеристик цієї ж проби технологічної рідини на другому температурному режимі  $T_2$  (значення температури  $T_2$  повинно бути рівним фактичному значенню температурних умов застосування технологічної рідини у свердловині). Після цього виконують дослідження (перевірку) реологічних характеристик цієї ж проби технологічної рідини на різних частотах обертання (0-600об./хв.) не змінюючи температури  $T_2$ . Далі досліджувану пробу залишають в стані спокою на 12 год. (рис. 3.9).

Після відстоювання необхідно виконати контроль проби рідини на її розшарування і випадання осаду в гільзі установки УВРП-1 в та провести дослідження реологічних характеристик цієї ж проби рідини на різних частотах обертання гільзи (рис.3.7).

На основі результатів виконаних досліджень розраховують реологічні характеристики досліджуваної технологічної рідини та роблять висновки щодо можливості її застосування при певних пластових температурах процесу ПГРП.

Як видно з наведеного прикладу (рис.3.9), проведення досліджень з метою оцінки стабільності у першому температурному режимі (температура  $T_1=40^{\circ}\text{C}$ ) реологічні характеристики досліджуваного полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП значно знижуються і є на межі мінімально допустимих значень (попередньо визначених за допомогою моделювання процесу ПГРП), необхідних для утримання утвореної тріщини в пласті. При підвищенні температури (другий температурний режим) відбувається зниження реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину нижче мінімально допустимих значень. Після проведення відстоювання зафіксовано відновлення первинних характеристик полімерно-емульсійного розчину.

Отже на основі результатів досліджень даного розчину можна зробити висновок, що вказаний розчин можна застосовувати для свердловин з температурою на вибої під час процесу ПГРП (враховуючи охолодження привибійної зони) не більше  $40^{\circ}\text{C}$ . Для вищих температур необхідне додавання до складу полімерно-емульсійного розчину температурних стабілізаторів або заміна такого розчину на іншу технологічну рідину.

Дослідження впливу пластової температури на реологічні характеристики технологічних рідин за наведеною методикою дозволять оцінити можливість застосування конкретної технологічної рідини протягом планованого технологічного часу проведення процесу ПГРП, оцінити динаміку розкладу цієї рідини у пласті після проведення процесу ПГРП та експериментально визначити оптимальну кількість деструктора в технологічній рідині.

### *3.3.4. Методика дослідження на установці УВРП-1 впливу тиску на реологічні характеристики технологічних рідин для ПГРП*

Дослідження проводять при кімнатній температурі або одному із вказаних раніше температурних режимах. Для вирішення поставленого завдання в залежності від конкретних умов пропонується дві методики проведення досліджень.

Перша методика передбачає виконання досліджень технологічної рідини при однаковій частоті обертання гільзи установки УВРП-1 (рис.3.7). Далі при постійному значенні частоти обертання змінюють надлишковий тиск в гільзі з досліджуваною рідиною (для прикладу:  $P1=3\text{МПа}$ ,  $P2=5\text{МПа}$ ,  $P3=7\text{МПа}$ ,  $P4=10\text{МПа}$ ,  $P5=12\text{МПа}$ ). При цьому фіксують час і кут закручування рифленого циліндра установки УВРП-1 ф.

Суть другої методики полягає у проведенні досліджень технологічної рідини при різних частотах обертання гільзи  $\omega$  (0-600-0 об./хв.) при кожному із вказаних вище надлишкових тисках в гільзі установки УВРП-1.

Після цього проводять розрахунок реологічних характеристик досліджуваної рідини на основі отриманих результатів досліджень і розробляють рекомендації щодо застосування досліджуваної рідини в тих чи інших умовах з урахуванням конкретного пластового тиску.

Аналіз результатів за такою методикою досліджень дозволить оцінити вплив пластового тиску на структуру досліджуваної технологічної рідини для ПГРП та можливість його застосування на конкретній свердловині.

### *3.3.5. Методика дослідження на установці УВРП-1 зміни реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП у поверхневих та пластових умовах в залежності від їх концентрацій*

Дана методика дозволяє оцінити вплив складу технологічних рідин для проведення ПГРП (рідинна основа, наявність ПАР, гелеутворювача, лугів, деструкторів, стабілізаторів відповідних концентрацій тощо) на реологічні властивості цих рідин з урахуванням пластових умов.

При цьому проводять повний комплекс досліджень реологічних властивостей рідин для ПГРП (дослідження стабільності реологічних характеристик у поверхневих умовах згідно п. 3.3.2, дослідження впливу температури і тиску на ці характеристики згідно п. 3.3.3 і п. 3.3.4) для відповідного її складу.

Аналіз результатів проведених таким чином досліджень дає можливість оптимально вибрати рецептурний склад певного типу технологічних рідин з урахуванням конкретних умов свердловини, на якій планується проведення ПГРП.

### *3.3.6. Апробація розроблених методик в процесі дослідження реологічних властивостей технологічної рідини "Галгель"*

З метою визначення реологічних характеристик розробленої в НДПі ВАТ «Укрнафта» технологічної рідини з використанням реагенту «Галгель» для проведення ПГРП проведено комплекс лабораторних досліджень на установці УВРП-1 за таким планом:

- дослідження стабільності реологічних характеристик технологічної рідини для проведення ПГРП на основі прісної води і "Галгелю" 0,5%-ої концентрації у поверхневих умовах. Результати досліджень приведені в додатку В;
- дослідження стабільності реологічних характеристик технологічної рідини для проведення ПГРП на основі прісної води "Галгелю" 0,4%-ої концентрації у поверхневих умовах. Результати досліджень приведені в додатку Д;

– дослідження стабільності реологічних характеристик технологічної рідини для проведення ПГРП на основі прісної води "Галгелю" 0,5%-ої концентрації у пластових умовах. Результати досліджень приведені в додатку Ж;

– дослідження впливу тиску та температури на реологічні характеристики технологічних рідин для проведення ПГРП на основі прісної води 0,5%-ої концентрації "Галгелю". Результати досліджень приведені в додатку З.

Слід відмітити, що "Галгель" представляє собою порошкоподібну речовину, яка включає полімерну основу, стабілізатор, деструктор ПАР і ряд інших компонентів певних концентрацій.

Аналізуючи результати вищевказаних досліджень, які приведені в додатках В, Д, Ж, З, можна зробити такі висновки:

1) концентрація 0,5 % "Галгелю" у технологічній рідині забезпечує стабільні реологічні характеристики у поверхневих умовах при різних частотах обертання гільзи установки УВРП-1 без руйнування рідини. Порівняльні дослідження на стабільність рідини з 0,5 % "Галгелю" після відстоювання (21 год.) вказують на задовільну для процесу ПГРП стійкість її структури в часі;

2) зменшення концентрації "Галгелю" у рідині до 0,4 % у поверхневих умовах приводить до погіршення реологічних характеристик рідини, однак вони знаходяться на межі дозволених до застосування в умовах проведення ПГРП. Після відстоювання рідини протягом 18 год. зміна реологічних характеристик рідини з 0,4 %-ою концентрацією "Галгелю" є незначною, що є позитивним при її використанні в промислових умовах;

3) підвищення температури рідини з 0,5 %-ою концентрацією "Галгелю" до 80 °С (що передбачалось для умов конкретної свердловини) приводить до зниження реологічних характеристик до рівня, який ще сприяє розвитку тріщини в породі під час проведення процесу ПГРП;

4) зростання надлишкового тиску від 0 до 14,0 МПа суттєво не впливає на зміну реологічних характеристик рідини з 0,5 %-ою концентрацією "Галгелю" і не руйнує його гелеву структуру, що є позитивним для проведення процесу ПГРП.

В цілому можна відзначити, що досліджувані реологічні властивості рідини з 0,5 %-ою і 0,4 %-ою концентраціями "Галгелю" є стабільними при різних частотах обертання гільзи установки УВРП-1 (0–600–0 об./хв.) у поверхневих умовах, а також є стабільними в часі, що є позитивним при приготуванні таких технологічних рідин безпосередньо на свердловині. Дослідження таких рідин у термобаричних умовах свердловини вказали на задовільні значення їх реологічних характеристик, що дозволяє їх застосування у пластових умовах при проведенні процесу ПГРП.

### **3.4. Аналіз метрологічних характеристик установки УВРП-1**

#### *3.4.1. Загальна характеристика похибок установки УВРП-1*

Оскільки розроблена установка УВРП-1 є багатофункціональною, за допомогою якої здійснюється контроль за якістю неньютонівських рідин у відповідних зовнішніх умовах, то оцінку точності вимірювання реологічних параметрів досліджуваних рідин доцільно здійснити шляхом метрологічного аналізу цієї установки. Для цього необхідно встановити вплив на процес визначення реологічних параметрів різноманітних факторів, теоретично проаналізувати методику вимірювання та практично дослідити досконалість приладової частини установки УВРП-1.

Розрахунок сумарної похибки установки УВРП-1 проводився через аналіз і визначення її складових. На основі проведеного аналізу розроблена схема нагромадження похибок установки УВРП-1, яка представлена на рис.3.10.

В загальному сумарну похибку можна розділити на дві групи складових: методичні  $\delta_{м.}$ , які визначаються неточністю закладених розрахункових залежностей  $\delta_{розр.}$  та суб'єктивністю інтерпретації отримуваних даних  $\delta_{інт.даніх}$ , та інструментальні  $\delta_{інст.}$ , які виникають внаслідок недосконалості конструкції самої установки УВРП-1.

Оскільки в установці передбачено безпосереднє вимірювання кута закручування, а також вимірювання параметрів, що впливають на стан рідини: тиску, температури та частоти обертання, то доцільно при визначенні сумарної



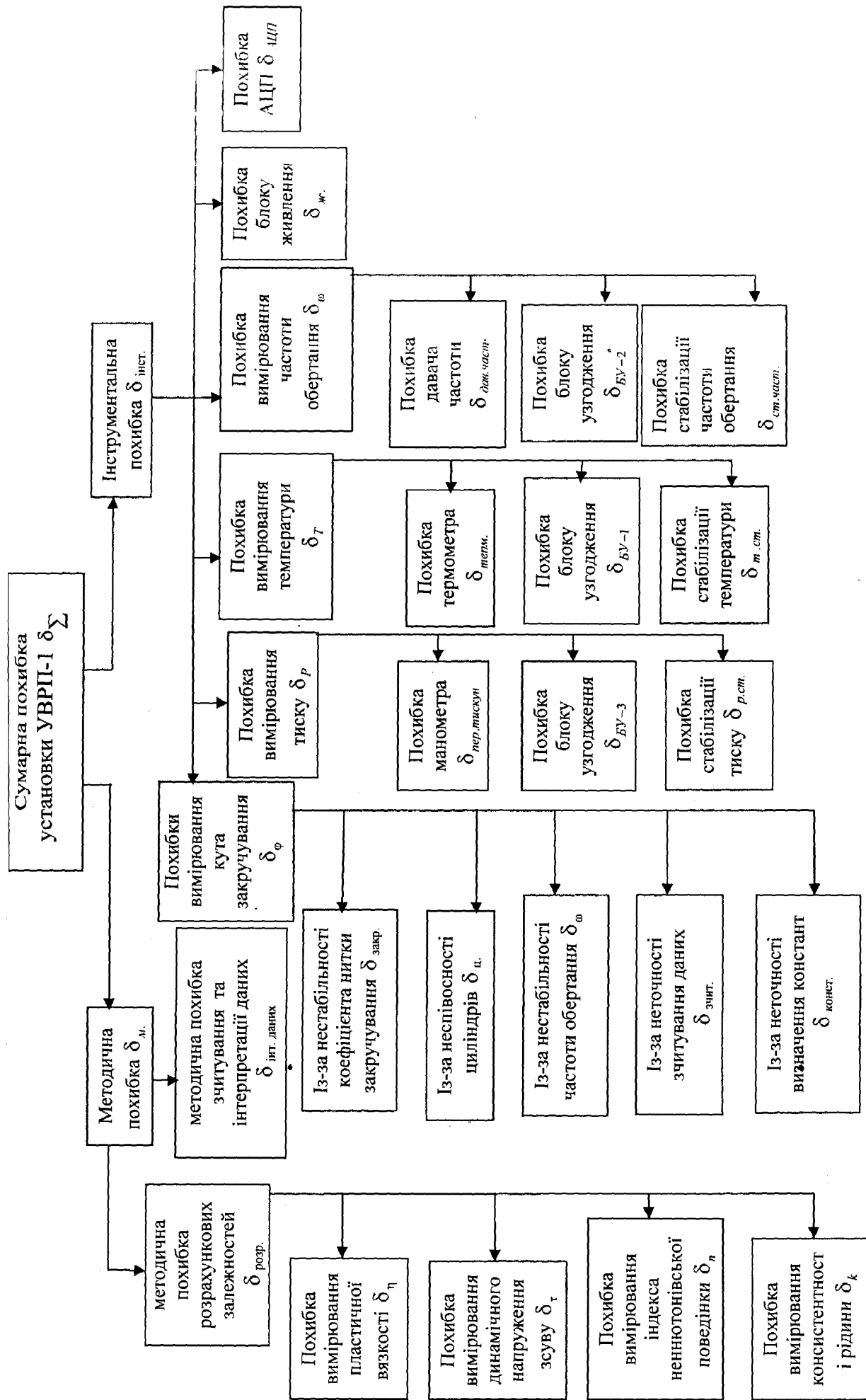


Рис.3.10. Схема нагромадження похибок установки УВРП-1

похибки установки врахувати похибки вимірювання цих параметрів (відповідно  $\delta_\phi, \delta_p, \delta_T, \delta_\omega$ ). Для кожного з цих параметрів в установці передбачено свій канал вимірювання від датчика через блок узгодження до комп'ютера. Тому необхідно розрахувати похибки по кожному каналу зокрема, а також похибки стабілізації цих величин. При цьому необхідно розглянути похибки передачі та оброблення сигналів в установці згідно з її конструктивними особливостями, зокрема похибку аналого-цифрового перетворювача  $\delta_{АЦП}$ , похибку блоків живлення  $\delta_{ж.}$ .

Похибки вимірювання реологічних параметрів: пластичної в'язкості  $\delta_\eta$ , динамічного напруження зсуву  $\delta_\tau$ , індекса неньютонівської поведінки  $\delta_n$  та коефіцієнта консистентності рідини  $\delta_k$ , які визначаються опосередковано за відомими залежностями, можна віднести до методичних похибок розрахункових залежностей, а також до інструментальної похибки вимірювання кута закручування нитки віскозиметра при різних значеннях частоти обертання гільзи.

Оскільки в системі діють і аналогові, і цифрові сигнали, інформація в комп'ютер вводиться через клавіатуру та через мікропроцесорний блок, а також з врахуванням різної природи вищевказаних похибок, доцільно визначати їх відносні значення, сумарну інструментальну похибку системи розрахувати шляхом геометричного та алгебраїчного (для корельованих похибок) сумування відносних похибок окремих складових елементів системи. Тому в даному розділі поданий аналіз окремих груп складових, на основі яких розрахована сумарна похибка установки УВПР-1.

#### *3.4.2. Аналіз похибки вимірювання кута закручування нитки віскозиметра*

Кут закручування пружної нитки віскозиметра ВСМ-2М установки УВПР-1, яка торсіоном зв'язана з динамометром, є основним інформативним параметром для визначення напруження зсуву контрольованої рідини. Основними факторами впливу на точність вимірювання віскозиметра є нестабільність коефіцієнта пружності нитки підвісу вимірювального елемента рифленого циліндра  $\delta_{закр.}$ , неспіввісність циліндрів

$\delta_y$ , нестабільність частоти обертання гільзи  $\delta_{\text{част.}}$ , неточність визначення констант віскозиметра  $\delta_{\text{конст.}}$ . Також має місце суб'єктивна похибка зчитування результатів за положенням стрілки на шкалі приладу  $\delta_{\text{чит.}}$ .

Конструктивне виконання установки УВРП-1 передбачає істотне зменшення значень цих похибок. Так нитка, на якій підвішений вимірювальний елемент (рифлений циліндр) вагою близько 4Н, виготовлена зі сталі марки 36НХТЮ, що забезпечує роботу нитки в лінійній частині діаграми її розтягу на всьому діапазоні вимірювання кута закручування (пружна деформація). Максимальна відносна нелінійність характеристики для сплаву 36НХТЮ в межах пружної деформації  $\delta_{\text{закр.}}$  складає 0,1%.

Похибка  $\delta_{\text{конст.}}$  визначення констант А, В і К установки УВРП-1 залежить від точності визначення динамічної в'язкості градуовальної ньютонівської рідини, точності витримування стабільних значень її температури та частоти обертання гільзи, а також від невідповідності заданим значенням розмірів вимірювального елемента. Згідно з інструкцією з експлуатації [Ца2.842.008 РЄ] ця похибка не перевищує 0,5%.

Для зменшення похибки від неспіввісності внутрішнього циліндра, що висить на нитці, і зовнішнього циліндра, що вставляється в пази, перед початком кожної серії вимірювань візуально проводиться контроль їх положення за допомогою дзеркала, яке ставиться в нижній частині віскозиметра ВСМ-2М установки УВРП-1 під циліндрами. Взаємне розташування циліндрів визначається горизонтальністю всього приладу і регулюється за допомогою гайок, якими виставляється висота ніжок основи віскозиметра. Тому дану похибку можна не враховувати.

Похибка  $\delta_{\text{част.}}$  викликана нестабільністю частоти обертання гільзи і залежить від похибки стробоскопічного тахометра ТСТ-32, за допомогою якого проградуують шкалу віскозиметра ВСМ-2М установки УВРП-1. Згідно з інструкцією з експлуатації тахометра похибка  $\delta_{\text{част.}}$  складає 0,5%.

Похибка неточності зчитування даних пов'язана з неточністю градуювання віскозиметра та неточністю відрегулювання періоду коливань підвісної частини

приладу. Згідно з інструкцією з експлуатації віскозиметра ВСМ-2М (Ца2.842.008 РЭ) при виконанні всіх вимог при настроюванні приладу значення похибки  $\delta_{\text{чит}}$  не перевищує 0,1%.

Отже сумарна відносна похибка вимірювання кута закручування установки УВРП-1, яка може бути визначена шляхом геометричного сумування її складових, буде такою:

$$\delta_{\varphi} = \sqrt{(\delta_{\text{закр.}}^2 + \delta_{\varphi}^2 + \delta_{\text{част.}}^2 + \delta_{\text{конст.}}^2 + \delta_{\text{чит.}}^2)} = 0,54\%. \quad (3.5)$$

### 3.4.3. Аналіз похибки каналу вимірювання та стабілізації тиску

Тиск в установці УВРП-1 створюється шляхом подачі стисненого повітря від газового балону, в якому зберігається повітря під тиском 15,0 МПа. Система впускного, випускного вентилів та запобіжного клапанів, а також манометра, тензодавача на вході і виході підвідних до віскозиметра труб забезпечують створення, необхідну зміну та контроль цього тиску.

Канал вимірювання тиску складається з напівпровідникового перетворювача тиску типу ПДТ-1000 та блоку узгодження БУ-3, що представляє собою операційний підсилювач. Похибка перетворювача викликана нестабільністю коефіцієнта передачі, на який впливає зміна температури навколишнього середовища, що, в свою чергу, змінює пружні властивості чутливого елемента давача тиску – мембрани. Відносна похибка перетворювача  $\delta_{\text{пер.тиску}}$  згідно з паспортними даними складає 0,5%.

Похибка блоку узгодження БУ-3 визначається нестабільністю коефіцієнта підсилення, що пояснюється дрейфом нуля і нелінійністю статичної характеристики. Використання операційних підсилювачів типу К140УД6 дозволяє похибку блоку узгодження  $\delta_{\text{БУ-3}}$  вважати рівною 0,1%.

Похибка стабілізації тиску  $\delta_{\text{р.стаб.}}$  визначається ступенем герметичності вентилів в каналі подачі тиску і може бути прийнята рівною 0,1%.

Отже сумарна похибка каналу вимірювання тиску буде такою:

$$\delta_P = \sqrt{\delta_{\text{пер.тиску}}^2 + \delta_{\text{БУ-3}}^2 + \delta_{\text{Р.стаб}}^2} = 0,52\%. \quad (3.6)$$

#### 3.4.4. Аналіз похибки каналу вимірювання та стабілізації температури

Підвищена температура в контейнері віскозиметра установки УВРП-1 створюється вмонтованим електричним тенем. Швидкість нагріву регулюється шляхом зміни опору, який виведений на пульт управління.

Для вимірювання температури в якості первинного перетворювача використовується термопара ХК-300, згідно з градуовальною характеристикою якої її вихідний сигнал змінюється від 0 до 17,91 мВ при зміні температури від 20°C до 250°C. Стабільність та лінійність градуовальної характеристики термопари забезпечується як чистотою матеріалів електродів термопари, так і спеціальним її виконанням - без корпусу, що зменшує її динамічну похибку. Відносна похибка термопари  $\delta_{\text{терм}}$ , виходячи з її конструктивного виконання, складає 0,2%.

Вихідний сигнал термопари підсилюється до 5 В в блоці узгодження БУ-1, що представляє собою підсилювач з МДМ-перетворювачем. Температурний дрейф підсилювача становить не більше 0,4 мкВ/°С, що з урахуванням коефіцієнта підсилення підсилювача, рівного 250, дозволяє вважати відносну похибку цього блоку узгодження  $\delta_{\text{терм}} \delta_{\text{БУ-1}}$  рівною 0,1%.

Похибка стабілізації температури визначається конструкцією тена та інерційністю змінного опору. Тому можна вважати відносну похибку температурної стабілізації  $\delta_{\text{Т.ст}}$  рівною 0,1%.

Сумарна похибка вимірювання температури буде такою:

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{\text{терм}}^2 + \delta_{\text{БУ-1}}^2 + \delta_{\text{Т.ст}}^2} = 0,21\%. \quad (3.7)$$

### 3.4.5. Аналіз похибки вимірювання частоти обертання

Похибка каналу вимірювання частоти обертання віскозиметра установки УВРП-1 складається з похибки давача  $\delta_{\omega}$ , яка рівна 0,2% і похибки блоку узгодження БУ-2  $\delta_{БУ-2}$ , який представляє собою масштабний підсилювач сигналу частоти обертання. Аналогічно до інших блоків узгодження його відносна похибка  $\delta_{БУ-2} = 0,1\%$ . Стабільність частоти обертання гільзи залежить від точності виготовлення та надійності роботи обертових частин віскозиметра, періодичності змащення підшипників. При дотриманні технологічних вимог до конструкції приладу та його експлуатації похибка нестабільності частоти обертання  $\delta_{ст.част}$  визначається випадковою складовою від впливу зміни зовнішніх факторів і становить 0,2%.

Тому сумарна похибка вимірювання частоти обертання буде такою:

$$\delta_{\omega} = \sqrt{\delta_{дав.час}^2 + \delta_{БУ-2}^2 + \delta_{ст.част}^2} = 0,3\%.$$

### 3.4.6. Аналіз методичної похибки установки УВРП-1

Методична похибка установки УВРП-1 визначається неточністю розрахункових залежностей, за якими визначаються реологічні параметри технологічних рідин. В ці залежності входять значення кута закручування нитки віскозиметра ВСМ-2М при різних частотах обертання гільзи. Тому методична похибка пов'язана з інструментальною похибкою вимірювання кута закручування  $\delta_{\phi}$ , а також з неточністю інтерпретації вимірянних даних  $\delta_{инт.даних}$ . Оскільки відомі розрахункові функціональні залежності, то доцільно використати диференціальний метод розрахунку похибки. Даний метод передбачає розрахунок абсолютної похибки опосередкованого вимірювання за частковими похідними по кожному з аргументів – кутів закручування нитки, а також їхніми усередненими значеннями та абсолютними похибками вимірювання.

Усереднені значення кутів закручування нитки віскозиметра при різних частотах обертання гільзи для взірцевої рідини отримано шляхом багаторазових спостережень. Ці значення, наприклад становить:  $153^\circ$ ,  $190^\circ$ ,  $220^\circ$ ,  $265^\circ$ . Абсолютні похибки вимірювання визначено на основі розрахованої відносної похибки та усереднених вимірних значень кутів закручування і відповідно склали:  $\Delta\varphi_{200} = 0,826^\circ$ ;  $\Delta\varphi_{300} = 1,026^\circ$ ;  $\Delta\varphi_{400} = 1,188^\circ$ ;  $\Delta\varphi_{600} = 1,431^\circ$ .

Отже абсолютна похибка вимірювання пластичної в'язкості  $\Delta\eta$  буде такою:

$$\begin{aligned} \Delta\eta &= \partial\eta / \partial\varphi_{400} \cdot \Delta\varphi_{400} + \partial\eta / \partial\varphi_{200} \cdot \Delta\varphi_{200} + \partial\eta / \partial\varphi_{600} \cdot \Delta\varphi_{600} + \partial\eta / \partial\varphi_{300} \cdot \varphi_{300} = \\ &= 0,000375(\Delta\varphi_{400} - \Delta\varphi_{200}) + 0,00025(\Delta\varphi_{600} - \Delta\varphi_{300}) = 0,0002369, \text{ Па} \cdot \text{с}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Абсолютна похибка вимірювання динамічного напруження зсуву  $\Delta\tau_0$  буде такою:

$$\begin{aligned} \Delta\tau_0 &= \partial\tau_0 / \partial\varphi_{400} \cdot \Delta\varphi_{400} + \partial\tau_0 / \partial\varphi_{200} \cdot \Delta\varphi_{200} + \partial\tau_0 / \partial\varphi_{600} \cdot \Delta\varphi_{600} + \partial\tau_0 / \partial\varphi_{300} \cdot \Delta\varphi_{300} = \\ &= 0,15(\Delta\varphi_{200} + \Delta\varphi_{300}) - 0,075(\Delta\varphi_{400} + \Delta\varphi_{600}) = 0,081375 \text{ Па}. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Абсолютну похибку вимірювання індекса неньютонівської поведінки рідини  $\Delta n$  буде такою:

$$\begin{aligned} \Delta n &= \partial n / \partial\varphi_{400} \cdot \Delta\varphi_{400} + \partial n / \partial\varphi_{200} \cdot \Delta\varphi_{200} = \\ &= 2,1 \cdot 0,4342 \cdot (1/\varphi_{400} \cdot \Delta\varphi_{400} - 1/\varphi_{200} \cdot \Delta\varphi_{200}) = 0. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Абсолютну похибку вимірювання коефіцієнта консистентності рідини  $\Delta k$  можна розрахувати так:

$$\begin{aligned} \Delta k &= \partial k / \partial\varphi_{200} \cdot \Delta\varphi_{200} + \partial k / \partial n \cdot \Delta n = \\ &= 0,1675 \cdot (1/200^n \cdot \Delta\varphi_{200} + n \cdot \ln 200 \cdot \Delta n) = 0,0097 \text{ Па} \cdot \text{с}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Значення відносних похибок визначення вищевказаних величин розраховуються шляхом приведення значень абсолютних похибок до середнього значення цих величин, тобто:

$$\delta_{\eta} = \frac{\Delta\eta}{\eta} = 0,53\%, \quad \delta_{\tau} = \frac{\Delta\tau_0}{\tau_0} = 0,54\%,$$

$$\delta_n = \frac{\Delta n}{n} = 0, \quad \delta_k = \frac{\Delta k}{k} = 0,52\% .$$

Сумарна похибка неточності розрахункових залежностей  $\delta_{розр.}$  буде такою:

$$\delta_{розр.} = \sqrt{\delta_{\eta}^2 + \delta_T^2 + \delta_n^2 + \delta_k^2} = 0,92\% . \quad (3.12)$$

Похибка неточності інтерпретації вимірних даних  $\delta_{інт.даних}$  пов'язана з суб'єктивністю відліку за шкалою віскозиметра. Як відомо зі статистичного аналізу хибне зчитування в середньому виникає один раз на 1000 відліків. Тому дану похибку можна вважати рівною 0,1%.

Тоді сумарна методична похибка буде  $\delta_m$  такою:

$$\delta_m = \sqrt{\delta_{розр.}^2 + \delta_{інт.даних}^2} = 0,925\% . \quad (3.13)$$

#### 3.4.7. Розрахунок сумарної похибки установки УВРП-1

Приведений вище аналіз всіх складових похибки установки УВРП-1 дозволяє вважати, що всі складові похибки виникають із-за різних причин і тому можна їх вважати некорельованими. Тому сумарну похибку можна розраховувати шляхом геометричного сумування складових. Також необхідно врахувати похибку АЦП і похибки блоків живлення, які відповідно є такими  $\delta_{АЦП} = 0,05\%$ ;  $\delta_{жс.} = 0,1\%$ .

Тоді сумарна відносна похибка установки УВРП-1 буде такою:

$$\delta_{\Sigma} = \sqrt{\delta_m^2 + \delta_{\varphi}^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_{\omega}^2 + \delta_{живл.}^2 + \delta_{АЦП}^2} \approx 1,5\% . \quad (3.14)$$



## Висновки до розділу

1. Проведено аналіз існуючого стану визначення реологічних властивостей неньютонівських рідин для проведення ПГРП та визначено основні напрямки досліджень цих рідин для ПГРП, а саме: визначення та дослідження стабільності реологічних характеристик в поверхневих та пластових умовах, а також зміни цих властивостей від складу і концентрації технологічної рідини.

2. Розроблено установку УВРП-1 для визначення реологічних параметрів рідин для проведення ПГРП, здійснено метрологічний аналіз цієї установки. Встановлено, що сумарна відносна похибка установки УВРП-1 не перевищує 1,5 %. Установка дозволяє проводити відповідні дослідження при поверхневих і пластових умовах.

3. Розроблено програмне забезпечення "Viscosity.exe" для зчитування та збереження інформації на базі програми VSFlexgrid. Програма дозволяє створення бази даних з результатами проведених лабораторних досліджень на установці УВРП-1 реологічних властивостей технологічних рідин для проведення ПГРП.

4. Розроблено методики проведення лабораторних досліджень на установці УВРП-1 для визначення відповідних реологічних характеристик технологічних рідин, для дослідження стабільності цих характеристик при поверхневих і пластових умовах (температури і тиску), для дослідження впливу складу рідин і їх концентрації на їх реологічні характеристики.

5. Проведено комплекс досліджень реологічних властивостей технологічної рідини з використанням реагента "Галгель" на установці УВРП-1, що підтвердило можливість і доцільність використання установки УВРП-1 для дослідження реологічних властивостей реальних технологічних рідин, що використовуються для проведення ПГРП.

## РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП В  
МАСШТАБІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ

## 4.1. Розробка структурної схеми системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП

З урахуванням характеристик відомих систем контролю за процесом ПГРП, їх переваг і недоліків (розділ 1), а також результатів теоретичних досліджень, приведених у 2-му і 3-му розділах роботи, розроблена удосконалена структурна схема контролю за підготовкою і проведенням ПГРП, яка наведена на рис. 4.1 і включає такі основні складові елементи: експлуатаційну свердловину (поз. 1), через яку необхідно проводити потужний гідророзрив того нафтоносного пласта, який є основним продуктивним пластом для даної свердловини; установку УВРП-1 (поз. 2) для проведення досліджень реологічних характеристик всіх рідин, які будуть використовуватися в процесі ПГРП; блок введення попередньо визначених параметрів свердловини і продуктивного пласта (поз. 3), де відповідно  $R_{вн.}$ ,  $R_{зовн.}$  – внутрішній і зовнішній радіуси колони НКТ,  $L$  – довжина колони НКТ,  $H_{пл.}$  – глибина залягання продуктивного пласта,  $D$  – діаметр свердловини,  $\rho_{затр.}$  – густина рідини у затрубному просторі свердловини,  $H_{зумпф.}$  – висота зумпфа,  $P_{закр.}$  – тиск закриття тріщини; устьові давачі густини рідин (поз. 4) кожної з  $j$ -ої помпованої рідини  $\rho_{ji}$ , тиску  $P_{уст.i}$  (поз. 5), об'єму  $V_{ji}$  помпованих рідин (поз. 6) і витрати  $Q_i$  помпованих рідин (поз. 7); комп'ютерну систему збору і обробки даних (поз. 8), в якій здійснюється розрахунок тиску на вибої свердловини  $P_{виб.i}$  сумарних втрат тиску на тертя  $P_{втр.i}$ , чистого тиску розриву пласта  $P_{ч.розр.i}$  сумарного гідростатичного тиску  $P_{гидрост.i}$ , висот стовпів кожної із  $j$ -ої рідин у свердловині  $H_{ji}$ , перепаду тиску на пакері  $\Delta P_{пак.i}$ , а також обробка вимірних устьових значень тиску  $P_{уст.i}$ , густин  $\rho_{ji}$ , об'єму  $V_{ji}$  і витрати  $Q_i$  з метою їх подальшої оперативної індикації в кожний із  $i$ -их моментів реального часу проведення ПГРП.

