Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Ніколаєв Олександр Вікторович

(043)
(477.61/62)
Н63

УДК 622.691.24.~~001.42~~

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ТА ПРИСТРОЮ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ В УМОВАХ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ

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 Лютак З. П.

Івано-Франківськ – 2003

ЗМІСТ

ВСТУП 3
РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ 10
1.1. Аналіз об'єкту контролю 10
1.1.1. Загальні характеристики підземного сховища газу 10
1.1.2. Вплив природно – кліматичних і технологічно - експлуатаційних чинників на працездатність роботи підземних газосховищ Донецького басейну 13
1.2. Аналіз методів контролю 20
1.3. Обгрунтування ємнісного методу контролю 32
1.4. Аналіз засобів контролю 34
1.5. Обгрунтування і вибір напрямку досліджень 37
РОЗДІЛ 2
РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ 40
2.1. Постанова задачі для розробки математичної моделі 40
2.2. Вплив підземних виробіток на технічний стан підземного сховища газу 41
2.3. Вплив сейсмічних коливань на зміну проектного положення споруд і трубопроводів 46
2.4 Математичний опис процесу відбору газу із підземного сховища газу 49
2.5. Аналіз термонапруження у внутрішніх трубопроводах газових мереж підземного сховища газу 53
2.6. Вплив механічно-абразивного зношення стінок трубопроводів на їх напружено-деформований стан. 56
2.7. Математичний опис напружено-деформованого стану підземних трубопроводів при поперечному зсуві ґрунту 59
Висновки до розділу 78
РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ГІДРОДИНАМІЧНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОСТОРОВОЮ ЗМІНОЮ ПОЛОЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ 80
3.1 Характеристика параметрів контролю 80
3.1.1 Використання залежності електричної ємності від площі електродів в процесі контролю за положенням технологічних об'єктів 80
3.1.2 Використання залежності ємності перетворювача від величини зазору між електродами 82
3.1.3 Залежність електричної ємності перетворювача від відношення діелектричних проникностей двох середовищ 84
3.2. Розробка гідродинамічної системи контролю за просторовою зміною положення технологічних об'єктів підземного сховища газу 87
3.3. Розробка первинних перетворювачів 93
3.3.1. Визначення основних параметрів перетворювачів 93
3.3.2. Обґрунтування вимірювальних схем для ємнісних перетворювачів 96
3.3.3 Особливості конструкції ємнісних перетворювачів рівнів 97
3.3.4. Вибір і обґрунтування вхідної ланки схеми перетворювачів 99
3.4. Вибір матеріалу для виготовлення перетворювачів 101
3.5. Вимірювання кута нахилу об'єкта контролю первинними ємнісними перетворювачами 103
3.6. Аналіз методичної та інструментальної похибок розробленої системи контролю 106
3.6.1. Аналіз методичних похибок 107
3.6.2. Аналіз інструментальних похибок 109
Висновки до розділу 111
РОЗДІЛ 4
ЛАБОРАТОРНІ ВИПРОБУВАННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ 113
4.1. Методика проведення лабораторних випробувань 113
4.2. Градуювання розробленої системи контролю за просторовою зміною технологічних об'єктів підземного сховища газу 115

Висновки до розділу 121
РОЗДІЛ 5
ПРОВЕДЕННЯ НАТУРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СИСТЕМОЮ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОСТОРОВОЮ ЗМІНОЮ ПОЛОЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ В УМОВАХ КРАСНОПОПІВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ 122
5.1 Загальні положення 122
5.2. Методика проведення промислових досліджень 123
5.3. Алгоритм роботи системи контрою 126
5.4. Аналіз результатів контролю технічного стану технологічного обладнання підземного сховища газу 133
Висновки до розділу 141
ОСНОВНІ ВИСНОВКИ І РЕКОМЕНДАЦІЇ 143
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 146
ДОДАТКИ 153

ВСТУП

Актуальність роботи. Газотранспортна система України охоплює близько 33 тис. км. магістральних газопроводів різного діаметру, біля 120 компресорних станцій із загальною встановленою потужністю 5300 МВт, більш як 1350 газорозподільних пунктів (ГРП), 12 підземних газосховищ, 4 пункти подачі газу на експорт [70]. Підземні сховища газу (ПСГ), як складова магістрального трубопровідного транспорту, є важливою ланкою паливно-енергетичного комплексу. Визначення технічного стану технологічних вузлів, газопровідної системи та її шлейфів, окремих дільниць є важливою задачею в комплексному підході дослідження залишкового ресурсу роботи системи підземного зберігання газу (СПЗГ), оскільки кількість аварій пов'язаних із трубопровідним транспортом з року в рік збільшується. Протягом 1990-2000 рр. кількість аварій на ПСГ збільшилось в порівнянні з минулим десятиліттям, причому пік аварій припадає на осінньо-зимовий період, що пов'язано з промерзанням і випученням ґрунтів, тобто з експлуатаційними особливостями регіону[27, 38].

На Краснопопівському ПСГ Донецького басейну поряд з такими технологічними чинниками впливу, як циклічність роботи сховища, що характеризується значною сезонною нерівномірністю, термовплив на метал трубопроводу за рахунок зміни в ньому тиску і температури газу, абразивний знос стінок трубопроводу піщаними і глиняними включеннями, додаються ще такі регіональні особливості: гірничі виробітки і шахтні вибухи, які приводять до деформацій ґрунтів. Через неоднорідність ґрунтів проходить їх нерівномірне просідання, утворюються тріщини ґрунтового масиву, зсув ґрунтових мас, що в свою чергу викликає просідання фундаментів технологічних вузлів, відхилення від проектного положення трубопровідної мережі. Якщо контроль параметрів цехового обладнання, зокрема, компресорних установок, холодильників газу, відбувається через проведення регламентних робіт після певного відпрацювання часу, то найбільшу небезпеку представляють технологічні вузли, трубопроводи, які притерпають від впливу вищевказаних чинників. В даний час є методика контролю і технічної діагностики окремих технологічних об'єктів[38, 57, 76]. Однак визначення

технічного стану окремого технологічного вузла, окремої ділянки трубопроводу за цими методиками не гарантує безаварійної експлуатації СПЗГ в цілому, так як технологічні вузли, трубопровідна мережа, надземні і підземні комунікації з'єднані фізично і пов'язані єдиним технологічним процесом. Зміна параметрів однієї частини може викликати зміну іншої частини газопровідної системи СПЗГ. Тому методолігія контролю згідно нормативних документів з використанням класичних неруйнівних методів контролю (ультразвукового, магнітного, радіографічного, рентгенівського, тощо.). недостатня, так як не дає загальної оцінки технічного стану ПСГ в цілому. Для визначення просторового положення об'єкту контролю (ОК) використовують геодезичні спостереження. Даний метод має ряд недоліків, які пов'язані з вибором в районі грунтових зсувів реперної точки, відносно якої проводяться контроль зміщень. Періодична фіксація величини просторових зміщень не дає можливості визначити чинники, їх степінь впливу на зміну діагностичних ознак, що затруднює прогнозування і прийняття вчасних рішень. Масштабність газопровідної системи ПСГ, різний ступінь впливу зовнішніх і внутрішніх чинників на зміну технічних параметрів, які мають закономірний і випадковий характер, вимагає нового підходу до контролю.

Отримана вчасно інформація про зміну експлуатаційних параметрів обладнання СПЗГ, про напрямок і величину просідання фундаментів під технологічним обладнанням, про зміщення осі трубопроводів на певних ділянках, внаслідок чого мають місце, перевищення величин кільцевих і повздовжніх напружень у металі в критично небезпечних перерізах трубопроводу, дає можливість запобігти виникненню аварійних ситуацій. Тому розробка методики і створення пристроїв контролю за технічним станом технологічного обладнання ПСГ у реальному масштабі часу, зокрема трубопроводів, які становлять 85 % всього технологічного обладнання, є одним із основних напрямків забезпечення експлуатаційної надійності СПЗГ. Це дасть можливість оперативно впливати на негативні зміни, прогнозувати даний процес і запобігти виникненню аварійних ситуацій з екологічно небезпечними наслідками.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконувалась згідно з науково-господарською тематикою науково –

дослідного інституту нафтогазових технологій Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу (госпдоговірна тема №129/2000 "Контроль технічного стану технологічного обладнання Краснопопівського ПСГ" згідно договору з Сєвєродонецьким виробничим управлінням підземного зберігання газу Управління магістральних газопроводів "Донбастрансгаз", а також науково-дослідною тематикою "Розробка методів та засобів контролю параметрів технологічних процесів, якості виробів та конструкцій" кафедри "Методи та прилади контролю якості і сертифікації продукції" Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ).

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробити методику та пристрій контролю параметрів технічного стану технологічного обладнання підземного сховища газу для визначення можливості його подальшої експлуатації.

У відповідності до мети роботи були поставлені й вирішені наступні задачі:

- провести аналіз відомих методів і засобів контролю технічного стану технологічного обладнання СПЗГ в умовах Донецького басейну і визначити особливості впливу технологічних і експлуатаційних чинників на зміну їх проектних параметрів;
- розробити метод визначення відносного кута нахилу технологічних об'єктів ПСГ в реальному масштабі часу, що дозволить з більш високою точністю визначати величину, напрямок і динаміку переміщень для ідентифікації небезпечних ділянок газових мереж;
- розробити гідродинамічну систему спостереження за просторовою зміною положення фундаментів технологічних вузлів і газопроводів ПСГ у реальному масштабі часу і оцінити точність системи контролю;
- розробити фізико-математичну модель взаємодії підземного трубопроводу з ґрунтовими масивами при утворенні в них тріщин і відповідно зсувів з ідентифікацією факторів, що дасть можливість визначити їх степінь впливу на зміну положення трубопроводу в активній зоні зсуву;
- отримати аналітичну залежність, яка пов'язує параметри тиску, температури газу при відбору його із ПСГ з відповідним значенням напруження в підземних трубопроводах для визначення реального технічного стану трубопроводів;

- теоретично обґрунтувати і розробити математичну модель визначення координат максимального прогину підземного трубопроводу, що дасть можливість визначити величину і напрямок дії на нього зовнішніх зусиль;

- розвинути метод визначення напружено-деформованого стану (НДС) підземних та надземних трубопроводів через визначення зміни їх геометричних координат з метою моніторингу технічного стану;

- провести лабораторні випробування розробленого методу і гідродинамічної системи спостережень та натурні дослідження технологічних вузлів СПЗГ, зробити аналіз і оцінку їх результатів.

Наукова новизна отриманих результатів.

- вперше запропоновано системне рішення в структурі пристрою з контролю зміни просторового положення окремого ОК або всієї мережі без вибору реперної точки, що дає можливість без складних обчислень плоского і просторового кута визначити дані зміни, що важливо на зсувних ділянках, де вибір реперної точки затруднений;

- вперше розроблена фізико-математична модель взаємодії підземного трубопроводу з ґрунтовими масивами при утворенні в них тріщин і відповідно зсувів з ідентифікацією факторів, що дало можливість визначити їх степінь впливу на зміну положення трубопроводу в активній зоні зсуву;

- вперше отримано аналітичну залежність, яка пов'язує параметри тиску, температури газу при відбору його із ПСГ з відповідним значенням напруження в підземних трубопроводах, що дає можливість прогнозувати НДС трубопроводів;

- вперше теоретично обґрунтована і розроблена математична модель визначення координат максимального прогину підземного трубопроводу, що дає можливість визначити величину і напрямок дії на нього зовнішніх зусиль;

- дістав подальшого розвитку ємнісний метод визначення відносного кута нахилу технологічних об'єктів ПСГ в реальному масштабі часу, що дозволяє з більш високою точністю визначати величину, напрямок і динаміку переміщень;

- дістав подальшого розвитку метод визначення напружено-деформованого стану (НДС) підземних та надземних трубопроводів через визначення зміни їх геометричних координат з метою моніторингу технічного стану.

Практичне значення одержаних результатів:

- у рамках роботи розроблено методику та гідродинамічну систему спостережень дослідження технічного стану підземних газових мереж ПСГ в умовах Донецького басейну, яка дає можливість оцінити реальний технічний стан технологічних вузлів в експлуатаційних умовах, виокремити небезпечні дільниці й локалізувати за ознаками їх технічного стану для прийняття своєчасних рішень;

- результати роботи були використані при контролі технічного стану технологічних вузлів Краснопопівського ПСГ Сєвєродонецького виробничого управління підземного зберігання газу Управління магістральних газопроводів "Донбастрансгаз" Запропонований підхід контролю з використанням натурних досліджень на об'єктах Краснопопівського ПСГ дав нову кількісну оцінку стану об'єкту в цілому, що привело до проведення ремонтно-відновлювальних робіт і заміни окремих шлейфів до газових свердловин, трубопроводів гребінки, які непридатні до подальшої експлуатації (згідно акту впровадження від 5-го лютого 2002 р.);

- розроблена методика і система контролю може бути використана на споріднених об'єктах нафтогазового комплексу;

- експериментальна установка системи, методика контролю використовується в науковому секторі кафедри "Методи і прилади контролю якості та сертифікації продукції" ІФНТУНГ, а також може бути використана у навчальному процесі.

Особистий внесок здобувача полягає:

- в аналізі та обґрунтуванні найбільш важливих чинників впливу на параметри технічного стану технологічного обладнання СПЗГ в умовах Донецького басейну і їх систематизації [60];

- у подальшому розвитку ємнісного методу визначення відносного кута нахилу технологічних об'єктів ПСГ в реальному масштабі часу для визначення величини, напрямку і динаміки їх переміщень[62];

- в отриманні системного рішення в структурі пристрою з контролю зміни просторового положення окремого ОК або всієї мережі без вибору реперної точки і без складних обчислень плоского і просторового кута визначення даних змін і його розробці[61, 55, 67, 66];

- у розробці фізико-математичної моделі взаємодії підземного трубопроводу з ґрунтовими масивами при утворенні в них тріщин і відповідно зсувів з ідентифікацією факторів [54];

- в отриманні аналітичної залежності, яка пов'язує параметри тиску, температури газу при відбору його із ПСГ з відповідним значенням напруження в підземних трубопроводах [62];

- у теоретичному обґрунтуванні математичної моделі визначення координат максимального прогину підземного трубопроводу, що дає можливість визначити величину і напрямок дії на нього зовнішніх зусиль [62];

- у подальшому розвитку методу визначення напружено-деформованого стану (НДС) підземних та надземних трубопроводів через визначення зміни їх геометричних координат з метою моніторингу технічного стану [55];

у видачі рекомендацій з надійності експлуатації підземних газосховищ на основі узагальнення отриманих результатів натурних досліджень у реальному масштабі часу [61, 54, 67].

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи були обговорені на таких конференціях: Третя Українська науково-технічна конференція "Неруйнівний контроль і технічна діагностика", м. Дніпропетровськ (Україна), 1999 р., Науково-технічна конференція, м. Славськ Львівської обл.(Україна), 2000 р., Науково-технічна конференція, смт. Мізунь Івано-Франківської обл. (Україна) 2001 р., Науково-технічна конференція в інституті зварювання ім. Патона НАН України, 2000 р., 2002 р. Міжнародна науково-практична конференція "Нафта і газ України" 2000 р, м. Івано-Франківськ, Спеціалізована науково-технічна конференція "Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання", м.Івано-Франківськ, 2002 р, а також на наукових семінарах кафедри "Методи та прилади контролю якості і сертифікації продукції" ІФНТУНГ, 1999-2002 р. м. Івано-Франківськ.

Публікації. Результати роботи опубліковувались у 5 статтях фахових наукових журналів, (2 статті одноособові), у 5 збірниках матеріалів і тез н/т конференцій, двох патентах України.

Структура і обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел із 93 найменувань та 13 додатків і викладена на 152 сторінках. Робота містить 64 рисунки, 6 таблиць і 13 додатків на 15 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

1.1. Аналіз об'єкту контролю

1.1.1. Загальні характеристики підземного сховища газу

Підземне сховище газу є системою, яка в загальному складається з пласта, свердловин, системи підготовки газу, з'єднувальних газопроводів, шлейфів, колекторів, компресорної станції. Основним завданням СПЗГ є надійна поставка газу споживачам при мінімальних витратах[32]. Для збільшення надійності газотранспортної системи в цілому запроектовані й збудовані додаткові аварійні системи газопостачання, резервні нитки газопроводів, компресори на дотискуючій компресорній станції (ДКС), джерела зберігання газу в вигляді станцій підземного зберігання газу[1].

У сучасних умовах великого значення набуває проблема зменшення собівартості й підвищення надійності газопостачання. Висока рентабельність газопроводів може бути забезпечена тільки при певному їх завантаженні[2]. В той же час споживання газу має нерівномірний характер. На рис. 1.1 наведено графік газопостачання міст і населених пунктів Донецького басейну протягом 1999-2000 рр.

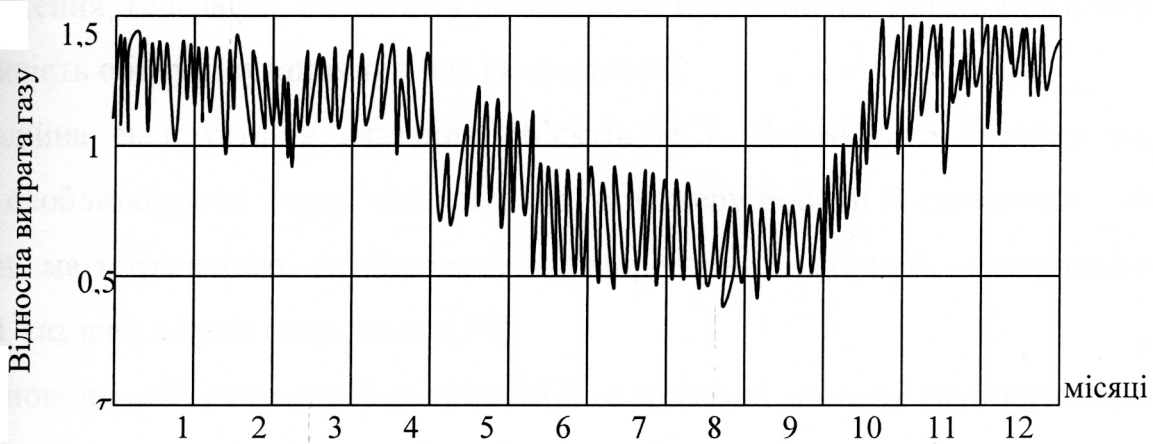


Рис. 1.1. Графік газопостачання населених пунктів Донецького басейну.

Перед закачуванням у сховище газ стискається за допомогою компресорів ДКС до необхідного тиску(12...15 МПа). При стискуванні газ нагрівається і забруднюється парами компресорного масла, які після охолодження утворюють рідке масло. Нагрітий газ перед закачуванням у свердловини охолоджують з метою зменшення додаткових температурних напружень у металевій фонтанній арматурі, обсадній колоні, цементному камінні за колоною, таким чином запобігають можливості відриву цементного каміння від колони й утворенню тріщин в ньому, а також збереженню герметичності свердловини.

У процесі зберігання газ збагачується парами води. При відборі газу зі сховища з його потоком газу виносяться тверді частинки піску, глини, цементного каміння, які під час транспортування газу трубопроводом на виході зі свердловини призводять до абразивного зносу металу стінки труби[75].

Режим роботи газосховищ відповідає сезонній зміні температури навколишнього середовища, але в загальній системі газопостачання спостерігалась невідповідність даної характеристики. Так при температурі повітря близько 0 °С були досить інтенсивні відбори газу [78]. Ці випадки пояснювались інерцією газотранспортної системи і споживачів газу. Спостереження вказують на те, що в зимовий період (з від'ємними температурами навколишнього середовища) відбір газу з газосховищ є більший у порівнянні з попередніми місяцями експлуатації СПЗГ. На вибір оптимальної надійності газотранспортних мереж Краснопопівського ПСГ, дослідження їх експлуатаційного стану, впливають показники їх довжина, розгалуження, географія, геологічні особливості будівництва, якість підготовки газу і можливість обслуговування під час експлуатації.

Надійна експлуатація вказаних об'єктів ПСГ Донецького басейну поряд зі своїми особливостями також залежить від характеру роботи її складових - лінійної частини магістрального газопроводу, компресорних станцій, газорозподільних станцій, газових мереж споживачів[79].

Основним об'єктом дослідження ПСГ є підземні стальні трубопроводи, які у загальному об'ємі технологічного обладнання складають близько 85 %.

Показником надійності даної системи є те, що підземний чи наземний газопровід як елемент ПСГ буде працювати безперервно протягом певного періоду

[80]. На рис 1.2. показана зміна положення трубопроводу внаслідок деформацій ґрунтів



Рис. 1.2. Деформація трубопроводів внаслідок зсуву грунту.

Суттєвий вплив на технічний стан ОК мають зміни експлуатаційного режиму протягом певного циклу роботи СПЗГ. Вони виникають внаслідок зміщення фундаментів технологічних вузлів від проектного положення, напруженням труб у характерних їх перерізах [72].

Головним завданням технічної діагностики повинно бути попередження виникненню критичних напружень і дефектів, прогнозування роботи газопроводів і іншого обладнання, а також визначення за результатами досліджень найбільш ефективних методів контролю за технічним станом цього обладнання [83, 3].

1.1.2. Вплив природно – кліматичних і технологічно - експлуатаційних чинників на працездатність роботи підземних газосховищ Донецького басейну

Експлуатаційна надійність СПЗГ визначається двома головними чинниками: природно – кліматичними і експлуатаційно-технологічними (рис. 1.3) [60].

Природно – кліматичні чинники посередньо впливають на характер роботи газотранспортної системи Донецького регіону.

Зміна параметрів температури навколишнього середовища, атмосферного тиску, вологості повітря частково впливають на технічний стан технологічних вузлів ПСГ.

Більш впливовими є характеристики сейсмічності території, геології ґрунтів і їх деформації. Значна агресивність ґрунтів у зонах залягання викликає необхідність зменшити експлуатаційні параметри режиму транспортування газу по відношенню до розрахункових. У межах зсувних ділянок підземний трубопровід спирається на поверхню ґрунту, що має неоднорідні структурно-текстурні характеристики. Тріщини, розколи приводять до зміни початкового стану ґрунтового масиву.

Зміни дотичних напружень, які проходять через певні точки в ґрунті на різних площадках ґрунтового масиву, створені впливом зсувних процесів і викликають зміни початкового проектного положення підземного трубопроводу, створюючи умови збільшення напружень у металі труб. Зміни напружень у металі трубопроводу залежать від кута нахилу площадки в напрямку головного напруження.

Якісний характер взаємодії трубопроводу і ґрунту при поздовжніх переміщеннях можна описати таким чином. До виникнення стану допустимої рівноваги проходить деформаційний процес структури ґрунтового масиву, дотичні напруження якого є функцією переміщень[10, 11, 13].

Деформаційні процеси, які виникають у ґрунтових масивах, пов'язані з переміщенням окремих ділянок грунту або їх частинок, активно впливають на напружено-деформаційний стан підземного стального трубопроводу, фундаменти споруд і технологічних вузлів (рис.1.4).

З року в рік зменшується продуктивність і робочий тиск газу в газопроводах, падає їх надійність, все частіше виникають відмови їх роботи [76].

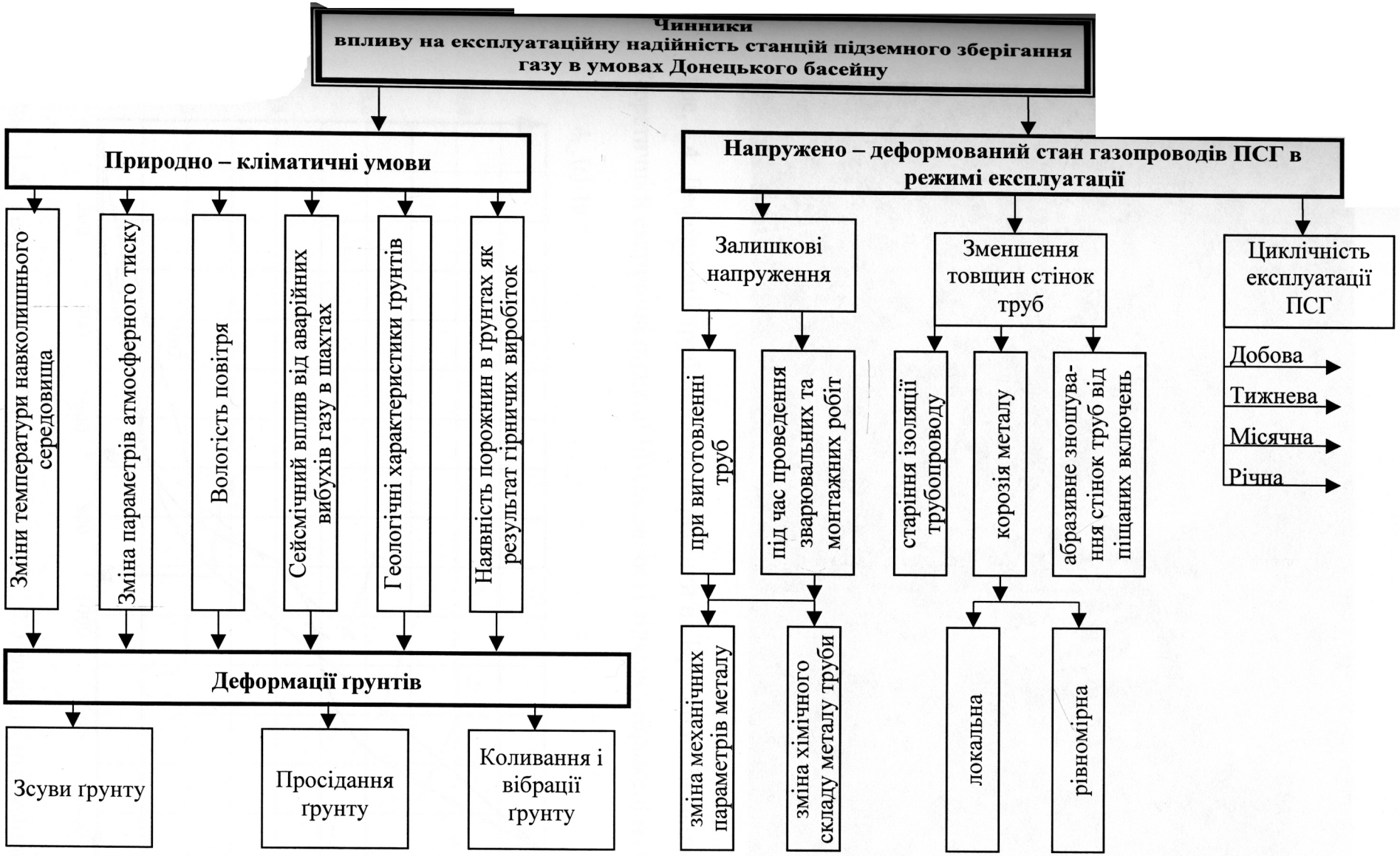


Рис. 1.3. Структурна схема чинників впливу на експлуатаційну надійність станцій підземного зберігання газу.

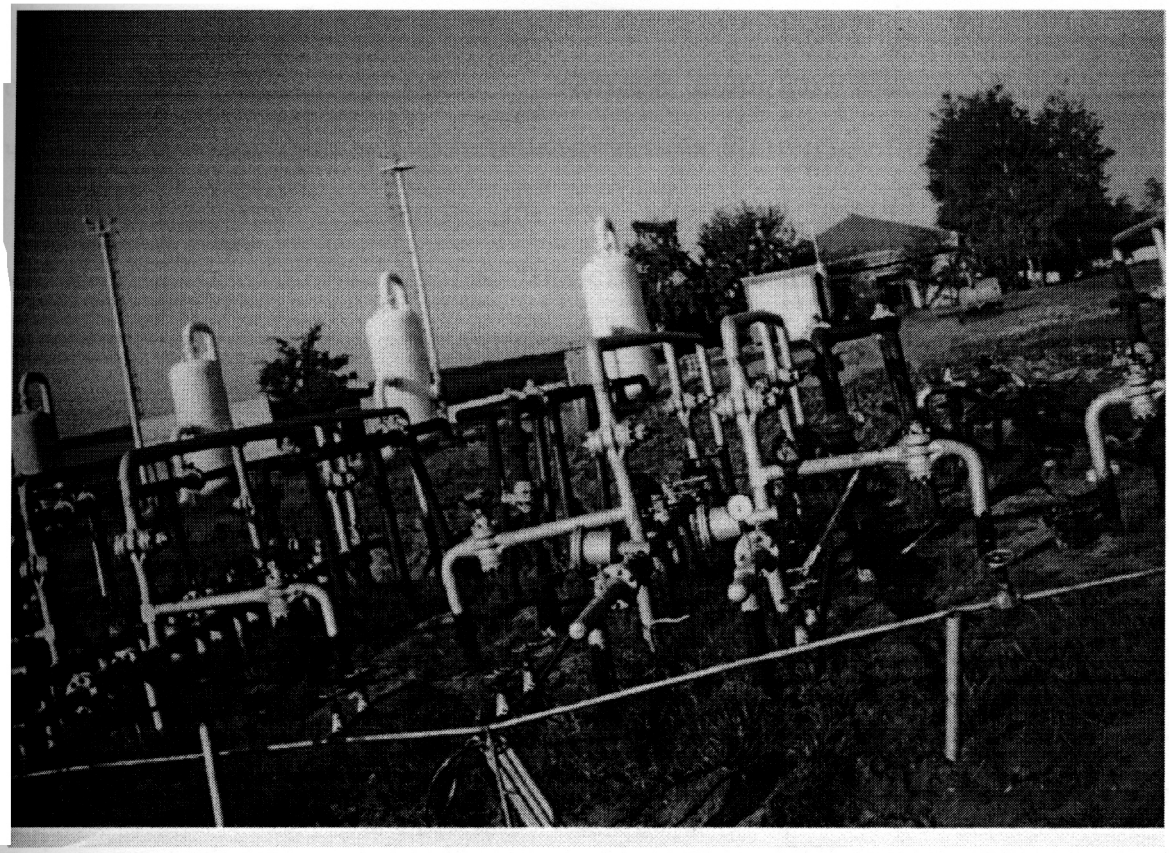


Рис. 1.4. Деформації трубопроводів гребінки на Краснопопівському ПСГ.

Теоретичні й емпіричні функції інтенсивності відмов зображені на рис. 1.5 [14].

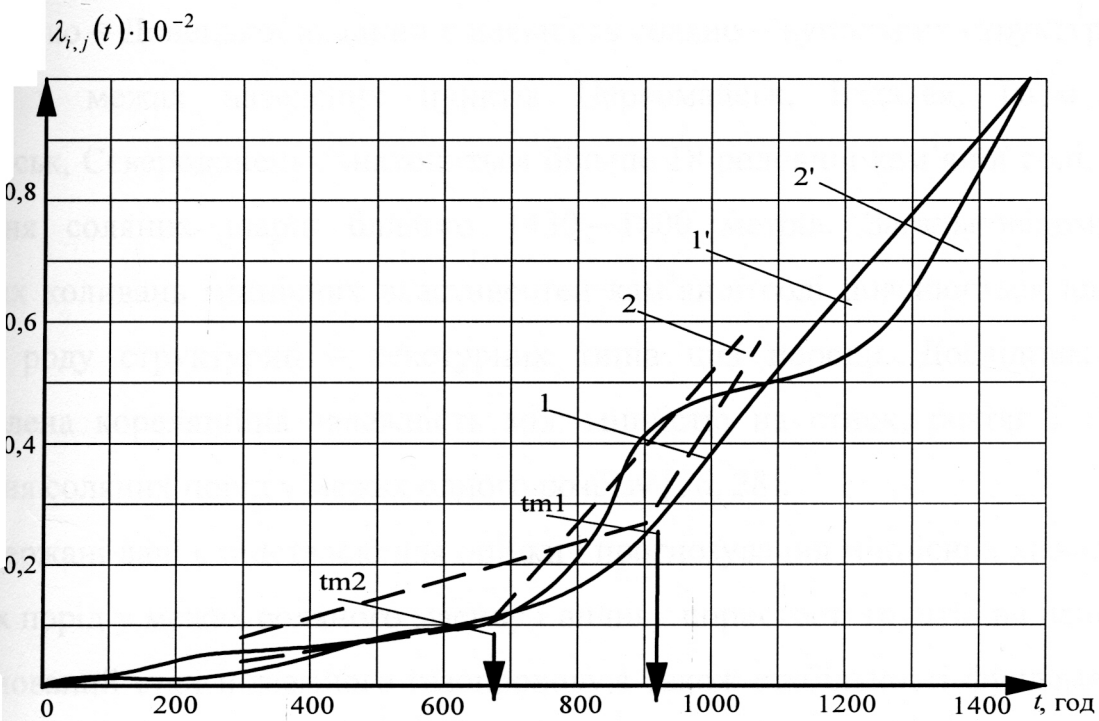


Рис. 1.5. Теоретичні (1, 2) та емпіричні (1', 2') функції інтенсивності відмов.

Це особливо відображається на стані металу труби в районах гірничих виробіток. Під час розробки корисних копалин у надрах землі утворюються ділянки вільного простору. В цьому випадку верхній шар ґрунтового масиву підземної гірничої виробітки має тенденцію переміщуватися до центру порожнини.

Поверхня ґрунтового масиву, на яку впливає гірнича виробітка, утворює ділянку, в якій проходить процес просідання земної поверхні. В результаті сповзання ґрунтового масиву в трубопроводі виникають значні напруження розтягу, так як він є защемлений у ґрунті [14, 93].

Переміщення ґрунтового масиву, в якому прокладений підземний трубопровід, може виникнути в результаті сейсмічних коливань від підземних вибухів у шахтах, а також на зсувних ділянках, при яких напрямок ковзання ґрунтової маси може співпадати з віссю трубопроводу, прокладеного на поздовжніх схилах. Оцінка несучої здатності ґрунтів залежить від умов їх консолідації під час будівництва й експлуатації споруд і технологічних вузлів СПЗГ. Поведінка ґрунтів в основах споруд і технологічних вузлів Краснопопівського ПСГ визначається не тільки характером та інтенсивністю зовнішнього впливу навантаження, але також і специфікою його складу і властивостей. Позитивною характеристикою для Дніпровсько – Донецької впадини є наявність соляно – купольних структур [43]. На площах у межах населених пунктів Первомайськ, Бакалея, Ізюм, Лозова, Артемівськ, Сєвєродонецьк знаходиться більше 18 родовищ кам'яної солі. Глибина залягання соляних шарів близько 1430 – 1800 метрів. Загальновідомий факт раптових коливань міцнісних властивостей кам'яної солі пояснюється існуванням різного роду структурно – текстурних типів цієї породи. Дослідним шляхом встановлена кореляційна залежність між міцністю на стиск, розтяг і глибиною залягання соляних порід у межах одного розрізу [56, 28].

Одержані дані є підставою для оцінки і прогнозування міцнісних характеристик соляних порід у межах соляного масиву і впливу пористості ґрунтів на напружено – деформований стан підземного газопроводу,а також стабільності фундаментів ОК. Прямий зв'язок із теорією деформації ґрунту як наслідку очевидних зсувів, просідань, коливань, вібрацій і водонасиченості від атмосферних опадів, має наявність порожнин у ґрунтах Донецького регіону, як результату гірничих

виробіток, сейсмічних коливань широкого і локального характеру (від аварійних вибухів газу в шахтах) [25]. Важливим чинником, який визначає надійну експлуатацію підземного сховища, є забезпечення мінімального порушення приконтурного масиву гірничих виробіток вугілля. Після вибухів у масиві може виникнути ціла система тріщин, наявність яких може призвести до зменшення стійкості гірничих виробіток, їх тріщиностійкості. Критерієм оцінки сейсмічного впливу вибухів є характеристика швидкості зміщення частинок масиву[42]. Дослідами встановлено, що розвиток тріщиноутворення в масиві ґрунту проходить при впливі сейсмічної хвилі напружень амплітудою більше 15 см/с, а при швидкості зміщення більше 35 см/с виникає новий ефект – інтенсивне розкриття тріщини й утворення заколів на поверхні ґрунту [28].

У відповідності до теорії прогнозування розміру і швидкості деформації ґрунтів виявлено, що на величину переміщення ґрунтів, а разом і газопроводів, впливають наступні чинники: вологість і щільність ґрунту, швидкість хвиль, які проходять через ґрунт, товщина деформованого ґрунту, (в загальному, фізико-механічні характеристики ґрунту) [13].

Очевидними силовими характеристиками напруженого стану підземного стального газопроводу в системі підземного сховища газу є внутрішній тиск газу і його температура, зміна параметрів яких призводить до утворення в металі труби зусиль, які в свою чергу можуть викликати зміни в структурі металу і навіть призвести до непередбачуваних критичних наслідків – порушення міцності газопроводу. Тому вивчення експлуатаційних параметрів газу, що транспортується підземним газопроводом, є актуальним питанням його дослідження за умови створення ним додаткових напружень у металі трубопроводухї[48, 15].

На рис. 1.4 показаний ідеалізований графік підземного газосховища в випадку газового режиму експлуатації [21]. Як правило, закачування природного газу в газосховище розпочинається весною. Під час підвищення температури навколишнього середовища надлишки газу збільшуються і темпи закачування газу в газосховище зростають (крива *q(t)*). В осінній період темпи закачування газу зменшуються і в жовтні – листопаді розпочинається процес відбору природного газу з СПЗГ.

НАЦІОНАЛЬНИЙ НАУКОВО-ТЕХНІЧНА БІБЛІОТЕКА ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кількість газу, що знаходиться у сховищі, збільшується, а потім зменшується. Це характеризує крива кількості газу, що є в пласті Q. Очевидно, що:

$$Q = \int_{0-}^{T} q(t)dt, \qquad (1.1)$$

де $q(t)$ – темп нагнітання газу в підземне сховище.

При газовому режимі крива середньозваженого тиску в сховищі аналогічно до кривої зміни в ньому кількості газу[51].

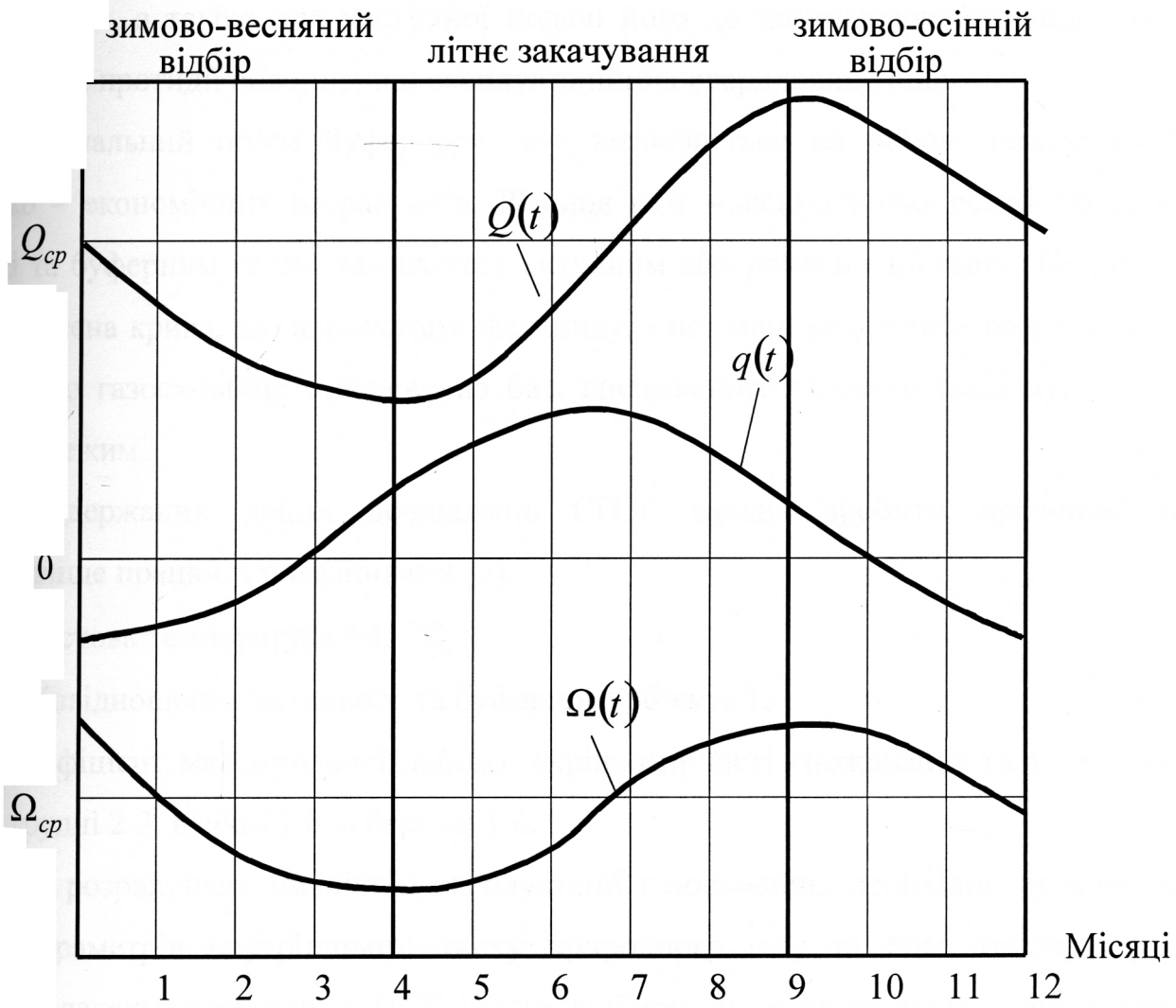


Рис. 1.6. Схематичний графік циклічної роботи газосховища:

$Q(t)$ – кількість газу, що є в пласті, $q(t)$ – темп нагнітання газу в сховище, $\Omega(t)$ – об'єм газонасиченого пористого простору.

Під час експлуатації підземного сховища газу бувають випадки, коли газ не закачується в сховище і не відбирається з нього. Ці періоди носять назву нейтральних, як правило, такі випадки спостерігаються весною і в осінній період, коли витрати газу споживачами відповідає продуктивності магістрального газопроводу.

Газ із сховища ніколи не відбирається повністю. Частина газу, що залишається в пласті до кінця періоду відбору, має назву буферного об'єму. Буферний об'єм має велике технологічне та економічне значення. Він забезпечує підтримку в газосховищі достатньо високого тиску, необхідного для притоку газу до забою свердловини, а також для наступної подачі його до компресорної станції або до споживача, протидії обводненню експлуатаційних свердловин тощо.

Раціональний об'єм буферного газу визначається на основі технологічних техніко – економічних розрахунків. Різниця між максимальною кількістю газу в пласті та буферним газом називається активним або робочим об'ємом. На рис. 1.7 представлена крива, що апроксимує фактичну, і показані результати розрахунків за умови, що газосховище створено на базі виснаженого газового покладу, яке має газовий режим.

Із одержаних даних досліджень СПЗГ можна зробити висновок, що газосховище працює з показниками [3]:

- пластова температура +35 °С;
- співвідношення активного та буферного об'ємів 1;
- коефіцієнт максимальної добової нерівномірності споживання газу складає в грудні 2.2, в січні 1.8, в березні 1.6.

При розрахунках циклічної експлуатації газосховища необхідно враховувати зміну параметрів внутрішнього тиску природного газу та його температуру в режимах закачування газу в ПСГ і його відбору, які в свою чергу спричинюють зміну напружено-деформованого стану газопроводів СПЗГ.

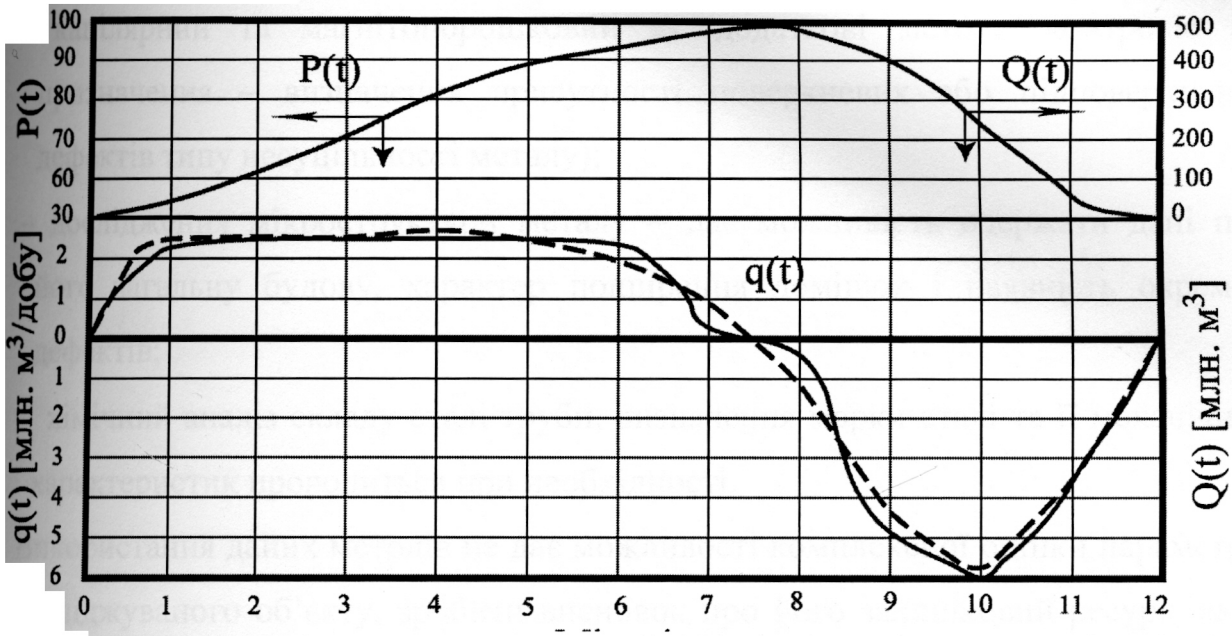


Рис. 1.7. Основні технологічні показники роботи газосховища:

$P(t)$ – тиск газу в сховищі.

1.2. Аналіз методів контролю

Технічний стан ОК СПЗГ визначається відхиленням споруд, окремих технологічних вузлів від проектного положення у відповідності до технічних умов їх експлуатаційних параметрів, напружено – деформованим станом газопроводів.

Широкий вибір методів дослідження технологічного обладнання ПСГ умовлює можливість планування робіт, яка полягає у виборі пріоритетних і використанні допоміжних методів при проведенні контролю.

Згідно з вимогами Держнаглядохоронпраці України від 19 травня 1993 року, використовуються наступні методи контролю[49]:

- візуально – оптичний контроль, спрямований на визначення дефектів труби, тріщин, видимих пошкоджень тіла труби;
- контроль твердості металу труби, спрямований на оцінку відповідності його механічних властивостей вимог ТУ;

– капілярний та магнітопорошковий як додаткові методи контролю (їх призначення – визначення присутності поверхневих або підповерхневих дефектів типу несуцільності металу);

– дослідження мікроструктури металу – дає можливість одержати дані про його загальну будову, характер поширення домішок і наявність окремих дефектів;

– хімічний аналіз складу сталі труби, визначення марки сталі та її механічних характеристик проводиться при необхідності.

Використання даних методів не дає можливості комплексної оцінки параметрів досліджуваного об'єкту, зробити висновок про його залишковий ресурс, який характеризується критичними параметрами напружено-деформованого стану.

Оцінка технічного стану ОК із застосуванням неруйнівних методів контролю згідно з [49, 74] містить послідовність операцій для визначення величини зміни параметрів окремого функціонального вузла, але не регламентує проведення оцінки технічного стану в цілому такого складного об'єкту, як СПЗГ, складовими якого є підземні, наземні та надземні споруди. Об'єктом дослідження є обладнання СПЗГ, яке під дією об'єктивних і суб'єктивних чинників змінює свої параметри, зокрема, технологічні трубопроводи, опорні рами компресорних блоків і їх функціональні вузли, які мають властивість змінювати своє просторове положення.

Сучасна діагностика газопроводів широко використовує методи контролю технологічних параметрів процесу експлуатації, математичне моделювання, дефектоскопію, вимірювання тисків і пластичних деформацій, термоіндикацію неполадок, візуальну діагностику, віброакустичну діагностику, виміри електричного опору контактних поверхонь, аналіз складу і концентрації природного газу, інтроскопію тощо. [20, 85, 18, 58].

Наявні методи технічної діагностики дають можливість не тільки виявити зміни місцевого характеру (такі, як: товщина стінок, овальність, температура), але й визначити параметри, характерні для технологічних вузлів, тобто витрати газу і зміну тиску. Однак методи не визначають технічний стан ОК в експлуатаційних умовах, тобто контроль набутих напружень при його відхиленнях від проектного

положення, зміну механічних параметрів металу трубопроводів у часі, а саме їх напружено-деформований стан, напружень в анкерних болтах тощо.

Широке застосування для контролю механічних властивостей технологічного обладнання отримав метод акустичної емісії, який полягає в випромінюванні матеріалом електромагнітних хвиль, утворених динамічним перерозподілом у ньому локальних напружень (виникнення і розвиток мікро- і макродефектів) [5]. В основу методу покладена можливість реєстрації апаратурою сигналів акустичної емісії, утворених у локальних мікродеформаціях металу при збільшенні внутрішнього тиску або внаслідок витікання газу через дефект труби.

Досвід практичного використання акустичної емісії показує, що об'єктами діагностики можуть бути як і газопровід, що споруджується, так і газопровід та його ділянки, які знаходиться в експлуатації.

Використання загальних методів обстеження підземних стальних газопроводів, технологічних вузлів, а саме методів акустичної емісії, збільшує ефективність вибіркового контролю небезпечних ділянок обладнання. Метод акустичної емісії використовується для локалізації дефектних ділянок технологічних вузлів газопроводу, які є потенційним джерелом небезпеки.

Ідентифіковані методом акустичної емісії ділянки газопроводу підлягають шурфуванню і готуються для проведення дефектоскопії локальними методами, якими є, наприклад, ультразвуковий контроль тіла труби, твердометрія, товщинометрія, капілярний, магніто порошковий тощо. Даний метод можна ефективно використовувати при наявності тріщин або в зоні текучого стану металу. Оскільки експлуатація технологічного обладнання з наявністю таких дефектів не допустима у відповідності з вимогами Сніп та ВСН, то використовувати даний метод можна тільки, як допоміжний [5].

Протягом десятиліть, починаючи з 70-х років, єдиним методом визначення напружень у металі труби був магнітографічний контроль[39, 59]. Результати контролю давали тільки якісну оцінку, можливості його були дуже обмежені в залежності від товщини стінки трубопроводу. З 1980 року даний метод контролю удосконалювався розробкою нових моделей пристроїв магнітографії. Основною перевагою даного методу є те, що практично відсутня верхня межа його

можливостей відносно товщини стінки газопроводу. Але в ньому затруднена ідентифікація інформаційного параметру, що призводить до зниження точності контролю.

Для дослідження пружно-пластичних напружень у металі труб використовуються відомі методи, які певною мірою дають характеристики параметрів напружень і деформацій у стальному підземному трубопроводі в процесі його експлуатації. Для контролю напружено–деформованого стану газопроводів застосовують тензометричні дослідження напружень у металі труб, а також пристрої реєстрації випуклості ділянок трубопроводу, пристрої дискретного контролю (для оцінки параметрів режиму перекачування, таких, як тиск газу і температура трубопроводу) [40, 21, 73].

Широкого поширення набули метод тензометричних досліджень з використанням дротяних і напівпровідникових тензодавачів переміщень [40].

Більшість наявних методів ґрунтуються на вимірюванні відхилень бази від заданої величини. Відомо, що чим менша база вимірювань, тим більша точність одержаних результатів.

Однак на практиці одержати мінімальну базу вимірів не завжди вдається.

Ефективними на практиці для виконання вимірювання напружень вважали тензометри опору. Їх принцип дії заснований на реєстрації зміни електричного опору матеріалів при виникненні деформацій.

На практиці застосовують тензометри опору з початковим опором у межах від 90 до 200 Ом, довжина дроту діаметром 0,02 мм досягає 100-120 мм. Для одержання оптимальної бази тензодавача дріт складається багатократно.

Дротяну решітку наклеюють на папір або спеціальну полімерну стрічку. До тензодавача припаюють дріт діаметром 0,15-0,3 мм.

Для кріплення давача до поверхні трубопроводу використовують клей "Циакрин ЭО". Загальний вигляд тензодавача показаний на рис. 1.6.

