

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Міністерство освіти і науки України

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Бей Едуард Андрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Удосконалення апаратури широкополосного акустичного каротажу з метою

(назва роботи)

дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтогазових свердловин

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та

(назва освітньої програми)

гідрогеологія

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

**Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело**

Здобувач освітнього ступеня

Е. А. Бей

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Коваль Ярослав Миколайович, к.геол.н., доцент

(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри

доцент

І. О. Федак

(посада)

(підпис)

(дата)

(ініціали та прізвище)

## Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет	природничих наук
Кафедра	нафтогазової геофізики
Освітній рівень	перший (бакалаврський)
Спеціальність	103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Зав. кафедри НГГ  
доц. Федак І.О.  
“     ”     \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Бею Едуарду Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Удосконалення апаратури широкополосного акустичного каротажу з метою дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтогазових свердловин
- Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович
- Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7.
2. Строк подання студентом роботи 09 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

- 1) Аналіз задач, які вирішуються акустичними методами каротажу.
- 2) Аналіз роботи промислового парку апаратури акустичного каротажу.
- 3) Вдосконалення ширококутної апаратури акустичного каротажу для дослідження тонкошаруватих пластів нафтових і газових свердловин.
- 4) Метрологічне забезпечення вимірів апаратурою АКВ-1М.
- 5) Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Висновки. Перелік посилань на джерела.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) \_\_\_\_\_  
Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2025 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Аналіз задач, які вирішуються акустичними методами каротажу.	03.04.2025-14.04.2025	виконано
2.	Аналіз роботи промислового парку апаратури акустичного каротажу.	15.04.2025-21.04.2025	виконано
3.	Вдосконалення широкосмугової апаратури акустичного каротажу для дослідження тонкошаруватих пластів нафтових і газових свердловин.	22.04.2025-12.05.2025	виконано
4.	Метрологічне забезпечення вимірів апаратурою АКВ-1М.	13.05.2025-02.06.2025	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Висновки. Перелік посилань на джерела.	03.06.2025-09.06.2025	виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

*Бей Е. А.*

(прізвище та ініціали)

*Коваль Я. М.*

(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Удосконалення апаратури широкополосного акустичного каротажу з метою дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтогазових свердловин» містить 66 сторінок, 2 таблиці, 17 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

У бакалаврській роботі проаналізовано фізичні основи акустичних методів дослідження свердловин, комплексні задачі, які вирішуються за даними акустичного каротажу та принципи роботи апаратури для його проведення. Встановлено основні недоліки та шляхи покращення апаратури широкополосного акустичного каротажу з метою дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтогазових свердловин.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, акустичний каротаж, ширококутова апаратура, метрологічне забезпечення тощо.

## ABSTRACT

The bachelor's thesis on “Improvement of wideband acoustic logging equipment for the study of thin-layer geological sections of oil and gas wells” contains 66 pages, 2 tables, 17 figures and 8 references.

The bachelor's thesis analyzes the physical foundations of acoustic methods of well logging, complex tasks that are solved using acoustic logging data, and the principles of operation of the equipment for its implementation. The main disadvantages and ways to improve the wideband acoustic logging equipment for the study of thin-layer geological sections of oil and gas wells are determined.

Keywords: geophysical surveys of wells, acoustic logging, broadband equipment, metrological support, etc.

## ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. АНАЛІЗ ЗАДАЧ, ЯКІ ВИРІШУЮТЬСЯ АКУСТИЧНИМИ МЕТОДАМИКАРОТАЖУ .....	9
1.1 Фізичні основи акустичних методів.....	9
1.2 Аналіз задач, що вирішуються акустичними методами.....	12
1.3 Постановка геологічного завдання.....	23
2. АНАЛІЗ РОБОТИ ПРОМИСЛОВОГО ПАРКУ АПАРАТУРИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ.....	24
2.1 Апаратура для акустичних досліджень свердловин.....	24
2.2 Будова та принцип роботи апаратури АКШ-42.....	31
2.3 Будова та принцип роботи апаратури «Звук-2».....	39
3. ВДОСКОНАЛЕННЯ ШИРОКОСМУГОВОЇ АПАРАТУРИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРУВАТИХ ПЛАСТІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	43
3.1 Будова та принцип роботи свердловинного приладу АКВ-1.....	43
3.2 Будова та принцип роботи свердловинного приладу АКВ-1М.....	47
4 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРІВ АПАРАТУРОЮ АКВ-1М.	61
ВИСНОВОКИ.....	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	66

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ**

АК	акустичний каротаж
АКШ	акустичний каротаж широкополосний
БК	боковий каротаж
В	випромінювач
ВВ	влок виділення вступу
ВНК	водонафтовий контакт
Г	генераторна котушка
ГГК-Г	гамма-гамма густинний каротаж
ГК	гамма-каротаж
ГВК	газоводяний контакт
ЗП	зона проникнення
НГК	нейтронний гамма-каротаж
П	приймач котушка
ФЄВ	фільтраційно-ємнісні властивості
ФКД	фазо кореляційна діаграма
СІ	синхроімпульси
ХК	хвильова картинка
Т	час розповсюдження пружних хвиль
$\Delta T$	інтервальний час
V	швидкість розповсюдження пружних хвиль
E	модуль Юнга
$d_c$	діаметр свердловини

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Метод акустичного каротажу призначений для безпосереднього вивчення акустичних параметрів хвильового поля гірських порід, розкритих свердловиною, а також для вивчення характеристик акустичних сигналів, пов'язаних з різними неоднорідностями, виникаючими в позатрубному просторі свердловин. Акустичні параметри гірських порід функціонально пов'язані з їх фізико-механічними властивостями, пористістю, структурними особливостями і характером насичення. Характеристики акустичних сигналів, зареєстрованих в обсаджених свердловинах, тісно пов'язані також з умовами передачі пружних напруг і деформацій на межах цементного кільця з колоною і з породою. Ці обставини створюють передумови для ефективного застосування акустичних методів при вирішенні широкого кола задач нафтогазової, вугільної і рудної геофізики, а також при інженерно-геологічних дослідженнях.

Однак не останню роль при будь-яких геофізичних дослідженнях, в тому числі і акустичному каротажі відіграє апаратура та обладнання, за допомогою яких виконують ці дослідження. Тому задача з вдосконалення старих взірців свердловинної апаратури і розробка нових, завжди є актуально

**Мета і завдання дослідження.** Головною метою роботи є удосконалення апаратурного комплексу електромагнітного каротажу для вивчення технічного стану металевих колон у свердловині.

**Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі завдання:**

- здійснити аналіз задач, які вирішуються методом акустичного каротажу при вирішенні геолого-геофізичних задач у відкритому та закритому стовбурі нафтогазових свердловин;
- провести аналіз існуючих промислових взірців апаратури акустичного широкополосного каротажу, що використовується для дослідження геологічних розрізів нафтогазових свердловин;

– удосконалити апаратуру широкополосного акустичного каротажу для підвищення її роздільної здатності при дослідженні тонкошарових геологічних розрізів нафтових і газових свердловин;

– здійснити аналіз системи метрологічного забезпечення вимірів геофізичною апаратурою дослідження свердловин електромагнітними методами.

**Методи дослідження.** Аналіз існуючих зразків апаратури широкополосного акустичного каротажу та схемотехнічне вирішення конструктивних задач.

**Структура та обсяг роботи.** Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 66 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 17 рисунками.

# 1 АНАЛІЗ ЗАДАЧ, ЯКІ ВИРІШУЮТЬСЯ АКУСТИЧНИМИ МЕТОДАМИ КАРОТАЖУ

## 1.1 Фізичні основи акустичних методів

Акустичні методи дослідження геологічних розрізів свердловин базуються на вивченні пружних характеристик порід за спостереженнями розповсюдженням у них пружних хвиль [1].

За типом параметрів, які реєструються, виділяють наступні основні модифікації акустичних методів [1]:

- акустичний каротаж за швидкістю розповсюдження пружних хвиль;
- акустичний каротаж за затуханням пружних хвиль;
- широкосмуговий акустичний каротаж та інші.

Каротажі за швидкістю та затуханням пружних хвиль складають стандартний акустичний каротаж (АК) і проводяться переважно їх одночасно.

Одним із провідних методів вивчення розрізів свердловин – є акустичний метод, що базується на вимірюванні параметрів пружного хвильового поля в свердловині на малих і фіксованих базах (0,1-10 м) в звуковому (0,5-20 кГц) і ультразвуковому (25 кГц-2 мГц) діапазонах частот. Метод призначений для безпосереднього вивчення акустичних параметрів хвильового поля гірських порід, що складають геологічний розріз досліджуваної свердловини, а також для вивчення характеристик акустичних сигналів, пов'язаних із різними неоднорідностями, що виникають в затрубному просторі свердловин. Акустичні параметри гірських порід функціонально пов'язані з їх фізико-механічними властивостями, пористістю, структурними особливостями і характером насичення. Характеристики акустичних сигналів, зареєстрованих в обсаджених свердловинах, тісно пов'язані також із умовами передачі пружних напружень і деформацій в межах цементного кільця з колоною і з породою. Ці обставини створюють

передумови для ефективного застосування АК при вирішенні багатьох задач нафтогазової, вугільної і рудної геофізики, а також при інженерно-геологічних дослідженнях [1].

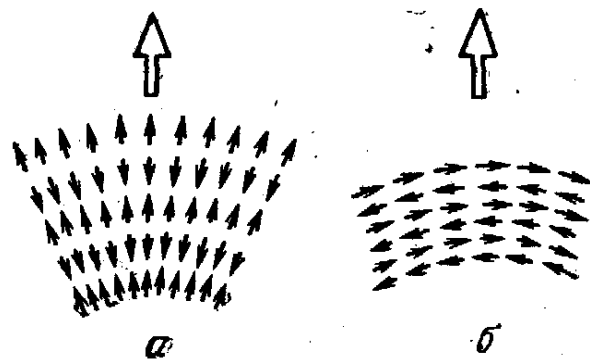
При детальному вивченні пружних характеристик гірських порід на практиці найчастіше використовуються хвилі із проміжними частотами 10-75 кГц і переважанням з ультразвуковими частотами. В основу досліджень акустичними методами покладено відмінність пружних властивостей порід, які складають геологічні розрізи свердловин. Гірські породи в природному заляганні практично є пружними тілами. Якщо на елементарний об'єм породи діє яка-небудь сила, то відбувається його деформація – зміна розмірів і форми; після припинення дії сили – відновлюється вихідне положення [1].

Розглянемо середовище, в обмеженій області якого діє протягом певного короткого часу зовнішня збуджуюча сила. У результаті в цій області середовища виникає деформація і буде спостерігатися переміщення частинок середовища. Останнє приведе до виникнення напружень у шарі, який оточує область збудження; в даному шарі також виникнуть деформації, що змінюються в часі. Від даного шару напруження і деформації передадуться в наступний шар і т.д. У результаті від точки прикладання сили, що збуджує, у всіх напрямках будуть поширюватися зміни (деформації) початкового стану середовища. Після того, як частка середовища зробить коливання біля свого початкового положення, вона заспокоюється [1].

Процес послідовного поширення деформації називається пружною хвилею. Поверхня, яка відокремлює в певний момент часу область середовища, у якій хвиля вже викликала коливання частинок, від тієї області, де збудження ще не спостерігаються, називається переднім фронтом (або фронтом) хвилі. Лінію, вздовж якої відбувається поширення хвилі, у кожній своїй точці утворюючи прямий кут із фронтом хвилі у відповідний момент часу, називають променем. У залежності від виду деформації в породі виникають різні типи пружних хвиль. Найбільш інформативними, при вивченні пружних властивостей гірських порід, є наступні хвилі: поздовжні

(Р-хвилі), поперечні (S-хвилі), Лемба (L-хвилі) та вторинного походження. Основними хвилями, які використовуються в промисловій геофізиці, є поздовжні та поперечні хвилі [1].

Поздовжня хвиля несе із собою тільки деформації об'єму. Поширення поздовжньої хвилі представляє переміщення зон розтягування та стискування; частинки середовища здійснюють коливання біля свого початкового положення в напрямку, який збігається з напрямком поширення хвилі (рис. 1.1, а). Поперечна хвиля пов'язана з деформаціями форми; поширення її зводиться до ковзання шарів середовища одного відносно іншого; частинки середовища роблять коливання біля свого початкового положення і в напрямку, який перпендикулярний напрямку поширення хвилі (рис. 1.1, б). Поперечні хвилі можуть існувати тільки у твердих тілах [1].



Велика стрілка вказує напрямок руху хвилі.

Рисунок 1.1 – Схема зсуву частинок середовища при поширенні поздовжніх (а) і поперечних (б) хвиль

Для пружної хвилі характерна швидкість її розповсюдження, що спостерігається за рухом променя. Величина швидкості залежить від пружних властивостей середовища та типу хвилі.

В процесі розвитку акустичного методу визначилися чотири найбільш перспективні напрями його використання.

## 1.2 Аналіз задач, що вирішуються акустичними методами

### 1.2.1 Визначення фізико-механічних властивостей порід (зокрема, їх

стійкості) і вивчення напруженого стану масиву при проведенні інженерно-геологічних і гідротехнічних робіт. Основними фізико-механічними характеристиками, що використовуються при оцінці технічного стану не обсаджених свердловин, є ефективні пружно-деформаційні модулі і межі міцності порід на стиснення та розтяг. До пружно-деформаційних модулів відносяться: модуль пружності (модуль Юнга) при одноосній нарузі, об'ємний модуль, модуль зрушення і коефіцієнт Пуассона.

На основі відомих пружно-деформаційних модулів можна визначити такі найважливіші інженерно-технологічні характеристики масиву, як коефіцієнт бокового розтискування і величину ефективної горизонтальної напруги, що діє по нормалі до стінки свердловини [1].

Коефіцієнт Пуассона  $\nu$  знаходять по відомій величині відношення  $V_p/V_s$ . Значення швидкостей хвиль P і S визначають по аналогових кривих  $T_1$   $T_2$  фазокореляційних діаграмам або хвильовими картинками. Модуль Юнга  $E$  знаходять по відомих величинах  $V_p$  і  $R$  шляхом пошуку на кривій, відповідної знайденому значенню  $R$ , точки з абсцисою, що відповідає зареєстрованій швидкості розповсюдження повздовжніх хвиль, а ордината – точці що відповідає значенню  $E$  [1].

Межі міцності на стиснення та розтяг знаходять за допомогою статистичних залежностей, що пов'язують вказані параметри ( $E$ ,  $V$ , і ін.) з швидкостями розповсюдження, затухання пружних хвиль або з похідними від них величинами. Такі залежності слід будувати для конкретних літологічних комплексів і площ. Необхідні акустичні параметри визначають по діаграмах АК або шляхом вивчення керна матеріалу в умовах, близьких до пластових. Межа міцності порід на стиснення і розтягування визначають на зразках керна.

Розрахунок фізико-механічних характеристик гірських порід завершується побудовою зведеної діаграми з усереднюванням їх значень по окремих пластах. Представляється актуальним побудова таких діаграм при проходці опорно-технологічних свердловин і гірських вироблень.