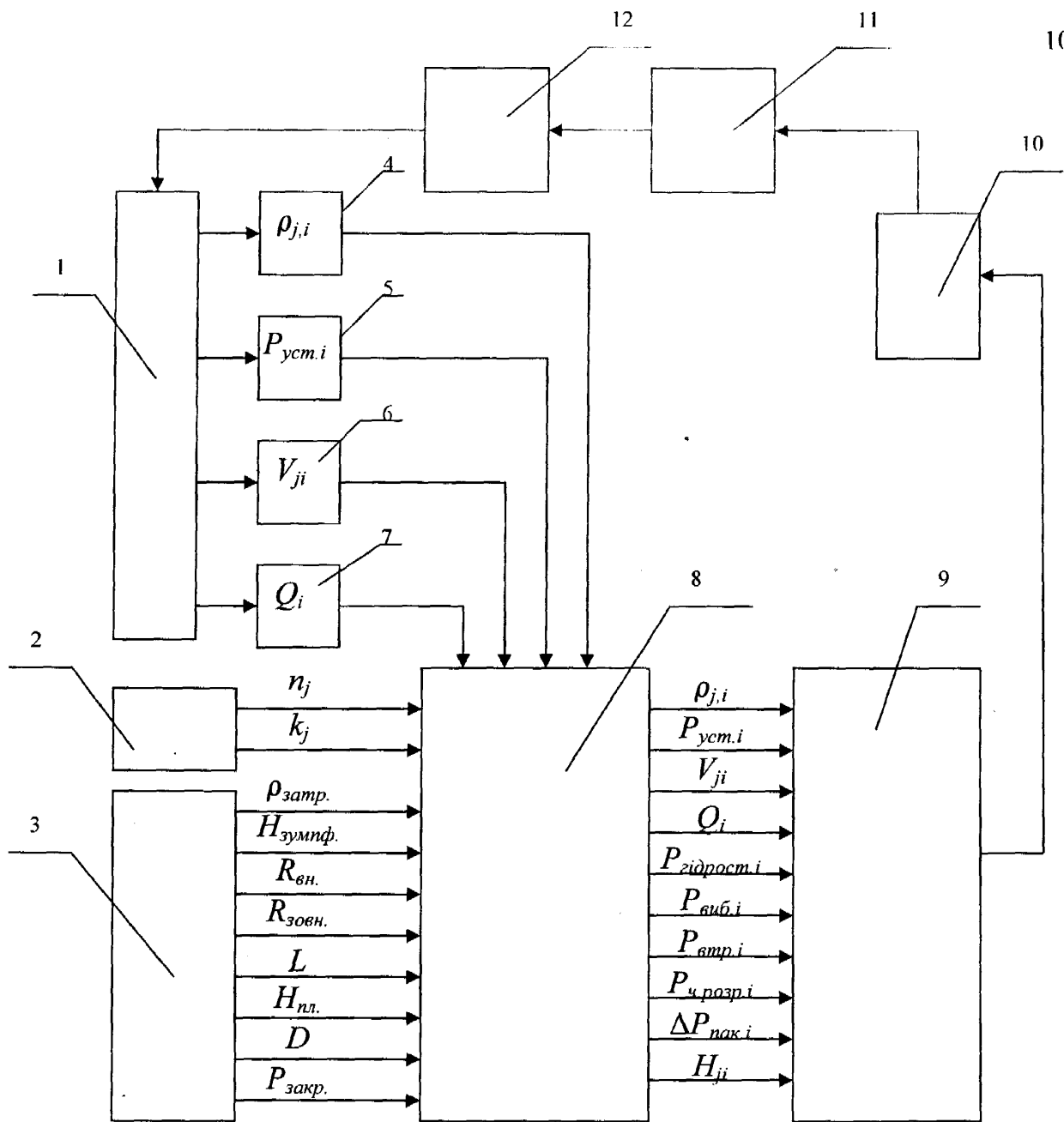


Рис. 4.1. Структурна схема удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП

- |  |  |
|--|--|
| 1 – свердловина;                                     | 7 – давач витрати рідини;  |
| 2 – установка УВРП-1;                                | 8 – комп'ютерна система обробки даних;                           |
| 3 – блок визначених параметрів свердловини і пласта; | 9 – блок індикації і реєстрації виміряних і розрахункових даних; |
| 4 – давач густини рідин;                             | 10 – технолог процесу ПГРП;                                      |
| 5 – давач устєвого тиску;                            | 11 – блок керування процесом ПГРП (ЕС-22ACD);                    |
| 6 – давач об'єму рідини;                             | 12 – виконавчий блок системи (маніфольд).                        |

Крім цього система контролю включає також блок реєстрації індикації (поз. 9) всіх вказаних параметрів в кожний із  $i$ -их моментів часу з інтервалом 3 с і представлення деяких із них ( $P_{виб.i}$ ,  $P_{втр.i}$ ,  $P_{ч.розр.i}$ ) у вигляді відповідних графічних часових залежностей; блок керування (поз. 11) процесом ПГРП моделі ЕС-22 АСД і виконавчий блок (поз. 12) системи у вигляді маніфольда моделі ІС-320 для безпосереднього впливу на технологічний процес ПГРП.

Слід відмітити, що процес керування на основі отриманої інформації здійснює технолог (поз. 10), присутність якого при проведенні ПГРП є обов'язковою як керівника процесу проведення ПГРП.

Порівнюючи удосконалену систему контролю за підготовкою і проведенням ПГРП з існуючою, на базі якої була розроблена удосконалена система, необхідно відмітити, що запропонована і практично реалізована система контролю згідно рис. 4.1 дозволяє технологу на базі додатково отриманої інформації про розраховані миттєві значення  $P_{зідрост.i}$ ,  $P_{виб.i}$ ,  $P_{втр.i}$ ,  $P_{ч.розр.i}$ ,  $\Delta P_{нак.i}$  і  $H_{ji}$  з урахуванням вимірних значень  $\rho_{ji}$ ,  $P_{уст.i}$ ,  $V_{ji}$  і  $Q_i$  оптимально вести процес ПГРП, значно точніше визначати початок і кінець розриву пласта, тиск розриву пласта, заповнення тріщини закріплювачем і не допускати виникнення аварійних ситуацій, які можуть привести до ліквідації свердловини.

#### **4.2. Розробка і опис блок-схем алгоритмів функціонування удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП**

У зв'язку з тим, що в загальному весь об'єм робіт по підготовці та проведенні ПГРП включає роботи, які необхідно провести попередньо в лабораторних умовах, і роботи, які після цього вже необхідно проводити безпосередньо на свердловині в польових умовах, нижче наведені окремо алгоритми роботи розробленої системи контролю в лабораторних умовах (рис. 4.2) і алгоритм її роботи безпосередньо на свердловині (рис. 4.3).

При проведенні необхідних досліджень в лабораторних умовах, мета яких – це підбір рецептур і дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП,

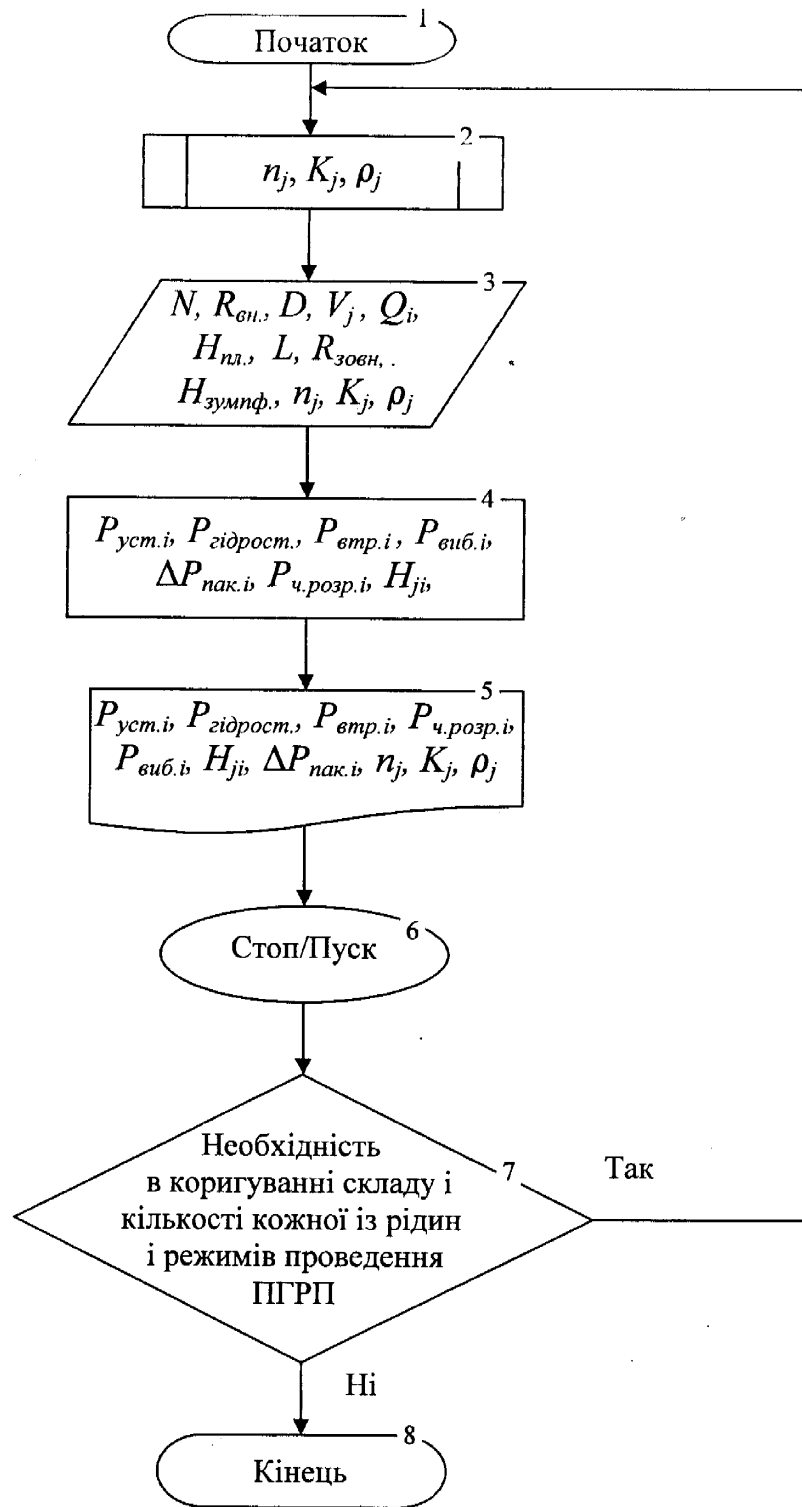


Рис.4.2. Алгоритм роботи удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП при проведенні необхідних досліджень в лабораторних умовах

попередня оцінка можливих значень технологічних параметрів при проведенні ПГРП з урахуванням характеристик і умов свердловини, передбачається з використанням окремих блоків розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП проведення наступних операцій.

Введення необхідних значень вхідних параметрів в оперативну пам'ять системи (блок 2, рис. 4.2): кількості рідини  $N$ , що будуть використовуватися при проведенні ПГРП ( $j=1 \div N$ ); значень внутрішнього та зовнішнього радіусів НКТ ( $R_{вн.}, R_{зовн.}$ ); діаметра свердловини  $D$ ; об'ємів кожної із рідин  $V_j$  і їх витрати  $Q_j$ ; глибини залягання продуктивного пласта  $H_{пл.}$  та висоти зумпфа  $H_{зумф.}$ ; довжини НКТ  $L$  і тиску закриття тріщини  $P_{закр.}$ .

За допомогою установки УВРП-1 визначають відповідні реологічні характеристики кожної із рідин  $n_j$  і  $k_j$ , а за допомогою ареометрів визначають густини цих рідин  $\rho_j$  (блок 3). Отримані значення  $n_j$ ,  $k_j$  і  $\rho_j$  також вводять в оперативну пам'ять системи контролю.

Після цього за допомогою відповідних раніше приведених залежностей розраховують значення тисків  $P_{уст.і}, P_{гидрост.і}, P_{виб.і}, P_{втр.і}, P_{ч.розр.і}, \Delta P_{нак.і}$ , а також висоти стовпів кожної із рідин у свердловині  $H_{ji}$  в кожний із моментів реального часу  $i$  від початку до кінця проведення ПГРП (блок 4) з інтервалом в 3 с. Результати розрахунку цих параметрів, а також  $n_j$ ,  $k_j$  і  $\rho_j$  представляються блоком індикації (блок 5) і у вигляді відповідних графіків досліднику, після чого відбувається зупинка роботи програми системи (блок 6) і дослідник має можливість їх проаналізувати, провести необхідні коригування складу і кількості кожної із рідин і режимів проведення ПГРП і повторити при цьому розрахунок згідно блоку 4, або зупинити розрахунок із запам'ятовуванням результатів досліджень і розрахунків з метою їх використання при проведенні ПГРП безпосередньо на свердловині в якості початкових даних при роботі розробленої системи контролю.

Слід відмітити, що проведення таких лабораторних досліджень суттєво прискорить і підвищить надійність попередніх промислових досліджень на

свердловині під час проведення ПГРП, де одночасно можуть бути задіяні до 10 одиниць спецтехніки "Stewart & Stivenson".

Безпосередньо на свердловині в польових умовах в присутності відповідної потужної спецтехніки (п. 1.1) здійснюють приготування відповідних рідин певної кількості кожної із них і здійснюють вимірювання їх реологічних параметрів  $n_j$ ,  $k_j$ , а також густин  $\rho_j$  (блок 2, рис. 4.3). Результати досліджень цих параметрів, а значення вхідних величин  $N$ ,  $R_{\text{вн.}}$ ,  $R_{\text{зобн.}}$ ,  $D$ ,  $V_j$ ,  $Q_j$ ,  $H_{\text{пл.}}$ ,  $H_{\text{зумф.}}$ ,  $L$ ,  $P_{\text{закр.}}$  заносять в оперативну пам'ять розробленої системи контролю за підготовкою за проведенням ПГРП (блок 3).

На основі цих значень розраховують значення тисків  $P_{\text{уст.}i}$ ,  $P_{\text{гідрост.}i}$ ,  $P_{\text{виб.}i}$ ,  $P_{\text{втр.}i}$ ,  $P_{\text{ч.розр.}i}$ ,  $\Delta P_{\text{нак.}i}$  і  $H_{ji}$  (блок 4) в кожний із моментів часу  $i$ , які представляються технологу, який керує процесом проведення ПГРП на свердловині для їх оцінки і порівняння із результатами лабораторних досліджень (блок 5). На основі такого аналізу технолог або коригує склад і кількість кожної із рідин для проведення ПГРП і режими його проведення (блоки 6 і 7), або запускає процес ПГРП, в результаті чого в оперативну пам'ять системи від давачів тиску, об'єму, витрати і густини, які є на усті свердловини, поступають відповідно значення  $\rho_{j,i}$ ,  $P_{\text{уст.}i}$ ,  $V_{j,i}$ ,  $Q_{j,i}$  (блок 8) в кожний із моментів часу  $i$  від початку запуску процесу ПГРП.

На основі вхідних даних (блок 8) і раніше введених (блок 3) здійснюється розрахунок значень тисків  $P_{\text{уст.}i}$ ,  $P_{\text{гідрост.}i}$ ,  $P_{\text{виб.}i}$ ,  $P_{\text{втр.}i}$ ,  $P_{\text{ч.розр.}i}$ ,  $\Delta P_{\text{нак.}i}$ , а також  $H_{ji}$  (блок 9), які представляються технологу в реальному часі і відповідній формі для текучого аналізу (блок 10). На основі цієї інформації технолог приймає відповідні керувальні дії щодо проходження процесу ПГРП за допомогою відповідної спецтехніки (блок 11) і у відповідний момент часу зупиняє процес ПГРП (блок 12).

Слід зауважити, що завдяки наявності крім виміряної інформації на усті свердловини ( $\rho_{j,i}$ ,  $P_{\text{уст.}i}$ ,  $V_{j,i}$ ,  $Q_{j,i}$ ), додаткової і досить важливої інформації про  $P_{\text{гідрост.}i}$ ,  $P_{\text{виб.}i}$ ,  $P_{\text{втр.}i}$ ,  $P_{\text{ч.розр.}i}$ ,  $\Delta P_{\text{нак.}i}$ ,  $H_{ji}$  технолог має можливість з більшою ймовірністю визначати моменти початку і кінця утворення тріщини в пласті, зупинити процес закачування розчину піску, отримати тріщини більших розмірів

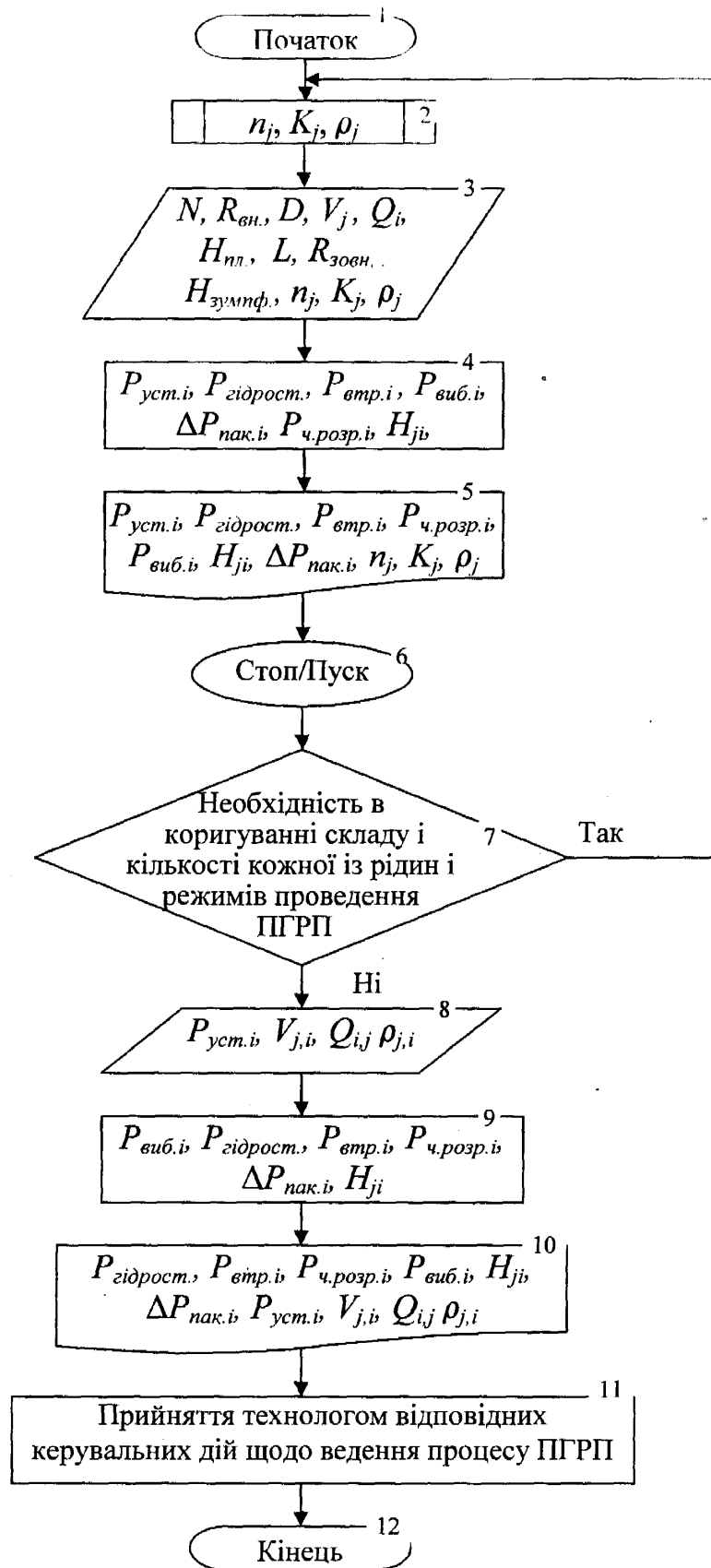


Рис.4.3. Алгоритм роботи удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП безпосередньо на свердловині



(особливо їх протяжності) і тим самим підвищити ефективність проведення ПГРП.

Розроблена на основі описаних вище алгоритмів програма "Frloss" захищена свідоцтвом на авторські права України [92].

### 4.3 Характерні особливості роботи програми "Frloss"

Інсталяція програми здійснюється її розробником або замовником безпосередньо в персональний комп'ютер удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП (рис. 4.1). Для початку процедури інсталяції слід запустити на виконання файл "Setup.exe" з комплекту поставки програми та керуватись вказівками програми інсталяції.

Для запуску програми необхідно у середовищі Windows вибрати в "Диспетчері програм" програмну групу, в якій знаходиться програма "Frloss". Завантажити програму, після чого з'явиться вікно з інформацією про програму. Натиснувши клавішу Enter, розпочинається робота з програмою у головному діалоговому вікні вхідних даних програми (рис.4.4).

The screenshot shows a dialog box titled "Контроль процесу ПГРП з використанням різних типів рідин - real-time версія". The window has a menu bar with "Вихід з програми", "Друк графіка", "СТАРТ", "СТОП", "Про програму...", and "Допомога". Below the menu bar are four tabs: "Тиск на усті та вибої - час", "Висота стовпів рідин", "Числові дані", and "Перепад тиску на пакер". The main area is divided into sections: "Константи" (with sub-sections "Реологічні дані" and "Чистий тиск - час"), "дані по процесу", and "Відповідність номера колонки в файлі". Input fields include "Назва файла", "Файл результатів" (set to ".result.txt"), "Період зчитування інформації, с" (set to 3), "Підприємство", "Родовище", "№ свердл.", "Дата", "Густина рідини на затрубі, кг/м.куб", "Додатковий тиск на затрубі, МПа", "Діаметр свердловини, мм", "Діаметр труб (внутр.), мм", "Висота вільн. прст., м", "Витрата", "Сум. об'єм", "Чст. тиск", "Густина", "Оберти шнека", "Довжина труб, м", and "Висота зумфа, м". There are also checkboxes for "дані по процесу" and "Розрахунок чистого тиску". At the bottom are buttons for "зчитати", "зберегти", "Розрахунок", "Стоп", and "Вихід з програми".

Рис. 4.4. Діалогове вікно "Константи" програми "Frloss" для внесення вхідних даних перед проведенням ПГРП

В полі "Назва файла" вибирають ім'я файла з вхідними даними для розрахунку (рис.4.5).

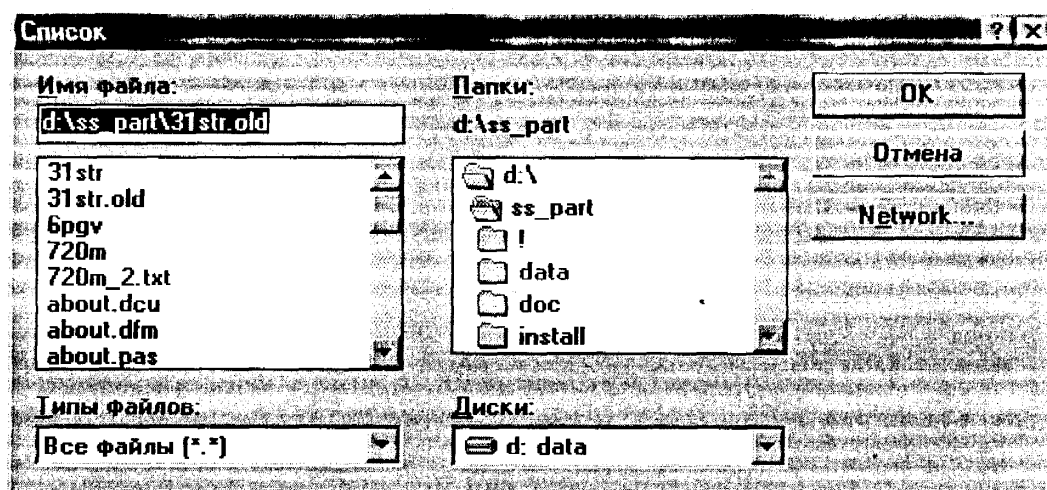


Рис. 4.5. Діалогове вікно програми "Frloss" вибору файла з даними давачів спецтехніки про процес ПГРП

Вказаний файл даних з устьових давачів формується існуючою системою контролю у текстовому форматі і постійно поповнюється в режимі реального часу проведення процесу ПГРП (рис.4.6).

```

-88 , 1.56 , 159.89 , 0 , .99 , 0 , .7928703
-73 , 1.6 , 164.62 , 0 , .99 , 0 , .7929051
-82 , 1.64 , 169.72 , 0 , .99 , 0 , .7929398
-69 , 1.68 , 175.55 , 0 , .99 , 0 , .7929745
-94 , 1.73 , 187.2 , 0 , .99 , 0 , .7930093
1.05 , 1.77 , 215.97 , 0 , .99 , 0 , .793044
1.02 , 1.83 , 220.71 , 0 , .99 , 0 , .7930787
1.15 , 1.9 , 236 , 0 , .99 , 0 , .7931134
1.24 , 1.96 , 244.38 , 0 , .99 , 0 , .7931482
1.29 , 2.03 , 251.66 , 0 , .99 , 0 , .7931828
1.23 , 2.09 , 258.58 , 0 , .99 , 0 , .7932176
1.35 , 2.15 , 260.04 , 0 , .99 , 0 , .7932523
1.22 , 2.22 , 262.59 , 0 , .99 , 0 , .793287

```

Рис. 4.6. Приклад формування бази даних проведення процесу ПГРП за устьовими давачами

В полі "Файл результатів" вводять ім'я файла, в який будуть внесені результати розрахунків основних параметрів ПГРП та місце збереження цього файла.

Програма "Frloss" передбачає два способи занесення вхідної інформації про свердловину.

Перший спосіб – це внесення даних вручну (виконується як правило для нової свердловини). У цьому випадку заповнюють поля “Довжина труб”, “Діаметр труб”, “Висота вільного простору” (сюди заноситься висота вільного простору між устям свердловини та рівнем рідини в свердловині), “Період зчитування інформації” (з яким часовим інтервалом занесені значення в файлі вхідних даних), дані по підприємству, родовищу, № свердловини, тиску приймальності. Після чого здійснюють запис вхідних даних про свердловину в базу даних процесу.

Другий спосіб – це автоматичне зчитування. Тобто вхідні дані завантажуються з бази вхідних даних процесів (як правило використовується для повторних процесів або для аналізу виконаних процесів, вхідні дані яких попередньо були внесені та записані у базу даних).

Запис чи зчитування всіх вхідних даних та налаштування програми здійснюється вибравши кнопки під написом “Дані по процесу”.

Оскільки вхідний файл з даними про контрольовані устьовими давачами параметри процесу (тиск на усті, витрата, сумарний об’єм, густина, оберти шнека) спецтехнікою формується у вигляді текстового файлу (рис.4.6) з розбиванням по колонках для ідентифікації колонок, далі необхідно заповнити поля в групі “Номер колонки” (рис. 4.7).

Відповідність номера колонки в файлі			
Витрата	<input type="text"/>	Густина	<input type="text"/>
Сум. об'єм	<input type="text"/>	Оберти шнека	<input type="text"/>
Уст. тиск	<input type="text"/>		

Рис. 4.7. Діалогове вікно програми "Frloss" ідентифікації параметрів з вхідного файлу даних процесу

Номер колонки відповідає номеру колонки в файлі вхідних даних, в якому є інформація про зміну даного параметра (витрати, сумарного об’єму тощо).

Наступним етапом є внесення вхідних даних про реологічні характеристики для кожної з технологічних рідин для проведення ПГРП. Для цього необхідно перейти на сторінку “Реологічні дані” (рис.4.8).

Контроль процесу ПГРП з використанням різних типів рідин real-time control

Вихід з програми    Друк графіка    --- СТАРТ ---    --- СТОП ---    Про програму ...    Допомога

Константи	Реологічні дані			
	Рідина 1	Рідина 2	Рідина 3	Рідина 4
Густина, кг/м.куб.				
мін.	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
макс.	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Коеф.консист., Па <sup>с</sup> ·п	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Індекс поведінки, б/р	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	<input checked="" type="checkbox"/> Ньют. рід.	<input type="checkbox"/> Ньют. рід.	<input type="checkbox"/> Ньют. рід.	<input type="checkbox"/> Ньют. рід.
Коеф.стану труб	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Наявність твердої фази				

Рис. 4.8. Діалогове вікно “Реологічні дані” програми "Frloss" вхідних даних реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП

Для кожної із технологічних рідин вносять дані про можливий діапазон зміни її густини, коефіцієнт консистентності, індекс поведінки рідини. Для першої рідини (рідини глушіння, яка знаходилась у свердловині перед початком процесу) вносять середнє значення густини.

З метою визначення властивостей технологічних рідин для подальшого розрахунку гідравлічних втрат необхідно вказати тип відповідної рідини. Якщо рідина є ньютонівською, то в полі "Ньют. рід." треба поставити галочку. В полі коефіцієнту стану труб вказують попередньо дослідно визначене значення  $f$  для кожної з технологічних рідин.

У нижній частині вікна в полі “Наявність твердої фази” вказують чи присутня в рідині тверда фаза. Для випадків, коли процес ПГРП проводять без закріплювача, поле не заповнюють.

Після того, як всі поля даного вікна заповнено, переключаються знову на закладку "Константи". Після цього програма готова до прийняття даних з устьових давачів.

Для подальших розрахунків треба натиснути кнопку "Розрахунок" (рис.4.4).

Контроль за зміною основних параметрів процесу ПГРП здійснюють шляхом переключення діалогових вікон: "Тиск на усті та вибої – час", "Висота стовпів рідин", "Числові дані", "Перепад тиску на пакер", "Чистий тиск – час", "Втрати та гідростатика – час".

З метою коригування вхідних даних в реальному масштабі часу проведення процесу дозволяється зупинка та повторний запуск програми за допомогою кнопок "---Старт---", "---Стоп---". Розглянемо детальніше кожне із вказаних діалогових вікон програми "Frloss".

У вікні "Тиск на усті та вибої – час" (рис. 4.9) відображено графік зміни тиску на усті та тиску на вибої в процесі проведення ПГРП.

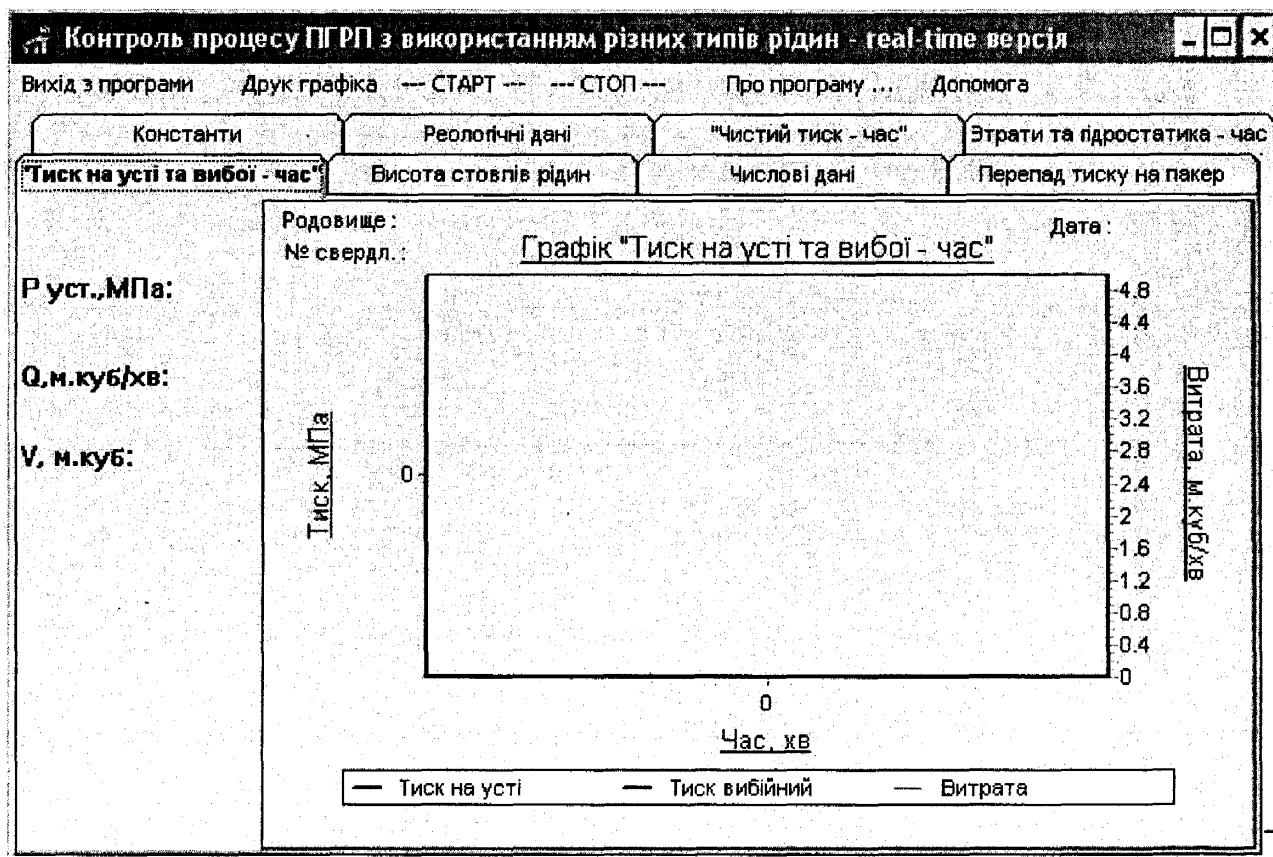


Рис. 4.9. Діалогове вікно "Тиск на усті та вибої – час" програми "Frloss"

Під час контролю зміни тисків на усті та вибої свердловини у реальному масштабі часу виконується автоматичне перемасштабування шкал осей з урахуванням максимальних значень параметрів процесу ПГРП. Додатково у цьому діалоговому вікні будуть представлені поточні числові значення тиску на усті, поточної витрати та запомпованого об'єму рідини у свердловину (рис.4.9).