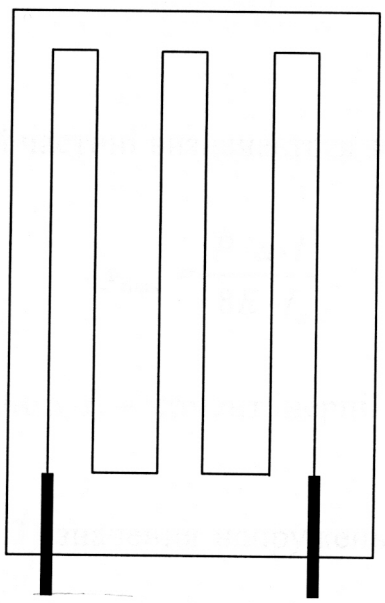


Рис. 1.8. Тензодавач для вимірювання напружень у металі труби.

Градуювання тензодавачів виконується на спеціальних градуювальних пристроях (рис. 1.9).

Балку певних розмірів встановлюють у навантажуючий пристрій. Напруження у верхньому шарі балки і в давачі при її згині визначається за відомою формулою опору матеріалів [4]:

$$\sigma_x = \frac{M}{W} = \frac{6P \cdot a}{b \cdot \delta^2}, \qquad (1.2)$$

де M – згинаючий момент, W – осьовий момент опору, b – ширина балки, δ - товщина балки, P – прикладене зусилля навантаження, a – віддаль між прикладеним зусиллям навантаження і опорою.

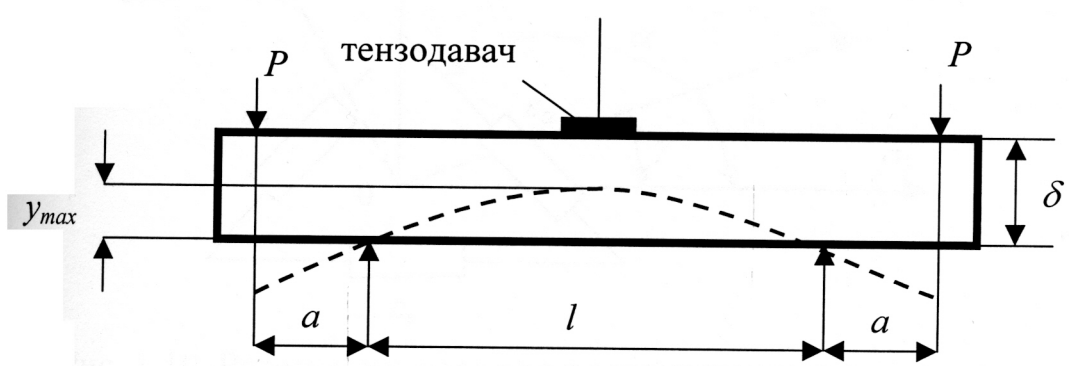


Рис. 1.9. Пристрій для градуювання тензодавачів вимірювання напружень:

P – зусилля навантаження, l –віддаль між підпорами, δ - товщина, y_{max} максимальна величина прогину балки в середній частині, а – віддаль між зусиллям навантаження і підпорою.

Прогин балки в середній частині визначається за залежністю [4, 26]:

$$y_{\max} = \frac{P \cdot a \cdot l^2}{8E \cdot I_x}, \tag{1.3}$$

де E – модуль пружності Юнга, I_x – момент інерції поперечного перерізу балки, l – віддаль між опорами.

На основі залежності (1.3) значення напружень для градуювання давачів буде таким:

$$\sigma_x = \frac{4E \cdot \delta}{l^2} \cdot y_{\max}, \tag{1.4}$$

де y_{max} - максимальна величина прогину середньої частини балки.

Навантажуючи балку на даному пристрої(рис. 1.9) і вимірюючи прогин $y_{\max}$ за допомогою індикатора, одержимо значення σ_x для будь-якого значення показника y_{max}.

Для визначення деформацій використовують три тензодавачі, наклеєні в розетці по рівносторонньому трикутнику (рис. 1.10).

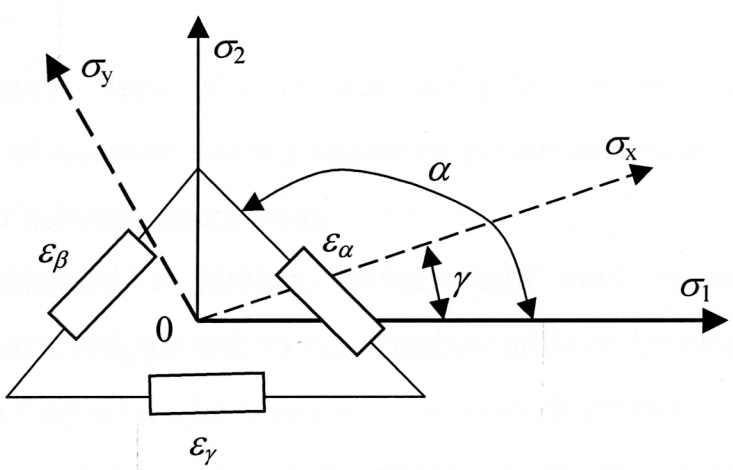


Рис. 1.10. Розетка тензодавачів по рівносторонньому трикутнику:

σ_1, σ_2 – система координат головних напружень; σ_x, σ_y – головні напруження, задані експериментом у напрямку x та y; α - кут між напруженням та напрямком деформації; γ - кут зміщення головних напружень; ε_α, ε_β, ε_γ - деформації.

Після одержання деформацій ε_α, ε_β, ε_γ можна визначити головні напруження за залежністю [65]:

$$\sigma_{1.2} = \frac{E}{1-\nu}\left(\frac{\varepsilon_\alpha + \varepsilon_\beta + \varepsilon_\gamma}{3} \pm \frac{\sqrt{2}}{2}\frac{1-\nu}{1+\nu}\sqrt{(\varepsilon_\alpha - \varepsilon_\beta)^2 + (\varepsilon_\beta - \varepsilon_\gamma)^2 + (\varepsilon_\alpha - \varepsilon_\gamma)^2}\right), \quad (1.5)$$

де ν - коефіцієнт Пуассона.

Кут, утворений найбільшим головним напруженням з напрямком деформацій ε_α, можна підрахувати за залежністю:

$$tg2\alpha = \sqrt{3}(\varepsilon_\beta - \varepsilon_\gamma)/(2\varepsilon_\alpha - \varepsilon_\beta - \varepsilon_\gamma). \quad (1.6)$$

Визначивши напруження σ_1 і σ_2, можна знайти напруження вздовж заданих напрямків x та y:

$$\begin{aligned} \sigma_x &= \sigma_1 \cos^2\gamma + \sigma_2 \sin^2\gamma \quad , \\ \sigma_y &= \sigma_1 \sin^2\gamma + \sigma_2 \cos^2\gamma \quad , \\ \tau_{xy} &= \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}\sin 2\gamma \quad . \end{aligned} \quad (1.7)$$

Недоліком даного методу є те, що зміну величини деформацій, а, отже, і напружень можна визначити лише з моменту установки тензодавачів, що виключає можливість оцінки дійсних напружень.

У деяких випадках в умовах експлуатації трубопроводу використовують ультразвуковий, магнітопружний та голографічний методи вимірювання напружень у металі труби, які базуються на залежності деяких фізичних констант матеріалів від напруженого стану. Ультразвуковий контроль виник на основі законів поширення, заломлення і відбиття пружних хвиль з частотою 0,5 - 24 МГц [45]. Використання електромагнітного та ультразвукового методів, геодезичного методу дослідження

зміни просторового положення і інших має свої позитивні сторони, так як вимірювання напружень у металі труб виконується без порушення цілісності конструкції. Це дуже важливо в умовах оцінки технічного стану діючих об'єктів нафтогазового комплексу України.

В ультразвуковій дефектоскопії використовуються наступні пружні хвилі:

- повздовжні (хвилі розтягу – стиску), в яких частинки речовини коливаються вздовж напрямку поширення хвилі;
- поперечні (хвилі зсувні), в яких частинки коливаються в напрямку, перпендикулярно до поширення хвилі. Поперечні хвилі не можуть бути збуджені в рідинах;
- поверхневі (хвилі Релея), які поширюються вздовж вільної поверхні твердого тіла;
- звичайні (хвилі Лемба), що виникають в обмежених середовищах типу тонких пластин, стержнів або труб і характеризуються коливаннями всього об'єму металу.

Збудження пружних коливань при ультразвуковому методі здійснюються, як правило, з використанням п'єзоефекту.

Час проходження ультразвуку змінюється в металах внаслідок його деформації. Визначаючи параметри ультразвуку при натурних дослідженнях, можна з певним ступенем точності знаходити напруження в металі труби. В процесі будівництва та експлуатації газопроводів ефективним застосуванням ультразвукового методу є вимірювання товщини стінки труби. Прилади для вимірювань товщини стінки вирішують і зворотнє завдання – при відомій товщині стінки газопроводу можна визначити швидкість поширення ультразвуку. Одержана швидкість дає фізичну характеристику металу труби, з якого споруджений газопровід. Крім того, ультразвуковий метод має здатність вимірювати не тільки товщини стінки труби, але й визначати ексцентриситет і місце відшарування.

Раніше пристрої для ультразвукового контролю могли працювати тільки в однорідному рідкому середовищі (нафта, вода) і були малоефективні для газопроводів і систем, що транспортують двохфазні продукти. Використання

удосконалених давачів дало можливість застосовувати даний вид контролю в будь-якому середовищі [36, 89].

Давачі типу РМАТ та ультразвукові перетворювачі у вигляді коліс дають можливість одержувати інформацію про геометрію і стан внутрішньої поверхні. Так як розмір ультразвукових перетворювачів, як правило, менший від розміру електромагнітних, то для контролю труби того ж діаметру необхідна більша кількість вимірів. Така методика застосовується в діагностичних снарядах, але вона не може бути застосована в умовах ПСГ через малий діаметр трубопроводів.

Спроможна здатність пристроїв ультразвукового контролю була збільшена завдяки використанню перетворювачів з фокусним променем при розходженні променю менше 5 мм [59, 36]. При використанні фокусуючих давачів сприйняття до орієнтації променя значно зменшується. Похибка ультразвукового методу контролю є низькою і складає у вимірюванні окремих параметрів ± 0,001.

Пристрої для ультразвукового контролю чутливі до марки сталі труби. Акустичні властивості всіх сталей, які встановлюються для виготовлення труб, дуже подібнісхожі та постійні за об'ємом металу, тому вони дають можливість визначати марку сталі. Роздільна здатність пристроїв для ультразвукового контролю більша, ніж магнітографічних.

Ультразвуковий метод контролю можна використовувати для визначення тріщин різного роду, а особливо для визначення залишкових напружень у металі виробів. За допомогою даного методу можна виявити повздовжні й поперечні тріщини в зварних швах[40 ,36].

Даний метод містить методику визначення енергетичних характеристик коливань через параметри групової або фазової швидкості ультразвукової хвилі, які дають уяву про загальний стан об'єкту контролю і поступове його старіння. Використання спектрально – акустичного аналізу дає можливість визначати зміну амплітуд вібрації в широкому діапазоні частот, що вказує на місце і характер порушення експлуатаційного стану газопроводу.

Широкого поширення набули методи, що базуються на використанні зсувних ультразвукових хвиль, так як ці хвилі можна одержати з високим ступенем

поляризації, близької до лінійної, при цьому можна змінювати положення площини поляризацій.

Інша властивість поперечних хвиль дає можливість виміряти різницю головних напружень, подібну до оптичної у фотопружності.

Знаючи різницю і суму головних напружень у певній точці, відображену через виміряні швидкості ультразвукових хвиль, можна визначити окреме значення головних напружень σ_1 і σ_2, використовуючи відомі аналітичні залежності через напруження по осях σ_x і σ_y та τ_{xy}.

Недоліком даного методу контролю є те, що він чутливий до забруднення нашарувань на стінці металу труби і тому в експлуатаційних умовах його найбільш ефективно використовувати для нормалізації параметрів контролю. Застосування ультразвукового методу затруднене для контролю підземних газопроводів.

Як експрес-метод широко застосовується для контролю трубопроводів електромагнітний метод [29, 35] . Даний метод базується на залежності магнітної проникливості феромагнітних матеріалів від структурних змін трубопроводів.

Відносна чутливість даного методу визначається за формулою:

$$K = \frac{\varepsilon_\mu}{\varepsilon}, \tag{1.8}$$

де $\varepsilon_\mu = \Delta\mu/\mu$ - відносна магнітна проникливість, ε - відносна деформація металу, μ - магнітна проникливість феромагнітного матеріалу, $\Delta\mu$ - зміна магнітної проникливості під дією напружень.

Під час використання даного методу виникає ряд труднощів, що насамперед пов'язані з неоднорідністю металу, зміною його структури після зварювання.

Також можлива зміна магнітної проникливості в залежності від сили прикладення магнітного поля. Відомо, що в слабих магнітних полях із збільшенням напружень вона зростає, а в сильних –зменшується.

Із врахуванням описаних особливостей вибирають тип приладів і методику вимірювання напружень[39 ,29].

Узагальнене рівняння взаємозв'язку характеристик поля намагнічення перетворювача і власного магнітного поля, яке виникає в металі труби в результаті намагнічення, з величинами деформацій при двоосному напруженому стані для чотириполюсного електромагнітного перетворювача можна одержати шляхом сумісного вирішення чотирьох рівнянь – теорії пружності, рівняння магнітостатики, рівняння суміщення магнітного поля і намагніченості, яке пов'язує механічні й магнітні величини.

Дане рівняння має вигляд [35]:

$$m_\beta = 2K_2 \cdot M_0 \cdot \chi \frac{1+\nu}{E}\left(\left(\sigma_x - \sigma_y\right)\frac{\sin 2\alpha}{2} + 2\tau_{xy}\cos 2\alpha\right), \qquad (1.9)$$

де m_β - проекція вектора намагнічення на вісь вимірювальної обмотки, M_0 – намагніченість магнітного поля, K_2 – магнітострикційна константа, χ - магнітне сприйняття матеріалу, σ_x, σ_y, τ_{xy} – компоненти тензора напружень, α - кут між вектором початкового намагнічення M_0 і віссю x.

Під час проведення вимірювання напружень вибирають напрямки x та y, відносно яких необхідно визначати параметри напруженого стану. Вісь x співпадає з віссю кільцевого зварного шва.

Встановлюють перетворювач на трубопровід, орієнтують намагнічуючий магнітопровід вздовж осі x і по визначених магнітних залежностях визначають механічні характеристики металу.

Даний метод, як і ультразвуковий, може використовуватися для контролю напружено-деформованого стану в перерізах металічних конструкцій на основі результатів математичної моделі.

Структурна схема приладу вимірювання напружень електромагнітним методом показана на рис. 1.11.

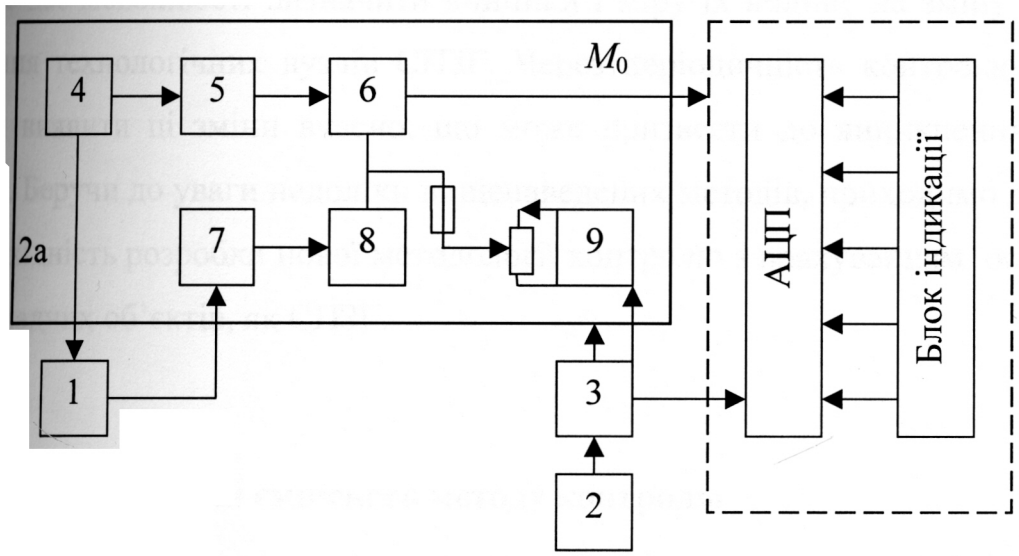


Рис. 1.11. Структурна схема приладу вимірювання напружень електромагнітним методом:

1 – чотириполюсний накладний електромагнітний первинний перетворювач, 2а - блок обробки сигналу, 2 – генератор, 3 – демультиплексор, АЦП - аналого-цифровий перетворювач, 4 – генератор, 5 – фільтр, 6 – формувач прямокутного імпульсу, 6 – тригер, 7 – підсилювач, 8 – електронний ключ, 9 – регулятор рівня сигналу.

Для оцінки планово – висотного положення об'єктів підземного сховища використовується геодезичний метод контролю[34, 69, 64].

Об'єктами нівелювання є земна поверхня та інженерні споруди газозбірного пункту ПСГ – газові мережі.

Перевагою даного методу є те, що він дає можливість аналізувати деформації земної поверхні та, відповідно, інженерних споруд (мережі газопроводів СПЗГ), і на основі отриманих результатів серійних спостережень геометричного нівелювання виявляти закономірності вертикальних зміщень будувати графіки висотних зміщень і швидкостей зміни висотних зміщень. Недоліком методу є те, що геодезичні спостереження проводяться періодично. Дискретність вимірювань створює додаткові похибки, які пов'язані з неточністю повторного встановлення пристроїв контролю. Даний метод вимагає вибору реперної точки, що в умовах можливого зсуву грунтів унеможливлює контроль або призводить до грубих прорахунків, а

також не дає можливості визначити чинники і міру їх впливу на зміну проектного положення технологічних вузлів СПЗГ. Через періодичність контролю не завжди вдається виявити ці зміни вчасно, що може призвести до виникнення аварійних ситуацій. Беручи до уваги недоліки вищенаведених методів, приходимо до висновку про необхідність розробки нової методології контролю з врахуванням особливостей таких складних об'єктів, як СПЗГ.

1.3. Обгрунтування ємнісного методу контролю

Можливість використання ємнісних методів можна розширити у визначенні технічного стану об'єктів нафтогазової галузі[16].

Основною перевагою ємнісних методів, у порівнянні із подібними до них, є те, що конденсатори можна виготовляти з більшою точністю і малими втратами. Відповідно, перетворювач на базі ємності може бути майже ідеальним у порівнянні з індуктивними чи імпедансними перетворювачами, коефіцієнт добротності яких завжди обмежений відносно малою величиною, не більше декількох тисяч через кінцеву провідність провідника та інших сумарних втрат. Якість конденсатора найкраще характеризується постійною часу, тобто добутком величини ємності та паралельного опору; величина постійної часу в паперових конденсаторах досягає декількох тисяч, у керамічних і слюдяних – ще більше. При змінній напрузі якість конденсатора характеризувати виразом:

$$Q = \omega RC = \omega T, \qquad (1.10)$$

де Q – добротність, ω - кругова частота, T – період.

Добротність Q може досягати навіть декількох сотень тисяч, тобто можна зробити майже ідеальний конденсатор. Досить часто поле конденсатора, а, відповідно, й аналітичну залежність для ємності можна детально розрахувати чи хоча б оцінити графічно.

Великою перевагою конденсатора як давача у порівнянні з давачем опору чи електромагнітним давачем є те, що механічне зусилля у конденсаторному давачі (тобто вплив електричної схеми на механічну) є дуже малим і ним можна у переважній більшості випадків знехтувати. Сила взаємодії двох паралельних пластин, що є найбільш поширеною формою конденсатора, визначається за формулою [86]:

$$F = \frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S \cdot U^2}{2d^2}, \qquad (1.11)$$

де ε - діелектрична постійна, ε_0 – абсолютна діелектрична постійна, S – площа пластин конденсатора, d – віддаль між пластинами, U – напруга між пластинами конденсатора.

Наприклад, дві пластини площею 100 см^2 на відстані 1 мм, заряджені до 100 В, притягуються з силою (у повітрі) приблизно в 0,4 мН, що в більшості випадків є надзвичайно малою величиною (відповідає вазі 40 мг).

Перевагою ємнісних давачів є можливість легкого пристосування форми конденсатора до вирішення різноманітних завдань, що дозволяє з допомогою однієї вимірювальної схеми робити різноманітні виміри неелектричних величин.

Основною перевагою використання ємнісного методу для діагностування такого складного технічного об'єкту, як СПЗГ, є можливість його застосування як для визначення технічного стану протяжних газопроводів, так і для технологічних вузлів, що знаходяться на фундаментах.

У залежності від обставин, ємність давачів буває від сотень, максимум тисяч пікофарад, до сотих і тисячних долей фаради. Іноді недоліком може бути точність розмірів конденсатора, яка легко порушується під впливом оточуючого середовища, тобто температури, вологості, вібрації тощо.

Ємнісний опір має таку особливу властивість, що протікання електричного струму по ньому не супроводжується виділенням тепла. Напруга і струм в ємнісному опорі не знаходяться у фазі; напруга на чверть періоду (встановленого гармонійного коливання) відстає від струму. Ємнісний давач, відповідно, не нагрівається і при використанні високої напруги.

1.4. Аналіз засобів контролю

Для визначення технічного стану ОК шляхом контролю окремих параметрів, які характеризують експлуатаційну надійність технологічних вузлів і об'єктів в цілому, використовуються засоби контролю, наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Характеристики засобів неруйнівного контролю стальних трубопроводів.

Найменування, тип або модель, виробник	Метод контролю, призначення	Технічні характеристики
1	2	3
Комплект матеріалів для кольорової дефектоскопії "НФХ-КОЛОР 4", НВП "Ультракон"	Капілярний метод для виявлення тріщин металу труб	Заповнення мікродефектів яскраво зафарбованим розчином, візуальне виявлення дефектів за червоними індикаторними слідами
Вихреструмовий дефектоскоп ВД-60, НВП "Ультракон"	Вихреструмовий метод для виявлення дефектів у вигляді поверхневих та підповерхневих тріщин у металі труби	Межа чутливості: ширина – 0,05 мм, довжина 4 мм, глибина 0,3 мм
Мікропроцесорний динамічний твердомір ТД-03, НВП "Ультракон"	Для вимірювання твердості металу труби	Стабільність вимірювання і малі габарити
Контактно-імпедансний твердомір КНТ-М-01, НВП "Ультракон"	Контактно-імпедансний метод	Діапазон вимірювання твердості, за шкалою Брінеля 150-450 НВ

Продовження табл. 1.1

Твердоміри електронні ТЕМП-1, ТЕМП-2, ТЕМП-3, НВП "Ультракон"	Для вимірювання твердості металу труби	Діапазон вимірювання твердості за шкалою Роксвелла 22-68 HRC, за шкалою Брінеля 100-450 НВ, за шкалою Вікерса 300-950 HV, малогабаритний, з цифровою індикацією
Ультразвуковий товщиномір УТ-93П, УТ-80, УТ-82 НВП "Ультракон"	Ультразвуковий метод для вимірювання товщини стінки труб	Товщиномір з пам'яттю зі збереженням показників останнього вимірювання на цифровій індикації
Електромагнітний акустичний товщиномір ЭМАТ, НВП "Ультракон"	Електромагнітно-акустичний метод для вимірювання товщини стінки труб	Портативний товщиномір
Ультразвукові товщиноміри БУЛАТ-1, БУЛАТ-1М, БУЛАТ-1МС, БУЛАТ-1S, НВП "Ультракон"	Ультразвуковий метод для вимірювання товщини стінки труб	Діапазон вимірювальних товщин від 0,6 до 200 мкМ, мікропроцесорний, з широким діапазоном вимірювання товщин труб з шорохуватістю поверхні до R_z=200 мкМ
Комплект апаратури на базі ультразвукового дефектоскопу УД2-12, УД2-17 НВП "Ультракон"	Ультразвуковий метод для дефектоскопії і визначення однорідності металу труб	Комплект апаратури з 6-ма ультразвуковими контактними перетворювачами.

Продовження табл. 1.1

Ультразвуковий дефектоскоп з електромагніто-акустичним перетворювачем марки UD-100E, НВП "Ультракон"	Ультразвуковий метод для дефектоскопії та визначення однорідності металу труб	Для контролю суцільності і однорідності стальних виробів в луно- і зеркальнотіньовому варіантах у режимах нормального і нахиленого введення УЗК
Аппаратура контролю трубопроводів АКТ, МНТК "Симона"	Акустично-емісійний метод, для визначення тріщин в металі труби.	Число незалежних каналів – 2, робочий частотний діапазон 10-150 кГц
Діагностичний комплекс ЕМА-1, ІТЦ "Діагностика"	Метод акустичної емісії, для безперервного контролю рівня пластичних деформацій	Для прогнозування ресурсу стальних труб у процесі експлуатації
Цифровий напівавтоматичний коерцитиметр КРМ-Ц, компанія "СНР", Україна	Магнітний метод, для дослідження напруженого стану трубопроводів	Для прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів
Портативний індикатор тріщин ИТ-2, УкрНДІгаз ІПМаш НАН України	Для визначення тріщин у металі труби	Індикація наявності тріщин виконується за допомогою світлодіоду ДЕФЕКТ
"Сігма-Т", товщиномір-приставка ПТУ-2 НВП "Зонд"	Імпульсний вихрострумовий метод, для контролю фізико-механічних характеристик труб	Діапазон вимірювання товщини стінки труби від 3,0 до 30 мм, дискретність відліку по цифровому індикатору 0,1 мм.

Продовження табл. 1.1

Індикатор концентрації напружень ИКН-1М, НВП "Машиностроение"	Магнітний метод, для оцінки напружено-деформованого стану стальних трубопроводів і визначення зони концентрації напружень	Діапазон вимірювання Нр складає ±2000 А/м, мінімальний крок вимірювання- 1 мм, мінімальна швидкість сканування 0-5 м/с.
Індикатор механічних напружень магнітографічний ИФНМ-1Ф, НВП "Машиностроение"	Магнітографічний метод, для вимірювання напруженості магнітного поля над поверхнею виробів із феромагнітного матеріалу, для оцінки величини залишкової намагніченості	Діапазон вимірювання напруженості магнітного поля ±1999 А/м, похибка вимірювання не більше 5 %, є ферозондовим магнітометром

1.5. Обгрунтування і вибір напрямку досліджень

Особливості експлуатації ПСГ Донецького басейну вказують на те, що сьогодні не існує цілісної методики контролю їх технічного стану. Використання окремих методик чи їх послідовності, які вказуються для контролю подібних об'єктів у нормативних документах, дають можливість визначати окремі параметри технічного стану ОК. Наприклад, можна проводити роботи по вивченню характеристик трубних сталей, мікроструктури, хімічного аналізу, впливу механічних характеристик ґрунтів і геології, дослідженню процесів механічного абразивного зносу стінки труби від впливу частинок піску і ґрунтових включень.

Однак їх використання не дає можливості визначити динаміку зміни експлуатаційних характеристик такого складного ОК, яким є СПЗГ в реальному масштабі часу, що важливо для своєчасного прийняття правильних рішень і попередження аварійних ситуацій. Тому постала необхідність для технічної

діагностики технологічних вузлів СПЗГ розробки методики і на її основі технічного засобу для комплексного обстеження окремих вузлів і найбільш небезпечних ділянок трубопроводів шляхом визначення їх напружено-деформованого стану через динаміку зміни просторового положення елементів обладнання, споруд і конструкцій, що в конкретних умовах значно підвищує їх якісні показники. Необхідно визначити чинники, які впливають на об'єкти СПЗГ, зокрема на технологічні вузли, підземні стальні газопроводи, що викликає зміну нестаціонарних навантажень протягом експлуатаційного періоду. Так як зміна міцнісних характеристик металу, з якого виготовлені технологічні вузли, труби газової мережі, під дією вищевказаних чинників є випадковою величиною, то очевидно, що руйнування труб або незворотні деформації металу труб можливі в тому випадку, коли напруження в трубопроводі досягають критичних значень. Зробивши аналіз чинників впливу на технічний стан окремих ділянок, технологічних вузлів, підземних і надземних трубопроводів у системі підземного сховища газу, пропонується комплексний підхід їх дослідження, який повинен містити наступні обстеження:

ультразвуковий метод контролю для визначення величини залишкових напружень у металі досліджуваних ОК;

розробка методики і створення пристроїв контролю за їх технічним станом у реальному масштабі часу.

Це дає можливість оперативно впливати на негативні зміни, прогнозувати даний процес і запобігти виникненню аварійних ситуацій з екологічно небезпечними наслідками.

Задачами дослідження в даній дисертаційній роботи є такі:

- розробити метод визначення відносного кута нахилу технологічних об'єктів ПСГ в реальному масштабі часу, що дозволить з більш високою точністю визначати величину, напрямок і динаміку переміщень для ідентифікації небезпечних ділянок газових мереж;

- розробити фізико-математичну модель взаємодії підземного трубопроводу з грунтовими масивами при утворенні в них тріщин і відповідно зсувів з

ідентифікацією факторів, що дасть можливість визначити їх степінь впливу на зміну положення трубопроводу в активній зоні зсуву;

- отримати аналітичну залежність, яка пов'язує параметри тиску, температури газу при відбору його із ПСГ з відповідним значенням напруження в підземних трубопроводах для визначення реального технічного стану трубопроводів;

- теоретично обґрунтувати і розробити математичну модель визначення координат максимального прогину підземного трубопроводу, що дасть можливість визначити величину і напрямок дії на нього зовнішніх зусиль;

- розвинути метод визначення напружено-деформованого стану (НДС) підземних та надземних трубопроводів через визначення зміни їх геометричних координат з метою моніторингу технічного стану;

- провести лабораторні випробування розробленого методу і гідродинамічної системи спостережень та натурні дослідження технологічних вузлів СПЗГ, зробити аналіз і оцінку їх результатів.

- розробити комплексну методику контролю технічного стану технологічних вузлів і трубопроводів ПСГ з врахуванням фактичних навантажень;

- розробити гідродинамічну систему спостереження за просторовою зміною положення фундаментів технологічних вузлів і газопроводів ПСГ у реальному масштабі часу, в основу якої покладено ємнісний метод, і яка дасть можливість визначати:

- зміну положення ОК;

- напрямок зміни положення ОК;

- зміщення основ фундаментів вузлів технологічного обладнання в трьохвимірній системі координат;

- напруження у трубопроводах внаслідок зміни їх просторового положення;

- провести на основі отриманих результатів аналіз і комплексну оцінку технічного станув цілому технологічних вузлів СПЗГ.

Даний підхід обстеження технічного стану технологічного обладнання СПЗГ Донецького басейну дасть можливість ефективно використати людські та природні ресурси, попереджувати аварійні ситуації в режимі експлуатації, покращити якість і достовірність результатів обстеження.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

2.1. Постанова задачі для розробки математичної моделі

Під впливом сейсмічних хвиль, викликаних аваріями в підземних гірничих виробітках, обвал земляного масиву в шахтах і під дією інших чинників можуть виникати тріщини в ґрунтах ПСГ, які спричинятимуть зсув земляного масиву, і, як наслідок, виникнення стискуючих і дотичних напружень в трубопроводах.

Якщо опір ґрунту, який оточує підземний трубопровід, стає недостатнім, для вирівняння поздовжніх і поперечних сил, які переміщують трубопровід, останній втрачає стійкість, внаслідок чого виникають в ньому напруження, зміна положення фундаментів технологічних вузлів і, як наслідок, виникають аварійні ситуації[47, 23, 12].

Оцінка чинників впливу на технічний стан газової мережі Краснопопівського ПСГ показала, що основними з них є:

- наявність порожнин у підземних виробітках;
- деформація ґрунтів через сейсмовпливи;
- циклічність відбору газу;
- температурний вплив;
- абразивне зношення газопроводів.

Основною задачею аналізу є визначення змін окремих параметрів ОК у часі та їх ідентифікація. Для вирішення даної задачі проведемо аналіз впливу кожного з вищевказаних чинників на технічний стан споруд і газової мережі ПСГ. Оцінка впливу кожного із чинників, визначення внаслідок їх дії зміни експлуатаційних

раметрів газової мережі і порівняння значення цих параметрів із критичним, дасть жливість своєчасно прийняти правильні рішення і запобігти аварійним ситуаціям.

2.2. Вплив підземних виробіток на технічний стан підземного сховища газу

Деформацію ґрунтів може викликати наявність порожнин, як результат гірничих виробіток [8]. Максимальна деформація ґрунту прямо пропорційна до амплітуди коливання ґрунтів, які, в свою чергу, залежать від геологічних умов [56]. Навколо підземних виробіток різної конфігурації виникають поля напружень. В окремих випадках, коли розглядаються шахтні виробітки великих розмірів для приблизної оцінки впливу анізотропії масиву, зумовленої послабленням його орієнтованими системами тріщин, можна з успіхом використати осісиметричні аналоги міцнісних моделей. Розглянемо вплив зовнішніх навантажень підземних споруд Краснопопівського ПСГ в окремих перерізах неоднорідного ґрунтового масиву, який викликає внутрішній зв'язок між складовими частинками ґрунту. Зв'язаний грунт веде себе, як квазітверде тіло, що володіє лише пружними силами зчеплення.

Характерною особливістю Донецького регіону, що спричиняє процес тріщиноутворення є наявність пустот гірничих виробітках, вплив хвильових коливань, викликаних підземними вибухами в шахтах під час аварій, які є причиною зміщення масивів і збільшення напруження. Відомо, що при передачі навантаження на грунт, на нього одночасно діють нормальні (головні) σ_α і дотичні τ_α складові напружень, які виникають в будь-якій точці ґрунтового масиву, наприклад, в т. *M*.(рис.2.1).

Будь-який грунтовий масив по відношенню до водонасиченості має певний свій тиск зв'язаності P_e, який характеризує окремі параметри ґрунтових масивів. Після прикладання до поверхні ґрунтового масиву деякої сили (в даному випадку в т. *M*) на площадці *mn* виникає сумарне напруження σ_n, яке за правилом розкладання векторів має складові нормальну σ_α, плюс тиск зв'язаності грунту P_e і дотичну τ_α.

Дотична складова τ_α спричинює зміщення однієї частини ґрунтового масиву відносно іншої. Будь-який ґрунтовий масив в конкретних умовах залягання, які визначаються величиною вертикального тиску, швидкістю прикладання навантаження має граничну властивість опору максимальним зсувним зусиллям.

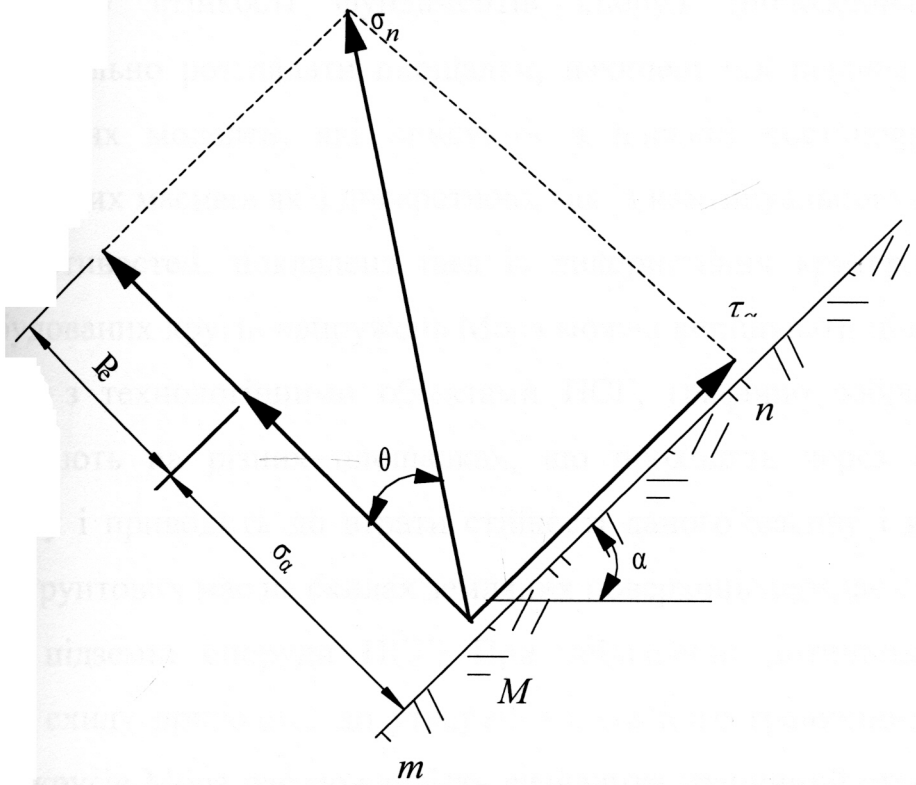


Рис. 2.1. Орієнтація площин ковзання в точках ґрунтового масиву:

mn – площадка ґрунтового масиву, P_e – тиск зв'язаності ґрунтового масиву, α - кут нахилу площадки *mn* ґрунтового масиву, σ_n – сумарне напруження, σ_α - головне (нормальне) напруження ґрунтового масиву в т. *M*, τ_α - дотичне напруження ґрунтового масиву в т. *M*, θ - кут відхилення сумарного приведеного напруження від нормалі до площини *mn*.

Якщо дотичні напруження під дією зовнішнього навантаження більші від граничних зсувних зусиль, то ґрунтовий масив руйнується і утворює поверхню ковзання. Якщо дотичні напруження менші від граничних зсувних зусиль, але діють на протязі значного часу, то в залежності від їх величини і часу ґрунтовий масив може руйнуватися або залишатися в стані загасаючого повзання. При дотичних напруженнях, величина яких менша напружень, що приводять до виникнення і розвитку деформацій ковзання, зміщення ґрунтів практично відсутнє. При оцінці

тискування ґрунту в масиві найбільша дія зусиль напрямлена зі сторони ризонтальної площадки. Наявність гірничого тиску приводить до збільшення ластової частини сумарного тензору напружень в довільній точці земляного масиву відповідним зміщенням його в сторону збільшення нормальних напружень.

Для розрахунку стійкості фундаментів споруд (положення підземних трубопроводів) доцільно розглядати площадки, нахилені під певним кутом α. В основу математичних моделей, які описують в плоскій постановці нелінійну деформацію ґрунтових масивів як з дискретною, так із континуальною анізотропією їх міцнісних властивостей, покладена ідея із використання критерію Мора. За допомогою побудованих кругів напружень Мора можна вирішувати цілий ряд задач взаємодії ґрунтів з технологічними об'єктами ПСГ, графічно зобразити епюри напружень, які діють на різних площадках, що проходять через певну точку ґрунтового масиву і приводить до втрати стійкості даного масиву і його тріщин. Поступовий рух ґрунтових мас на схилах земляних поверхонь передає силову дію на трубопроводи і підземні споруди ПСГ. При збільшенні дотичних напружень ґрунтовий масив схилу приводить до утворення зони його гранично-напруженого стану. Побудова кругів Мора дає можливість визначити граничний стан ґрунтового масиву, коли останній втрачає свої властивості в'язкості, що приводить до утворення тріщин і розсипів.

Характерними при цьому є випадки, коли в точці кільцеві напруження стають мінімальними або максимальними серед головних напружень. У такому випадку визначальним є круг Мора, діаметр якого дорівнює різниці максимального і мінімального головних напружень.

Для аналізу напружень навколо підземного виробітку використані рішення класичної теорії пружності з метою показати вплив розмірів і форми підземної виробітки, а також вплив вихідного напруженого стану масиву на формування полів напружень. Принцип побудови кругів Мора графічним методом полягає в наступному (рис. 2.2)

Відкладаємо по горизонтальній осі максимальне σ_1 і мінімальне σ_2 головні напруження, які діють в певній точці ґрунтового масиву і будуємо круг Мора з

центром в т. C, яка визначається так $\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}$. Вліво від т. O_1 відкладаємо величину повного напруження, яке рівне тиску зв'язаності ґрунту P_e і одержуємо т. O.

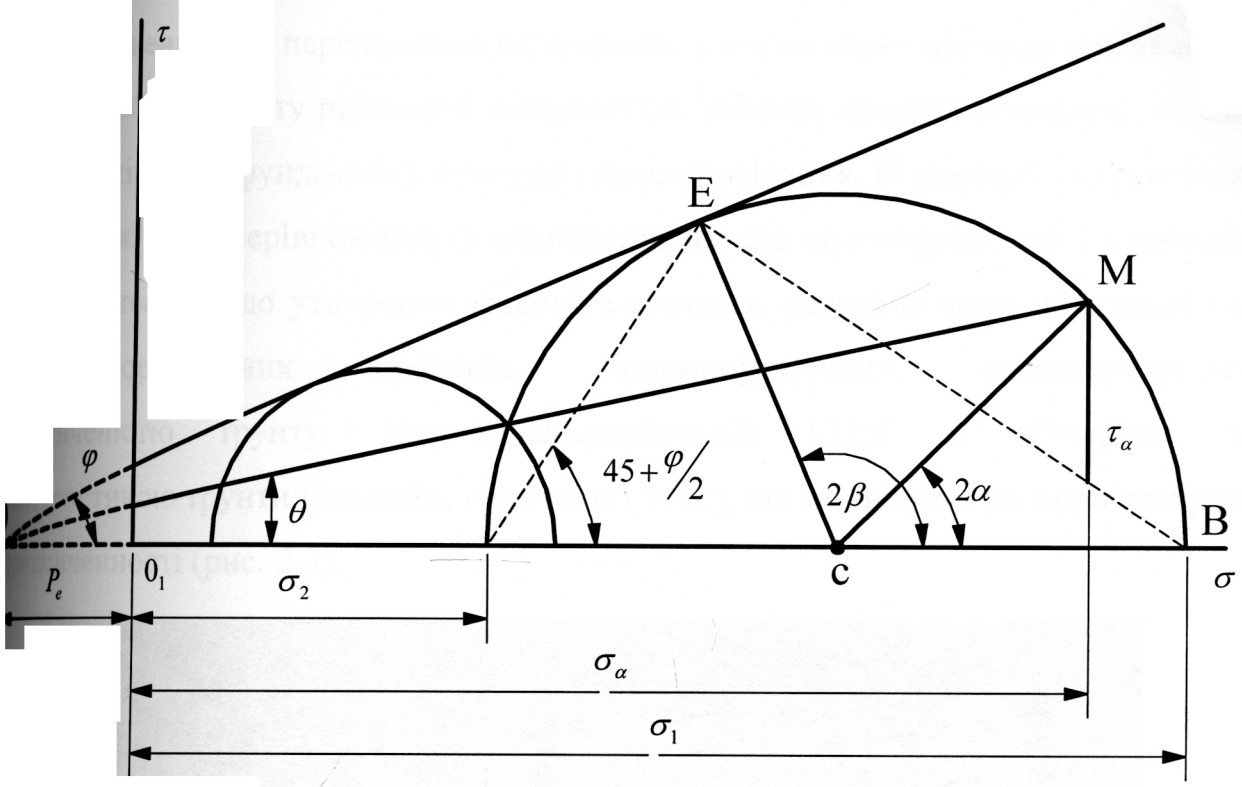


Рис. 2.2. Вплив вихідного напруженого стану на формування його полів.

На побудованому півколі круга Мора відкладаємо т. M, яка характеризує напруження σ_α і τ_α. Одержана пряма OM нахилена під кутом θ характеризує відхилення повного приведеного напруження від нормалі до площини:

$$tg\theta = \frac{\tau_\alpha}{\sigma_\alpha + P_e} .$$

Максимальне значення цього кута буде на дотичній круга Мора, тобто в т. E, одержаній при проведенні перпендикуляра з т. C до дотичної OE. Пряма CE створює горизонтальною віссю кут 2β, а пряма ED – кут $45°+\varphi / 2$. Так як

$$sin\,\theta_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{\sigma_1 + \sigma_2 + 2P_e} ,$$

граничний стан ґрунтового масиву наступить в будь-якій точці при $\theta=\varphi$. Друге коло характеризує граничні стани ґрунтових масивів при інших значеннях напружень σ_1 і σ_2.

Навантаження, які передаються на ґрунтовий масив через підошву фундаменту викликають збоку ґрунту реактивні напруження. Знаючи закон їх розподілу, можна визначити зміщення фундаменту споруди і його просідання. Різнорідність ґрунтів, їх взаємозв'язок через нерівномірність водонасичення під дією внутрішніх і зовнішніх чинників приводить до утворення тріщин в породах, розвиток яких можливий під дією деформаційних процесів. Тріщиноутворення характеризується водонасиченістю ґрунту. На Краснопопівській СПЗГ є різнорідні за характеристикою ґрунти (вапняки, суглинки і т. п.), що приводить до нерівномірної водонасиченності (рис. 2.3).

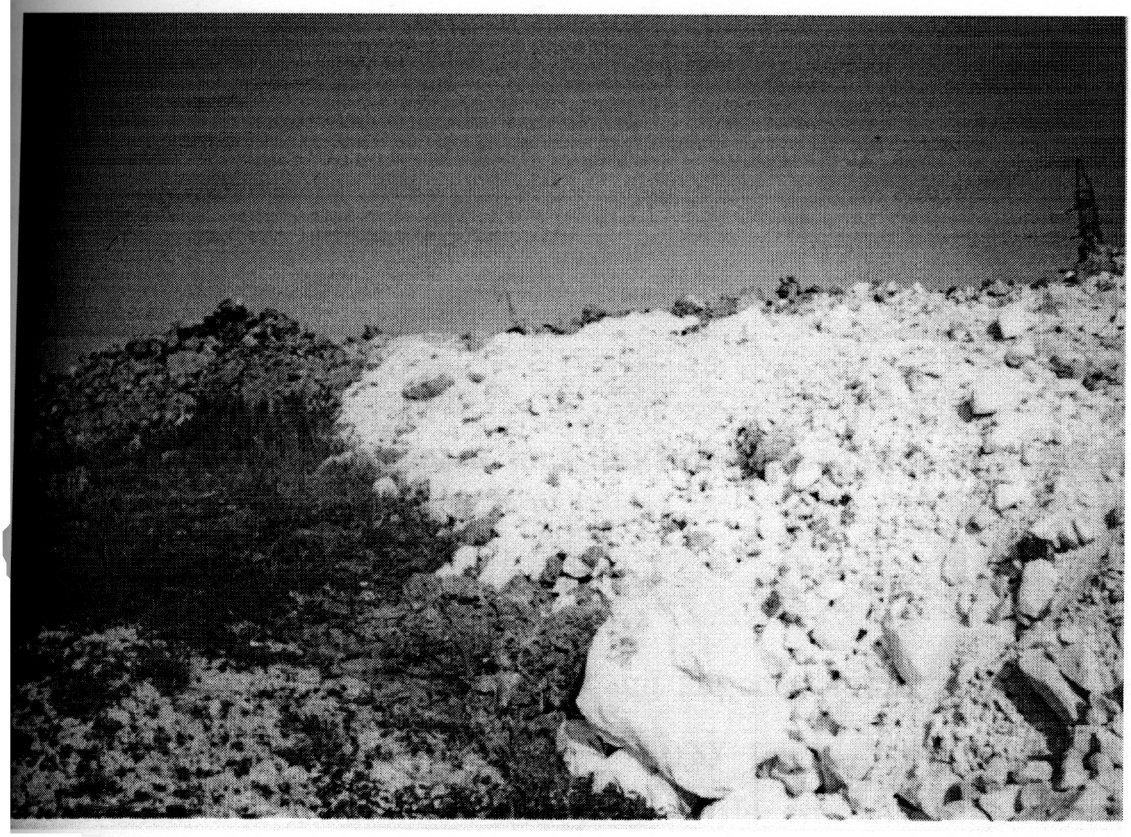


Рис. 2.3. Різнорідність ґрунтів Краснопопівського ПСГ.

Круг граничних напружень Мора дає можливість визначати напрямки площадок ковзання для будь-якої заданої точки. Дотичні напруження τ в будь-якій точці ґрунтового масиву, σ_1 і σ_2 – головні напруження і умовне напруження

обтискання ґрунту з різних сторін P_e характеризують повне результуюче приведене напруження σ.

Після побудови круга напружень Мора визначаємо орієнтацію площин ковзання в будь-якій точці ґрунтового масиву. Визначивши серед площин ковзання ті, на яких має місце граничний напружений стан, будують лінії, вздовж яких буде проходити ковзання ґрунтових мас. Дані лінії називають лініями ковзання.

Побудована сітка ліній ковзання і визначення умов, які викликають зміщення однієї частини ґрунту відносно іншої, дають результати практичного використання теорії граничного напруження ґрунту для дослідження його загальної стійкості, а також його впливу на просторове зміщення досліджуваних об'єктів. Побудова кругів Мора в ґрунтових масивах Краснопопівського ПСГ дає характеристику тріщиноутворення.

Класична теорія пружності дає глобальний аналіз головних закономірностей у формуванні поля напружень навколо підземних виробіток і впливу напружень на деформацію ґрунтів, а одночасно також оцінку напружено – деформованого стану підземних комунікацій і, зокрема, газопроводів СПЗГ.

2.3. Вплив сейсмічних коливань на зміну проектного положення споруд і трубопроводів

Методика оцінки максимальної деформації від сейсмічних коливань визначає взаємозв'язок між віддалями до епіцентру вибуху та інтенсивністю переміщень ґрунту і максимальним показником деформацій (Додаток А) [91]. Амплітудний спектр при сейсмічних коливаннях приведений в додатку Б.

Важливим параметром для оцінки показника максимальної деформації ґрунту є фазова швидкість C поширення хвиль, яка визначається як віддаль між двома точками вздовж трубопроводу (Δx), поділена на відставання фази (Δ^+) сейсмічних коливань [56]:

$$C = \frac{\Delta x}{\Delta^{+}}. \qquad (2.1)$$

Фазова швидкість може бути прирівняна до швидкості переміщення ґрунту, яка рівнює ½ величини віддалі до епіцентру вибуху.

Результати дослідження провідних вчених впливу неоднорідності ґрунтів на їх зультуючу максимальну деформацію для глибокого шару ґрунту вказують, що инамічний характер підсилення його деформації змінюється в інтервалі від 6 до 15 носних одиниць. Таким чином, трубопровід, який перетинає дільниці з різною ільністю залягання ґрунтів, піддається значно більшій деформації, ніж у випадках змінної глибини ґрунту. Це підсилення максимальної деформації ґрунту створює атократні відбиття хвилі сейсмічного впливу. Аналітичні дослідження верджують, що природний газ як продукт транспорту не впливає на повздовжню формацію трубопроводу, однак деформація ґрунту викликає відповідну її формацію рис. 2.4. На даному рисунку показано утворення тріщин в грунтовому масиві на зсувній ділянці Краснопопівського ПСГ, які приводять до його просідання, відриву ґрунтових мас, перекосів елементів схилу, характерних при сповзанні грунту і спричиняють деформації зсуву.

Розглянемо умови взаємодії труби і ґрунту при її повздовжньому переміщенні. Величина відносних деформацій ϵ у стальній трубі дорівнює швидкості зміщення частинок ґрунту V поділений на швидкість хвилі C [56]:

$$\epsilon_{max} = \frac{V_{max}}{C} = \frac{A_{max}}{\omega \cdot C} = \frac{D_{max} \cdot \omega}{C}, \qquad (2.2)$$

де ω - частота коливання ґрунту; V_{max} – максимальна швидкість деформації ґрунтів; A_{max} – максимальне прискорення; D_{max} – максимальний показник переміщення ґрунту.

Відносна величина деформації ґрунтів передається трубі у вигляді напружень зсуву між трубою і ґрунтом засипання (додаток В). Враховуючи, що вплив проковзування не може призвести до динамічного збільшення деформацій трубопроводів, тобто деформація труби буде на тому ж рівні, що і деформація

ґунту. Відомо, що під час згину стальні трубопроводи поводять себе по різному в ежності від величини защемлення.



Рис. 2.4. Утворення зсувної ділянки Краснопопівського ПСГ.

Трубопроводи починають коробитись навіть при малих показниках деформації. Стальні трубопроводи мають такі ж властивості, як і циліндричні посудини і негативно протидіють деформації поперечного зсуву грунту. Місцеве гофрування тонкостінних трубопроводів розпочинається при відносних деформаціях [51 ,74]:

$$\epsilon = \frac{0{,}6 \cdot \delta_{mp}}{r_{mp}} \qquad (2.3)$$

$\delta_{тр}$ – товщина стінки труби, $r_{тр}$ – радіус труби.

Дане рівняння має теоретичне значення, але реальне гофрування труби може початись при 1/3 вищевказаної величини [79, 15]. Вплив напружень на мережу трубопроводів СПЗГ має граничну межу і, як правило, дорівнює трьом діаметрам сальної труби в різні боки від поперечних стиків.