1.2.2 Літологічне розчленування розрізів свердловин, оцінка пористості порід, виділення зон підвищеної тріщинуватості і кавернозності, оцінка характеру насичення пластів при пошуках, розвідці і контролі за розробкою родовищ корисних копалини. Із зонами підвищеної тріщинуватості і карстоутворенням пов'язане значне число ускладнень і аварій при бурінні свердловин. У них, як правило, відбувається підвищений поглинання промивної рідини, а також спостерігаються провали бурового інструменту. Виділення цих зон за даними АК базується на підвищеному затуханні пружних хвиль внаслідок втрати енергії на границі тверде тіло – флюїд – поро-заповнювач. Як згадувалося вище, поперечна хвиля в тріщинному чередовищі затухає значно сильніше повздовжньої і основна частина її енергії витрачається на утворення обмінних і відбитих хвиль (хвилі вторинного типу). Затухання повздовжньої хвилі в основному визначається співвідношенням її довжини та розкриттям тріщин. Тому помітного затухання поздовжніх хвиль в породах, тріщинах, з малою розкритістю тріщин не відбувається [1].

Крім того, оскільки сумарна величина пористості, тріщин невелика (не більше 1-3 %), інтервальний час змінюється в межах похибки вимірювань при АК (одиниці відсотків).

Таким чином, підвищене затухання поперечної хвилі і практично відсутність затухання повздовжньої хвилі при високій швидкості їх розповсюдження (характерної для щільних порід, до яких найчастіше приурочені зони тріщин) в поєднанні із наявністю на записі хвиль вторинного типу є надійним критерієм виділення тріщин в гірській породі. Якщо підвищене затухання поперечної хвилі супроводжується зменшенням швидкості її розповсюдження (велика пористість, глинистість або тонке перешарування), для правильної ідентифікації зон тріщинуватості необхідно застосувати дані інших методів (гамма-каротаж (ГК), метод потенціалів самочинної поляризації (ПС), боковий каротаж (БК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК), нейтронний гамма-каротаж (НГК),

мікрокаротаж (МК), мікробоковий каротаж (МБК)). Так, підвищене затухання поперечної хвилі навпроти водонасиченої частини колекторів у порівнянні із нафто- або газонасиченою частиною встановлюють за даними ІННК, БК і НГК, глистість порід або тонке їх перешарування – відповідно за даними ГК(ПС) і МК (МБК) [1].

За наявності на стінках свердловини глинистої кірки невеликої товщини інтервали підвищеної тріщинуватості можуть бути виявлені також шляхом застосування акустичного свердловинного телевізора. Переваги акустичного телевізора перед електромагнітним полягають в можливості дослідження через оптично непрозорі середовища.

1.2.3 Виділення продуктивних колекторів, водонафтових і газорідних контактів, а також інтервалів обводнення пластів в процесі їх експлуатації. Складність виділення продуктивних колекторів, встановлення їх границь за даними каротажу в загальному випадку обумовлене рядом технологічних особливостей буріння нафтових і газових свердловин, а також деякими фізико-геологічними властивостями водонафтогазонасичених порід, перерахованими нижче [1].

1. Глибина витіснення флюїда пласта фільтратом промивної рідини на прісній основі складає в середньому 10-15  $d_c$  ( $d_c$  – діаметр свердловини), а на солоній основі – ще більше.

2. Умовна границя фільтрату промивної рідини – флюїд пласта в однорідних колекторах має форму конуса, а в неоднорідних – складнішу конфігурацію.

3. Властивості зони проникнення фільтрату промивної рідини в радіальному напрямі змінюються залежно від колекторних властивостей пласта і варіюють в широких межах.

4. Капілярна водонасиченість в незмінній частині продуктивного пласта і залишкова нефтогазонасиченість в зоні проникнення зменшують радіальну градієнтність властивостей колектора, пов'язану із зміною характеру насичення.

5. Міжфюїдні контакти (водогазовий (ВНК) і газовадий (ГВК)) в незмінній частині колекторів через високу гідрофільність порід при високому тиску і температурах мають перехідні зони радіусом  $10d_c$  і більше.

Разом з тим існує ряд закономірностей, які в певних умовах сприяють виділенню продуктивних колекторів і зон їх обводнення.

1. Умовний діаметр зони проникнення (ЗП) при бурінні свердловин на прісному розчині в чистих гранулярних колекторах обернено пропорційний їх фільтраційним властивостям (чим вищі фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) колектора, тим менша ЗП).

2. Властивості ЗП у зв'язку із залишковим нафтогазонасиченням залежать від типу флюїда пласта.

3. Для обсаджених свердловин характерний процес розформування ЗП.

Як згадувалось вище, остання особливість широко використовується при контролі за розробкою і дорозвідки родовищ нафти і газу, оскільки дозволяє побачити різницеві ефекти, обумовлені змінами характеру насичення присвердловинній частині пластів на основі інших чинників, що практично не змінюються в часі.

Певні перспективи вивчення обсаджених і необсаджених свердловин з метою виділення продуктивних колекторів пов'язані із можливістю динамічної дії на пласт в часі при проведенні комплексних промислово-геофізичних досліджень. В той же час не втрачають актуальності традиційні способи вивчення колекторів (бокове каротажне зондування (БКЗ), комплекси НГК-ЕК і ін.), що базуються на вивченні зміни характеристик ЗП, яка зумовлена природними причинами [1].

Потенційні можливості широкосмугового АК при вивченні розрізів свердловин із метою виділення порід-колекторів, зон обводнення, ВНК і ГВК визначаються фізичними передумовами, з яких перш за все необхідно виділити наступні [1]:

– відносно слабкий вплив характеру насичення колекторів на кінематичні параметри повздовжніх і поперечних хвиль (0-10 %);

– високу чутливість динамічних параметрів повздовжніх і поперечних хвиль до водонасиченості порід, особливо до емульсивних сумішей флюїдів-порозаповнювачів (40-400 %);

– залежність радіусу дослідження АК і можливості вивчення властивостей порід через обсадну колону.

Залежність радіусу дослідження при АК від частоти дозволяє застосовувати широкосмуговий АК для вивчення властивостей пласта по радіусу як в обсаджених, так і в необсаджених свердловинах. В цьому випадку кінематичні параметри можуть бути використані для вивчення неоднорідності колекторських властивостей присведловинної зони і їх кількісної оцінки за умови, що порушена зона підвищеної напруги не перевищує декількох сантиметрів, а дисперсія швидкості – 5 %. Динамічні параметри можуть застосовуватися із метою визначення зміни властивостей пласта, пов'язаних тільки із зміною флюїда, – заповнювача пор. Динамічні параметри повздовжніх хвиль найбільш чутливі до нафтогазонасичених колекторів в області високих частот, тобто при збільшенні радіусу дослідження коефіцієнт диференціації акустичних параметрів на ВНК і ГВК помітно зменшується. Разом із тим абсолютні значення, а також похідні зміни динамічних параметрів повздовжніх і поперечних хвиль від частоти у водоносних і продуктивних пластах можуть відрізнятися в 10-14 разів [1. 2].

В даний час на підставі частотного аналізу кінематичних і динамічних параметрів повздовжніх хвиль із застосуванням ПЕОМ є можливим розділення водоносних і нафтоносних колекторів в обсаджених свердловинах по коефіцієнтах передачі  $K(f)$  і затухання  $\alpha(f)$ , отриманих в результаті вивчення амплітудних та фазових спектрів пружних хвиль. У випадку малих розмірів ЗП ефективним засобом виділення продуктивних інтервалів в геологічному розрізі свердловин є високочастотна модифікація АК у поєднанні з ядерно-геофізичними і електричними методами каротажу. Так, при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин на прісному розчині дані АК по величині питомого часу і затуханню дозволяють встановити наступне:

- наявність глибокої зони проникнення фільтрату промивальної рідини в пласт або його продуктивність у випадку двошарової кривої БКЗ (низька мінералізація пластових вод);

- характер насичення пласта, що неоднозначно інтерпретується по комплексу НГК-БКЗ;

- інтервали розрізу із підвищеним залишковим газонасиченням.

#### 1.2.4 Оцінка технічного стану обсаджених і не обсаджених свердловин.

Оцінка технічного стану необсаджених і обсаджених свердловин є однією з актуальних проблем, що стоять перед геофізичною службою. Стосовно рішення різних технологічних задач розрізняють оперативну оцінку і довготривалу, що представляє систему контролю технічного стану свердловин. Оперативну оцінку здійснюють на основі одноразових вимірів, довготривала ж передбачає проведення повторних вимірів в процесі природних або штучних змін, що відбуваються в присвердловинній зоні пласта. До важливих характеристик, що визначають технічний стан свердловини, відносяться наступні [1]:

- до кріплення свердловини:

- 1) траєкторія стовбура свердловини, діаметр, профіль і ступінь кавернозності її стінок;

- 2) стійкість стінок свердловини, що визначається фізико-механічними властивостями розкритих порід;

- 3) наявність інтервалів з підвищеною тріщинуватістю або карстоутворенням.

- після обсадження і цементування свердловин:

- 1) рівень підйому цементного каменя за колоною;

- 2) герметичність ізоляції основних продуктивних горизонтів.

В процесі випробування або освоєння свердловини виникають додаткові технологічні завдання, пов'язані з оцінкою результатів перфорації колони, а також фіксації змін герметичності затрубного простору, що відбуваються в процесі експлуатації родовища в результаті природних і

штучних дій. При вирішенні вказаних вище задач, разом з традиційними геофізичними методами контролю технічного стану свердловин, визначальне значення може мати свердловина геоакустика.

1.2.5 Оцінка якості кріплення обсаджених свердловин. Якісне кріплення затрубного простору нафтових і газових свердловин є одним з найважливіших завдань служби буріння. На етапі розвідки нафтогазових родовищ при низькій якості цементування результати випробування пластів виявляються невірними, внаслідок чого продуктивні горизонти можуть бути не виявлені. Порушення ізоляції нафтоносних і водоносних пластів в експлуатаційних свердловинах призводить до передчасного обводнення нафтоносних пластів, що призводить до різкого зменшення продуктивності свердловин. В результаті низької якості цементування затрубного простору нагнітальних свердловин відбувається прорив закачуваних вод, нерівномірне заводнювання пласта, що в кінцевому випадку призводить до зменшення нафтовіддачі пласта.

Якість кріплення свердловин оцінюють за допомогою комплексу геофізичних методів, що включає гамма-гамма густинний каротаж (ГГК), АК і термометрію. При цьому термометрію використовують для визначення висоти підйому цементного кільця, ГГК – для оцінки розподілу речовини цементного каменя в затрубному просторі, АК – для визначення ступеня досконалості механічних контактів на границі цемент-колона і цемент-гірська порода, а отже, і для оцінки герметичності затрубного простору. У загальному випадку комплексне використання вказаних методів дозволяє підвищити достовірність висновків про якість цементування затрубного простору. Тому в даний час акустична цементометрія широко використовується для вирішення задачі з визначення якості цементування обсаджених колон.

1.2.6 Дослідження геометрії стовбура свердловини. Траєкторія стовбура свердловини і місцеположення її поточного вибою, як правило, визначають в процесі буріння. Цю задачу ефективно можна вирішити на

основі вивчення шумових акустичних полів, що виникають при взаємодії породорунуючого інструменту з породою.

Кавернометрія і профілеметрія стінок свердловин акустичним методом з використанням методики і техніки збудження і реєстрації відбитих хвиль широко застосовуються в ультразвуковій дефектоскопії, гідроакустиці. Переваги акустичної кавернометрії і профілеметрії перед традиційно вживаними механічними вимірюваннями полягають в можливості проведення безконтактних вимірювань, а також отримання наочного просторового зображення геометрії стінок свердловини. Основним прийомом акустичної профілеметрії є метод імпульсної ехолокації. При цьому форму стовбура свердловини і її профіль визначають по величині часу першого вступу ехосигнала, відбитого від стінки свердловини. Основні труднощі акустичної профілеметрії і кавернометрії свердловин пов'язані із наступним [1]:

- необхідністю високоточного вимірювання відстаней (від декількох сантиметрів до декількох метрів);
- введенням в конструкцію глибинного приладу пошукової головки, що обертається;
- високими коефіцієнтами затухання високочастотних хвиль в промивній рідині, а отже, з необхідністю використання імпульсів великої акустичної потужності.

Подальший розвиток акустичної профілеметрії і кавернометрії, повинен бути пов'язаний із записом фазокореляційних діаграм на відбитих хвилях. При цьому буде отримана інформація про акустичні неоднорідності за межами стінкою свердловини. Наприклад, в обсаджений свердловині це дані про геометрію і властивості цементного каменя і тому подібне. Запис ФКД на відбитих хвилях буде першим кроком на шляху до акустичної інтроскопії присвеодловинного простору. Доцільно також поєднання запис ФКД на різних частотах і спектрограми відбитих хвиль. При проведенні акустичного каротажу на головних хвилях із серійною апаратурою інтервал

зміни діаметру свердловини відображається на діаграмах різкою зміною поканалних значень часів пробігу хвиль  $P_0P_1P_0$ , і  $P_0S_1P_0$  по кривим  $T_1 > T_2$  при незмінному (в межах однорідного пласта) значенні інтервальних часів пробігу цих хвиль по кривій  $\Delta T$ .

При виконанні різних технологічних операцій в свердловинах часто необхідно достовірно визначити рівень рідини (вода, промивна рідина, нафта) в стовбурі свердловини. Його можна оцінити при спуску або підйомі приладу АК по послідовній появі або зникненню сигналів від дальнього і ближнього зондів.

1.2.7 Локація муфт і визначення висоти підйому тампонажної суміші. Локацію муфт за даними АК можна здійснити протягом перших годин формування цементного каменя, до тих пір, поки не утворився жорсткий механічний контакт на межі цементний камінь – колона. Положення муфт легко визначити візуально по аналогових кривих, хвильових картинах і ФКД. У інтервалах розташування муфт, час пробігу хвилі по колоні стрибкоподібно збільшується, її амплітуда зменшується. По величині стрибка амплітуди по колоні можна судити про ступінь демпфування обсадної колони в інтервалі муфти. Додатковою ознакою муфтових з'єднань є відображені повні, січні основні осі синфазності на ФКД.

В процесі кріплення свердловини нерідко необхідна оперативна інформація про висоту підйому тампонажної суміші. Таку інформацію за даними АК можна отримати шляхом вимірювання амплітуд ревербераційних хвиль (у тимчасовому вікні, відповідному трубним хвилям) або за допомогою ФКД, записаних на максимально стислих розгортках (3-10 мс). Висота підйому цементу спостерігається після зростання амплітуд ревербераційних хвиль (вище за відмітку підйому цементу) і по збільшенню тривалості реверберації хвильового пакету на ФКД.

1.2.8 Побудова геоакустичних моделей реальних середовищ з метою інтерпретації матеріалів сейсмічної розвідки. Практика багаторічних досліджень показала, що при проведенні сейсморозвідувальних робіт в

районах з складними сейсмогеологічними умовами необхідно залучати методи промислової геофізики. В цих випадках при інтерпретації сейсмічних матеріалів викують великі труднощі внаслідок прояву тонкої шаруватості і неоднорідності геологічного середовища. Багаторазово відбиті хвилі (що особливо формуються у верхній частині геологічного розрізу) нерідко вступають на часах, відповідних часам вступу хвиль, відбитих від нижче залягаючих границь, у тому числі і від продуктивних пластів. Виникаюча інтерференція корисних хвиль і хвиль-перешкод призводить до розриву і втрат осей синфазності, а отже, і до великих похибок при визначенні глибин пластів, а також їх поглинаючих властивостей.