Для контролю за зміною гідростатичного тиску та тиску гідравлічних втрат необхідно відкрити у режимі зчитування програми вікно "Втрати та гідростатика – час" (рис.4.10).

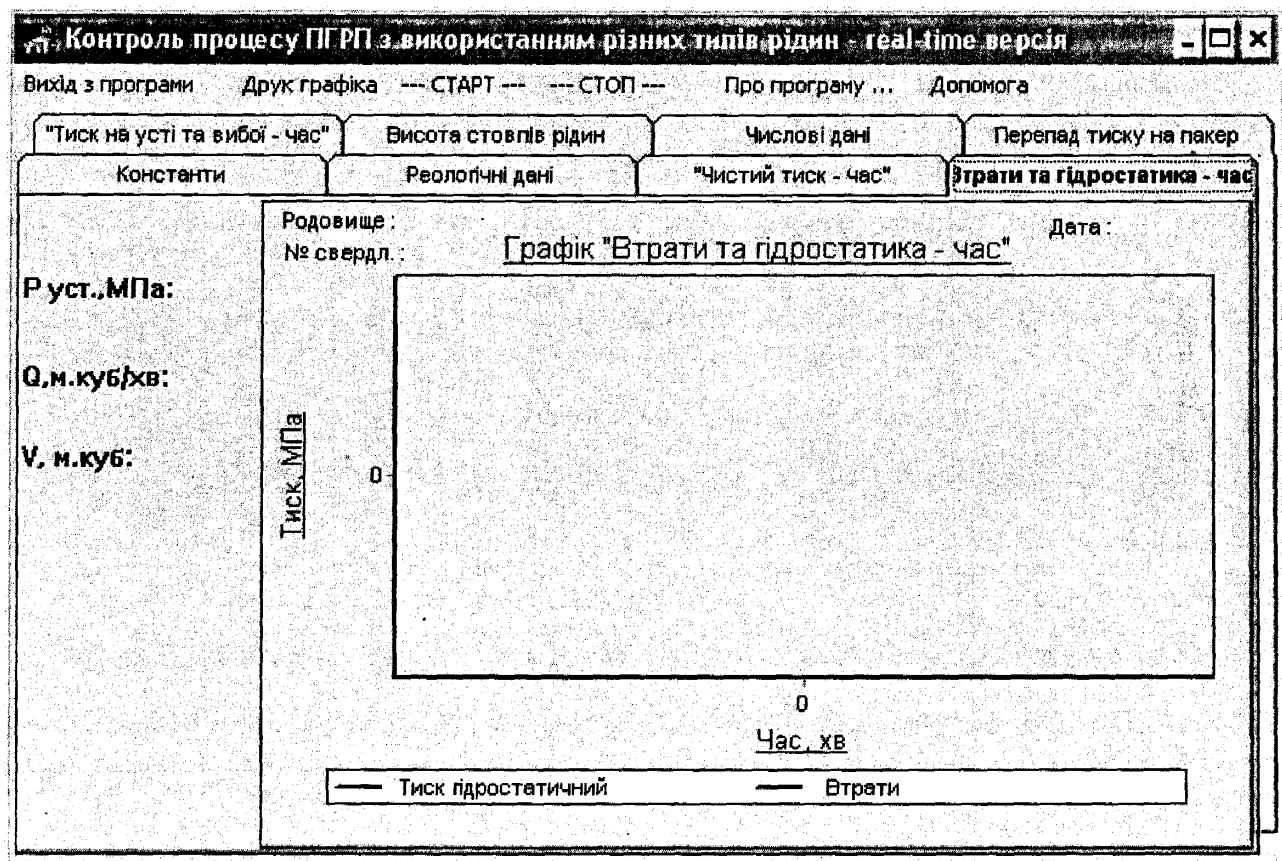


Рис. 4.10. Діалогове вікно "Втрати та гідростатика – час" програми "Frloss"

Графік зміни гідростатичного тиску та гідровтрат передбачає відображення загального сумарного значення кожного з цих параметрів на поточний момент часу. Додатково у вікні представляються поточні числові значення тиску на усті, поточної витрати та запомпованого об'єму рідини у свердловину.

При необхідності перевірки поточних значень вказаних параметрів для кожної з рідин, які в даний момент часу знаходяться в НКТ в свердловині, необхідно перейти на закладку "Числові дані" процесу ПГРП (рис.4.11).

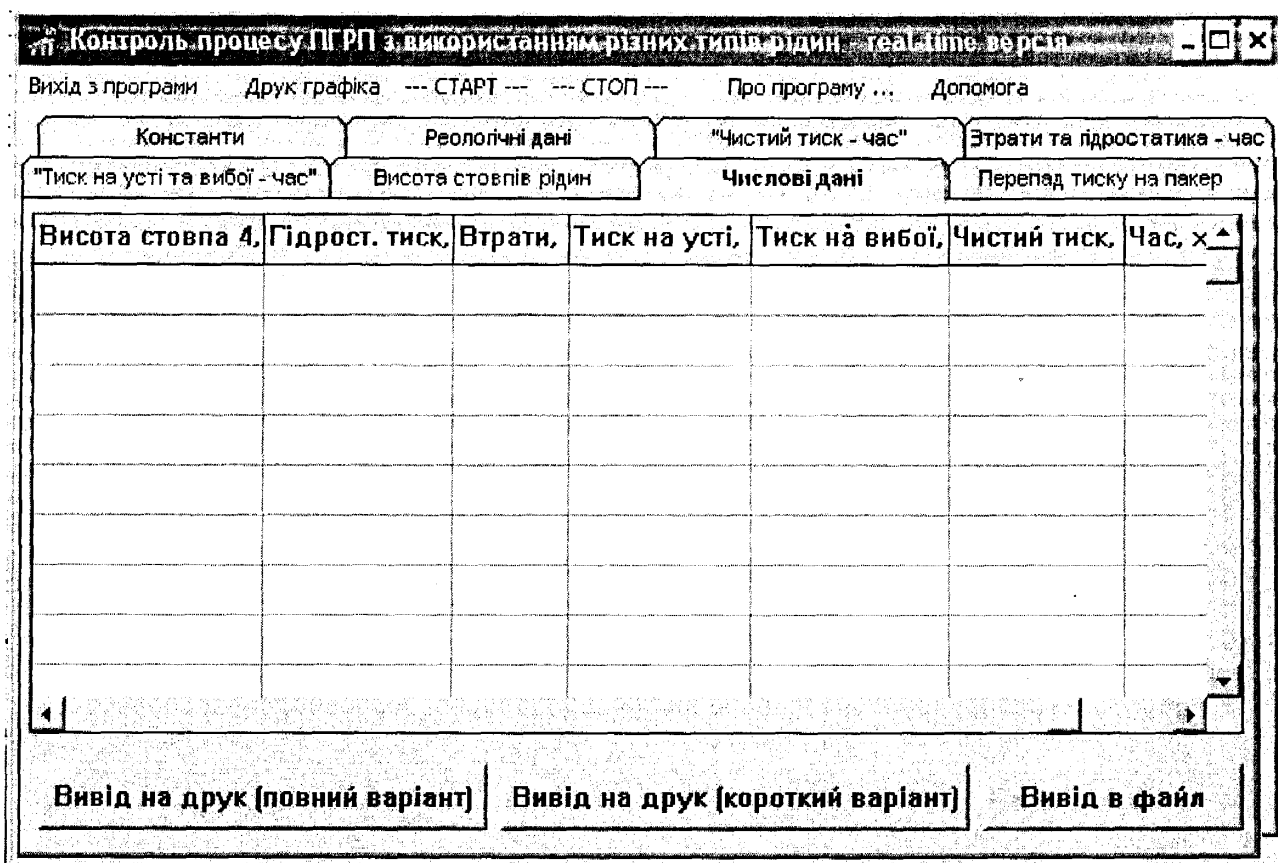


Рис. 4.11. Діалогове вікно "Числові дані" програми "Frloss"

На цій закладці будуть представлені числові значення всіх вхідних та вихідних даних (з розбивкою для кожного типу рідини) з початку процесу до поточного моменту проведення ПГРП.

Контроль за зміною чистого тиску в часі процесу буде відображено у вікні "Чистий тиск – час" (рис.4.12).

На цій закладці буде представлений графік зміни чистого тиску в реальному часі процесу ПГРП.

Для проведення порівняльного аналізу в реальному часі процесу у вікні передбачена можливість внесення проектних значень, що дозволяє побудувати додатковий графік, внісши дані в таблицю на правій стороні вікна, а також зчитати ці дані з файлу чи зберегти вже введені в файл.

З метою можливості застосування теорії К. Нольта для оцінки характеру розвитку тріщини під час процесу ПГРП графік зміни чистого тиску буде представлений в логарифмічному масштабі.

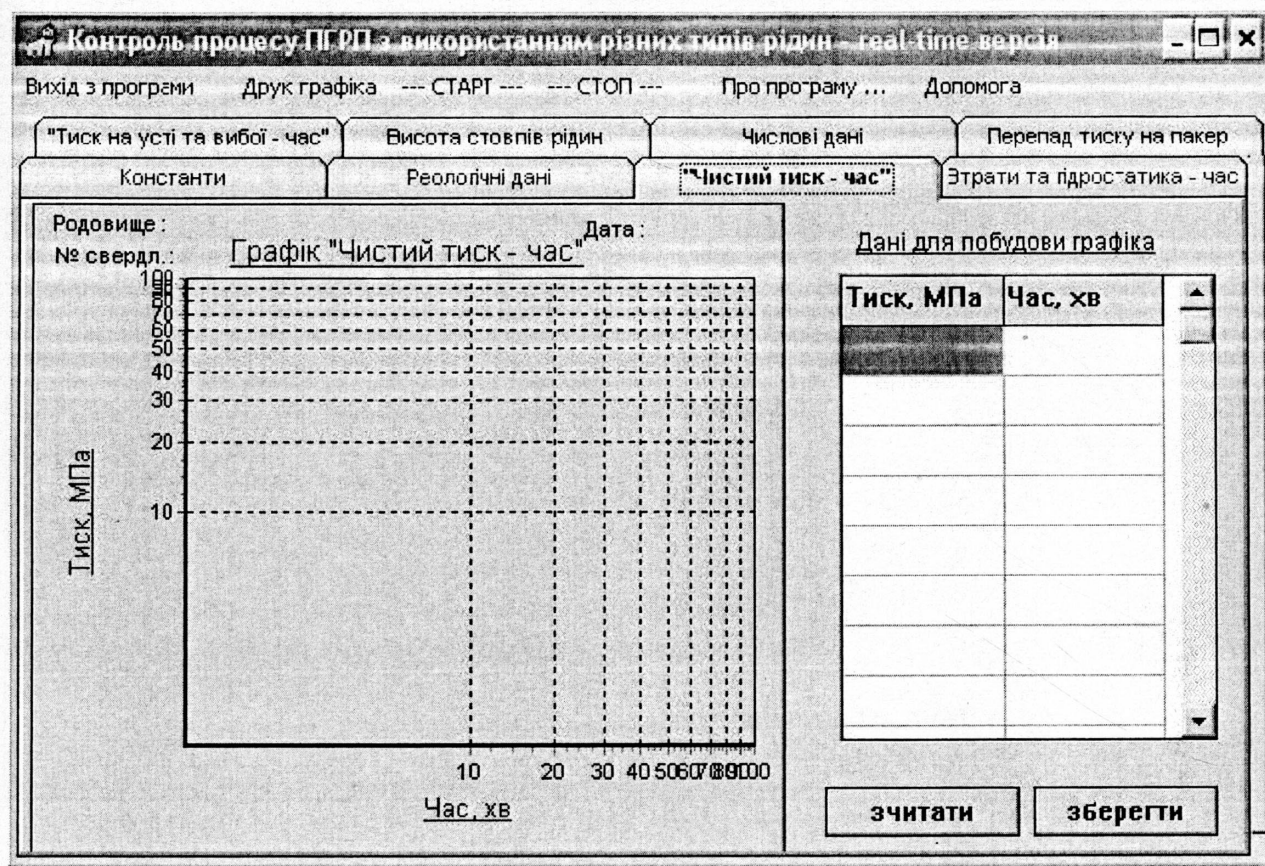


Рис. 4.12. Діалогове вікно "Чистий тиск-час" програми "Frloss"

Контроль за динамікою руху технологічних рідин під час процесу ПГРП буде відображений у вікні "Висота стовпів рідин" (рис.4.13).

У цьому вікні буде відображено діаграму зміни висоти стовпів рідин в поточний момент часу процесу ПГРП. Додатково будуть приведені числові значення висоти стовпа кожної з технологічних рідин у свердловині в поточний момент часу процесу ПГРП.

Особливо важливим є контроль за рухом технологічних рідин у свердловині на таких етапах процесу ПГРП: в момент входження технологічної рідини в пласт (для оцінки реакції пласта), в момент входження закріплювача в утворену тріщину та реакцію пласта на збільшення концентрації закріплювача. Крім цього



необхідний безперервний контроль за протискуванням закріплювача в пласт для того, щоб не залишалось високих пробок в НКТ після закінчення процесу ПГРП, що є значним ускладненням при подальшому освоєнні свердловини.

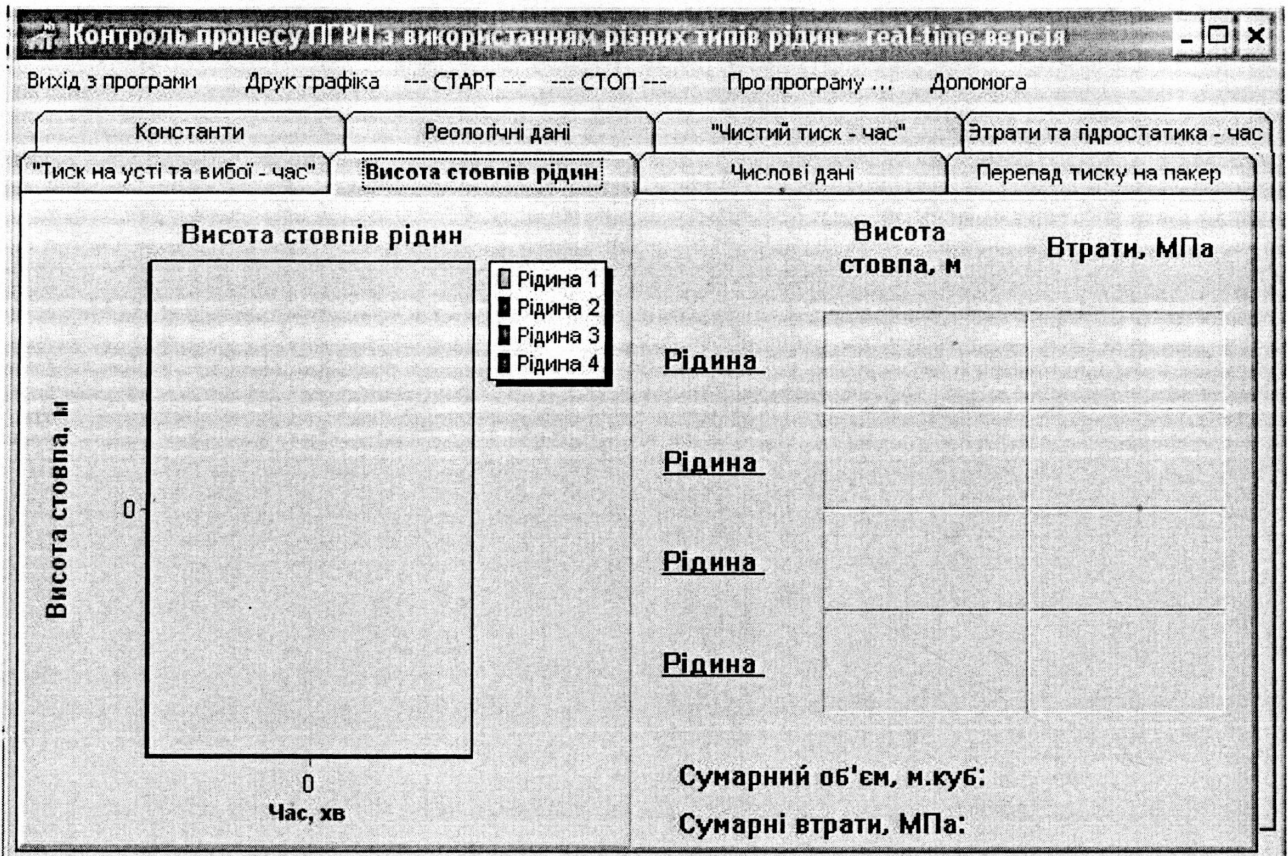


Рис. 4.13. Діалогове вікно "Висота стовпів рідин" програми "Frloss"

Контроль за зміною перепаду тиску на пакері відображено у вікні "Перепад тиску на пакер" (рис.4.14).

При бажанні графіки "Чистий тиск – час", "Втрати та гідростатика – час", "Тиск на усті та вибої – час" та "Перепад тиску на пакері" можна вивести на друк. Для цього слід перейти на сторінку з відповідним графіком та вибрати з меню програми пункт "Друк графіка" і задати його орієнтацію на сторінці.

Для завершення розрахунків процесу ПГРП слід вибрати в меню пункт "Стоп". Після зупинки з метою аналізу виконаних робіт в процесі ПГРП можна виконувати перегляд по кожному з описаних вікон. Програма дозволяє вибір конкретних ділянок з перемасштабуванням для уточнення особливостей проведеного процесу ПГРП. Для цього необхідно натиском лівої кнопки мишки

виділити (зліва направо) ділянку графіка, яку необхідно збільшити і перемасштабувати. Для повернення попереднього вигляду графіку загального процесу виконати зворотне виділення (зправа наліво).

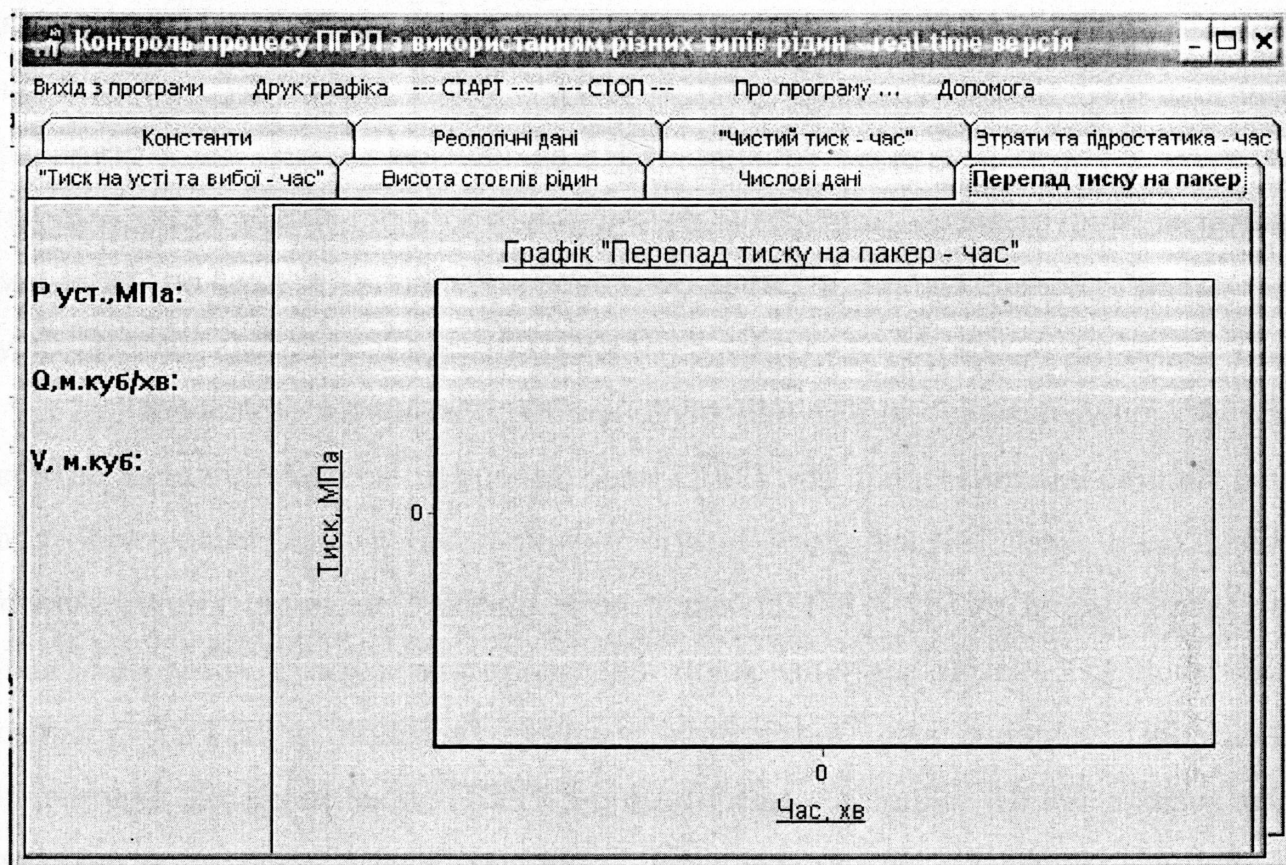


Рис. 4.14. Діалогове вікно "Висота стовпів рідин" програми "Frloss"

Для закінчення роботи з програмою слід вибрати в меню пункт "Вихід з програми" або переключитись на закладку "Константи" і натиснути кнопку "Вихід з програми".

## Висновки до розділу

1. Розроблена удосконалена структурна схема системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, яка на відміну від існуючої передбачає не тільки вимірювання устьових параметрів (густин помпованих рідин, їх кількості та витрати, устьового тиску), а й розрахунок ряду інших технологічних параметрів під час проведення ПГРП (вибійного тиску, втрат тиску на тертя, чистого тиску розриву пласта тощо), що дає можливість більш точно визначати моменти початку і кінця утворення тріщини в продуктивному пласті і з урахуванням цього вести процес ПГРП.

2. Розроблені алгоритми роботи функціонування удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП при проведенні відповідних робіт в лабораторних умовах, де є значно більші можливості і часу щодо вибору технологічних рідин та режимів проведення ПГРП з урахуванням конкретних пластових умов, а також при проведенні попередніх досліджень і безпосередньо процесу ПГРП в польових умовах конкретної свердловини. Проведення підготовки до проведення ПГРП і безпосередньо процесу ПГРП згідно таких алгоритмів роботи дає можливість враховувати всі фактори, виміряні і розраховані параметри з метою їх урахування при підготовці та проведенні ПГРП.

3. На базі запропонованого алгоритму функціонування розроблено програмне забезпечення "Frloss", яке захищено авторськими правами і яке є основою комп'ютерної системи обробки даних удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.

## РОЗДІЛ 5

### ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПІДГОТОВКОЮ ТА ПРОВЕДЕННЯМ ПГРП

#### 5.1. Промислові випробування розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП

Контроль за підготовкою та проведенням ПГРП згідно з розробленою системою можна умовно поділити на такі етапи:

- проведення лабораторних випробувань з метою дослідження реологічних властивостей пропонувані технологічних рідин для проведення ПГРП з урахуванням пластових умов процесу;
- моделювання технології проведення процесу ПГРП;
- розрахунок і контроль за зміною основних технологічних параметрів в реальному часі проведення ПГРП.

Розглянемо один з прикладів промислового впровадження розробленої системи на прикладі підготовки та проведення ПГРП на свердловині “430 – Битків” НГВУ “Надвірнанафтогаз”.

На основі геолого-технічних даних визначено такі параметри пласта, які прийняті для складання попереднього проекту ПГРП:

- потужність пласта (сумарна) – 19,0 м;
- середня проникність пласта –  $2,5 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ ;
- пористість пласта – від 7 до 12,4 %;
- пластова температура – 60 °С;
- радіус свердловини – 100 мм;
- коефіцієнт Пуассона породи пласта – 0,22;
- модуль Юнга породи пласта –  $3,0 \times 10^7$  кПа;
- напруження розкриття тріщини – 40,0 МПа.

Для проведення процесу заплановано використовувати в якості технологічної рідини процесу полімерно-емульсійний розчин (поліакриламід, товарна нафта, жиринокс, NaOH).

Метою лабораторного дослідження на установці УВРП-1 є оцінка термостабільності полімерно-емульсійного розчину протягом планованого часу процесу ПГРП, який проводитиметься у свердловині з температурою на вибої  $60^{\circ}\text{C}$ , та оцінка часу руйнування його структури після проведення процесу. За попереднім моделюванням процесу ПГРП встановлено, що час помпування полімерно-емульсійного розчину становитиме 25 – 30 хв. На основі моделювання процесу встановлено, що під час нагнітання технологічних рідин відбувається охолодження привибійної зони свердловини до  $35\text{-}40^{\circ}\text{C}$ . Однією з умов ефективного застосування полімерно-емульсійного розчину для ПГРП є руйнування її структури після відновлення температури до пластової та подальшого виносу цього розчину з пласта в процесі освоєння свердловини.

На розробленій установці УВРП-1 проводили дослідження планованої рецептури полімерно-емульсійного розчину при двох температурних режимах ( $40^{\circ}\text{C}$  та  $60^{\circ}\text{C}$ ) при постійній швидкості обертання циліндра із розчином (рис. 5.1).

За результатами визначено, що за 60 хв. першого температурного режиму напруження зсуву полімерно-емульсійного розчину зменшилось на 11% і залишилось достатнім для розвитку тріщин при планованих режимах нагнітання. Після чого виконали порівняльну перевірку полімерно-емульсійного розчину на різних режимах обертання установки УВРП-1. За результатами другого температурного режиму визначено, що після закінчення ПГРП і відновлення пластової температури ( $60^{\circ}\text{C}$ ) повне руйнування структури полімерно-емульсійного розчину проходить за 60хв., що вказує на достатню кількість деструктора – руйнівника полімерно-емульсійного розчину.

Після проведення досліджень встановлено, що у зруйнованій структурі полімерно-емульсійного розчину відсутній осад, що є позитивним для подальшого відновлення проникності пласта та освоєння свердловини.

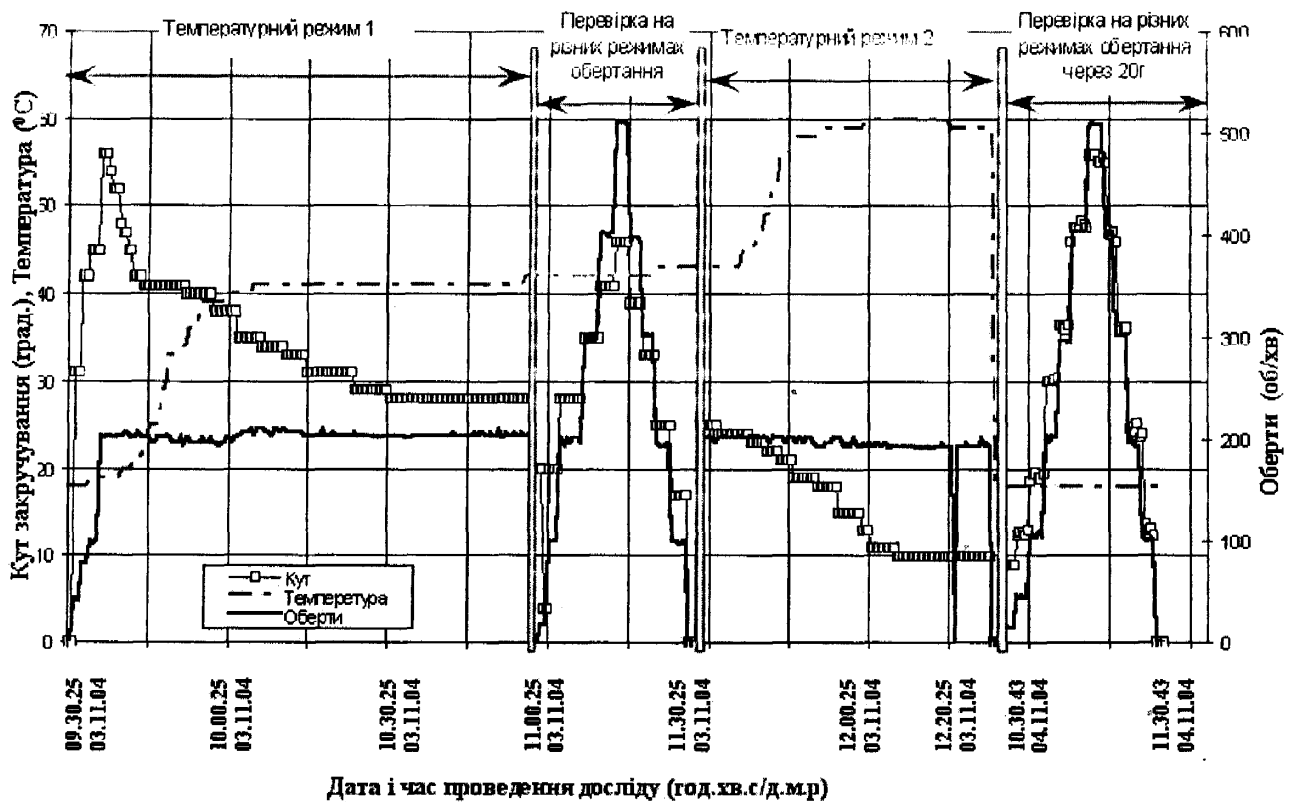


Рис. 5.1. Дослідження термостабільності полімерно-емульсійного розчину

З метою вивчення можливості відновлення реологічних характеристик полімерно-емульсійного розчину у поверхневих умовах додатково проведено через 20 год. відстоювання у поверхневих умовах та перевірку на різних режимах обертання гільзи установки УВРП-1. Як видно з рис. 5.1 досліджуваний полімерно-емульсійний розчин після руйнування має здатність до часткового відновлення попередньої структури у поверхневих умовах.

Отже, аналізуючи результати дослідження за допомогою розробленої установки УВРП-1 і моделюючи безперервний рух технологічних рідин в тріщинах на протязі часу проведення ПГРП, оцінено динаміку зміни напруження зсуву та стабільності полімерно-емульсійного розчину в часі.

З урахуванням визначених реологічних характеристиках полімерно-емульсійного розчину виконано моделювання планованого процесу проведення ПГРП та розроблено рекомендації щодо технології приготування цього розчину.

Контроль за динамікою зміни параметрів процесу ПГРП проводили за розробленою програмою "Frloss".



Розглянемо детальніше проведення ПГРП у свердловині “430-Битків” НГВУ “Надвірнанафтогаз”.

За наданими рекомендаціями приготовлено 140 м<sup>3</sup> полімерно-емульсійного розчину динамічною в'язкістю  $\mu_y=60-65$  мПа·с із статичним напруженням зсуву 120 дПа .

Перед процесом на рівноміцних НКТ діаметром 73 мм спущено пакер на глибину 1798м. За попередніми даними визначено, що тиск закриття тріщини  $P_{зкр.} = 36$  МПа. Процес розпочали з нагнітання в НКТ полімерно-емульсійного розчину без піску при витраті 2,6-2,7 м<sup>3</sup>/хв. (рис. 5.2).