2.4 Математичний опис процесу відбору газу із підземного сховища газу

Визначення взаємозв'язку між витратою газу, тиском нагнітання, потужністю компресорної станції та властивостями природного пористого резервуара є однією з важливих задач при експлуатації газосховищ. Відомо, що при переході з одного стану газу в інший його параметри змінюються таким чином, що для всіх станів відношення добутку тиску на питомий об'єм до абсолютної температури є величиною постійною [42, 12]. Робочий режим газосховища пов'язаний насамперед зміною тиску газу, що супроводжується зміною температури при постійному об'ємі. Для розрахунку режиму роботи розглянемо газовий режим, основною задачею якого є виведення сховища на режим циклічної роботи (Додаток Г). Одним із найбільш суттєвих чинників, що визначають циклічну роботу підземного сховища газу, є тиск в покладі, та відношення даного тиску до середнього розрахункового в сховищі при його циклічній роботі [4]. Для оптимізації параметрів циклічної роботи ПСГ розглянемо три випадки зі співвідношення тисків в ньому:

- розрахунковий середній тиск у сховищі вищий, аніж тиск в виснаженому покладі;
- розрахунковий середній тиск у сховищі дорівнює тиску в покладі;
- розрахунковий середній тиск у сховищі є нижчим, ніж тиск у покладі.

У першому випадку в процесі створення сховища можливий додатковий відбір газу з покладу, що реально виражається в перевищенні кількості газу, який відбирається за сезон, над кількістю газу, що закачується в сховище. В другому –

кічна робота сховища починається з першого закачування газу. В третьому ядку кількість газу, що закачується в сховище протягом деякого часу, повинна ти більшою, ніж об'єм газу, який відбирається. На початку створення сховища t = 0 тиск і запаси газу одинакові зі запасами покладу. Через деякий проміжок у ці показники повинні досягнути значень, які вони будуть мати при циклічній оті сховища. Враховуючи монотонну складову витрати газу $q_{mp}(t)$, яка актерна для періоду заповнення сховища газом (тренд), розглянемо режим, який орядковується експоненціальному закону і виражається залежністю:

$$q_{mp}(t) = a \cdot e^{-bt}, \tag{2.4}$$

a і b деякі постійні, визначені умовами створення і роботи сховища.

Для першого з трьох розглянутих вище випадків створення сховища $a > 0$, для утого – $a = 0$ і для третього – $a < 0$. Найбільший вплив тренд має на початку орення сховища, коли $t = 0$, а найменший при $t \to \infty$.

Позначивши витрату газу при створенні й циклічній експлуатації сховища як $q_c(t)$ і $q_ц(t)$, дійдемо висновку, що:

$$q_c(t) = q_ц(t) + q_{mp}(t), \tag{2.5}$$

Відбір газу зі сховища можливий із застосуванням компресорів, а також без их. На Краснопопівському ПСГ відбір газу відбувається без компресорів. Розрахунок відбору газу без застосування компресорів для простоти аналізу оділимо на три ділянки. Опишемо залежністю середньозваженого за об'ємом ску в сховищі від заданої витрати газу [37]:

$$P_f = P_f(q(t)). \tag{2.6}$$

Роботу другої ділянки пласт-свердловина-шлейф опишемо залежністю [37]:

$$P_{псш} = P_{псш}(q_i, P_f), \tag{2.7}$$

ка знаходиться спільним вирішенням трьох рівнянь:

- рівнянням притоку газу до свердловини:

$$aq_i + bq_i^2 = P_f^2 - P_c^2, \tag{2.8}$$

P_c – тиск у свердловині, q_i - витрати газу окремої свердловини.

- рівнянням руху газу вздовж стовбура свердловини:

$$\theta q_i^2 = P_c^2 - P_z^2 e^{2s} \tag{2.9}$$

де θ- коефіцієнт, який залежить від температури і ефективного діаметру каналу по якому рухається газ в свердловині; P_z – тиск гирла; s – коефіцієнт.

- рівнянням руху газу по шлейфу:

$$B_i q_i^2 = P_y^2 - P_{псш}^2, \tag{2.10}$$

де B_i – коефіцієнт, що враховує гідравлічний опір руху газу.

В результаті рішення рівнянь (2.6)-(2.10), отримаємо:

$$P_{псш} = \sqrt{P_f^2 - aq_i - \left(b + \theta + B_i e^{2s}\right) q_i^2 e^{-2s}}, \tag{2.11}$$

або розв'язавши відносно витрати газу окремими свердловинами q_i, отримаємо:

$$q_i = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4\left(P_f^2 - P_{псш}^2 e^{2s}\right)\left(b + \theta + B_i e^{2s}\right)}}{2\left(b + \theta + B_i e^{2s}\right)}, \tag{2.12}$$

де a та b – постійні коефіцієнти, які визначаються за даними дослідження свердловин.

Витрата газу окремими свердловинами пов'язана з загальною витратою газу наступною залежністю:

$$q = \sum q_i . \tag{2.13}$$

Коефіцієнт θ обчислюється [71]:

$$\theta - 1{,}38\lambda \frac{T_{cp}^2 Z_{cp}^2 \left(e^{2b} - l\right)}{d_{еф}^5}, \tag{2.14}$$

λ - коефіцієнт гідравлічного опору свердловини; $d_{еф}$ – ефективний діаметр каналу, по якому рухається газ у свердловині, см; $T_{ср}$ – абсолютна середня по довжині температура газу в трубопроводі; Z – відхилення від законів ідеальних газів; l – довжина ділянки газопроводу.

Протікання газу в трубопроводах відбувається практично завжди в зоні турбулентної автомодельності, де рідка фаза невелика, тому приймаємо для подальших розрахунків наступне рівняння [78 ,14 ,25]:

$$\lambda = \frac{0{,}053}{d^4}, \tag{2.15}$$

де d – внутрішній діаметр труб, см. У цьому випадку загальна витрата обчислюється наступною залежністю:

$$q = 437 d^{2,7} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot Z \cdot l}}, \tag{2.16}$$

де P_1 та P_2 – початкове і кінцеве значення тиску в трубопроводі відносно атмосферного, Δ - відносна густина газу по відношенню до повітря.

Приймаючи, що $\Delta = 0{,}6$; $T_{ср} = 288$ К; $Z = 0{,}9$ знайдемо, що B_i у залежності (2.10) може бути представлено виразом:

$$B_i = 567 \frac{l_i}{d_i^{5,4}}, \tag{2.17}$$

де l_i – довжина шлейфу, км; d_i – внутрішній діаметр i-го шлейфу.

У рівнянні (2.16) всі величини відомі, отже, воно дозволяє отримати значення витрат газу від зміни тиску і температури для кожної свердловини для різних ступенів виснаження сховища.

Сумуванням отриманих даних по витраті кожної з свердловин дає можливість одінити тиск в газосховищі. У випадку, коли свердловин для збереження газу багато, їх можна згрупувати за близькими значеннями коефіцієнтів продуктивності в рівняннях притоку газу. При близьких величинах a та b можна використовувати їх середні значення.

Для третьої частини системи, яка починається від магістрального газопроводу споживача, використаємо наступну залежність [6]:

$$P_{псш} = \sqrt{P_{m2}^2 + Bq^2}\,, \tag{2.18}$$

де B – гідродинамічний опір на розрахунковій ділянці руху газу, P_{m2} – тиск на виході магістрального газопроводу.

При проектуванні режиму експлуатації сховища потрібно передбачити забезпечення пікових витрат газу зі сховища, які приводять до граничних умов роботи технологічного обладнання. Розділення подачі газу на три ділянки дало можливість отримати математичні залежності, які пов'язують тиск газу і температуру від відбору газу із сховища. Найбільш важливою із точки зору оцінки технічного стану технологічних трубопроводів є друга ділянка, так як вона має найбільшу протяжність. Зміна тиску газу в трубопроводах і температурні перепади приводять до додаткових деформацій металу трубопроводів і, відповідно, додаткових термонапружень трубопроводів, змінює їх міцнісні характеристики оскільки, циклічна робота сховища газу проходить в різних температурних режимах (2.16).

Оптимізація режимів роботи ПСГ при дії зовнішніх і внутрішніх факторів дає можливість оцінити степінь їх впливу на конструктивні параметри технологічного обладнання.

2.5. Аналіз термонапруження у внутрішніх трубопроводах газових мереж підземного сховища газу

Під дією зовнішніх навантажень, температури, в трубопроводах виникають напруження, що можуть супроводжуватися втратами стійкості прямолінійної форми труби або руйнуванням стінок труб. Велику частку напружень у стінках трубопроводів спричиняють внутрішній тиск та температура. Внутрішній тиск та температура є взаємозв'язаними величинами [7, 53].

Для визначення напружень у металі стінки труби використаємо тривимірні ння рівноваги напружень, які запишемо у варіаційній формі через формації [24]

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r}; \quad \gamma_{r\theta} = \left(\frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial r} - \frac{v}{r} \right),$$
$$\varepsilon_\theta = \frac{u}{r} + \frac{1}{r}\frac{\partial v}{\partial \theta}; \quad \gamma_{\theta z} = \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{1}{r}\frac{\partial w}{\partial \theta} \right), \tag{2.19}$$
$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial r}; \quad \gamma_{rz} = \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial \theta} \right),$$

де u, v, w – величини елементарних зміщень в металі по відповідних координатах; θ, z, r, - координатні осі; ε_r, ε_θ, ε_z – деформації по відповідних осях; $\gamma_{r\theta}$, $\gamma_{\theta z}$, γ_{rz} – напруження в відповідних площинах утворених осями.

Фізичні співвідношення між деформаціями і напруженнями є такими [90]:

$$\varepsilon_r = \frac{1}{E}[\sigma_r - \mu(\sigma_\theta + \sigma_z)] + \alpha T(r,\theta,z),$$
$$\varepsilon_\theta = \frac{1}{E}[\sigma_\theta - \mu(\sigma_r + \sigma_z)] + \alpha T(r,\theta,z) \tag{2.20}$$
$$\varepsilon_z = \frac{1}{E}[\sigma_z - \mu(\sigma_\theta + \sigma_r)] + \alpha T(r,\theta,z).,$$

де E - модуль Юнга; μ - коефіцієнт Пуасона; σ_r, σ_θ, σ_z – напруження металу в напрямках відповідних осей; α - коефіцієнт теплопровідності; T – температура.

Для реальних конструкцій трубопроводів застосовують спрощені розрахункові моделі. Зокрема, при осесиметричній деформації труби всі величини можна вважати залежними лише від поздовжньої координати [65, 37].

Рух газу в трубі описується нелінійними рівняннями Нав'є-Стокса. Ці рівняння дають однозначний розв'язок лише при ламінарному режимі текучості при відносно невеликих швидкостях. При збільшенні швидкості виникає явище турбулентності, числельний аналіз якого навіть у наш час становить значні труднощі. Тому в інженерній практиці використовуються наближені методи аналізу та емпіричні формули.

Часто відомі лише, крім технологічних параметрів труби, тиск та температура у ному перерізі. Тоді доводиться обмежуватися ще простішими співвідношеннями, туючи залежністю напружень не лише від окружної координати, але й від довжньої. Як приклад, розглянемо дані по Краснопопівському ПСГ на виході з шлейфів. Будемо користуватися наступними співвідношеннями [3]:

$$\sigma_r \approx 0; \quad \sigma_\theta = PR/\delta - \frac{E}{1-2\mu}\alpha T; \quad \sigma_z = P(1-2\mu) - \frac{E}{1-2\mu}\alpha T, \qquad (2.21)$$

R – внутрішній радіус.

Значення напружень визначаємо з використанням четвертого критерію міцності

$$\sigma_i = \frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{\left((\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_z)^2\right)}. \qquad (2.22)$$

При вимірюваннях було отримано наступні значення (труба діаметру 102 мм) табл. 2.1.)

Таблиця 2.1. –

Розрахунок повздовжньої сили від дії її тиску і температури газу.

Пусковий комплекс (відбір)											
N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Рмпа	7.5	6.9	6.1	5.4	4.8	4.2	3.3	3.4	3.0.	2.7	2.5
T^oc	19	19	18.5	17	17	15	13	12.5	10	9	8

Візьмемо несприятливий випадок, коли нульові температурні напруження відповідають 0° Для трубної сталі коефіцієнт температурного розширення $\alpha \approx 0.000001/1^o c$. Визначивши напруження згідно даних табл. 2.1, отримаємо температурні напруження, які у цих умовах не перевищують 27 МПа, тобто значно менші від допустимих [37, 9]. Кільцеві напруження, згідно (2.21), також не будуть перевищувати 82.5 МПа. Тобто матеріал стінок труби, навіть без використання співвідношення (2.22), буде знаходитися в межах міцності.

2.6. Вплив механічно-абразивного зношення стінок трубопроводів на їх напружено-деформований стан.

У відповідності з технологічною схемою СПЗГ, при відборі газ із експлуатаційних свердловин потрапляє на ГРП індивідуальними вихідними шлейфами. З метою очищення свердловин від гідратів при від'ємних температурах навколишнього середовища в них подається метанол. Газ на дільниці від свердловини до ГРП виносить за собою пісок, глину і вологу, які відокремлюються в сепараторах першої ступені компресорної установки, встановлених до штуцерів за ходом газу, а також в сепараторах другої ступені, змонтованих після штуцерів (рис. 2.5).

Після сепараторів газ потрапляє на пристрій очищення і далі транспортується магістральним газопроводом при температурі точки роси (-2 °С). Для осушування газу використовується диетилгліколь, який поглинає пари води.



Рис. 2.5. Заміна коліна на перехідній трубі при абразивному зносі.

Розглянемо питання абразивного зношення тонкостінних конструкцій убопроводу, тобто корозійно – механічну поведінку трубопровідної конструкції ділянці газопроводу СПЗГ від свердловини до вузла очищення. У наш час статньо результатів теоретичних та експериментальних досліджень кінематики розійно – механічного (абразивного) зношення стальних металевих убопровідних конструкцій. Аналіз експериментальних даних кінематики утрішнього корозійно – механічного зношення стінки газопроводу показує, що ють місце різні закономірності розвитку процесу корозії, які залежать від теріалу та умов внутрішнього середовища труби, в яких проходить абразивне ошення. У більшості випадків сам корозійний процес носить згасаючий характер. Дослідження ряду авторів показують, що на процес корозійно– механічного ошення стінки труби значно впливає рівень і вид напружено – деформованого ану стального трубопроводу [84].

На рис. 2.6 наведені результати випробувань абразивного зношення зразків із зних трубних сталей в умовах одноосного і двохосного напруженого стану [9].

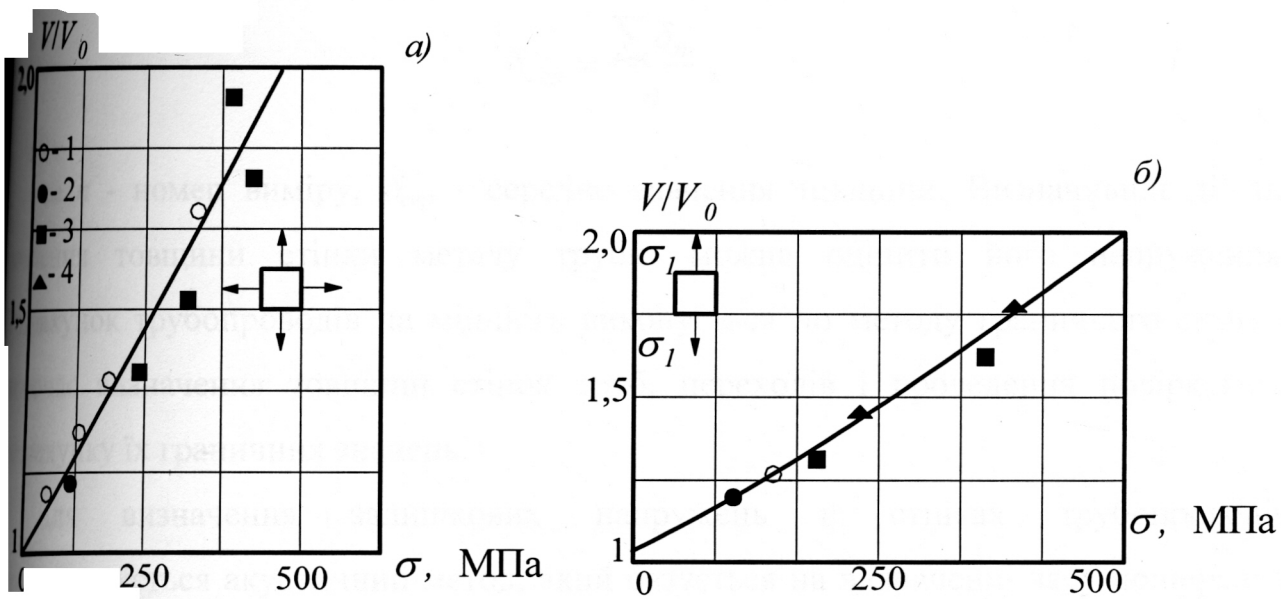


Рис. 2.6. Результати випробувань на корозійне зношування:

1 – зразки зі сталі 17ГС1; 2 – зразки зі Ст 20; 3 – зразки зі Ст 45; 4 – зразки зі Ст 10

Важливим параметром при абразивному зношенні є товщина стінки металу труби від величини якої залежать напруження. Товщину стінок трубопроводів (δ) визначають по формулі [66 ,80]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_н}{2\left(R_1 + n \cdot p\right)},$$

де n - коефіцієнт надійності по навантаженні внутрішньому робочому тиску в трубопроводі, який вибирається по таблицях; p - нормальний тиск в; $D_н$ - зовнішній діаметр труби; R_1 - розрахунковий опір розтягу (стиску).

R_1 - визначається згідно формули:

$$R_1 = \frac{R_n \cdot m}{K_1 \cdot K_2},$$

де m - коефіцієнт умов роботи трубопроводу, який приймається з таблиць; K_1, K_2 - коефіцієнти надійності матеріалу; R_n - коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу

Середнє значення товщини визначаємо, як:

$$\delta_{сер} = \frac{\sum \delta_n}{n},$$

де n - номер виміру, $\delta_{сер}$ - середнє значення товщини. Визначивши дійсне значення товщини стінки металу труби, можна оцінити його напруження. Розрахунок трубопроводів на міцність виконується по методу граничного стану і включає визначення товщини стінок труб, переходів і проведення повіркового розрахунку їх граничних значень.

Для визначення залишкових напружень в стінках трубопроводів використовується акустичний метод, який базується на визначенні часу поширення поперечних хвиль при поляризації їх в площині одного, а потім другого головних напружень із наступним розрахунком по формулах акустопружності [54, 55, 79].

Величина кільцевих напружень σ_{33} визначається з використанням аналітичної залежності [83, 40]:

$$\sigma_{33} = \frac{P \cdot D_{вн}}{2\delta_з}$$

тиск в трубопроводі, $D_{вн}$ - внутрішній діаметр труби, $\delta_з$ - номінальна товщина ки труби, σ_{33} - кільцеві напруження від робочого тиску.

Повздовжні напруження для прямолінійних і пружнозігнутих ділянок опроводів при відсутності повздовжніх і поперечних їх переміщень є рними повздовжніми напруженнями від нормативних навантажень і дій: рішнього тиску, температурного перепаду і пружного згину σ_{22}, які чаються за формулою [31]:

$$\sigma_{22} = \mu \cdot \sigma_{33} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_н}{2 \cdot p},$$

μ - коефіцієнт Пуасона, α - коефіцієнт лінійного розширення металу труби, Δt - рахунковий температурний перепад, E - модуль Юнга, $D_н$ - зовнішній діаметр уби, σ_{33} - кільцеві напруження, p - нормативний тиск. Таким чином, врахувавши шення металу трубопроводів, можна робити поправки до їх експлуатаційних нісних характеристик відносно величини допустимих напружень.

.7. Математичний опис напружено-деформованого стану підземних убопроводів при поперечному зсуві ґрунту

Обґрунтовуючи вплив чинників на зміну експлуатаційних параметрів ехнологічних вузлів СПЗГ приходимо до висновку, що більшість з них спричинюють тріщини і зміни в ґрунтових масах, які в свою чергу приводять до росідання фундаментів і зміни положення трубопроводів.

Внаслідок поперечного переміщення ґрунту може пройти просідання ундаментів разом із технологічними вузлами чи зміщення трубопроводу, який ресується разом з масивом землі, згинаючись за формою жорсткої нитки під ю навантаження $q(x)$ і набуває додаткових експлуатаційних напружень. Оскільки

дача знаходження нахилу технологічного вузла є набагато простішою по ношенню до визначення зміни параметрів трубопроводу внаслідок зміщення, то глянемо її [54].

Задача полягає у визначенні розподілу нормальних напружень перерізу опроводу $\sigma_н$ по його осі Ox:

$$\sigma_н = f(x), \tag{2.23}$$

проведенні розрахунку на міцність, згідно з четвертою теорією [22]:

$$\sigma_{сум} = \sqrt{\sigma_н^2 + \sigma_к^2 + \sigma_н \cdot \sigma_к} \le [\sigma_{доп}], \tag{2.24}$$

$\sigma_к$ – кільцеві напруження, які регламентуються нормативними документами, $[\sigma_{доп}]$ - допустимі напруження для металу даної труби, регламентуються технічними овами експлуатації галузі.

Форма згину трубопроводу, в загальному, описується диференційним янням першого порядку [17]. В результаті проведення вимірювання кута нахилу убопроводу ємнісними перетворювачами, встановлюється координата ксимального прогину та конфігурація осі трубопроводу, довжина ділянки зсуву унту.

Припустимо, що підземний трубопровід на ділянці АВ довжиною L згинається вертикальній площині, як зображено на рис. 2.7. Посередині ділянки прогин рубопроводу є максимальним і рівним f. Вважаємо, що видовження труб бувається за рахунок їх розтягу на ділянці АВ та ділянок L_0, які прилягають до они зсуву. Таким чином, крім силового тиску ґрунту на трубопровід, в ньому являється повздовжня розтягуюча сила P. Отже, в трубах до напружень, умовлених внутрішнім тиском продукту, які враховані в проектних рішеннях, одаються і нормальні напруження від згину та розтягу, що є найбільш безпечними, так як вони набуті в процесі експлуатації. Розрахункова схема заємодії трубопроводу з ґрунтом зображена на рис. 2.7.

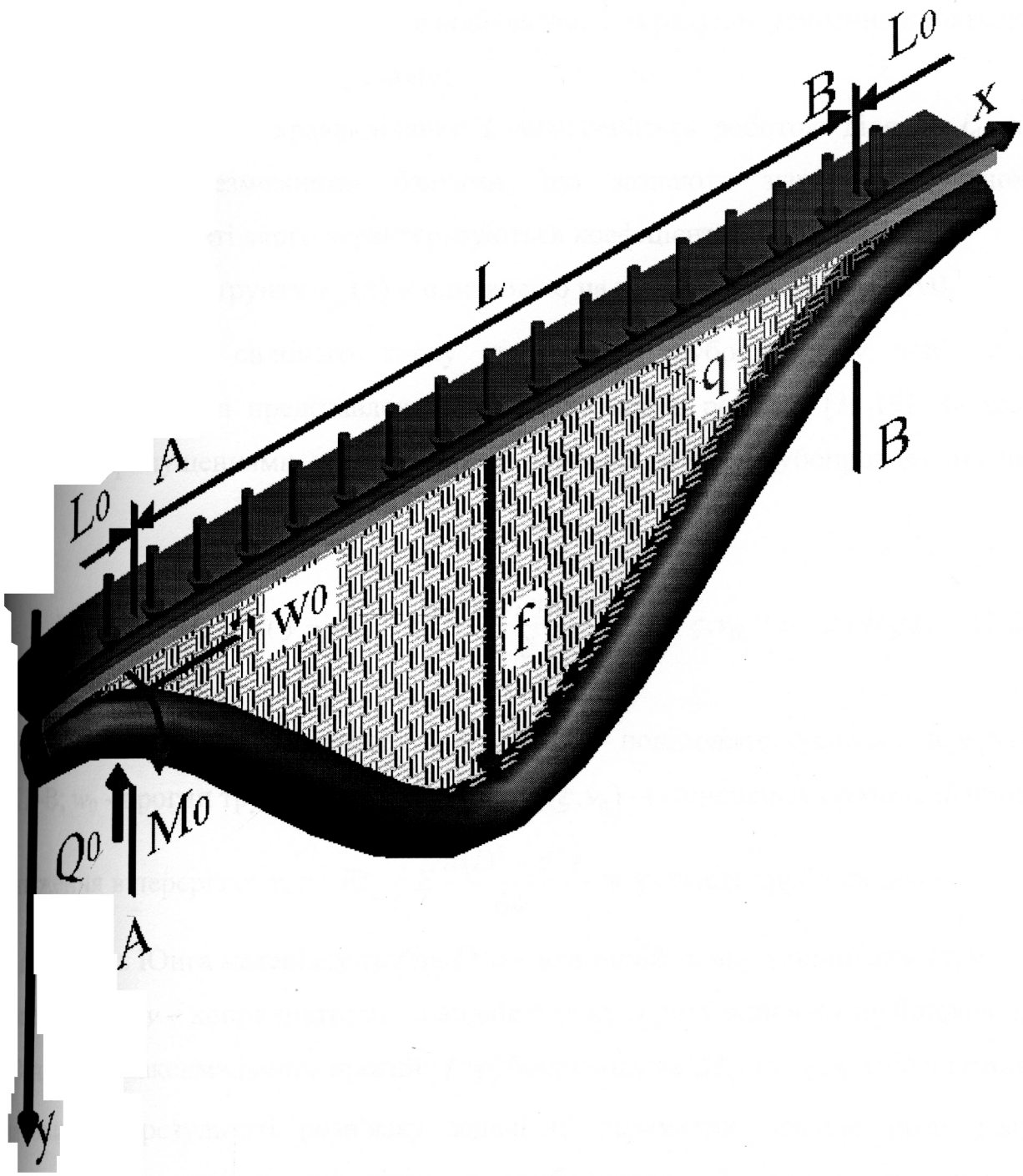


Рис. 2.7. Схема взаємодії трубопроводу з ґрунтом.

Для складання диференційного рівняння згину трубопроводу на ділянці L прийнято наступні припущення [62]:

- довжина ділянки зсуву значно більша від величини прогину трубопроводу та його діаметру;

- викривлення трубопроводу може відбуватися як за рахунок його видовження в межах ділянки L так і за рахунок ділянок, що прилягають до зони зсуву ґрунту;

видовження трубопроводу може відбуватися і за рахунок усунення початкової абини", що утворюється при укладці;

- граничні умови на краях ділянки L визначаються роботою ділянок L_0, які оделюються напівбезмежними балками, що зазнають згину в пружному редовищі, властивості якого характеризуються коефіцієнтами постелі k_0;

- швидкість зсуву ґрунту $v_{gr}(x)$ є однаковою на всій довжині ділянки АВ.

Для визначення силового тиску ґрунту на трубопровід у зоні зсуву икористаємо модельні представлення, запропоновані в роботах [3, 19]. Згідно з рийнятими припущеннями, диференційне рівняння згину трубопроводу матиме игляд

$$EI_z \frac{d^2y}{dx^2} = M_0 + P(y - w_0) - x\int_0^L \frac{q(x,v_0)\,d(x)}{2} + \int_0^x q(\varsigma,v_0)(x-\varsigma)\,d(\varsigma), \qquad (2.25)$$

де M_0 - згинний момент у перерізах А-А і В-В; P - повздовжнє зусилля в перерізах А-А і В-В; w_0 - прогин трубопроводу; $q(x,v_0), q(\varsigma,v_0)$ - інтенсивність розподіленого навантаження в перерізах x, ς; $EI_z = E\dfrac{\pi\left(D^4 - d^4\right)}{64}$ - жорсткість трубопроводу на згин; E - модуль Юнга матеріалу труби; D, d - зовнішній та внутрішній діаметри трубопроводу; x, y – координати; v_0 - швидкість руху ґрунту відносно трубопроводу.

Величини максимального прогину f трубопроводу та M_0, P, w_o, q є невідомими. Визначивши в результаті розв'язку задачі ці параметри можемо розрахувати максимальні напруження, які діють в трубопроводі. У результаті зсуву та просідання ґрунту трубопровід змінить своє положення від прямої лінії A_1A_3 довжиною L на криву з максимальним відхиленням від початкового положення в довільній точці A_f з координатами x_f та y_f (рис. 2.8).

Задачу визначення максимального прогину трубопроводу вирішимо наступним чином. Визначимо координату максимального прогину $A_f(x_f, y_f)$ трубопроводу.

Для цього по довжині трубопроводу встановлюється кілька ємнісних перетворювачів у вигляді вимірювальних посудин на однакових віддалях, наприклад, $L/2$.

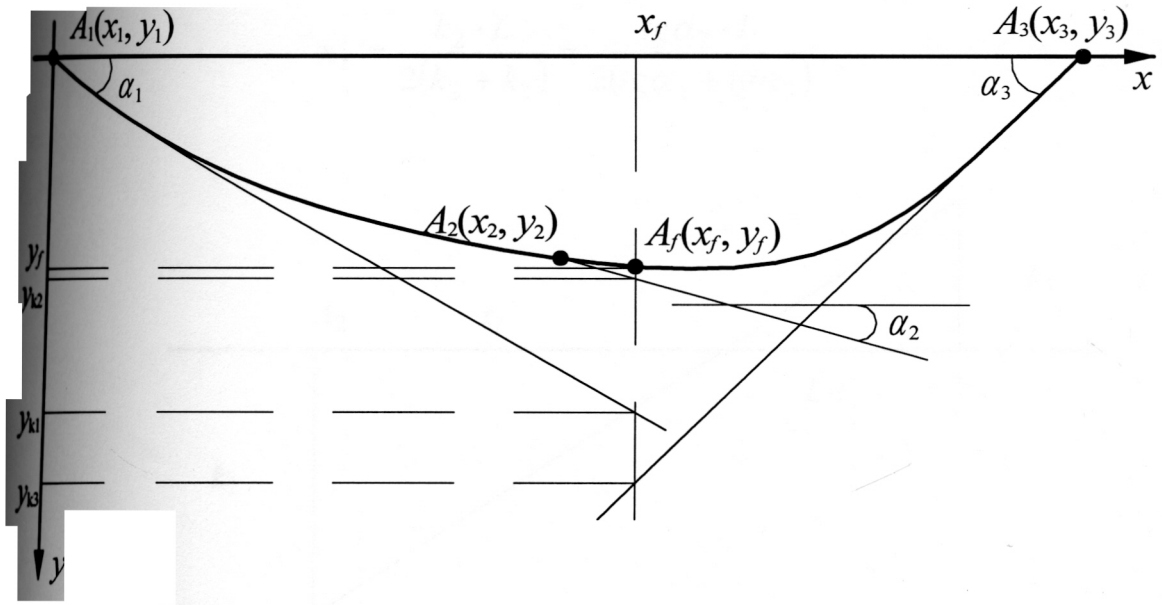


Рис. 2.8. Визначення найбільшого прогину.

Після зміни положення трубопроводу, вимірювальні посудини в точках контролю A_1 - A_3 змінять свій кут нахилу відносно горизонтальної площини (початкового положення) на кути α_1 - α_3 відповідно.

У геометричній інтерпретації, тангенс кута нахилу ємнісного перетворювача кривої дорівнює значенню похідної в даній точці, або кутовому коефіцієнту:

$$tg\alpha_n = y'(x_n) = k_n, \tag{2.26}$$

що дозволяє скористатись методом половинного поділу відрізка для виявлення тієї половини, на якій знаходиться мінімум. Для цього аналізуємо вибрані три точки A_1 – A_3. Якщо в середній точці A_2 кутовий коефіцієнт рівний нулю, то в цій точці є мінімум. В загальному, будемо розглядати випадок коли $k_2 \neq 0$. Тоді розглядаємо ту половину відрізка A_1A_3, де кутові коефіцієнти мають різні знаки, а відрізок з однаковими знаками відкидаємо (наприклад A_1 A_2, а залишається відрізок A_2A_3).

У вибраних точках відкладаємо нормально до осі Ox відрізки, які чисельно рівні кутовим коефіцієнтам. Оскільки рівняння похідної має форму прямої лінії, то пряма, яка сполучає кінці відкладених відрізків, перетинатиме вісь Ox в точці x_f максимального прогину. З подібності трикутників (рис. 2.9) визначимо x_f:

$$x_f = \frac{k_2 \cdot L}{2(k_2 + k_3)} = \frac{tg\alpha_2 \cdot L}{2(tg\alpha_2 + tg\alpha_3)}. \qquad (2.27)$$

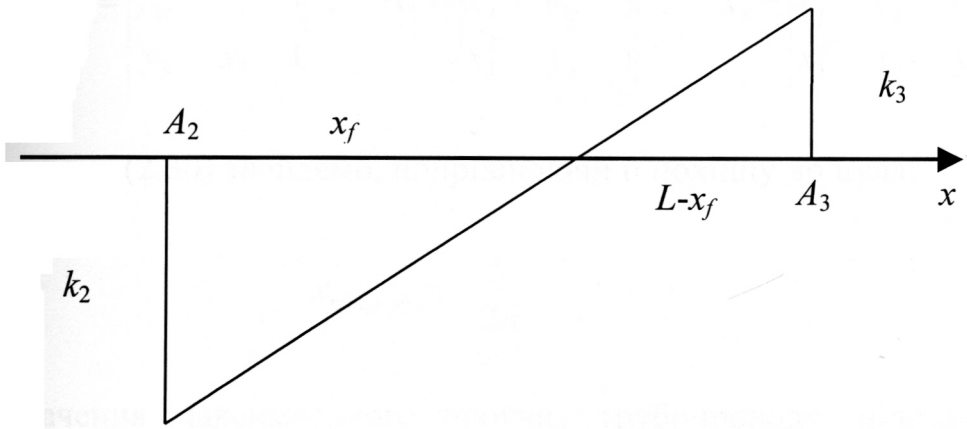


Рис. 2.9. Подібність трикутників.

Таким чином, визначено координату x найбільшого прогину трубопроводу.

Для визначення координати y найбільшого прогину будуємо параболу через три точки контролю. Для цього з точок A_1, і A_3 проводимо дотичні з відомими кутовими коефіцієнтами, рівняння яких будуть:

$$y_{A1} = k_1 x_{A1} + C_{A1}\ , y_{A3} = k_3 x_{A3} + C_{A3}, \qquad (2.28)$$

де постійні C_{A1}, та C_{A3} знаходяться при підстановці в рівняння точок $A_1(0, 0)$, $A_3(L,$ відповідно.

Визначимо y_{k1} та y_{k3} - точки перетину дотичних із прямою на відстані x_f шляхом підстановки x_f у рівняння (2.28), вибираємо з них більшу за значенням:

$$y_{kf} = \max(y_{k1}, y_{k3}), \qquad (2.29)$$

оскільки вона буде найближчою до шуканої точки y_f.

Через точки $A_1(x_1, y_1)$, $A_{12}(x_f, y_{kf})$, $A_3(x_3, y_3)$ проводимо параболу:

$$y = ax^2 + bx + c, \qquad (2.30)$$

де коефіцієнти a, b, c визначимо за допомогою методу Крамера:

$$a=\frac{\Delta_1}{\Delta}\ ,\quad b=\frac{\Delta_2}{\Delta}\ ,\quad c=\frac{\Delta_3}{\Delta}\ ,$$

$$\Delta=\begin{vmatrix} x_1^2 & x_1 & 1\\ x_f^2 & x_f & 1\\ x_3^2 & x_3 & 1\end{vmatrix},\quad \Delta_1=\begin{vmatrix} y_1 & x_1 & 1\\ y_{kf} & x_f & 1\\ y_3 & x_3 & 1\end{vmatrix},\quad \Delta_2=\begin{vmatrix} x_1^2 & y_1 & 1\\ x_f^2 & y_{kf} & 1\\ x_3^2 & y_3 & 1\end{vmatrix},\quad \Delta_3=\begin{vmatrix} x_1^2 & x_1 & y_1\\ x_f^2 & x_f & y_{kf}\\ x_3^2 & x_3 & y_3\end{vmatrix}. \quad (2.31)$$

Мінімум параболи (2.30) знайдемо, прирівнюючи її похідну до нуля:

$$x_{\min|y'=0}=-\frac{b}{2a}. \quad (2.32)$$

Уточнимо значення максимального прогину трубопроводу, підставивши в (30) отриману координату $x_{\min}$:

$$y_f=ax_{min}^2+bx_{min}+c. \quad (2.33)$$

Визначимо решту невідомих змінних.

Найнебезпечніший період для міцності трубопроводу настає тоді, коли швидкість поперечного руху труби у всіх перерізах рівна нулю, що відповідає рівномірному тиску по всій довжині контакту трубопровід-грунт. В даній задачі обмежимося цим випадком.

Вважаючи, що $q=const$, складемо диференційне рівняння (2.25):

$$EI_z\frac{d^2y}{dx^2}=M_0+P(y-w_0)+\frac{qx^2}{2}-\frac{qLx}{2}. \quad (2.34)$$

Зведемо рівняння (2.34) до вигляду:

$$\frac{d^2y}{dx^2}-k^2y=\frac{k^2}{P}\left(M_0-Pw_0+\frac{qx^2}{2}-\frac{qLx}{2}\right), \quad (2.35)$$

де $k^2=P/EI_z$.

На краях ділянки L виконуються умови

$$x=0,\quad y=w_0;\quad x=L,\quad y=w_0 \quad (2.36)$$

Загальний розв'язок рівняння (2.35) є таким [44]:

$$y(x) = C_1 ch(kx) + C_2 sh(kx) - \frac{q}{P}\left(\frac{M_0}{q} - \frac{Pw_0}{q} + \frac{x^2}{2} - \frac{Lx}{2}\right) - \frac{q}{k^2 P}. \qquad (2.37)$$

Невідомі постійні інтегрування C_1 та C_2 знаходимо з крайових умов (2.36). У результаті отримаємо:

$$C_1 = \frac{M_0}{q} + \frac{q}{k^2 P},$$

$$C_2 = -\left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P}\right)\frac{ch(kL) - 1}{sh(kL)} = -\left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P}\right) th\left(k\frac{L}{2}\right).$$

Таким чином, конфігурація трубопроводу на ділянці АВ визначається співвідношенням:

$$y(x) = \left(\frac{M_0}{q} + \frac{q}{k^2 P}\right) ch(kx) + \left[\left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P}\right) th\left(k\frac{L}{2}\right)\right] sh(kx) - \\ - \frac{q}{P}\left(\frac{M_0}{q} - \frac{Pw_0}{q} + \frac{x^2}{2} - \frac{lx}{2}\right) - \frac{q}{k^2 P} \qquad (2.38)$$

Знайдемо першу та другу похідну функції прогину з рівняння (2.38).

$$\frac{dy}{dx} = C_1 k sh(kx) + C_2 k ch(kx) - \frac{q}{P}\left(x - \frac{L}{2}\right).$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = C_1 k^2 ch(kx) + C_2 k^2 sh(kx) - \frac{q}{P}. \qquad (2.39)$$

Рівняння для максимального прогину трубопроводу визначається з співвідношення (2.37), враховуючи (2.27) та (2.30):

$$f = y_f = \left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P}\right)\left[\frac{1 - ch\left(k \cdot x_f\right)}{ch\left(k \cdot x_f\right)}\right] + w_0 + \frac{q x_f^2}{4P}. \qquad (2.40)$$

рівняння (2.40) визначаємо величину інтенсивності розподіленого тиску ґрунту на трубопровід:

$$q = \frac{P\left(y_f - w_0\right) - M_0\gamma}{\frac{\gamma}{k^2} + \frac{x_f^2}{4}}, \tag{2.41}$$

$\gamma = \frac{1 - ch\left(k \cdot x_f^2\right)}{ch\left(k \cdot x_f^2\right)}$.

Для визначення невідомих w_0, M_0 розглянемо задачу про згин трубопроводу в пружному середовищі, навантаженому на кінці поперечною силою $Q = q \cdot x_f$ та моментом M_0 (рис. 2.10).

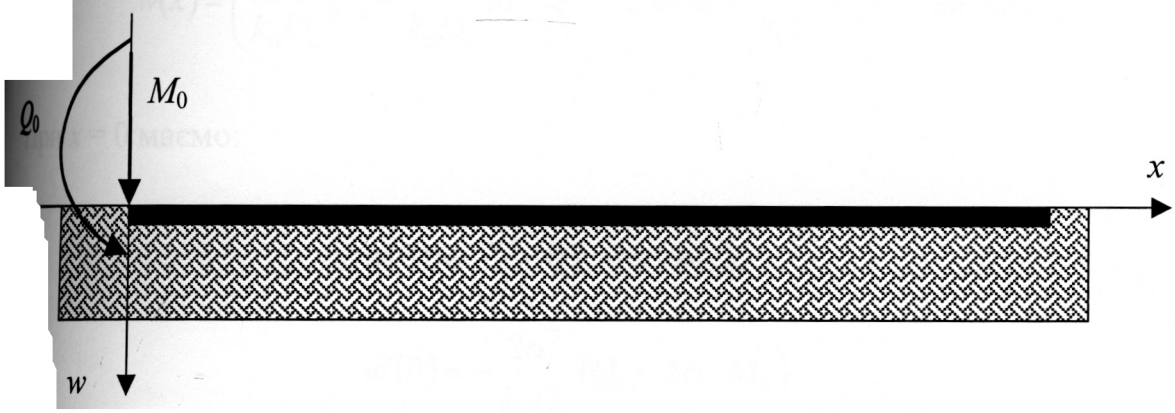


Рис. 2.10. Напівбезмежна балка в пружному середовищі.

Поперечні переміщення напівбезмежної балки на пружній основі описуються рівнянням [70]:

$$w''''(x) + 4\alpha^4 w(x) = 0, \tag{2.42}$$

де $\alpha = \sqrt[4]{\frac{k_0 D}{4EI}}$ - параметр коефіцієнта нормального опору ґрунту; k_0 - коефіцієнт нормального опору ґрунту.

Граничні умови для розглядуваної балки мають вигляд:

при $x = 0$

$$M(x) = -EI_x w''(x) = M_0,$$
$$Q(x) = -EI_x w'''(x) = -Q_0. \tag{2.43}$$

Загальний розв'язок рівняння (2.42) при крайових умовах (2.43) має вигляд:

$$w(x) = C_3 e^{-\alpha x}\cos\alpha x + C_4 e^{-\alpha x}\sin\alpha x,$$

$C_3 = \frac{2\alpha Q_0}{k_0 D_н} - \frac{2\alpha^2 M_0}{k_0 D_н}$, $C_4 = \frac{2\alpha^2}{k_0 D_н} M_0$.

Отже, рівняння, що описує переміщення осі трубопроводу на ділянках l_0, буде таким:

$$w(x) = \left(\frac{2\alpha}{k_0 D_н} Q_0 - \frac{2\alpha^2}{k_0 D_н} M_0\right) e^{-\alpha\cdot x}\cos\alpha x + \frac{2\alpha^2}{k_0 b} M_0 e^{-\alpha\cdot x}\sin\alpha x. \tag{2.44}$$

При $x = 0$ маємо:

$$w(0) = \frac{2\alpha}{k_0 D_н}(Q_0 - \alpha\cdot M_0);$$
$$w'(0) = -\frac{2\alpha^2}{k_0 D_н}(Q_0 - 2\alpha\cdot M_0). \tag{2.45}$$

Отже, прогин трубопроводу в точках А і В визначається з відношення:

$$w_0 = \frac{2\alpha}{k_0 D_н}\left(q\cdot x_f - \alpha\cdot M_0\right). \tag{2.46}$$

Для визначення M_0 скористаємося тим, що для кутів повороту перерізу А-А трубопроводу в пружному середовищі та труби, яка знаходиться в зоні зсуву, виконується співвідношення:

$$\theta_б + \theta_н = 0,$$

де $\theta_б, \theta_н$ - кути повороту трубопроводу на ділянках l_0 та l.

Кут повороту $\theta_н$ визначаємо з рівняння (17), при $x = 0$

$$\theta_н = -\frac{M_0}{P} th(k \cdot x_f) - \frac{q}{P} th(k \cdot x_f) + \frac{q \cdot x_f}{P}. \quad (2.47)$$

Прирівнюючи друге співвідношення системи (2.45) та (2.47), одержимо ння для знаходження моменту M_0:

$$M_0 = \frac{\left(\frac{x_f}{P} - \frac{\alpha^2 L}{k_0 D_н} - \frac{1}{kP} th(k \cdot x_f)\right) q}{\frac{4\alpha^3}{k_0 D_н} + \frac{k}{P} th(k \cdot x_f)}.$$

Для визначення невідомої повздовжньої сили P знайдемо видовження ділянки

$$u = \frac{PL}{EF} + 2u_0 + u_{сл}, \quad (2.48)$$

u – видовження ділянки L; u_0 – видовження ділянки L_0; $u_{сл}$ – повздовжнє еміщення за рахунок “слабини” ділянки L; $EF = E\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4}$ - жорсткість труби и розтягу (стиску).

Повздовжнє переміщення ділянки L_0 знаходимо за співвідношенням:

$$u_0 = \frac{P \cdot sh(\beta \cdot x)}{\beta \cdot E \cdot F \cdot ch(\beta \cdot L_0)}, \quad (2.49)$$

$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_н \cdot k_u}{E \cdot F}}$ - параметр коефіцієнта постелі при зсуві; k_u – коефіцієнт постелі унту при зсуві.

Видовження дільниці L наближено може бути знайдене за формулою:

$$u = \frac{\pi^2 {y_f}^2}{4L}. \quad (2.50)$$

Отже, з рівняння (2.48), використовуючи (2.49) – (2.50), знаходимо значення повздовжньої сили P:

$$P = \frac{EF\left(\pi^2 y_f{}^2 - u_{сл} 4L\right)}{4L\left(L + \frac{2k_u}{\beta} th(\beta \cdot L)\right)}. \qquad (2.51)$$

Таким чином, значення напруження по довжині трубопроводу буде рівним:

$$\sigma(x) = \frac{M(x)}{W_m} + \frac{P}{F}, \qquad (2.52)$$

де $W_m = \frac{\pi D^3\left(1 - \left(d/D\right)^4\right)}{32}$ - осьовий момент опору перерізу труби.

Для оцінки форми прогину трубопроводу побудуємо графік залежності (2.38). Криві, які описують положення трубопроводу при різних величинах максимального прогину y_f для наступних вхідних даних: L=200 м, L_0=100 м, D=0.102 м, d=0.09 м, $k=10^4$, матеріал трубопроводу сталь Ст10 зображені на (рис. 2.11).

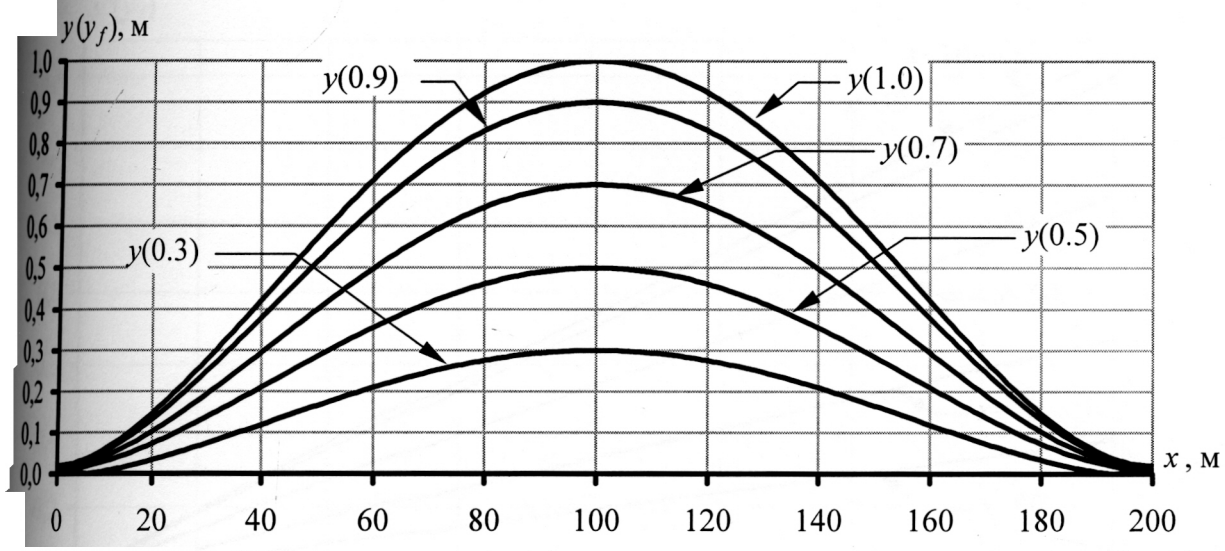


Рис. 2.11. Форма викривлення трубопроводу.

Згідно з розробленою моделлю, посередині ділянки зсуву отримано максимальний прогин.

Для оцінки величини кута нахилу трубопроводу побудуємо графік розрахункової залежності $y'(x)$. Величина кута нахилу трубопроводу $y'(x)$ в межах досліджуваної дільниці при певних величинах прогину зображена на рис. 2.12.

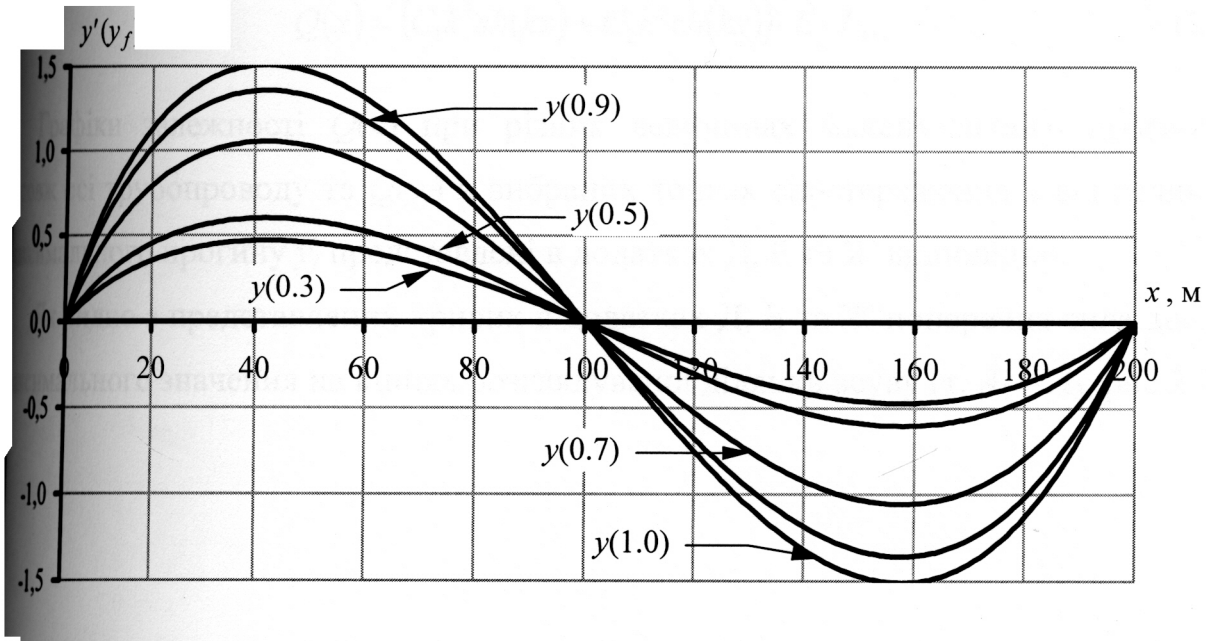


Рис. 2.12. Розподіл кута нахилу трубопроводу від максимального прогину.

Зміна кута нахилу трубопроводу в вибраній точці спостереження x від початку ділянки зсуву, показана на рис. 2.13.