Єдиним надійним способом виявлення джерел кратних хвиль і інших перешкод, пов'язаних з дрібношаруватістю і анізотропією пружних властивостей середовища, є визначення акустичних властивостей розрізу у внутрішніх точках цього середовища. До таких способів відносяться сейсмокаротаж (СК), вертикальне сейсмічне профілювання (ВСП) на частотах 0,03-0,2 кГц, міжсвердловинне просвічування (МП) на частотах 0,2-10 кГц і акустичний каротаж на частотах 0,5-50 кГц. Найбільш оперативним і детальним методом дослідження пружних властивостей є АК, за даними якого можна з високою точністю оцінити швидкісні характеристики і поглинаючі властивості гірських порід, а також підвищити вертикальну роздільну здатність спостережень до декількох метрів.

1.2.9 Застосування широкосмугового хвильового каротажу для визначення характеру насичення і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів через колону. Проблема контролю розробки родовищ нафти і газу на основі геофізичних досліджень свердловин (ГДС) є актуальною, оскільки існуючий комплекс методів, що використовується при контролі за розробкою родовищ вуглеводнів, спрямований, в основному, на вивчення гідродинамічних характеристик продуктивних об'єктів, таких, як тиск, температура, склад флюїдів тощо. Ці характеристики інтегральні і не дозволяють детально оцінити властивості присвердловинної зони

продуктивних об'єктів, положення і структуру газорідних контактів, герметичність ізоляції продуктивних горизонтів. Рішення цих і інших задач контролю розробки можливо тільки на основі геофізичних досліджень розрізу через колону і цементне кільце [1].

Ефективним методом вивчення насиченості присвердловинної зони продуктивних пластів і технічного стану експлуатаційних свердловин є широкосмуговий акустичний каротаж (АКШ), хвильові сигнали якого в обсаджених свердловинах містять інформацію не тільки про стан колони, але і дозволяють оцінити акустичні властивості продуктивних пластів. У режимі багатократних акустичних досліджень об'єктів інформаційна складова хвильових сигналів визначається зіставленням фонових і контрольних вимірювань.

Таким чином, виникає можливість створення технології визначення поточного положення міжфлюїдних контактів, що включає інформаційну базу і схему повторних акустичних досліджень обсаджених свердловин.

Практична реалізація повторних акустичних досліджень методом АКШ у виробничих умовах цілком можлива, оскільки в більшості геофізичних підприємств є достатньо сучасна апаратура типу АКВ, АКШ, а також цифрові реєстратори повних хвильових сигналів.

Стисливість нафти і води різняться в два рази, тому в зоні проникнення, що розформувалася, незалежно від мінералізації пластової води з'являється можливість визначення через колону поточної нафтонасиченості досліджуваного колектора в режимі моніторингу. При дослідженні стовбура обсаджених свердловин необхідне дотримання певних вимог по точності реєстрації використовуваних методів. Для забезпечення цих вимог необхідно застосовувати цифрові реєстратори повних хвильових сигналів, реалізація детальних акустичних досліджень розрізу по глибині, проведення контрольних вимірювань в продуктивних інтервалах. Саме ця інформація дає можливість провести найбільш ретельне налаштування багато-параметричних даних АКШ на особливості флюїдонасиченості

продуктивних об'єктів, розробити інтерпретаційну схему виділення міжфлюїдних контактів тощо [1].

Є і складніша технологія, коли не вдається унаслідок поганої якості цементування або при складній будові колектора однозначно визначити положення міжфлюїдних контактів. В цьому випадку ефективні дослідження об'єктів в режимі моніторингу: при повторних дослідженнях об'єктів спостерігаються різницеві ефекти по інформаційних параметрах. При слабозмінюючих ФЄВ продуктивного пласта зміна інформаційних параметрів перш за все визначається зміною флюїдовмісту в пласті. В цьому випадку інформаційною основою для побудови диференціальної флюїдальної моделі колекторів можуть служити різницеві діаграми, одержані при моніторингу. Ця технологія найбільш ефективна при дослідженні спостережувальних свердловин.

### **1.3 Постановка геологічного завдання**

На сьогоднішній день існує багато модифікацій методу акустичного каротажу. В залежності від модифікації методу АК, можна вирішити різне коло геолого-геофізичних задач як у відкритому, так і у закритому стовбурі свердловин. Однак усі модифікації методів АК володіють обмеженими можливостями для дослідження тонкошаруватих геологічних розрізів нафтогазових свердловин. З метою розширення можливостей методу АКШ в даній роботі буде удосконалено апаратуру широкополосного АК.

### **Висновок**

Акустичний каротаж є базовим методом для вирішення великого кола геолого-геофізичних та технічних задач в нафтогазовій області. Однак для підвищення достовірності результатів дослідження складнобудованих геологічних розрізів необхідно вдосконалювати апаратуру.

## 2 АНАЛІЗ РОБОТИ ПРОМИСЛОВОГО ПАРКУ АПАРАТУРИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

### 2.1 Апаратура для акустичних досліджень свердловин

До свердловинної апаратури акустичних досліджень відносять пристрої, призначені для вимірювання характеристик поля пружних коливань. Таке поле або створюється із заданою періодичністю в свердловині і навколишніх породах, або воно виникає у свердловині при різних гідро- або термодинамічних процесах. Зонд акустичної апаратури включає джерела і приймачі пружних коливань, які розділені акустичними ізоляторами. Електронна схема забезпечує синхронізацію, генерування, посилення, передачу по кабелю, реєстрацію і первинну обробку електричних сигналів, що поступають зі свердловини.

2.1.1 Загальні принципи будови апаратури. Апаратура акустичного каротажу є ланкою послідовно включених перетворювачів, в яких відбувається трансформація електричної енергії в механічну і наоборот, посиленням електричних сигналів, що поступають по кабелю і реєструються. З інформаційної точки зору елементи ланки, по яких проходить сигнал  $f(t)$ , є електроакустичним трактом (ЕАТ) передачі. Кожен елемент цього тракту вносить свої зміни до сигналу  $f(t)$  відповідно до перехідних характеристик елементів ЕАТ. Зміни сигналу, що вносяться акустичною частиною тракту, залежать від середовища (гірська порода), що вивчається, і є корисною інформацією. Тому їх необхідно передати до реєстратора із мінімальними спотвореннями. Сигнал спотворюється в таких елементах тракту, як приймач, кабель вузької полоси пропускання цих елементів. Знання амплітудно-частотних і фазочастотних характеристик елементів тракту дозволяє корегувати спотворення спектрів сигналу на окремих ділянках. Так, щоб отримані сигнали були не спотворені і інформативні, необхідно застосовувати оптимальні електроакустичні перетворювачі (випромінювачі і

приймачі), акустичні ізолятори і електронні схеми та вузли (табл. 2.1, 2.2) [5].

**Таблиця 2.1 – Технічні і метрологічні характеристики апаратури для акустичних досліджень**

Технічні і метрологічні характеристики	СПАК-2М	СПАК-4	«Парус»	«Звук-2»
Межі вимірювання:				
$T_1$ , мкс	300-1300	220-900	–	–
$T_2$ , мкс	360-1600	290-1150	–	250-3000
$\Delta T$ , мкс	60-300	70-250	–	60-600
$A_1$ , дБ	–	30	–	60
$A_2$ , дБ	–	30	–	60
$\lg A_1/A_2$ , дБ	30	30	30	60
Максимальний вихідний струм каналів при навантаженні 800 Ом, мкА:				
$T_1, T_2$	40	40	7	–
$A_1, A_2$	–	50	50	–
$\Delta T$	30	30	4	–
$\lg A_1/A_2$	30	30	30	–
Нелінійність каналів, %:				
$T_1, T_2, \Delta T$	1,5	1,5	–	–
$A_1, A_2$	–	10	–	–
Похибка логарифмічного перетворення, дБ	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	1,5	–
Максимальна похибка вимірів наземної апаратури, %	–	–	2–3	–
Діаметр досліджуваних свердловин, мм	130-300	130-300	76-120	130-300
Максимальна швидкість каротажу, м/год	–	–	700	1200
Основна похибка вимірів, %:				
$T_2, \Delta T$	–	–	–	+ 1,5
$A_1, A_2, \lg A_1/A_2$	–	–	–	$\pm 5,0$

Для коректної оцінки частотних властивостей об'єкту, що вивчається, необхідно, щоб випромінювач був широкосмуговим із рівномірною щільністю спектру по всьому досліджуваному діапазоні частот. У випадку вузькосмугового випромінювача основна енергія його випромінювання повинна лежати в області частот, де сигнал найсильніше реагує на характеристики середовища, що вивчаються. Для якісного вигляду хвильової картини по окремих групах хвиль випромінювання повинне бути

короткочасним. Щоб уникнути спотворення електричного сигналу приймача, тракт перетворення, передачі і реєстрації інформації повинен мати достатньо великий динамічний діапазон і бути відносно широкосмуговим.

**Таблиця 2.2 – Характеристики реєстраторів ФКД и ВК**

Реєстратор	Смуга частот, кГц	Тривалість розгортки, мс	Затримка розгортки, мс	Довжина мітки, мкс	Крок зйомки, м	Вид реєстрації
АСКУ	0,6-10,5	3; 4; 6; 8	–	200; 400	–	ВК
АКР	10-50	–	–	2; 5; 20; 50; 100;	0,26; 0,5; 1,0;	ВК
				500;	2,0	
				1000		
ЛАК-2	10-50	0,7; 1,5; 3,0	0,1; 0,5	25; 50; 100	–	ФКД
«Звук-2»	0,5-40	0,5; 1,2; 5; 10	0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1	20; 50; 100; 500; 1000; 5000	0,25; 0,5; 1,0; 2,0	ВК ФКД
ІФКД	0,5-50	0,5; 1,0; 2,0	0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 2,0	1/20	–	ФКД

У наземних блоках використовуються три види реєстрації електричного сигналу, відповідного поля пружних коливань в точці середовища, де розташований приймач.

1. Запис результатів вимірювання і розрахунків окремих параметрів сигналу у вигляді аналогових кривих або у вигляді послідовності цифр із заданим кроком по глибині.

2. Запис візуальної картини хвильового поля по розрізу свердловини в координатах глибина – час. На записі відображаються моменти переходу сигналу через заданий поріг – виходять фазокореляційних діаграми (ФКД).

3. Запис повного сигналу для його подальшої комп'ютерної обробки.

Відповідно до цього телевимірювальною системою апаратури акустичного каротажу забезпечується передача повного сигналу приймача пружних коливань і, як правило, не використовується перетворення первинного сигналу шляхом його модуляції.

2.1.2 Узагальнена блок-схема апаратури. Апаратура акустичних методів дослідження свердловин містить пристрої, необхідні для генерації пружних коливань, їх прийому в точці спостереження, передачі на поверхню, обробки і відображення інформації в зручному для подальшого використання вигляді. Нижче розглянемо тільки елементи акустичної апаратури, загальні для всіх типів або для більшості з них, а також блок-схема приладів методу головних хвиль, що отримало в даний час найбільше застосування [3, 5].

Не дивлячись на деякі індивідуальні особливості, блок-схеми найбільш поширених приладів для методу головних хвиль містять багато загального. Найбільш типові риси таких приладів відображені на узагальненій блок-схемі, представленої на рис. 2.1, а.

Будь-яка акустична свердловинна апаратура містить свердловинний прилад (зонд) I і наземну апаратуру II, що з'єднані каротажним кабелем К. свердловинний прилад призначений для випромінювання і прийому пружних коливань, посилення сигналу приймача і подачі його в лінію зв'язку (каротажний кабель). Він містить один або декілька випромінювачів В, імпульсні генератори Г, що виробляють електричні імпульси, подача яких на обмотки випромінювачів викликає збудження останніх і випромінювання пружних коливань, один або декілька приймачів П і відповідне число підсилювачів сигналів П. Випромінювачі і приймачі розділені акустичними ізоляторами. Окрім того, свердловинний прилад може містити схему керування спрацьовування генераторів КГ, блоки живлення БЖ, схему приєднання до кабелю і інші блоки.

Основні конструкційні особливості глибинних приладів можна прослідкувати на прикладі зонда апаратури СПАК-2. Робота апаратури здійснюється циклами: випромінювання – прийом сигналу-випромінювання і так далі. В приладах з двома випромінювачами цей цикл виглядає таким чином: робота першого випромінювача – прийом – робота другого випромінювача – прийом і так далі. Сигнали, які запускають випромінювачі, виробляються зазвичай синхронно з частотою мережі або із частотою,

отриманою шляхом ділення частоти мережі. Найчастіше цикли повторюються 25 або 12,5 разів в 1 с, тобто кожен з випромінювачів спрацює з частотою 25 або 12,5 Гц [3, 5].

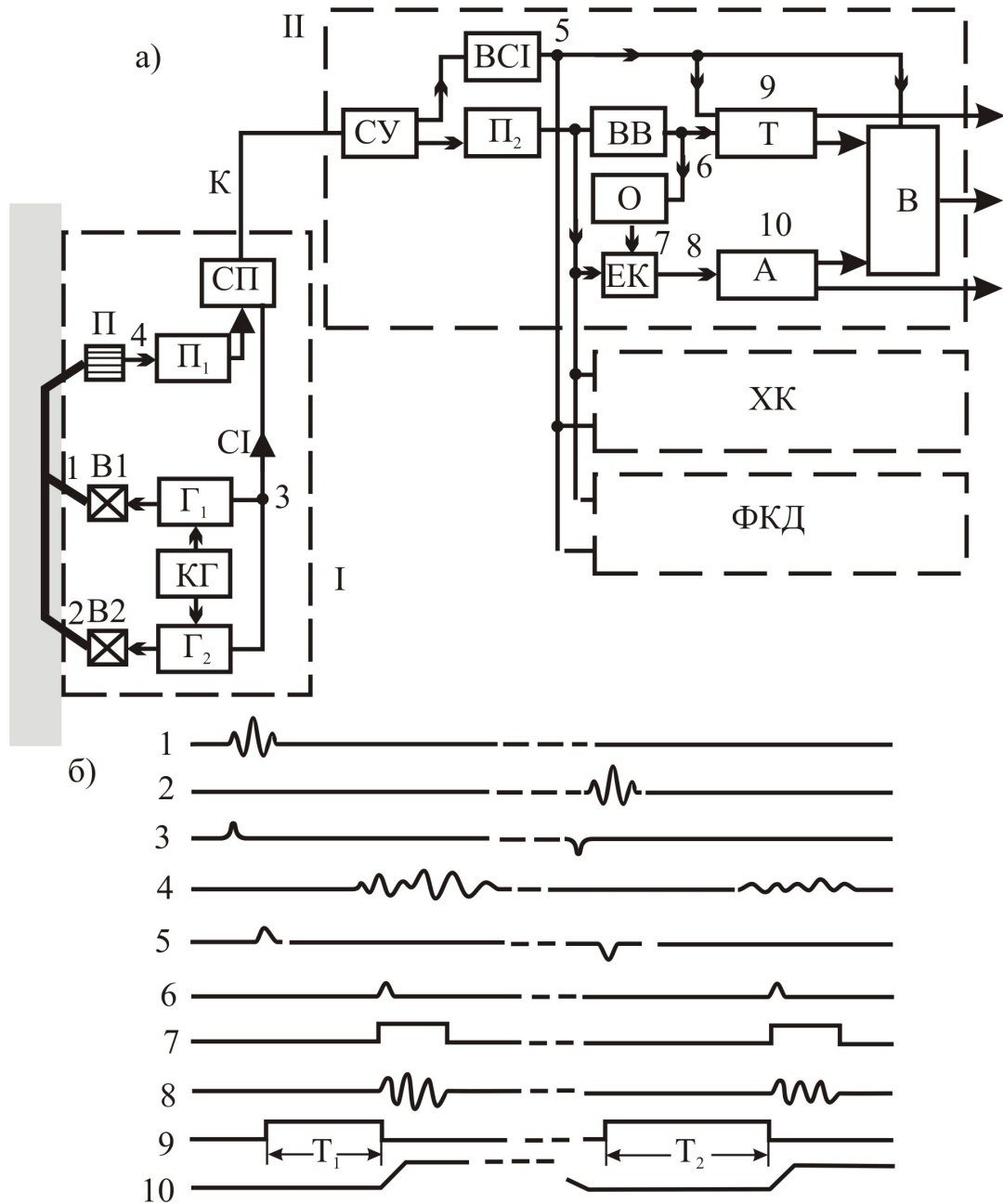


Рисунок 2.1 – Узагальнена функціональна схема апаратури для акустичних досліджень (а) і сигнали в різних блоках (б)

СІ – синхроімпульс; СП – схема приєднання до кабелю; ВСІ – блок виділення синхроімпульсів; ВВ – блок виділення вступів; Т – блок вимірювання часу; А – вимірювач амплітуди; О – обчислювач; В – тимчасове вікно; ЕК – електронний ключ; ХК – блок фотографування хвилевих картин; ФКД – блок реєстрації фазокореляційних діаграм

У випадку використання трьохелементних зондів з двома випромінювачами і одним приймачем схема апаратури є ще простішою, ніж при застосуванні зондів з одним випромінювачем і двома приймачами. Тому в сучасній апаратурі в основному застосовують зонди з двома випромінювачами.