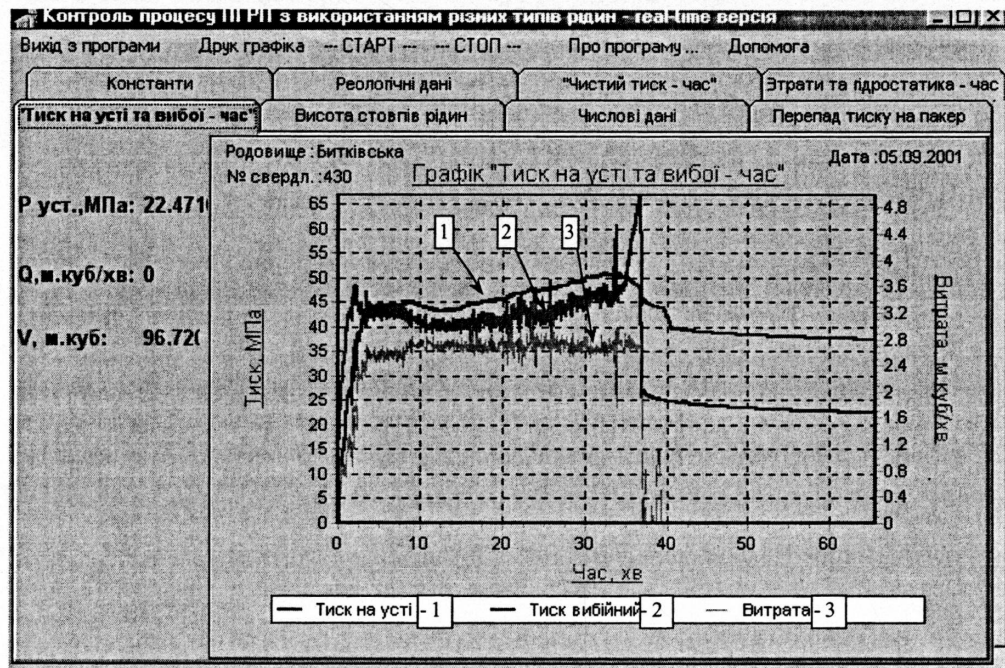


Рис. 5.2. Контроль витрати, устьового та вибійного тисків за програмою “Frloss” при проведенні ПГРП на свердловині “430-Битків”

Протягом нагнітання перших 30 м<sup>3</sup> розчину тиск на усті свердловини був на рівні 43-45 МПа. Гідростатичний тиск при цьому був на рівні 18,5 МПа, а тиск гідравлічних втрат становив 19-21 МПа (рис. 5.2). Після закачування 34 м<sup>3</sup> (15-та хвилина) приступили до подачі закріплювача (піску) в розчин з концентрацією 130-150 кг/м<sup>3</sup>. Із рис. 5.3 видно, як на 15-тій хв. у зв'язку із збільшенням питомої ваги розчину із-за подачі закріплювача в рідину підвищився гідростатичний тиск.

Оскільки присутність у технологічній рідині закріплювача веде до збільшення тертя рідини в НКТ, гідравлічні втрати при цьому теж збільшились (рис. 5.3) і становили 25-27 МПа. Концентрацію піску поступово підвищували з 150 до 350-380 кг/м<sup>3</sup>. Тиск на усті свердловини при цьому поступово зростав з 44 МПа при закачуванні 35-го м<sup>3</sup> до 50,6 МПа при закачуванні 84-го м<sup>3</sup> розчину.

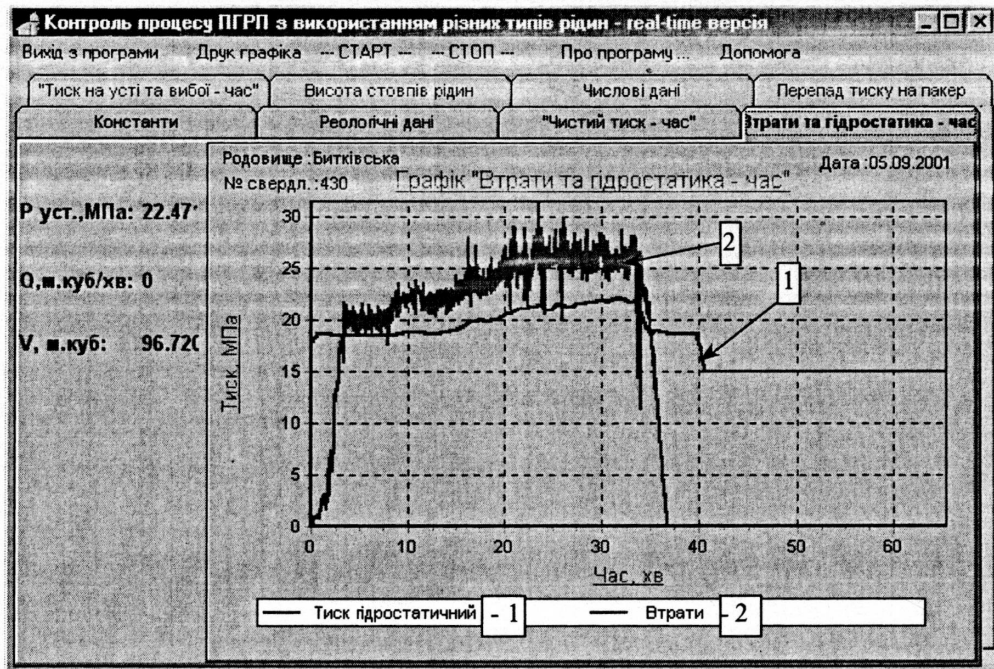


Рис. 5.3. Контроль гідравлічних втрат та гідростатичного тиску за програмою “Frloss” під час проведення ПГРП на свердловині “430 – Битків”

У зв’язку з високими гідравлічними втратами тиску на тертя гелю в НКТ по вибійний тиск (рис. 5.3) під час даного процесу був нижчий за устьовий, що дозволило зробити відповідні оптимальні рішення у технології процесу ПГРП, чого раніше не можна було передбачити.

Контролюючи перепад тиску на пакері за програмою (рис. 5.4) вирішили, що з метою зменшення перепаду тиску на пакер (для уникнення його пропуску, що могло би призвести до аварійної ситуації) в затрубний простір здійснювали періодичне помпування води під тиском від 6 МПа спочатку до 9 МПа в кінці процесу.

Як видно з кривої чистого тиску (рис. 5.5), на початковому етапі процесу відмічено зростання чистого тиску, після чого відбулось його падіння за п’ятим



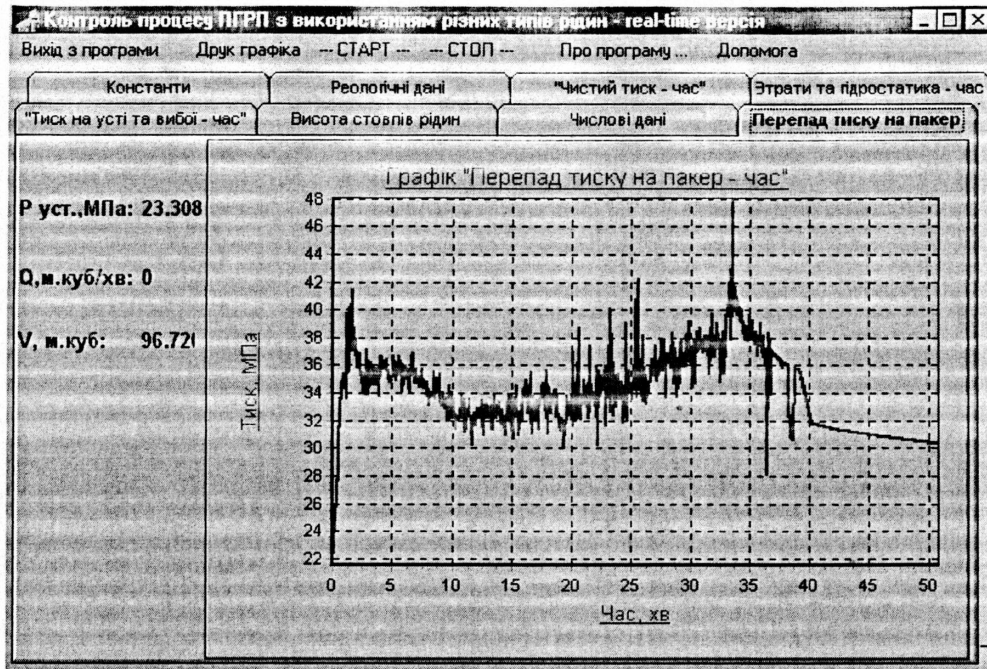


Рис. 5.4. Контроль перепаду тиску на пакері за програмою “Fgloss” під час проведення ПГРП на свердловині “430 – Битків”

типом (за теорією К. Нольта), що свідчить про швидкий ріст висоти тріщини, або розкриття тріщини на контактах продуктивного пласта (в його підшві або покрівлі). Тріщина легко заповнювалася закріплювачем.

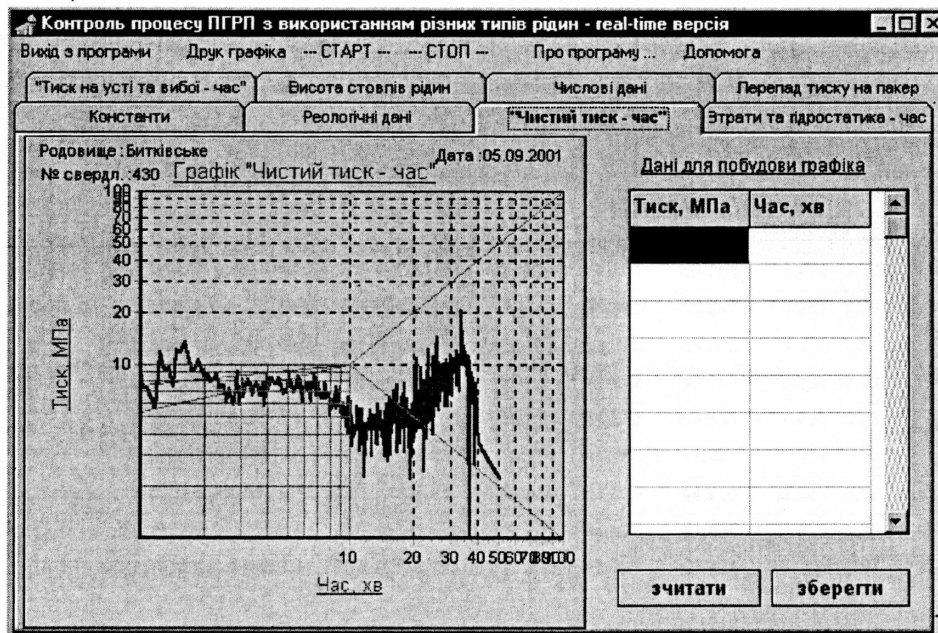


Рис. 5.5. Контроль чистого тиску за програмою “Fgloss” під час проведення ПГРП на свердловині “430 – Битків”

Далі на 2–8 хв. процесу ПГРП крива чистого тиску відповідала першому типу, що відповідає повільному росту чистого тиску  $P_c$ , тобто розвитку тріщини в довжину при обмеженій її висоті. Це дозволило перейти на режим більшої витрати рідини для кращого відкриття тріщини. На 9-11 хв. процесу здійснюється ріст висоти тріщини (на основі зміни чистого тиску), що дозволяє зробити висновок про нормальний розвиток тріщин та приступити до подачі закріплювача.

На 20 хв. закріплювач починає входити в пласт, що супроводжується підняттям чистого тиску за четвертим типом. Швидкий ріст чистого тиску розриву вказує на зупинку розвитку тріщини внаслідок випадання в тріщині закріплювача. Відбувається перекриття перерізу вертикальної тріщини на деякій віддалі від осі свердловини, закріплювач випадає в кінці тріщини і вона щільно заповнюється ним.

Після нагнітання 53-го м<sup>3</sup> розчину на основі аналізу розвитку тріщини прийнято рішення припинити подачу піску і на 88-му м<sup>3</sup> протиснути його в пласт полімерно-емульсійним розчином в об'ємі 8,2 м<sup>3</sup>. При цьому тиск на усті знизився до 48,2 МПа.

Уточнення параметрів контролю за процесом здійснювали за числовими даними, опрацьованими програмою “Frloss” (рис. 5.6).

Контроль процесу ПГРП з використанням різних типів рідин - real-time версія

Вид з програми Друк графіка -- СТАРТ -- -- СТОП -- Про програму ... Допомога

Константи Реологічні дані "Чистий тиск - час" Втрати та гідростатика - час

"Тиск на усті та вибої - час" Висота стовпів рідин Числові дані Перепад тиску на пакер

Сум.об'єм	Витр	Гус	В'язк	Вис	Висо	Гідрост. т	Втрати	Тиск на у	Тиск на в	Чисти	Час
1.92	1.28	990	0.0251	1160	637.3	18.568	2.305	24.001	40.264	4.264	0.62
2.76	1.55	990	0.0230	882.	915.7	18.915	4.480	30.812	45.247	9.247	1.30
3.93	2.34	990	0.0190	494.	1303.	18.725	12.222	38.606	45.109	9.109	1.97
5.47	2.28	990	0.0192	0.0	1798.	18.433	16.182	41.082	43.333	7.333	2.63
7.14	2.51	990	0.0184	0.0	1798.	18.433	18.834	44.032	43.631	7.631	3.28
8.87	2.54	990	0.0183	0.0	1798.	18.433	19.191	44.178	43.421	7.421	3.95
10.54	2.48	990	0.0185	0.0	1798.	18.433	18.480	44.069	44.023	8.023	4.62
12.27	2.50	990	0.0184	0.0	1798.	18.433	18.715	44.178	43.896	7.896	5.28
13.96	2.56	990	0.0182	0.0	1798.	18.433	19.430	44.251	43.254	7.254	5.97

Вивід на друк (повний варіант) Вивід на друк (короткий варіант) Вивід в файл

Рис. 5. 6. Контроль числових параметрів процесу за програмою „Frloss” під час проведення ПГРП на свердловині “430 – Битків”

Після протискування піску в пласт записали криву зниження тиску протягом 30 хв. (рис. 5.2), подальший аналіз якої дозволив зробити висновок щодо припинення процесу ПГРП і подальшого освоєння свердловини. Свердловину закрили для стабілізації в ній тиску.

За результатами розрахунку програми встановлено, що на момент закінчення помпування гідравлічні втрати в НКТ становили 21,5 МПа.

На основі порівняння результатів розрахунку гідравлічних втрат тиску на тертя в НКТ за розробленою програмою (методика визначення гідровтрат за реологічними параметрами) з визначеними гідровтратами за методикою миттєвого зниження тиску встановлено, що розходження між ними не перевищує 2%.

## **5.2. Аналіз результатів промислового впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП**

Апробацію та впровадження розроблених методик дослідження реологічних властивостей рідин і системи контролю за підготовкою та проведенням процесу ПГРП проведено відповідно в НДПІ ВАТ “Укрнафта” і на нафтовидобувних свердловинах протягом 2002-2007рр.

### *5.2.1. Аналіз лабораторних досліджень реологічних властивостей рідин на установці УВРП-1*

Проведено серію лабораторних досліджень з метою виявлення особливостей впливу характеристик нафт з різних родовищ Прикарпаття та наявних на підприємстві ВАТ “Укрнафта” хімреагентів (жиринокс, ПАА, WGA-1 тощо) на реологічні властивості технологічних рідин для проведення ПГРП.

На основі результатів досліджень на установці УВРП-1 в лабораторних умовах НДПІ ВАТ “Укрнафта” розчинів однакового рецептурного складу але різних нафт і їх порівнянь встановлено, що у випадку застосування нафти для полімерно-емульсійного розчину для проведення ПГРП із Струтинського

родовища НГВУ “Долинанафтогаз” порівняно із нафтою з Долинського родовища цього ж НГВУ за однакової кількості інгредієнтів для забезпечення повного емульгування нафти із Струтинського родовища виникла потреба у додатковому застосуванні каустичної соди, кількість якої за результатами експериментів склала 0,05% в перерахунку на суху речовину (табл.5.1).

Таблиця 5.1

**Результати досліджень реологічних властивостей на установці УВРП-1 полімерно-емульсійних розчинів на основі нафт Долинського і Струтинського родовищ НГВУ “Долинанафтогаз”.**

№ п/п	Склад рідини	Показники								Примітка
		Кут закручування при об/хв., кут. град.				$\mu_{\gamma}$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	$n$	$k$	
		600	400	300	200					
1.	WGA-1-0,5%; Жиринокс-1,0%; Нафта Долинська-30%	206	178	160	130	29,5	147	0,42	2,35	Повне емульгування
2.	WGA-1-0,5%; Жиринокс-1,0%; Нафта Струтинська-30%	221	185	167	141	30,0	157	0,41	2,69	Відшарування нафти
3.	WGA-1-0,5%; Жиринокс-1,0%; Нафта Струтинська-30% +0,05% NaOH	233	194	172	143	34,4	152	0,44	2,26	Повне емульгування

Однією з проблем, що виникла при проведенні досліджень було встановлення відповідності поліакриламід (ПАА) вимогам рідини гідророзриву.

За результатами оцінки реологічних властивостей розчинів з використанням ПАА Калуського виробництва такі рідини не були придатні до застосування під час ПГРП. Навіть при збільшенні концентрації ПАА (в окремих випадках удвічі) для досягнення заданих значень пластичної в'язкості такі рідини не забезпечували вимог рідини гідророзриву.

### *5.2.2. Аналіз результатів промислового впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП*

На даний час розроблена система контролю за підготовкою та проведенням ПГРП знайшла широке застосування при проведенні ПГРП у всіх НГВУ ВАТ “Укрнафта”.

Розглянемо декілька прикладів роботи свердловин до та після проведення процесу ПГРП в них у різних нафтопромислових районах України з використанням при цьому розробленої системи контролю.

За період 2001-2007 рр. в НГВУ “Долинанафтогаз” було проведено 17 ПГРП на 17 свердловинах (табл. 5.2 ) із застосуванням розробленої системи контролю.

Аналізуючи приведені в табл. 5.2 результати роботи всіх 17 свердловин, де були проведені ПГРП з використанням розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, можна стверджувати, що у 16 випадках техніко-економічний ефект був позитивним, а лише на свердловині “922-Долина” не було отримано позитивного ефекту. У всіх випадках при проведенні ПГРП здійснювався контроль за підготовкою та проведенням цього процесу за допомогою програми “Fgloss”, додаток К.

В результаті додатково від проведення ПГРП було видобуто 62991 т. нафти і 14838 тис. м<sup>3</sup> газу. В середньому на один ПГРП додатковий річний видобуток за період з 2001 р. до 01.05.2007 р. становить 2032 т. нафти і 479 тис. м<sup>3</sup> газу.

При цьому майже у двічі зменшилася кількість аварійних ситуацій на свердловинах під час проведення ПГРП і абсолютно зникли проблеми з освоєнням свердловин після ПГРП.

Розглянемо для прикладу проведення процесу на свердловині “717–Долина”.

Перед проведенням процесу було проведено серію лабораторних досліджень новорозробленого гелю рецептури НДПІ ВАТ “Укрнафта” на розробленій установці УВРП-1 в умовах планованого процесу ПГРП, були надані рекомендації щодо застосування та технології приготування цього гелю.

18 квітня 2003р. на вказаній свердловині приготували 85 м<sup>3</sup> основи

Таблиця 5.2

**Результати проведення ПГРП в свердловинах НГВУ "Долинаназтогаз"  
станом на 01.05.2007 р.**

Рік	Свердловина	Дата ПГРП	Дебіт перед ПГРП		Дебіт після ПГРП		Додатковий видобуток		К-ть відпр міс
			Qр, т/д	Qн, т/д	Qр, т/д	Qн, т/д	нафта, т	газу, тис м <sup>3</sup>	
2001	907-Долина	14.03.2001	11,7	4,93			11376,4	2105,6	66
	45-Струтин	08.06.2001	7,2	1,8			1423	396	33
	52-Струт	27.07.2001	18	7,7			102	40	8
<b>Разом</b>							<b>12901,4</b>	<b>2541,6</b>	<b>107</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>4300,5</b>	<b>847,2</b>	<b>35,7</b>
2002	85-Струтин	02.03.2002	8,2	4,5			4690,95	1118	57
	163-П.Дол	21.06.2002	15	7,9			509	165,6	7
	92-Струтин	11.08.2002	2	2,4			1191	314,6	32
<b>Разом</b>							<b>6390,95</b>	<b>1598,2</b>	<b>96</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>2130,3</b>	<b>532,7</b>	<b>32,0</b>
2003	717-Долина	18.04.2003	45,1	5,2			11805,8	2807,2	37
	41-Струтин	27.06.2003	6,88	1,98			3920,8	1129,7	47
<b>Разом</b>							<b>15726,6</b>	<b>3936,9</b>	<b>84</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>7863,3</b>	<b>1968,45</b>	<b>42</b>
2004	165-П.Дол	02.04.2004	33,74	0,54			574,4	162,7	25
	922-Дол	08.07.2004	10,0	0,5			0	0	0
<b>Разом</b>							<b>574,4</b>	<b>162,7</b>	<b>25</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>287,2</b>	<b>81,35</b>	<b>12,5</b>
2005	106-Струт	12.04.2005	12	0,84			64	20	3
	105-Струт	15.06.2005	7,47	2,56			236,9	57,9	4
	60-Стр	26.08.2005	9,6	3,3			1463,4	352,9	19
	74-В.Витв.	26.10.2005	2	0,16			458,7	93,6	16
	831-Долина	17.11.2005	2,5	2,5			166,4	37,2	3
<b>Разом</b>							<b>2389,4</b>	<b>561,6</b>	<b>45</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>477,9</b>	<b>112,3</b>	<b>9,0</b>
2006	919-Долина	31.03.2006	3,5	0,6			786,9	223,8	13
	43-Струтин						111,4	29,7	3
<b>Разом</b>							<b>898,3</b>	<b>253,5</b>	<b>16</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>449</b>	<b>127</b>	<b>8</b>
<b>Всього за весь період</b>							<b>62991,55</b>	<b>14838,5</b>	<b>643</b>
<b>В загальному на один ПГРП</b>							<b>2032</b>	<b>479</b>	<b>21</b>

алюмогелю, контролюючи відповідність отриманих реологічних характеристик приготовленого гелю наданим рекомендаціям.

Процес ПГРП розпочали із нагнітання в НКТ свердловини “717–Долина” алюмогелю із витратою  $2 \text{ м}^3/\text{хв.}$  при тиску  $39,0 \text{ МПа}$ . На 10-му  $\text{м}^3$  витрату алюмогелю збільшили до  $2,7 \text{ м}^3/\text{хв.}$  і тиск в НКТ збільшився до  $42,7 \text{ МПа}$ . В процесі подальшого нагнітання тиск поступово зростав і на 32 – 34-х  $\text{м}^3$  становив біля  $45,0 \text{ МПа}$ .

Контроль за динамікою росту тиску проводили за програмою “Frloss”, що дозволило при подальшому рості тиску до критичних значень скоригувати технологію проведення процесу для уникнення аварійної ситуації.

Подачу піску розпочали на 32-му  $\text{м}^3$ , концентрацію якого поступово збільшували від  $125 \text{ кг}/\text{м}^3$  до  $280 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Під час нагнітання алюмогелю із піском тиск в НКТ поступово знижувався і на 54-му  $\text{м}^3$  становив  $43,4 \text{ МПа}$ , після чого було збільшено витрату алюмогелю до  $2,8\text{-}2,9 \text{ м}^3/\text{хв.}$ , тиск почав зростати і на 69-му  $\text{м}^3$  становив  $45,6 \text{ МПа}$  (рис 5.7).

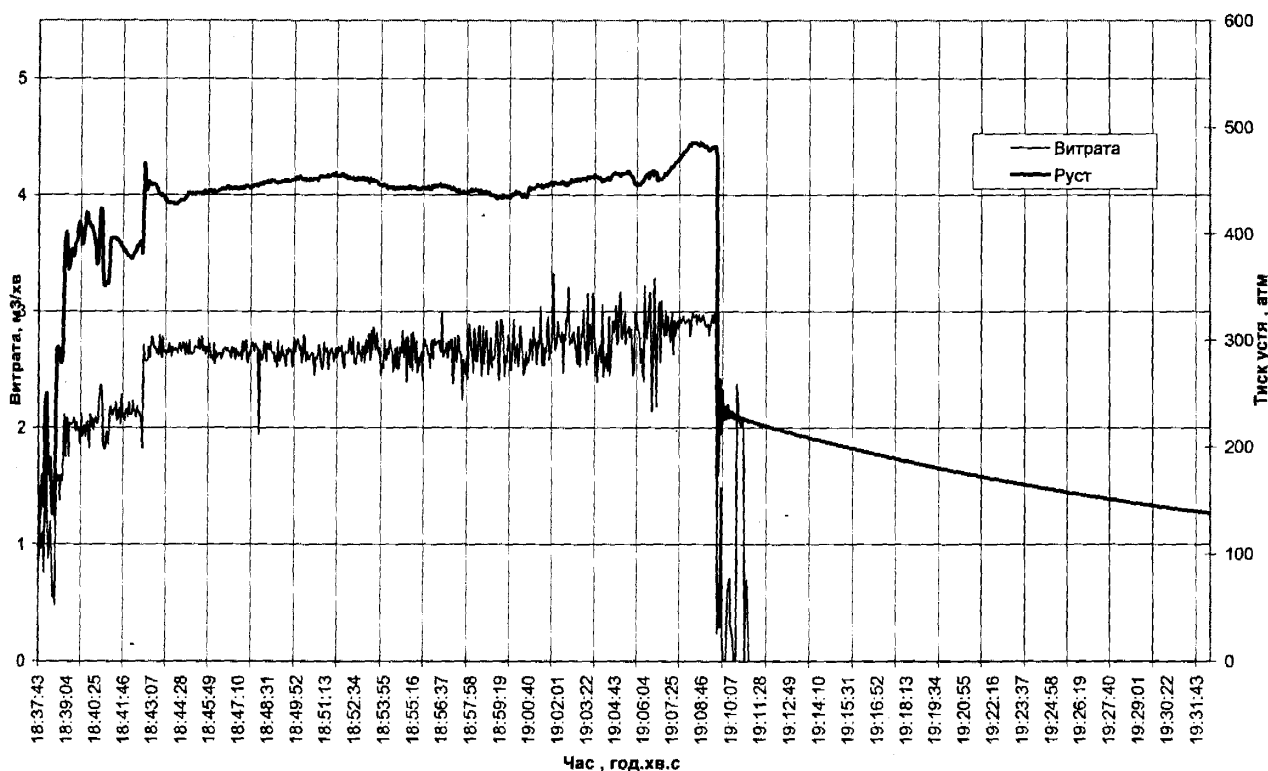


Рис. 5.7. Проведення ПГРП на свердловині “717-Долинська” НГВУ “Долина нафтогаз” (18.04.2003)



Подачу піску припинили на 69,3-му м<sup>3</sup> і розпочали його протискування в пласт основою алюмогелю із пластовою водою. При цьому тиск підвищився до 48,5МПа. На 81,8-му м<sup>3</sup> припинили нагнітання і записали криву зниження тиску. За 23 хв. тиск в НКТ знизився від 20,1 МПа до 13,8 МПа.

Всього в свердловину було запомповано 81,8 м<sup>3</sup> рідини в тому числі: 32 м<sup>3</sup> алюмогелю без піску, 37,2 м<sup>3</sup> алюмогелю із 6,5 т кварцового піску і 12,5 м<sup>3</sup> рідини протискування.

Динаміка роботи свердловини “717 – Долина” до та після проведення процесу ПГРП наведена на рис. 5.8.

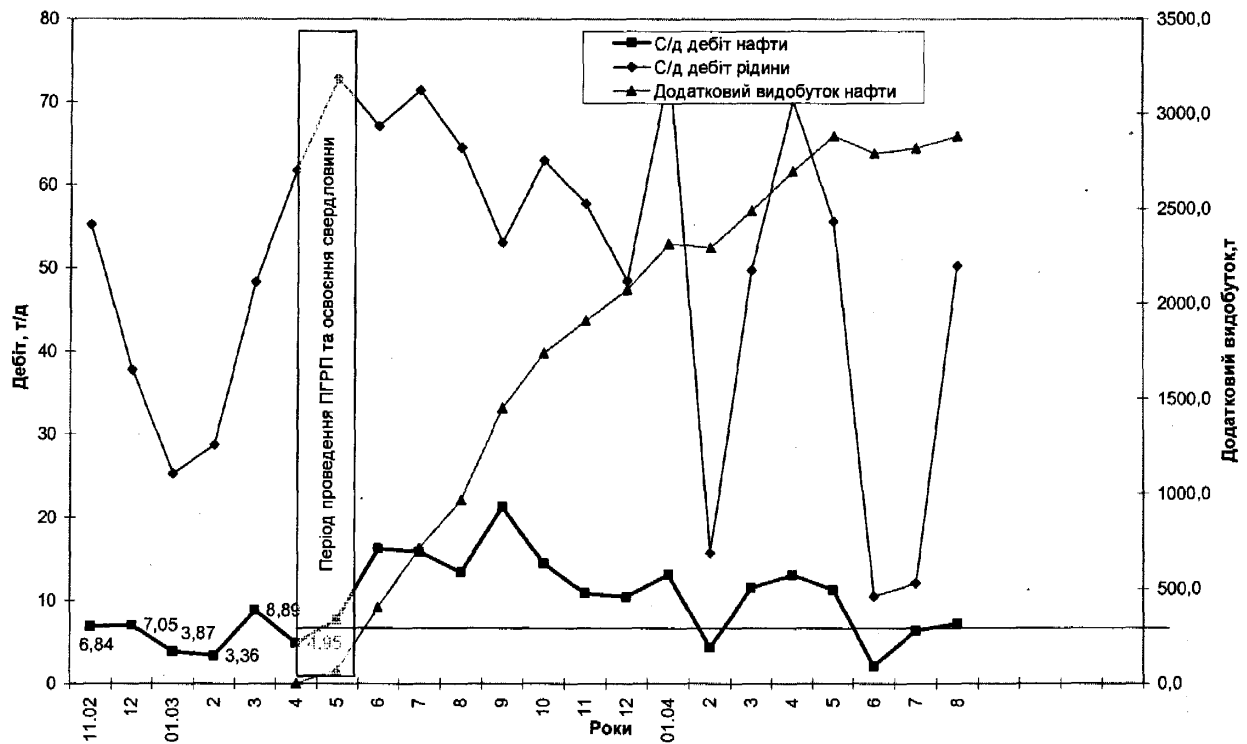


Рис.5.8. Динаміка роботи свердловини “717-Долинська” НГВУ “Долинаназтогаз” до і після проведення ПГРП

Як видно з рис. 5.8 вже за 14 місяців роботи свердловини після проведення процесу ПГРП на 20.08.04р. додатково видобуто 2881 т. нафти. Станом на 01.05.2007 р. загальний додатковий видобуток нафти склав 11805,8 т. нафти та 2807,2 тис м<sup>3</sup> газу.



За період 2001-2007 рр. в НГВУ "Охтирканафтогаз" було проведено 14 ПГРП (табл. 5.3) із застосуванням розробленої системи контролю, в результаті чого було додатково видобуто 14346,5 т. нафти і 2994,25 тис. м<sup>3</sup> газу.

Аналізуючи дані табл. 5.3, видно, що додатковий середній річний видобуток нафти в результаті проведення ПГРП в НГВУ "Охтирканафтогаз" зріс на 1360 т. нафти і 283,9 тис. м<sup>3</sup> газу при тривалості ефекту протягом 9 місяців.