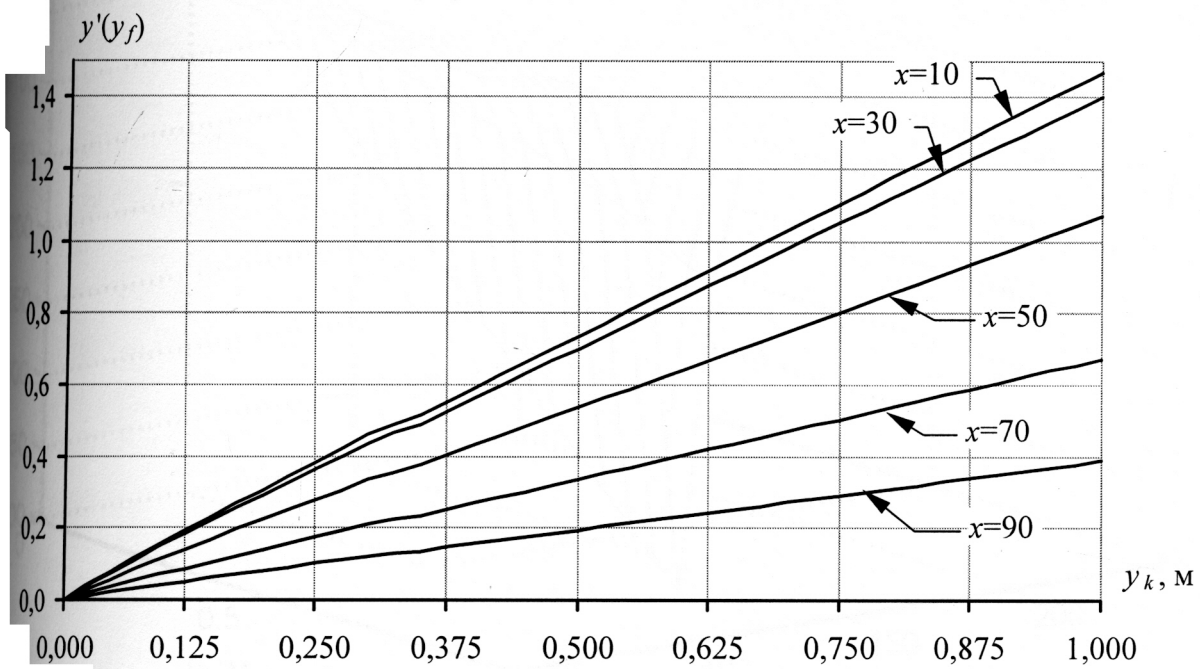


Рис. 2.13. Залежність кута нахилу трубопроводу від величини максимального прогину.

Залежність поперечної сили по довжині трубопроводу, враховуючи (2.43), буде вигляд:

$$Q(x) = \left(C_1 k^3 sh(kx) + C_2 k^3 ch(kx)\right) \cdot E \cdot I \,,. \qquad (2.53)$$

Графіки залежності $Q(x)$ при різних величинах максимального прогину y_f вздовж осі трубопроводу та $Q(y_f)$ в вибраних точках спостереження x від величини максимального прогину y_f представлені в додатках Д, Е та Ж відповідно:

Як видно з представлених кривих в додатках Д, Е та Ж поперечна сила досягає максимального значення на кінцях розглядуваної ділянки зсуву (т. $A_1 - A_3$, рис 2.8).

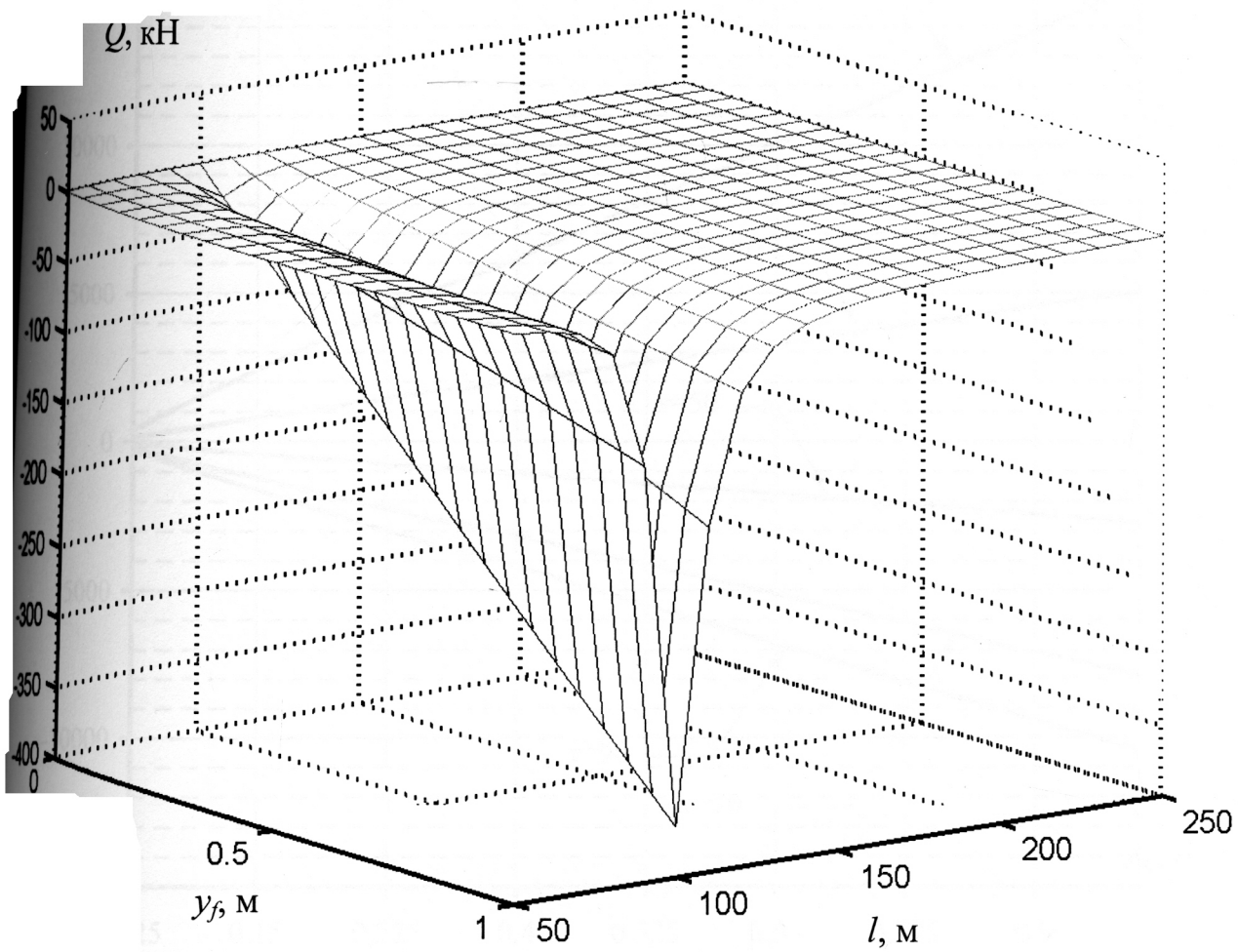


Рис. 2.14. Розподіл навантаження на трубопровід від прогину в точці спостереження x=100 м зсувної дільниці.

Рівняння для моменту сили, враховуючи (2.43), матиме вигляд:

$$M(x)=\left(C_1k^2ch(kx)+C_2k^2sh(kx)-\frac{q}{P}\right)\cdot E\cdot I\,. \tag{2.54}$$

Графіки залежності $M(x)$ та $M(y_f)$ представлені в додатку З та на рис. 2.15 повідно:

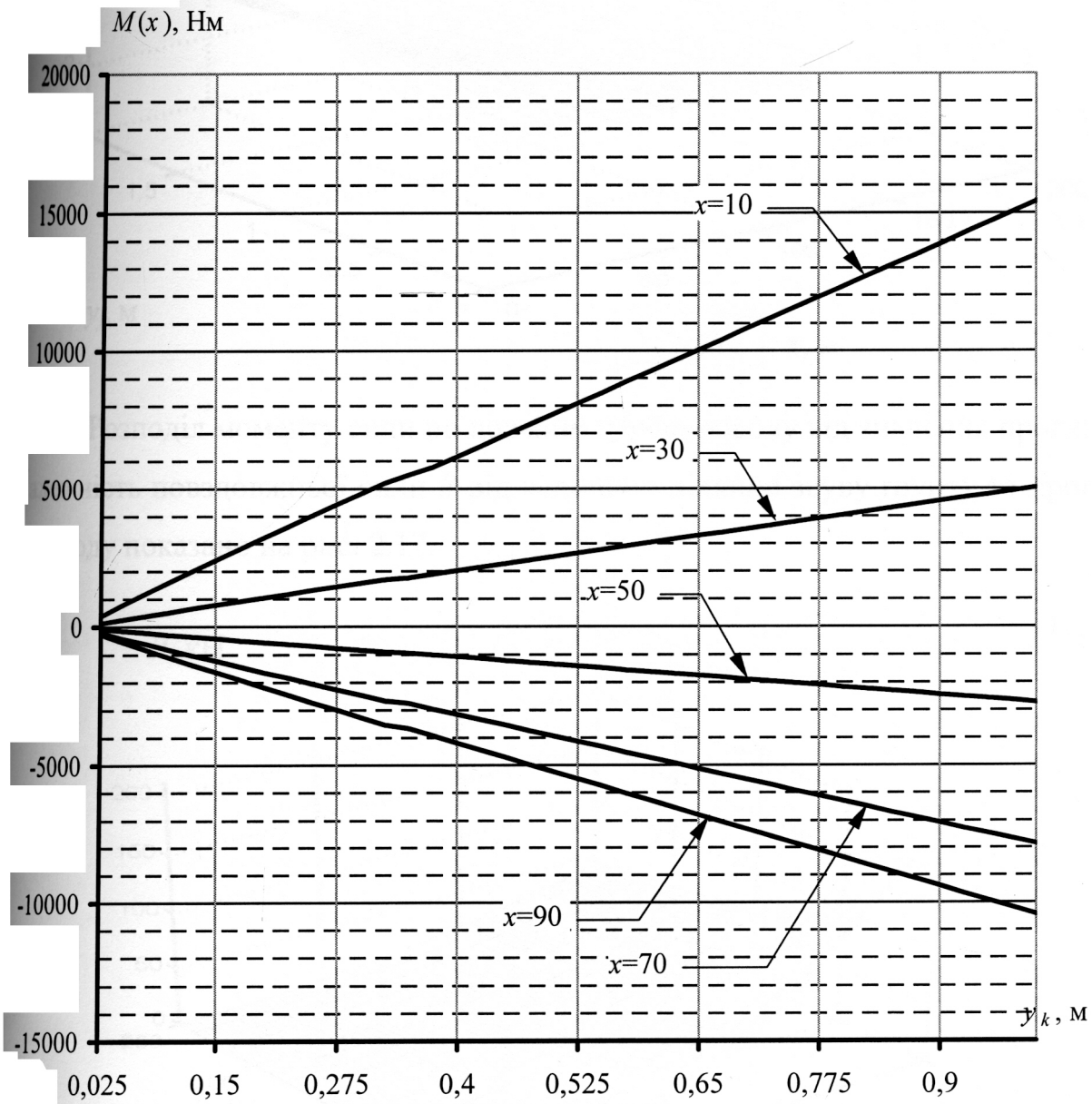


Рис. 2.15. Залежність моменту сили від значення максимального прогину в точках спостереження.

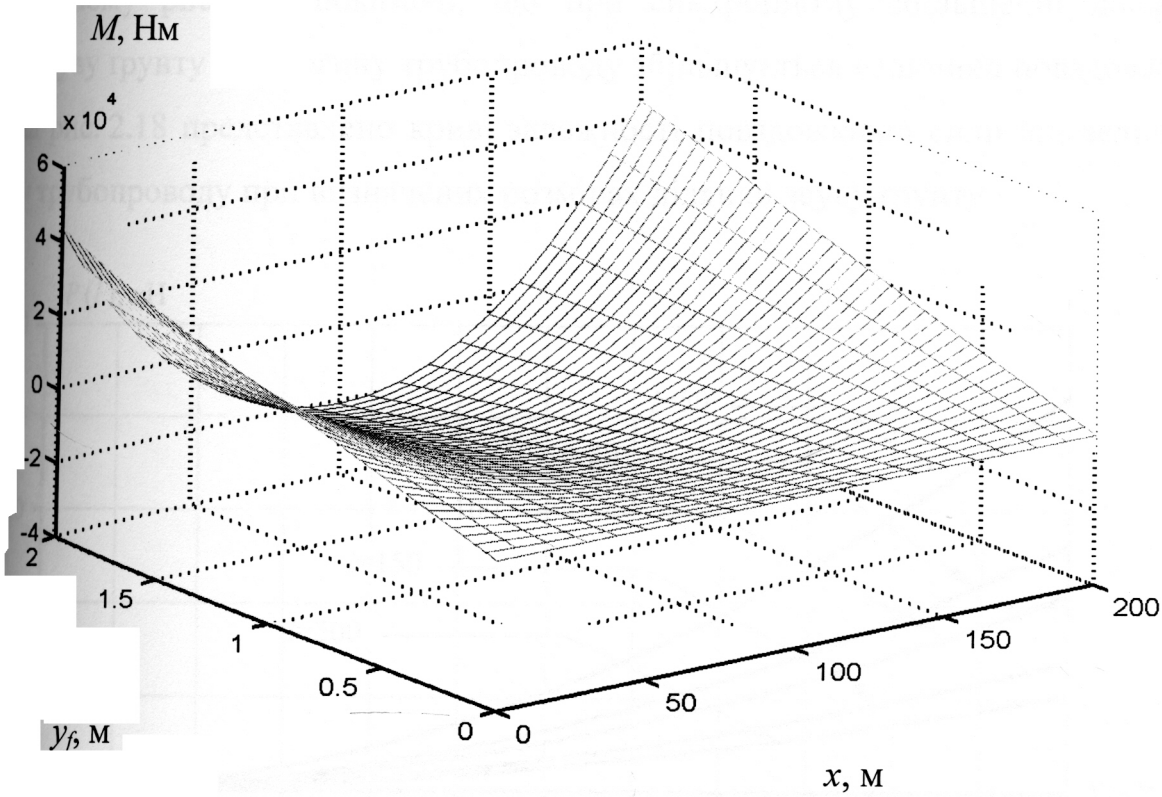


Рис. 2.16. Розподіл моменту сили по довжині трубопроводу від значення прогину.

Залежність повздовжньої сили P від величини ділянки зсуву ґрунту та прогину трубопроводу показано на рис. 2.17.

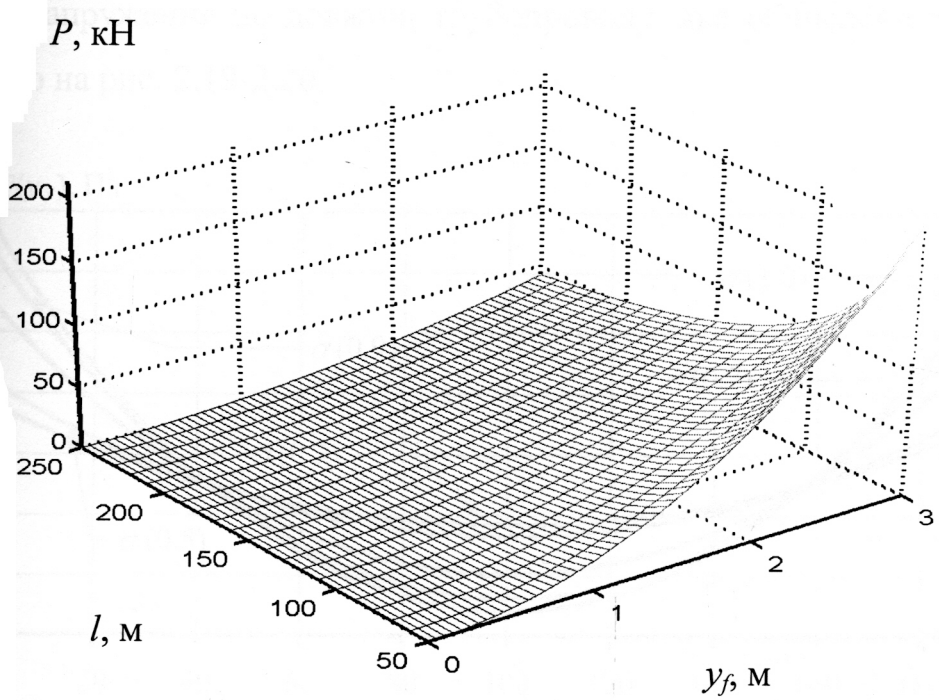


Рис. 2.17. Залежність повздовжньої сили від довжини ділянки зсуву ґрунту та прогину трубопроводу.

На даному рисунку показано, що при синхронному збільшенні довжини ділянки зсуву ґрунту та прогину трубопроводу збільшується величина повздовжньої сили. На рис. 2.18 представлено криві залежності повздовжньої сили від величини прогину трубопроводу при визначених розмірах ділянки зсуву ґрунту.

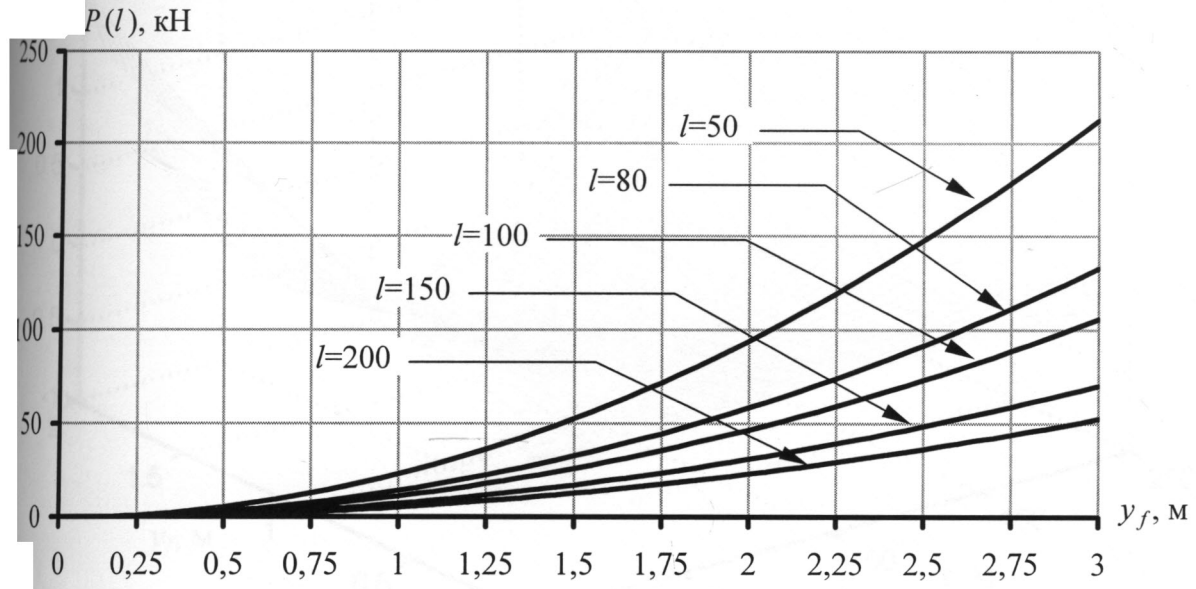


Рис. 2.18. Залежність повздовжньої сили від довжини ділянки зсуву ґрунту та прогину трубопроводу.

Розподіл напруження по довжині трубопроводу, яке обчислено за допомогою (2.52), показано на рис. 2.19-2.20.

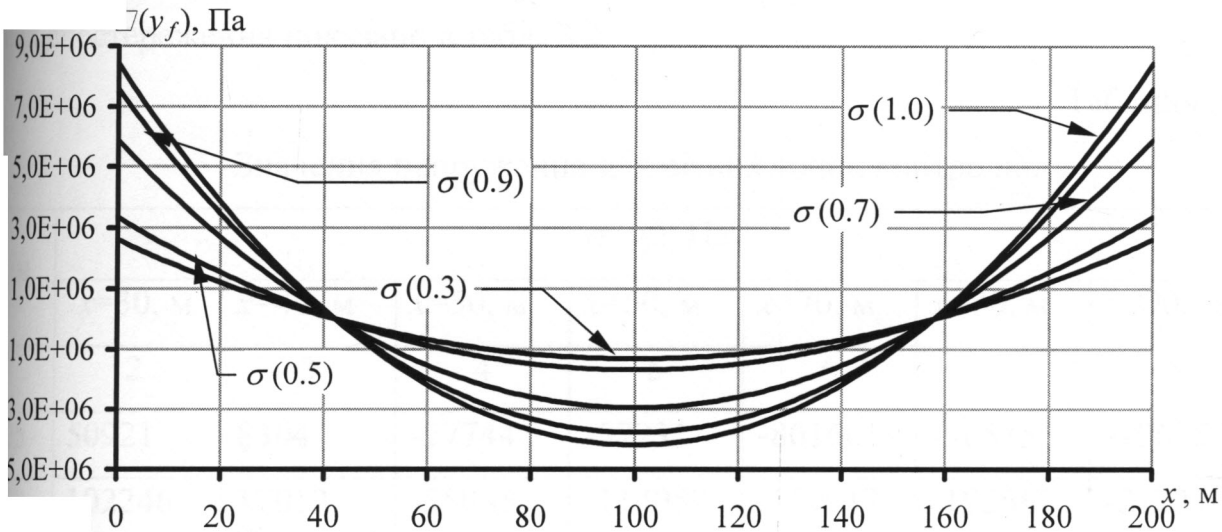


Рис. 2.19. Розподіл нормального напруження по довжині трубопроводу.

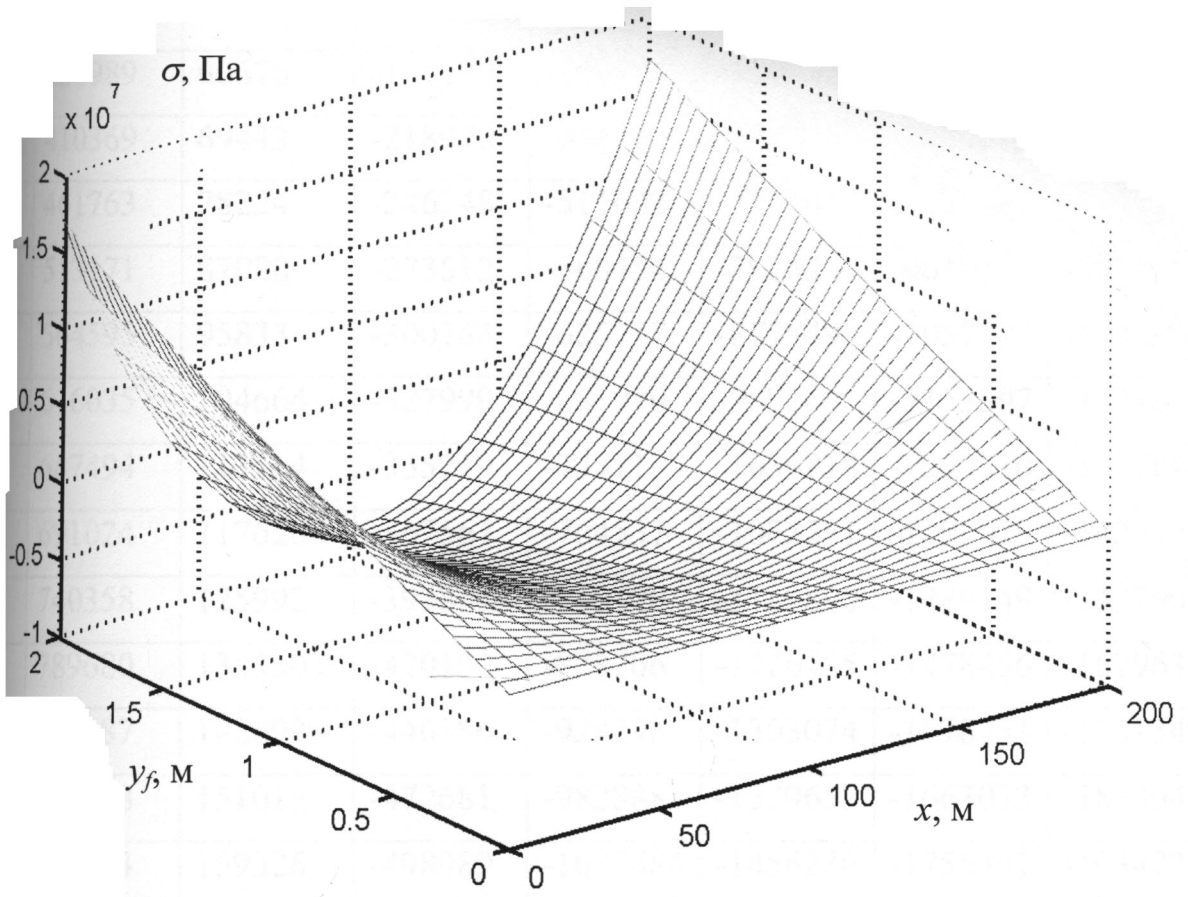


Рис. 2.20. Розподіл нормального напруження по довжині трубопроводу від значення прогину.

Залежність напруження від значення максимального прогину в визначених чках спостереження показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 –

Значення напруження для різних точок контролю.

y_k, м	$\sigma(y_k)$, Па						
	x=30, м	x=40, м	x=50, м	x=60, м	x=70, м	x=80, м	x=90, м
1	2	3	4	5	6	7	8
.025	50921	8304	-27744	-57231	-80160	-96535	-106359
.050	102246	17012	-55085	-114059	-159917	-192668	-212316
.075	153577	25727	-82420	-170881	-239670	-288797	-318270
.100	204916	34449	-109748	-227699	-319419	-384924	-424223
.125	256263	43181	-137068	-284510	-399164	-481049	-530175

Продовження табл. 2.2

150	307620	51923	-164379	-341314	-478905	-577172	-636127
175	358989	60676	-191680	-398111	-558642	-673293	-742079
200	410369	69443	-218970	-454900	-638375	-769414	-848032
225	461763	78224	-246248	-511682	-718104	-865534	-953987
250	513171	87020	-273512	-568454	-797829	-961655	-1059945
275	564595	95833	-300763	-625217	-877549	-1057775	-1165907
300	616035	104664	-327999	-681970	-957266	-1153897	-1271873
325	667494	113514	-355219	-738713	-1036978	-1250020	-1377844
350	691024	117620	-367567	-764537	-1073291	-1293829	-1426152
375	740358	125992	-393830	-819120	-1149890	-1386149	-1527901
400	789680	134350	-420102	-873706	-1226485	-1478456	-1629634
425	838987	142692	-446386	-928295	-1303074	-1570751	-1731349
450	888278	151018	-472681	-982888	-1379657	-1663033	-1833047
475	937553	159326	-498989	-1037484	-1456236	-1755302	-1934725
500	986810	167615	-525310	-1092085	-1532809	-1847557	-2036384
525	1036048	175883	-551646	-1146691	-1609376	-1939797	-2138022
550	1085266	184130	-577997	-1201303	-1685938	-2032022	-2239639
575	1134463	192355	-604364	-1255920	-1762495	-2124232	-2341234
600	1183637	200555	-630749	-1310543	-1839045	-2216426	-2442805
625	1232788	208731	-657152	-1365173	-1915590	-2308603	-2544353
650	1281914	216880	-683573	-1419810	-1992129	-2400763	-2645876
675	1331015	225001	-710015	-1474455	-2068662	-2492905	-2747374
700	1380088	233094	-736477	-1529107	-2145189	-2585029	-2848846
725	1429134	241157	-762962	-1583768	-2221710	-2677135	-2950290
750	1478150	249188	-789468	-1638438	-2298225	-2769221	-3051707
775	1527136	257188	-815999	-1693117	-2374733	-2861288	-3153095
800	1576090	265154	-842554	-1747806	-2451236	-2953335	-3254454
825	1625012	273085	-869134	-1802505	-2527732	-3045361	-3355782
850	1673900	280980	-895741	-1857215	-2604221	-3137366	-3457080

Продовження табл. 2.2

875	1722753	288838	-922374	-1911935	-2680704	-3229349	-3558345
900	1771570	296658	-949036	-1966667	-2757181	-3321310	-3659578
925	1820350	304438	-975727	-2021411	-2833651	-3413248	-3760777
950	1869092	312178	-1002448	-2076168	-2910114	-3505163	-3861942
975	1917794	319875	-1029199	-2130937	-2986570	-3597054	-3963072
000	1966456	327530	-1055982	-2185719	-3063019	-3688921	-4064166

Висновки до розділу

Отримані внаслідок теоретичних досліджень параметрів технічного стану нологічного обладнання ПСГ результати можуть бути зведені до таких новків:

а) здійснений аналіз технічного стану технологічного обладнання ПСГ. начено, що основними факторами, які впливають на працездатність нологічного обладнання ПСГ є природно-кліматичні і технологічно-плуатаційні. Показано. що дані фактори приводять до нерівномірного просідання ндаментів технологічних споруд, а також утворення тріщин ґрунтових мас, їх рів, які викликають деформацію трубопроводів і підвищують їх напружений ан. Внаслідок нерівномірного просідання фундаментів виникають тріщини в мислових спорудах, відбувається нахилення обладнання, що приводить до зміни плуатаційних характеристик;

б) показано, що стальні трубопроводи під дією ґрунтових мас змінюють своє сторове положення. Розроблений метод визначення відносного кута нахилу нологічних об'єктів ПСГ в реальному масштабі часу дозволяє визначити личину, напрямок і динаміку їх переміщень. Показано, що максимальна ордината прогину трубопроводу ПСГ довжиною 200м до початку його йнування становить 1м.

в) розроблена і математично обґрунтована модель взаємодії підземного убопроводу з ґрунтовими масами дала можливість в експлуатаційних умовах

через зміну просторового положення ОК визначити силові параметри тиску на трубопровід в зоні активного зсуву, що приводять до його згину. В результаті досліджень стало можливим розрахувати в трубопроводах через координати прогину розподіл напружень, оцінити і прогнозувати технічний стан ПСГ в цілому. Встановлено, що в трубопроводі ПСГ довжиною 200м розподіл моменту і дії сил по його довжині має нерівномірний характер і мінімальне значення моменту є в місцях з координатами 40м і 160м, а максимальне напруження становить 1,7 10^7 Па; (поправити цифру)

г) розроблена математична модель визначення координат максимального прогину підземних трубопроводів методом половинного поділу відрізка із знаходженням мінімального кутового коефіцієнта дало можливість встановлювати більш небезпечні перерізи трубопроводів, що важливо в умовах, коли трубопровід знаходиться в грунті. Отримані табличні результати вказують, що найбільш раціональним параметром дослідження трубопроводів в зоні зсуву гранту при оцінці взаємодії грунт-труба, є кут нахилу труби. Доказано, що в межах максимального прогину вітки трубопроводу від 0 до 1000 м ділянкою завдовжки до 100 м, кут її нахилу змінюється від 0 до 2 градусів;

д) доведено, що при транспортуванні газу в трубопроводах ПСГ змінюється його тиск і температура, які приводять до деформацій металу труб і додаткових термонапружень. Вказано, що термонапруження і напруження від згину наземних і підземних трубопроводів, абразивне зношення стінок металу труб, приводять до зниження їх міцнісних характеристик. Тому визначення НДС трубопроводів з метою моніторингу їх технічного стану в експлуатаційних умовах є необхідною і важливою задачею для запобігання аварійних ситуацій

ж) з врахуванням теоретичних досліджень і аналітичних розрахунків, які приведені в даному розділі, поставлені умови розробки гідродинамічної системи спостережень за просторовою зміною ОК.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ГІДРОДИНАМІЧНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОСТОРОВОЮ ЗМІНОЮ ПОЛОЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

3.1 Характеристика параметрів контролю

Якщо виходити з властивостей ємнісного перетворювача, то для вимірювання можна використовувати одну з трьох величин, що визначає його ємність. Якщо нехтувати крайовим ефектом від форми електродів у залежності від використання того чи іншого перетворювача, інформативним параметром може бути віддаль d між електродами ємності, діелектрична проникність ε середовища, яке розміщене між його обкладинками, або рівень рідини, який перекриває ці обкладинки, тобто площу електродів, що є в повітрі, й площу, що знаходиться в досліджуваному середовищі. Під площею ми розуміємо не дійсну площу металічних електродів, а площу частини діелектрика, що є загальною для обох обкладинок, де, відповідно, зосереджена більша частина поля ємності. Часто площа електродів залишається незмінною, але при їх взаємному переміщенні вони закривають різні за величиною площі діелектрика і тим самим змінюють ємність. Вибір того чи іншого вимірювального параметру залежить від оптимального вирішення поставленої задачі.

3.1.1 Використання залежності електричної ємності від площі електродів в процесі контролю за положенням технологічних об'єктів

Ємності зі змінною площею найчастіше використовуються для вимірювання відстані чи швидкості руху. Для вимірювань просторового положення трубопроводу можна використовувати як спеціально сконструйовані ємнісні перетворювачі, так і конденсатори звичайних видів.

Для плоского конденсатора ємність дорівнює [82]:

$$C = \frac{\varepsilon\varepsilon_0}{d} S, \tag{3.1}$$

ε - відносна діелектрична проникливість, ε_0 – абсолютна діелектрична проникливість, d - віддаль між електродами, S - площа електродів.

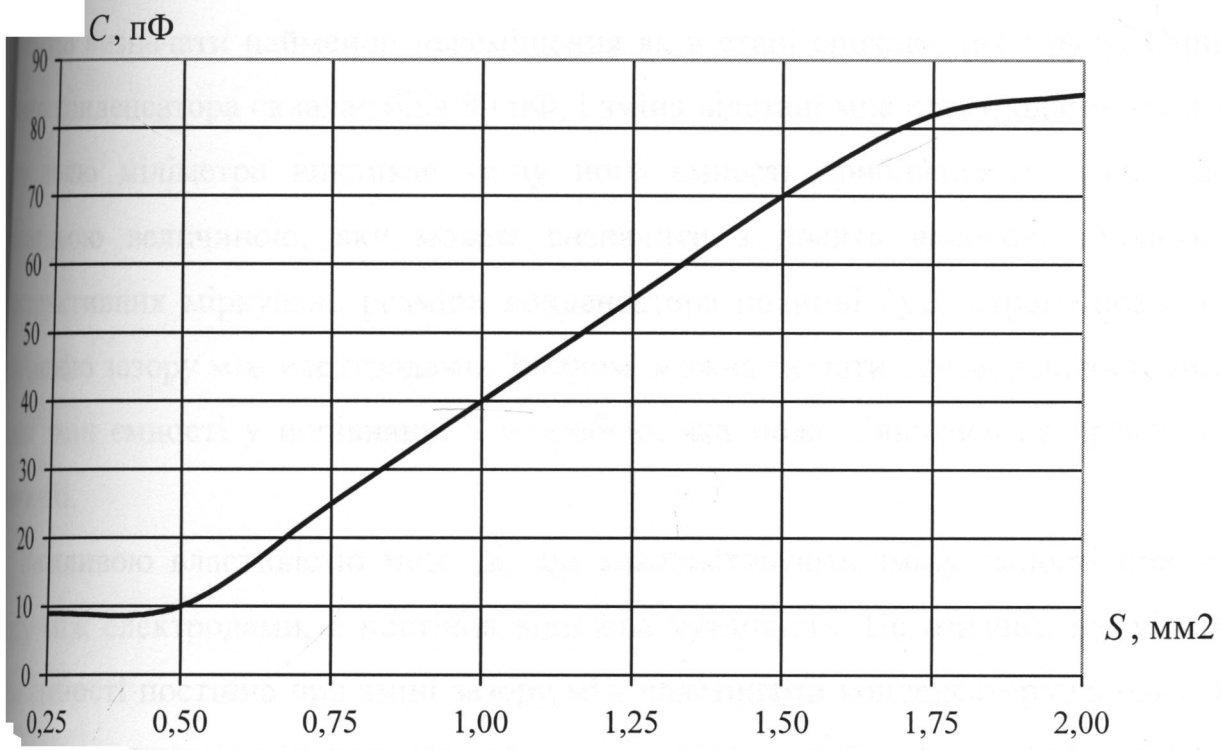


Рис. 3.1. Площа перекриття пластин плоского конденсатора.

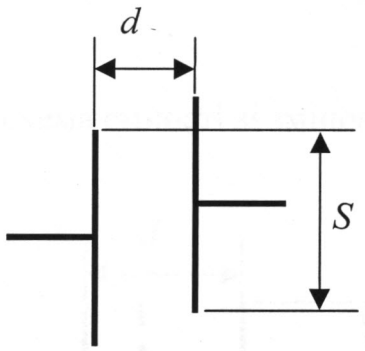


Рис. 3.2. Залежність значення ємності конденсатора від площі електродів.

З графіка (рис.3.2) видно, що на зміні перекриття пластин конденсатора до 75 мм характеристика має лінійний вигляд, а при збільшенні вона переходить у нелінійну, що призводить до зменшення чутливості й збільшення похибки контролю.

3.1.2 Використання залежності ємності перетворювача від величини зазору між електродами

На вимірюванні відстані між електродами перш за все базуються ємнісні прометри. Наприклад, у вже розглянутому плоскопаралельному конденсаторі з лощею пластин 100 см^2 при зазорі між електродами в 1 мм можна з високою чністю визначати найменші переміщення як в стані спокою, так і руху. Ємність ого конденсатора складає біля 90 пФ, і зміна відстані між електродами всього на ту долю міліметра викликає зміну його ємності приблизно на 1 пФ, що є статньою величиною, яку можна визначити з досить високою точністю. З нструктивних міркувань розміри конденсатора повинні бути строго пов'язані з личиною зазору між електродами. Загалом, можна сказати, що можливості виміру лих змін ємності у порівнянні з потребою, яка може з'явитись на практиці, не межені

Важливою властивістю методів, що використовують зміну ємності при зміні зору між електродами, є постійна відносна чутливість. Це означає, що відносна іна ємності постійна при зміні зазору між пластинами конденсатора на одну й ту відносну величину (наприклад, при зміні зазору, який складає 1 мм на 0,1 мм ність зміниться на 10 %, так само як при зазорі в 0,1 мм і його зміні на 0,01 мм). кими методами можна надійно виміряти зміну параметрів в 0,01 мм, а в деяких падках і більше.

На рис. 3.3 зображена схема ємності зі зміною зазору на Δd.

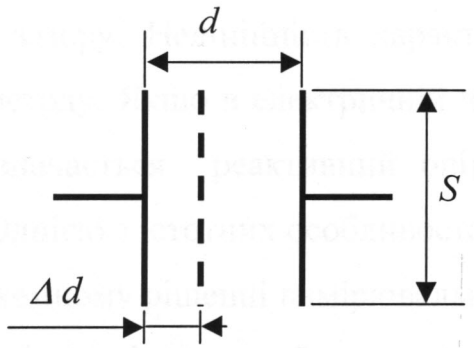


Рис. 3.3. Зміна віддалі між пластинами конденсатора

Причому для даної ємності повинна виконуватися нерівність $d << S$. В іншому ідку вплив крайових ефектів буде достатньо великим, що понижує точність ірювання. Ємність такого конденсатора буде рівна

$$C = \varepsilon\varepsilon_0 S \cdot \frac{1}{d - \Delta d}, \tag{3.2}$$

d - зміна величини зазору між електродами.

Для даної ємності характеристика в діапазоні зміни $\Delta d = \pm 1$ мм буде: рис. 3.4.

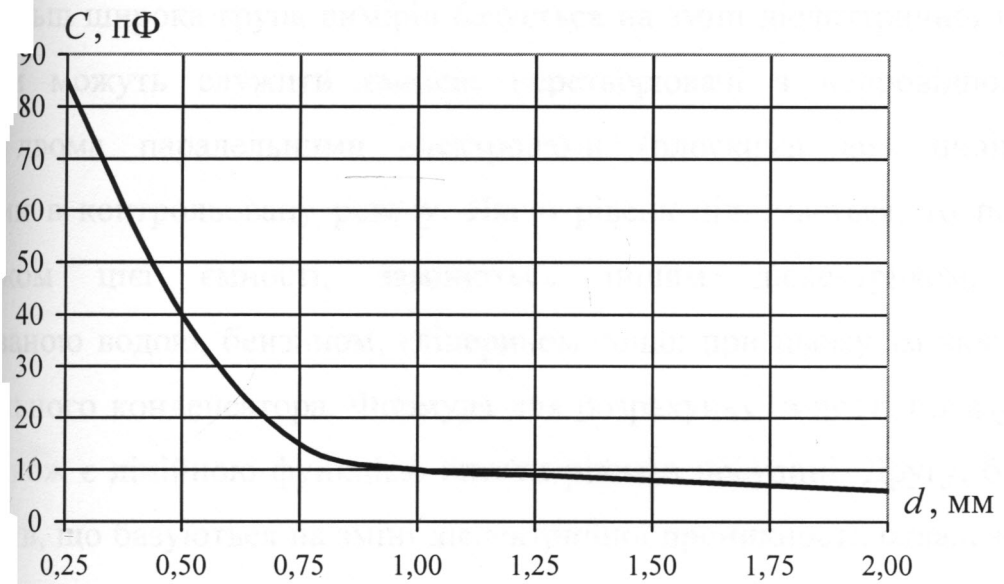


Рис. 3.4. Залежність ємності конденсатора від відстані між пластинами.

Недоліком даного методу є те, що ємність конденсатора змінюється обернено ропорційно до відстані між електродами, що означає гіперболічну залежність мності від величини зазору. Нелінійність характеристики обмежує можливості користання даного методу. Якщо в електричній частині апаратури застосовувати етод, при якому визначається реактивний опір ємності, то він буде прямо ропорційний зазору. Однією з істотних особливостей даного ємнісного методу є те, що при відповідному схемному рішенні вимірювальні системи забезпечують лінійну алежність показників від вимірювальної величини при великих відносних змінах цієї величини. Значить, при одному й тому ж давачі, що визначає зміну зазору, можна отримати лінійну залежність показників від вимірюваної неелектричної

ичини. Складність полягає в тому, що схемними рішеннями, наприклад, ористанням підсилювача з логарифмічним перетворенням сигналу, усунути лінійність досить важко через нестабільність характеристик електронних ментів. І тому найчастіше характеристику залишають не коректованою, але ншують діапазон вимірювання.

3.1.3 Залежність електричної ємності перетворювача від відношення електричних проникностей двох середовищ

Найбільш широка група вимірів базується на зміні діелектричної проникності. кладом можуть служити ємнісні перетворювачі з непровідною рідиною, орені двома паралельними електродами (плоскими або циліндричними), уреними в контрольовану рідину. Якщо рівень піднімається, то повітря, що є лектриком цієї ємності, замінюється іншим діелектриком, наприклад, стильованою водою, бензином, гліцерином тощо; при цьому змінюється ємність мірювального конденсатора. Формула для розрахунку ємності показує, що зміна ності також є лінійною функцією висоти рівня в посудині. Другу, більшу групу мірювачів, що базуються на зміні діелектричної проникності, складають так звані днувальні посудини, рівень рідини яких залежить від зміни положення складного єкту контролю. При цьому об'єкт контролю може бути розташований на певних далях і складатися з декількох вузлів, які потрібно контролювати. Умовна схема ого перетворювача зображена на рис. 3.5.

Для даного перетворювача ємність дорівнює:

$$C = C_0 + \frac{2\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_1 l_1 + \varepsilon_2 l_2\right)}{\ln\left(1 + d/R\right)}, \qquad (3.3)$$

$\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – діелектричні проникності відповідно повітря та рідини; l_1, l_2 – відповідно овжини електроду в повітрі та в рідині; C_0 – ємність з'єднувальних проводів та мірювальної апаратури.

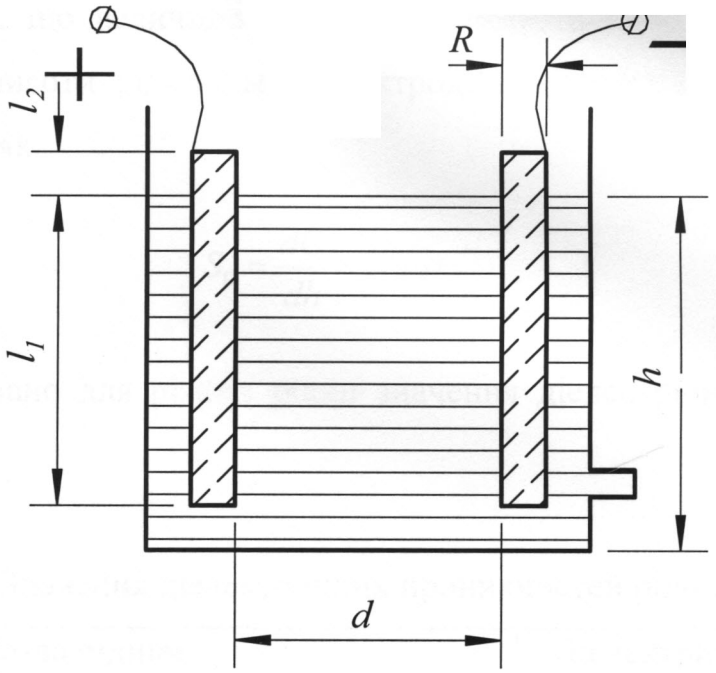


Рис. 3.5. Схема ємнісного перетворювача:

$l = l_1 + l_2$ – повна довжина електродів, R – радіус електроду, d – відстань між електродами, h – висота рідини в посудині.

Залежність ємності від величини рівня h рідини між вимірювальними електродами буде (рис. 3.6).

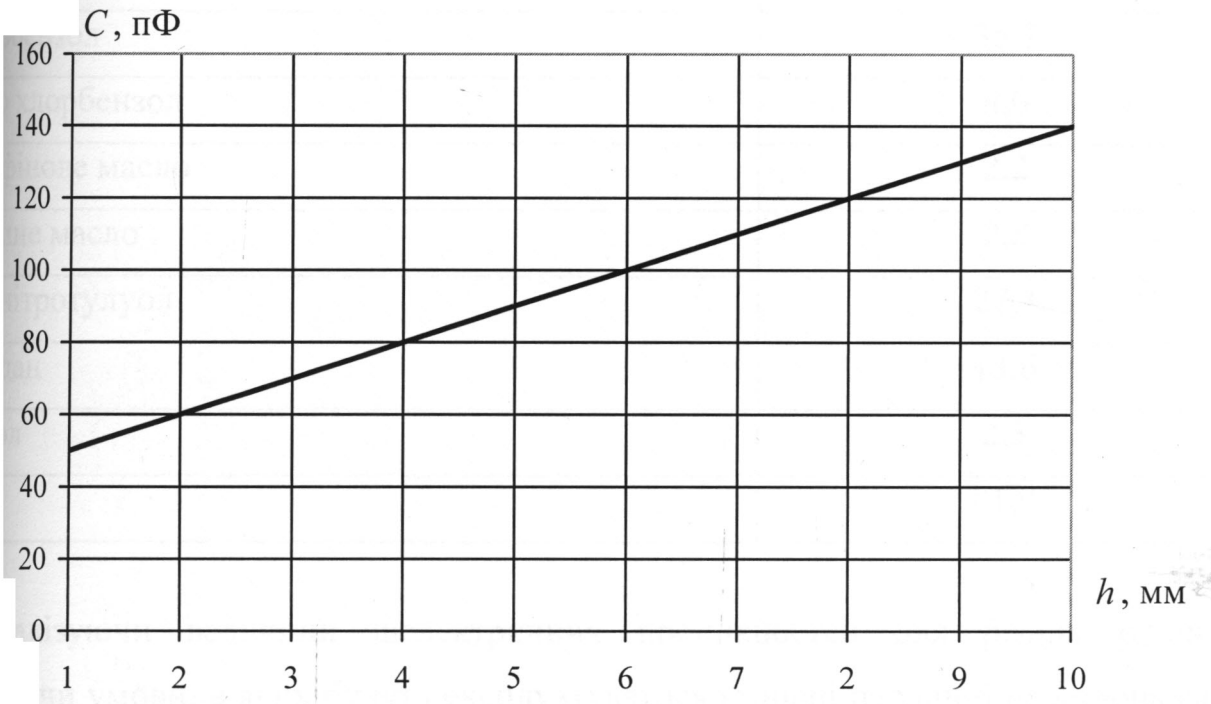


Рис. 3.6. Залежність ємності перетворювача від величини рівня рідини.

З рис. 3.6 видно, що величина ємності є прямолінійною характеристикою і ежить від зміни висоти рідини між електродами. Відносна чутливість такого оду визначається, як:

$$S_0 = \frac{dC}{dh} = const\,. \tag{3.4}$$

В табл. 3.1 показано для різних рідин значення діелектричних проникностей

Таблиця 3.1 -

Значення діелектричних проникностей рідин.

Назва рідини	Діелектрична проникність
1	2
Ацетон	21,4
Тетр ахлоритан	8,1
Бензольний альдегід	18,3
Бензол	2,28
Хлористий етилен	10,5
Метиловий спирт	33,8
Нітробензол	35,7
Моно хлорбензол	4,0
Парафінове масло	2,2
Сурепне масло	2,8
Ортонітротулуол	27,4
Перидан	13,6
Толуол	2,3
Вода	81,0

Аналізуючи величини діелектричних проникностей для різних рідин і раховуючи умови, в яких будуть експлуатуватися ємнісні первинні перетворювачі,

ираємо в якості суміші рідину із 30% метилового спирту і 70% води. Дане відношення буде уточнюватися при лабораторних і натурних випробовуваннях.

3.2. Розробка гідродинамічної системи контролю за просторовою зміною ження технологічних об'єктів підземного сховища газу

Основою для виконання досліджень є методика, згідно з якою проводиться стереження на території діючого підземного сховища газу за деформацією ючих надземних споруд і об'єктів, а також елементів підземних і надземних бопроводів, які експлуатуються в зоні можливих деформацій [61].

Спостереження за вертикальними рухами земної поверхні допоможе гнозувати наявність можливих загрозливих деформацій наземних і підземних нок газопроводів СПЗГ, можливість виникнення аварійних ситуацій, які можуть вести, в першу чергу, до людських жертв та інших невиправданих збитків. родинамічна система спостережень (ГДСС) служить для дистанційного ірювання вертикальних зміщень контрольованих об'єктів і може бути ристана для регулярних спостережень за деформацією інженерних споруд земний стальний газопровід), а також просіданням фундаментів технологічного аднання.

Структурна схема ГДСС, яка показана на рисунку 3.7 складається:

- первинних перетворювачі; (1а – 1т);
- комутатора 2;
- схеми керування 15;
- запам'ятовуючого пристрою 3;
- підсилювача 4;
- системи обробки сигналу, яка включає:
- аналізатор номеру перетворювача і номеру ємності 6;
- вимірювача частоти сигналу 7;

- перетворювача змінного сигналу в постійний 8;
- вимірювача величини зміщення 9;
- вимірювача напрямку зміщення 10;
- схеми порівняння 11;
- мікропроцесорного пристрою 12;
- пристрою передавання інформації 13;
- диспетчерського пункту 14.

Система призначена для контролю величин переміщень ОК у вертикальній лощині з визначенням напрямку кута зміни в горизонтальній площині.

Призначення блоків системи: вимірювальні первинні перетворювачі в вигляді судин з електродами, зануреними в рідину, служать елементом коливального нтуру як змінна ємність, внаслідок якої змінюється частота коливального контуру. мутатор – це пристрій, який за допомогою схеми порівняння підключає первинні ретворювачі до схеми контролю, а також кожний елемент посудини для значення напрямку кута зміни переміщень. Схема керування служить для правління блоками вимірювальної системи, черговості їх включення, а також нхронізації обробки сигналу. Запам'ятовуючий пристрій служить для пам'ятовування номеру первинного перетворювача, який включений в процес нтролю і запам'ятовує, чи на даному етапі підключається до контролю вся стема, чи окремий перетворювач або блок перетворювачів. Підсилювач едставляє собою широкосмуговий елемент з глибоким від'ємним зворотнім язком і використовується для підсилення сигналу в широкому діапазоні частот. стоти визначаються елементами контуру, складовими якого є постійна уктивність і почергово під'єднювальні ємності перетворювача. Система обробки налу містить декілька обчислювальних блоків і служить для обробки отриманого рмаційного сигналу визначення величин і напрямку зміщення об'єкту, тролюючи газові мережі в цілому. Аналізатор номеру перетворювача і номеру ності представляє собою запам'ятовуючий пристрій з постійною пам'яттю, який, имавши сигнал з комутатора визначає номер перетворювача і початок відліку, о є фактично номером вимірювальної ємності. Вимірювач частот сигналу

ставляє собою частотомір, який визначає частоту отриманого сигналу. етворювач змінного сигналу в постійний представляє собою частотний кримінатор, який дає на виході постійний сигнал, пропорційний до зміщення єкту контролю. Вимірювач напрямку зміщення порівнює сигнал із аналізатора мера ємності й блоку вимірювача величин зміщення і визначає напрямок щення. Схема порівняння служить для порівняння результатів початкових рів і поточних, що дає можливість визначення абсолютних значень зміщень. ропроцесорний пристрій побудований на мікроЕОМ серії AT89C55, додаткових росхем портів, оперативно запам'ятовуючої пам'яті та аналого-цифрового етворювач, служить для обробки отриманих результатів при визначенні сторового просідання як елементів мережі, так і цілої газової мережі. едаючий пристрій представляє собою підсилювачі напруги для передачі сигналу візуальний пристрій чи диспетчерський пункт. Диспетчерський пункт є числювальним комплексом на базі ЕОМ для обробки і візуалізації результатів нтролю в реальному масштабі часу. Робота пристрою полягає в наступному. нхронізуючий сигнал поступає на відповідні блоки в режимі внутрішньої нхронізації через запропоновані періоди часу. В режимі зовнішньої синхронізації гнал з диспетчерського пункту поступає на задану схему, що є початком итування всіх вимірювальних перетворювачів газової мережі або окремо взятого етворювача.