Структура наземної частини апаратури в різних типах апаратури АК може суттєво відрізнятись. Однак в більшості з них є схема приєднання до кабелю СП (рис. 2.1, а), блок виділення синхроімпульсів ВСІ, підсилювач П, блоки виділення вступів ВВ, визначення часу Т і амплітуди хвиль А. Для визначення інтервального часу  $\Delta T$  по значеннях  $T_1$  і  $T_2$  і коефіцієнта затухання  $\alpha_{зт}$  є обчислювач О.

Основні моменти роботи апаратури АК можна проілюструвати тимчасовими діаграмами (епюрами), приведеними для випадку трьохелементного зонда з двома випромінювачами на рис. 2.1, б. Випромінювачі В1 і В2 (рис. 2.1, а) по чергово випромінюють акустичні імпульси, показані на епюрах 1 і 2; моменти їх спрацьовування визначаються схемою керування генераторами КГ. Одночасно з подачею імпульсів в обмотку випромінювачів, тобто на початок спрацьовування останніх, генератор через схему приєднання СП і кабель К посилає на поверхню синхроімпульс СІ. Синхроімпульси двох каналів відрізняються один від одного, наприклад, полярністю, як показано на епюрі 3. На епюрі 4 зображені електричні сигнали, що виробляються приймачем пружних коливань: перший сигнал відповідає приходу хвилі від ближнього випромінювача, другий дальнього. Ці сигнали посилюються підсилювачем П<sub>1</sub> і через схему приєднання СП до кабелю передаються на поверхню.

Таким чином, по кабелю передається сума сигналів 3 і 4. При проходженні через кабель відбувається їх затримка (5 мкс на 1 км кабелю). У наземній апаратурі цей сумарний сигнал після схеми приєднання до кабелю СП потрапляє в підсилювач П<sub>2</sub> і паралельно в блок виділення синхроімпульсів ВСІ. У момент надходження синхроімпульса в блок ВСІ на

виході останнього виробляються нормалізовані імпульси відповідної полярності, інакше кажучи, блок ВСІ пропускає тільки синхроімпульси, заздалегідь нормалізовавши їх по формі і амплітуді (епюра 5). Ці імпульси подаються на вхід блоку вимірювання часу і служать початком відліку при визначенні часу приходу сигналів приймача. Від них же спрацьовують і блоки хвилевих картин ХК і фазокореляційних діаграм ФКД.

Посилені підсилювачем  $\Pi_2$  сигнали приймачів подаються на блок виділення вступів ВВ. Останній виробляє нормалізовані імпульси 6 у момент досягнення сигналом деякого порогового значення. Такий поріг вводиться для того, щоб обчислювач часу  $O$  не міг працювати від невеликих шумових сигналів, викликаних різними перешкодами (наприклад, тертям приладу об стінку свердловини, його вібраціями і т. п.). Імпульси 6, що відзначають моменти надходження сигналів, запускають блок тимчасового вікна  $B$  і одночасно подаються на другий вхід блоку вимірювання часу  $T$ .

Вимірювач часу в простому випадку є тригером. На його виході утворюються прямокутні імпульси 9, що починаються в моменти приходу синхроімпульсів 5 і що закінчуються під час вступу на вхід сигналів перших вступів 6. Таким чином, тривалість імпульсів дорівнює часам проходження хвилі від випромінювачів до приймача. Комутуючий пристрій, керований синхроімпульсами, подає імпульси з виходу вимірювача поперемінно на два інтегруючі осередки двох каналів. Оскільки тут амплітуда і частота імпульсів постійні, струм на виході інтегруючої комірки пропорційний тривалості імпульсів, тобто часу  $T_i$  проходження хвилі від відповідного випромінювача. Напруги з виходів інтегруючих комірок подаються на реєструючі пристрої, і фіксуються у вигляді графіків залежності  $T_i$  від глибини. Одночасно ця напруга подається на входи обчислювача  $O$ . Послідній виробляє напругу, пропорційну інтервальному часу  $\Delta T$  і подає його на третій канал реєструючого пристрою.

Сигнали з виходу підсилювача  $\Pi_2$  подаються також на вхід вимірювача амплітуд  $A$ , але не безпосередньо, а через електронний ключ, керований

блоком тимчасового вікна В. Послідній пропускає сигнал у вимірника амплітуд тільки протягом заданого часу (три-чотири періоди коливач) після початку сигналу (епюри 7 і 8). Блок вимірювання амплітуд визначає максимальне або (іноді) середнє значення амплітуд А коливач за три-чотири періоди. Значення цієї величини для двох каналів реєструються пристроєм, а також подаються в обчислювач О для визначення відношення  $A_1/A_2$  або коефіцієнта затухання  $\alpha_{зт}$ .

Блоки хвильових картин ХК, наявні в деяких типах апаратури, дозволяють вибірково або періодично (із заданим кроком по глибині) фотографувати з екрану електронно-променевої трубки розгортку повної хвилевої картини. Зазвичай фотографують одночасно хвилеву картину обох каналів. На цих фотографіях фіксуються графік залежності зсувів в хвилі від часу, відмітка моменту спрацьовування випромінювача, а також марки часу.

## **2.2 Будова та принцип роботи апаратури АКШ-42**

2.2.1 Призначення і склад приладу. Апаратура типу АКШ-42 призначена для проведення хвильового акустичного каротажу в вертикальних і горизонтальних свердловинах малого діаметра, а також в нафтових свердловинах, оснащених насосно-компресорними трубами, через буровий інструмент. Апаратура призначена для проведення акустичного каротажу по повздовжніх хвилях, поперечним хвилям і по хвилях Лемба і Стоунлі, а також для цементометрії свердловин.

Апаратура АКШ-42 дозволяє здійснювати реєстрацію параметрів повних хвильових пакетів по супроводжуваним синхроімпульсам. До складу апаратури входить свердловинний прилад і блок керування. Умови експлуатації свердловинного приладу наступні:

- гідростатичний тиск – до 80 МПа;
- діапазон температур –  $-10\text{ }^{\circ}\text{C} + 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- вібрація в діапазоні частот 10 Гц - 70 Гц при максимальному

прискоренні до  $35 \text{ м/с}^2$ ;

- ударні навантаження з максимальним прискоренням до  $150 \text{ м/с}^2$ .

Умови експлуатації блоку керування наступні:

- діапазон температур –  $+15$  до  $+55 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- відносна вологість – до  $90\%$  при  $T = +30 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- діапазон частот вібрації від  $10 \text{ Гц}$  до  $60 \text{ Гц}$  при прискоренні  $10 \text{ м/с}^2$ ;

- ударні навантаження – з прискоренням до  $50 \text{ м/с}^2$ .

Блок керування задає режими роботи свердловинного приладу і виробляє посилення і виділення інформаційного сигналу.

Живлення свердловинного приладу здійснюється постійною напругою  $80\text{-}150 \text{ В}$ , при струмі  $40\text{-}60 \text{ мА}$ .

Живлення блоку керування здійснюється від мережі змінного струму:

- напруга  $220 \text{ В} \pm 10\% - 15\%$ ;

- частота  $50 \text{ Гц} \pm 1\%$  або постійного –  $80 \text{ В-}260 \text{ В}$ .

Межі вимірюваної швидкості і затухання –  $1500\text{-}7000 \text{ м/с}$ ,  $60 \text{ дБ}$ .

АЧХ підсилювача  $3 \text{ кГц} - 48 \text{ кГц}$  за рівнем  $-3 \text{ дБ}$ .

Формула вимірювального зонда – I 2.8 П1 0.42 П2 або I 2.215 П1 0.42 П2 без середнього центратора.

Діаметр свердловинного приладу –  $42 \text{ мм}$ , довжина –  $5260 \text{ мм}$  або  $4675 \text{ мм}$  без середнього центратора.

Маса свердловинного приладу –  $30 \text{ кг}$ .

Розміри блоку керування –  $215 * 185 * 50 \text{ мм}$ .

Маса блоку керування –  $1 \text{ кг}$ .

Тип і гранична довжина кабелю – трижильний  $6000 \text{ м}$ , одножильний типу КГ1-30-180;  $6000 \text{ м}$  (КГ 1-55-180;  $6000 \text{ м}$ ).

Умови експлуатації свердловинного приладу наступні:

- гідростатичний тиск – до  $80 \text{ МПа}$ ;

- діапазон температур –  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $+120 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- вібрація в діапазоні частот  $10 \text{ Гц} - 70 \text{ Гц}$  при максимальному прискоренні до  $35 \text{ м/с}^2$ ;

– ударні навантаження з максимальним прискоренням до  $150 \text{ м/с}^2$ .

Умови експлуатації блоку керування наступні:

– діапазон температур –  $+15$  до  $+55 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

– відносна вологість – до  $90 \%$  при  $T = +30 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

– діапазон частот вібрації від  $10 \text{ Гц}$  до  $60 \text{ Гц}$  при прискоренні  $10 \text{ м/с}^2$ ;

– ударні навантаження – до  $50 \text{ кгс м/см}^2$ .

Робота апаратури базується на порушенні пружних коливань в свердловині, їх прийомі свердловинним приладом після проходження досліджуваного середовища, передачі на блок керування і далі на реєструючі пристрої повного хвильового пакету, супроводжуваного імпульсом синхронізації.

Підсилювач свердловинного приладу має два ступені регулювання коефіцієнта підсилення. Вибір коефіцієнта підсилення свердловинного приладу здійснюється по команді від блоку керування (кнопка «5: 1»).

У блоці керування реалізована можливість включення фільтрів високої і низької частот зі зрізом для ФВЧ  $2,5 \text{ кГц}$  і ФНЧ  $39 \text{ кГц}$ .

Запуск свердловинного приладу здійснюється через блок керування або від імітатора або від реєстратора (гніздо «ВНУТ.ЗАП.», кнопка) наростаючим фронтом ТТЛ рівня. Кожен імпульс запуску викликає чотири спрацьовування випромінювача (окремо для ближнього і дальнього приймачів в низькочастотному і високочастотному режимах) і передачу відповідних хвильових пакетів, супроводжуваних синхроімпульсами, в блок керування.

Свердловинний прилад підключається до наземних пристроїв через дві жили і броню каротажного кабелю по фантомній схемі. При цьому залишається можливість роботи і на одножильному кабелі, але з погіршеним співвідношенням сигнал – шум. Блок керування підключається до кабелю через клеми на задній панелі. Там же розташовані клеми для підключення блоку живлення свердловинного приладу.

Структурна схема і схема з'єднань апаратури показана на рис.2.2. Свердловинний прилад містить зонд і електронний блок. Прилад здійснює

випромінювання і прийом імпульсів пружних коливань, їх перетворення в електричні сигнали, посилення, комутацію і передачу на поверхню по геофізичному кабелю.

Блок керування здійснює запуск свердловинного приладу, виділення і первинну обробку інформаційних сигналів та узгодження їх по рівню з реєструючої системою.

Функціональна схема свердловинного приладу показана на рис.2.3.

Свердловинний прилад складається з акустичного зонда і електронного блоку. Акустичний зонд складається з блоку випромінювача і блоку звукоприймачів. Електронний блок служить для порушення випромінювача і посилення сигналів, прийнятих звукоприймачами.

До складу електронного блоку входять узгоджувальний трансформатор, логічну ланку, підсилювач, перетворювач високої напруги, струмові ключі НЧ і ВЧ і блок живлення. Логічна ланка виділяє імпульси запуску наземного блоку керування, виробляє сигнали керування коефіцієнтом підсилення і синхронізації (чотири імпульсу розряду випромінювача по 4 мкс і чотири імпульсу блокування каналу запуску на час заряду випромінювача по 40 мс), що надходять на підсилювач і струмові ключі НЧ і ВЧ, по чергово підключає приймачі до тракту підсилювача на час – 6 мс. Перетворювач високої напруги заряджає випромінювач до напруги 800 В – 1000 В, в залежності від напруги живлення приладу. Далі випромінювач розряджається через відповідний струмовий НЧ або ВЧ ключ по сигналу логічного вузла.

Функціональна схема блоку керування свердловинним приладом показана на рисунку 2.4.