Таблиця 5.3

**Перелік об'єктів НГВУ «Охтирканафтогаз», на яких застосовано під час проведення ПГРП систему контролю за параметрами процесу "Frloss" станом на 01.05.2007 р.**

Рік	Свердловина	Дата ПГРП	Дебіт перед ПГРП		Дебіт після ПГРП		Додатковий видобуток		К-ть відпр міс
			Qр., т/д	Qн., т/д	Qр., т/д	Qн., т/д	нафти, т	газу, тис м <sup>3</sup>	
2001	20-Зах.Коз	13.10.2001	0	0			5,0	5,0	4
	308-Бугрив	16.10.2001	4,5	4,4			6224,0	1312,3	25
	76-Зах.Коз	19.10.2001	4,6	4,5			0,0	0,0	0,5
<b>Разом</b>							<b>6229</b>	<b>1317,3</b>	<b>29,5</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>2076,3</b>	<b>439,1</b>	<b>9,8</b>
2002	5-Хухра	30.08.2002	1,6	1,5			373,0	283,0	2
	22-Чернетч.	02.09.2002	5,7	5,4			270,0	764,0	10
	179-Рибал.	31.10.2002		5,4			168,0	33,0	8
<b>Разом</b>							<b>811</b>	<b>1080</b>	<b>20</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>270,3</b>	<b>360,0</b>	<b>6,7</b>
2003	322-Бугри	22.09.2003	6,5	5,2			1582,4	464,4	37
<b>Разом</b>							<b>1582,4</b>	<b>464,4</b>	<b>37</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>1582,4</b>	<b>464,4</b>	<b>37,0</b>
2004	107-Анаст	16.07.2004	2,7	2,5			1127,0	81,0	6
	1-Хухра	22.07.2004	0	0			2,0	2,0	2
	146-Рибаль	27.07.2004					0,0	0,0	0
<b>Разом</b>							<b>1129</b>	<b>83</b>	<b>8</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>376,3</b>	<b>27,7</b>	<b>2,7</b>
2005	53-Анастас	29.09.2005	3,20	2,9			1127,9	69,8	8
	9-Бугри	03.10.2005	0	0			788,8	15,4	2
<b>Разом</b>							<b>1916,7</b>	<b>85,23</b>	<b>10</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>958,4</b>	<b>42,6</b>	<b>5,0</b>
2006	441-Бугри	15.01.2006	0,5	0,32			2563,08	51,97	15
	424-Бугри	17.09.2006		0,44			115,32	10,28	7
<b>Разом</b>							<b>2678,4</b>	<b>62,25</b>	<b>22</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>1339</b>	<b>31</b>	<b>11</b>

Проведення процесу ПГРП на свердловині "308-Бугруватівська" відзначилось певними ускладненнями, які були розшифровані за допомогою розробленої системи контролю.

16.10.2001 р. свердловину “308-Бугруватівська” промили рідиною глушіння до глибини 3881 м і спустили пакер ПВС-118-70 на рівномічних НКТ діаметром 89мм на глибину 3800 м. Розпакерували пакер, обпресували нагнітальні лінії тиском 91,2 МПа і приготували 90 м<sup>3</sup> водного гелю з реагентів виробництва США. ПГРП розпочали із нагнітання в НКТ 5 м<sup>3</sup> пластової води, а потім гелю без пропанту для створення і розвитку тріщини. Витрату рідини поступово підвищували з 2 м<sup>3</sup>/хв. до 2,5 – 2,6 м<sup>3</sup>/хв. В процесі нагнітання гелю спостерігалось зниження тиску нагнітання з 43,4 МПа до 39,6 МПа внаслідок розвитку тріщини по висоті пласта. На 40-му м<sup>3</sup> приступили до подачі пропанту, концентрацію якого поступово збільшували з 150 кг/м<sup>3</sup> до 300 кг/м<sup>3</sup>. В процесі нагнітання пульпи з пропантом тиск на усті поступово знижувався з 42,3 МПа до 38,4 МПа (на 55-му м<sup>3</sup>), що пов’язано із більшою густиною пульпи порівняно з гелем (рис 5.9).

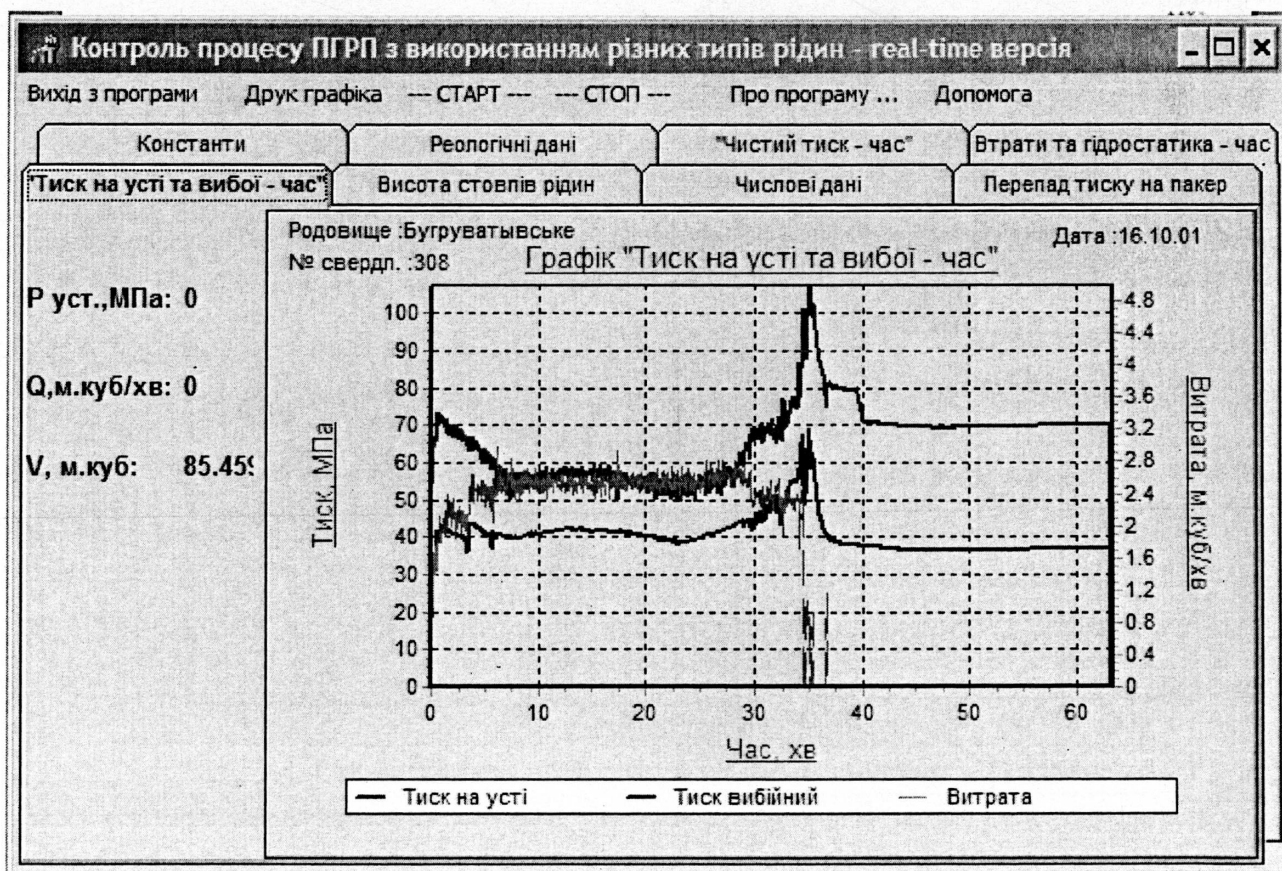


Рис 5.9. Графік зміни тиску на усті та вибої свердловини “308-Бугруватівська” під час проведення ПГРП

З початком входження пропанту в пласт на 61-му м<sup>3</sup> спостерігалось підвищення тиску на усті: спочатку повільне (на 65-му м<sup>3</sup> нагнітання тиск був на рівні 41 МПа), а потім інтенсивніше (на 70-му м<sup>3</sup> тиск досягнув величини 43,2 МПа). У зв'язку з різким підняттям тиску подачу пропанту припинили на 71-му м<sup>3</sup> і приступили до протискування його в пласт. В процесі протискування пропанту тиск продовжував зростати і на 80-му м<sup>3</sup> досягнув величини 51,2 МПа, після чого короткочасно знизився до 43,4 МПа, а потім почав зростати знову інтенсивніше.

З графіка розвитку чистого тиску під час процесу ПГРП (рис. 5.10) видно, що відбулося неочікуване відкриття широкої тріщини. На цьому етапі не вистачило продуктивності для її втримання, після чого відбулося закриття та зупинка розвитку тріщини, що призвело до передчасного заклинювання закріплювача.

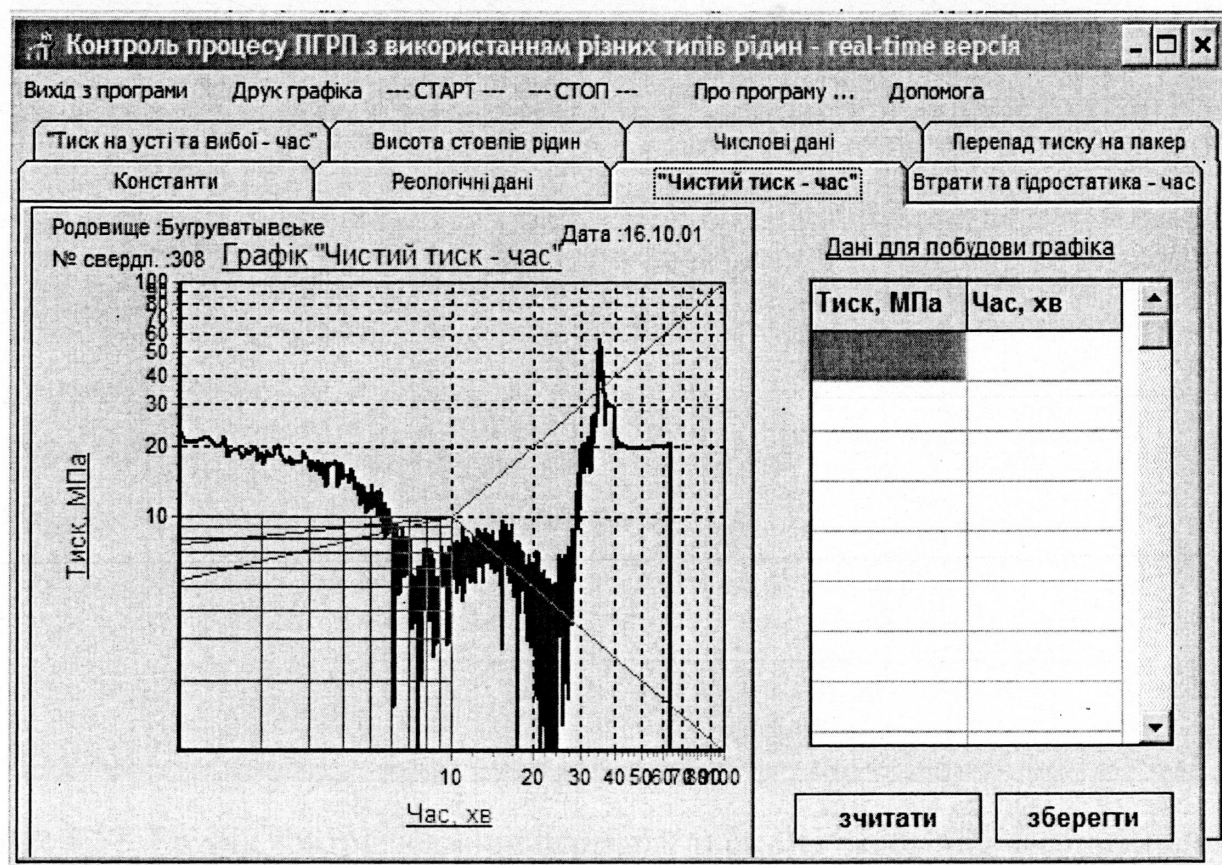


Рис.5.10. Графік контролю зміни чистого тиску час проведення ПГРП на свердловині "308-Бугруватівська"



В затрубному просторі свердловини створили тиск 14 МПа, а потім 20 МПа для зменшення напруження на НКТ і перепаду тиску на пакер.

Аналізуючи криву перепаду тиску на пакер (рис.5.11) можна відзначити, що різкий стрибок вибійного тиску завдав надкритичний режим роботи для пакерного пристрою.

На 85-му м<sup>3</sup> нагнітання тиск в НКТ зріс до 69,4 МПа і процес ПГРП припинили.

Після зниження тиску приступили до підйому НКТ.

При підйомі спостерігались затяжки до 15 – 20 т. НКТ підняли без кожуха та ущільнюючих елементів пакера. Промили свердловину від пропанту і збили пакер на вибій.

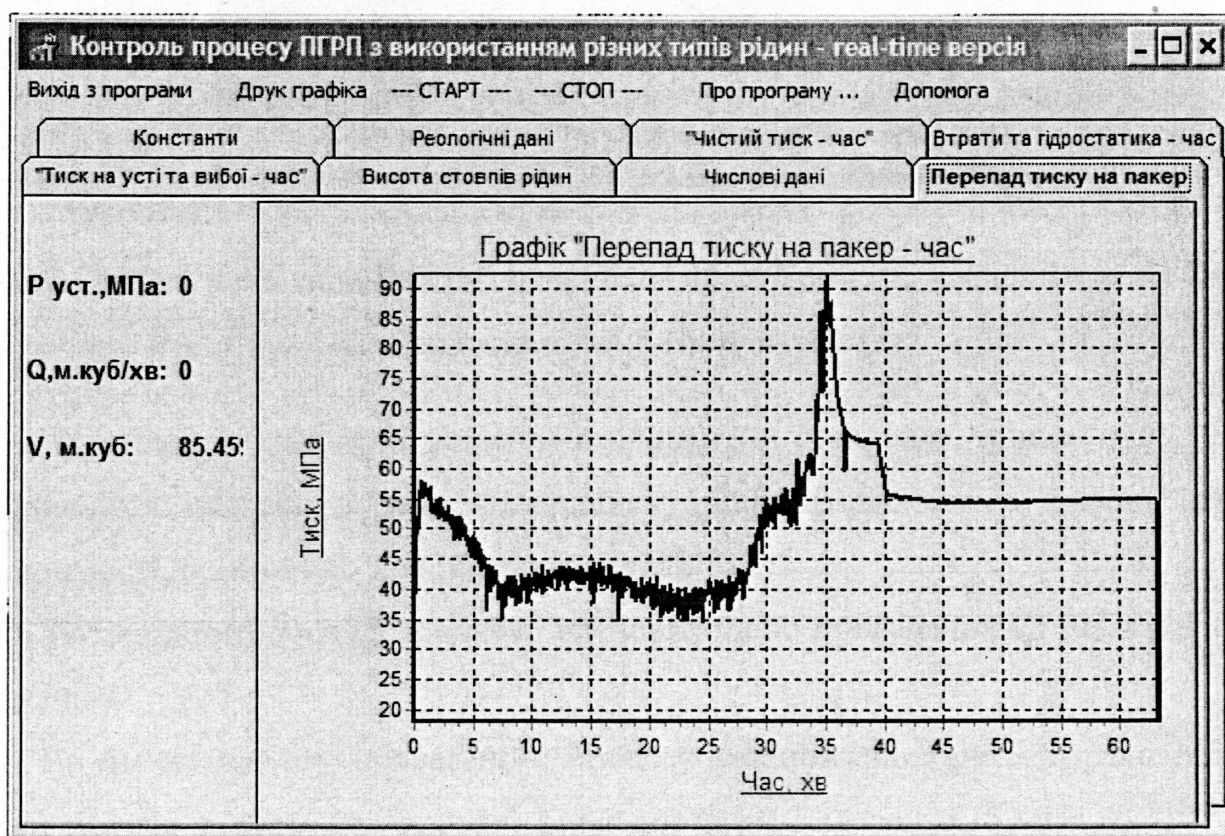


Рис.5.11. Графік контролю зміни перепаду тиску на пакері під час проведення ПГРП на свердловині “308-Бугруватівська”

Всього в свердловину запомпували 5 м<sup>3</sup> пластової води, 35 м<sup>3</sup> гелю без пропанту, 31 м<sup>3</sup> пульпи з 6,8 т пропанту і 14 м<sup>3</sup> рідини для протискування пропанту в пласт (замість 20 м<sup>3</sup> по плану робіт).

В стовбурі свердловини залишилось 6 м<sup>3</sup> пульпи (рис.5.12), що було визначено системою контролю за процесом ПГРП.

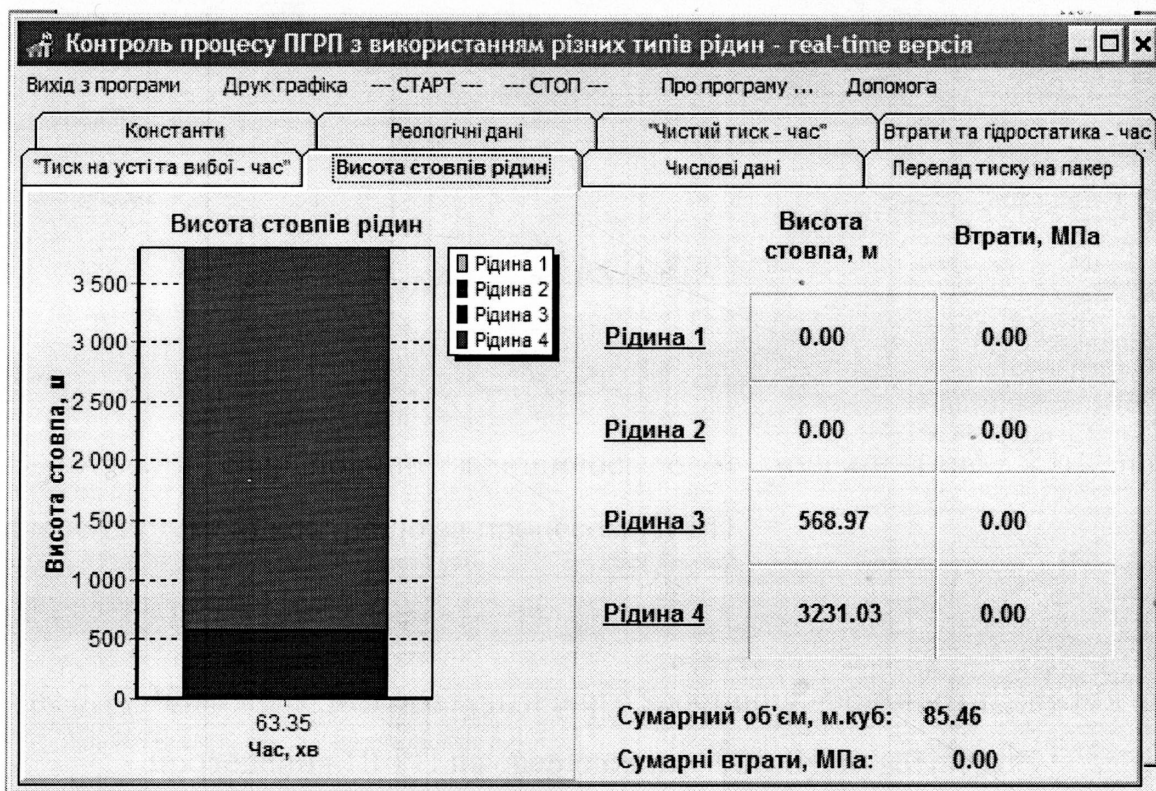


Рис.5.12. Контроль динаміки руху технологічних рідин під час проведення ПГРП на свердловині “308-Бугруватівська”

Причиною передчасної закупорки пропантом створених тріщин було те, що проникність пластів, в яких створились тріщини, виявилась значно вищою проникності, прийнятою при проектуванні ПГРП.

З отриманого досвіду зроблено висновки щодо проведення ПГРП в подібних ситуаціях.

На основі аналізу проведеного процесу встановлено (рис.5.13), що під час процесу тиск на вибої свердловини виріс протягом 1 хв. зріс з 75 МПа до 110 МПа. Такі критичні обставини роботи ще раз доводить актуальність та необхідність проведення контролю глибинних параметрів під час проведення процесу ПГРП.

Динаміка роботи свердловини “308 – Бугруватівська” до та після проведення процесу ПГРП наведена на рис. 5.14.

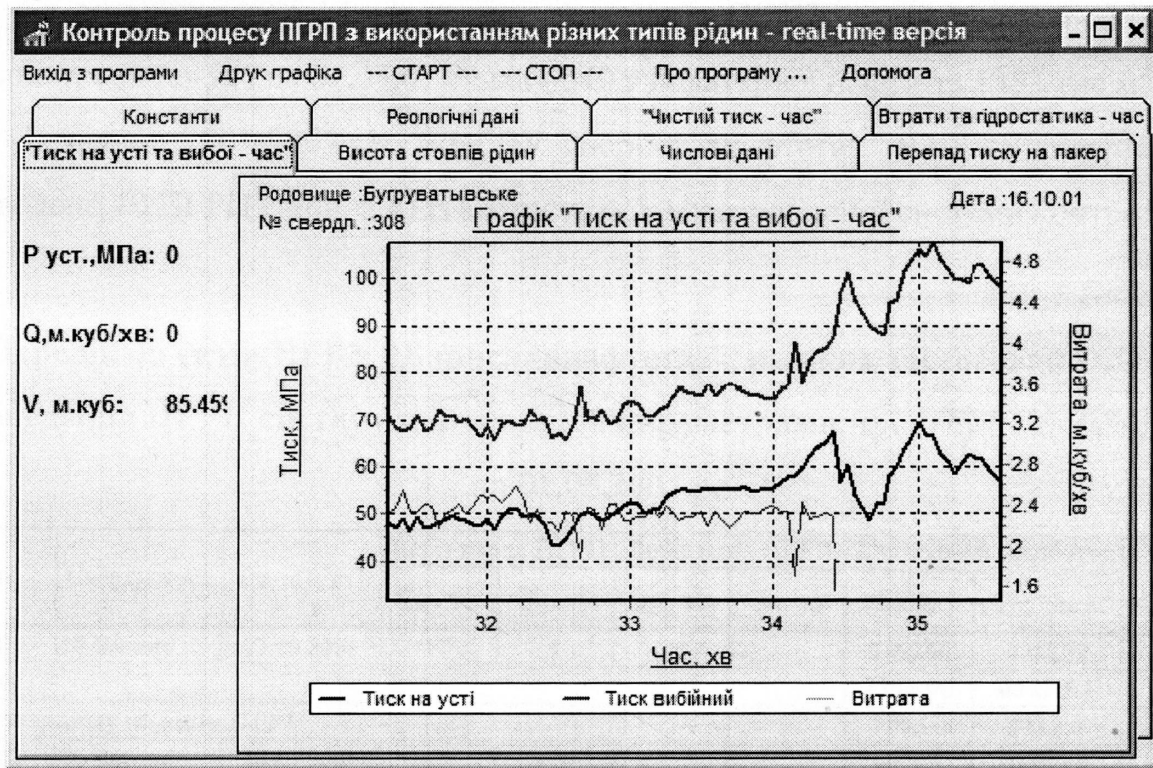


Рис.5.13. Фрагмент різкого критичного зростання вибійного тиску під час проведення ПГРП на свердловині "308-Бугруватівська"

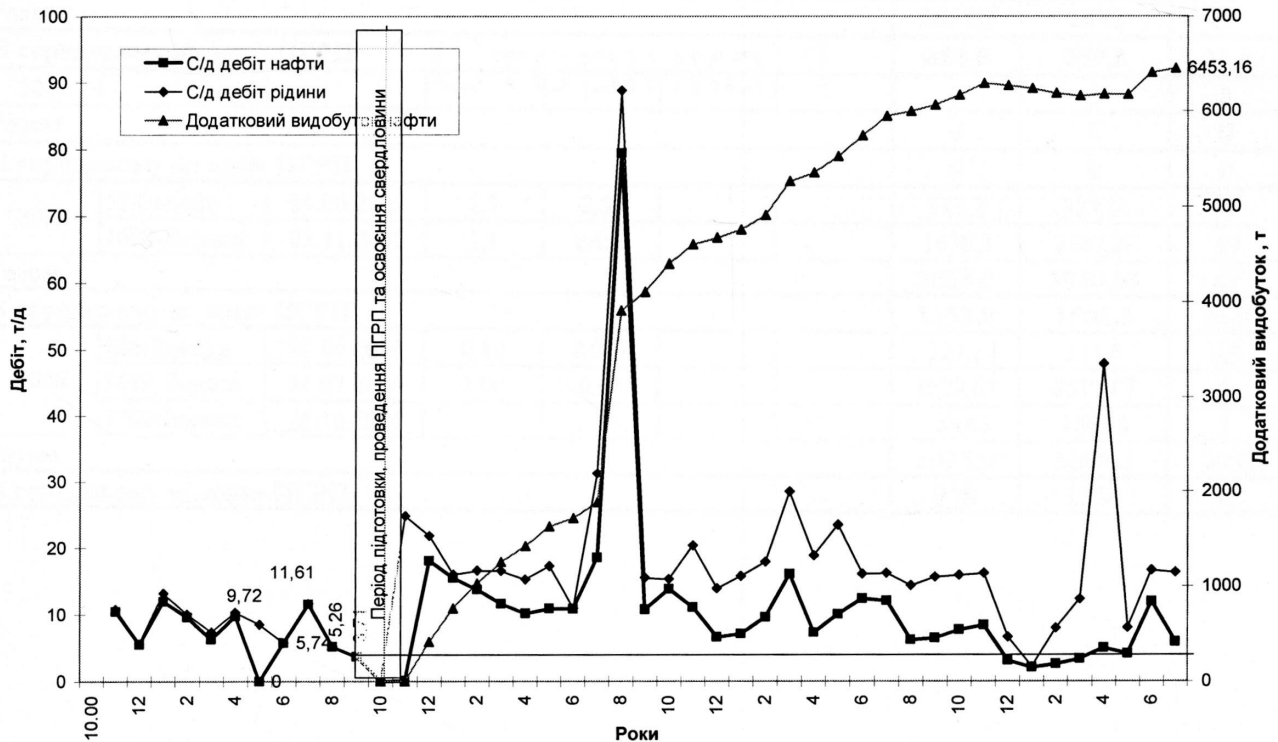


Рис.5.14. Динаміка роботи свердловини "308 – Бугруватівська" до і після проведення ПГРП



Як видно з рис. 5.14 ефект від проведення ПГРП на цій свердловині тривав більше трьох років і на 01.05.07 склав 6540 т додаткової нафти та 1383 тис.м<sup>3</sup> газу.

За період 2001-2007 рр. в НГВУ “Бориславнафтогаз” ВАТ “Укрнафта” було проведено 10 ПГРП (табл. 5.4) із застосуванням розробленої системи контролю.

Таблиця 5.4

**Перелік об’єктів НГВУ “Бориславнафтогаз”, на яких застосовано під час проведення ПГРП систему контролю за параметрами процесу “Frloss” станом на 01.05.2007 р.**

Рік	Свердловина	Дата ПГРП	Дебіт перед ПГРП		Дебіт після ПГРП		Додатковий видобуток		К-ть відпр міс
			Qр., т/д	Qн., т/д	Qр., т/д	Qн., т/д	нафти, т	газу, тис м <sup>3</sup>	
2001	14-Завода	27.09.2001	1,2	1			7755,96	4212,37	67
<b>Разом</b>							<b>7755,96</b>	<b>4212,37</b>	<b>67</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>7756,0</b>	<b>4212,4</b>	<b>67,0</b>
2002	76-Завода	10.05.2002	3,5	2,38			2826,5	1401,65	42
<b>Разом</b>							<b>2826,5</b>	<b>1401,65</b>	<b>42</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>2826,5</b>	<b>1401,7</b>	<b>42</b>
2003	9-Завода	06.06.2003	2,95	2,63			539	386,5	24
	1616-Бор	13.11.2003	1,4	0,7			1112,5	1169,3	22
	79-С.Самбір	17.12.2003	0,2	0,1			999,8	122,2	23
<b>Разом</b>							<b>2651,3</b>	<b>1678</b>	<b>69</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>883,8</b>	<b>559,3</b>	<b>23,0</b>
2004							0	0	0
<b>Разом</b>							<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2005	52-Завода	24.06.2005	2,9	2,57			995,2	323,24	25
	1600-Борисл	02.11.2005	1,1	0,455			1670,3	2687,29	17
<b>Разом</b>							<b>2665,5</b>	<b>3010,53</b>	<b>42</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>1332,8</b>	<b>1505,3</b>	<b>21,0</b>
2006	106-Завода	28.06.2006	0,10	0,077			321,1	111,6	8,0
	1619-Борисл	04.07.2006	1,00	0,60			1829,09	2513,17	9
	1700-Борисл	26.10.2006					783,68	1063,8	1
<b>Разом</b>							<b>2933,9</b>	<b>3688,6</b>	<b>18,0</b>
<b>В середньому на один ПГРП</b>							<b>978</b>	<b>1230</b>	<b>6</b>

## Висновки до розділу

1. Описані детально технології проведення ПГРП і роботу удосконаленої системи контролю за їх підготовкою та проведенням на свердловинах “430-Битків” НГВУ “Надвірнафтогаз”, “717-Долина” НГВУ “Долинафтогаз”, “308-Бугруватівська” НГВУ “Охтирканафтогаз”. Показано, що на основі результатів контролю під час проведення ПГРП на цих свердловинах розрахованих за допомогою систем контролю глибинних параметрів була можливість виявити виникнення і недопущення в них аварійних ситуацій.

2. Здійснено впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням процесів ПГРП на експлуатаційних свердловинах ВАТ “Укрнафта” (НГВУ “Охтирканафтогаз”, НГВУ “Бориславнафтогаз”, НГВУ “Долинафтогаз”) у 2001-2007рр. В результаті додатковий річний видобуток нафти від проведення таким чином одного ПГРП в різних НГВУ ВАТ “Укрнафта” становив 960-2032 т. нафти, газу – 284-704 тис. м<sup>3</sup> тривалістю ефекту від 9 до 24 місяців.

3. Застосування розробленої системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП дозволило підвищити ефективність, якість та зменшити аварійність виконання при цьому робіт на свердловинах.



## ВИСНОВКИ

Виконані теоретичні і експериментальні дослідження в дисертаційній роботі зводяться до наступного:

1. Теоретично обґрунтований запропонований метод контролю вибійного тиску у свердловині під час проведення ПГРП, який дозволяє розрахувати його значення на основі вимірних технологічних параметрів на усті свердловини (устьового тиску, густин рідин і їх витрати при закачуванні), визначених попередньо реологічних параметрів технологічних рідин, а також наперед відомої інформації про довжину і внутрішній діаметр НКТ, віддаль від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів в обсадній колоні свердловини. На основі значення вибійного тиску є можливість розрахувати тиск розкриття тріщини в пласті.

2. Розроблено і теоретично обґрунтовано ряд методик для визначення гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ при проведенні ПГРП, а саме: на основі миттєвого зниження тиску на усті свердловини, на основі вимірних устьових параметрів при проведенні ПГРП без пакера, на основі попередньо визначених емпіричних залежностей для градієнтів гідравлічних втрат для різних рідин і діаметрів НКТ і на основі реальних реологічних параметрів технологічних рідин. Кожна із вказаних методик може бути застосована в залежності від вимог до ПГРП і наявної вхідної інформації при цьому.

3. Здійснений математичний опис процесу одночасного руху декількох технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП. Це дозволяє розраховувати сумарні гідравлічні втрати і сумарний гідростатичний тиск у свердловині при одночасному русі в ній декількох технологічних рідин, а в кінцевому дає можливість визначати сумарний вибійний тиск і тиск розкриття тріщини в кожний із моментів часу всього процесу проведення ПГРП, що є важливим в інформаційному плані для технолога, який керує процесом ПГРП.

4. Розроблено установку УВРП-1 для визначення реологічних параметрів рідин для проведення ПГРП, а також програмне забезпечення “Viscosity.exe” для зчитування та збереження інформації про результати досліджень на установці “УВРП-1”. Здійснений метрологічний аналіз установки “УВРП-1”, встановлено, що сумарна відносна похибка цієї установки не перевищує 1,5%. Установка “УВРП-1” дозволяє проводити відповідні реологічні дослідження технологічних рідин для ПГРП при поверхневих і пластових умовах.

5. Розроблені методики проведення лабораторних досліджень на установці “УВРП-1” для визначення відповідних реологічних характеристик технологічних рідин, для дослідження стабільності цих характеристик при поверхневих і пластових умовах (тиску і температури), для дослідження впливу складу рідин і їх концентрації на реологічні характеристики рідин.

6. Розроблена удосконалена структурна схема системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, яка на відміну від існуючої передбачає не тільки вимірювання устьових параметрів (густин помпованих рідин, їх кількості та витрати, устьового тиску), а й розрахунок ряду вибійних технологічних параметрів під час проведення ПГРП (вибійного тиску, втрат тиску на тертя, чистого тиску розриву пласта тощо), що дає можливість точніше визначати тиск розриву пласта, моменти початку і кінця утворення тріщини в продуктивному пласті і з урахуванням цього вести процес ПГРП.

7. Розроблені алгоритми функціонування удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП при проведенні відповідних робіт в лабораторних умовах, а також при проведенні попередніх досліджень і безпосередньо процесу ПГРП в польових умовах конкретної свердловини в реальному масштабі часу. Це дає можливість враховувати всі фактори, виміряні устьові і розраховані вибійні параметри при підготовці та проведенні ПГРП.

8. На базі запропонованого алгоритму функціонування удосконаленої системи контролю розроблено програмне забезпечення “Frloss”, яке захищено авторськими правами і яке є основою комп'ютерної системи обробки даних удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.