Дана система дає можливість спостерігати:

- за окремим об'єктом системи мережі ПСГ;
- за всією системою мережі ПСГ.

На відміну від аналогів даної системи, які дають можливість визначати осторове положення окремого ОК тільки через контроль всієї мережі то пропонована система може автономно використовуватися для окремого об'єкту нтролю та для всієї мережі. Перевагою даної вимірювальної системи є те, що вона потребує визначення просторових змін об'єкту через складні обчислення як остого, так і просторового кута. Просторовий кут – це сукупність плоских кутів 0 до 360 °. У даній системі контролю не потрібно вибирати реперну точку,

осно якої знаходиться зміна контрольованих параметрів. Дана вимірювальна ема представляє собою сукупність первинних перетворювачів і вторинного трою, які пов'язані з мікроЕВМ. Відмінністю запропонованої системи є те, що винні перетворювачі можуть використовуватися для визначення перевищення та і напрямку цього кута, як з'єднювальні посудини гідроводу, так і їх частина або ремий перетворювач. Сигнал із первинного перетворювача через блок комутації ступає на запам'ятовуючий пристрій, а дальше в систему обробки сигналу. В язку з тим, що перетворювачі мають спеціальну конструкцію з визначником чатку відліку, є можливість визначити номер опитуваної ємності, а отже, і личину зміщення трубопроводу і його напрямок. Для цього в первинному ретворювачі є індуктивний давач, сигнал якого поступає на схему співпадання, хідний сигнал якої керує схемою вибору номера перетворювача і номера ємності. триманий сигнал зі схеми співпадання у вигляді синусоїдального сигналу ідповідної частоти, яка залежить від величини і напрямку нахилу первинних ретворювачів, поступає на частотний дискримінатор і перетворюється в постійний игнал. Для визначення напрямку зміни положення використовується вимірювач міщення, що представляє собою перетворювач сигналу, який синхронізується від игналізатора номеру перетворювача і номеру ємності. Для визначення абсолютного міщення об'єкту контролю використовується схема порівняння, яка дає можливість изначити зміщення, тобто зміну частоти від кожної ємності, як від початку кладення вимірювальної схеми, так між будь-якими вже проконтрольованими имірами. Це в свою чергу дозволяє в реальному масштабі часу аналізувати процес осідання ОК, тобто саму динаміку, та ідентифікувати можливі чинники впливу на щевказаний процес. Використання мікропроцесорного комплексу дає можливість ервинної обробки сигналу, а також побудови графіків зміни переміщень, їх апрямку в реальному режимі, тобто окремого елементу чи газової мережі в цілому.

Вивід інформації на диспетчерський пункт із цілою системою контрольованих раметрів дає можливість оперативного прийняття рішень, аналізу чинників пливу, їх питомої ваги на зміну елементів газової мережі, а отже, і сховища в ілому.

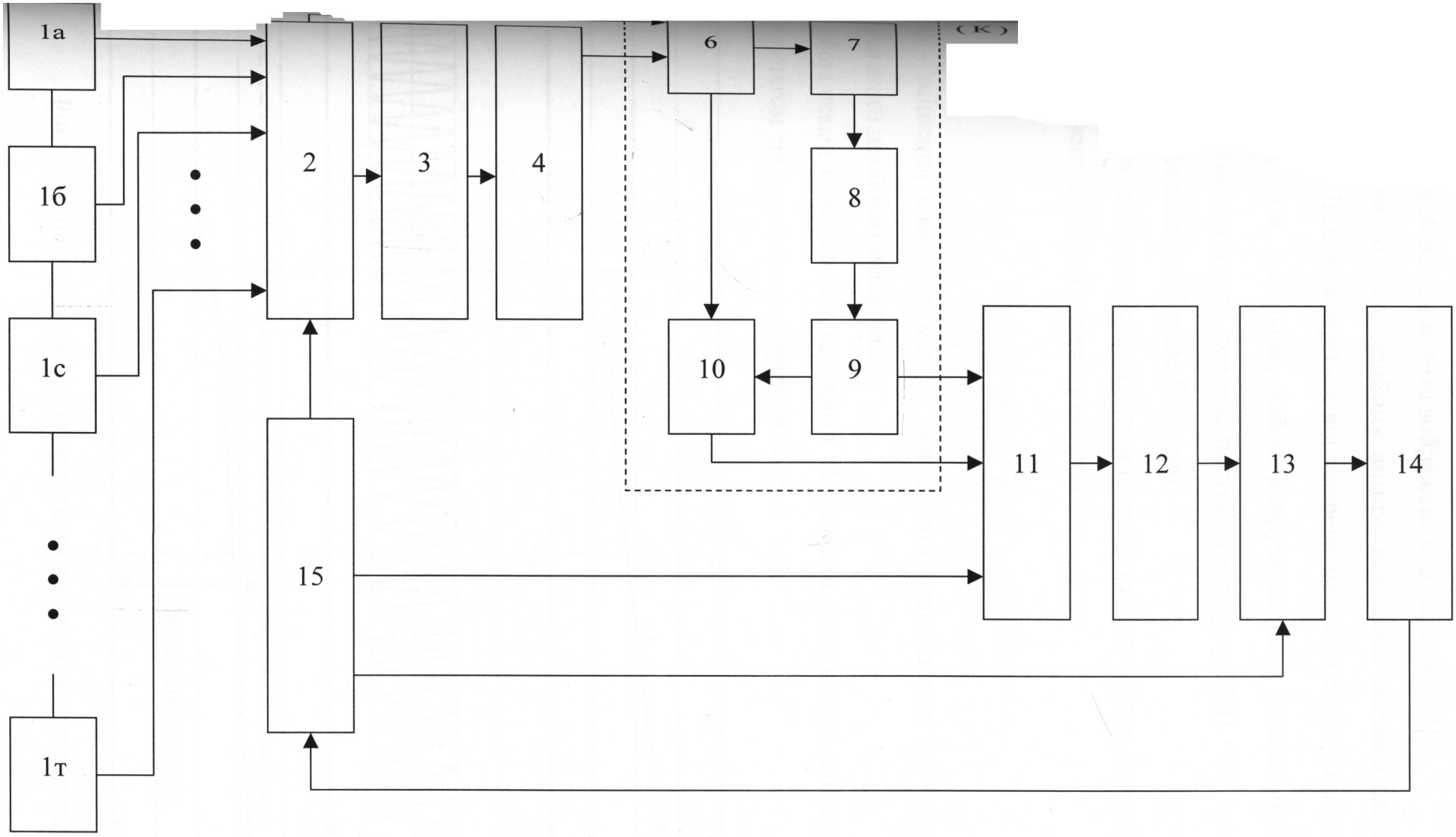


Рис. 3.7. Структурна схема розробленого пристрою.

Конструкція розробленої системи зображена в додатку К [67].

Максимальний час одного прийому виміру для даної системи складає 30 с. ивлення системи ГДСС виконується від джерела змінного струму напругою 220^{+22}_{-33} з частотою 50 ± 1 Гц, при цьому робочі напруги системи повинні бути в межах 12±1) В або від автономного джерела постійного струму 12 В. Час встановлення бочого режиму складає не більше 5 хвилин.

Інформація на диспетчерському пункті представляє собою систему графіків ложення елементів газової мережі у вигляді

$$\Delta\varepsilon = f(t), \tag{3.5}$$

$\Delta\varepsilon$ - зміщення елементу мережі від початку закладення системи, t – час, ротягом якого пройшло зміщення.

Робота схеми пояснюється часовими діаграмами на прикладі вибраної ділянки уби протягом трьох років спостереження (рис. 3.8).

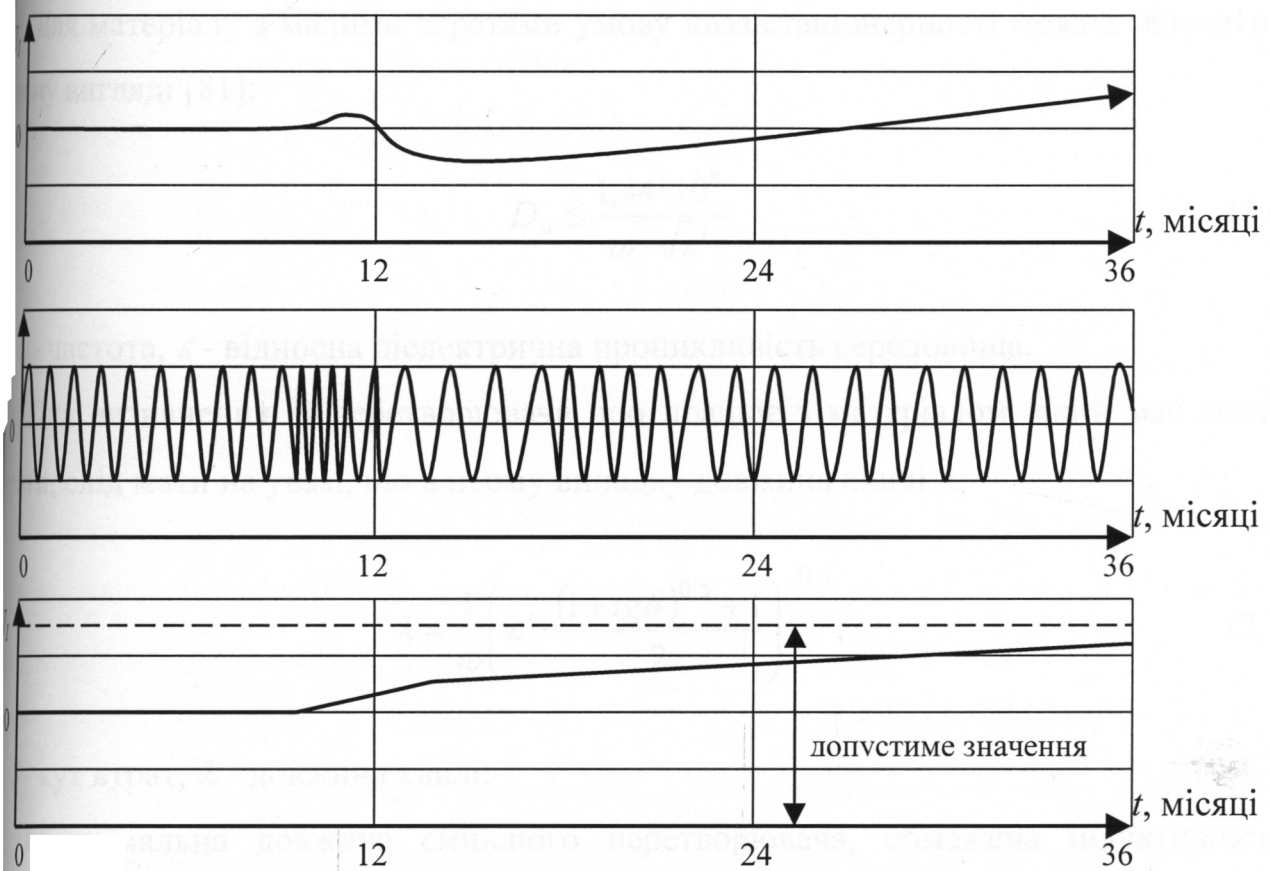


Рис. 3.8. Діаграми роботи розробленої системи спостереження.

3.3. Розробка первинних перетворювачів

3.3.1. Визначення основних параметрів перетворювачів

Загалом властивості перетворювача залежать як від розмірів, конфігурації та много розташування електродів, так і від властивостей рідини, її рівня по ошенню до електродів [63]. Найбільш часто використовуються перетворювачі, складаються з однакових плоских електродів круглої або прямокутної форми, якими знаходиться рідина. Така конструкція перетворювача дозволяє німізувати кількість чинників, які впливають на його властивості.

З метою забезпечення однакової напруги у всіх точках електрода необхідно конати умову квазістаціонарності, яка полягає в тому, щоб максимальний розмір електрода був не більший від однієї десятої частини довжини електромагнітної лі в контрольованому матеріалі [86].

Для матеріалу з малими втратами умову квазістаціонарності можна записати в кому вигляді [81]:

$$D_м \le \frac{1{,}44 \cdot 10^8}{\omega \cdot \sqrt{\varepsilon'}} \tag{3.6}$$

ω - частота, ε - відносна діелектрична проникливість середовища.

Для визначення D перетворювача, що працює з матеріалом, який має значні рати, слід мати на увазі, що в цьому випадку довжина хвилі λ:

$$\lambda = \frac{1}{\omega}\left(\varepsilon' \cdot \frac{\left(1+tg\delta\right)^{0.5}+1}{2}\right)^{-0.5} \tag{3.7}$$

де δ - кут втрат, λ - довжина хвилі.

Максимальна довжина ємнісного перетворювача, обмежена індуктивністю мих електродів. При певній довжині перетворювача, що називається критичною, активна складова перетворювача перетворюється з ємнісної в індуктивну. Для

ження похибки, пов'язаної з впливом індуктивності електродів, необхідно жину перетворювача вибирати меншу від критичної. Критичну довжину ретворювача, яка залежить від властивостей контрольованого матеріалу, можна близно оцінити, якщо розглядати перетворювач як довгу лінію з розподіленими аметрами .

Якщо електроди розташовані близько один від одного ($d << D_м$), ємність ретворювача можна знаходити за формулою:

$$C_a = \varepsilon_0 \frac{S}{d}, \tag{3.8}$$

ε_0 – діелектрична постійна, S – площа металічних електродів, розміщених у рідині, d - відстані між електродами. В іншому випадку необхідно враховувати йові поля електродів і визначати ємність перетворювача за формулою:

$$C = C_a + C_k = \varepsilon_0 \frac{S}{d}\varepsilon + C_k, \tag{3.9}$$

C_k – ємність від крайових ефектів електродів.

Для електродів довільної форми, якщо $d << \sqrt{S}$, крайову ємність приблизно на визначити [16]:

$$C = \varepsilon_0 \frac{l_1}{2\pi} \ln \frac{\sqrt{S}}{d}, \tag{3.10}$$

l_1 – периметр електроду.

Формулу (3.10) можна використовувати при порівняно малих переміщеннях і дуже високих значеннях ε. Загалом, введення у плоскопаралельний перетворювач нтрольованого діелектрика викликає перерозподіл зарядів на електродах. Цей ерозподіл викликає збільшення ємності C_a і зменшення ємності C_k. Зміна ностей пов'язана з втягуванням силових ліній електричного поля в області з льш високими значеннями $|\varepsilon|$. Істотне зменшення змін ємностей внаслідок ерозподілу поля дають перетворювачі, у яких контрольована рідина

ташовується в центральній частині електродів, площа яких набагато більша від
щі зразка. Для перетворювача з круглими електродами робоча ємність C_a,
ахувана за формулою (3.9), відрізняється на 1 % від дійсної робочої ємності,
о край зразка знаходиться на відстані не меншій, ніж 0,57 d від краю електрода.

При неможливості точного вимірювання розмірів робочого простору між
ктродами або у випадку використання електродів складної форми робочу ємність
еретворювача можна визначити з допомогою еталонних рідин, які мають відоме
ення ε' і $\varepsilon'' = 0$. В якості еталонних рідин часто використовується зневоднений
ол, діелектрична проникність якого визначається за формулою:

$$\varepsilon' = 2{,}2825 - 0{,}002(\theta - 20). \tag{3.11}$$

Для градуювання вимірювальних приладів можуть бути використані тверді
ндартні зразки, що мають відоме значення діелектричної проникності:
ропласт 4 $(\varepsilon' = 2{,}04)$, кварц $(\varepsilon' = 3{,}79)$, радіокераміка К1 $(\varepsilon' = 5{,}01)$.

Вимірюючи ємність C_1 порожнього перетворювача і ємність C_2 перетворювача,
робочій порожнині якого знаходиться еталонна рідина, можна визначити
аметри перетворювача [86]

$$C_a = \frac{C_2 - C_1}{\varepsilon' - 1};\ C_k = C_1 - C_a, \tag{3.12}$$

ε' - діелектрична проникність еталонної рідини.

Величину C_1 звично вимірюють на перетворювачі, заповненому повітрям. При
обливо точних вимірюваннях необхідно враховувати, що ε повітря відмінний від
диниці й залежить від температури і вологості. При абсолютно сухому повітрі й
мпературах 20 і 50 °С його діелектрична проникність дорівнює відповідно 1,00047
1,00040. При відносній вологості 100 % і тих же температурах діелектрична
роникність повітря має значення 1,00075 і 1,00136 [82].

3.3.2. Обґрунтування вимірювальних схем для ємнісних перетворювачів

Враховуючи малу зміну ємності давачів, для їх вимірювання даних ємностей більш доцільно застосовувати високочастотні схеми [30]. Найбільш поповсюдженим є метод, при якому використовується форма резонансної кривої вального контуру. Не дивлячись на те, що цей спосіб вже давно відомий, у ому випадку він є найбільш доцільним.

Методом вимірювання досить малих ємностей, придатним для роботи з існими давачами, є метод відношення ємностей двох конденсаторів, робочого і зкового, які з'єднані послідовно і під'єднані до високої напруги. Мостові окочастотні схеми бувають зрівноваженими і незрівноваженими. Зрівноважені користовуються для статичних вимірювань і не придатні у виробничих умовах. У оті з ними використовуються мости та інші схеми, призначені для діотехнічних вимірювань, придатні, в основному, для перевірки методів і для тролю давачів. Незрівноважені схеми дають вихідну напругу, пропорційну до ності, що вимірюється. В деяких випадках вони мають на виході тільки прямляч (демодулятор) і електронний вольтметр або осцилограф, але деколи на коді маємо схему, яка компенсує вихідну напругу в стані спокою до електричного ля; індикатором також є вольтметр або осцилограф. Оскільки ємність представляє ктивний опір, то для її точного вимірювання потрібні складні апаратні рішення, у найбільш доцільно використати частотний метод вимірювання, де елементом стотнозадаючої ланки є вимірювальна ємність. Точність такого вимірювання сягає до 10^{-6}.

Для зменшення впливу індуктивності з'єднювальних проводів можна користовувати наступну методику. Кожний з двох з'єднаних проводів крекручується з загальним, замкнутим накоротко витком додаткового провідника. ри цьому збільшується взаємна індуктивність двох робочих проводів, струми в их спрямовані назустріч один одному, і відповідно, загальна індуктивність еншується при допустимому збільшенні паразитної ємності. Наприклад, для лінії вжиною 25 м, виконаної з проводу з жилою діаметром 0,6 мм та ізоляційною

щиною 0,3 мм, тридцять перекручень проводу зменшують індуктивність лінії ьше, ніж у 5 разів [88].

Для усунення впливу імпедансу з'єднувальних проводів можна користовувати чотирьохпровідне включення перетворювача. При такому лоченні до кожного з зажимів перетворювача під'єднані два проводи. По одній рі проводів, підключених до різних зажимів, пропускається постійний за плітудою і фазою струм. Таким чином, яким би не був імпеданс цієї пари оводів, через перетворювач протікає заданий струм. Цей струм викликає на етворювачі падіння напруги, яке залежить тільки від параметрів перетворювача. діння напруги на перетворювачі змінюється з допомогою другої пари проводів. що вхідний імпеданс змінився набагато більше від імпедансу проводів, то на вази вимірювача не впливає імпеданс другої пари проводів.

При частотах вимірювання більше за 10 МГц необхідно враховувати розподіл сних параметрів з'єднувальної лінії.

Для ліній з високою добротністю, до яких можна віднести високочастотні оксіальні кабелі, при виконанні умови $\omega \cdot l\sqrt{L_л C_л} \le 0{,}15$, (де l – довжина лінії, $L_л$ і - погонні індуктивність і ємність лінії), розрахунок ємності можна вираховувати за формулою:

$$C = \left(AC_i - C_л l\left[1 + \omega^2 C_i L_л l\right]\right)\frac{1+Q_i^2}{1+\left(AQ_i\right)^2}, \qquad (3.13)$$

A- коефіцієнт, l- довжина лінії, Q - добротність, ω - частота.

3.3.3 Особливості конструкції ємнісних перетворювачів рівнів

Конструкції ємнісних перетворювачів рівнів різноманітні для електропровідних і неелектропровідних рідин (електропровідними вважаються рідини з питомим ектричним опором ρ<10^6 Ом·м і діелектричною проникністю $\varepsilon_x \ge 7$). Відмінність к перетворювачами полягає в тому, що для електропровідних рідин один із

ктродів рівнеміра покритий ізоляційним шаром. Електроди перетворювачів неелектропровідних рідин не ізольовані [86].

Як для електропровідних, так і для неелектропровідних рідин електроди етворювачів можуть бути виконані у вигляді стержнів, плоских пластин або ліндрів. У якості другого електроду може використовуватися металічна стінка удини з рідиною. При використанні електропровідної рідини електроди мусять ти ізольовані від рідини, що в свою чергу змінює схему включення. Тоді ляється ланка з двома ємностями включеними паралельно в повітрі, і двома ностями в рідині. Ці ємності утворені між центральним стержнем і шаром ляції, а також між шаром ізоляції та другою обкладинкою конденсатора. більш простою на практиці є конструкція коаксіального перетворювача лектропровідних рідин.

Перетворювач, який складається з внутрішнього і зовнішнього циліндричних ктродів, взаємне розташування яких зафіксоване прохідним ізолятором, іщається в резервуар, що визначається рівнем рідини. Ємність між електродами етворювача дорівнює [58]:

$$C = C_0 + \frac{2\pi\varepsilon\varepsilon_0 l}{\ln\left(1 + d/R\right)}, \tag{3.14}$$

l – повна довжина електродів, R і d – радіус внутрішнього електроду і відстані к електродами, C_0 – ємність, зумовлена прохідним ізолятором, а також днувальними провідниками до вторинної вимірювальної апаратури.

Наведений вираз представляє собою спрощену функцію перетворення нісного перетворювача рівня неелектровідної рідини. Ємність такого етворювача є еквівалентною ємністю трьох з'єднаних паралельно ємностей. У падку, коли діелектричну постійну досліджуваного середовища можна вважати стійною, інформативною є лиш ємність конденсаторного перетворювача.

Необхідно також відмітити, що в реальних умовах ε_x може змінюватися наприклад, при зміні температури досліджуваної рідини, її складу і т. ін.). Для ншення впливу зміни ε_x на результат вимірювання, звичайно, ускладнюють

струкцію ємнісного рівнеміра додатковим компенсаційним компенсатором, розташований у нижній частині основного елемента перетворювача. Додатковий етворювач містить компенсаційний конденсатор, який постійно занурений у ліджувану рідину, ємність якого залежить тільки від ε_x. При відповідному оченні у вимірювальну ланку ємність компенсуючого конденсатора ористовується для корекції вихідного сигналу перетворювача при зміні ε_x.

Так як простір над досліджуваною рідиною буде забруднюватися парами ліджуваної рідини, його діелектрична постійна буде відрізнятися від ε повітря, то усунення впливу зміни ε в ємнісних перетворювачах може бути застосований і ий компенсуючий перетворювач. Помітимо, що навіть при відсутності парів дини, яка наповнює резервуар, ε змінюється на $2 \cdot 10^{-6}$/1 °С; на 0,01 % при зміні огості на 10 %.

3.3.4. Вибір і обґрунтування вхідної ланки схеми перетворювачів

Вказано, що найбільший вплив на перетворення і чутливість пристрою має ідна ланка підсилювача сигналу [50]. Найбільш реальною є схема, побудована на анзисторному каскаді КП350А.

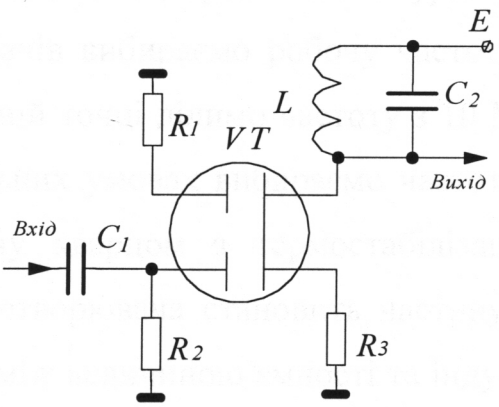


Рис. 3.9. Вхідна ланка підсилювача.

При виборі схемних рішень для вимірювання ємності потрібно оцінювати всю купність їх експлуатаційних параметрів. Найбільш простими здаються вимірювачі ності, але такі прилади працюють на низьких частотах, і мають широкий діапазон мірювання. При застосуванні ємнісних перетворювачів вимірювачі повинні мати

кий діапазон, що підвищує чутливість і точність вимірювання. Другою ствістю даних засобів повинна бути лінійна шкала вимірювань, що в свою чергу ищує точність і рівномірну чутливість у всьому діапазоні. Оскільки вторинні оби знаходяться на певній віддалі від перетворювачів, вони повинні мати кий вхідний опір і малі завади вхідних ланок.

Для автоматизації процесу контролю механічні й геометричні параметри инні бути перетворені в сигнали напруги або струмів. При цьому первинна обка сигналу (попереднє підсилення сигналу, перетворення в цифрову форму) инна бути якнайближча до перетворювача. Вибір частоти кварцового генератора жить від вибору функціональної схеми перетворення. В даному випадку для творення аналогового сигналу в цифровий використовується кодоімпульсний д перетворення. Вирішальне значення для вибору частоти має ширина смуги от, так як вона визначає відношення сигнал-шум. Оскільки сигнал модулюється астіше шляхом амплітудної модуляції, то ширина смуги вибирається рівною ільшою від подвоєнного значення найвищої частоти модуляції [81]. З другого зі збільшенням відносної ширини смуги пропускання понижується опір троєних контурів, що в свою чергу знижує чутливість. Тому найбільш доцільно бирати відношення частот для настроєних контурів сигнал-шум 100/1. Для ропонованих перетворювачів вибираємо робочу частоту сигналу генераторів 3 . Для генератора в реперній точці ділимо частоту з 10 Мгц до 2,5Кгц зі смугою пускання 0,1Кгц. В реальних умовах вибираємо частоту генератора в реперній чці 10 Мгц, стабілізовану кварцом з термостабілізацією. У вимірювальних ераторах, де ємність перетворювача становить частину коливального контуру, ливим є співвідношення між величиною ємності та індуктивності, які складають ливальний контур. При використанні вхідної ланки з польовим транзистором уктивність може змінюватися від 50 до 100 мкГ, при зміні ємності від 50пф до 0,5 кф. Частота генератора буде вичислюватися за формулою:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}, \tag{3.15}$$

L індуктивність коливального контуру, C- ємність коливального контуту

Основою такого вимірювання є використання форми резонансної кривої стого коливального контуру для визначення зміни ємності, що включена алельно з ємністю контуру. Можливі два шляхи: частота генератора постійна, а нюється напруга, що виникає на настроєному контурі, частина ємності якого рена давачем; але більш доцільним є другий шлях – генератор має змінну оту, що визначається ємністю давача, потім напруга з нього подається на тур, що настроєний на строго визначену частоту, причому при самих крайніх ірюваннях частоти генератора робоча точка залишається на бічній гілці онансної кривої цього контуру.

3.4. Вибір матеріалу для виготовлення перетворювачів

Для зменшення паразитних впливів на ємність перетворювача рідина між кладинками конденсатора повинна мати якнайбільшу діелектричну проникність. призводить до збільшення ємності, згідно рівняння (3.13). В свою чергу, ратно реалізувавши залежність, ми підвищуємо співвідношення сигнал/шум на коді перетворювача. Малий коефіцієнт лінійного розширення рідини і мпературний коефіцієнт стабілізують електричні параметри перетворювача, крема, зменшують вплив пари, яка знаходиться над рідиною на сумарну ємність ретворювача. Рідина, яка знаходиться між обкладинками конденсатора, повинна ти малу адсорбцію до різних речовин і стійкість до хімічної дії. Найважливішим раметром, який повинна мати рідина, є висока діелектрична проникність ε. Таку астивість має дистильована вода в суміші з метиловим спиртом, яку можна користовувати в будь-який період. Для електродів перетворювача користовуються матеріали стійкі до механічної та хімічної дії, тобто до еншення появи окисних плівок і механічних неполадок. Такі властивості мають астини, покриті міддю, які використовуються в запропонованому перетворювачі.

що кращими могли б бути ці електроди, покриті сріблом або іншим городним металом. Якщо врахувати, що опір електродів складається з двох орів – ємнісного і активного, то кращі ті електроди. в яких співвідношення ктивний –активний опір є якнайбільшим.

Межа розділу між електродом і матеріалом, що контролюється, відіграє обливо важливу роль при зміні властивостей провідних рідких речовин на ьких частотах. Це пов'язано з тим, що навіть при ідеальній поверхні електроду ньому при контакті з матеріалом, що контролюється, утворюється так званий двійний шар. Цей шар формується в результаті різних процесів наприклад, при сутності струму через електрод, поверхня його може адсорбувати полярні екули при визначеній їх орієнтації. При протіканні струму через електрод двійний шар може утворюватися внаслідок того, що не всі іони будуть встигати давати свої заряди. В результаті цього поблизу електрода формується область у кілька мономолекулярних шарів з властивостями, які відрізняються від стивостей контрольованої рідини. Ця область еквівалентна до конденсатора ьшої ємності з втратами. В залежності від виду іонів у контрольованій рідині, ність еквівалентного конденсатора досягає декількох мікрофарад на квадратний тиметр площі електрода. При малих провідностях, якщо зазор між електродами же малий, також можлива похибка при вимірюванні ε матеріалу.

3.5. Вимірювання кута нахилу об'єкта контролю первинними ємнісними перетворювачами

Розглянемо ємнісний первинний перетворювач (рис. 3.10а):

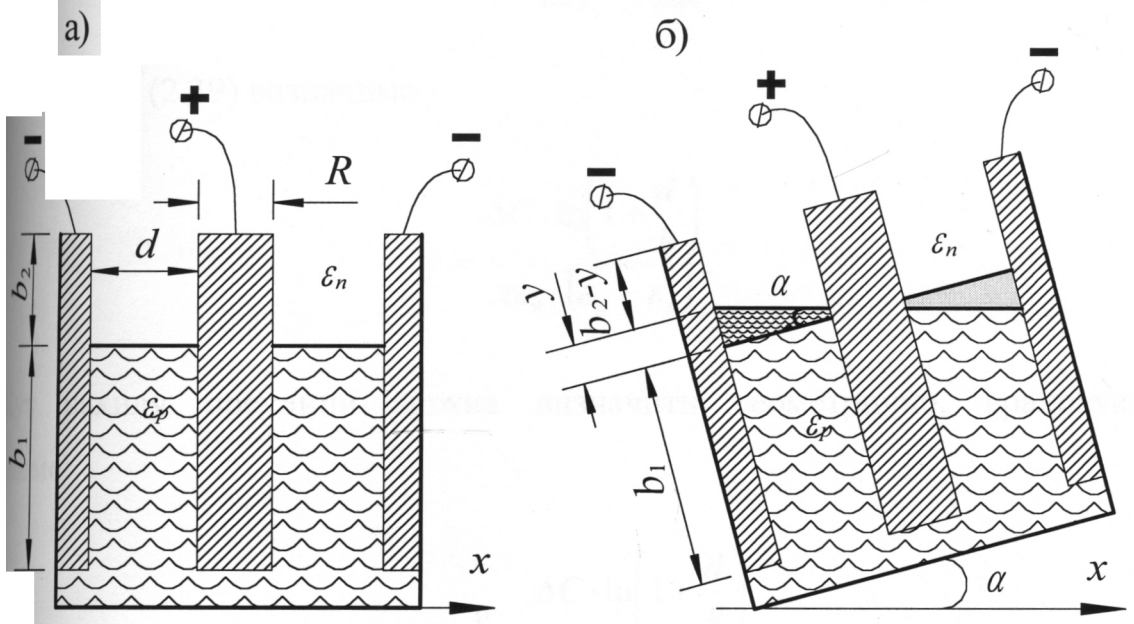


Рис. 3.10. Вимірювальні посудини: а) горизонтально розташована посудина; б) посудина, нахилена під певним кутом α від початкового положення; ε_n, ε_p, - діелектричні проникності повітря та рідини відповідно; R – радіус електроду; d – відстань між пластинами; b_1, b_2 – висота рідини та пластини в повітрі відповідно горизонтально розміщеної посудини; y – зміна висоти рідини нахиленої посудини.

Для збільшення температурного діапазону роботи ємнісного перетворювача в ості рідини використовуємо суміш води та спирту з $\varepsilon_p = 66{,}3$.

Запишемо рівняння ємностей для частини пластини, що знаходиться в рідині C_p повітрі C_n, для посудин, що не нахилені :

$$C_{вим0} = C_p + C_n = \frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_p b_1}{\ln\left(1 + d/R\right)} + \frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_{n2} b_2}{\ln\left(1 + d/R\right)}, \qquad (3.16)$$

ε_0 – абсолютна діелектрична проникність. Для посудини, що нахилена під певним том (рис. 3.10б), запишемо ємності, враховуючи рівняння (3.16) для повітря та далі y, що наполовину заповнений рідиною, а наполовину повітрям:

$$C_{вимα} = \frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_n(b_2 - y)}{\ln\left(1 + d/R\right)} + \frac{\pi\varepsilon_0\varepsilon_p y}{\ln\left(1 + d/R\right)} + \frac{\pi\varepsilon_0\varepsilon_n y}{\ln\left(1 + d/R\right)}. \quad (3.17)$$

Отже, рівняння зміненої ємності після нахилу посудини буде рівним:

$$\Delta C = C_{вимα} - C_{вим0}, \quad (3.18)$$

Із рівняння (2.39) визначимо y:

$$y = \frac{\Delta C \cdot \ln\left(1 + \frac{d}{R}\right)}{\pi\varepsilon_0 \cdot \left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)}. \quad (3.19)$$

Кут нахилу посудини можна визначити геометрично, враховуючи (), маємо:

$$tg\alpha = \frac{y}{d} = \frac{\Delta C \cdot \ln\left(1 + \frac{d}{R}\right)}{d\pi\varepsilon_0 \cdot \left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)}. \quad (3.20)$$

Таким чином, отримано однозначну залежність між вимірюваною ємністю та тенсом кута нахилу посудини.

Для пластини, що розташована на протилежній стороні, визначимо аналогічним собом тангенс кута нахилу:

$$tg\alpha_2 = \frac{y}{d} = \frac{\Delta C_2 \cdot \ln\left(1 + \frac{d}{R}\right)}{d\pi\varepsilon_0 \cdot \left(\varepsilon_n - \varepsilon_p\right)}. \quad (3.21)$$

Як видно з рис. 3.10б ($tg\alpha_1 = -tg\alpha_2$), можна визначити подвійний тангенс кута илу посудини, що дозволяє збільшити чутливість вимірювань у два рази:

$$2tg\alpha = \left|tg\alpha\right| + \left|tg\alpha_2\right|. \quad (3.22)$$

У формулі (3.21) значення діелектричних проникностей залежать від ператури. Оскільки у рідких діелектриків на сам процес електричної поляризації

дких атомах та іонах зміна температури не впливає, а є чинником ічного розширення речовини і зменшення густини, відповідно кількості кул у даному об'ємі, призводить до зміни діелектричної проникності. Тому но вважати, що діелектричні проникності рідких діелектриків мають лінійну жність від температури. На основі даних [73], визначимо аналітичну залежність діелектричної проникності суміші від температури в формі прямої лінії:

$$\varepsilon_p(t) = -0.25t + 85.35 \tag{3.23}$$

Зміна діелектричної проникності повітря від температури при 100 % відносній гості показана в [73]. Аналітично дану залежність можна описати системою нь:

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon_n(t) &= -3.7 \cdot 10^{-6} \cdot t + 1.0006\ , \quad -40 \le t \le 0 \\ \varepsilon_n(t) &= 2.06 \cdot 10^{-5} \cdot t + 1.0006\ , \quad 0 \le t \le 60 \end{aligned}\right\}, \tag{3.24}$$

Для визначення функціональних залежностей ємнісного перетворювача хідно в першу чергу побудувати еквівалентну схему її роботи, яка представлена ис. 3.11.

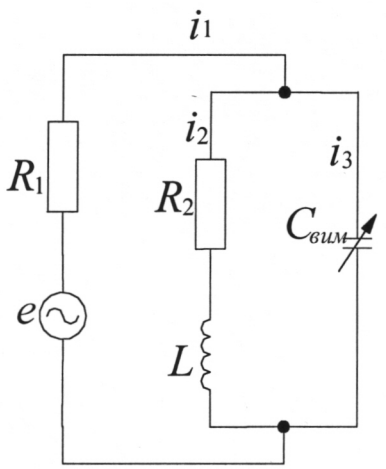


Рис. 3.11. Еквівалентна схема включення контуру:

e - джерело змінної наруги високостабільної частоти, L – індуктивність, $C_{вим}$ – сть, R_1 – вихідний опір джерела живлення, R_2 – активний опір котушки ктивності.

Система рівнянь, що описує схему, складена за допомогою операторного году:

$$\left.\begin{aligned} e &= i_1 R_1 + (Lp + R_2) i_2 \\ i_3 \frac{1}{C_{вим} p} &= i_2 (Lp + R_2) \\ i_1 &= i_2 + i_3 \end{aligned}\right\}. \qquad (3.25)$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь відносно ємності, отримаємо:

$$C_{вим} = \left| \frac{4L + R_1}{4\omega^2 L^2 + R_2^2} \right|, \qquad (3.26)$$

ω – виміряна кутова частота.

З урахуванням (3.26), визначимо ΔC:

$$\Delta C = \frac{4L + R_1}{4\omega_0^2 L^2 + R_2^2} - \frac{4L + R_1}{4\omega_\alpha^2 L^2 + R_2^2}, \qquad (3.27)$$

ω_0 – кутова частота перетворювача, визначена, зразу після його встановлення, кутова частота, визначена після нахилу перетворювача.

3.6. Аналіз методичної та інструментальної похибок розробленої системи нтролю

Схема накопичення сумарної похибки розробленої системи, яка реалізує ропоновану методику контролю, наведена на рис. 3.12.

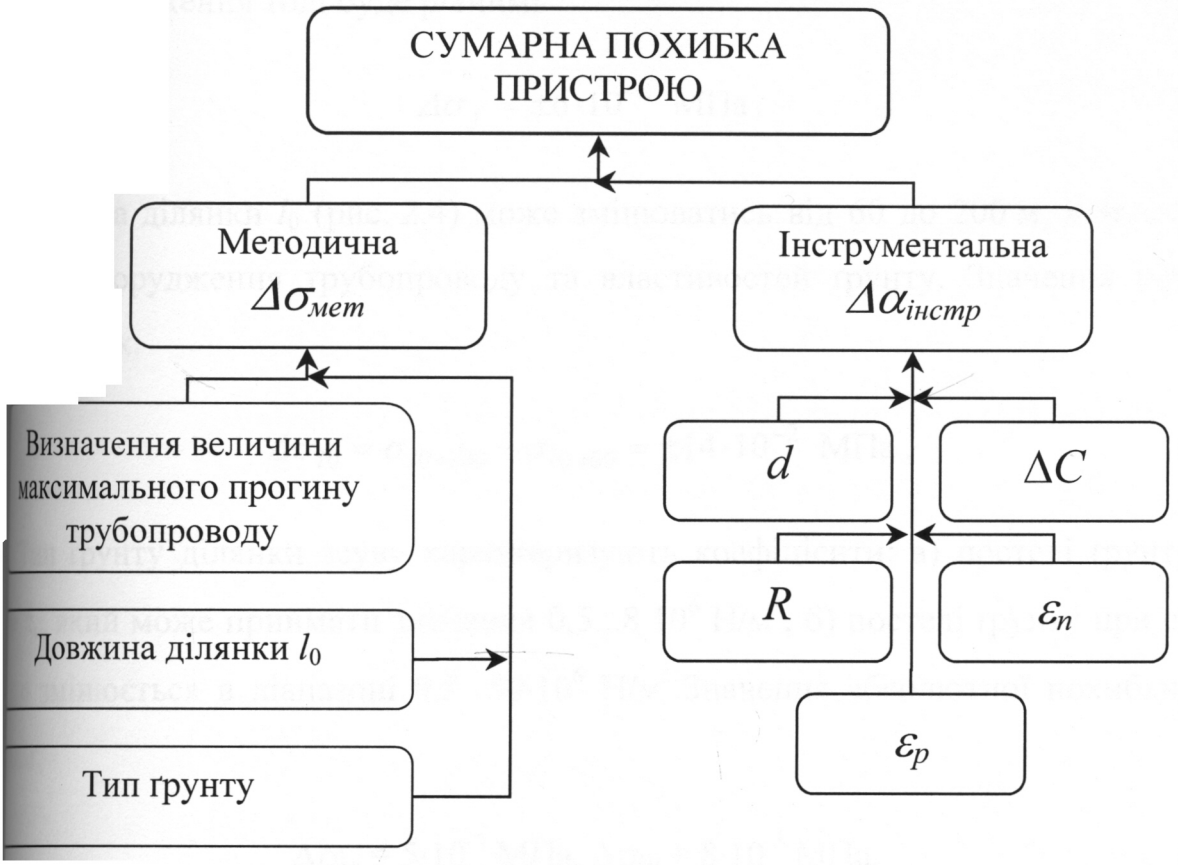


Рис. 3.12. Схема нагромадження сумарної похибки розробленого пристрою.

3.6.1. Аналіз методичних похибок

При визначенні розподілу нормальних напружень по довжині трубопроводу за допомогою розробленої методики було зроблено припущення, що величина максимального прогину трубопроводу y_f рівна визначеному за допомогою апроксимування параболою максимальному значенню y_k (рис. 2.5). Насправді визначене значення буде завжди більшим, аніж величина максимального прогину трубопроводу.

Дану похибку можна оцінити, врахувавши максимальне значенням прогину трубопроводу між двома точками контролю [41]. Для умов Краснопопівського ПСГ максимальна довжина ділянки між точками контролю рівна 200 м, а максимальний прогин – 1 м. Максимальне значення похибки визначення максимального прогину

опроводу при таких умовах не буде перевищувати 5 мм. Найбільше ення напруження тоді буде рівним:

$$\Delta\sigma_f = \pm 6 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}. \quad (3.28)$$

Довжина ділянки l_0 (рис. 2.4) може змінюватись від 60 до 200 м, в залежності умов спорудження трубопроводу та властивостей ґрунту. Значення похибки начимо, як:

$$\Delta\sigma_{l0} = \sigma_{l0=100} - \sigma_{l0=60} = \pm 14 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}. \quad (3.29)$$

Тип ґрунту ділянки зсуву характеризують коефіцієнти: а) постелі ґрунту при зі k_u, який може приймати значення 0,5...8·10^6 Н/м^3, б) постелі ґрунту при стиску що змінюється в діапазоні 0,5...50·10^6 Н/м^3.Значення абсолютної похибки буде ним:

$$\Delta\sigma_{ku} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}, \Delta\sigma_{k0} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}. \quad (3.30)$$

Враховуючи (3.28), (3.29) та (3.30), визначимо значення для методичної ибки [88]:

$$\Delta\sigma_{мет} = \sqrt{\sum_i \left(\frac{\partial\sigma}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2} = \Delta\sigma_f + \Delta\sigma_{l0} + \Delta\sigma_{ku} + \Delta\sigma_{k0} = 21{,}3 \cdot 10^{-2} \text{ МПА}. \quad (3.31)$$

Відносну методичну похибку за формулою (3.31) можна визначити наступним ом:

$$\delta_p = \frac{\Delta\sigma_{мет}}{\sigma_д} \cdot 100\% = 3{,}9\%. \quad (3.32)$$

$\sigma_д$ – дійсне значення напруження.

3.6.2. Аналіз інструментальних похибок

Аналітично значення інструментальної похибки диференційним методом уть бути визначені за допомогою залежності [77, 33]:

$$\Delta\sigma_{інстр} = \sqrt{\sum_i \left(\frac{\partial\alpha}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2}\ , \tag{3.33}$$

x_i – і-й аргумент залежностей (3.27) та (3.20).

Визначимо інструментальну похибку $\Delta_{\Delta C}$ залежності (3.27). Оскільки фіцієнти R_1, R_2, L входять у залежність з різними знаками, то $\Delta_{R1}=\Delta_{R2}=\Delta_L=0$.

Значення похибки від визначеної частоти буде рівним:

$$\begin{aligned} \Delta_{\omega 0} &= \frac{-8\omega_0\left(4L+R_1\right)}{\left(4\omega_0^2+R_2^2\right)^2}\Delta\omega_0\ , \\ \Delta_{\omega\alpha} &= \frac{8\omega_\alpha\left(4L+R_1\right)}{\left(4\omega_\alpha^2+R_2^2\right)^2}\Delta\omega_\alpha\ . \end{aligned} \tag{3.34}$$

Значення похибок візьмемо із табл 3.2: $\Delta\omega_0 = \Delta\omega_\alpha = 0{,}269$ для суміші. Отже, $\Delta_{\Delta C}$ е дорівнювати:

Таблиця 3.2 -

Оцінка випадкової похибки вимірювань.

Вид рідини	Математичне очікування	Дисперсія	Коефіцієнт Стьюдента, при P=0,99	Значення похибки Δ_f
ода	993247	0.098	2.749985	0.269
цетон	997935	0.074	2.749985	0.204
лористий етилен	998991	0.047	2.749985	0.129
етиловий спирт	997115	0.075	2.749985	0.205
арафінове масло	999766	0.024	2.749985	0.067
ітробензол	996902	0.072	2.749985	0.198

$$\Delta_{\Delta C} = \sqrt{\Delta_{\omega 0}{}^2 + \Delta_{\omega\alpha}{}^2} = \sqrt{90.25 \cdot 10^{-6} + 90.25 \cdot 10^{-6}} = 13.44 \cdot 10^{-3} \text{ пФ}. \quad (3.35)$$

Визначимо значення похибки з залежності (3.20), враховуючи (2.30):

$$\Delta\alpha_{\Delta C} = \frac{\ln\left(1 + d/R\right)}{d\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)}\Delta_{\Delta C}, \quad (3.36)$$

$$\Delta\alpha_{\varepsilon\, p} = \frac{-\Delta C \cdot \ln\left(1 + d/R\right)}{d\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)^2}\Delta\varepsilon_p\ , \quad \Delta\alpha_{\varepsilon\, n} = \frac{\Delta C \cdot \ln\left(1 + d/R\right)}{d\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)^2}\Delta\varepsilon_n, \quad (3.37)$$

$$\Delta_R = \frac{-\Delta C}{R(R+d)\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)}\Delta R, \quad (3.38)$$

$$\Delta_d = \frac{\Delta C}{d^2\pi\varepsilon_0\left(\varepsilon_p - \varepsilon_n\right)}\left(\frac{d}{R+d} - \ln\left(1 + d/R\right)\right)\Delta d, \quad (3.39)$$

Враховуючи (3.23) та (3.24), визначимо:

$$\left.\begin{aligned} &\Delta\varepsilon_p = -0.25\Delta t\ , \\ &\Delta\varepsilon_n = -3{,}7 \cdot 10^{-6}\Delta t\ ,\ -40 \le t \le 0 \\ &\Delta\varepsilon_n = 2.06 \cdot 10^{-5}\Delta t\ ,\ 0 \le t \le 60 \end{aligned}\right\}, \quad (3.40)$$

Δt – похибка вимірювання температури. Вибираємо найбільше значення $\Delta\varepsilon_n$.

Враховуючи точність інструментів та спосіб виготовлення первинних ретворювачів, а також точність вимірювання температури, визначимо невідомі рументи з (3.20): Δt=0.1 °С, Δd=0,01 мм, ΔR=0,1 мм. Обчислимо сумарну трументальну похибку:

$$\Delta\alpha_{інстр} = \sqrt{\Delta\alpha_{\Delta C}{}^2 + \Delta\alpha_{\varepsilon\, p}{}^2 + \Delta\alpha_{\varepsilon\, n}{}^2 + \Delta\alpha_R{}^2 + \Delta\alpha_d{}^2} =$$

$$= \sqrt{180.63 \cdot 10^{-12} + 3.13 \cdot 10^{-8} + 6.26 \cdot 10^{-12} + 1.49 \cdot 10^{-8} + 4.44 \cdot 10^{-8}} = \quad (3.41)$$

$$= 2.12 \cdot 10^{-4}\ .$$

Відносна інструментальна похибка дорівнює:

$$\delta\alpha_{інстр} = \frac{\Delta\alpha_{інстр}}{tg\alpha} \cdot 100\% = 1.2\%. \quad (3.42)$$

Сумарна похибка розробленого пристрою буде рівною:

$$\delta_{сум} = \delta_{мет} + \delta_{інст} = 5.1\%. \quad (3.43)$$

Висновки до розділу

Приведені в розділі результати можуть бути зведені до наступних висновків:

а) найбільш ефективним засобом контролю технічного стану технологічного аднання ПСГ в реальному масштабі часу є гідродинамічна система остережень;

б) розроблена гідродинамічна система спостережень з реалізацією системного ення в її структурі, що реалізує запропоновану методику визначення кута нахилу шляхом зміни ємності, дає можливість визначити просторові координати бопроводу без вибору реперної точки і розраховувати за їхніми значеннями ичину напружень цих трубопроводів ;

в) доведено, що при постійній віддалі між електродами первинного етворювача розробленої ГДСС і введенні діелектричної речовини ємність льшується зі збільшенням кількості останньої;

г) вказано, що чутливість ємності до відносної зміни кількості рідини винного перетворювача залишається постійною;

д) для заданого перетворювача кількість рідини в резервуарі повинна бути ьша від повітряного простору;

е) основними функціональними вузлами вимірювальної системи є:

первинні перетворювачі;

хема керування;

стема обробки сигналу;

ілізатор номеру перетворювача і номеру ємності;

мірювач частоти сигналу;

вимірювач величини зміщення;

вимірювач напрямку зміщення;

мікропроцесорний пристрій;

ж) розроблені вимоги щодо параметрів первинних перетворювачів, в т.ч. ощення електродів і їх розміри, вибір матеріалу електродів і рідини. Вибрана ча частота первинних перетворювачів рівною 3КГц, а перетворювача в реперній і 10 МГц;

з) розроблений вхідний каскад підсилювального блоку на польовому зисторі КП350А, що дає можливість підвищити вхідний опір блоку і зменшити чину завад;

к) виконаний аналіз інструментальної і методичної похибок розробленої еми , яка реалізує запропоновану методику контролю технічного стану ОК. При му використаний диференційний метод оцінки похибок вимірювальної системи, дало можливість отримати аналітичні залежності для визначення складових бок, оцінити максимальні значення відносної сумарної інструментальної бки системи, яка не перевищує 1,2 %.

м) розроблена методика оцінки методичної похибки. Методична похибка овить 3,9 %.

РОЗДІЛ 4

ЛАБОРАТОРНІ ВИПРОБУВАННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ

4.1. Методика проведення лабораторних випробувань

Для визначення просторового положення ОК шляхом вимірювання ємності та ншення систематичних складових похибки кожного з вимірювальних каналів строю обробки інформації ГДСС необхідно проградуювати шкалу за допомогою івняння зміни показників пристрою від кута нахилу первинного перетворювача ризонтальній площині[52]. Для цього виготовлений лабораторний стенд, який є прогин труби на певній дільниці діючого газопроводу (технологічних опроводів Краснопопівської СПЗГ) і є градуювальною системою, схема якої зана на рис. 4.1.

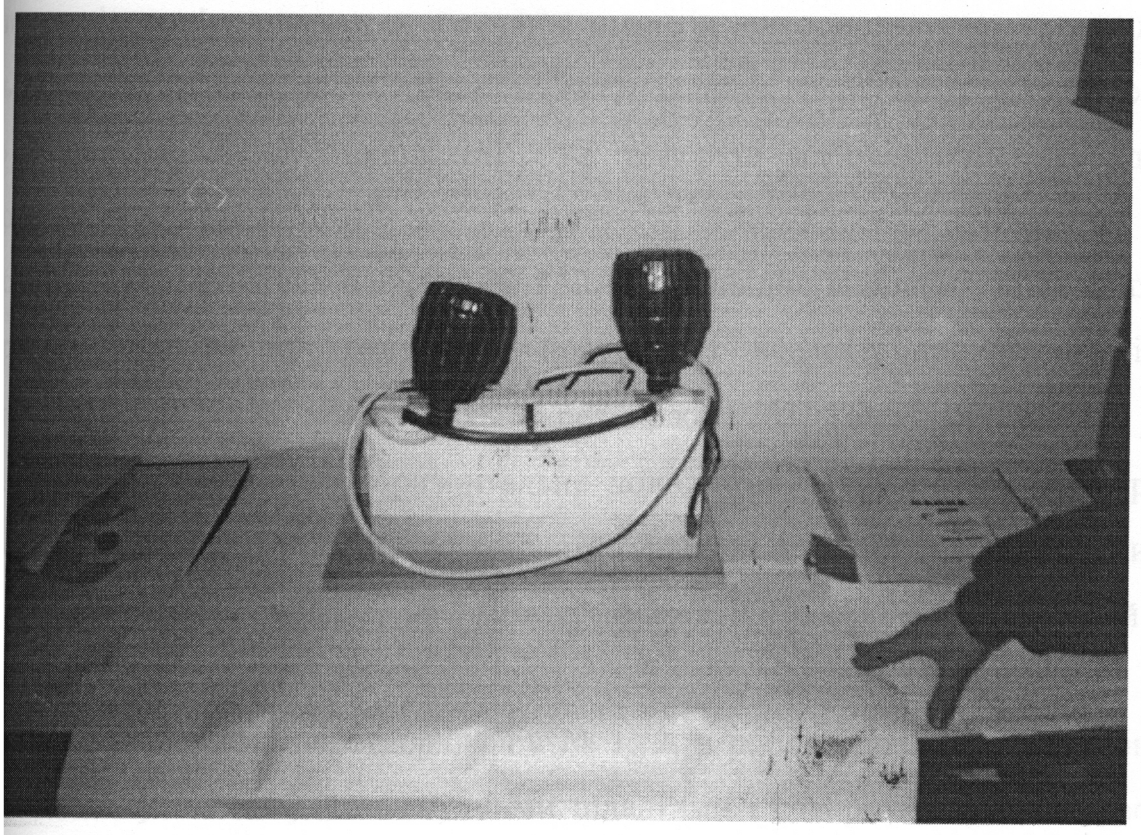


Рис. 4.1. Лабораторний стенд.