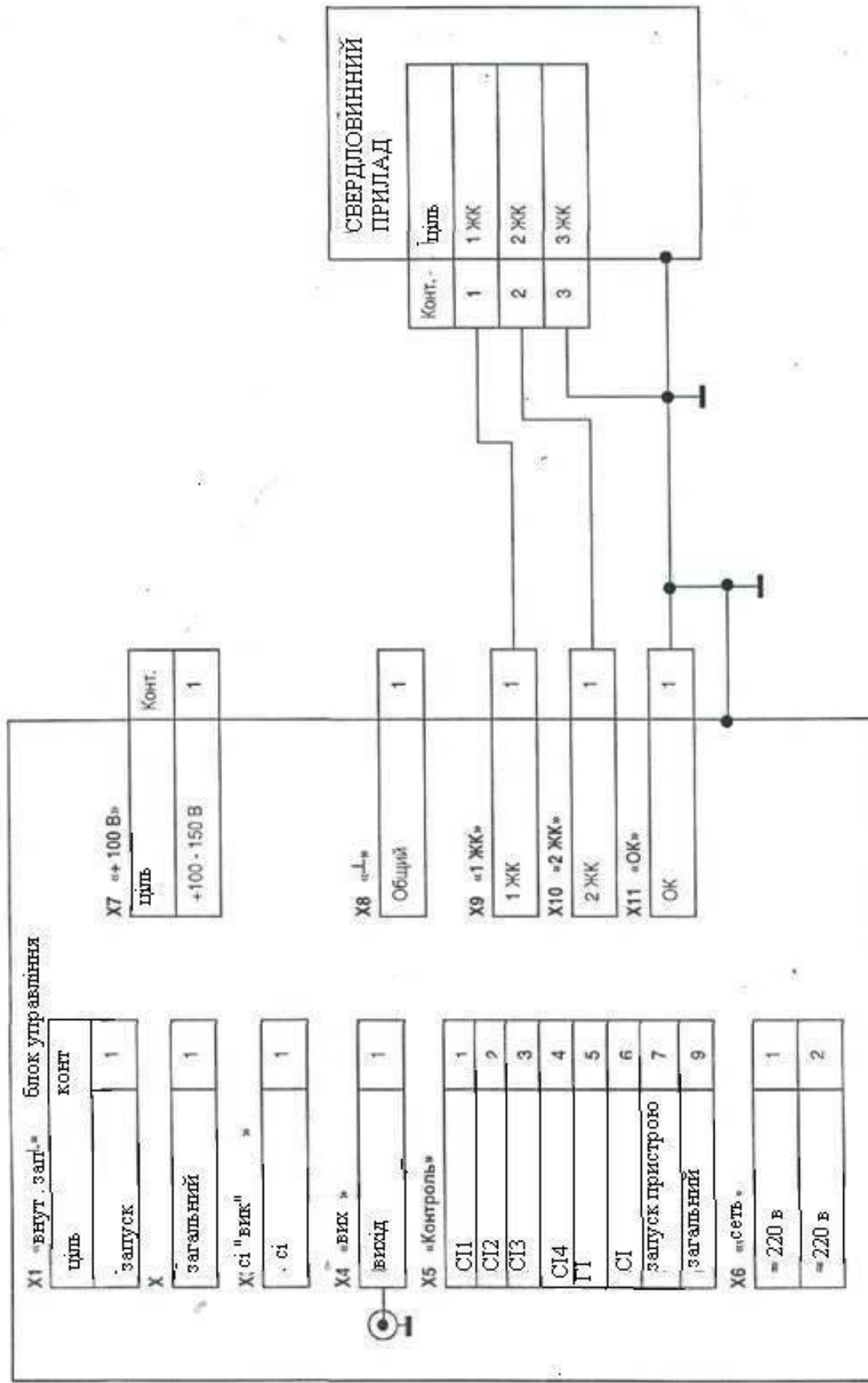


Рисунок 2.2 – Структурна схема і схема з'єднань апаратури АКШ-42

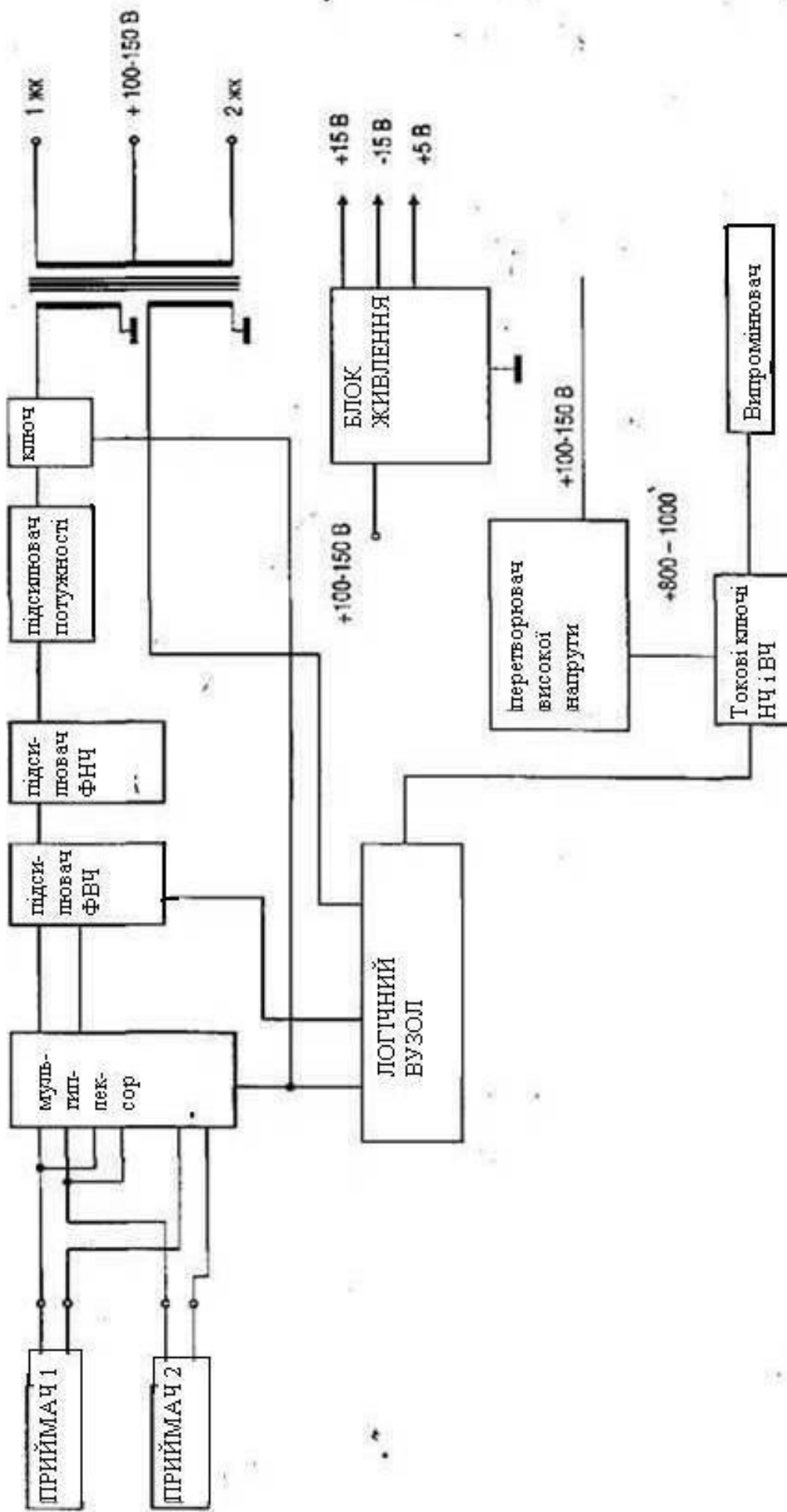


Рисунок 2.3 – Функціональна схема свердловинного приладу АКШ-42

Блок керування містить ланку запуску свердловинного приладу, ланку первинної обробки інформаційних сигналів і ланку синхронізації. До ланки запуску відносяться генератор імпульсів запуску імітатора, формувач зовнішніх імпульсів запуску реєстратора, формувач імпульсів коефіцієнта підсилення (здвоєні імпульси запуску при кнопці «5: 1»), формувачі імпульсів дозволу і блокування каналу, аналогового сигналу і каналу синхронізації і елементи комутації.

До ланки обробки інформаційних сигналів відносяться узгоджувальний трансформатор, регулятор рівня сигналу, підсилювач і фільтр нижніх частот 2-го порядку із частотою зрізу 48 кГц, до яких підключаються фільтри верхніх і нижніх частот 4-го порядку із частотами зрізу 2,5 кГц і 39 кГц відповідно і елементи комутації. До ланки синхронізації відносяться компаратор, формувач паралельних і послідовних імпульсів синхронізації для реєстратора, формувачі імпульсів дозволу і блокування каналу аналогового сигналу і елементи мікроконтролера AT90S2313 і складають загальну логічну ланку. Запуск свердловинного приладу здійснюється за сигналами внутрішнього імітатора з частотою 4 Гц або по зовнішніх сигналах запуску реєструючої системи. На час проходження імпульсів запуску через трансформатор канали аналогового сигналу і синхронізації блокуються.

Інформаційний сигнал знімається з іншого обмотки трансформатора, проходить через потенціометр підсилювача сигналу (регулятор «зусилля. СИГ.» На лицьовій панелі), через тракт підсилювача і фільтри, залежно від положення перемикачів, і далі на роз'єм «ВИХІД.». З цієї ж обмотки трансформатора знімаються сигнали синхроімпульсів. Фізично вузли запуску і синхронізації реалізовані на схемі комутації. Компаратором мікроконтролера виділяє наростаючий фронт, по якому формуються вихідні імпульси синхронізації реєстратора тривалістю 2 мкс, блокування аналогового каналу на час проходження синхроімпульсів свердловинного приладу тривалістю – 250 мкс і дозволу виходу аналогового каналу тривалістю – 6 мс.

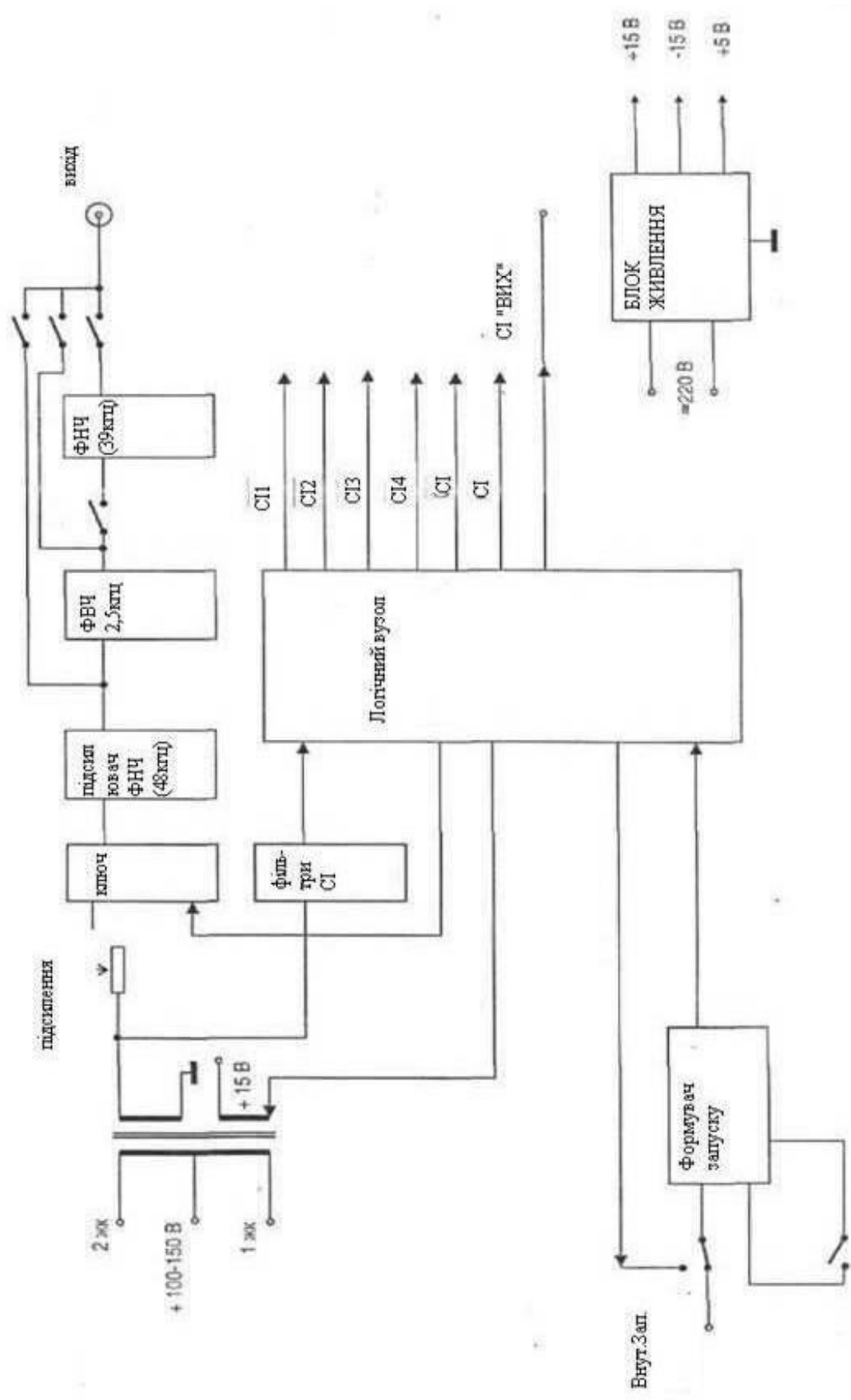


Рисунок 2.4 – Функціональна схема блоку керування свердловинним приладом АКШ-42

У режимі зовнішнього запуску блоку керування АКШ для реєстрації можна використовувати послідовні імпульси синхронізації (гніздо «СІ ВИХ.» На передній панелі – пасивний рівень високий, активний фронт спадаючий, сигнали ТТЛ або контакт 5 на роз'ємі «КОНТРОЛЬ» – пасивний рівень низький, активний фронт наростаючий). У режимі запуску від імітатора необхідно використовувати контакти 1 (-СІ1), 2 (-СІ2), 3 (-СІ3), 4 (-СІ4) роз'єму «КОНТРОЛЬ» (пасивний рівень високий, активний фронт спадаючий). Ці ж сигнали можна використовувати в режимі зовнішнього запуску приладу.

### **2.3 Будова та принцип роботи апаратури «Звук-2»**

Апаратура дискретного низькочастотного акустичного каротажу «Звук-2» забезпечена потужним низькочастотним випромінювачем, що створює при іскровому розряді в рідині електрогідролічний удар. Ця апаратура вперше дозволила провести дослідження обсаджених свердловин за рахунок порівняно низької частоти випромінюваного сигналу 0,5-10 кГц і, отже, більшої глибини його проникнення. Велика енергія конденсатора накопичувача 100-300 Дж і конструкція іскрового розрядника з механічною зміною зазору визначили низьку частоту повторення випромінювань і точкову реєстрацію сигналу у вигляді хвильових картин. Дослідження показали, що випромінювана акустична енергія електрогідролічного випромінювача суттєво залежить від величини гідростатичного тиску на глибинах 2000 м стає співставимим з енергією магнітостриктора. Найбільші хороші результати випромінювач видає у верхній частині розрізу (до 500 м).

Апаратура «Звук-2» є першою у вітчизняній і зарубіжній практиці широкодіапазона апаратурою для проведення безперервного АК. Вона характеризується підвищеними вимогами, що пред'являються до акустичних характеристик електроакустичного тракту передачі інформації, повним набором видів реєстрації, а саме, забезпечує запис аналогових кривих, ФКД і

реєстрацію хвильових картин. В даний час розроблена апаратура типу АНК-1. Вона включає два різні широкосмугові зонди і розрахована на роботу з уніфікованою наземною панеллю АНК-1.

Апаратура «Звук-2» (рис. 2.5) дозволяє вимірювати наступні кінематичні і динамічні параметри сигналу: часи  $T_1$ ,  $T_2$ , і  $\Delta T$ , амплітуди  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\ln A_1/A_2$  хвиль  $P$ ; амплітуди  $A_1$  і  $A_2$  хвиль  $S$ , а також хвиль по колоні і гідрохвилі. У апаратурі передбачена реєстрація ФКД по обох каналах і фотореєстрація хвильових картинок. Зонд має два випромінювачі  $B_1$  і  $B_2$ , поєднані разом з генераторами  $G_1$  і  $G_2$  і схемами їх запуску в загальний контейнер. Приймач  $P$  разом з підсилювачем поміщений в другий контейнер.

Запуск випромінювачів здійснюється подачею синхроімпульсів  $CI$  зверху. У момент випромінювання в наземну панель подається сигнал моменту випромінювання. Між синхроімпульсом і моментом випромінювання введена затримка. Ланки зонда пов'язані із кабелем через схему приєднання СП.