9. Здійснено впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням процесів ПГРП на експлуатаційних свердловинах ВАТ “Укрнафта” (НГВУ “Охтирканафтогаз”, НГВУ “Бориславнафтогаз”, НГВУ “Долинанафтогаз”) у 2001 – 2007 рр. (всього 41 ПГРП у вказаних НГВУ). В результаті додатковий річний видобуток нафти від проведення таким чином одного ПГРП в різних НГВУ ВАТ “Укрнафта” становить (960 – 2032) т. нафти, газу – (284 – 704) тис. м<sup>3</sup> тривалістю від 9 до 24 місяців. Застосування розробленої системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП дозволило підвищити ефективність та зменшити аварійність виконання при цьому робіт на свердловинах.

### Список використаних джерел

1. Абдинов М.А. О статическом напряжении сдвига цементных растворов. – “ДАН Азерб. ССР”, т. VIII, № 8, 1952.
2. Абдинов М.А., Есьман Б.И., Машладзе Р.И. Определение пластической вязкости по показаниям стандартного полевого вискозиметра. – “Известия АН Азерб.”, № 8, 1957.
3. Абдурашитов С.А. К вопросу зависимости потерь на местные сопротивления от параметра  $Re$ . – Труды АЗНИ, № 1/21, 1940.
4. Аванесян В.Г. Экспериментальные исследование потери напора в местных сопротивлениях при движении эмульсионных нефтей по трубопроводам. – Изв. вузов. Нефть и газ, 1964, № 9. – С. 91–93.
5. Аванесян В.Г. К вопросу движения нефтяных эмульсий по трубопроводам. – Изв. вузов. Нефть и газ, 1964, № 8. С. 105–109.
6. Агзамов Ф.А. и др. Способ направленного гидравлического разрыва пласта. – НПП «Азимут». 2001 ПР №2177541. Е21В 43/26.
7. Аллахвердиев Р.А. Интенсификация притока методом циклического импульсного воздействия на призабойную зону пласта. // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. № 3, 1985.
8. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.:Недра, 1980. – 380 с.
9. Аналіз процесів і розробка документації для проектування та проведення потужних ГРП. Звіт ЦНДЛ, 1998 р
10. Андресон Р.К. и др. Использование биопрепаратов для очистки и рекультивации нефтезагрязненных почв // Нефтепромысловое дело. 1995. № 6. – С. 29–33.
11. Армстронг К., Кард Р., Наваррет Р. и др. Усовершенствованные рабочие жидкости для ГРП и улучшение экономических показателей скважин // Нефтегазовое обозрение. Шлюмберже, 1999.
12. Аширов К.Б. Геологические условия разработки нефтяных месторождений: Уч. пособие. Куйбыш. политехн. ин-т им. В.В. Куйбышева. Куйбышев: Куйбыш. с.-х. ин-т, 1987. – 51 с.

13. Бадашканд М.И., Андреев Ю.Н., Казнин В.А. Обработка призабойной зоны пласта импульсами давлений // Нефт. хоз-во. 1990. № 8. – С. 71–73.
14. Бикерман Д.Ж. Вязкость и консистенция. ЦИМТнефти. – Гостоптехиздат, 1948.
15. Бойко В.С. Розробка і експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004 – 639 с.
16. Бровко Л. Технично-економический анализ ефективности проведения гидравлических разрывов пласта в НПУ "Надворнаянефть" и "Долинанефть" за 1961–1962 г.г. – ЦНИЛ, 1962.
17. Булатов А.И. Физико-химические свойства тампонажных систем. – М.: Недра, 1976.
18. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремійчук Р.С. Освоение скважин. – М.: Недра, 1999. – 472 с.
19. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Басарыгин Ю.М. Теория и практика заканчивания скважин / Под. ред. А.И. Булатова. В 5 т. – М.: ОАО "Изд-во "Недра"", 1998. – 345 с.
20. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984.–317с.
21. Бурмич Ф.М., Качмар Ю.Д., Цьомко В.В., Григораш В.В. Звіт ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта": "Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ "Охтирканафтогаз" Договір № 00/75, м.Івано-Франківськ, 2001.
22. Валеев Ш.И., Тумасян А.Б., Гурифуллин Ш.С., Бабаян П.И., Федорако Л.Б. Промышленная закачка растворов ПАВ в нефтяные пласты. В кн.: Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.
23. Васильев П.С., Голиков А.Д., Горохов Н.С., Кривоносов И.В., Технологія поинтервального гидравлического разрыва пластов. – М.: Недра 1964. – 132 с.
24. Григораш В.В. Розробка комп'ютеризованої системи контролю за процесом потужного гідророзриву пласта// Методи та прилади контролю якості.– 2004, №12. – С.107–112.

25. Григораш В.В., Андрусак А.М. Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій. Звіт НДПІ ВАТ "Укрнафта", 2005. – 61 с.
26. Григораш В.В., Бурмич Ф.М.. Визначення гідравлічних втрат під час потужного гідро розриву пласта гелями та розчинами полімерів. // Збірник наукових праць “Нафта і газ України”. – Івано–Франківськ, 2000 т.2. –140–142 с.
27. Григораш В.В., Дранчук М.М., Кісіль І.С., Лаврик Л.М. параметри рідини для гідравлічного розриву пласта – основні вимоги та їх дослідження// Методи та прилади контролю якості.–2006, №17. – С.97–101.
28. Григораш В.В., Качмар Ю.Д., Кісіль І.С., Антоник І.М. Удосконалення конструкції віскозиметра ВСН–2М// Нафтова і газова промисловість.–2005, №6. – С.42–45.
29. Григораш В.В., Кісіль І.С. Визначення гідравлічних втрат під час руху рідин в трубах у процесі потужного гідророзриву пласта// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2004 №1(10) – С.75–78.
30. Губин В.Е., Галин Ф.М., Экспериментальное исследование расслоенного движения двух несмешивающихся жидкостей в трубопроводе. – В кн.: Подготовка и транспорт нефти и воды. Уфа, 1975.
31. Дж.Р.Грей, Г.С.С. Дарли. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.
32. Довідник з нафтогазової справи / За ред. Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К., – Львів, 1996. – 620 с.
33. Желтов А.В. О потерях напора в трубах при осуществлении гидравлического разрыва пласта. – Нефтяное хозяйство, 1960, №8 – С.42 – 45.
34. Желтов Ю.П. Механика нефтегазонасного пласта. – М.: Недра. 1975. – 216с.
35. Желтов Ю.П., Перевод № 232/16Д (с примеч.) – М.: ГОСИНТИ, 1961 Ghauri W.K. – Result of well stimulation by hydraulic fracturing and high rate Oil backflush. – J.Petrol. Technol. 1960. V.12. №6. – P. 19–27.
36. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М.: Недра, 1976. – 199с.

37. Зазуляк М.И, Гульгун Б.Ю., Иванюта М.М. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов. –М.:Недра, 1973. – 128 с.

38. Зайцев Ю.В. О влиянии глубины трещин и фракции песка на эффективность гидроразрыва пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 50 с.

39. Звіт ЦНДЛ ВАТ“Укрнафта”: “Удосконалення технологічної оснащеності для контролю за процесом ПГРП .” Договір №01/305, м.Івано–Франківськ, 2002.

40. Ибатуллин Р.Р., Тахаутдинов Ф., Ибрагимов И.Г., Хисамов Р.С. Техника и технология интенсификации добычи нефти на объектах ОАО "Татнефть" // Бурение и нефть. 2003. № 5. – С. 22–25.

41. Исследование полей скоростей и коэффициентов гидравлического сопротивления в трубах с искусственной шероховатостью стенок/ М.Д. Миллионщиков, В.И. Субботин, М.Х. Ибрагимов, Г.С. Таранов и др. Обнинск, ФБИ–385, 1973.

42. Калинин В.Ф. Методическое руководство по технологии проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин песком при освоении скважин. – Саратов: Изд–во Саратов. Ун–та, 2000.

43. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЕНГ, 1998. – 40 с.

44. Каневская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хоз–во. 2002. № 5. – С. 96–100.

45. Касянчук В.Г., Пилипец И.А. Методы обработки призабойной зоны скважин // Нефт. х–во. 1984. №9. – С. 53–55

46. Качмар Ю.Д, Андрусак А.М., Григораш В.В., Бурмич Ф.М., і др. Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”: “Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій” .” Н/З № 101342, м.Івано–Франківськ, 2004.

47. Качмар Ю.Д, Бурмич Ф.М., і др. Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” : “ Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” . Договір № 00/79, м.Івано–Франківськ, 2000.

48. Качмар Ю.Д. Анализ индекаторных кривых ГРП нагнетательных скважин Долинского месторождения // Нефтепромысловое дело. 1969. №10. – С. 27–32.
49. Качмар Ю.Д. Вивчення, адаптація і застосування програм Меєра для проектування ПГРП в залежності від умов родовищ України. ЦНДЛ, 1997.
50. Качмар Ю.Д. Внедрение гидравлического разрыва пластов и гидropескоструйной перфорации на нефтяных и нагнетательных скважинах НПУ "Долинанефть" в 1963 году и усовершенствование технологии их проведения. ЦНИЛ, 1962.
51. Качмар Ю.Д. Гидравлический разрыв низкопроницаемых пластов на месторождениях Прикарпатья. – К. // Нефт. и газовая промышленность. 1971. № 5. – С. 28–30.
52. Качмар Ю.Д. До визначення тисків і витрат рідини при плануванні ГРП // Нефт. и газовая промышленность. 1991. № 2. – С. 25–27.
53. Качмар Ю.Д. Дослідження технології та моделювання ПГРП на ПЕОМ. ЦНДЛ, 1997.
54. Качмар Ю.Д. Звіт ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта" : " Надання науково-методичної допомоги в проектуванні та проведенні гідророзриву пласта" . Договір № 00/98, м.Івано-Франківськ, 2000.
55. Качмар Ю.Д. Метод определения ожидаемого давления при проектировании гидроразрыва пласта в Прикарпатья // Нефтепромысловое дело. 1970. №7. – С. 25–29.
56. Качмар Ю.Д. Моделювання продуктивності свердловин і процесу ПГРП в глибоких свердловинах. ЦНДЛ, 1998.
57. Качмар Ю.Д. Організація і впровадження САПР ГРП. ЦНДЛ, 1997.
58. Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Андрусак А.М., Григораш В.В. Нові технології потужного гідророзриву пласта// Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2003. – 302 с.
59. Качмар Ю.Д., Григораш В.В. Кісіль І.С. Розробка методологічних підходів для контролю і аналізу процесу гідравлічного розриву пласта// Методи та прилади контролю якості, 2002, №8. – С. 94–96



60. Качмар Ю.Д., Дістрянов В.М. Моделювання продуктивності нафтових свердловин // Нафт. і газова пром-сть, 2001, №3. – С. 29–31.
61. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 56 с.
62. Качмар Ю.Д., Лісовий Г.А. Удосконалення планування і організації робіт при ГРП // Нафтова та газова промисловість, 1993, № 1. – С. 29–31.
63. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Интенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів, "Центр Європи" К2, 2005. – 414с
64. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф. Исследование и опыт обработки призабойной зоны скважины на многопластовых месторождениях Прикарпатья. – В кн.: Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 55с.
65. Кісіль І.С., Боднар Р.Т., Дранчук М.М. Визначення крайового кута змочування пористих тіл шляхом вимірювання капілярного тиску// Нафтова і газова промисловість. – 2006, №4. – С.12–14.
66. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ // Обзор. информ., Сер. нефтепром. дело. 1985. – 57 с.
67. Константинов С.В. Способ создания трещин гидроразрыва в заданом интервале пласта и устройство для его осуществления. – ЗАО «Нефте-Интекс», 1996, ПР № 93025257. E21B 43/26.
68. Кузьмичев Д.Н. Некоторые вопросы механики гидравлического разрыва пласта. – М.: Гостоптехиздат, Труды ГрозНИИ. Вып. 3. 1958.
69. Кулиев С., Есьман Б., Абдинов М. Вопросы гидравлики глинистых и цементных растворов. Азербайджанское Государственное издательство Баку, 1963. – 130с.
70. Курбанаев У.Ш. Реологические свойства адсорбционной плёнки типа нефти нефть–вода. В кн.: Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.

71. Латыпов Э.К., Филатов Б.С. Уточнение расчёта потерь давления при течении вязкопластических жидкостей. – Нефт. хоз-во, 1963, № 3. – С. 23 – 30.
72. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 562 с.
73. Максимович Г.К. Гидравлический разрыв нефтяных пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 97 с.
74. Меркур'єв А.Б. Вдосконалення технології ГРП для родовищ підприємств АТ "Укрнафта" та надання науково-технічної допомоги при його впровадженні. ЦНДЛ, 1994р.
75. Методы воздействия на призабойную зону скважины с целью интенсификации добычи нефти. – В кн.: Темат. Пуч.-техн.обзор. М., ВНИИОСНГ, 1966. –142 с.
76. Мксаев Р.А., Халилов Э.Г., Таиров Н.Д., Асадов А.И., Абуталыбова Р.Н. Влияние температуры на адсорбцию и десорбцию ПАВ и нефтеотдачу пластов. В кн.: Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.
77. Овнатанов Г.Г. Вскрытие и разработка пласта. М.: Недра, 1970. С. 312.
78. Освоение скважин: Справочное пособие / Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. – М.: Недра. – Бизнесцентр, 1999. – 472 с.
79. Палихат З.С. Разработка рациональной методики проведения гидравлического разрыва пласта на месторождениях Предкарпатья и определение методики подсчёта эффективности, ЦНИЛ, 1962.
80. Полихат З.С. Внедрение методов интенсификации добычи нефти на промыслах Прикарпатья путём обработки призабойной зоны пласта ПАВ, соляной кислотой, ГРП и др. ЦНИЛ, 1963.
81. Прогнозування доцільності і ефективності методів ОПЗ в свердловинах Довбушансько-Бистрицького і Луквинського родовищ на основі дослідження фільтрації пластових нафт в умовах пізньої стадії розробки. Звіт ЦОУЕНГ №70/2000 / Качмар Ю.Д., Дістрянов В.М., Цьомко В.В., та інш. – Івано-Франківськ, 2000. – С.6-23.

82. Пустовойт Б.В. Механіка движения жидкостей в трубах. – Л., Недра, 1971. – 144 с.
83. Рабинович А.Б., Малышева Л.Н., Кравченко И.И., Базекина Л.В. К изучению свойств растворов полиакриламидов (ПАА), как для закачки в нефтяные пласты. В кн.: Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.
84. Рабинович Е.З. Гидравлика. – М.: Недра, 1978. – 304с.
85. Рахимкулов Р.Ш. Влияние поверхностно активных веществ на реологические свойства растворов тампонажных цементов. В кн.: Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970.
86. Ребиндер П.А., Бабалян Г.А., Кравченко И.И. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности// Збірник наукових праць № IV. –М.: Надра, 1970. –311с.
87. Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов. – М.: Недра, 2002. – 317 с.
88. Резанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979.
89. Рябоконт С.А., Нечаев А.С., Чагай Е.В. Жидкости-песконосители для гидроразрыва пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.– С.50.
90. Рябченко В.И., Литяева З.А., Воеводин Л.И. О выборе области допустимых значений реологических параметров буровых растворов. – В кн.: Промывка скважин, 1976, Тр. ВНИИКРнефть, вып 16. – С. 88–91
91. Савенков Г.Д., Бойко В.С., Дорошенко В.М. и др. Методы интенсификации добычи нефти на месторождениях Предкарпатья. – Нефтепромышленное дело , 1975, № 1. – С. 31–34.
92. Свідोцтво про реєстрацію авторських прав № 6172 «Комп'ютерна програма. Контроль за параметрами проведення потужного гідророзриву пласта (Frloss)» – 2с.
93. Солдатов А.М., Тимофеев А.И., Спирман П.В. Интенсификация добычи нефти. – Куйбишев, книжн. Узд-во, 1968. – 96 с.

94. Состав и свойства буровых агентов промывочных жидкостей / Дж.Р.Грей, Г.С.Г. Дарлі. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
95. Справочная книга по добыче нефти / Под ред.. Ш.К.Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 702 с.
96. Стандарт ПГРП.
97. Структурные углеводородные гелеобразующие комплексы для гидроразрыва пластов / Магадова Л.А. Патент России № 2043491 // Бюл.изобрет. № 25 от 10.09.1995.
98. Сургучев М.Л. и др. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 380 с.
99. Тянишев Ю.С. Методы интенсификации отдачи продуктивных пластов газоконденсатных месторождений Ставрополья. В кн.: Темат. науч.–техн. обзор. – М.: ВНИИОЭНГ, 1967. – 73 с.
100. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости. – М.: "Мир", 1964. – 216 с.
101. Усачев П.М., Песляк Ю.А., Константинов С.В. и др. Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта. – ВНИИнефть, М., 1988. – 52с.
102. Цьомко В.В., Бурмич Ф.М., Качмар Ю.Д, Антоник І.М., Григораш В.В., Верле С.М., Заливаха Я.О. Звіт ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта": "Вибір об'єктів, проектування і проведення потужного ГРП на родовищах НГВУ "Охтирканафтогаз" Н/З № 211341, м. Івано–Франківськ, 2004.
103. Цьомко В.В., Качмар Ю.Д, Бурмич Ф.М., Антоник І.М., Григораш В.В., Верле С.М., Заливаха Я.О. Звіт ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта": "Аналіз продуктивності свердловин і виділення об'єктів для селективної обробки (ПГРП і др.) з метою збільшення вироблення запасів вуглеводнів по розрізу свердловин у багатопластових покладах родовищ НГВУ "Долинанафтогаз". Н/З № 511341, м.Івано–Франківськ, 2004.
104. Шевелев Ф.А. Исследование основных гидравлических закономерностей турбулентного движения в трубах. – М.: Стройиздат, 1954. – 55с.

105. Щелкачѳв В.И., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 522 с.
106. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 – 510 с.
107. Ю.Качмар, Ф. Бурмич, В.Григораш, А. Андрусак, В.Дістрянов, В.Цѳомко, О.Попович. Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”: “Удосконалення технології потужних гідророзривів пласта та її впровадження на родовищах України.” Договір №98/14, м.Івано–Франківськ, 2002.
108. Яремійчук Р.С., Качмар Ю.Д. Освоєння свердловин. – Львів: Світ, 1997. – 256 с.
109. “The Reology of oil–well drilling fluids” American petroleum institute, USA1989.
110. Astarita, G., Marucci, G., and Palumbo, G.: "Non–Newtonian Gravity Flow Along Inclined Surfaces," I&EC Fund.(1964) 3. No. 4, 333–39.
111. Boutecca, M.I., "3D Analytical Model for Hydraulic Fracturing: Theory and Field Test," paper SPE 13276 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16–19.
112. Clark J.B. Hydraulic Process for increasing the Productivity of Wells // Trans. A.I.M.E. 1949. V. 186. – P. 1–8.
113. Economides M.J., Oligney R.A., Valko R. Unified Fracture Design. Chapter 1– 7. – Orsa Press.– Alvin, Texas, 2002.– 350 p.
114. Fracturing Chemicals. Clearwater Inc., 1996.
115. Knoll, S.K. "Wall Slip Evaluation in Steady Shear Viscosity Measurements," paper SPE 13094 presented as the 1985 SPE/DOE Low–Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, May 19–22.
116. Lord, D.L., Hulsey, B.W., and Melton, L.L.: "General Turbulent Pipe Flow Scale–Up Correction for Rheologically Complex Fluids," SPEJ (Sept. 1967) 252–58; Trans., AIME, 240.
117. “MFRAC–II” Hydraulic Fracturing Simulator USA Meyer & Associated, Inc. 1994 – 88 с.

118. Nolte K.G. and Smith M.B.: "Interpretation of Fracturing Presures" Sep. 1981.

119. Nolte, K.G.: Application of Fracture Design. Based on Pressure Analysis," SPEPE (Feb, 1988) 31-42.

120. Poulsen, D.K. and Lee, W.S.: "Fracture Design with Time and Temperature-Dependent Fluid Properties," paper SPE 12483 presented at the 1984 SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA. Feb.13-14.

121. Prud'homme, R.K.: "Rheological Characterization of Fracturing Fluids," final reports, PRAC Project 82-45, 84-45 and 85-45, API, Dallas (1984-85).

122. Quader, A.K.M.A. and Wilkinson, W.L.: "Correlation of Turbulent Flow Rate-Pressure Drop Data for Non-Newtonian Solution and Slurries in Pipes," Intl. J. Multiphase Flow (1980) 6, 553-61.

123. RP 39. Recommended Practice for Standard Procedures for Evaluation of Hydraulic Fracturing Fluids, second edition, API, Dallas (1983).

124. Settari A. and Cleary M.P.: "Three Dimensional Simulation of Hydraulic Fracturing." J.Pet.Tech. (July 1984) 1177-90.

## ДОДАТКИ

## Додаток А

## Принципові схеми блоку реєстрації інформації

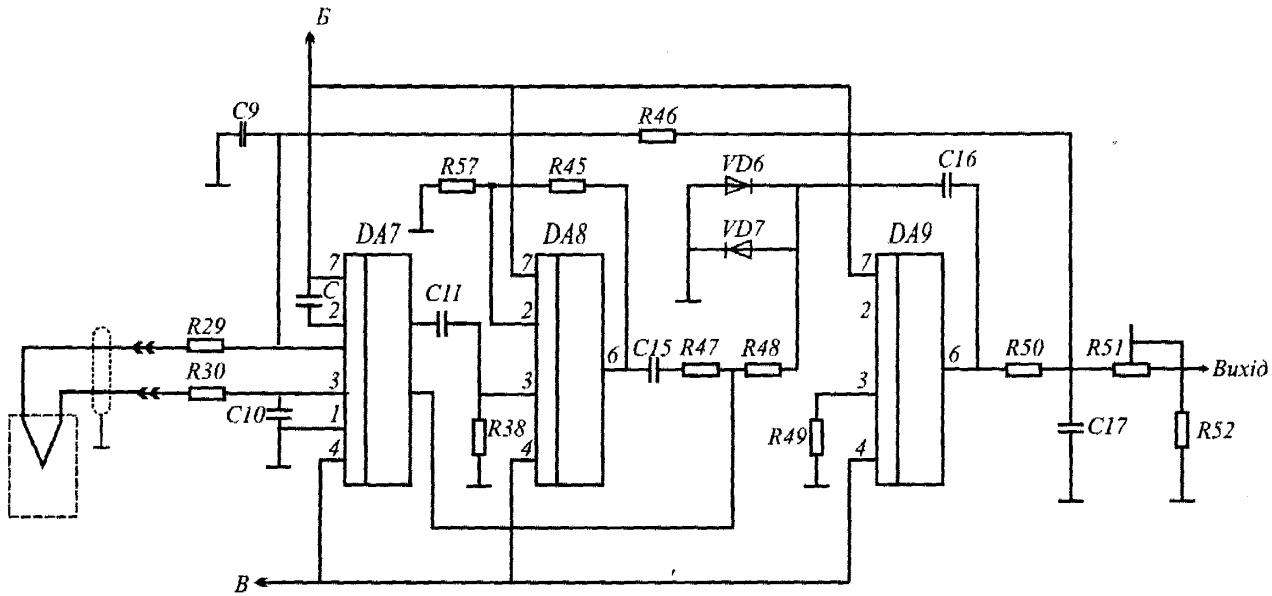


Рис. А1. Принципова електрична схема блоку узгодження БУ-1



Додаток А  
(продовж. 1)

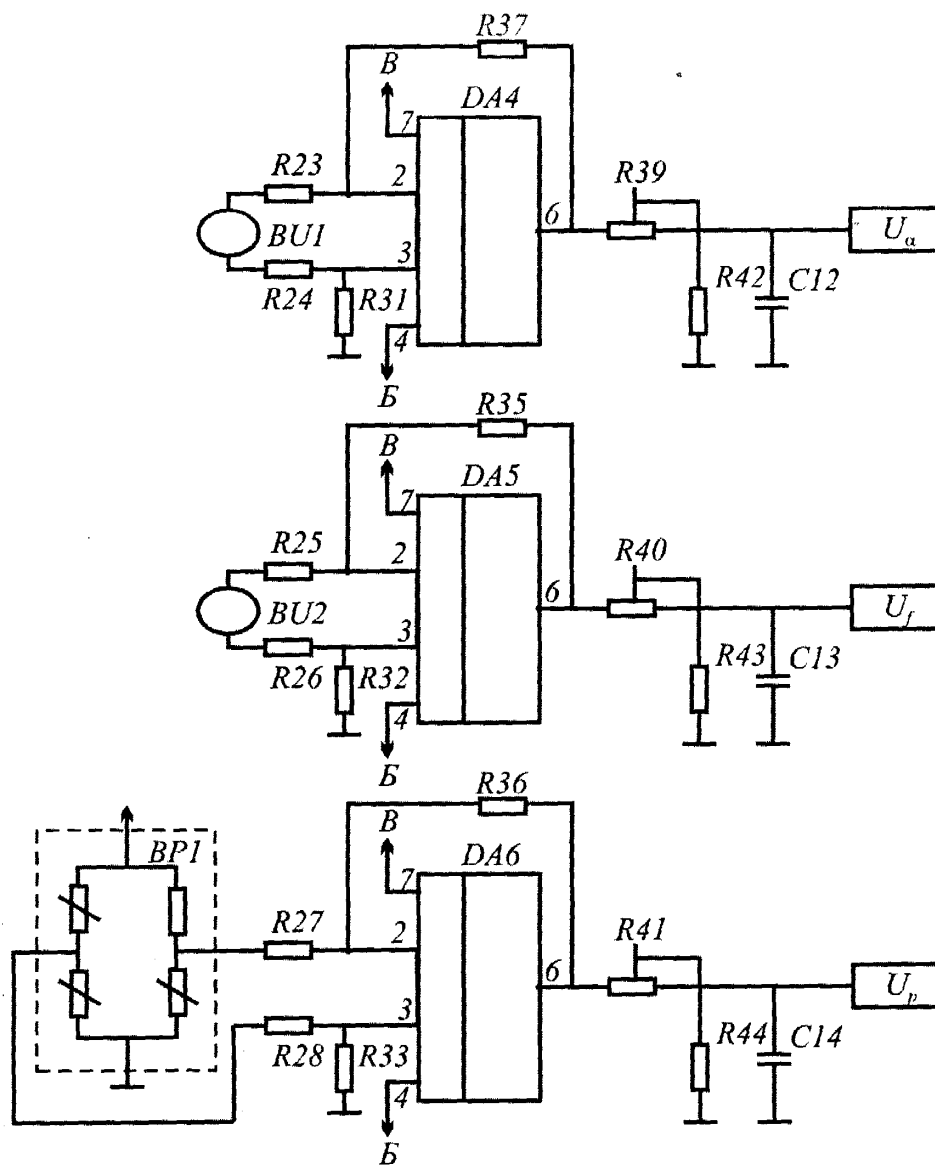


Рис. А2. Принципова електрична схема блоку узгодження БУ-2

Додаток А  
(продовж. 2)

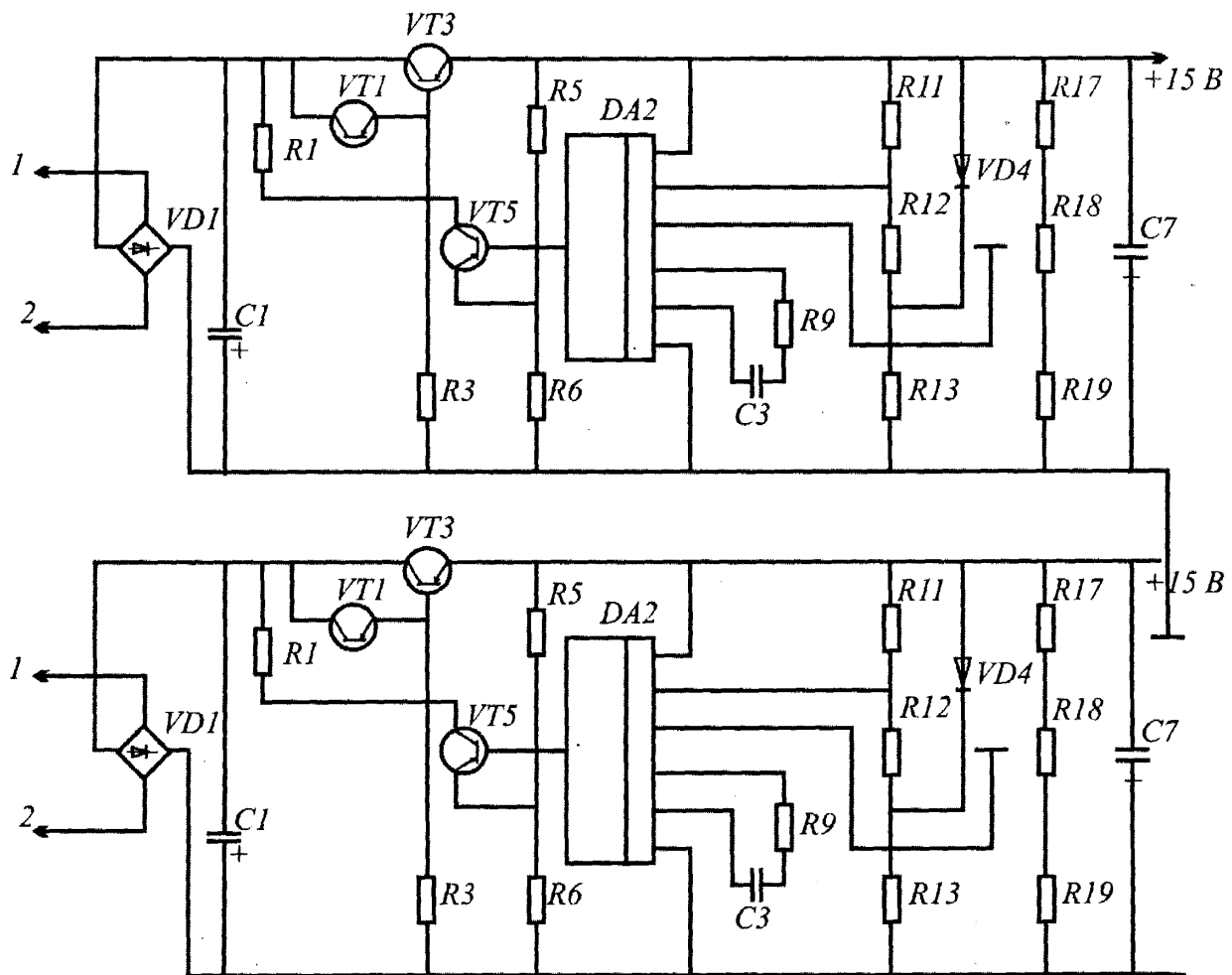


Рис. А3. Принципова електрична схема блоку живлення БЖ-1

Додаток А  
(продовж. 3)

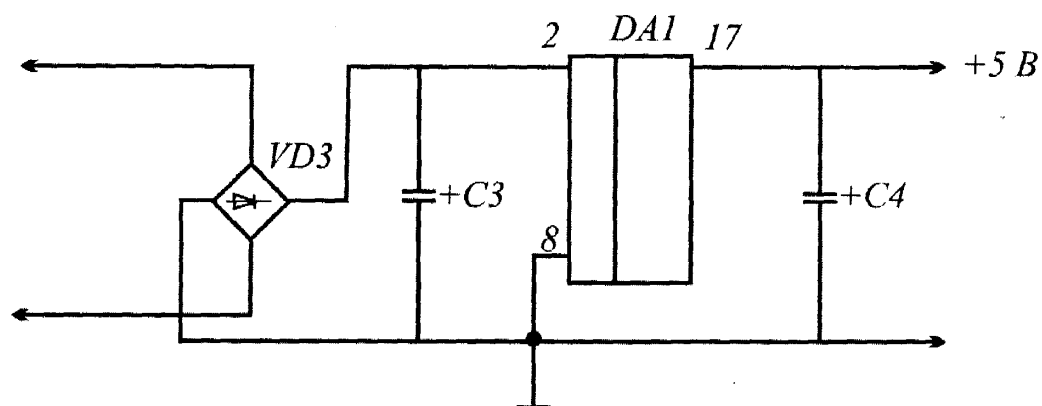


Рис. А4. Принципова електрична схема блоку живлення БЖ-2

Додаток А  
(продовж. 4)

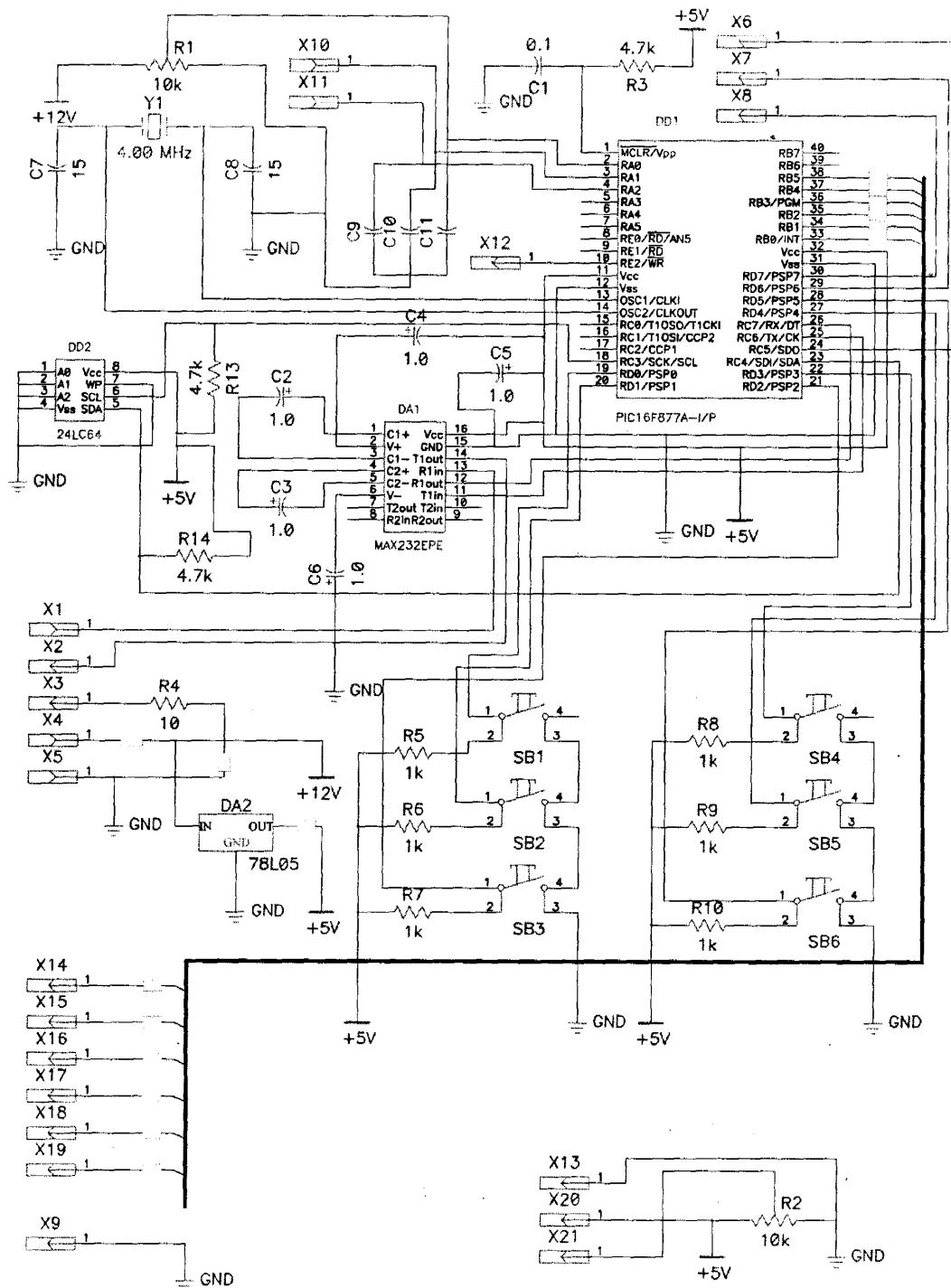


Рис. А5. Принципова електрична схема мікропроцесорного контролера МК-1

## Додаток Б

## Інструкція з використання програмного забезпечення “Viscosity.exe”

## Б1. Інсталяція програмного продукту

Для функціонування програмного забезпечення (ПЗ), розробленого для приймання, обробки та зберігання даних від вимірювального блоку віскозиметра, необхідно провести інсталяцію компонента VSFlexgrid, призначеного для відображення табличних даних. Для здійснення цієї операції завантажують файл “Setup.exe” (якщо використовується операційна система Windows NT, 2000, XP вказане слід здійснити у режимі адміністратора).