На лабораторному стенді градуювальної системи горизонтальне положення стини імітує початковий стан поверхні стального трубопроводу до згину під час го просідання.

Для оцінки точності пристрій обробки інформації ГДСС градувався в бораторних умовах з використанням двох ємнісних первинних перетворювачів в ляді посудин, наповнених неелектропровідною рідиною і з'єднаних між собою за помогою гнучких шлангів.

Для імітації згину стального трубопроводу в лабораторному стенді користовується пластина довжиною 300 мм, яка закріплена горизонтально стко з обох боків до вертикальної площини. Зліва на віддалі 40 мм від нульової ки відліку пластини під кутом 90° встановлений первинний перетворювач у ляді робочої посудини № 1. Робоча посудина № 1 фіксується на горизонтальній ерхні пластини за допомогою голки і з'єднана гнучкими шлангами з трольними посудинами № 2. На першому етапі градування для кожної з удин замість з'єднувальних гнучких шлангів використовуємо заглушки. Це иться з метою контролю точності встановлення первинних перетворювачів ого у вертикальному положенні на поверхні лабораторного стенду при дуванні.

Точність встановлення посудин № 1, 2, у відповідно вибраних точках поверхні віряємо шляхом прокручування посудин з неелектропровідною рідиною коло своєї осі в 18 положеннях через кожні 20°. Поскільки рівень рідини ймає завжди абсолютно горизонтальне положення, і віддалі між електродами етворювача є рівними, про що свідчать однакові показники ємності пристрою обки інформації ГДСС, то можна вважати завершеним перший етап дування.

Після встановлення перетворювачів № 1, 2, в робоче положення, демонтуємо глушки, з'єднуємо посудини гнучкими шлангами і створюємо умови утворення повідного рівня неелектропровідної рідини в гідросистемі трьох посудин, овною робочою посудиною з яких є посудина № 1. Симетричний прогин стини з закріпленою посудиною № 1 досягається переміщенням її на 5 мм з обох

ів до середини горизонтальної градуювальної поверхні. При цьому посудина ляється на відповідний кут до горизонту. Прогин пластини і відповідно кут ду посудини під час лабораторного дослідження визначається градуювальною тикальною пластиною і транспортиром. Після підключення пристрою обробки рмації ГДСС до первинних перетворювачів і включення генератора кварцевої оти на цифровому табло одержимо значення ємності перетворювача, яка овідатиме значенню зміни кута нахилу імітатора трубопроводу. Градуювання ного з вимірювальних каналів пристрою обробки інформації ГДСС здійснюється заданій частоті кварцевого генератора. При цьому основним завданням є гнення максимальної компенсації систематичних складових похибок всіх ірювальних каналів. Кварцевий генератор задає стабільну частоту , яка внюється з частотою первинного перетворювача і не залежить від місця його новлення в системі вимірювання.

Наступний крок полягає в тому,що збільшуємо кут нахилу пластини з робочою диною переміщенням її ще на 5мм з обох боків до середини відносно реднього положення. На цифровому табло пристрою обробки інформації жуємо наступне значення ємності перетворювача, що відповідатиме заданому нахилу. Даний експеримент продовжуємо до зміни необхідного кута нахилу.

4.2. Градуювання розробленої системи контролю за просторовою зміною логічних об'єктів підземного сховища газу

Отримані результати градуювання на лабораторному макеті будуть відповідати зникам ємності перетворювача при встановленні посудини на досліджуваній иці діючого газопроводу рис. 4.2.

Це пов'язано з тим, що ємність перетворювача градуюється в залежності від нахилу дільниці трубопроводу, а не від його геометричних розмірів.Тому каний результат градуювання коригуємо, використовуючи аналітичні ності з врахуванням геометричних обмежень у математичній моделі.

Для розробленої конструкції вимірювальної посудини потрібно оцінити ив кожного з складових рівняння (3.18). Побудуємо графіки залежностей генсу кута від відстаней між пластинами (рис. 4.3) для наступних постійних: ус пластини 0,02 м, довжина пластини 0.25 м, висота води в посудині 0,22 м.

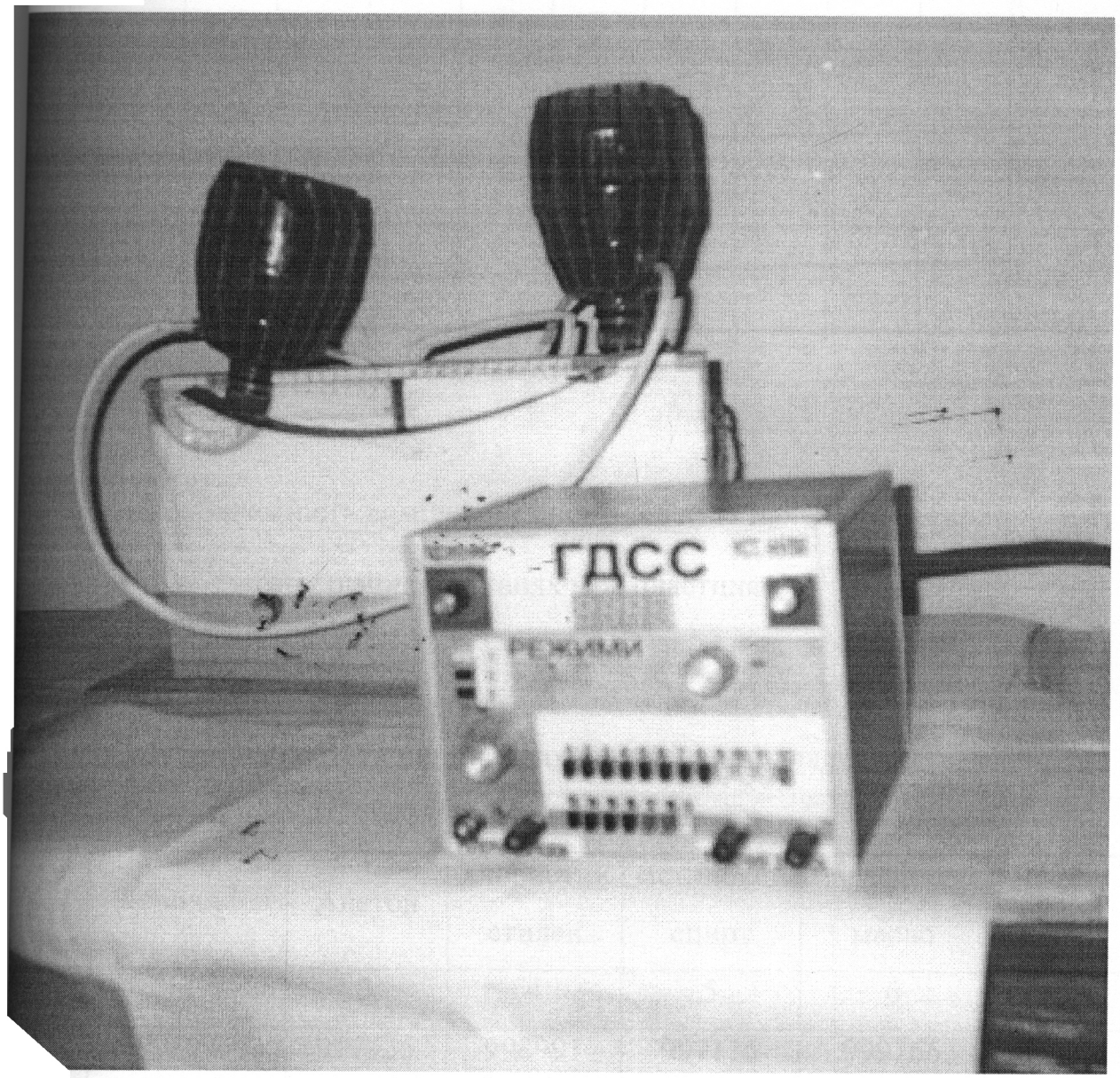


Рис. 4.2. Лабораторні випробовування системи ГДСС.

Залежність виміряної ємності від кута нахилу посудини для різних рідин дставлено в табл. 4.1. Значення електричних параметрів еквівалентної схеми винного перетворювача будуть: індуктивність $3 \cdot 10^{-6}$ Гн, R_1=1 Ом, R_2=0.1 Ом.

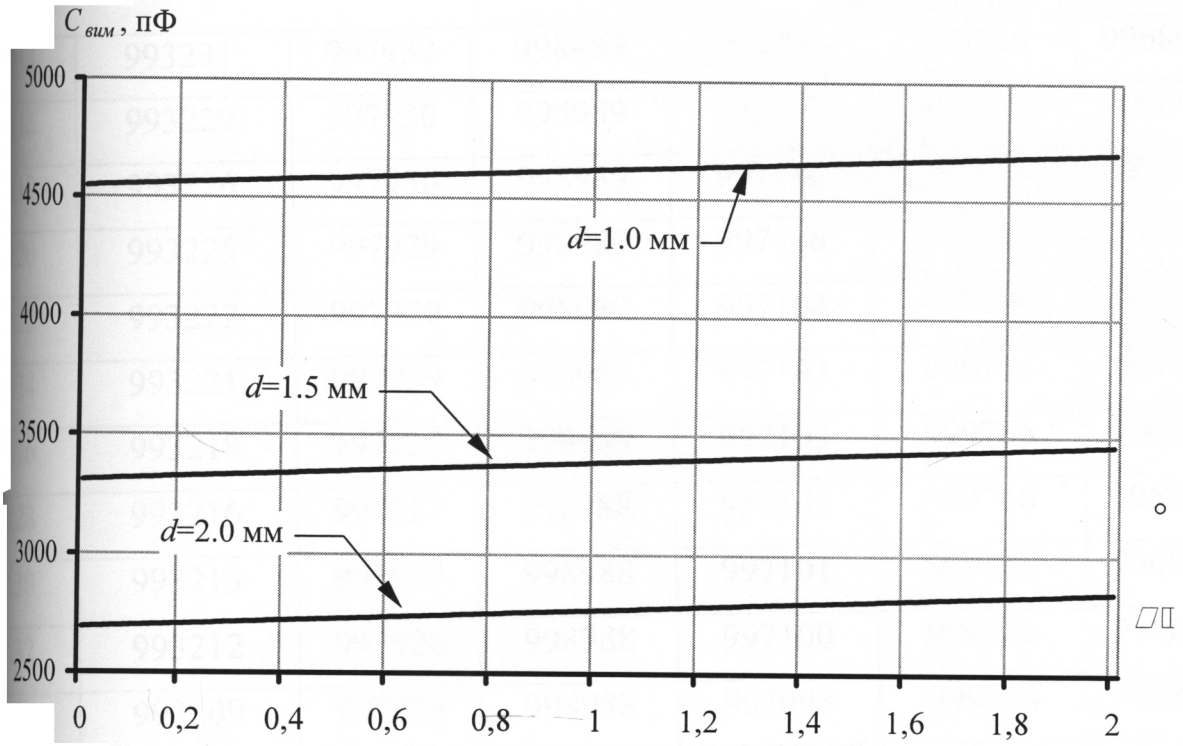


Рис. 4.3. Залежність виміряної ємності від кута нахилу посудини при різних відстанях між пластинами.

Таблиця 4.1 –

Залежність частоти від кута нахилу посудини для різних рідин.

α, радуси	Виміряна частота, Гц					
	вода	Ацетон	хлористий етилен	метиловий спирт	парафінове масло	нітро-бензол
1	2	3	4	5	6	7
0.00	993247	997935	998991	997115	999766	996902
0.02	993244	997935	998991	997113	999766	996900
0.04	993243	997933	998991	997112	999766	996900
0.06	993240	997933	998991	997112	999766	996899
0.08	993238	997933	998991	997110	999766	996897
0.10	993235	997932	998991	997110	999766	996897
0.12	993234	997932	998991	997109	999766	996896

Продовження табл. 4.1

0.14	993231	997932	998989	997107	999766	996895
0.16	993229	997930	998989	997107	999766	996895
0.18	993226	997930	998989	997106	999766	996893
0.20	993225	997929	998989	997106	999766	996893
0.22	993222	997929	998989	997104	999766	996892
0.24	993221	997929	998989	997103	999766	996890
0.26	993218	997927	998989	997103	999766	996890
0.28	993216	997927	998988	997101	999766	996889
0.30	993213	997927	998988	997101	999766	996887
0.32	993212	997926	998988	997100	999766	996887
0.34	993209	997926	998988	997098	999766	996886
0.36	993207	997926	998988	997098	999766	996886
0.38	993204	997924	998988	997097	999766	996884
0.40	993203	997924	998988	997097	999766	996883
0.42	993200	997924	998986	997095	999766	996883
0.44	993199	997923	998986	997094	999766	996881
0.46	993196	997923	998986	997094	999766	996880
0.48	993194	997921	998986	997092	999766	996880
0.50	993191	997921	998986	997092	999766	996878
0.52	993190	997921	998986	997091	999766	996877
0.54	993187	997920	998986	997089	999766	996877
0.56	993185	997920	998985	997089	999766	996875
0.58	993182	997920	998985	997088	999766	996875
0.60	993181	997919	998985	997088	999768	996874
0.62	993178	997919	998985	997086	999768	996872
0.64	993175	997919	998985	997085	999768	996872
0.66	993174	997917	998985	997085	999768	996871
0.68	993171	997917	998985	997083	999768	996869
0.70	993169	997917	998983	997083	999768	996869

Продовження табл. 4.1

0.72	993166	997916	998983	997082	999768	996868
0.74	993165	997916	998983	997080	999768	996866
0.76	993162	997914	998983	997080	999768	996866
0.78	993160	997914	998983	997079	999768	997013
0.80	993157	997914	998983	997079	999768	997013
0.82	993156	997913	998983	997077	999768	997012
0.84	993153	997913	998982	997076	999768	997010
0.86	993152	997913	998982	997076	999768	997010
0.88	993149	997911	998982	997074	999768	997009
0.90	993147	997911	998982	997074	999768	997007
0.92	993144	997911	998982	997073	999768	997007
0.94	993143	997910	998982	997071	999768	997006
0.96	993140	997910	998980	997071	999768	997005
0.98	993138	997910	998980	997070	999768	997005
1.00	993135	997908	998980	997070	999768	997003
1.02	993134	997908	998980	997068	999768	997003
1.04	993131	997907	998980	997067	999768	997002
1.06	993129	997907	998980	997067	999768	997000
1.08	993127	997907	998980	997065	999768	997000
1.10	993125	997905	998979	997065	999768	996999
1.12	993122	997905	998979	997064	999768	996997
1.14	993121	997905	998979	997062	999768	996997
1.16	993118	997904	998979	997062	999768	996996
1.18	993116	997904	998979	997061	999768	996994
1.20	993113	997904	998979	997061	999768	996994
1.22	993112	997902	998979	997060	999768	996993
1.24	993109	997902	998977	997058	999768	996993
1.26	993107	997902	998977	997058	999768	996991
1.28	993104	997901	998977	997057	999768	996990

Продовження табл. 4.1

1.30	993103	997901	998977	997057	999768	996990
1.32	993100	997899	998977	997055	999768	996988
1.34	993097	997899	998977	997054	999768	996987
1.36	993096	997899	998977	997054	999768	996987
1.38	993093	997898	998976	997052	999768	996985
1.40	993091	997898	998976	997052	999768	996984
1.42	993088	997898	998976	997051	999768	996984
1.44	993087	997896	998976	997049	999768	996982
1.46	993084	997896	998976	997049	999768	996982
1.48	993082	997896	998976	997048	999768	996981
1.50	993080	997895	998976	997048	999768	996979
1.52	993078	997895	998974	997046	999768	996979
1.54	993075	997895	998974	997045	999768	996978
1.56	993074	997893	998974	997045	999768	996976
1.58	993071	997893	998974	997043	999768	996976
1.60	993069	997892	998974	997043	999768	996975
1.62	993066	997892	998974	997042	999768	996975
1.64	993065	997892	998974	997040	999768	996973
1.66	993062	997890	998973	997040	999768	996972
1.68	993060	997890	998973	997039	999768	996972
1.70	993057	997890	998973	997039	999768	996970
1.72	993056	997889	998973	997037	999768	996969
1.74	993053	997889	998973	997036	999768	996969
1.76	993052	997889	998973	997036	999768	996967
1.78	993049	997887	998973	997034	999768	996966
1.80	993047	997887	998971	997034	999768	996966
1.82	993044	997887	998971	997033	999768	996964
1.84	993043	997886	998971	997031	999768	996964
1.86	993040	997886	998971	997031	999768	996963

Продовження табл. 4.1

1.88	993038	997884	998971	997030	999769	996961
1.90	993035	997884	998971	997030	999769	996961
1.92	993034	997884	998970	997028	999769	996960
1.94	993031	997883	998970	997028	999769	996958
1.96	993028	997883	998970	997027	999769	996958
.98	993027	997883	998970	997025	999769	996957
.00	993024	997881	998970	997025	999769	996955

Висновки до розділу

В результаті проведення лабораторних досліджень гідродинамічної системи стережень встановлено:

а) застосування розробленого первинного перетворювач розробленої ГДСС, ий представляє собою багатоємнісну модель, де спільним електродом є нтральний електрод, а іншими електродами є пластини розміщені по периметру ба, дає можливість визначити напрямок і величину зміщення трубопроводу;

б) при використанні первинних перетворювачів розробленої ГДСС для значення кута нахилу трубопроводу при його зміщенні необхідно їх градувати в бораторних умовах з метою зменшення похибки. Встановлено, що невідповідність структивних параметрів перетворювачів приводить до розкиду їх ємностей не льше 2 процентів від максимальної величини.

в) кут нахилу перетворювачів змінюється від величини прогину трубопроводу і далі досліджуваної ділянки. На досліджуваній ділянці кут нахилу змінюється опорційно прогину і становить одиниці градусів.

д) залежність виміряної ємності від кута нахилу перетворювача при різних станях між електродами становить від 2500 пф до 4500 пф

РОЗДІЛ 5

ПРОВЕДЕННЯ НАТУРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СИСТЕМОЮ КОНТРОЛЮ ЗА ПРОСТОРОВОЮ ЗМІНОЮ ПОЛОЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ В УМОВАХ КРАСНОПОПІВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

5.1 Загальні положення

Використання розробленої методики та технічних засобів при проведенні ліджень технічного стану технологічного обладнання Краснопопівського ПСГ найбільш повну інформацію про технічний стан як окремих об'єктів контролю, і всієї мережі (додаток Л). Це дає можливість прогнозувати роботу нологічного обладнання ПСГ із забезпеченням його безаварійного режиму плуатації. Для оцінки результатів контролю за допомогою ГДСС проведена рівняльна характеристика їх із даними геодезичних спостережень Провівши дезичні спостереження і визначивши просторові параметри поверхні ґрунту, а кож обв'язки компресорної станції, газової мережі, ми визначали:

- загальне положення об'єктів контролю (ОК);
- відхилення положення ОК від проектного;
- критичні дільниці системи дослідження та їх перерізи;

Даний вид контролю є підготовчим для оцінки технічного стану ОК, так як він дає кількісної характеристики діагностичних параметрів ОК, а тільки зміну їх просторового положення. У випадку закладання ГДСС в після ремонтний період або початку введення досліджуваного вузла в експлуатацію проведення геодезичних ліджень не обов'язкове.

Для визначення кількісної характеристики технічного стану технологічних руд, зокрема їх анкерних кріплень, а також трубопроводів, основним

метром якого є напружений стан металу, використовується метод развукової діагностики.

Суть методу полягає в тому, що в певних перерізах трубопроводів, визначених обленою методикою із використанням методології технічної механіки, ачаємо величини залишкових напружень металу трубопроводу. До чинників, які ивають на напружено–деформований стан трубопроводів і класифікуються, як луатаційні, можуть додаватися й інші. Зокрема, це відноситься до залишкових ружень в околошовній зоні при зварюванні трубопроводів у вітку чи при товленні самих труб. Визначивши залишкові та експлуатаційні значення ружень у стінках трубопроводів, можна характеризувати їх технічний стан ваток М). Для визначення залишкових напружень використовуємо методику тролю швидкості ультразвуку через стінку металу труби[87, 77].

Використовуючи четвертий критерій міцності і знаючи допустимі й нормовані чини напружень для даного типу металу, робимо висновки про експлуатаційні аметри досліджуваних трубопроводів [80].

$$\sigma_{сум} = \sqrt{\sigma_н^2 + \sigma_к^2 + \sigma_н \cdot \sigma_к} \le [\sigma_{доп}], \qquad (5.1)$$

$\sigma_н$ - нормальні напруження; $\sigma_к$ - кільцеві напруження.

рівняння результатів отриманих напружень з допустимими для данного металу бопроводів дають підставу оцінити їх степінь впливу на результати подальших ліджень.

5.2. Методика проведення промислових досліджень

Для проведення контролю технічного стану технологічного обладнання ПСГ і дальших спостережень за динамікою зміни діагностичних параметрів користовується розроблена ГДСС. Дослідження технічного стану системи ектів підземного сховища газу пов'язане з отриманням їх експлуатаційних актеристик. Дана задача повинна враховувати чинники змін умов роботи СПЗГ, безпосередньо впливають на працездатність окремих елементів, складових

ин об'єктів підземного сховища газу, самого трубопроводу та окремих його ів. Контроль здійснюється згідно схеми досліджень (рис.5.1).

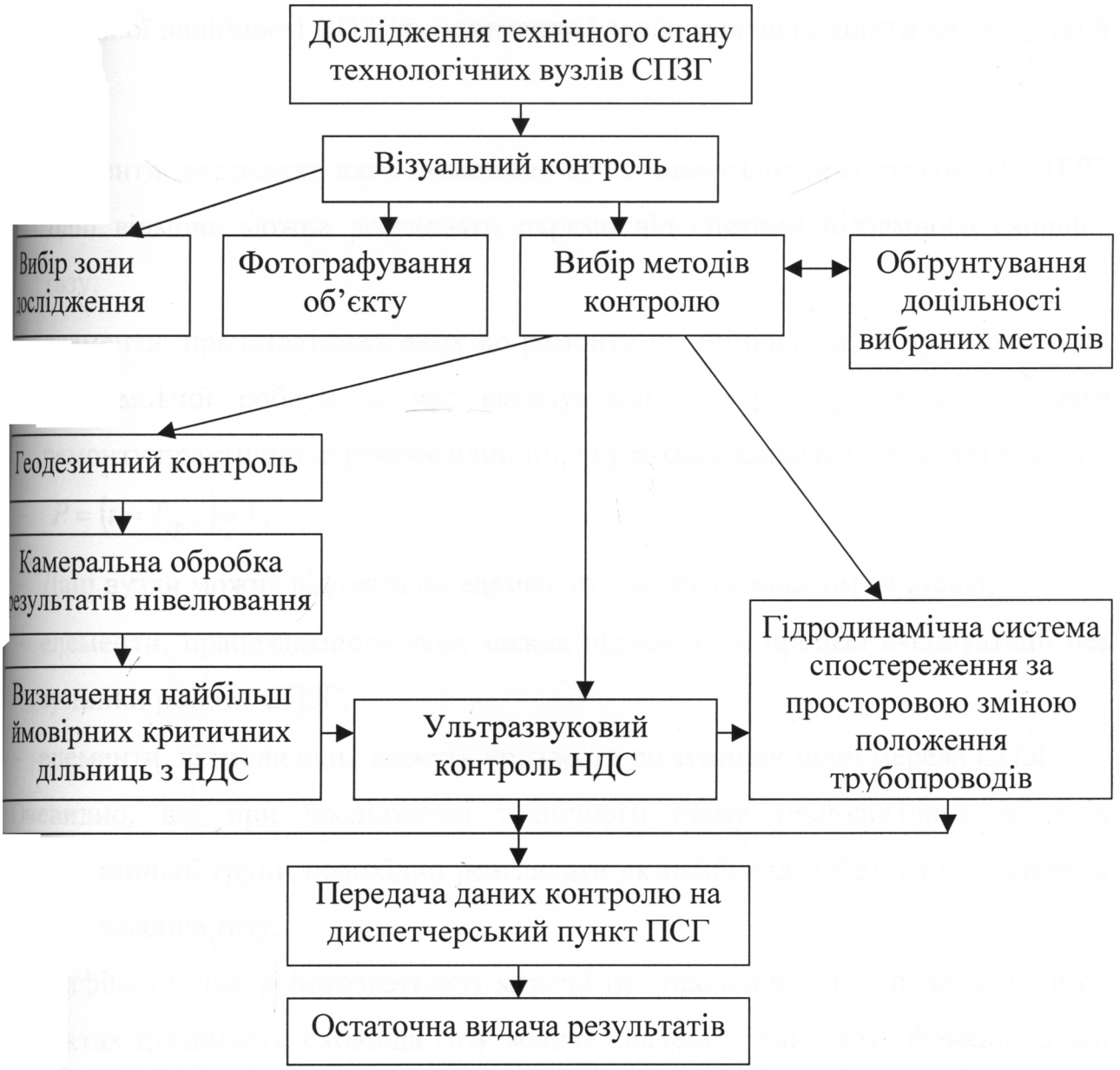


Рис. 5.1. Схема дослідження технічного стану технологічних вузлів на Краснопопівському підземному сховищі газу.

На території ПСГ в результаті візуального контролю проводиться оцінка місць щин і можливих зсувів грунтів, встановлюються технологічні вузли, на які більше може вплинути дія ґрунтових мас внаслідок зсувів. Вказані ОК

ються ретельному візуальному огляду і оцінці їх технічного стану. Вибір метрів оцінки та визначення показників технічного стану ОК можна мізувати з використанням точкових значень їх розподілу, які отримуємо за ьтатами натурних спостережень з масиву дослідних даних. Під час аналізу дуатаційної надійності СПЗГ всі елементи і вузли можна поділити на наступні 4 ти:

- елементи, неполадки яких практично не впливають на працездатність СПЗГ; Дані відмови можна розглядати окремо від системи підземного сховища газу;
- елементи, працездатність яких до ремонту не змінюється, тому ймовірність безвідмовної роботи за час експлуатації газопроводу до капітального ремонту практично дорівнює одиниці, яку можна записати у вигляді виразу:
- $P = \left(t = T_{ср.к}\right) = 1$,
- Дані вузли можна віднести до елементів з великим запасом міцності;
- елементи, працездатність яких можна відновити в процесі експлуатації без зупинки роботи СПЗГ;
- елементи, відмови яких можуть призвести до зупинки цілої мережі СПЗГ.

Очевидно, що при дослідженні технічного стану технологічних об'єктів менти останньої групи необхідно розглядати як найбільш небезпечні в системі емного сховища газу.

Специфіка оцінки роботоздатності мережі газопроводів СПЗГ полягає в тому, в об'єктах підземного сховища газу велике значення відіграють функціональні зки між окремими його елементами і вузлами.

Тому необхідно звернути увагу на перелік тих складових частин, незначна а параметрів яких за час терміну експлуатації до капітального ремонту $T_{екс}$ може нути на працездатність СПЗГ. Визначити показники технічного стану за еральною сукупністю впливу технологічних та експлуатаційних параметрів ЗГ дуже важко, а в ряді випадків і неможливо. Об'єм відбору параметрів завжди межений, а визначені показники є випадковими величинами, тому їх оцінку

жна проводити тільки при наявності законів розподілу напружень і деформацій емих технологічних вузлів чи дільниць підземного стального газопроводу в раних критичних перерізах труби. Для детального вивчення стану газопроводів ЗГ необхідно розробити спеціальні заходи спостереження за напружено - ормованим станом у процесі експлуатації, які повною мірою дають оцінку зникам їх технічного стану, а також визначити міжремонтний період ділянок проводу як основного вузла газотранспортної системи. Методика контролю із тосуванням ГДСС полягає в наступному.

На фундаментних блоках встановлюються первинні перетворювачі на чотирьох сторонах. Для підземних трубопроводів викопуються шурфи для встановленнях на їх твірних первинних перетворювачів. Первинні перетворювачі кріпляться на твірних трубопроводу за допомогою дискових магнітів, а при використанні одночасно декількох перетворювачів їх з'єднують гідравлічним зв'язком за допомогою шлангів. Первинні перетворювачі потрібно встановлювати на ОК на рівних проміжках один від одного, зокрема, для контролю просідання трубопроводів вони були встановлені на 50 м. один від одного. При чому мінімальна кількість перетворювачів для реалізації методики контролю повинна бути не менша, ніж три. При початковій установці перетворювачів потрібно зафіксувати початковий напрямок відліку. Після градуювання системи і визначення початкових значень частоти система включається в робочий режим з визначення зміни просторового положення ОК і обчислення через контролюючі параметри його відхилень від проектного положення чи зміни напружено-деформованого стану в випадку із трубопроводами.

5.3. Алгоритм роботи системи контрою

Алгоритм роботи системи контролю показано на рис. 5.3 та рис. 5.4.

даних алгоритмах показано підготовку до спостереження та проведенням ереднього збору інформації про ОК. а також ідентифікацію зсуву грунту.

На рис. 5.2 зображено вікно програми моніторингу кута нахилу ОК в 30-х ках за допомогою вимірювальних перетворювачів.

Для наглядності зміна кута нахилу перетворювачів виділяються кольором, ному велика зміна, більше 0,4 градусів виділяється червоним кольором, менша – тим. В клітинці біля кожної вимірювального перетворювача стоїть її номер та нахилу.

Програма аналізує зміну кута нахилу перетворювачів, ідентифікує координату атку та кінця ділянки зсуву ґрунту, її довжину та визначає координату й ення максимального прогину трубопроводу на цій ділянці зсуву, додаток Н.

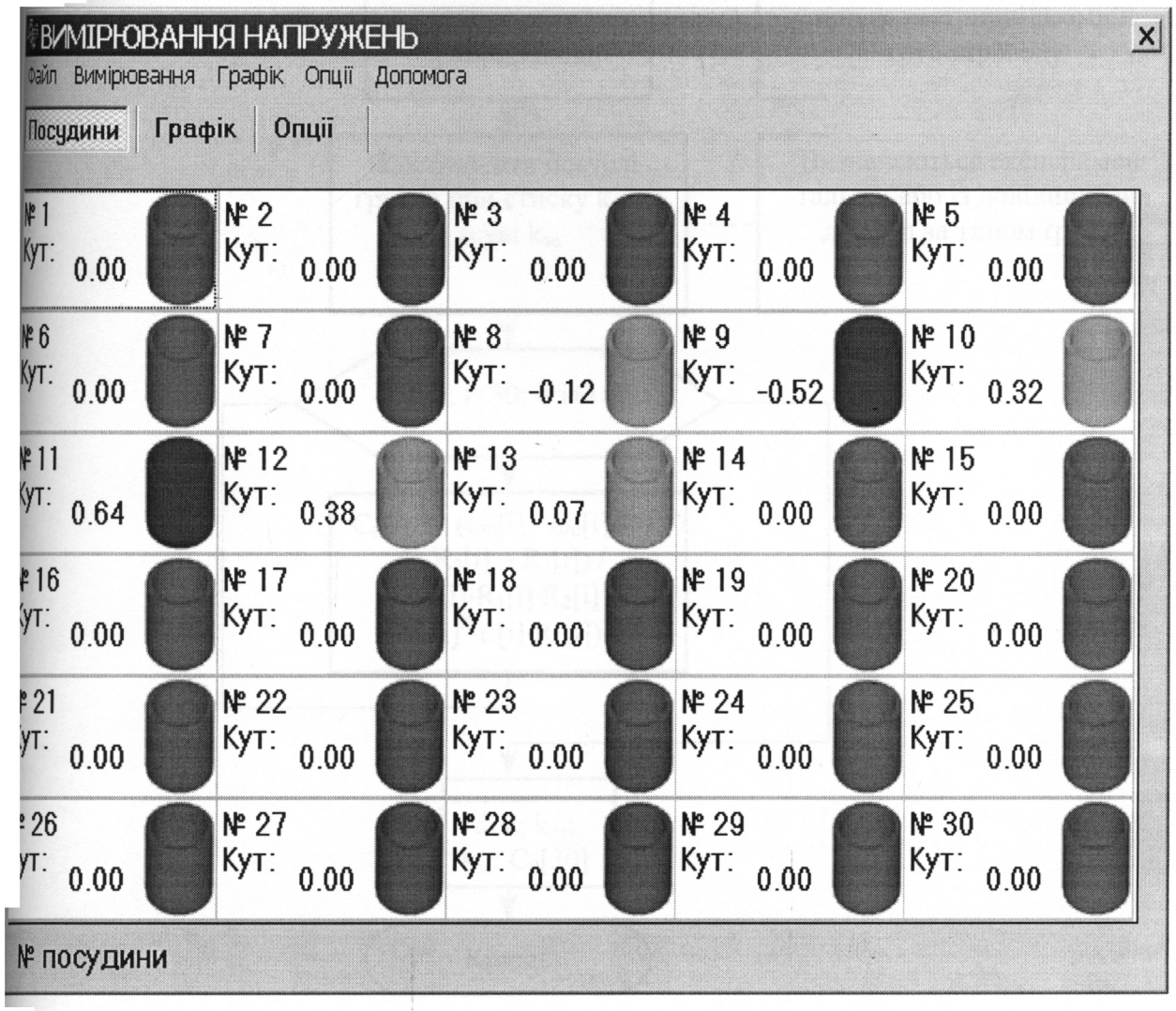


Рис. 5.2. Програма моніторингу стану трубопроводів.



Рис. 5.3. Алгоритм підготовки до спостереження та попереднього збору інформації.

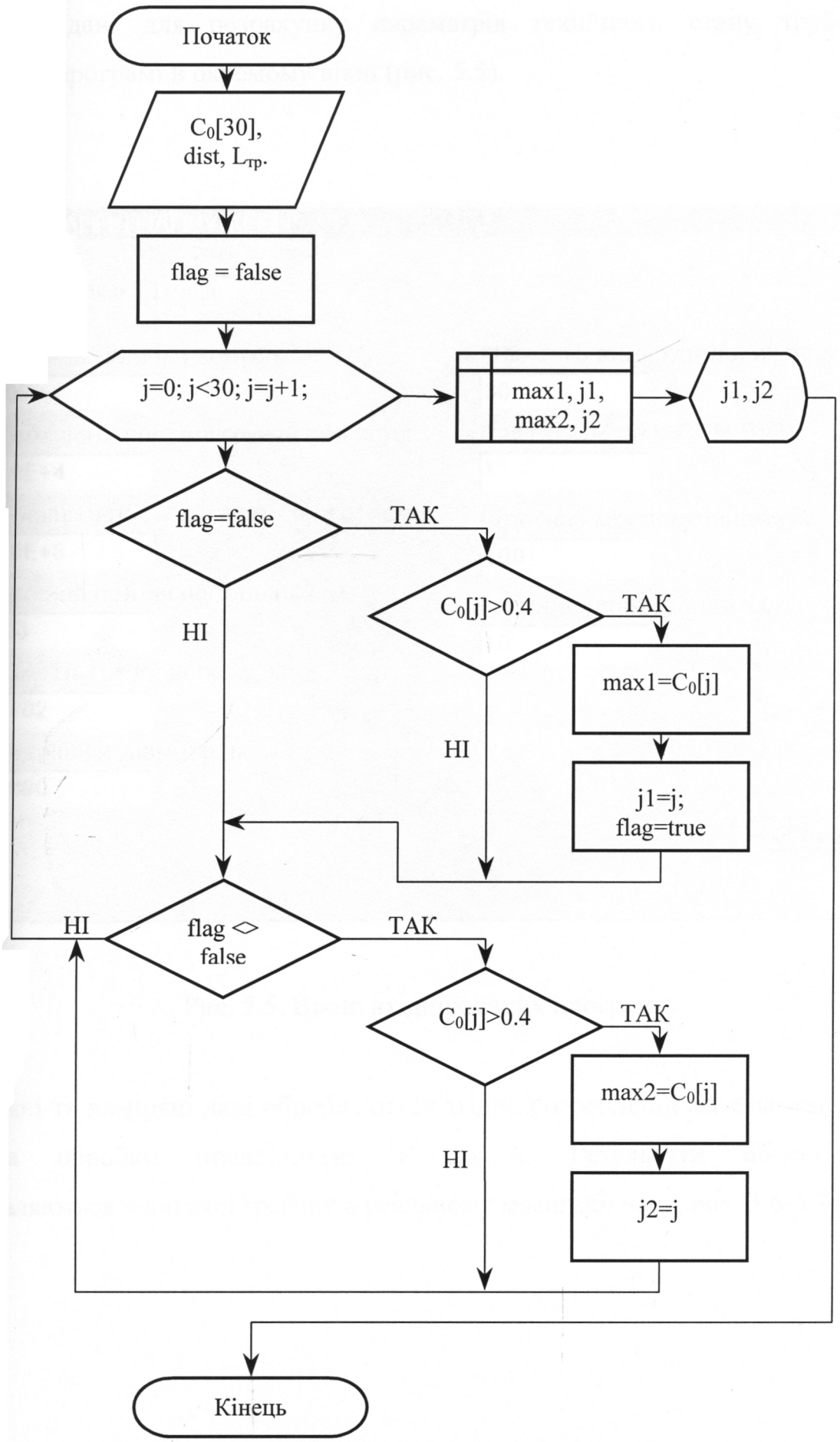


Рис. 5.4. Алгоритм ідентифікації ділянки зсуву ґрунту.

Вхідні дані для розрахунку параметрів технічного стану трубопроводу яться в програмі в окремому вікні (рис. 5.5).

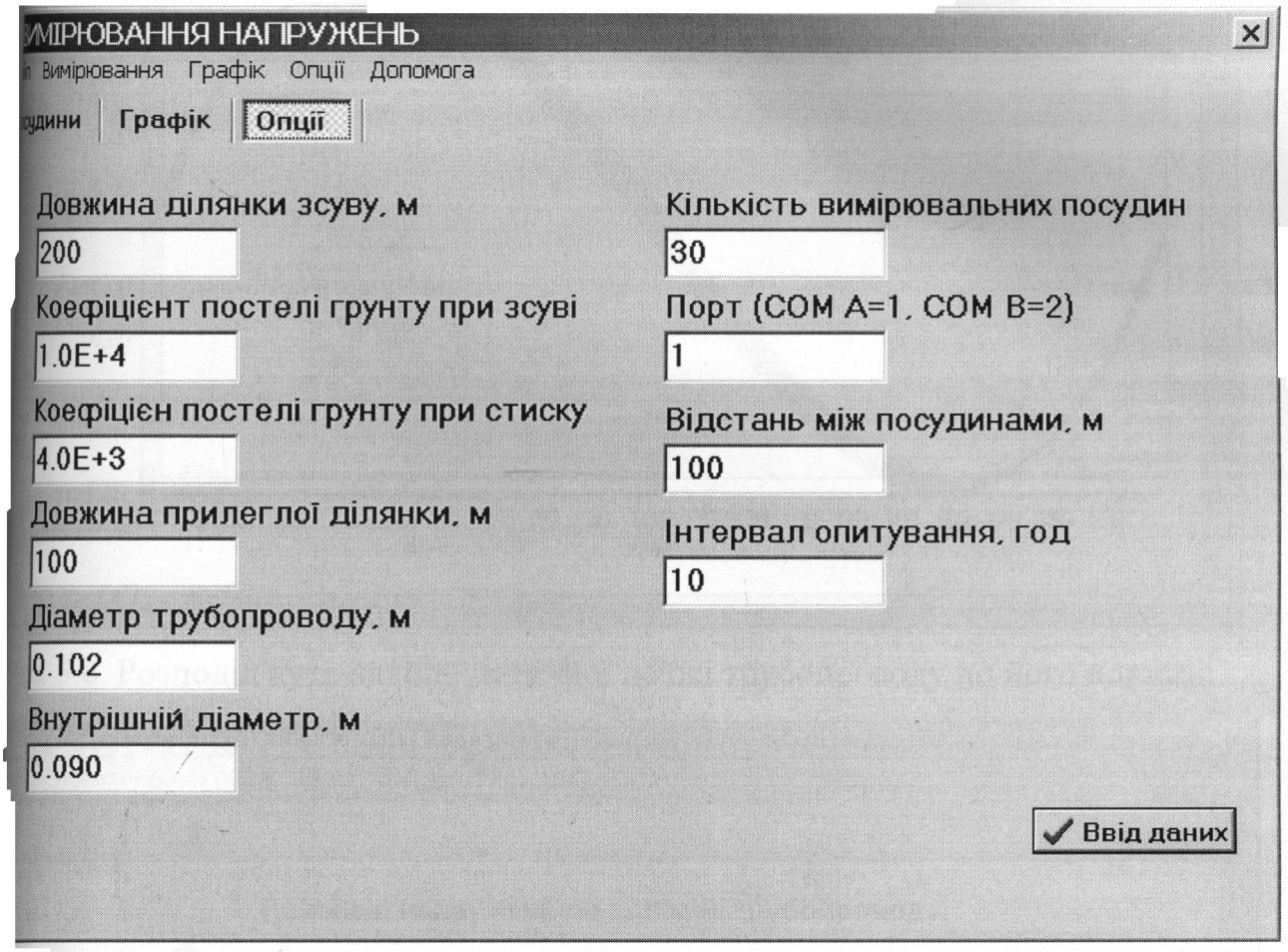


Рис. 5.5. Вікно вхідних даних програми.

Вхідні та виміряні дані обробляються згідно розробленої математичної моделі, рограма обробки представлена в дод. А. Результати обробки даних едставляються в вигляді графіку в реальному масштабі часу, рис. 5.6-5.7.

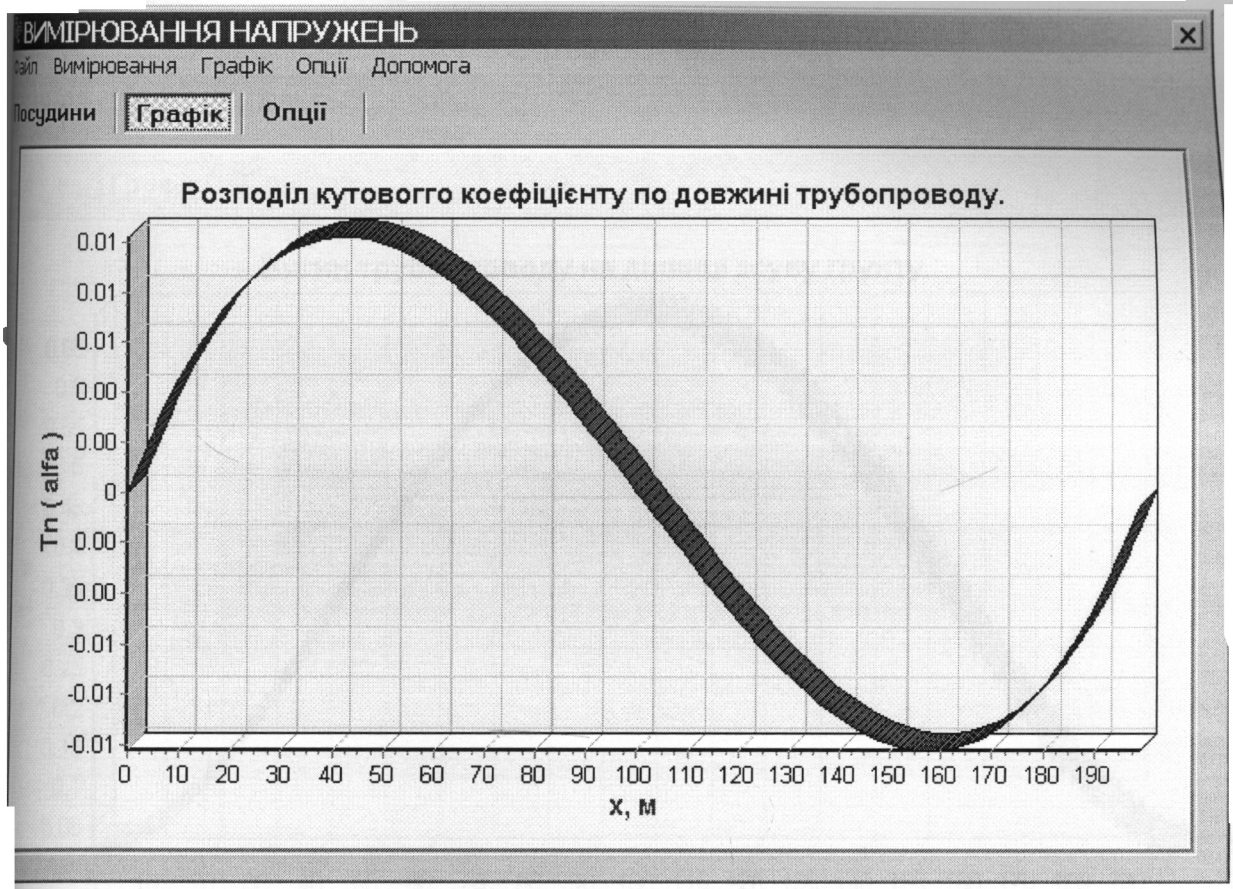


Рис. 5.6. Розподіл кута нахилу дотичної до осі трубопроводу по його довжині.

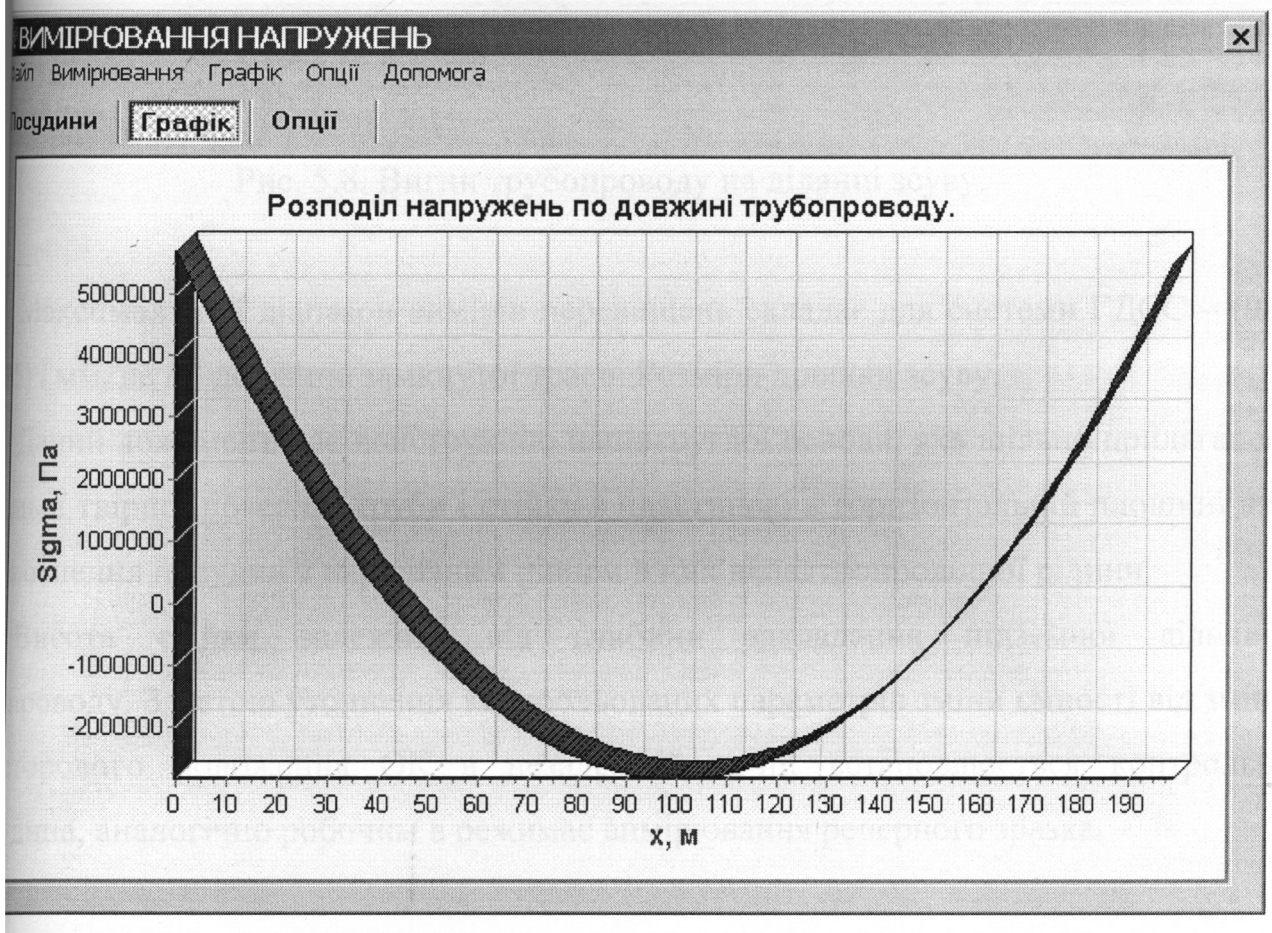


Рис. 5.7. Розподіл нормальних напружень в трубопроводі по його довжині.

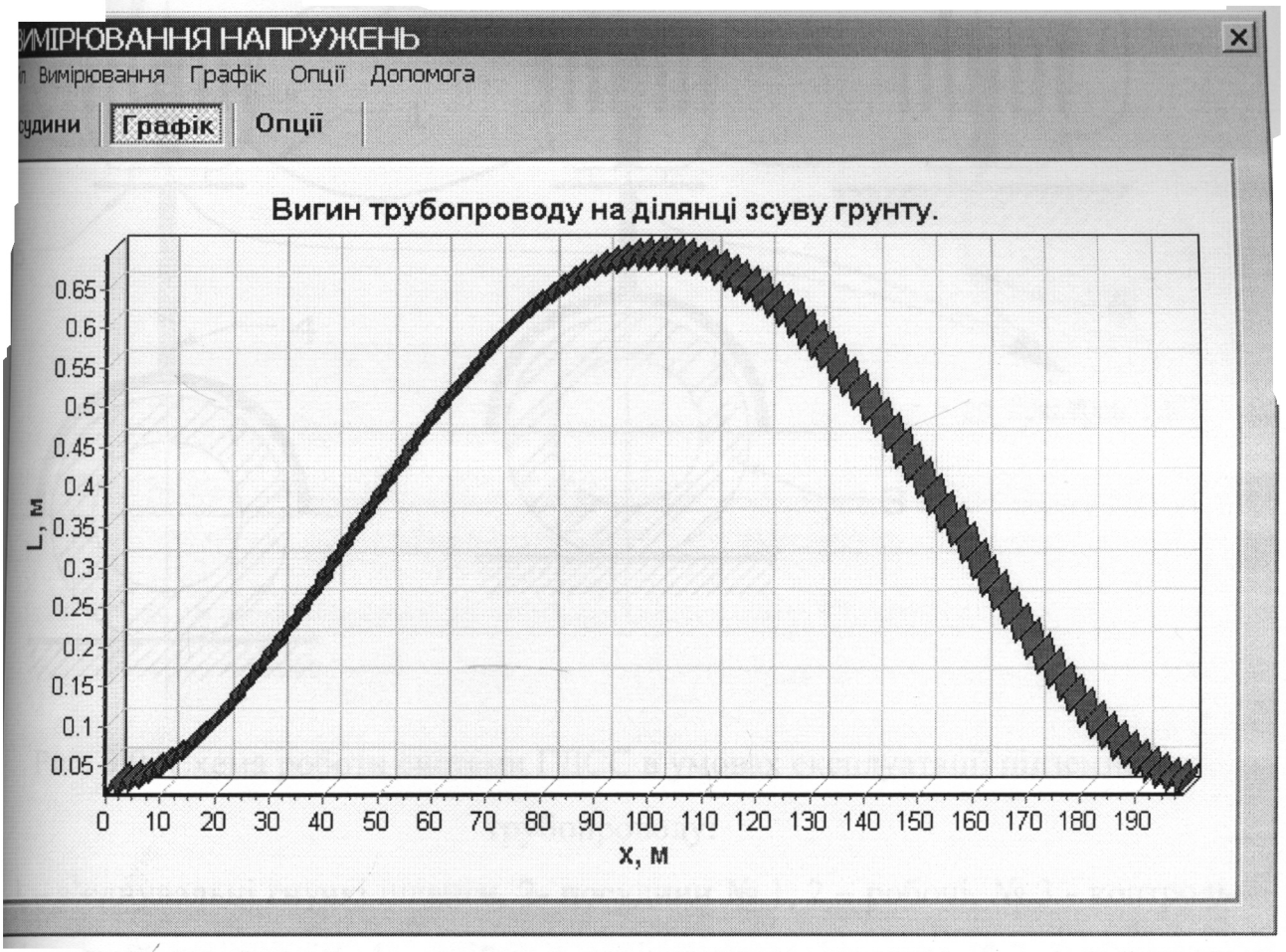


Рис. 5.8. Вигин трубопроводу на ділянці зсуву.