Особливістю свердловинного приладу є використання порівняно широкосмугових випромінювачів з основною енергією випромінювання у області частот 5-20 кГц і широкосмугового приймального тракту. У конструкції зонда використана гнучка кабельна вставка, що є одночасно акустичним ізолятором між контейнерами приймача і випромінювачів. Це дає можливість вибирати оптимальну довжину зонда стосовно різних типів геологічних розрізів. Наземна апаратура пов'язана із кабелем схемою приєднання СП, через яку імпульси, що запускають випромінювачі, подаються в глибинний прилад від блоку синхронізації імпульсів  $CI$ . Ввідний генератор  $BG$  керує черговістю роботи всіх блоків. Схема виділення імпульсів  $BCI$  формує синхроімпульси, одержані від зонда. Ці імпульси запускають блок вимірювання тимчасових параметрів  $T$  і блок масштабних тимчасових міток  $M$ . Сигнал, підсилений в зонді, з приймача потрапляє на підсилювач  $П2$  з регульованим коефіцієнтом підсилення. До підсилювача  $П2$  приєднаний смуговий фільтр  $\Phi$ . З виходу підсилювача  $П2$  або виходу

фільтру  $\Phi$  сигнал подається на наступні блоки: виділення вступу ВВ, вимірювання амплітудних параметрів А, формування хвильової картини ХК і реєстратор фазокореляційних діаграм ФКД. Сигнал, сформований в блоці виділення вступу ВВ, служить закінченням вимірюваного інтервалу часу  $T_1$  або  $T_2$  і подається на блок вимірювання параметра часу  $T$  і амплітудних параметрів А. З виходу цих вимірювальних блоків сигнали поступають на каротажний осцилограф.

Блок міток часу М служить для генерування серії точних амплітудних міток, поданих на хвильову картинку і яскравих міток, поданих на реєстратор ФКД.

У цьому ж блоці генеруються часові затримки для запуску розгорток ФКД і осцилографа О1, реєстратора хвильових картин і контроль його осцилографа О2. Формування власне хвильової картини здійснюється блоком ФХК. Подача сигналу із нього на реєструючий осцилограф О1 здійснюється із заданим кроком по глибині, що визначається блоком відліку глибин ВГ. Реєстрація хвильових картин здійснюється відеореєстратором ВР. Конструктивно апаратура виконана у вигляді трьох змінних панелей до каротажної станції типу АКСЛ-7 і двох настільних блоків (реєстратора ФКД і реєстратора ХК). Блокове виконання апаратури дозволяє зручно транспортувати її і швидко збирати.

### **Висновок**

Конструктивно різні види апаратур акустичног каротажу є доволі складними елементами. Але не зважаючи на це весь час відбувається удосконалення старих взірців свердловинної апаратури та розробка нових, які дозволяють вирішити важливі геолого-геофізичні задачі в складних умовах вимірювання. Також слід відмітити, що усі промислові взірці свердловинної апаратури мають спільні риси конструкції та принцип роботи.

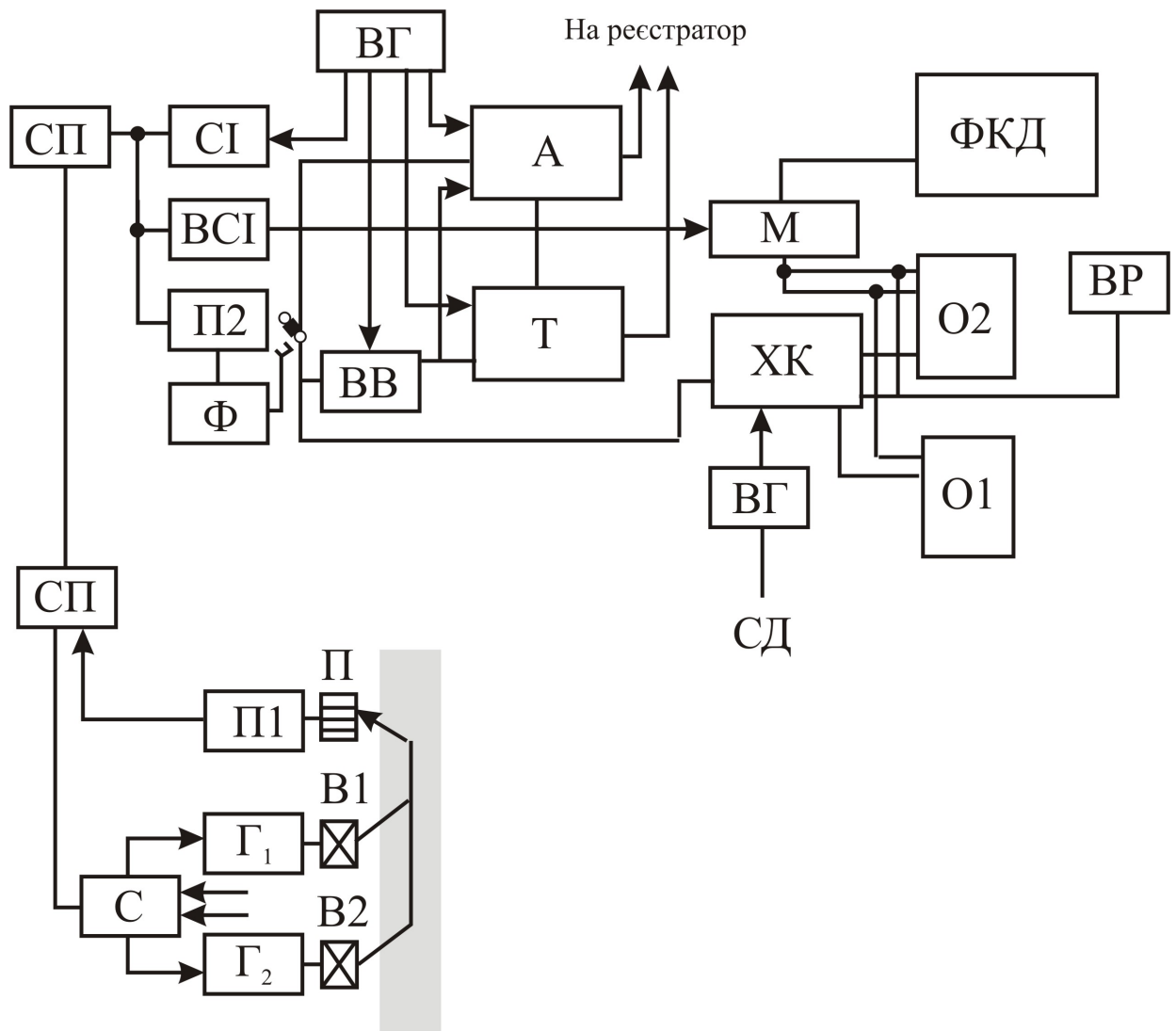


Рисунок 2.5 – Блок-схема апаратури Звук-2

П – приймач; П1, П2 – випромінювачі; С – схема синхронізації; СП – схема приєднання; П1, П2 – підсилювачі; ВГ – провідний генератор; СІ – блок синхронізації імпульсів; ВСІ – схема виділення синхроімпульсів; Ф – фільтр; ВВ – блок виділення вступі; Г – блок вимірюванні тимчасових параметрів; А – блок вимірювання амплітудних параметрів; М – блок масштабних тимчасових міток; О1, О2 – осцилографи; ВР – відеореєстратор; ХК – формувач хвильової картинки; ВГ – блок відліку глибин, що запускається від сельсина СД

### **З ВДОСКОНАЛЕННЯ ШИРОКОСМУГОВОЇ АПАРАТУРИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРУВАТИХ ПЛАСТІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

#### **3.1 Будова та принцип роботи свердловинного приладу АКВ-1**

За основу моєї розробки була обрана апаратура широкосмугового акустичного каротажу типу АКВ-1, технічним рішенням для якої було вдосконалення її шляхом додавання ще одної пари – випромінювач-приймач, з метою вирішення поставленої задачі – дослідження тонкошаруватих пластів при вивченні нафтогазових свердловин [6].

Акустичний зонд свердловинного приладу, в залежності від варіанту зборки (рис. 3.1), реалізує одну з декількох зондових установок.

Апаратура хвильового акустичного каротажу призначена для вимірювання і контролю електричних величин, що застосовується в технологічному процесі при видобуванні нафти і газу, призначена для дослідження нафтових і газових свердловин діаметром від 110 до 300 мм, заповненого водною промивальною рідиною, з температурою в інтервалі досліджень до 150 °С і гідростатичним тиском до 100 МПа із швидкістю каротажу до 2500 м/г [6].

Апаратура розрахована на роботу з наступними виробами: каротажними станціями, обладнаними пультом вимірювальним акустичного каротажу АНК-М із записом інформації в аналоговому або цифровому вигляді; геофізичним кабелем марки КГЗ-60-200 дожиною 6500 м [6].

З вказаними виробами апаратура забезпечує рішення широкого спектра геофізичних завдань методом акустичного каротажу дозволяє визначити параметри пружних хвиль всіх типів (повздовжніх, поперечних) [6].

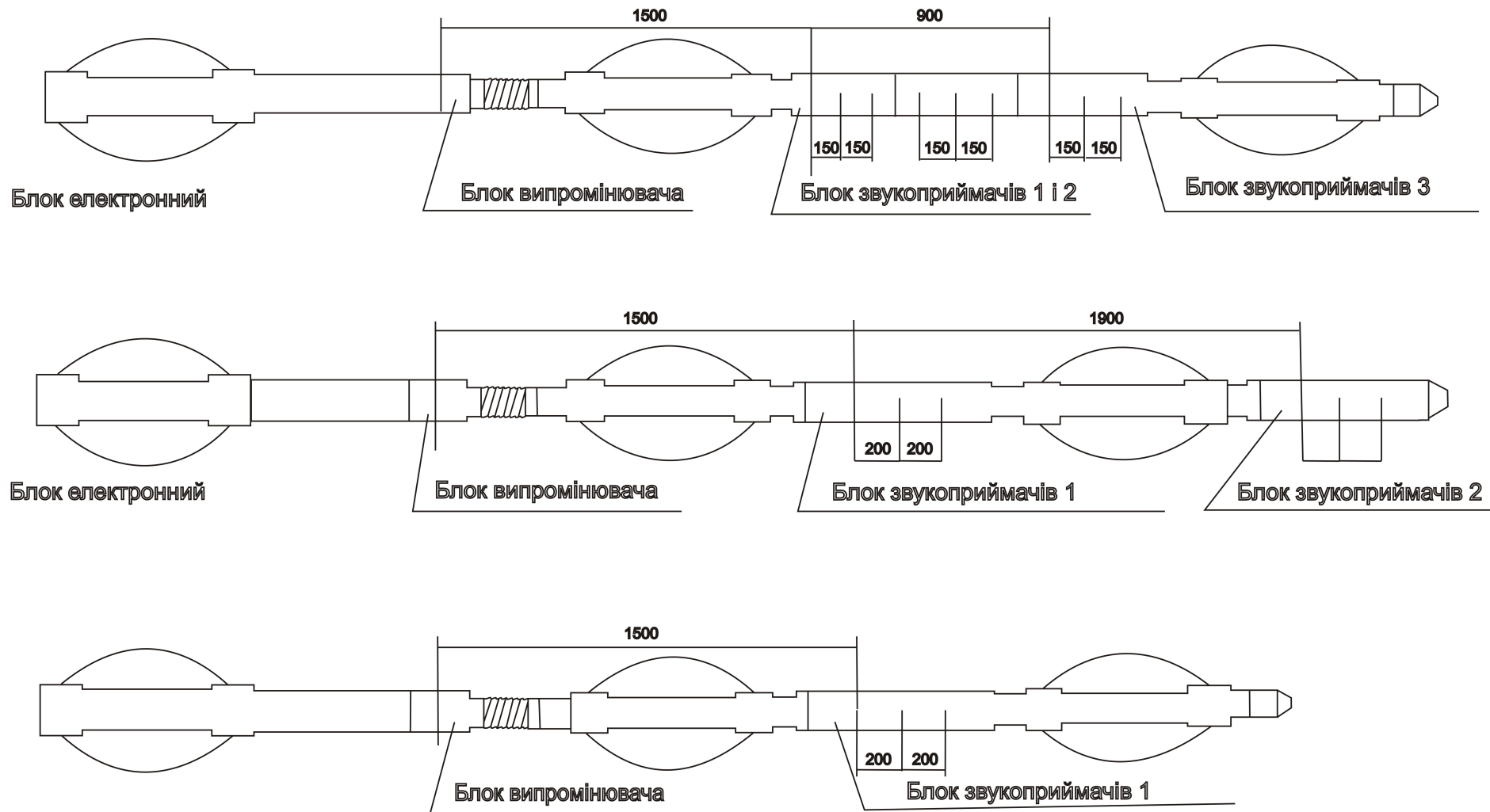


Рисунок 3.1 – Варіанти зборки зондів акустичного каротажу

Робота апаратури базується на збудженні імпульсів пружних коливань, подальшому їх прийомі після проходження досліджуваного середовища, попередній обробці і передачі на пристрої, що здійснюють вимірювання і реєстрацію амплітудних параметрів прийнятих пружних коливань і часу їх розповсюдження [6].

Апаратура складається із свердловинного приладу, блоку керування і трансформатора. Для з'єднання функціональних блоків апаратури між собою і з вимірювальним пультом АНК-М служать панель сполучення і кабелі.

Свердловинний прилад містить акустичний зонд і електронний блок; він здійснює випромінювання і прийом імпульсів пружних коливань їх перетворення в електричні сигнали, посилення, комутацію і передачу на поверхню по геофізичному кабелю.

Блок керування керує роботою свердловинного приладу, здійснює виділення і первинну обробку інформаційних сигналів та узгодження їх по рівнях із вимірювальним пультом АНК-М.

Електричне живлення апаратури здійснюється від мережі 220 В 50 Гц через трансформатор.

Електронний блок служить для збудження випромінювача і посилення сигналів, прийнятих звукоприймачами.

До складу електронного блоку входять узгоджувальний трансформатор, пристрій виділення ІКСП, платні формувача і підсилювача, ємнісний накопичувач, струмові ключі і блок живлення.

Пристрої, зібрані на платі підсилювача, що служать для посилення і комутації сигналів, прийнятих звукоприймачами.

Пристрої, зібрані на платі формувача, служать для формування з ІКСП сигналів, керованих роботою струмовими ключами, а також комутатором і керованим аттенюатором підсилювача.(рис. 3.2).

Зв'язок між наземними пристроями і електронним блоком здійснюється по фантомній схемі через узгоджувальний трансформатор. До середньої точки трансформатора підключені живлення блок і пристрій виділення ІКСП.