Інсталяцію можна провести у довільний каталог. Як правило, це “Program Files”.

Далі необхідно завантажити файл “dsi.reg”. З’явиться діалогове вікно, зображене на рис. Б1.

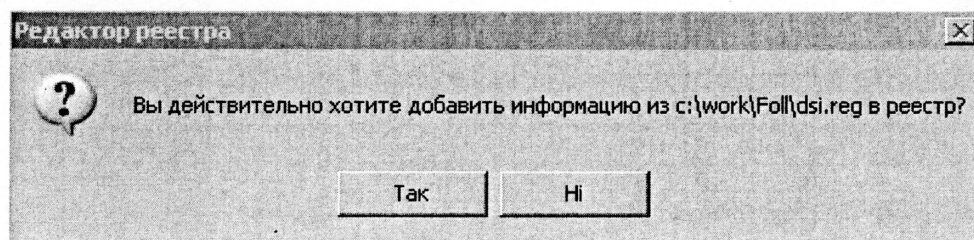


Рис. Б1. Підтвердження внесення змін до системного реєстру Windows

У відповідь на запит потрібно натиснути кнопку „Так”. Ознакою успішного внесення змін до реєстру є поява вікна, зображеного на рис. Б2.

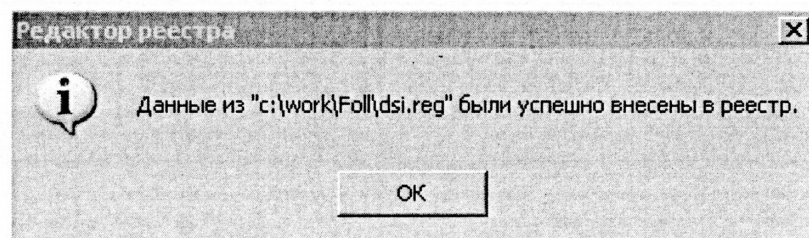


Рис. Б2. Повідомлення про успішне внесення змін до системного реєстру операційної системи Windows

Файл “Viscosity.exe”, що містить код обробки даних, може бути завантажений із довільного місця жорсткого диска.

## Додаток Б (продовж. 1)

## Б2. Налаштування програмного забезпечення (ПЗ)

Для налаштування ПЗ слід завантажити файл “Viscosity.exe” (доцільно для зручності створити ярлик на робочому столі). Робоче вікно ПЗ зображено на рис. Б3.

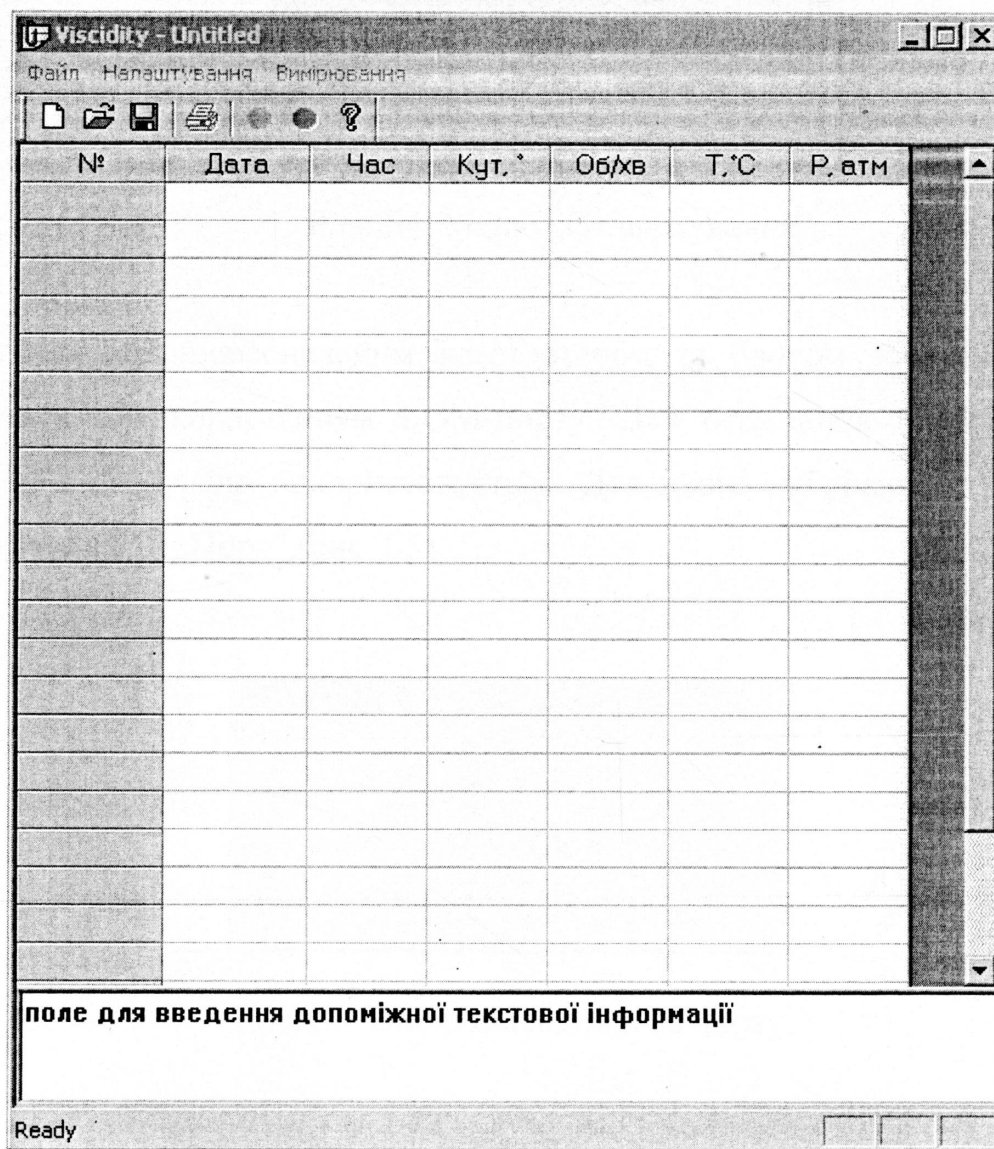


Рис. Б3. Робоче вікно програми “Viscosity.exe”

Налаштування ПЗ здійснюється із пункту меню „Налаштування” (рис. Б4).

## Додаток Б (продовж. 2)

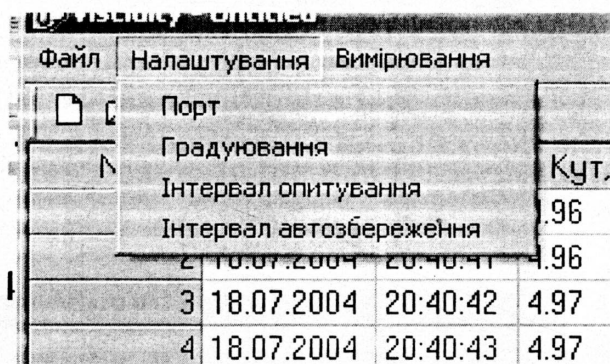


Рис. Б4. Меню „Налаштування”

Зв'язок між персональним комп'ютером та блоком збору інформації відбувається з використанням СОМ-порту. Для отримання інформації слід вказати ім'я порту, що використовується. Для цього вибирають пункт меню „Налаштування” – „Порт” (рис. Б5).

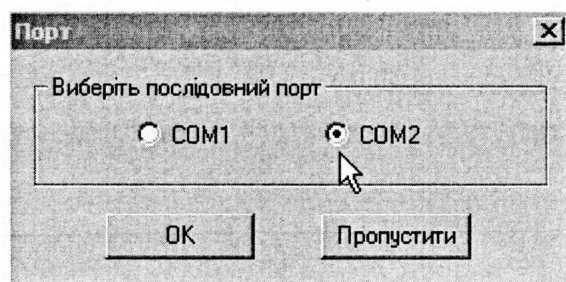


Рис. Б5. Вибір послідовного порту

**УВАГА!**

**Під'єднувати та від'єднувати кабель зв'язку працюючих приладу та комп'ютера ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ**

**Недотримання даної вимоги може спричинити вихід з ладу як приладу, так і СОМ-порту комп'ютера**



## Додаток Б (продовж. 3)

Для встановлення інтервалу часу, через який персональним комп'ютером буде здійснюватися опитування давачів, слід вибрати пункт меню „Налаштування” – „Інтервал опитування”. При цьому з'являється діалогове вікно, зображене на рис. Б6.

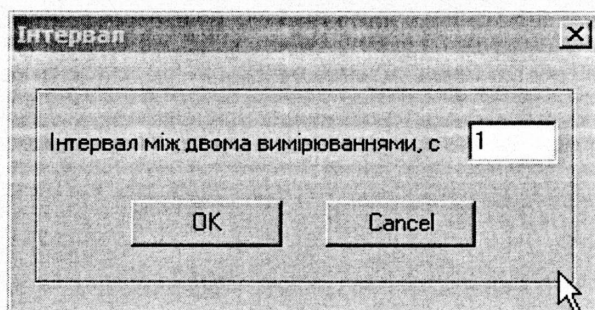


Рис. Б6. Діалогове вікно для встановлення інтервалу опитування

Значення інтервалу можна встановити від 1с до 32768с.

Для налаштування функції автозбереження вибирають пункт меню „Налаштування” – „Інтервал автозбереження”. При цьому з'являється діалогове вікно, зображене на рис. Б7.

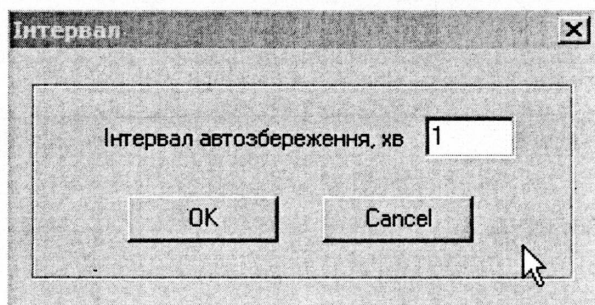


Рис. Б7. Діалогове вікно для встановлення інтервалу автозбереження

Величину інтервалу автозбереження можна встановити у межах від 1 до 20 хв.

Градування установки УВРП-1 здійснюють шляхом задавання двох точок градувальної характеристики для кожного вимірюваного параметра (рис. Б8).



## Додаток Б (продовж. 4)

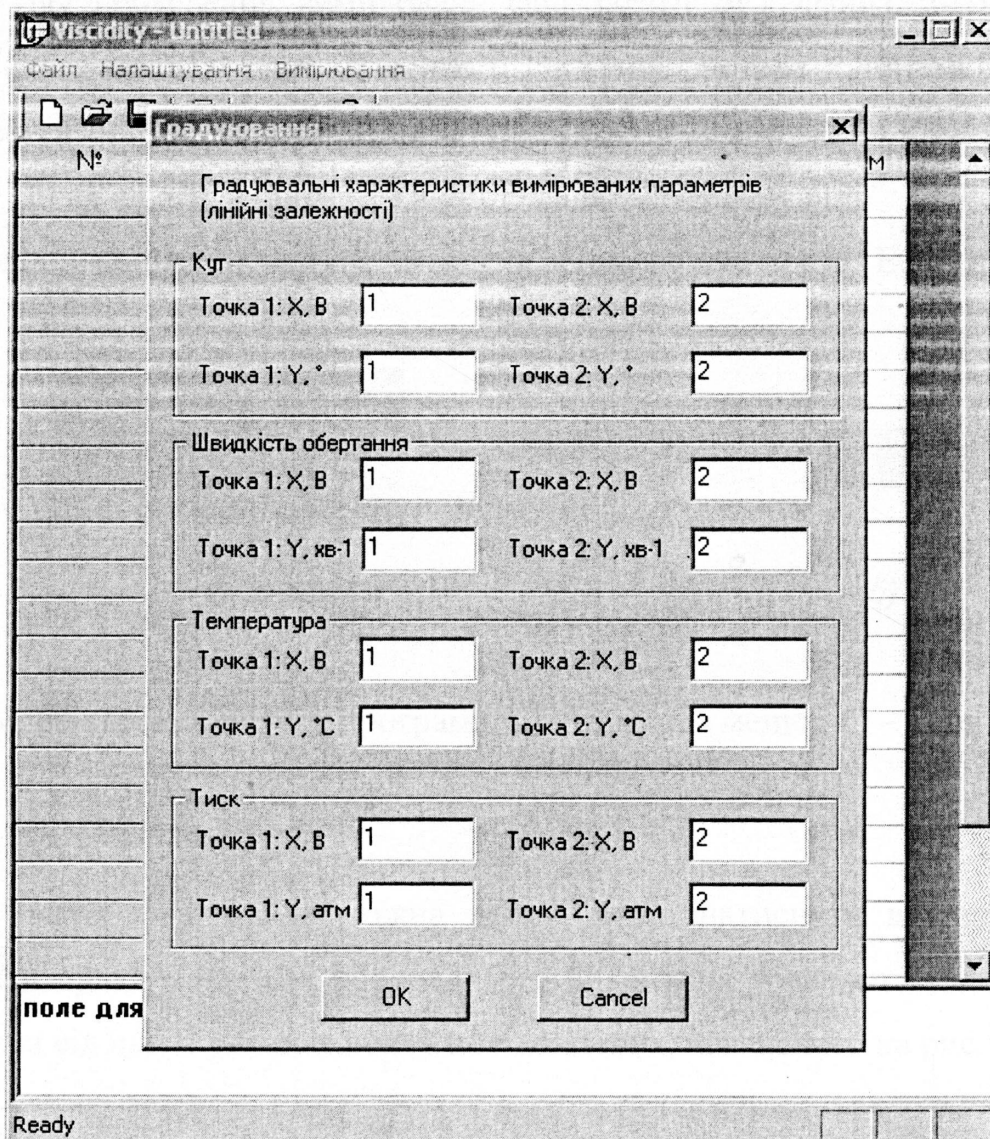


Рис. Б8. Діалогове вікно „Градуювання”

Встановлення параметрів, вказаних на рис. Б8, дозволяє проконтролювати рівень сигналу в контрольних точках установки УВРП-1.

## Додаток Б (продовж. 5)

## Б3. Проведення вимірювань

Для проведення вимірювань слід задати ім'я файла, до якого будуть заноситися числові дані. Для цього слід використати пункт меню „Файл” – „Зберегти” чи „Зберегти як...”.

Після цього вибирають пункт меню „Вимірювання” – „Розпочати” чи відповідну кнопку панелі інструментів або клавішу “Space” EOM (рис. Б9).

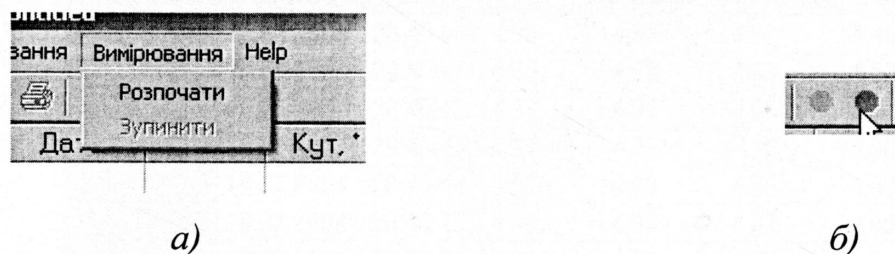


Рис. Б9. Меню запуску програми: *а)* – команда меню; *б)* – кнопка запуску процесу вимірювання.

Задати ім'я файла можна також, якщо натиснути вказані кнопку чи вибрати пункт меню без попереднього виконання збереження чистого файла. Відмова від цього викличе появу повідомлення, наведеного на рис. Б10.

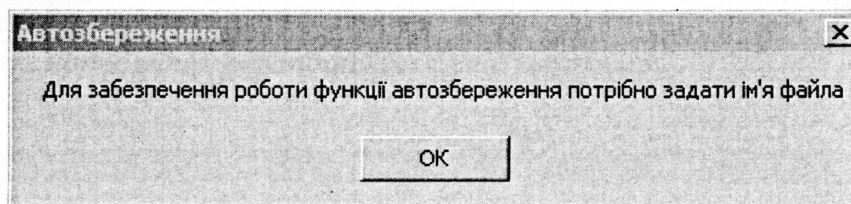


Рис. Б10. Нагадування про необхідність збереження файла

Останнє пов'язане із необхідністю забезпечення роботи функції автозбереження (програма повинна володіти інформацією про локалізацію місця збереження даних).

## Додаток Б (продовж. б)

На рис. Б11 показано вікно програми у процесі вимірювання.

Інформація не оновлюється, якщо блок обробки вимкнено.

Зупинити процес вимірювання можна, вибравши пункт меню „Вимірювання” – „Зупинити” чи натиснувши на кнопку, зображену на рис. Б12

№	Дата	Час	Кут. °	Об/хв	Т, °C	Р, атм
1	18.07.2004	20:40:40	4.96	4.96	4.51	4.46
2	18.07.2004	20:40:41	4.96	4.96	4.83	4.83
3	18.07.2004	20:40:42	4.97	4.96	4.88	4.87
4	18.07.2004	20:40:43	4.97	4.96	4.90	4.90
5	18.07.2004	20:40:44	4.96	4.96	4.89	4.88
6	18.07.2004	20:40:45	4.96	4.97	4.87	4.85
7	18.07.2004	20:40:46	4.96	4.96	4.87	4.84
8	18.07.2004	20:40:47	4.96	4.96	4.86	4.82
9	18.07.2004	20:40:48	4.96	4.96	4.85	4.81
10	18.07.2004	20:40:49	4.96	4.97	4.91	4.90
11	18.07.2004	20:40:50	4.97	4.96	4.92	4.90
12	18.07.2004	20:40:51	4.96	4.97	4.92	4.91
13	18.07.2004	20:40:52	4.97	4.96	4.91	4.90

поле для введення допоміжної текстової інформації

Ready

Рис. Б11 - Вікно програми у процесі вимірювання



Рис. Б12 - Кнопка „Зупинити вимірювання”

## Додаток Б (продовж. 7)

Розпочинати, продовжувати та зупиняти процес отримання даних можна, натискаючи клавішу „Space”. Вона працює у тригерному режиму.

Увага! Процес вимірювання не керуватиметься вказаною клавішею у випадку, коли курсор перебуватиме у текстовому полі. При цьому він змінює вигляд із зображення стрілки на вертикальну пряму.

Під час проведення вимірювань доступне тільки збереження даних (рис. Б13).

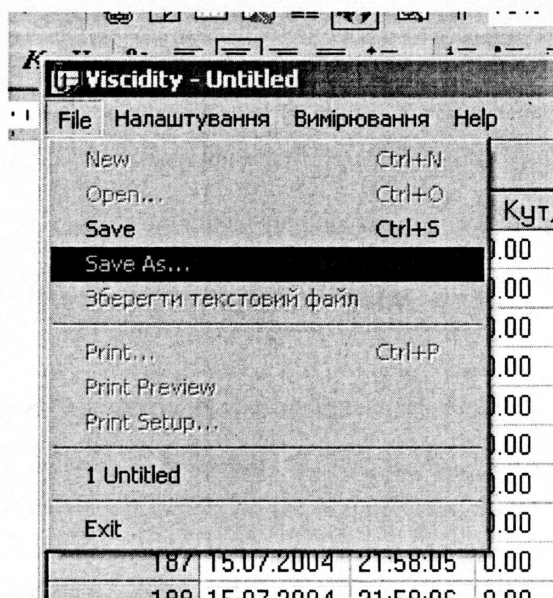


Рис. Б13. Меню „Файл” у процесі вимірювання

Для збереження отриманих даних у вигляді текстового файла вибирають пункт меню „Файл” – „Зберегти текстовий файл”. Даний пункт доступний тільки після зупинки процесу вимірювання. Вибір його викликає діалогове вікно для збереження текстового файла (рис. Б14).



## Додаток Б (продовж. 8)

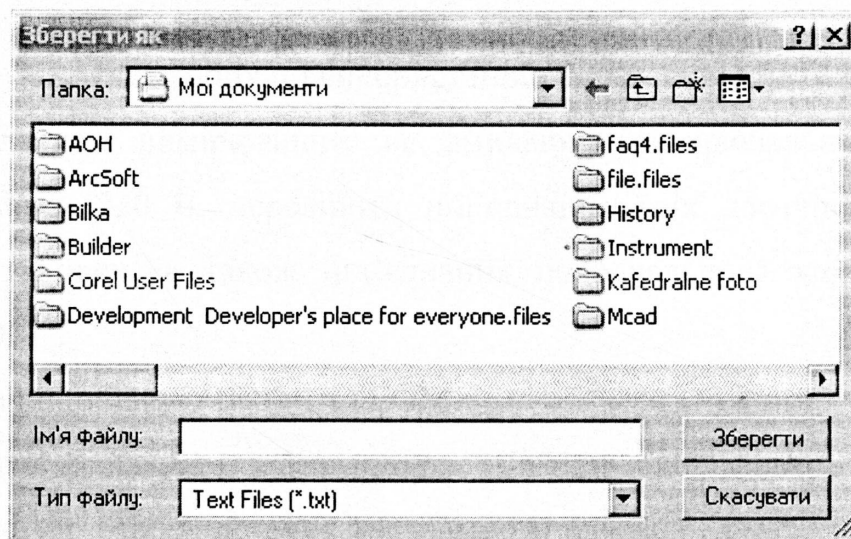


Рис. Б14. Збереження текстового файлу

На рис. Б15 показано вміст файлу, що генерується.

```

18.07.2004 , 20:40:40 , 4.96 , 4.96 , 4.51 , 4.46
18.07.2004 , 20:40:41 , 4.96 , 4.96 , 4.83 , 4.83
18.07.2004 , 20:40:42 , 4.97 , 4.96 , 4.88 , 4.87
18.07.2004 , 20:40:43 , 4.97 , 4.96 , 4.90 , 4.90
18.07.2004 , 20:40:44 , 4.96 , 4.96 , 4.89 , 4.88
18.07.2004 , 20:40:45 , 4.96 , 4.97 , 4.87 , 4.85
18.07.2004 , 20:40:46 , 4.96 , 4.96 , 4.87 , 4.84
18.07.2004 , 20:40:47 , 4.96 , 4.96 , 4.86 , 4.82

```

.....

Рис. Б15. Приклад звіту текстового файлу ( \*.txt файл)

Структура запису наступна: дата вимірювання, час вимірювання, кут повороту стрілки віскозиметра, частота обертання, температура середовища, тиск у камері.

Дані, збережені у вказаному форматі, придатні для обробки табличними процесорами типу Microsoft Excell.

## Додаток Б (продовж. 9)

## Б3. Інструкція по використанню установки УВРП-1

Перед початком вимірювання, не вмикаючи вимірювальну установку УВРП-1 в мережу 220 В, перевірити під'єднання усіх давачів до вхідних з'єднувачів установки, а також під'єднання персонального комп'ютера до з'єднувача „ЕОМ”.

Увімкнути установку УВРП-1 та ЕОМ.

Завантажити програмне забезпечення “Viscosity.exe” і розпочати роботу згідно з інструкцією з використання програмного забезпечення.

Після завершення вимірювань вимкнути спочатку персональний комп'ютер, а потім – установку УВРП-1.

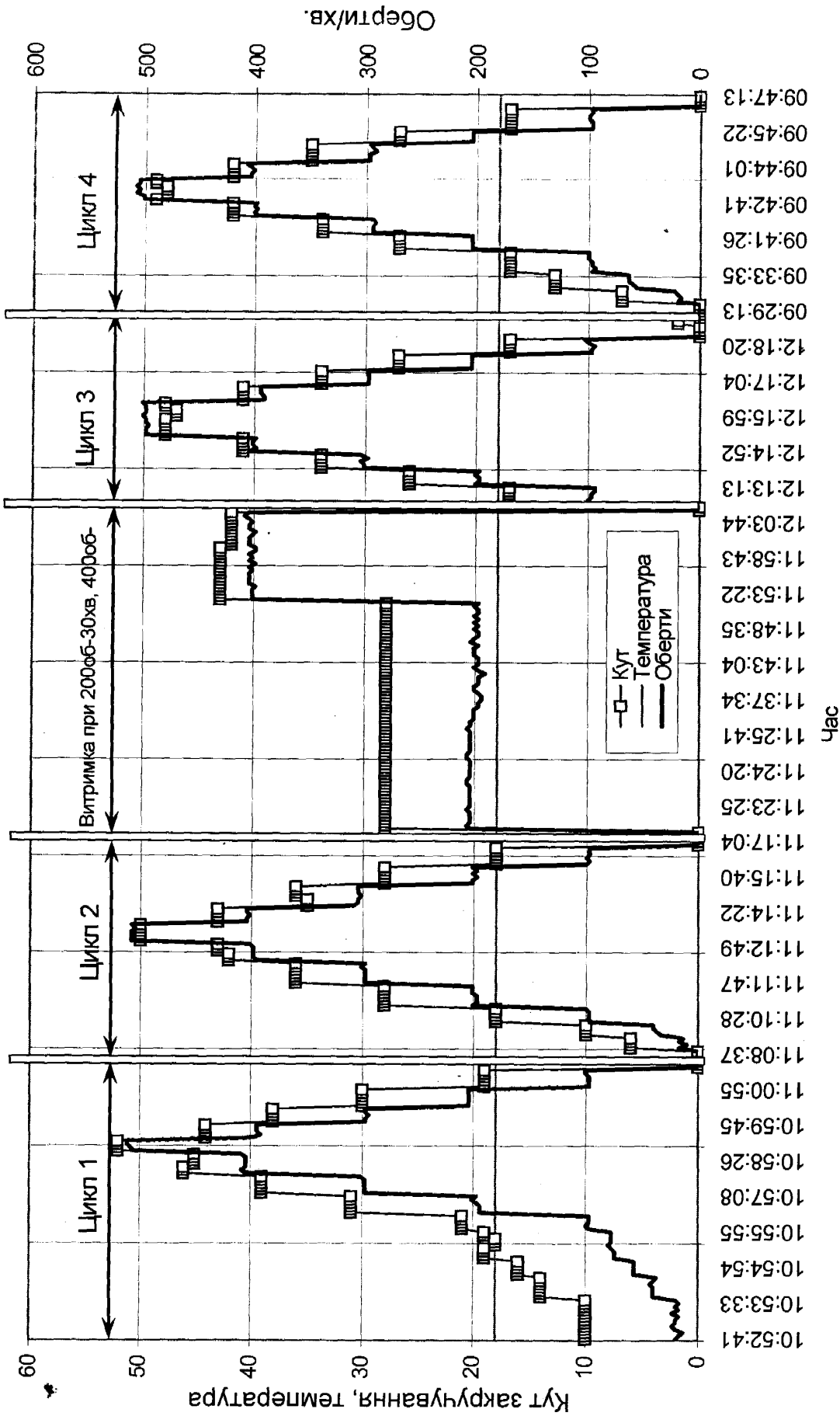


Рис. В1. Дослідження на установці УВРП-1 технологічної рідини із 0,5% "Галгелю" без деструктора на різних частотах обертання гільзи у поверхневих умовах