Максимальний діапазон вимірів перевищень складає для системи ГДСС – (91-005) *l* мм, де *l* – довжина замкнутої траси. Розміри ділянки зсуву.

Даний ложемент має конструкцію напівкруглої основи, яка щільно прилягає до рхньої твірної поверхні труби і стійку з пластиною в горизонтальній площині для тановлення посудин з вирівняним рівнем в них нелектропровідної рідини.

Висота стійки залежить від глибини закладання підземної дільниці опроводу. З метою уточнення контрольованих параметрів зміни ємності від зміни сторового положення ОК в незалежній точці встановлюється контрольна удина, аналогічно робочим в режимає вимірювання реперного зразка.

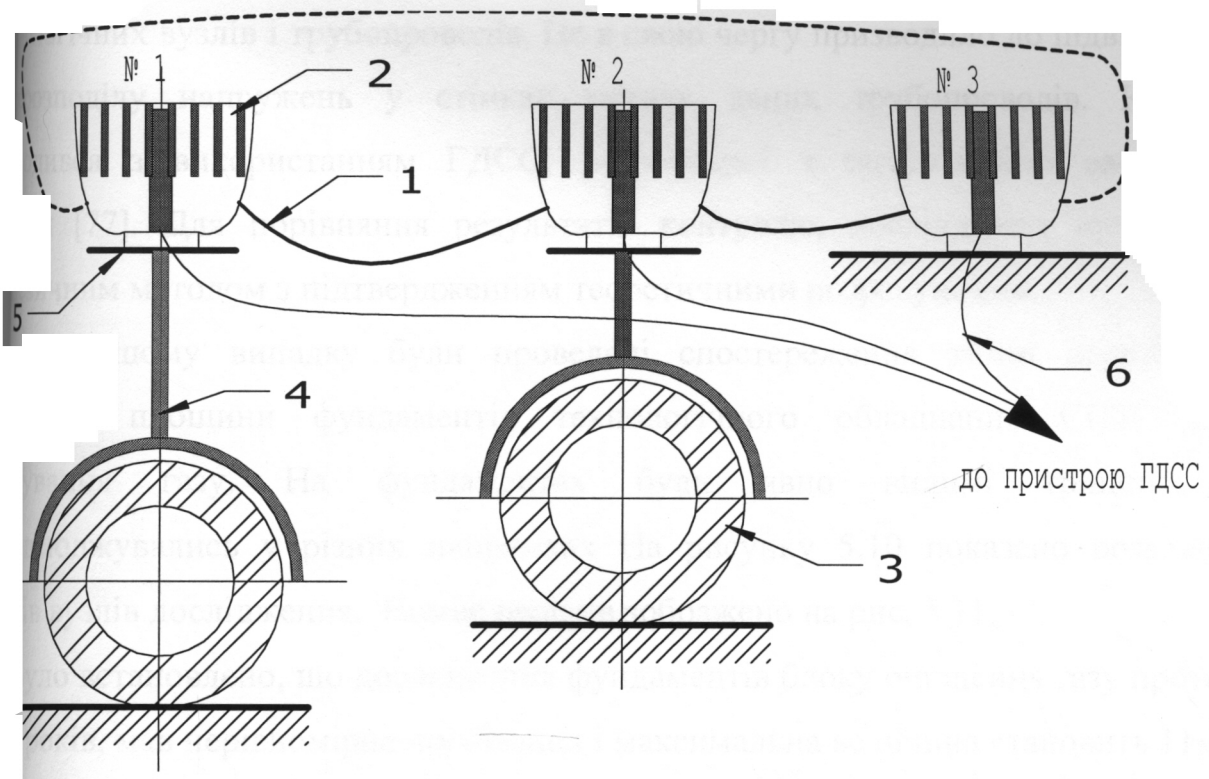


Рис. 5.9. Схема роботи системи ГДСС в умовах експлуатації підземного трубопроводу:

1 – з'єднувальні гнучкі шланги, 2- посудини № 1, 2 – робочі, № 3 - контрольна, підземний газопровід, 4 – стійка з напівкруглою основою, 5 – горизонтальна щина, 6 – з'єднувальні дроти.

5.4. Аналіз результатів контролю технічного стану технологічного ладнання підземного сховища газу

На Краснопопівському ПСГ для проведення натурних досліджень за помогою ГДСС вибирались три різновидності об'єктів спостереження. Протягом ьох років проводились дослідження окремих технологічних вузлів і убопроводів, які експлуатувалися в найбільш складних умовах, зокрема в місцях тивних зсувів ґрунтів (додаток П). Дані чинники впливу призводили до рівномірного просідання фундаментів і зміни просторового положення

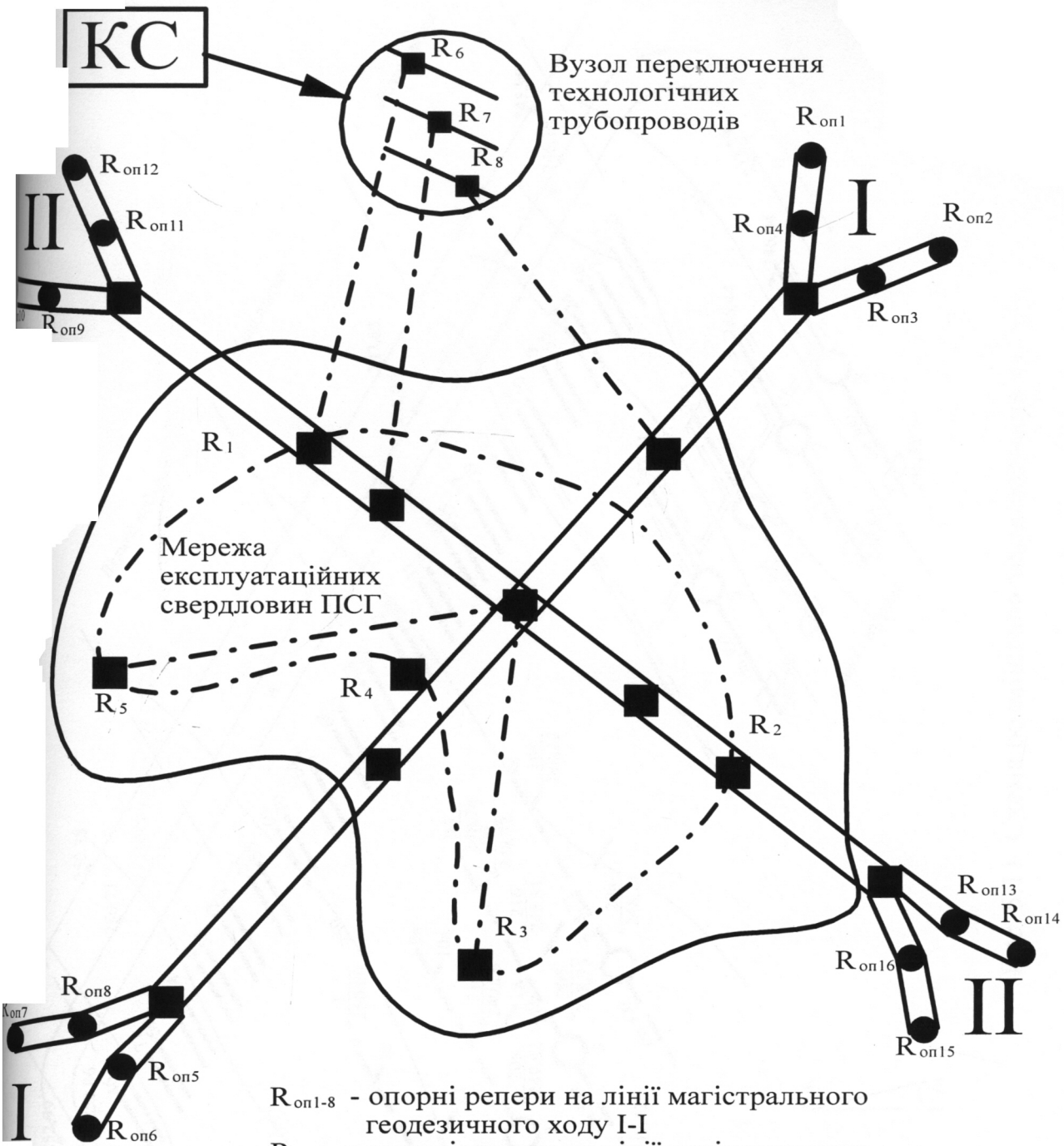
нологічних вузлів і трубопроводів. Це в свою чергу призводило до підвищення і ерозподілу напружень у стінках металу даних трубопроводів. Контроль водився з використанням ГДСС, розробленої з оптимізацією електронної тини [77]. Для порівняння результатів контролю, дослідження проводились дезичним методом з підтвердженням теоретичними розрахунками.

У першому випадку були проведені спостереження зміни просторового ложення площини фундаментів технологічного обладнання СПЗГ блоку щування газу. На фундаментах були явно видимі тріщини, які повсюджувались у різних напрямках На рисунку 5.10 показано розміщення ерів вузлів дослідження. Номер реперів зображено на рис. 5.11.

Було встановлено, що дослідження фундаментів блоку очищення газу протягом ох років, мав нерівномірне просідання і максимальна величина становить 11мм, а контролі трубопроводів гребінки було встановлено геодезичним методом, що за період зміна висотного положення реперів 20. 21, 20а, 21 була неоднаковою і новить від 5 до 20 мм.(рис.12). Швидкість зміни висотних положень також рівномірне, що свідчить про різновидність грунтів і їх впливом на трубопроводи с.5.13). Усереднене значення зміни висотних зміщень цих реперів із тосуванням ГДСС показано на рис.5.14. З даних отриманих двома методами тролю видно, що геодезичний метод дає дискретні значення перевищень. Це снюється тим, що вимірювання проводились серіями, а за допомогою ГДСС перервно. Перевагою контролю за допомогою ГДСС є те, що характеристики нічного стану ОК є плавними, а, отже, і точнішими, не втрачається інформація зміну положення їх в часі, а це дає можливість визначати фактори впливу і йняти вчасно правильне рішення про недопущення критичних ситуацій.

Для проведення спостережень за зміною просторового положення тановлювались перетворювачі диференційного типу у вигляді групи сполучених судин, чутливість яких збільшується в два рази зі зміною висотного положення дини за рахунок нахилу посудини під певним кутом від початкового положення. ретворювачі встановлювались стаціонарно на чотирьох гранях фундаменту у браних точках і фіксувались в спеціально забетонованих кріпленнях круглої

ми. Орієнтація перетворювачів під час встановлення і закріплення на основі даменту виконана з початком відліку в напрямку північного полюсу.



$R_{оп1-8}$ - опорні репери на лінії магістрального геодезичного ходу I-I

$R_{оп9-16}$ - опорні репери на лінії магістрального геодезичного ходу II-II

R_{1-8} - робочі репери на свердловинах ПСГ, марки на вузлі переключення технологічних трубопроводів

Рис. 5.10. Розміщення реперів.

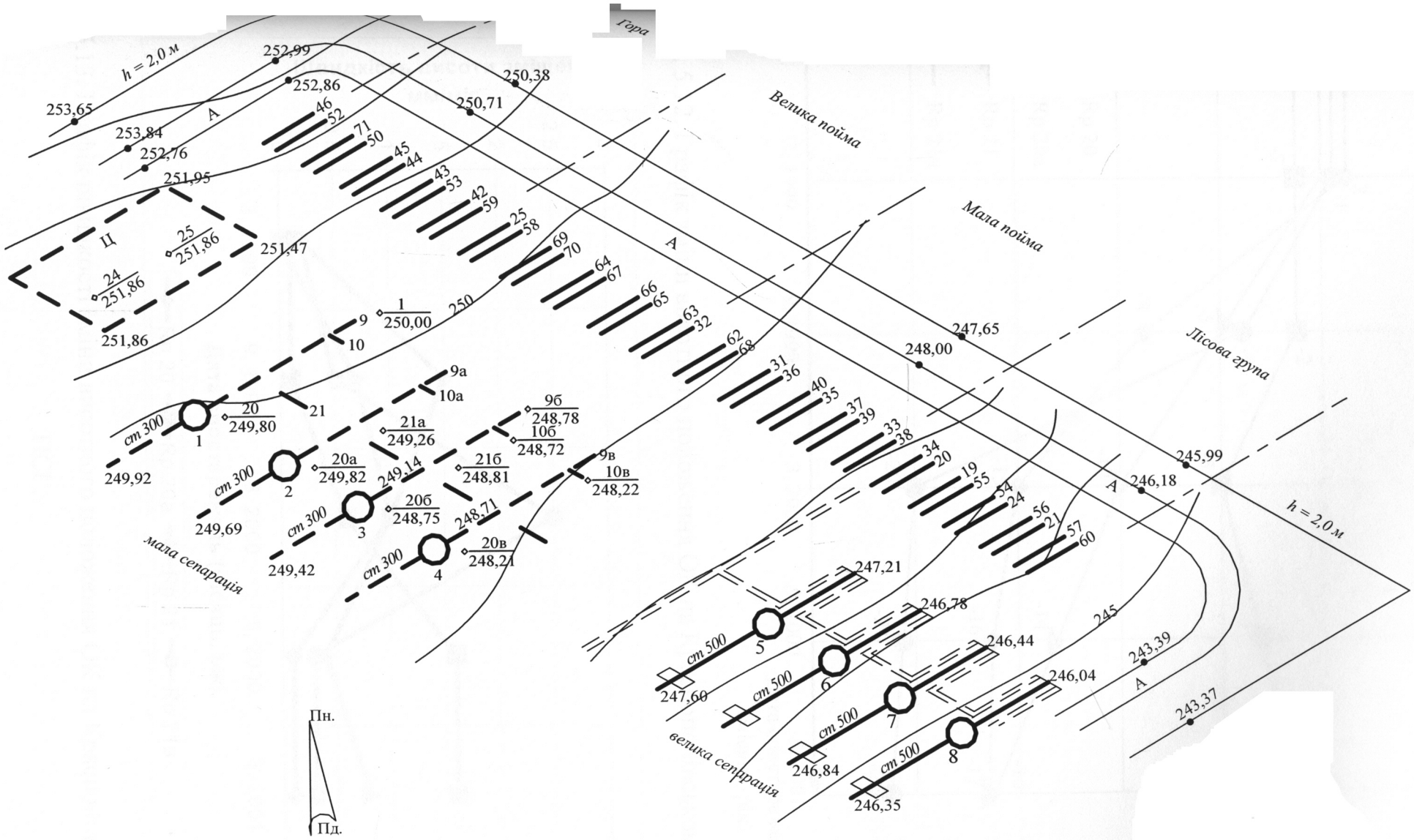


Рис. 5.11. Схема розміщення технологічних вузлів.

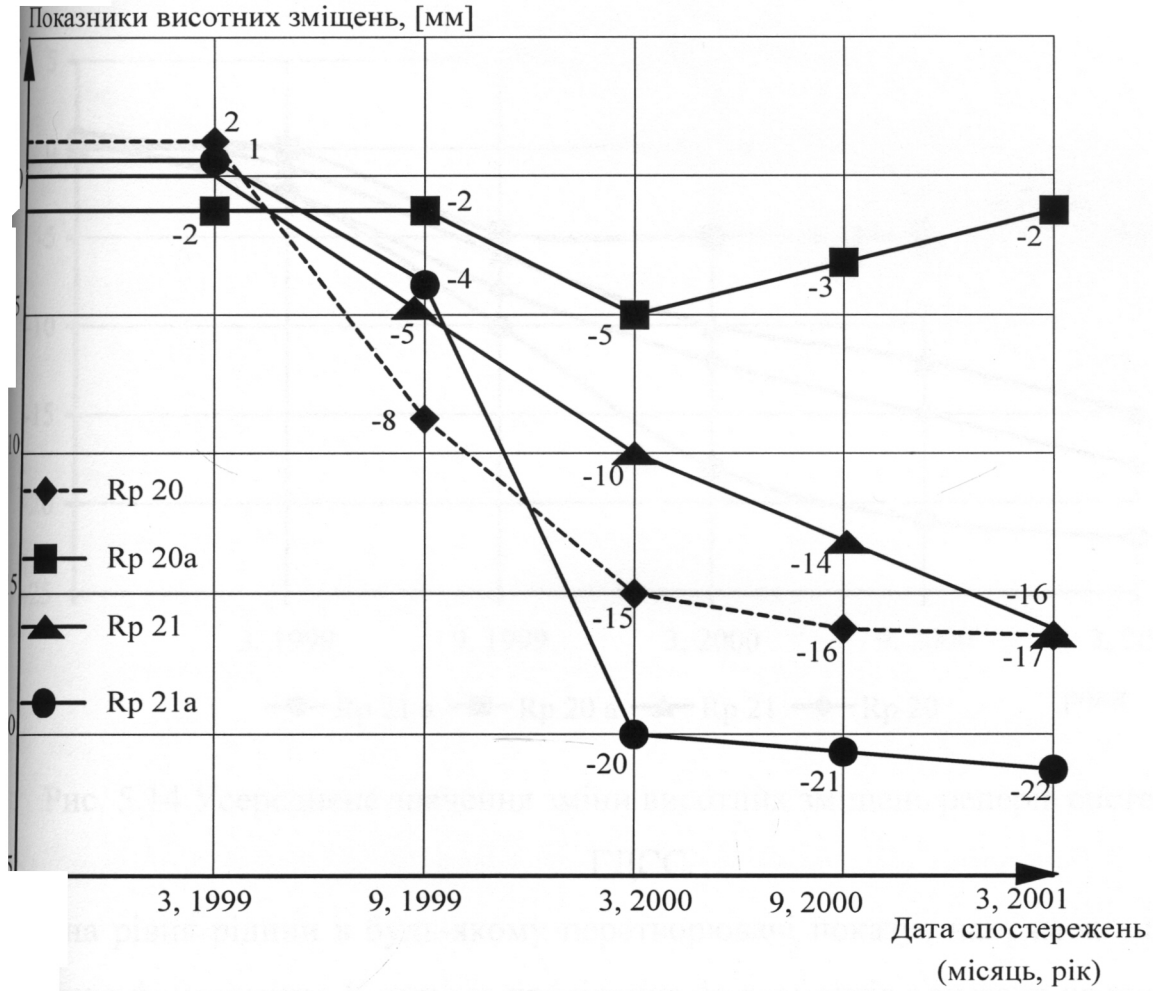
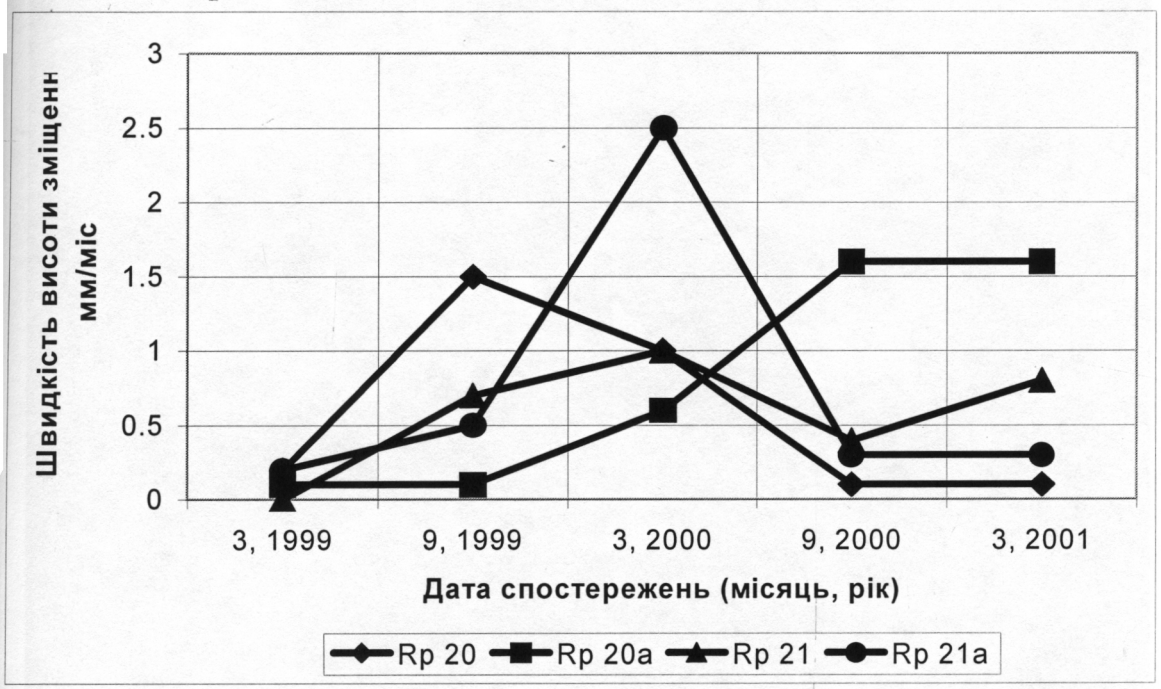


Рис. 5.12. Графік зміни висотного положення ОК на Краснопопівському ПСГ.



с. 5.13. Графік швидкості зміни висотного положення ОК на Краснопопівському ПСГ.

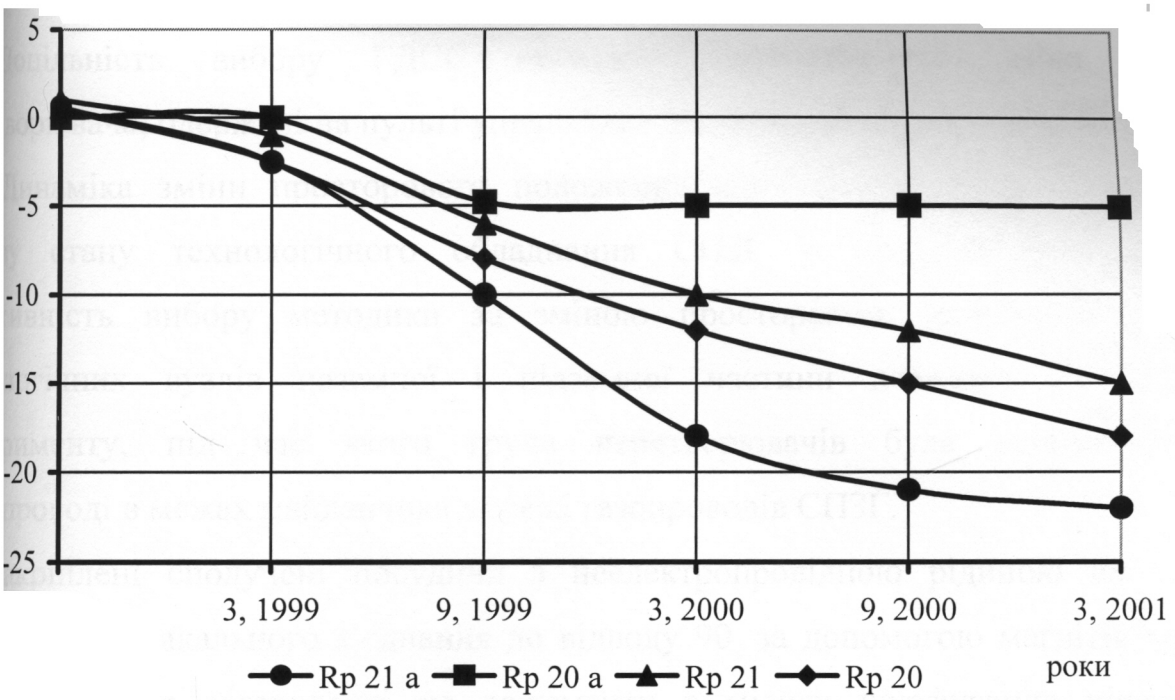


Рис. 5.14 Усереднене значення зміни висотних зміщень реперів системою ГДСС.

Зміна рівня рідини в будь-якому перетворювачі показує напрямок висотного переміщення фундаменту. Контроль просідання фундаментів показано на рис.5.15.



Рис. 5.15. Контроль просідання фундаментів.

Доцільність вибору ГДСС показали характеристики зміни ємності творювача, одержані на пульті управління диспетчерської служби СПЗГ.

Динаміка зміни просторового положення служить вихідними даними для ізу стану технологічного обладнання СПЗГ у реальних умовах часу. ктивність вибору методики за зміною просторового положення системи нологічних вузлів наземної і підземної частини доведена на прикладі перименту, під час якого група перетворювачів була встановлена на бопроводі в межах майданчика мережі газопроводів СПЗГ.

Закріплені сполучені посудини з неелектропровідною рідиною на віддалі мм від вертикального з'єднання до відводу 90 за допомогою магнітів круглої оми, а також встановлені на ложементи в місцях шурфування підземного опроводу дають характеристику зміни просторового положення мережі бопроводу в площині їх залягання в реальних умовах експлуатації підземного осховища (рис.5.16). Місце встановлення перетворювачів ГДСС і їх кількість бирались у відповідності зі схемою обв'язки технологічних вузлів.

Напруження в металі труб наземної частини відсутні й компенсуються за унок відводів, в окремих трубопроводах гребінки в підземному газопроводі у ках майданчика виникають додаткові напруження.

Для дослідження підземного газопроводу на зсувній ділянці й обстеження ни просторового положення шлейфів СПЗГ вибираємо найбільш небезпечні ьниці довжиною до 200 м.

Встановлюємо у вибраних місцях перетворювачі, під'єднані до пристрою ГДСС. Для зручності дані перетворювачі встановлені на ложементах у місцях рфування і дають характеристики зміни просторового положення підземного опроводу або мережі газопроводів СПЗГ відносно початкового положення в вному реальному часі (рис. 5.17). Згідно з результатами дослідження було тановлено необхідність заміни частини трубопроводів гребінки і шлейфів

рис.5.18

На рис. 5.16, рис. 5.17 зображені елементи технологічного обладнання снопопівського СПЗГ, на якому проводились спостереження.

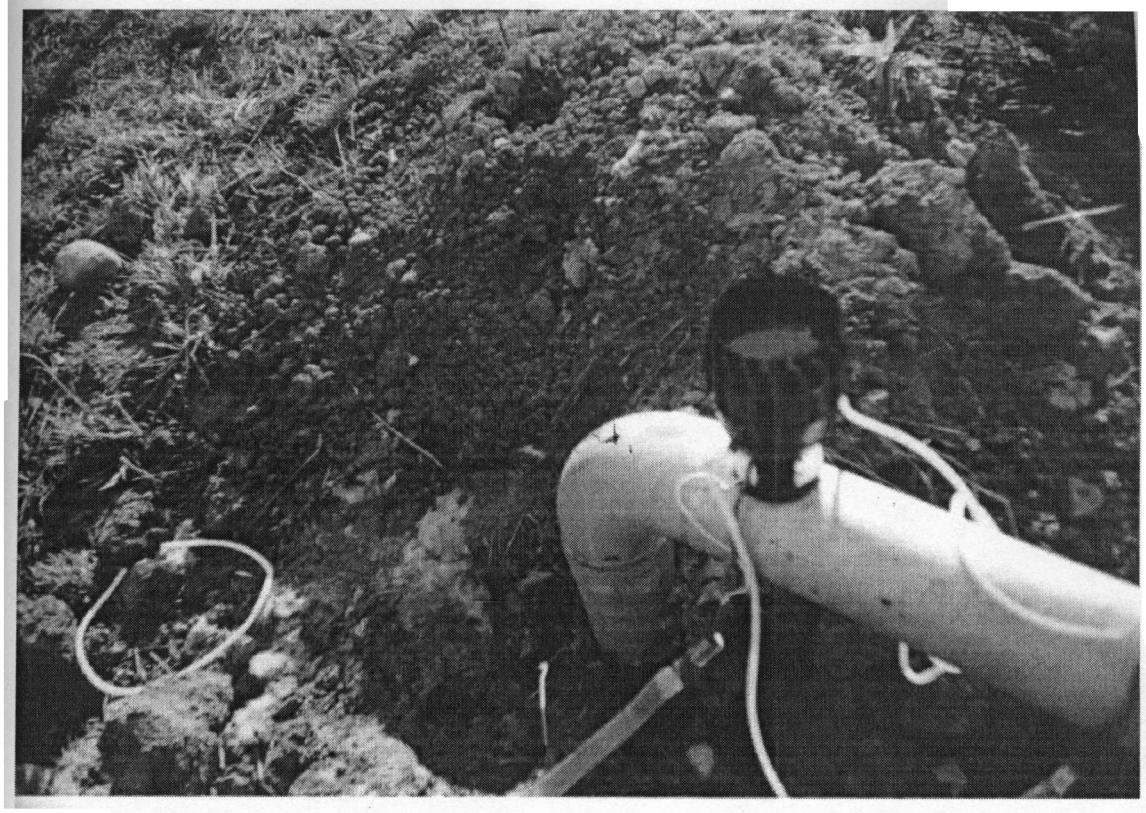


Рис. 5.16. Контроль прехідників

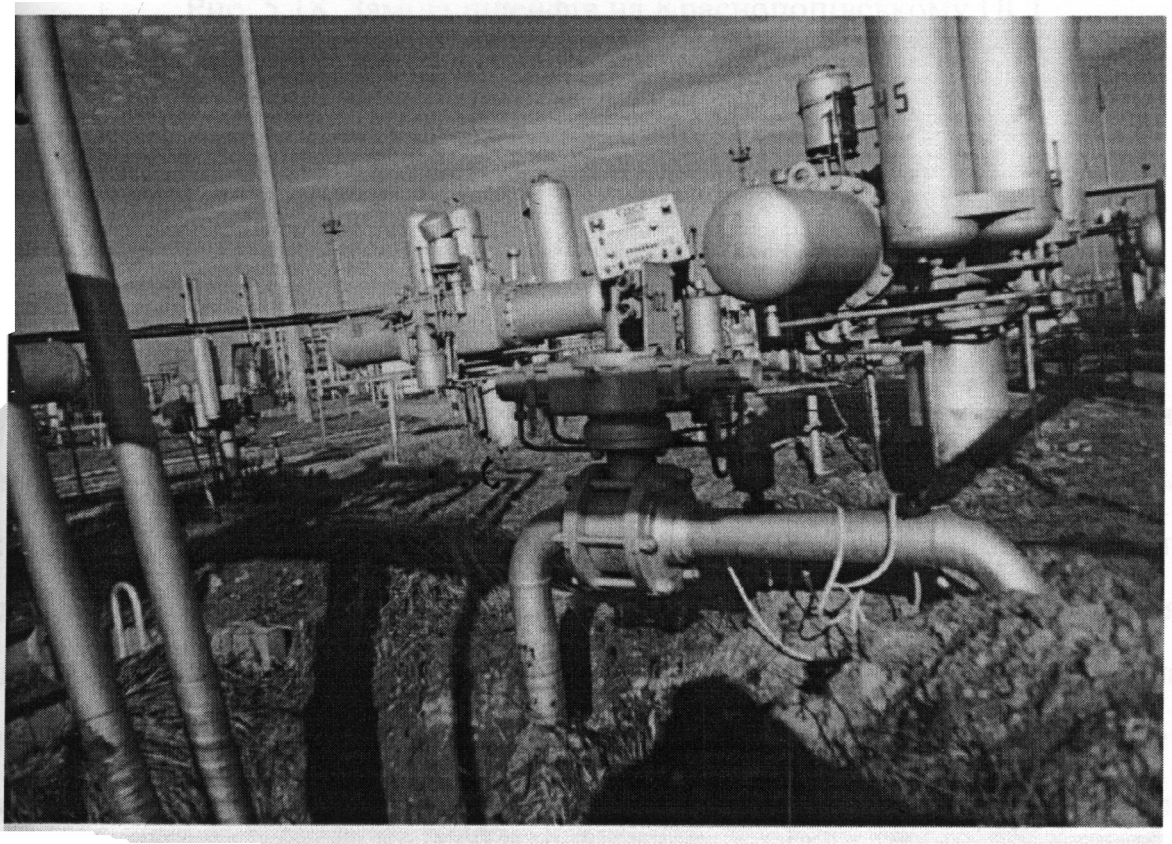


Рис. 5.17. Контроль трубопроводів.

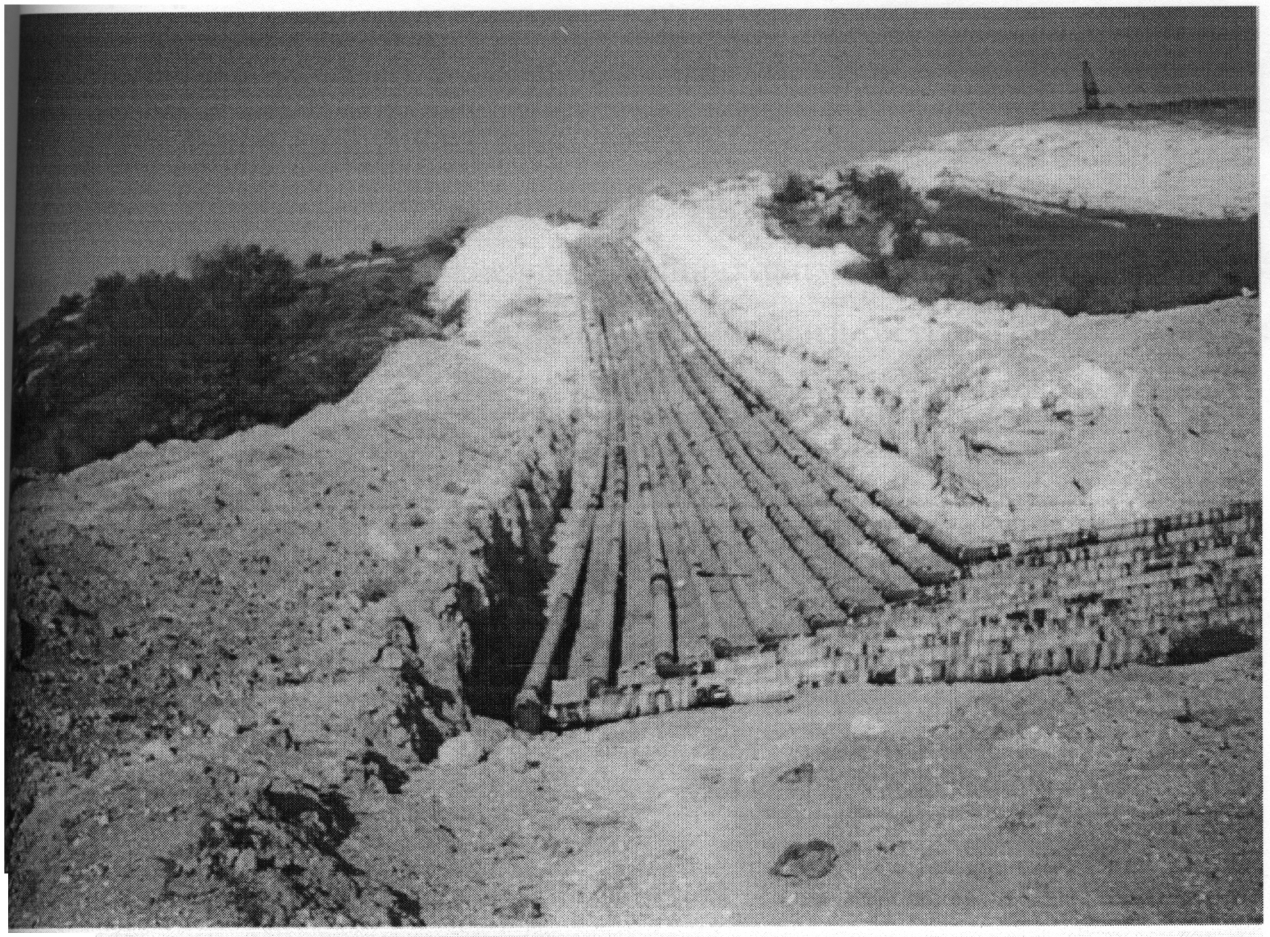


Рис. 5.18. Заміна шлейфів на Краснопопівському ПСГ.

Висновки до розділу

При проведенні натурних досліджень доведено:

а) в результаті проведених натурних досліджень стало можливим визначити ксимальний кут прогину трубопроводу та його відхилення від проектного ложення. На ділянці трубопроводу довжиною 200 м в районі зсуву ґрунту оводилися спостереження за динамікою зміни просторового положення, яке оходило нерівномірно на протязі трьох років і становило величину максимального огину близько 0,5 м. За визначеним значенням прогину, аналітичним методом ли вирахувані значення допустимих напружень, які діють в металі трубопроводу.

б) за допомогою розробленої методики, а також розробленої і опробуваної
одинамічної системи спостережень в реальному масштабі часу визначалась
аміка зміни положення фундаментів технологічних вузлів, аналізувались
ники і їх степінь впливу на дану зміну. Це в свою чергу дає можливість
тифікувати характер впливу, оцінити результат можливих наслідків, щоб вчасно
йняти міри і запобігти виникненню аварійних ситуацій з тяжкими наслідками,
як на території газосховища і в безпосередній близькості знаходяться населені
кти.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ І РЕКОМЕНДАЦІЇ

1. Проаналізовано відомі методи і засоби контролю технічного стану нологічних вузлів і газопровідної мережі Краснопопівськогог сховища газу. В ультаті аналізу вказані недоліки цих методик і технічних засобів , серед яких слід ітити, що з їх використанням можна визначити окремі параметри ОК, але ультати контролю не дають цілісного відображення стану такого складного кту як ПСГ.

2. Доведено, що в умовах Краснопопівського ПСГ зміна параметрів нологічних вузлів викликана впливом природно–кліматичних і технологічно-плуатаційних чинників, основними з яких є:

наявність порожнин у підземних виробітках;

деформація ґрунтів через сейсмовпливи;

циклічність відбору газу;

температурний вплив;

абразивне зношення газопроводів.

3. Розроблена математична модель зміни просторового положення бопроводу враховує дію всіх сил , які приводять до додаткових напружень і ни експлуатаційних параметрів, зокрема в результаті зсуву ґрунту появляється тягуюча сила, яка приводить до збільшення поздовжніх напружень в бопроводі.

4. Розроблена методика розрахунку дає можливість, на основі отриманих ематичних залежностей, які пов'язують первинні параметри контролю отримані опомогою системи ГДСС з максимальним прогином, визначити розприділення ружень в трубопроводах

5. Розроблена структурна схема , конструкція і програмне забезпечення ГДСС, реалізує запропоновану методику контролю технічного стану ОК ПСГ. З даної стеми отриманий висновок державного департаменту інтелектуальної власності КРПАТЕНТ) про видачу патенту на винахід.

Порівняльна характеристика роботи ГДСС з геодезичними методами дає вість зробити висновок, що точність і практичність розробленої ГДСС у й мірі перевершує традиційний геодезичний та інші методи.

ереваги ГДСС полягають у наступному:

ДСС дає можливість постійного спостереження за зміною положення роводу, фундаментів і.т.ін. в будь-який період часу з одержанням і обробкою татів на ЕОМ пульта диспетчерської служби.

ГДСС дає високу точність вимірювання за рахунок використання орювачів диференціального типу і консервування точок вимірювання в овій серії проведення обстеження. ГДСС звільняє людські ресурси, так як в автоматичному режимі.

Здійснено аналіз схеми нагромадження всіх похибок при контролі технічних трів системою ГДСС, визначено величини кожної із складових ментальної та методичної похибок і сумарну похибку, яка становить 5,1 %.

У процесі експлуатації технологічні трубопроводи і вузли СПЗГ змінили своє рове положення відносно проектного внаслідок деформаційних процесів вих мас. Оскільки вся система взаємопов'язана технологічним циклом, то міни параметрів одних вузлів на інші має безпосереднє значення.

му зміну експлуатаційних параметрів технологічних вузлів розглядалася в ксі з системою газопроводів, як викликану, насамперед, залишковими женнями при виготовлення труб, при проведення зварювально–монтажних абразивним зносом стінки труби від піску і глиняних включень під час газу зі свердловини на дільниці "свердловина – пункт очищення газу".

розроблена методика проведення контролю кута нахилу ОК, яка передбачає новні етапи вимірювання:

бір первинних перетворювачів в вигляді окремих посудин чи сполучених;

роведення градуювання первинних перетворювачів в лабораторних умовах;

имірювання кута нахилу ОК з врахуванням градуювальних таблиць

рез зміну частоти коливального контуру, елементом якого є ємність ного перетворювача;

-розрахунок напружень в досліджуваних ОК за результатами контролю
11). Описані результати з використанням гідродинамічної системи
тережень для контролю просідання фундаментів технологічних вузлів і зміни
горового положення трубопровідної мережі на зсувних ділянках проводилися
раснопопівському підземному сховищі газу.

Аналіз отриманих результатів при проведенні досліджень дав можливість
няти рішення про проведення робіт для запобігання зсувів грунту, установки
аментів в проектне положення під сепараторами газу ,а також заміні
фових трубопроводів, де текучість металу досягла граничних значень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Авиационные ГТД в наземных установках / С. П. Изотов, В. В. Шишкин, Ю.М. Капралов и др.; Под ред. В. В. Шашкина. - Л.: Машиностроение, 1984. – 228 с.

Автоматизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / Ю.А. Тельнов, А. А. Файнштейн, С.З. Шабашов и др. - Л.: Недра, 1983. -280 с.

Айнбиндер А. Б., Гильзин С. К. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления при воздействии температуры и внутреннего давления. — М., Наука, 1997.- 58 с.

Амензаде Ю.А. Теория упругости.- М.: Высшая школа, 1981.- 272 с.

Андрейкив А. Е., Лысак Н. В. Метод акустической эмиссии в исследовании процессов разрушения. - Киев: Наукова думка, 1989. - 176 с.

Арутюнян Н. І., Абрамян Б. Л. Кручение упругих тел. - М.: ШФМЛ, 1983.– 686 с.

Баклластов А. М., Горбенко Б. А., Удыма П. Г. Проектирование, монтаж и эксплуатация тепломассообменных установок. — М.: Энергоиздат, 1981. - 336 с.

Баклаюов И. В., Картозия Б. А. Механика подземных сооружений и конструкций крепей.- М.: Недра, 1984.- 415 с.

Бенерджи П., Баттерфилд Р. Методы граничных элементов в прикладных науках: Пер.с англ.- М.: Мир, 1984.- 494 с.

Бенусович А. С. Тепловое взаимодействие трубопровода с полуограниченным массивом при краевом условии третьего рода на его границе. — Изв. вузов: Строительство и архитектура, 1988, № 3.- 109 с.

Бенусович А. С., Лифшиц М. Г. Расчет тепловых потерь и параметров обваловки при прокладке трубопроводов в насыпях.— Изв. вузов: Энергетика, 1999, № 4.- 67 с.

Бирюкова Н. Я., Добровольский Г. П., Кошелев А. А. О взаимодействии низкотемпературных газопроводов с окружающей средой. — Проектирование и строительство трубопроводов и газонефтепромысловых сооружений: Информнефтегазстрой, 1987, № 8.- 146 с.

Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве.- М.: Недра, 1976.- 453 с.

Бородавкин П. П., Ким Б. И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1981.- 328 с.

Бродов Ю.М., Пермяков В.А. Эффективность применения профильных труб в теплообменных аппаратах по результатам промышленных испытаний.- Л.: изд. НПРЦКТИ, 1987, вып. 36.- С. 56-61.

Бугров А. В. Высокочастотные емкостные преобразователи и приборы контроля качества.-М.: Машиностроение, 1982.-94 с.

Булычев Н.С. Механика подземных сооружений.- М.: Недра, 1982.- 270 с.

Буняк Л.К., Луцик Я. Т. Вимірювання і контроль параметрів трубопроводів при підземній та наземній прокладці // Праці наук.-практ. конф. "СТРЕС-97".- Партенід, 1997.- С. 45-49.

Вайнберг Д. В., Кислоокий В. Н., Сахаров А. С., Синявский А. Л. Система математического обеспечения расчета пространственных конструкций ПРОЧНОСТЬ-1 // Сб. науч. тр. / ЦНИПИАСС Госстроя СССР.- 1974.- Сер.Х.- Вып.2.- С. 25-31.

ВБН 012-200. Відомчі будівельні норми "Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Контроль якості і приймання робіт".-Київ: Український науково-дослідний інститут з будівництва магістральних трубопроводів, 2000.- 109 с.

Винокуров В. А., Куркин С. А., Николаев Г. А. Сварные конструкции. Механика разрушения и критерии работоспособности / Под редакцией Б. Е. Патона.- М.: Машиностроение,1966.- 576 с.

Владимиров В.С. Уравнения математической физики. 3-е изд.- М.: Наука, 1976.- 528 с.

Влияние теплофизических характеристик грунтов на режимы эксплуатации магистральных трубопроводов / В. А. Юфин, Б. Л. Кривошеин, В. М. Агапкин и др. М., изд. ВНИИЭгазпром, 1994.- 92 с.

Ворович И. И., Александров З. М., Бабешко В. А. Неклассические задачи смешанной теории упругости.- М.: Наука, 1974.- 301 с.

Ворович И. И., Бабешко В. А. Динамические смешанные задачи теории упругости для неклассических областей.- М.: Наука, 1989.- 239 с.

Ворович И. И., Бабешко В. А. Динамические смешанные задачи теории упругости для неклассических областей.- М.: Наука, 1979.- 232 с.

Выбор конструктивных и строительных решений трубопроводов с учетом технологии транспортировки газа / В. М. Агапкин, Б. Л. Кривошеий, Б. А. Красовицкий и др. — Проектирование и строительство трубопроводов и газонефтепромысловых сооружений.-М.: НИПИЭСУнефтегазстрой, 1978.- 261 с.

Газиев Э. Г. Морфология трещин и устойчивость массивов.-М.: Недра, 1989.- 481 с.

Герасимов В. Г. и др. Методы и приборы электромагнитного контроля промышленных изделий.- М: Энергия/атомиздат, 1983.- 272 с.

Гитис М.Б. Преобразователи для импульной ультразвуковой дефектоскопии. Основные теоретические положения // Дефектоскопия.- 1981.- № 2.- С. 65-84.

Гольденвейзер А. Л. Теория тонких упругих оболочек.- М.: Недра, 1976.- 512 с.

ГОСТ 14248-89. Сосуды и аппарати. Нормы и методы расчета на прочность.- М. Изд-во стандартов, 1989.- 59 с.

Грановский В. А., Сирая Г. Н. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях.- Л.: Энергоатомиздат, 1980.- 288 с.

Динамический расчет зданий и сооружений / М.Ф. Барштейн, В.А. Ильичев, Б. Г. Коренев и др.- М.: Стройиздат, 1984. - 303 с.

Дорофеев А. Л., Казаманов Ю. Г. Электромагнитная дефектоскопия.- М.: Машиностроение, 1980.- 232 с.

Ермолов И. Н. Теория и практика ультразвукового контроля.- М.: Наука, 1981.- 364 с.

Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. Киев: Наукова думка, 1979.- 172 с.

Зависимость для определения коэффициента теплопередачи подземного газопровода в непромерзающих грунтах / И. А. Исмаилов, А. А. Кошелев, Б. Л. Кривошеий и др.— Газовая промышленность, 1976.- № 10.- 112 с.

Зацепин Н. Н., Коржова Л. В. Магнитная дефектоскопия.- Минск: Наука и Техника, 1981.- 208 с.

Каллакорт Р. Диагностика повреждений.- М.: Мир, 1989.- 516 с.

Кісіль І. С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірюваннь.- Івано-Франківськ: Факел, 2002.- 399 с.

Койфман М. И. Об исследованиях масштабного фактора в работах по горному давлению. Механические свойства горных пород.-М.: Изд. АНСССР. 1983.-431с.

Количко А. В. Оценка оптимальных параметров откосов в трещиноватых скальных породах // Инженерная геология скальных массивов.- М.: Наука, 1976.- С.123-126.

М. Корн, Т. Корн. Справочник по математике (для научных работников и инженеров).- М.: Наука, 1978.- 832 с.

Королев В. М., Стариков Б. В., Карпельсон А. Е. Ультразвуковые импульсные приборы контроля прочности материалов.- М.: Наука, 1987.- 367 с.

Кофрон Дж. Технические средства микропроцессорных систем. Практический курс / Пер, с англ.- М.: Мир, 1983.- 295 с.

Кривошеин Б. Л., Новаковский В. Н., Радченко В. П. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой / АН СССР. Энергетика и транспорт.- М., 1985.- № 1.- 93 с.

Крупенников Г. А., Филатов Н. А., Амусин Б. З., Барковский Б. М. Распределение напряжений в породных массивах.- М.: Недра, 1982.- 144 с.

Кузнецов Г. Н. Механические свойства горных пород.- М.: Недра, 1987.- 180 с.

Ланнэ А. А. Оптимальный синтез линейных электронных схем.- М.: Связь, 1978.- 231 с.

Ларионов И. Д., Рябчиков А. Ю., Бродов Ю. М. Геометрические характеристики профильных витых труб.- М.: Энергомашиностроение, 1985.- № 12.- 41 с.

Лейтман М. Б. Нормирующие измерительные преобразователи электрических сигналов.- М.: Энергоатомиздат, 1986.- 67 с.

Лыков А. В. Тепломассообмен (справочник).- М.: Энергия, 1971.- 461 с.

Лютак З. П., Ніколаєв О, В., Лютак І. З. Метод визначення напруженого стану магістральних трубопровідних конструкцій // Міжнародний науково-технічний

журнал "Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах".- № 1.- 2001.- С. 185-186.

Лютак З. П., Ніколаєв О, В., Лютак І. З. Пристрій для контролю технічного стану газопровідних систем в експлуатаційних умовах // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. - № 37. – Т. 6 – С. 166-170.

Марков Н. Г. Автоматизированные системы сбора и регистрации сейсмической информации.- М.: Недра, 1992.- 220 с.

НАОП 0. 00-1.07-94. Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.- Київ: Держнаглядохоронпраці, 1994.- 52 с.

Неразрушающий контроль и диагностика.Справочник / В .В. Клюев и др., Под ред. В. В. Клюева.- М.: Машиностроение, 1995.- 488 с.

Неразрушающий контроль металлов и изделий: Справочник / Под ред. Г. С. Самойловича.- М.: Машиностроение, 1976.- 456 с.

Ніколаєв О. В. Визначення експлуатаційних факторів напружено-деформованого стану трубопроводів підземних сховищ газу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. - № 38. – Т. 8 – С. 181-184.

Ніколаєв О. В. Системи контролю технічного стану газової мережі Краснопопівського підземного сховища газу // Методи та прилади контролю якості. – 2002.- № 8. – С. 26-29.

Ніколаєв О. В., Лютак З. П. Визначення кута прогину трубопроводів в експлуатаційних умовах ємнісним методом // Методи та прилади контролю якості. – 2002.- № 9. – С. 26-29.

Орлов П.И. Основы конструирования: Кн. 2.- М.: Машиностроение, 1988. – 574 с.

Основы контроля и прогноза при инженерно-геодезических исследованиях / В. А. Кудрявцев, Л. С. Гарагуля, К. А. Кондратьева и др.-М.: МГУ, 1984.- 215 с.

Палин Л. А. Контактные задачи теории упругости.- М.: Недра, 1993.- 264 с.

Пат. 55616 А, G01B17/02. Пристрій для ультразвукового контролю товщини стінок труб / З. П. Лютак, І. Я. Трощенко, І. Б. Мельник, О. В. Ніколаєв, В. А. Берник - № 2001129246, Заявл. 29.12.2001; Опубл. 15.04.2003, Бюл. № 4.

Пат. 55634 А, G01C5/04, G01C9/22. Пристрій для визначення відносної зміни висоти і кута нахилу об’єктів / О. В. Ніколаєв, З. П. Лютак, Г. Г. Мельниченко - № 2002021615, Заявл. 27.02.2003; Опубл. 15.04.2003, Бюл. № 4.