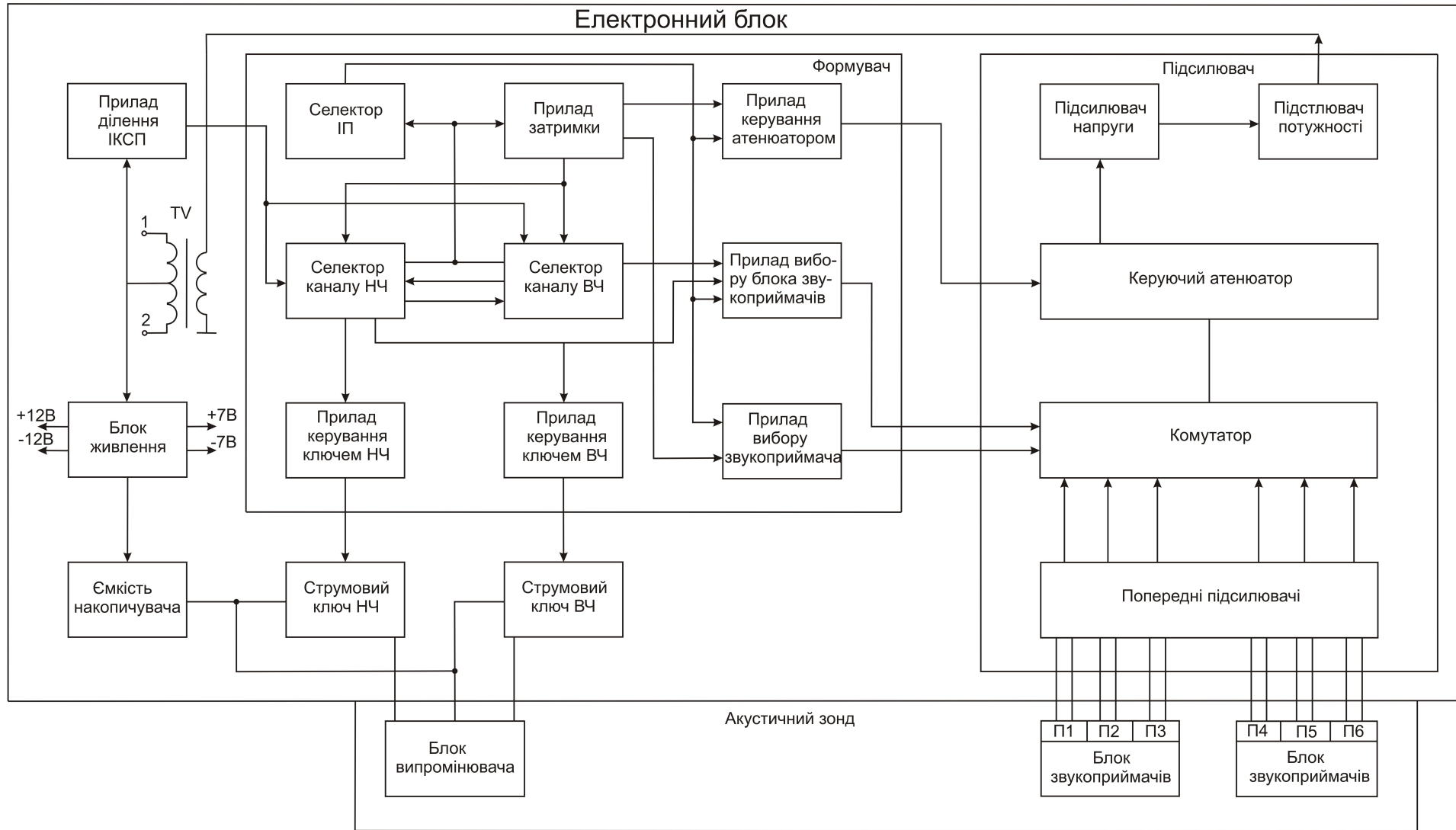


Рисунок 3.2 – Функціональна схема свердловинного приладу АКВ-1

Селектор імпульса (СІ) і селектори каналів НЧ і ВЧ виділяє з ІКСП відповідні сигнали, які керують роботою решти пристроїв, що знаходяться на платі формувача. Ємнісний накопичувач заряджається від високовольтного джерела блоку живлення до напруги 450 В і розряджається через обмотку випромінювача і той струмовий ключ, на який поступає керуючий сигнал з пристроїв керування. Звукоприймачі акустичного зонда підключені до попередніх підсилювачів, виходи яких сполучені з входами комутатора. На вихід комутатора виводиться сигнал від одного із звукоприймачів. Цей сигнал послідовно поступає на керований аттенюатор, підсилювач напруги і підсилювач потужності, а потім через узгоджуючий трансформатор і кабель на вхід блоку керування.

Електронні схеми апаратури виконані на напівпровідникових елементах – мікросхемах, транзисторах, тиристорах, діодах. Навіть короткочасне попадання невідповідних напруг на елементи схем або їх з'єднань з корпусом, внаслідок недбалого відношення, зокрема при операціях контролю, може призвести до виходу з ладу цих елементів і схеми в цілому.

### **3.2 Будова та принцип роботи свердловинного приладу АКВ-1М**

Не дивлячись на розвиток акустичного каротажу у напрямку використання параметрів хвиль, які реєструються на різних вступках, на практиці для вирішення геологічних задач частіше за все використовують параметри повздовжньої і поперечної хвиль. Коректні результати вимірів параметрів цих хвиль можливо було отримати за допомогою приладів, які мали б компенсовані чотирьохелементні зонди, випромінювачі яких забезпечували б збудження широкосмугових акустичних імпульсів із спектром частот 10-30 кГц.

У роботі для вдосконалення апаратури акустичного каротажу пропонується взяти прилад, за допомогою якого можна було б проводити дослідження нафтових і газових свердловин діаметром 110 до 300 мм,

заповнених водяною промивною рідиною, з температурою в районі дослідження до 150 °С і гідростатичним тиском до 100 МПа із використанням компенсованого зонда.

Прилад АКВ-1 розроблений порівняно давно і використовується багатьма геофізичними підприємствами нашої країни і має ряд недоліків:

- низьке значення відношення «сигнал/шум», яке обумовлено конструкцією елементів зонда;
- складність точної інтерпретації отриманих діаграм;
- великі розміри і маса приладу.

Перераховані недоліки АКВ-1 призводять до зниження експлуатаційних характеристик приладу і якості діаграм акустичного каротажу. Разом з тим, поява на ринку нових мікроелектронних пристроїв і розвиток програмних засобів реєстрації і обробки хвильових картин дозволяють створити більш прості і надійні прилади акустичного каротажу загального використання. Одним з таких варіантів є мною вдосконалений свердловинний прилад широкосмугового акустичного каротажу.

Як відомо свердловинний прилад апаратури АКВ-1 має у своєму складі два приймачі пружних хвиль і один випромінювач пружних хвиль, який працює у трьох режимах роботи – режим випромінювання низьких частот (режим НЧ), режим випромінювання високих частот (режим ВЧ) і почергова робота випромінювача у високочастотному і низькочастотному режимах (режим ВНЧ).

Різниця пропонованого мною свердловинного приладу (АКВ-1М) (рис. 3.3) і свердловинного приладу АКВ-1 полягає у додатковому випромінювачі пружних хвиль. При використанні двох випромінювачів (В1, В2) пружних коливань і двох приймачів (П1, П2) ми отримуємо дві пари зустрічних трьохелементних зондів: коротких (підшвений П1, В1, В2 та покрівельний П2, П1, В1) і довгих (підшвений П2, В1, В2 та покрівельний П2, П1, В2). На рисинку 3.4 представлена схема компенсації впливу свердловинних умов на виміри інтервального часу.

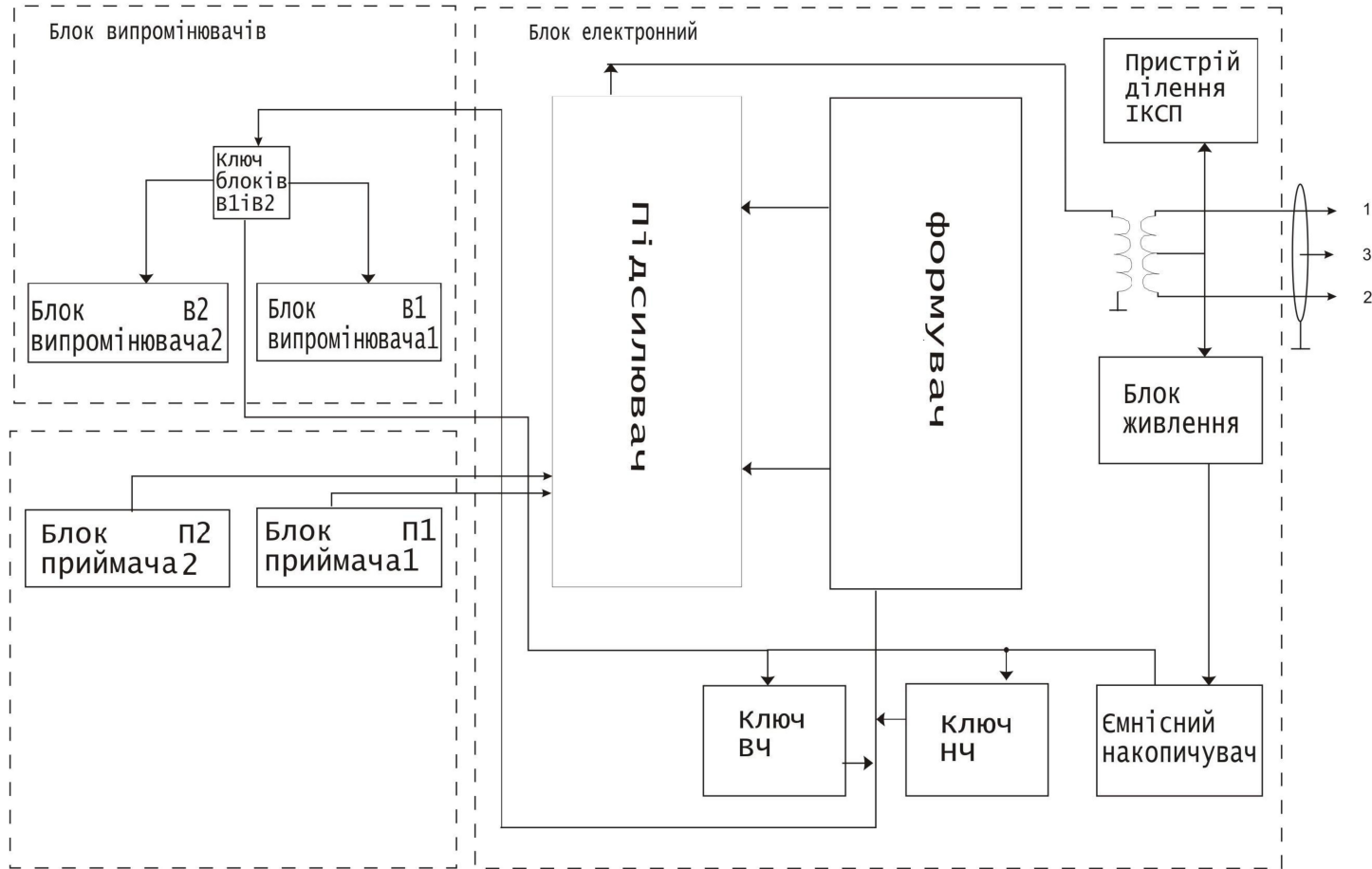


Рисунок 3.3 – Функціональна схема свердловинного приладу АКВ-1М

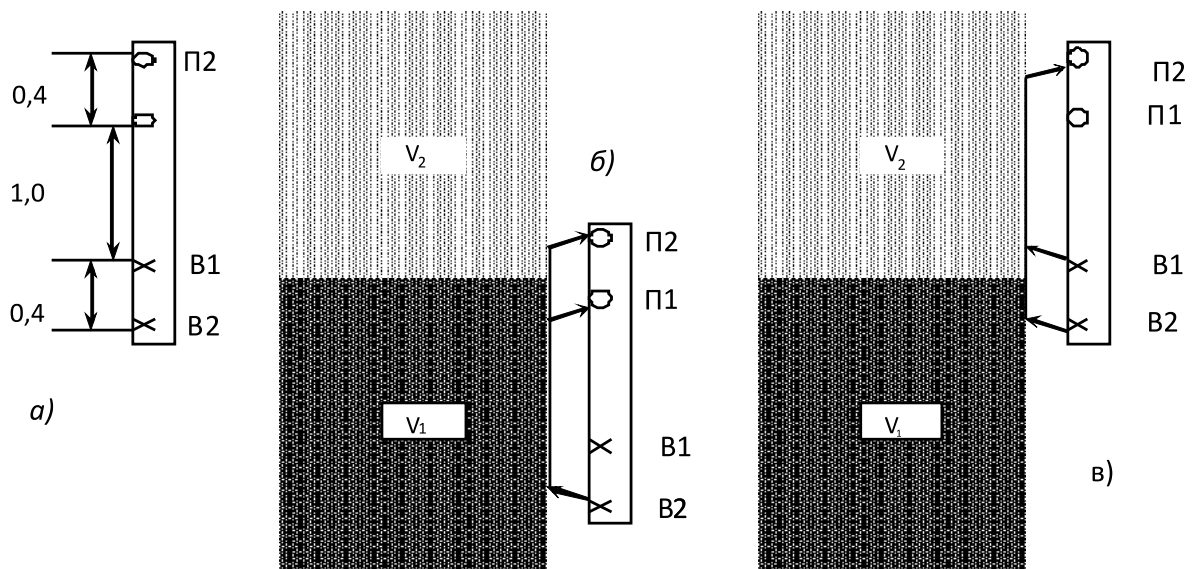


Рисунок 3.4 – Схема компенсації свердловинних умов на виміри інтервального часу

а) конфігурація вимірювального зонда, б) перехід вимірювальної бази трьохелементного покрівельного і в) підшвенного зондів через границю розподілу двох середовищ із швидкостями розповсюдження головних хвиль  $V_1$  і  $V_2$ ; П1, П2 – приймачі; В1, В2 – випромінювачі

На рисунку 3.5 приведена діаграма інтервального часу поздовжньої хвилі, яка розрахована по хвильових образах, які були зареєстровані у відкритому стовбурі свердловини. У першій колонці показані діаграми кавернометрії (ДС) і бокового каротажу (БК-3), у другій, третій і четвертій – криві інтервальних часів повздовжньої хвилі покрівельного, підшвенного і компенсованого зондів. На рисунку приведений найбільш важкий випадок для виміру параметрів головних (повздовжньої і поперечної) хвиль – кавернозний стовбур свердловини і пласт, що представлений тонкими прошарками порід, які відрізняються по акустичних властивостях. Проблематичність достовірного виміру параметрів головних хвиль у названих геолого-технічних умовах обумовлена тим, що на уступах каверн і на границях пропластків стрибкоподібно змінюється час вступу хвилі, тому значення інтервального часу, які визначаються як різниця часів вступу двохелементних зондів, спотворені викидами. Крива інтервального часу покрівельного зонда ( $\Delta T_{\text{покрівлі}}$ ) на границі переходу із середовища з високою швидкістю у

середовище із низькою швидкістю розповсюдження хвилі спотворена додатнім, а на границі переходу з низькошвидкісного до високошвидкісного середовища – від’ємними викидами.