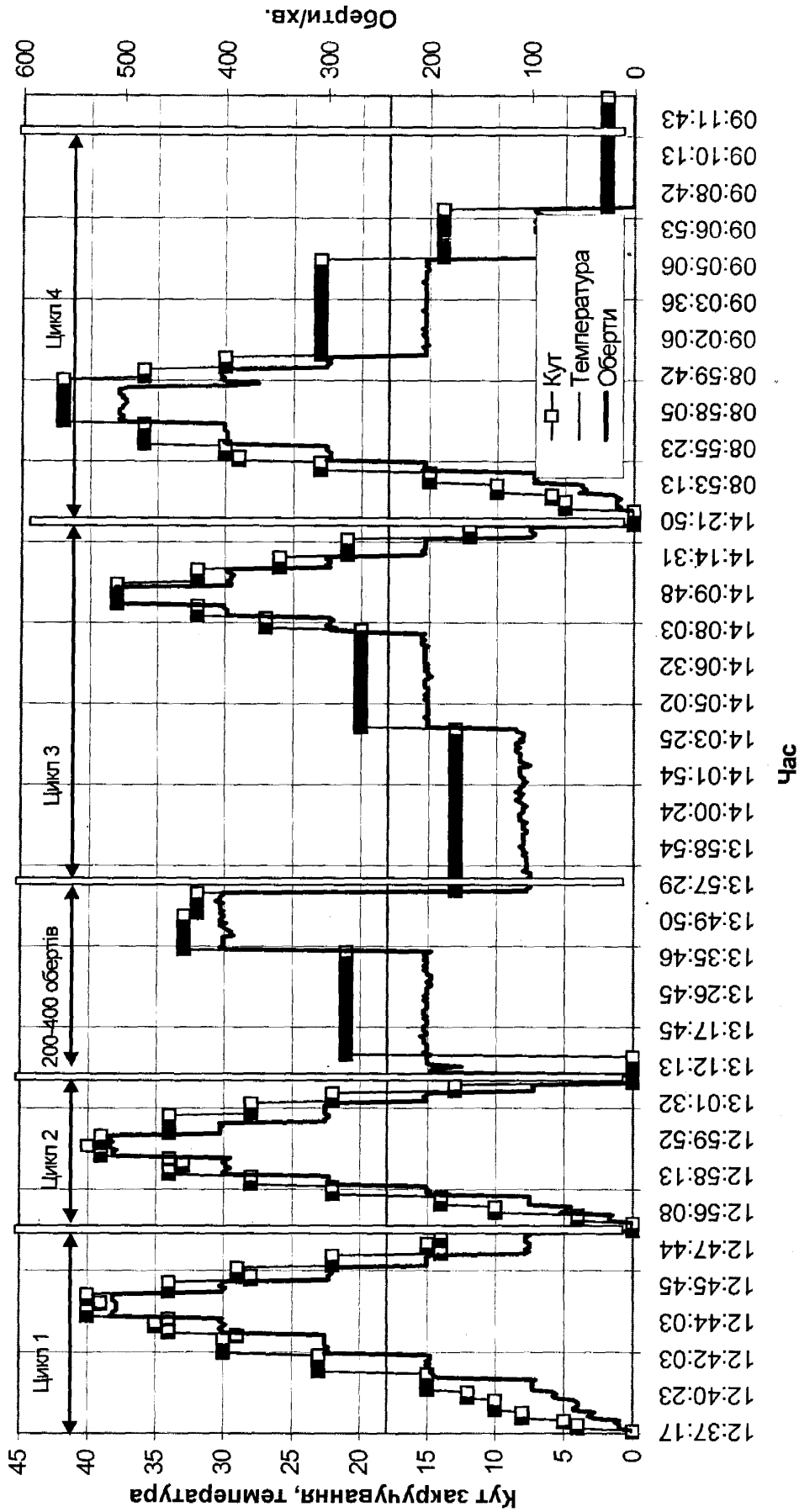


Рис. Д1. Дослідження на установці УВРП-1 технологічної рідини із 0,4% "Галгелю (0,4%) без деструктора на різних частотах обертання гільзи у поверхневих умовах



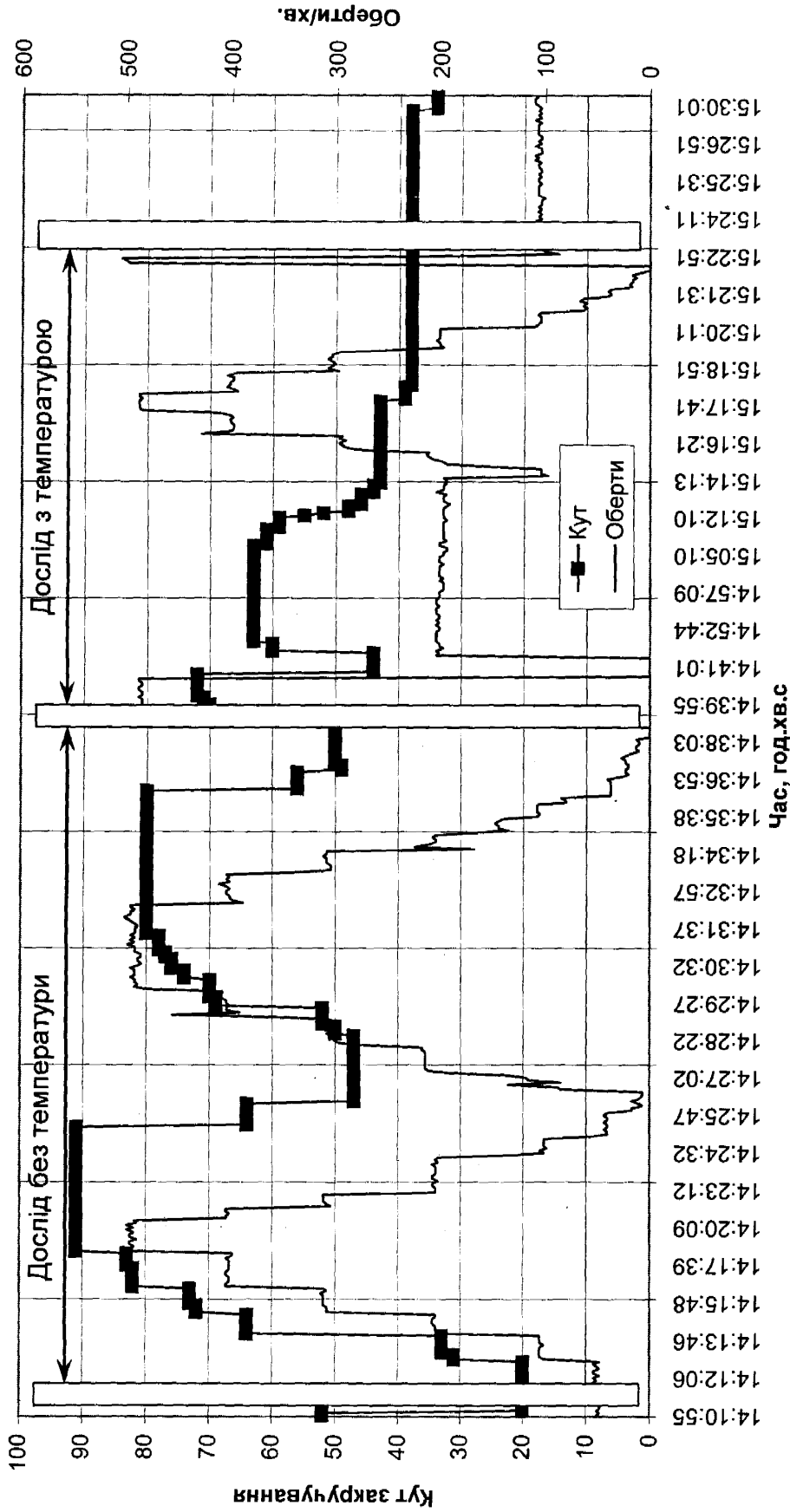


Рис. Ж1. Дослідження на установці УВРП-1 стабільності технологічної рідини з 0,5% "Галгелю" у пластових умовах

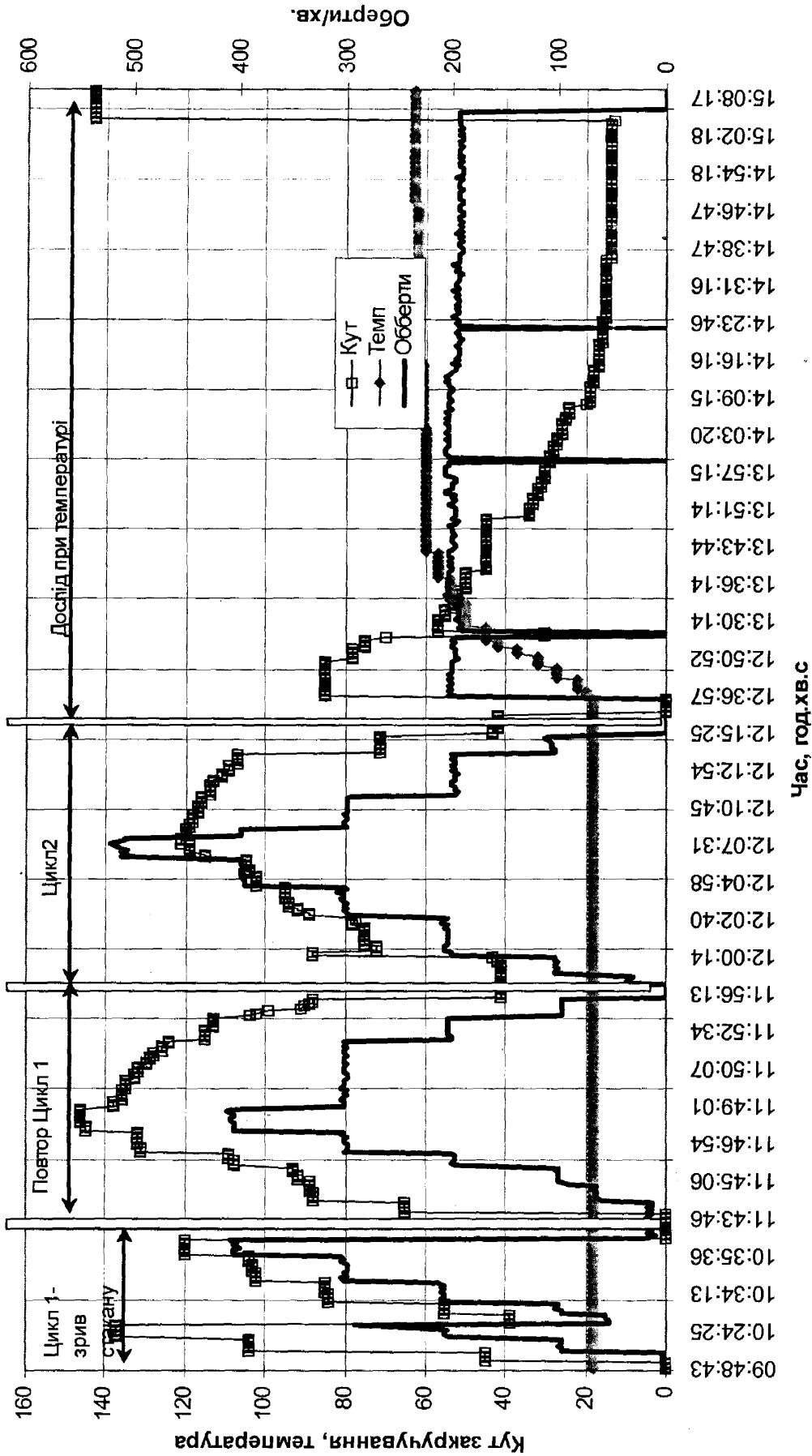


Рис. 31. Дослідження на установці УВРП-1 впливу тиску та температури на зміну реологічних характеристик галгелю (0,5%)

## Додаток К

### Текст програми « frloss »

```
unit Unit1;

interface

uses
  SysUtils, WinTypes, WinProcs, Messages, Classes, Graphics, Controls,
  Forms, Dialogs, StdCtrls, TabNotBk, Chart, Series, ExtCtrls, RXSpin,
  Curvfit, Menus, Printers, Mask, ToolEdit, VCLUtils, TeEngine, TeeProcs,
  TimerLst, Placemnt, Grids;

type
  TForm1 = class(TForm)
    TabbedNotebook1: TTabbedNotebook;
    Label1: TLabel;
    Label2: TLabel;
    RxSpinEdit1: TRxSpinEdit;
    Chart4: TChart;
    Button1: TButton;
    Button2: TButton;
    Button3: TButton;
    MainMenu1: TMainMenu;
    N1: TMenuItem;
    N2: TMenuItem;
    N3: TMenuItem;
    N4: TMenuItem;
    N5: TMenuItem;
    N6: TMenuItem;
    Edit1: TFilenameEdit;
    BasicSeries4: TLineSeries;
    BasicSeries5: TLineSeries;
    RxTimer: TRxTimerList;
    Timer1: TRxTimerEvent;
    Label9: TLabel;
    Label10: TLabel;
    Label13: TLabel;
    Label14: TLabel;
    Edit5: TEdit;
    Label15: TLabel;
    Edit7: TEdit;
    Edit8: TEdit;
    Label25: TLabel;
    Edit13: TEdit;
    Label26: TLabel;
    Edit14: TEdit;
    Label11: TLabel;
    Label12: TLabel;
    Edit9: TEdit;
    Edit10: TEdit;
    Edit11: TEdit;
    Edit12: TEdit;
    Label27: TLabel;
    Edit15: TEdit;
    Label28: TLabel;
    Edit16: TEdit;
    Edit17: TEdit;
    Edit18: TEdit;
    Edit19: TEdit;
    Edit20: TEdit;
    Edit21: TEdit;
```

## Додаток К (продовж. 1)

```
Edit22: TEdit;
FormStorage1: TFormStorage;
Chart5: TChart;
LineSeries1: TLineSeries;
LineSeries2: TLineSeries;
Label3: TLabel;
Label4: TLabel;
Label5: TLabel;
Label6: TLabel;
Label7: TLabel;
Edit2: TEdit;
Edit3: TEdit;
Edit4: TEdit;
Edit26: TEdit;
Edit27: TEdit;
Label8: TLabel;
Shape1: TShape;
CheckBox1: TCheckBox;
CheckBox2: TCheckBox;
CheckBox3: TCheckBox;
CheckBox4: TCheckBox;
Label19: TLabel;
Edit28: TEdit;
Edit29: TEdit;
Edit30: TEdit;
Edit31: TEdit;
Label20: TLabel;
Edit_rez: TFilenameEdit;
Chart1: TChart;
Series1: TBarSeries;
Series2: TBarSeries;
Series3: TBarSeries;
Series4: TBarSeries;
Grid1: TStringGrid;
Label17: TLabel;
Label18: TLabel;
Label21: TLabel;
Label22: TLabel;
Label23: TLabel;
Label24: TLabel;
Label29: TLabel;
Label30: TLabel;
Label31: TLabel;
Label32: TLabel;
Label33: TLabel;
Label34: TLabel;
Label35: TLabel;
Label36: TLabel;
Bevel1: TBevel;
Bevel2: TBevel;
Bevel3: TBevel;
Bevel4: TBevel;
Bevel5: TBevel;
N7: TMenuItem;
N8: TMenuItem;
N9: TMenuItem;
Label16: TLabel;
Edit23: TEdit;
procedure Button1Click(Sender: TObject);
procedure Button2Click(Sender: TObject);
procedure Button3Click(Sender: TObject);
```

## Додаток К (продовж. 2)

```

procedure N1Click(Sender: TObject);
procedure N4Click(Sender: TObject);
procedure N5Click(Sender: TObject);
procedure N6Click(Sender: TObject);
procedure Timer1Timer(Sender: TObject);
procedure FormCreate(Sender: TObject);
procedure N8Click(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;

var
  Form1: TForm1;

implementation
  Uses StrUtils,about;
  var
    count_time : longint;
    tick_time : integer;
    iter : integer;
    Fl,F_res: TextFile;
    d_trub,l_trub,l_viln : single;
  {
    в масивах по індексах дані для -
      [1] - рідина глушіння
      [2] - рідина розриву
      [3] - пульпа
      [4] - кінцева рідина
  }
  koef_kons : array [1..4] of single; { коефіцієнти консистентності }
  index_rid : array [1..4] of single; { індекс поведінки рідини }
  ro_rid_min : array [1..4] of single; { густина рідини мінімальна }
  ro_rid_max : array [1..4] of single; { густина рідини максимальна }
  H_rid : array [1..4] of single; { висота стовпа }
  V_max : array [1..4] of single; { макс.об'єм рідини }
  PL_grad : array [1..4] of single; { градієнт тиску }
  PL_gs_grad : array [1..4] of single; { градієнт тиску }
  koef_trub : array [1..6] of single; {коєф. стану труб}
  Newton : array [1..4] of boolean; { Вид рідини - ньютонівська чи ні }
  in_range1,in_range2,in_range3,in_range4,in_range5,in_range6 : boolean;
  ro_vidn,f_ob : single;
  Q_index,V_index,P_index,Ro_index,{n_index,P2_index},k,i : integer;
  reorder : array [1..6] of single; { перевпорядкування стовпців }
  {$R *.DFM}

  procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
  begin
    for i:=1 to 500 do
      begin
        Grid1.Cells[0,i]:='';
        Grid1.Cells[1,i]:='';
        Grid1.Cells[2,i]:='';
        Grid1.Cells[3,i]:='';
        Grid1.Cells[4,i]:='';
        Grid1.Cells[5,i]:='';
        Grid1.Cells[6,i]:='';
        Grid1.Cells[7,i]:='';
        Grid1.Cells[8,i]:='';
        Grid1.Cells[9,i]:='';

```

## Додаток К (продовж. 3)

```

Grid1.Cells[10,i]:='';
  Grid1.Cells[11,i]:='';
  Grid1.Cells[12,i]:='';

  Grid1.Cells[13,i]:='';
  Grid1.Cells[14,i]:='';
  Grid1.Cells[15,i]:='';
end;

Newton[1]:=CheckBox1.Checked;
Newton[2]:=CheckBox2.Checked;
Newton[3]:=CheckBox3.Checked;
Newton[4]:=CheckBox4.Checked;
koef_trub[1]:=StrToFloat(Edit28.Text);
koef_trub[2]:=StrToFloat(Edit29.Text);
koef_trub[3]:=StrToFloat(Edit30.Text);
koef_trub[4]:=StrToFloat(Edit31.Text);
Q_index:=StrToInt(Edit2.Text);
V_index:=StrToInt(Edit3.Text);
P_index:=StrToInt(Edit4.Text);
Ro_index:=StrToInt(Edit26.Text);
{n_index:=StrToInt(Edit27.Text); }
{P2_index:=6; }

in_range1:=true; in_range2:=true; in_range3:=true;
in_range4:=true; in_range5:=true; in_range6:=true;
  V_max[1]:=0; V_max[2]:=0; V_max[3]:=0; V_max[4]:=0;
  PL_grad[1]:=0; PL_grad[2]:=0; PL_grad[3]:=0; PL_grad[4]:=0;

AssignFile(F1,Edit1.Text);
FileMode:=$0040;

AssignFile(F_res,Edit_rez.Text);
FileMode:=$0040;

d_trub:=StrToFloat(Edit16.Text)/1000;
L_trub:=StrToFloat(Edit15.Text);

koef_kons[1]:=StrToFloat(Edit13.Text);
index_rid[1]:=StrToFloat(Edit14.Text);
ro_rid_min[1]:=StrToFloat(Edit5.Text);
ro_rid_max[1]:=StrToFloat(Edit5.Text);

koef_kons[2]:=StrToFloat(Edit17.Text);
index_rid[2]:=StrToFloat(Edit18.Text);
ro_rid_min[2]:=StrToFloat(Edit7.Text);
ro_rid_max[2]:=StrToFloat(Edit8.Text);

koef_kons[3]:=StrToFloat(Edit19.Text);
index_rid[3]:=StrToFloat(Edit20.Text);
ro_rid_min[3]:=StrToFloat(Edit9.Text);
ro_rid_max[3]:=StrToFloat(Edit10.Text);

koef_kons[4]:=StrToFloat(Edit21.Text);
index_rid[4]:=StrToFloat(Edit22.Text);
ro_rid_min[4]:=StrToFloat(Edit11.Text);
ro_rid_max[4]:=StrToFloat(Edit12.Text);

L_viln:=StrToFloat(Edit23.Text);
{ro_vidn:=StrToFloat(Edit24.Text);
f_ob:=StrToFloat(Edit25.Text); }
  H_rid[1]:=L_trub-L_viln;

```

## Додаток К (продовж. 4)

```
H_rid[2]:=0;
H_rid[3]:=0;
H_rid[4]:=0;
```

```
for k:=1 to 4 do
  begin
    PL_gs_grad[k]:=9.81*(ro_rid_min[k]+ro_rid_max[k])/(2*1000);
  end;
```

```
tick_time:=Round(RxSpinEdit1.Value);
```

```
case tick_time of
  2: Timer1.Interval:=2000;
  3: Timer1.Interval:=3000;
  4: Timer1.Interval:=4000;
end;
```

```
if not RxTimer.Active then RxTimer.Active:=True;
```

```
end;
```

```
procedure TForm1.Button2Click(Sender: TObject);
begin
if RxTimer.Active then RxTimer.Active:=False;
count_time:=0;
end;
```

```
procedure TForm1.Button3Click(Sender: TObject);
begin
Close;
end;
```

```
procedure TForm1.N1Click(Sender: TObject);
begin
Close;
end;
```

```
procedure TForm1.N4Click(Sender: TObject);
begin
case TabbedNotebook1.PageIndex of
```

```
  2: Chart4.PrintPortrait;
  3: Chart5.PrintPortrait;
```

```
end; {case}
```

```
end;
```

```
procedure TForm1.N5Click(Sender: TObject);
begin
case TabbedNotebook1.PageIndex of
```

```
  2: Chart4.PrintLandscape;
  3: Chart5.PrintLandscape;
```

```
end; {case}
```

```
end;
```

```
procedure TForm1.N6Click(Sender: TObject);
```

## Додаток К (продовж. 5)

```

var
Pr_rect : TRect;
begin
Pr_rect:=Rect(10,10,Printer.PageWidth-15,Round(Printer.PageHeight*0.5));
case TabbedNotebook1.PageIndex of

    2: Chart4.PrintRect(Pr_rect);
    3: Chart5.PrintRect(Pr_rect);

end; {case}

end;

procedure TForm1.Timer1Timer(Sender: TObject);
var
Str_inp, str_temp, lab : string;
{ *****
дані в масиві с -
[1] - витрата рідини, м.куб/хв
[2] - сумарний об'єм, м.куб
[3] - устьовий тиск, атм
[4] - текуча густина, г/см.куб
[5] - ???
[6] - тиск на вибої ??? , атм
[7] - час, ум.од.
}
c : array [1..7] of single;
{ ***** }
i, j : longint;
minutes : single;
Open_f: boolean;
v_rid, grad_PL, grad_gs : single;
v_zs : array [1..4] of single;
viazk : array [1..4] of single;
re : array [1..4] of single;
re_lam_max : array [1..4] of single;
re_trb_min : array [1..4] of single;

a : array [1..4] of single;
b : array [1..4] of single;
f_Re : array [1..4] of single;

type_rid : integer;
F_trub, V_sv, V_curr, V_pot, P_gs, P_vtrat, P_plast,
M1, f_sl, M2, f_s, v_prev : single;
i_grid, k_grid : integer;
begin
Timer1.Enabled:=False;
BasicSeries4.Clear;
BasicSeries5.Clear;
LineSeries1.Clear;
LineSeries2.Clear;
count_time:=0;
iter:=1;
P_gs:=0;
P_vtrat:=0;
j:=0;
Open_f:=False;
H_rid[1]:=0;
H_rid[2]:=0;

```



## Додаток К (продовж. 6)

```

H_rid[3]:=0;
H_rid[4]:=0;
i_grid:=10;
k_grid:=1;
Rewrite(F_res);

{ ***** відкриття файла - begin ***** }
while (not Open_f) do
begin
  try
    Reset(F1);
    Open_f:=True;
  except
    on Exception do
      begin
        Delay(500);
        Continue;
      end;
  end;
end; {while}
{ ***** відкриття файла - end ***** }

type_rid:=2; { встановлюємо початковий тип рідини }

{ ***** читаємо файл по рядках - begin ***** }
while not Eof(F1) do
begin
{ ***** мітки на графіку - begin ***** }
  inc(j);
  if (j MOD iter)=0
  then lab:=IntToStr(j)
  else lab:=' ';
{ ***** мітки на графіку - end ***** }

  inc(count_time,tick_time);
  minutes:=count_time/60;
  Readln(F1, Str_inp);

{ ***** розбираємо рядок - begin ***** }
  for i:=1 to 7 do
  begin
    str_temp:=ExtractWord(i,Str_inp,[' ',' ']);
    { c[i]:=StrToFloat(str_temp); }
    reorder[i]:=StrToFloat(str_temp);
  end; {for}
  c[1]:=reorder[Q_index];
  c[2]:=reorder[V_index];
  c[3]:=reorder[P_index];
  c[4]:=reorder[Ro_index];
  {c[5]:=reorder[n_index]; }
  {c[6]:=reorder[P2_index]; }

  { if c[6]<1 then c[6]:=1; }
{ ***** розбираємо рядок - end ***** }

{ ***** розрахунок гідравлічних втрат - begin ***** }

```

## Додаток К (продовж. 7)

```

F_trub:=3.14*SQR(D_trub)/4;
V_sv:=F_trub*L_trub;
if L_viln < 0.1
  then V_max[1]:=V_sv
  else V_max[1]:=V_sv-L_viln*F_trub;

if V_prev>c[2]
  then
  begin
  break;
  end;

V_curr:=c[2]+V_sv;

if c[2]>V_sv
  then
  begin
  if (c[2]>V_max[1])
    then H_rid[1]:=0;
  if ((c[2]>(V_max[1]+V_max[2])) and (V_max[2]>1))
    then H_rid[2]:=0;
  if ((c[2]>(V_max[1]+V_max[2]+V_max[3])) and (V_max[2]>1) and (V_max[3]>1))
    then H_rid[3]:=0;
  end;

.....

.....

  CloseFile(F1);
  CloseFile(F_res);
  Application.ProcessMessages;
  { тимчасово закомент. }
  Timer1.Enabled:=True;

  if RxTimer.Active then RxTimer.Active:=False;
  count_time:=0;
end;

procedure TForm1.FormCreate(Sender: TObject);
begin
DecimalSeparator:='.';
  Grid1.Cells[0,0]:='Сум.об''ем, м.куб.';
  Grid1.Cells[1,0]:='Витрата, м.куб/хв';
  Grid1.Cells[2,0]:='Густина,кг/м.куб';
  Grid1.Cells[3,0]:='В''язкість, Па';
  Grid1.Cells[4,0]:='Град. 1, МПа/м';
  Grid1.Cells[5,0]:='Висота стовпа 1,м';
  Grid1.Cells[6,0]:='Град. 2, МПа/м';
  Grid1.Cells[7,0]:='Висота стовпа 2,м';
  Grid1.Cells[8,0]:='Град. 3, МПа/м';
  Grid1.Cells[9,0]:='Висота стовпа 3,м';
  Grid1.Cells[10,0]:='Град. 4, МПа/м';
  Grid1.Cells[11,0]:='Висота стовпа 4,м';
  Grid1.Cells[12,0]:='Втрати, МПа';
  Grid1.Cells[13,0]:='Тиск на усті, МПа';
  Grid1.Cells[14,0]:='Тиск на вибої, МПа';
  Grid1.Cells[15,0]:='Час, хв';
end;

end.

```

Додаток Л  
Свідоцтво про реєстрацію авторського права



УКРАЇНА  
Міністерство освіти і науки України  
Державний департамент інтелектуальної власності

# СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 6172

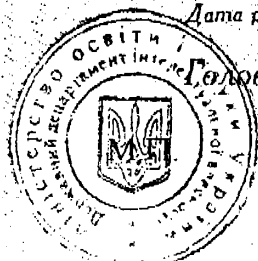
Комп'ютерна програма "Контроль за параметрами проведення потужного  
(вид, назва службового твору)  
гідророзриву пласта", ("Egloss")

Автор(и) **Григораш Віталій Віссаріонович, Качмар Юрій Дмитрович**  
(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать **Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта"**,  
(повне ім'я фізичної  
**04053, м. Київ, пров. Несторівський, 3-5**  
або повне офіційне найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації

"09" вересня 2002 р.



Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності

М.В.Паладій

Додаток Л  
(продовж. 1)



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ

Україна, МСП 04655, Київ, Львівська площа, 8  
Тел.: (044) 212-50-82 Факс: (044) 212-34-49

Р І Ш Е Н Н Я

ПРО РЕЄСТРАЦІЮ АВТОРСЬКОГО ПРАВА НА ТВІР

Державний департамент інтелектуальної власності розглянув заяву  
Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта", 04053, м.Київ, пров.Несторівський, 3-5  
(повна офіційна назва роботодавця, адреса)

заявка від "12" липня 2002 року № 5991

про реєстрацію авторського права на твір і прийняв рішення зареєструвати авторське  
право на службовий твір Комп'ютерна програма "Контроль за параметрами проведення  
(вид, повна, скорочена (за наявності) назва твору, повне ім'я, псевдонім (за наявності) автора (ів),  
потужного гідророзриву пласта", ("Floss");

(повна офіційна назва роботодавця)

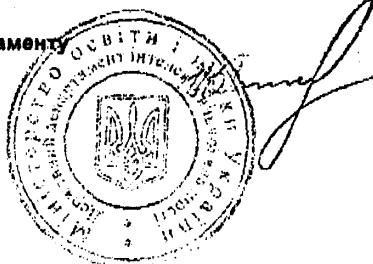
Григораш Віталій Віссаріонович, Качмар Юрій Дмитрович

Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта"

Внесення відомостей до Державного реєстру свідоцтв про реєстрацію авторського права на твір та видача свідоцтва будуть здійснені за умови сплати збору за оформлення і видачу свідоцтва про реєстрацію авторського права на твір відповідно до п.3 постанови Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2001 року № 1756 "Про державну реєстрацію авторського права і договорів, які стосуються права автора твору".

Якщо протягом трьох місяців від дати одержання заявником рішення про реєстрацію авторського права на твір Державний департамент не одержав документ про сплату збору за оформлення і видачу свідоцтва у розмірі та порядку, визначених законодавством, або копію документа, що підтверджує право на звільнення від сплати зазначеного збору, заявка вважається відхиленою і реєстрація авторського права та публікація відомостей про реєстрацію Державним департаментом не проводиться.

Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності



М.В.Паладій

## Додаток М

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

НГВУ "Охтирканафтогаз"

М.М. Лилак

2007р.



## АКТ

**застосування комп'ютерної системи "floss" для контролю за параметрами процесу ПГРП**

Ми, що нижче підписалися, представники НГВУ "Охтирканафтогаз":

- головний технолог НГВУ "Охтирканафтогаз" – Рубан І.Г.
- начальник відділу видобутку НГВУ "Охтирканафтогаз" – Лилак Р.М.
- заступник головного інженера з капітального ремонту свердловин та буріння НГВУ "Охтирканафтогаз" – Канівець В.М.

склали даний акт про те, що на родовищах НГВУ "Охтирканафтогаз" на протязі 2001-2006р було проведено 14 гідравлічних розривів пласта з застосуванням розробленої комп'ютеризованої системи контролю "floss", що є об'єктом дисертаційної роботи Григораша В.В.

Застосування вказаної системи контролю дозволило підвищити ефективність проведення робіт ПГРП за рахунок графічного та цифрового контролю в реальному часі процесу ПГРП основних параметрів, а саме:

- тиску на усті та вибої свердловини;
- гідростатичного тиску;
- тиску гідравлічних втрат рідини в НКТ (враховуючи реологічні характеристики кожної з помпованих рідин);
- динаміки руху різних технологічних рідин під час помпування;
- перепаду тиску на пакер (з метою виключення аварійних ситуацій викликаних пропуском пакера в результаті перебільшення допустимого робочого перепаду тиску на пакер);
- контролю чистого тиску розкриття тріщини, за яким (теорія К.Нольте) визначають характер розвитку тріщин – для прийняття оперативних технологічних рішень під час проведення процесу.

Від впровадження процесу ПГРП тільки за 2006 рік видобуто 3179 т додаткової нафти і 157 тис.м<sup>3</sup> додаткового газу.

Головний технолог  
НГВУ "Охтирканафтогаз"

Рубан І.Г.

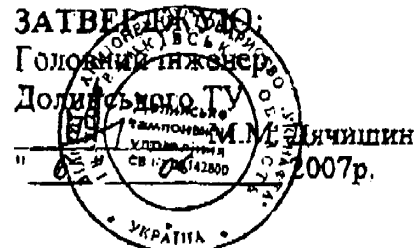
Начальник відділу видобутку  
НГВУ "Охтирканафтогаз"

Лилак Р.М.

Заступник головного інженера  
з капітального ремонту свердловин  
та буріння

Канівець В.М.

## Додаток Н



## АКТ

впровадження комп'ютерної системи "floss" для контролю за параметрами процесу ПГРП

Ми, що нижче підписалися, представники Долинського ТУ:

- 1. Собес Володимир Миколайович
- 2. Козолутицька Юлія Сергіївна

склали даний акт про те, що у 2001 р. було впроваджено комп'ютеризовану систему "floss" контролю основних параметрів процесу гідравлічного розриву пласта на американській спецтехніці для ПГРП, що є об'єктом дисертаційної роботи Григораша В.В.

Застосування вказаної системи контролю дозволило підвищити ефективність проведення робіт та зменшити аварійність процесів ПГРП за рахунок графічного та цифрового контролю в реальному часі процесу ПГРП основних параметрів а саме:

- тиску на усті та вибої свердловини;
- гідростатичного тиску;
- тиску гідравлічних втрат рідини в НКГ (враховуючи реологічні характеристики кожної з помпованих рідин);
- динаміки руху різних технологічних рідин під час їх помпування;
- перепаду тиску на пакер (з метою виключення аварійних ситуацій викликаних пропуском пакера в результаті перебільшенням допустимого робочого перепаду тиску на пакер);
- контролю чистого тиску розкриття тріщини, за яким (теорія К.Нольте) визначають характер розвитку тріщини - для прийняття оперативних технологічних рішень під час проведення процесу.

На сьогоднішній день вказана програма постійно застосовується під час проведення ПГРП.

1. Собес В.М.

2. Козолутицька Ю.С.

М.М. Дячишин