Петров И. П., Айнбиндер А. Б. Сопротивление грунта поперечным и продольным перемещением труб.- М.: ВНИИСТ, вып. 25.- 1971.- 82 с.

Петров И. П., Спиридонов В. В. Надземная прокладка трубопроводов.- М.: Недра, 1973.- 105 с.

Пономарчук Т. Ф., Пономаренко Г. С. Анализ ресурсной базы нефтегазодобывающей промышленности стран мира // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. –Т. 1. –К., 2000. – С. 308-314.

Поршаков Б. П., Романов Б. А. Основы термодинамики и теплотехники.- М.: Недра, 1979.- 423 с.

Правила безопасности в газовом хозяйстве.- Харьков: ИКЦ “Техсервис”, 1992.- 129 с.

Приборы для измерения температуры контактным способом / Под ред. Р.В.Бычковского.- Львов, 1989.- 39 с.

Проведение работ по оценке остаточной роботоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. Нормативное издание. Утверждено Госнадзорохрантруда 19 мая 1993 г.

Р 471-92. Рекомендации по методике интегральной оценке воздействия различных эксплуатационных факторов на изоляционные покрытия подземных газопроводов.- М.: Изд-во стандартов, 1992.- 81 с.

РДИ-204. Определение технического состояния труб и возможности дальнейшей эксплуатации подземных газопроводов с истекшим сроком службы на основании критериев оценки.- М.: Изд-во стандартов, 1988.- 127 с.

Рего К. Г. Метрологическая обработка результатов технических измерений: Справ. пособие.-К.: Техника, 1987.- 128 с.

СНиП 2.04.08.-87. Газоснабжение.- М.: 1987.- 82 с.

СНиП 2.05.06.-85 Магистральные трубопроводы.- М.: 1985.- 142 с.

СНиП III-42-80. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.- М.: 1981.- 82 с.

Справочник по нелинейным схемам / Пер. с англ. / Под ред. Д. Шейнгольда.- М.: Мир, 1977.- 205 с.

Справочник по электрическим конденсаторам / М. Н. Дьяконов, В. И. Карабанов, В. И. Присняков и др.; Под ред. И. И. Чегверткова, В. Ф. Смирнова.- М.: Радио и связь, 1983.- 92 с.

СТП 320.30019801.018-2000. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів.- Київ: Держнаглядохоронпраці, 2000.- 106 с.

Физическое металловедение / Под ред. Р. У. Кана, П. К. Хаанена; Атомное строение металлов и сплавов: Пер.с англ.- М.: Металлургия.-1987.-640 с.

Филоненко С. Ф., Бабах В. П. Исследование материалов и изделий методом акустической эмиссии для прогнозирования их состояния // Автоматика, автоматизация, электротехнические комплексы и системы.- 1997.- С. 37-50.

Форейт И. Емкостные датчики неэлектрических величин.-М.: Мир, 1986.-105 с.

Францевич И. Н., Воронов Ф. Ф., Бакута С. А. Упругие постоянные и модули упругости металлов и неметаллов: Справочник / Под ред. И.Н.Францевича.- Киев.- 1982. 287 с.

Циделко В. Д., Яремчук Н. А. Оценивание суммарной погрешности измерительных каналов ИИС в статическом режиме (при анализе и синтезе).- Киев: Наукова думка, 1997.- 143 с.

Arave A. E. An ultrasonic liquid level detector using shear wave attenuation in bar // USAEC Rep.IN-1442. Nov. 1970. P.15-18.

Arnoult W.J., McLellan R.B. Variation of the Young's modulus of austenite with carbon concentration // Acta Metallurgica. 1985. Vol.23. P.51-56.

Koch F. O. Fracture tests show importance of new welded high-pressure pipeline specs for safety.- Oil and Gas Journal, 1996, IV, v. 84, № 15, P. 110-115.

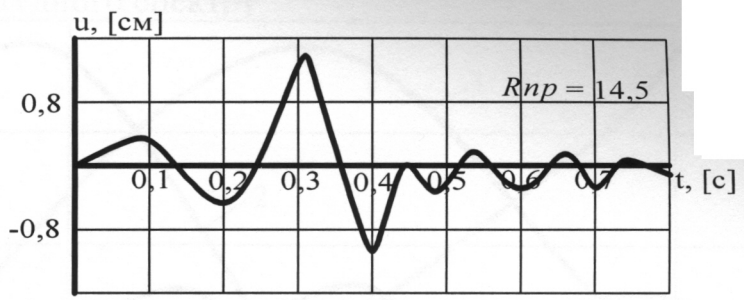
Reissner E. Sterss-strain relation s in the theory of their elastic shells. J.Maths. Phys., 31, 1998, p. 109-19.

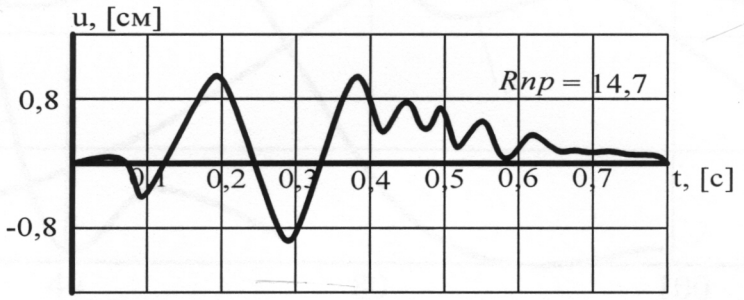
Tyler. R. G. Measuring bending moments. Tunnels and Tunnelling, 1994. 212 p.

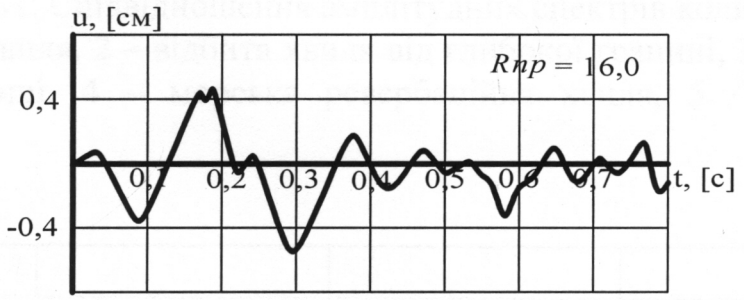
ДОДАТКИ

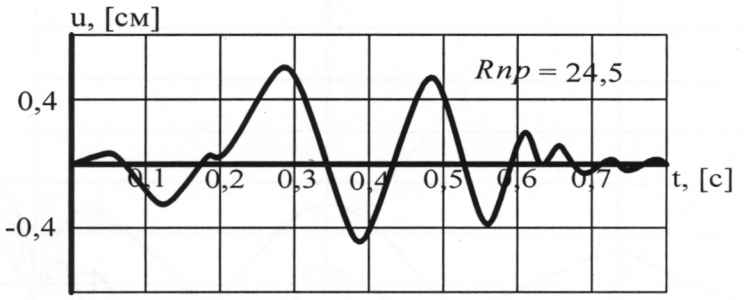
Додаток А

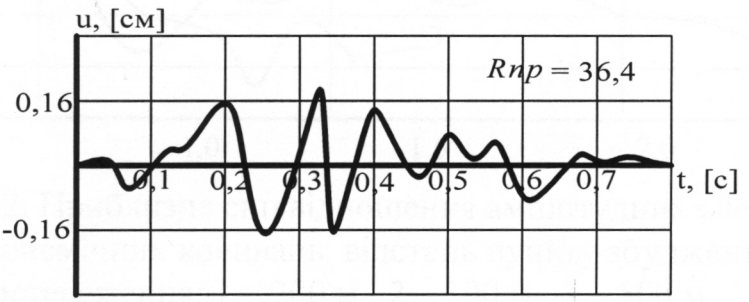
Повздовжне зміщення споруди при різних приведених відстанях.











Додаток Б

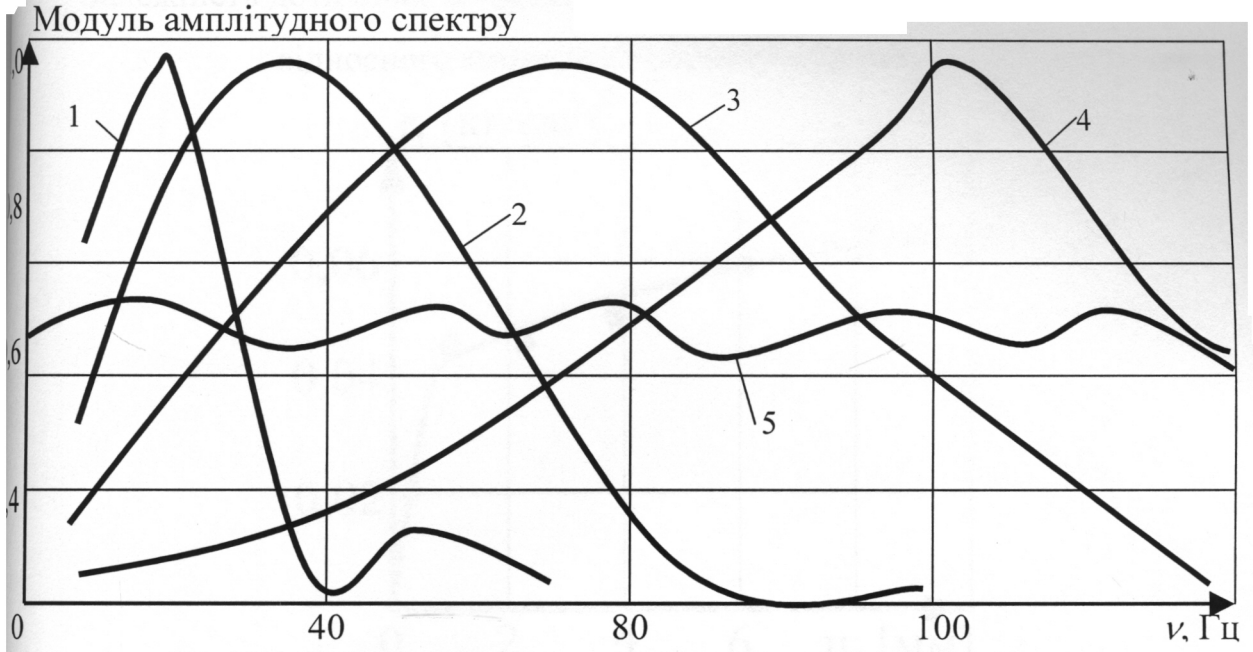


Рис. Б1. Співвідношення амплітудних спектрів коливань:
1 – поверхнева хвиля, 2 – відбита хвиля від глибокої границі, 3 – відбита хвиля неглибокої границі, 4 – морська ревербаційна хвиля, 5 – мікросейсмічні коливання.

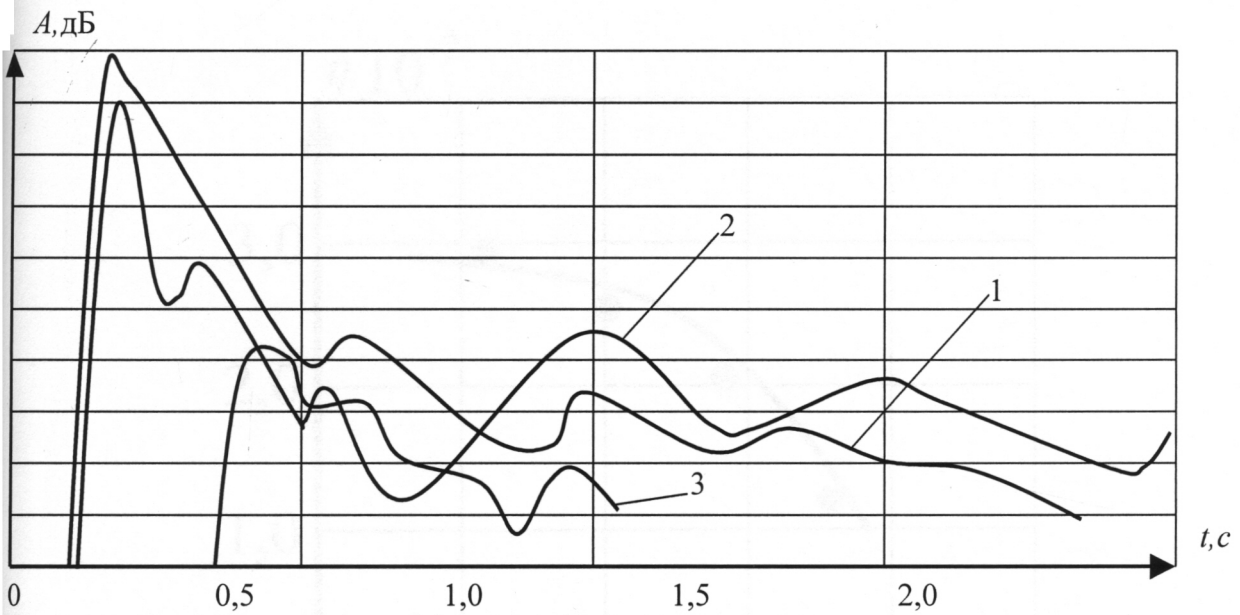


Рис. Б2. Приблизне співвідношення амплітудних спектрів:
Поширення сейсмічних коливань. відстань пункту збудження від пункту спостереження: 1 – 200 м., 2 – 100 м., 3 – 500 м.

Додаток В

Залежність дотичного напруження та коефіцієнта η від інтенсивності відносного зміщення підземної споруди.

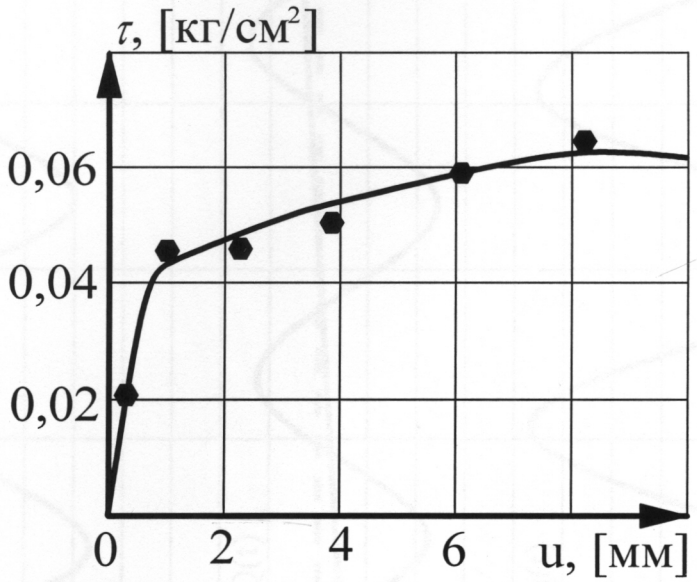


Рис В1. Залежність дотичного напруження від відносного зміщення підземної споруди

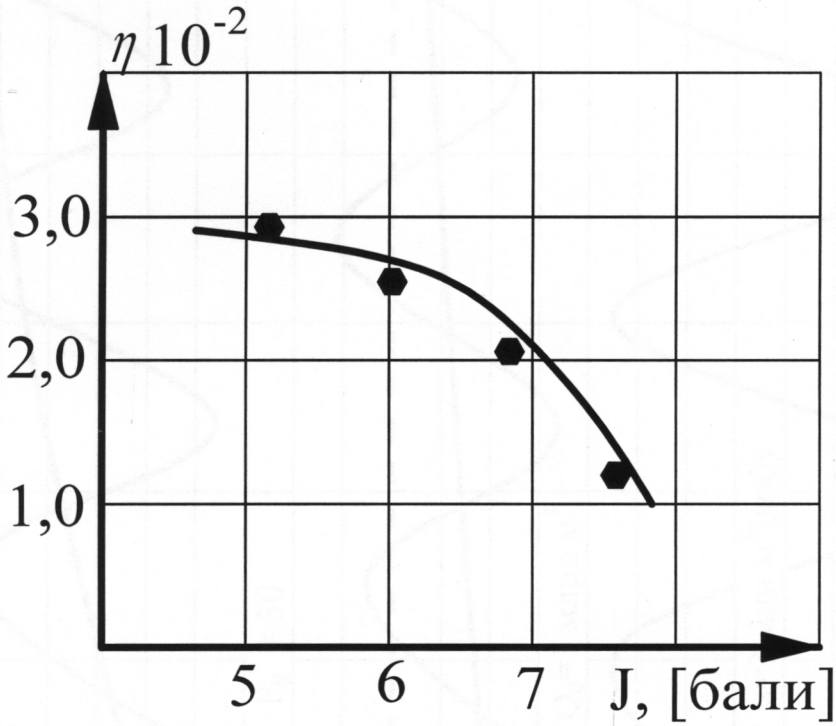
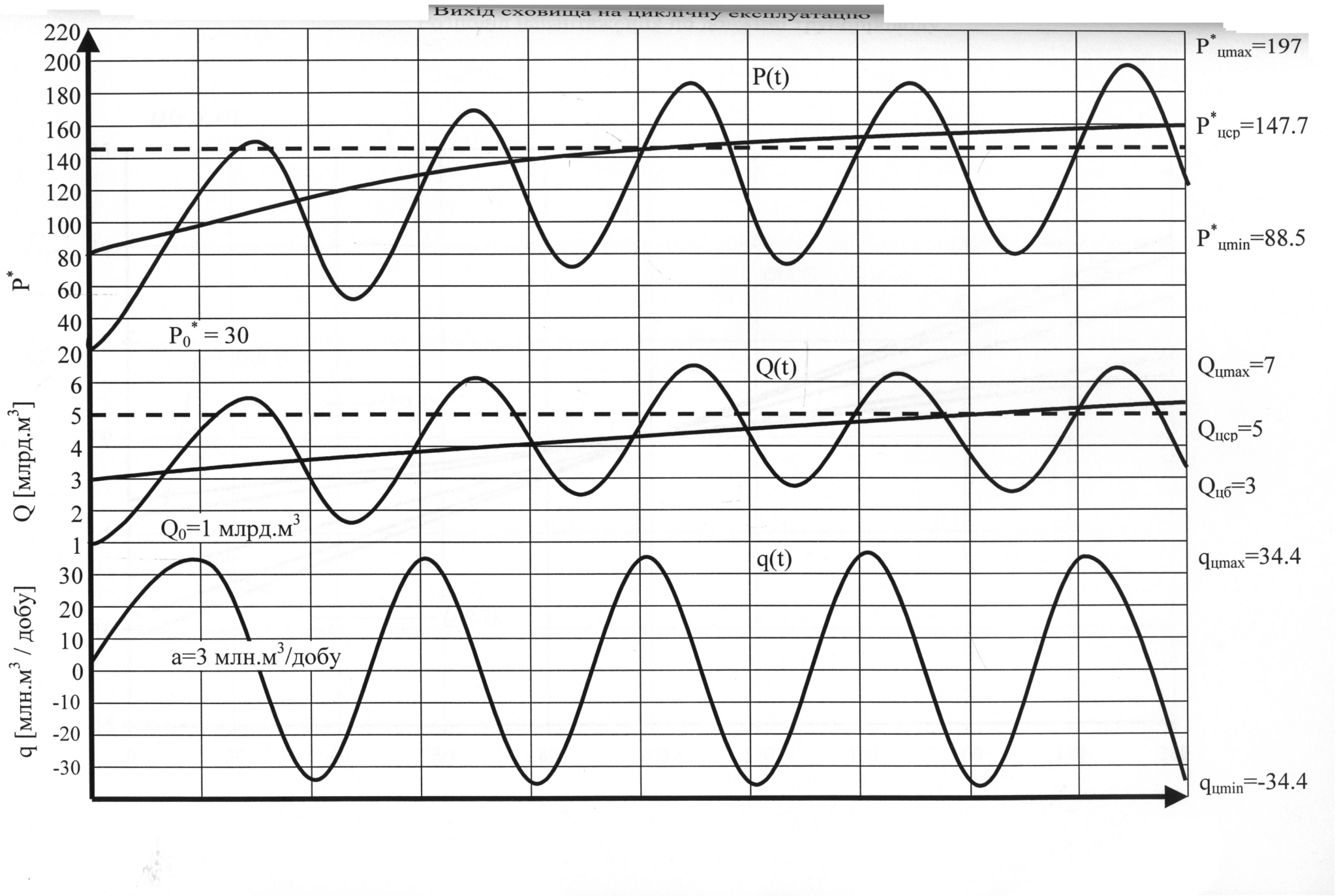
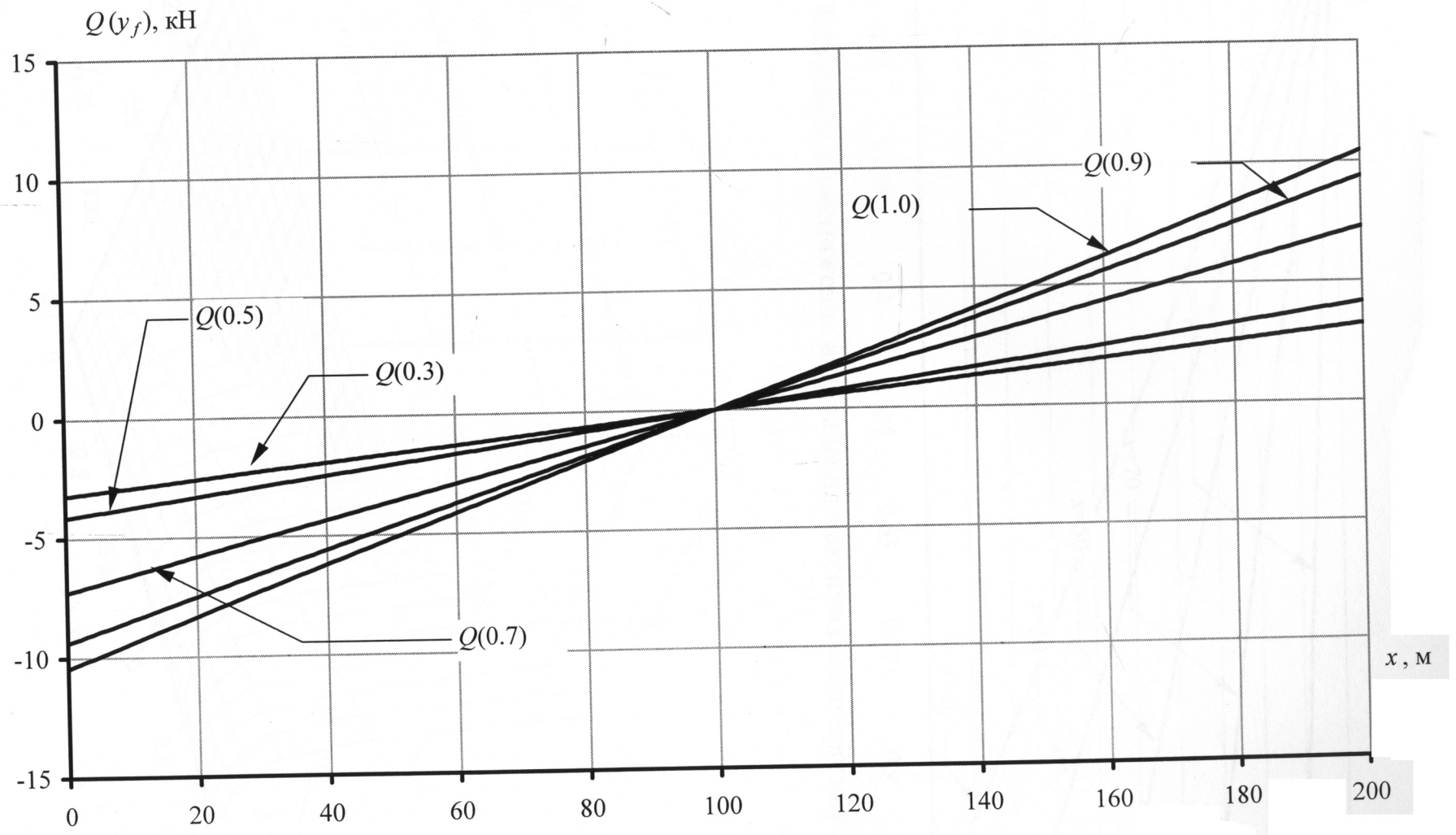


Рис. В2. Залежність коефіцієнта η від інтенсивності сейсмічного коливання ґрунтового середовища


Вихід сховища на циклічну експлуатацію
P*
Q [млрд.м3]
q [млн.м3 / добу]
P(t)
Q(t)
q(t)
P0* = 30
Q0=1 млрд.м3
a=3 млн.м3/добу
P*цmax=197
P*цср=147.7
P*цmin=88.5
Qцmax=7
Qцср=5
Qцб=3
qцmax=34.4
qцmin=-34.4

Розподіл навантаження по довжині трубопроводу



Додаток Е

Розподіл навантаження на трубопровід

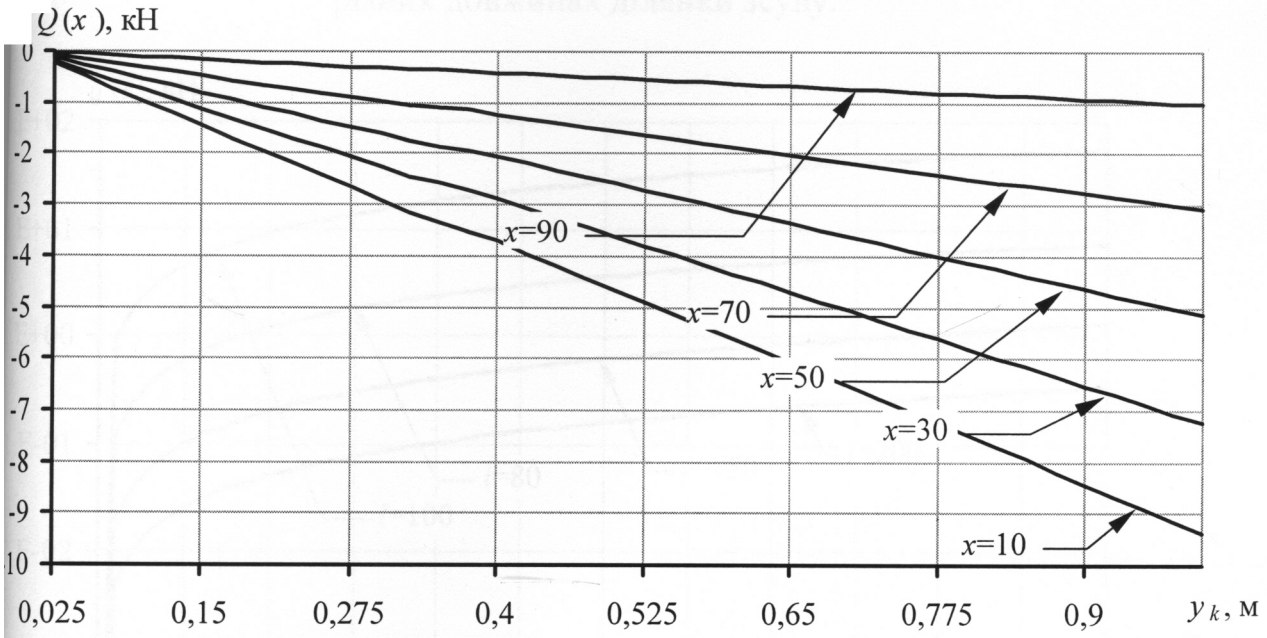


Рис. Е1. Залежність навантаження від значення максимального прогину

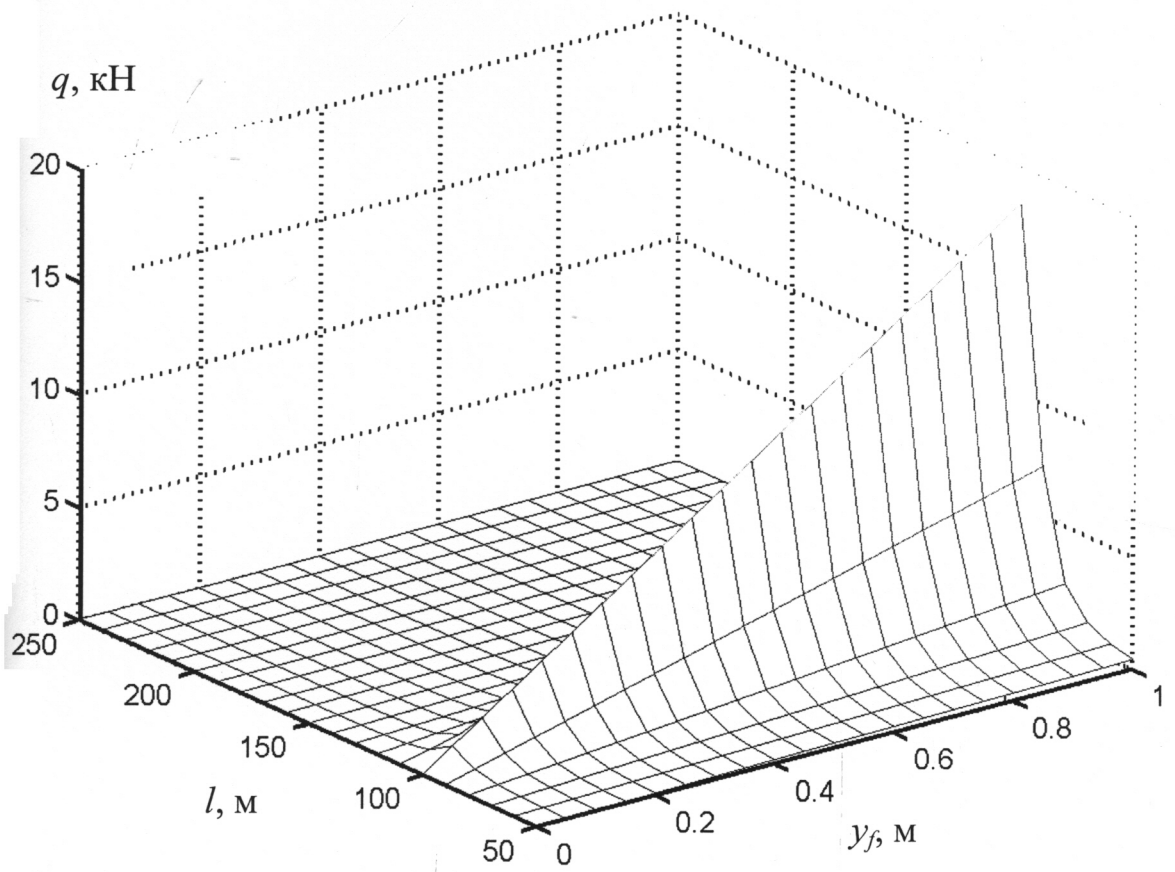
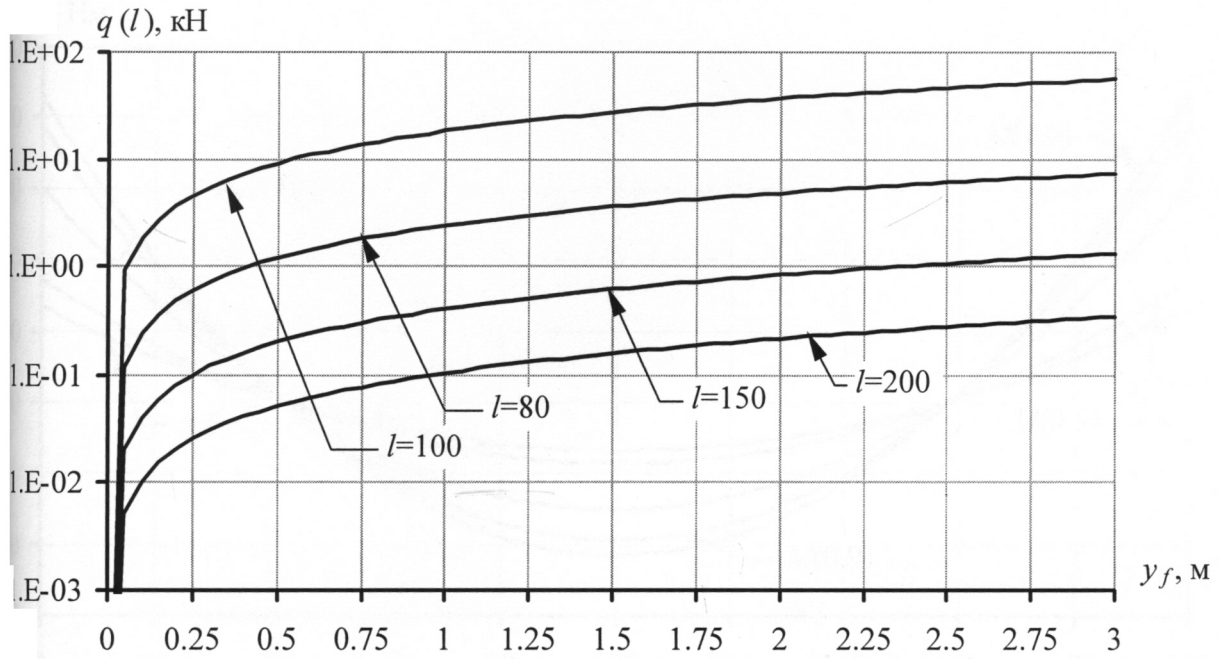


Рис. Е2. Інтенсивність розподілу навантаження ґрунту на трубопровід.

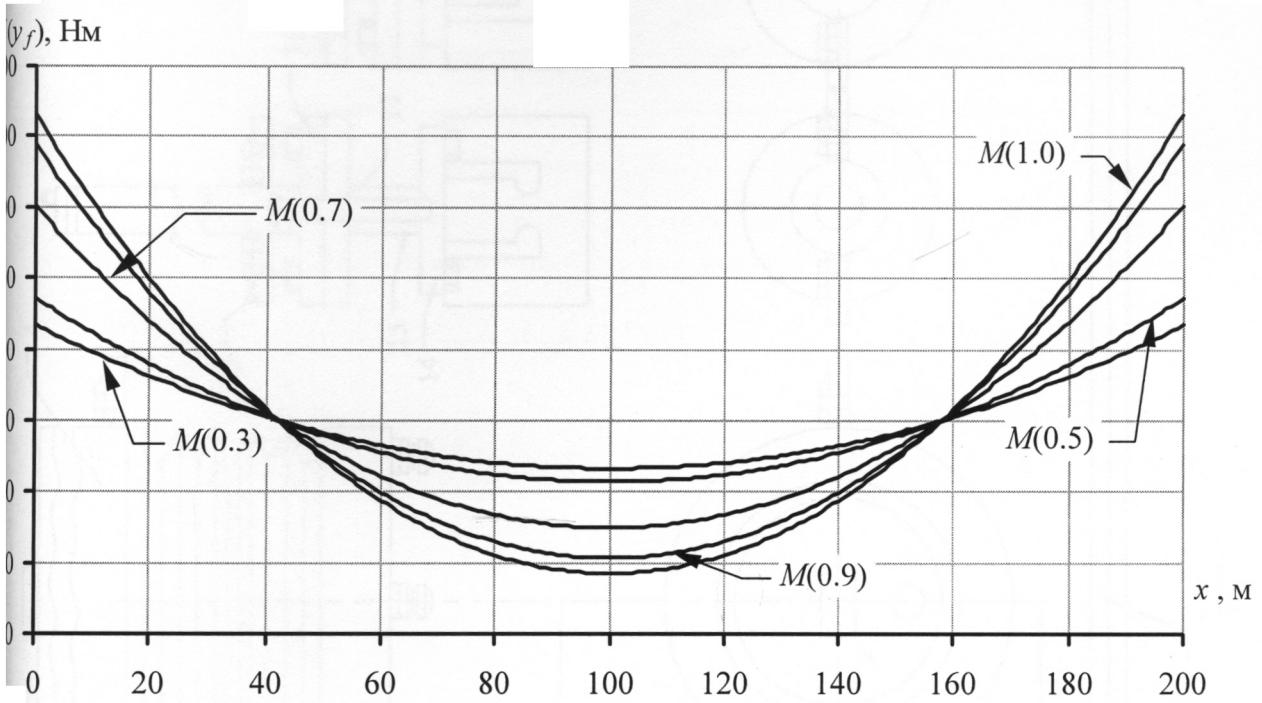
Додаток Ж

ежність інтенсивності розподіленого навантаження ґрунту на трубопровід при різних довжинах ділянки зсуву.



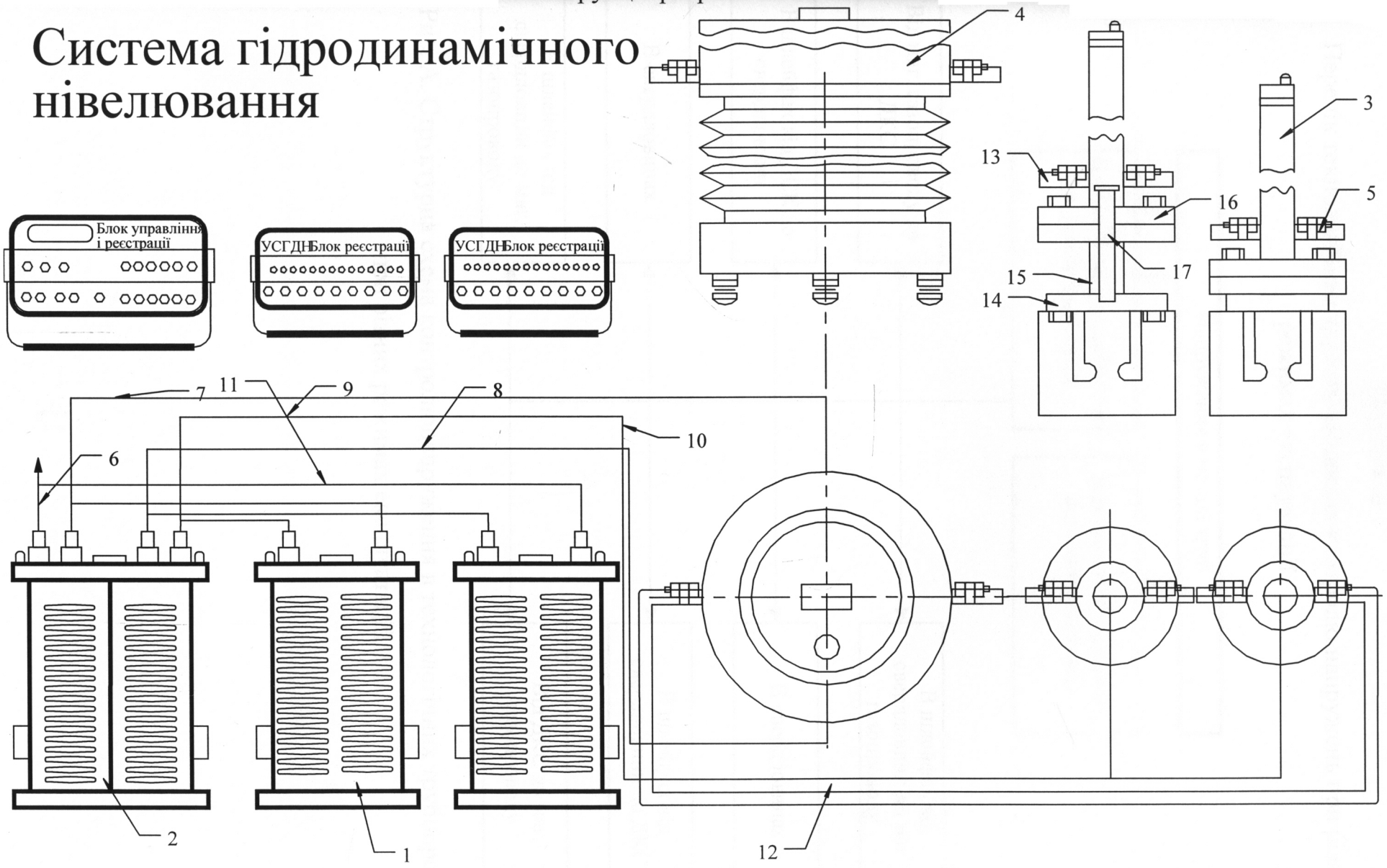
Додаток З

Розподіл моменту сили по довжині трубопроводу при різних значеннях максимального прогину.



Конструкція розробленої системи.

Система гідродинамічного нівелювання



Додаток Л

Перелік технологічних трубопроводівдля контролю напружень при різних режимах експлуатації

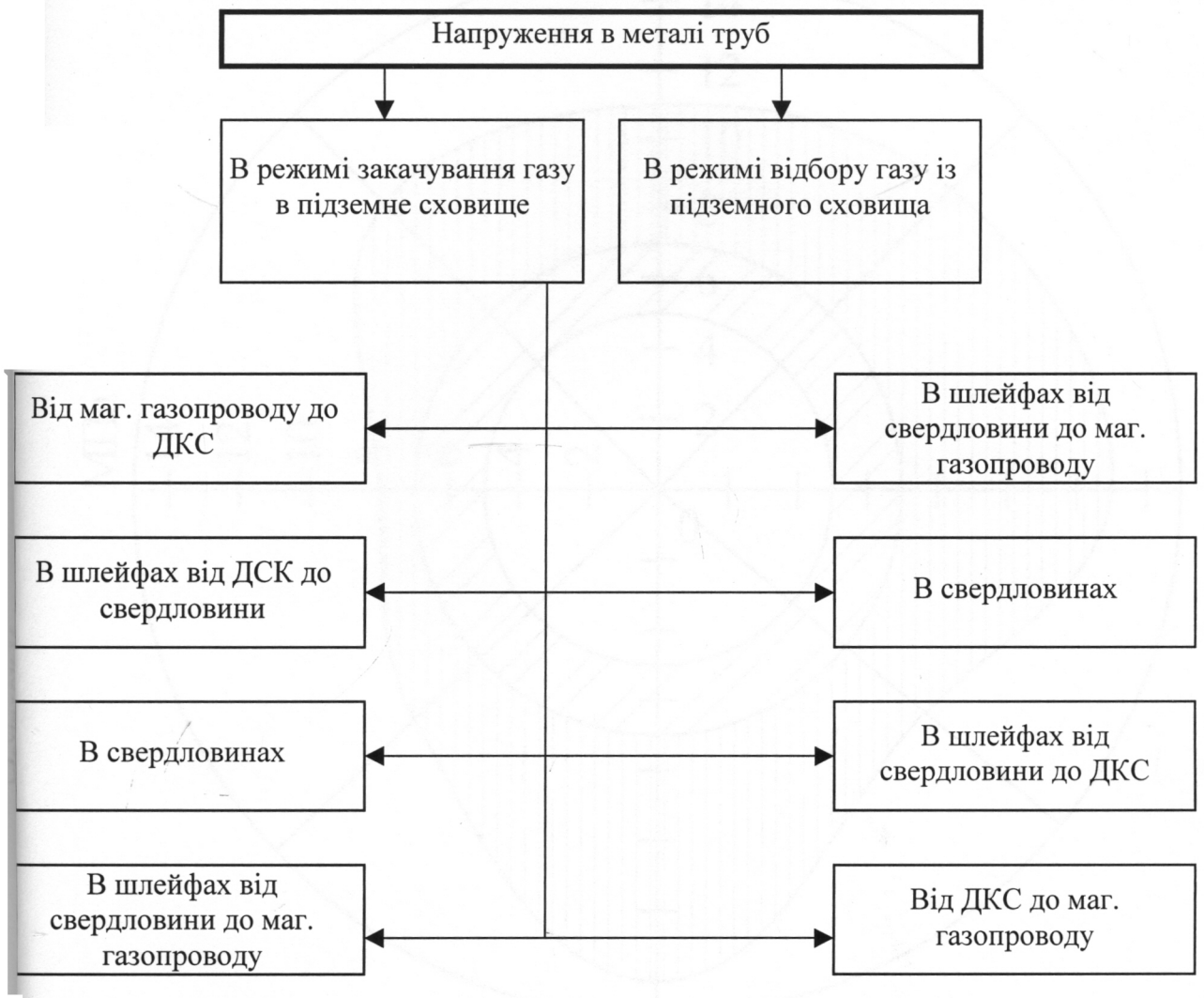


Рис. А. Структурна схема контролюнапруження в технологічних трубопроводах при різних режимах експлуатації.

Додаток М

Розподіл напружень в перерізі трубопроводу в реперній точці 21а

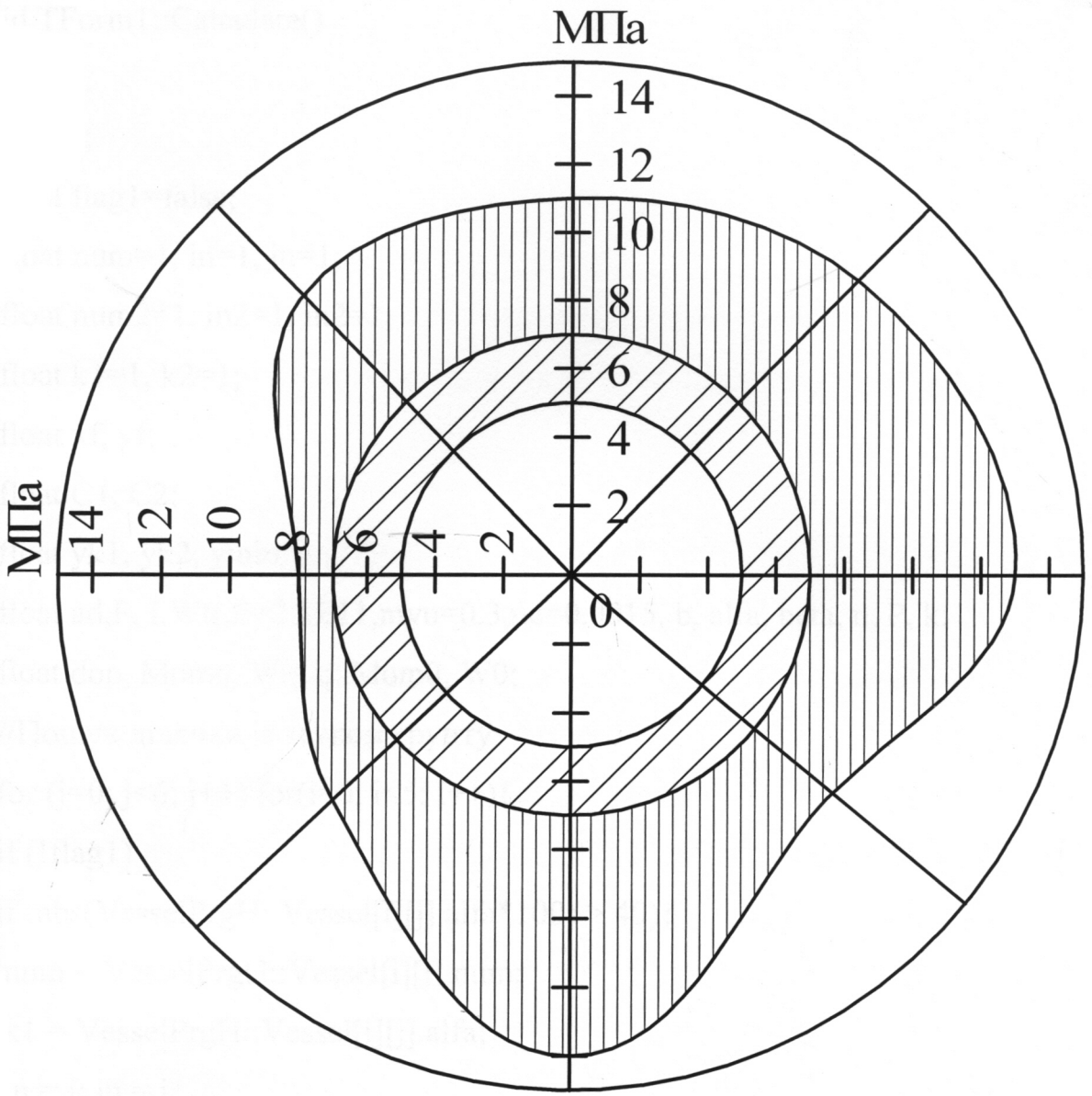


Рис. Б. Розподіл напружень в перерізі трубопроводу

Рис. Г. Залежність амплітуди коливань на виході сейсмоприймача,

Додаток Н

Програма обробки вхідних даних вимірювань

```
void TForm1::Calculate()
{
  int i, j;
  bool flag1=false;
  float num=1, in=1, jn=1;
  float num2=1, in2=1, jn2=1;
  float k1=1, k2=1;
  float xf, yf;
  float C1, C2;
  float yk1, yk2, ymin;
  float ad,F, I,Wtr,E=2.1E11,myu=0.3,uc=0.0015, b, alfa, beta, u, P, k;
  float dop, Momq, Wq, q, Mom0, W0;
  //Пошук ділянки із зсувом грунту
  for (j=0; j<6; j++) for(i=0; i<5; i++){
  if (!flag1)
  if (abs(VesselPrgH::Vessel[i][j].alfa*100) > 40){
   num = VesselPrgH::Vessel[i][j].num;
   k1 = VesselPrgH::Vessel[i][j].alfa;
   in = i; jn = j;
   flag1=true;
  } //if
  //Пошук другого кутового коефіцієнту
  if (flag1)
  if (abs(VesselPrgH::Vessel[i][j].alfa*100) > 40){
   num2 = VesselPrgH::Vessel[i][j].num;
   k2 = VesselPrgH::Vessel[i][j].alfa;
   in2 = i; jn2 = j;
```

Продовження додатку З

```
    } //if
    } //for
    //Віднаходження коорд. x точки найбільшого прогину
    xf=(k1*lgr)/(2*(k1+k2));
    //Визначимо константи рівняння кутових коефіцієнтів
    C1=0; C2=-k2*lgr;
    //Визначимо значення рівнянь кутов. коеф.
    yk1=0.003*k1*xf+C1; yk2=0.003*k2*xf+C2;   //Вибираємо найменший
    if (yk1>=yk2) ymin=yk1; else ymin=yk2;   //Обчислюємо рівняння
    ad=dtr/Dtr;
    b=(Dtr-dtr)/2;
    F=(3.1415*(Power(Dtr,2)-Power(dtr,2)))/4;          I=(3.1415*Power(Dtr,4)*(1-
wer(ad,4)))/64;    Wtr=(3.1415*Power(Dtr,3)*(1-Power(ad,4)))/32;
    alfa=Power((Dtr*kgra/(4*E*I)),0.25);  beta=Power((3.1415*kgrb*Dtr/(E*F)),0.5);
    u=Power(3.1415,2)*Power(ymin,2)/(4*lgr);                P=(u-uc)*(E*F*beta)/
eta*lgr+2*kgrb*Tanh(beta*l0));
    dop=P/(E*I); if (dop<0) k=-Power(-dop,0.5); else k=Power(dop,0.5);
    Momq=lgr/(2*k*Tanh(k*lgr/2))-1/Power(k,2);
    C1=Momq/P + 1/(P*Power(k,2));    C2=-C1*Tanh(k*lgr/2);    Wq=(2*alfa*(lgr/2
alfa*Momq))/(kgra*Dtr);          yf=C1*Cosh(k*lgr/2) + C2*Sinh(k*lgr/2)-(Momq-
Wq+lgr*lgr/8-lgr*lgr/4)/P-1/(k*k*P);
    q=ymin/yf;
    Mom0=Momq*q;
  W0=Wq*q;    C1=C1*q; C2=C2*q;    for (i=0; i<Floor(lgr); i++){
      yx[i]=C1*Cosh(k*i)+C2*Sinh(k*i)-q*(Mom0/q-P*W0/q+i*i/2-lgr*i/2)/P-
k*k*P);
      ykx[i]=C1*k*Sinh(k*i)+C2*k*Cosh(k*i)-q*(i-lgr/2)/P;
      mx[i]=(C1*k*k*Cosh(k*i)+C2*k*k*Sinh(k*i)-q/P)*E*I;
      sigx[i]=mx[i]/Wtr+P/F;
    } //for } for
```

05 лютого м. Сєвєродонецьк

А К Т

Складений в тому, що згідно договору 129\2000 "Контроль напружено-деформованого стану технологічного обладнання Краснопопівського підземного сховища газу" Сєвєродонецького УМГ на протязі 2000-2002 р. Згідно методики, розробленої і впровадженої науковцями Івано- Франківського національного технічного університету нафти і газу проводились роботи з:

-дослідження технічного стану технологічних трубопровідних вузлів і промислових споруд Краснопопівського підземного сховища газу.

Були визначені окремі трубопроводи гребінки і шлейфи, в яких експлуатаційні параметри були близькі до критичних і до дальнійшої експлуатації непридатні.

На основі отриманих результатів були проведені ремонтно – відновлювальні роботи даних вузлів, що дало можливість попередити аварійні ситуації.

Начальник Сєвєродонецького УМГ Гарун А. О.

Код ЄДРПОУ 21759387 Сєвєродонецьке виробниче управління підземного зберігання газу