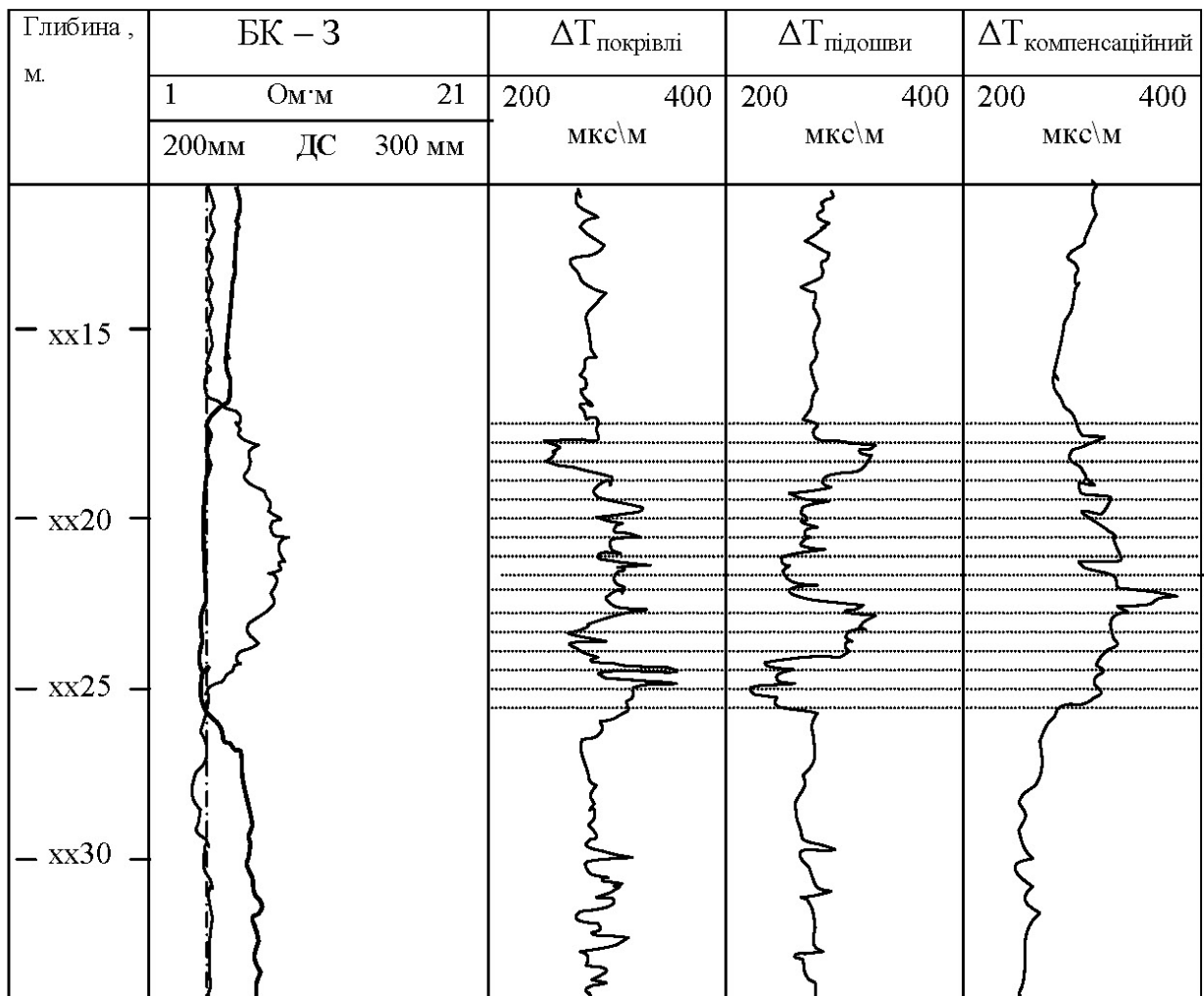


Рисунок 3.5 – Компенсація впливу змін діаметру свердловини на значення інтервального часу поздовжньої хвилі

Крива ( $\Delta T_{\text{підшви}}$ ) на тих самих переходах спотворена викидами протилежного знаку. Оскільки викиди накладаються один на одного, практично не вдається виключити їх із результатів вимірів трьохелементними зондами, тому діаграми (колонки 2 і 3) в таких інтервалах мають куструбатий вигляд, при чому аномалії не корелюються з даними каротажу інших методів. Низькочастотна фільтрація кривих методом осереднення значень у сусідніх точках по глибині призводить до спотворення значень і зниженню вертикальної роздільної здатності. Крива  $\Delta T_{\text{компенс}}$  (колонка 4), розрахована як

середнє значення кривих із колонок 2 і 3, після їх суміщення по глибині з урахуванням критичних кутів заломлення хвилі, позбавлена спотворень, на що вказує її кореляція з кривою БК-3. Аналогічний ефект має місце при розрахунку інтервального часу поперечної хвилі. Таким чином, криві інтервальних часів головних хвиль, які отримуються при використанні компенсованого зонда, більш достовірно відображають акустичні властивості геологічного розрізу, ніж криві трьохелементних зондів, які до цих пір є основними у геофізичних фірмах нашої країни. Точність вимірів зростає за рахунок виключення впливу свердловинних умов на значення інтервальних часів головних хвиль.

3.2.1 Функціональна схема свердловинного приладу АМК-1М. Свердловинний прилад (рис. 3.4) складається з акустичного зонда і електронного блоку.

У свою чергу акустичний зонд складається з двох блоків випромінювачів, пристрою вибору приймачів та двох блоків приймачів. Кожен з блоків приймачів містить у своєму складі по три приймачі.

Електронний блок служить для збудження випромінювачів і підсилення сигналів, прийнятих приймачами. До складу електронного блоку входять узгоджуючий трансформатор, пристрій виділення ІКСП, плати формувача і підсилювача (рис. 3.6), ємнісний накопичувач та блок живлення.

Пристрої, які зібрані на платі підсилювача (підсилювач напруги, підсилювач потужності, керуючий атенюатор, комутатор, попередні підсилювачі), служать для підсилення і комутації сигналів, прийнятих приймачами. Пристрої, які зібрані на платі формувача (селектор ІІ, пристрій затримки, пристрій керування атенюатором, селектор каналу НЧ, селектор каналу ВЧ, пристрій вибору блоку приймачів, пристрій вибору приймачів, пристрій вибору блоку випромінювача, пристрій керування ключем НЧ, пристрій керування ключем ВЧ), служать для формування із ІКСП сигналів, керуючих роботою токовими ключами, а також комутатором та керуючим атенюатором підсилювача.

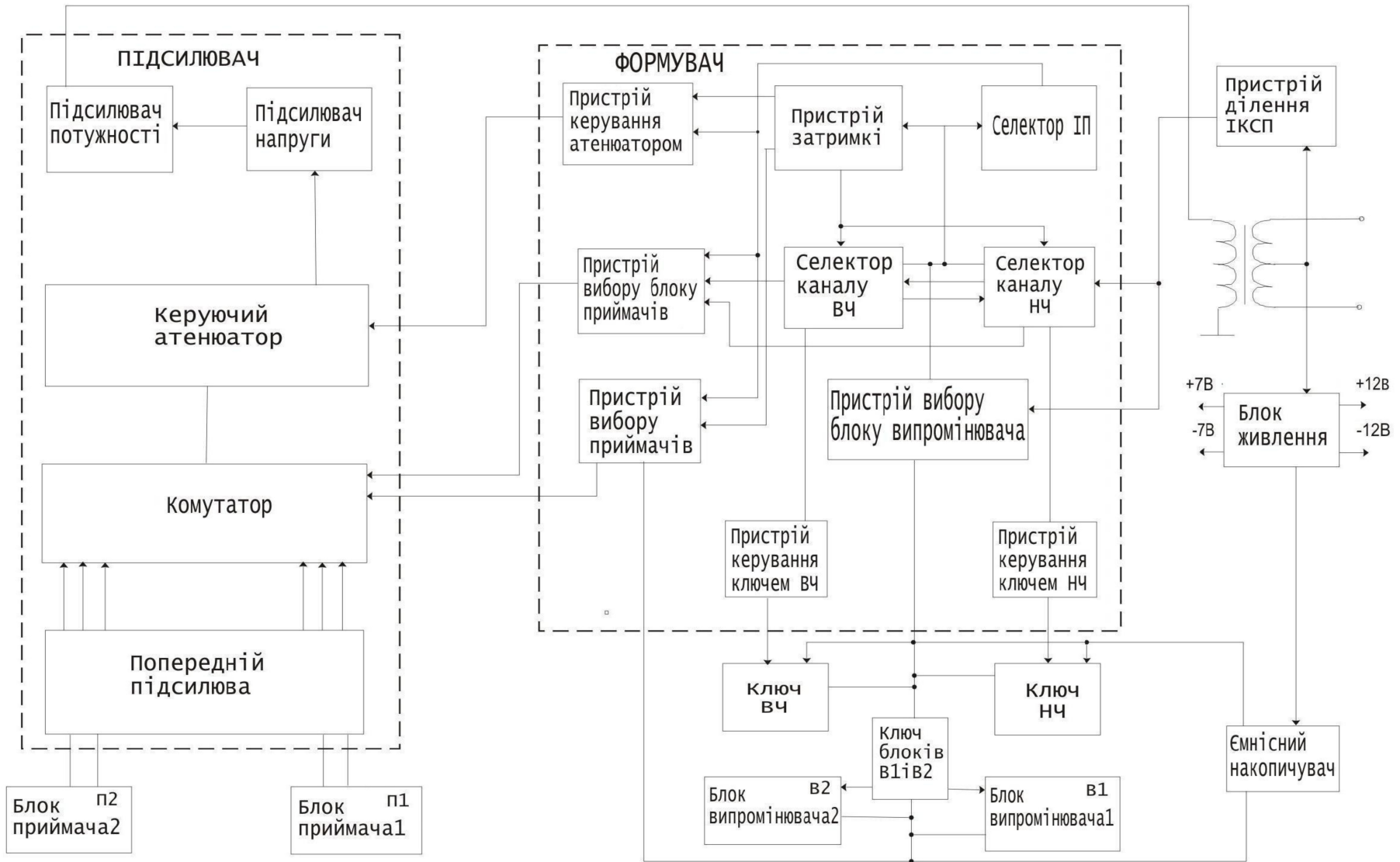


Рисунок 3.6 – Функціональна схема підсилювача та формувача імпульсів свердловинного приладу АКВ-1М

Зв'язок між наземними пристроями та електронним блоком виконується по фантомній схемі через узгоджуючий трансформатор. До середньої точки трансформатора під'єднані блок живлення і пристрій виділення ІКСП.

Селектор імпульсу признаку (ІІ) і селектор каналів НЧ і ВЧ виділяють із ІКСП відповідні сигнали, які керують роботою решти пристроїв на платі формувача.

3.2.2 Вдосконалення функціональної схеми блоку керування свердловинног оприладк АНК-1М. Блок керування керує роботою свердловинного приладу, виконує первинну обробку інформаційних сигналів і узгодження їх по рівнях з вимірювальним пультом. Електричне живлення апаратури здійснюється від мережі 220 В 50 Гц через трансформатор.

Блок керування (рис. 3.7) містить вузли первинної обробки інформаційних сигналів, ланки керування, синхронізації.

До вузлів обробки інформаційних сигналів відносяться узгоджувальний трансформатор, регулятор рівня сигналу, підсилювач, ФВЧ з частотами зрізу 2 кГц, 7 кГц, ФНЧ з частотою зрізу 5 кГц і елементи комутації.

До вузлів керування і синхронізації відносяться задаючий генератор, формувач імпульсів керування свердловинним приладом (ІКСП), одинвібратор затримки, формувач вимірювальних синхроімпульсів (СІ), формувач синхроімпульсів імітатора (СІІ) та елементи комутації.

Інформаційний сигнал через трансформатор TV і потенціометр СИГНАЛ подається на підсилювач, а потім на фільтри. Після підсилення і фільтрації сигнал через елементи комутації подається на вхід вимірювального пульта. Задаючий генератор блоку керування виробляє синхронізовані з частотою живлячої мережі імпульси, які керують роботою формувача ІКСП. Формувач ІКСП виробляє імпульси керування роботою свердловинного приладу. Одинвібратор затримки вмикається імпульсами задаючого генератора і керує роботою формувача СІ. На вхід формувача СІІ подаються імпульси з вимірювального пульта.

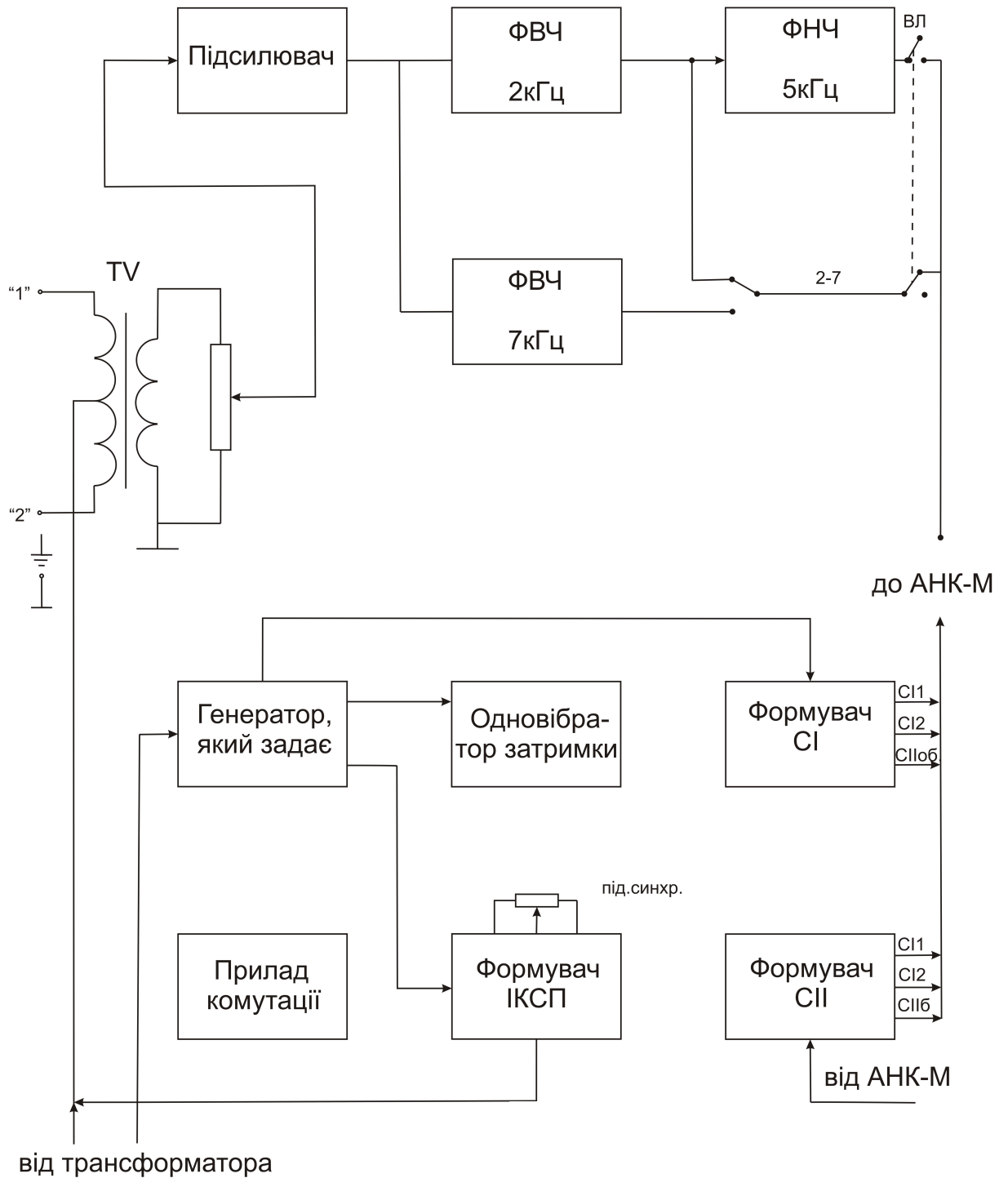


Рисунок 3.7 Функціональна схема блока керування свердловинного приладу АНК-1М

Синхроімпульси, які сформовані формувачами СІ та СІІ, подаються на вимірювальний пульт і виконують функцію запуску вимірювальних перетворювачів пульта у режимах “вимір” та “імітація”.

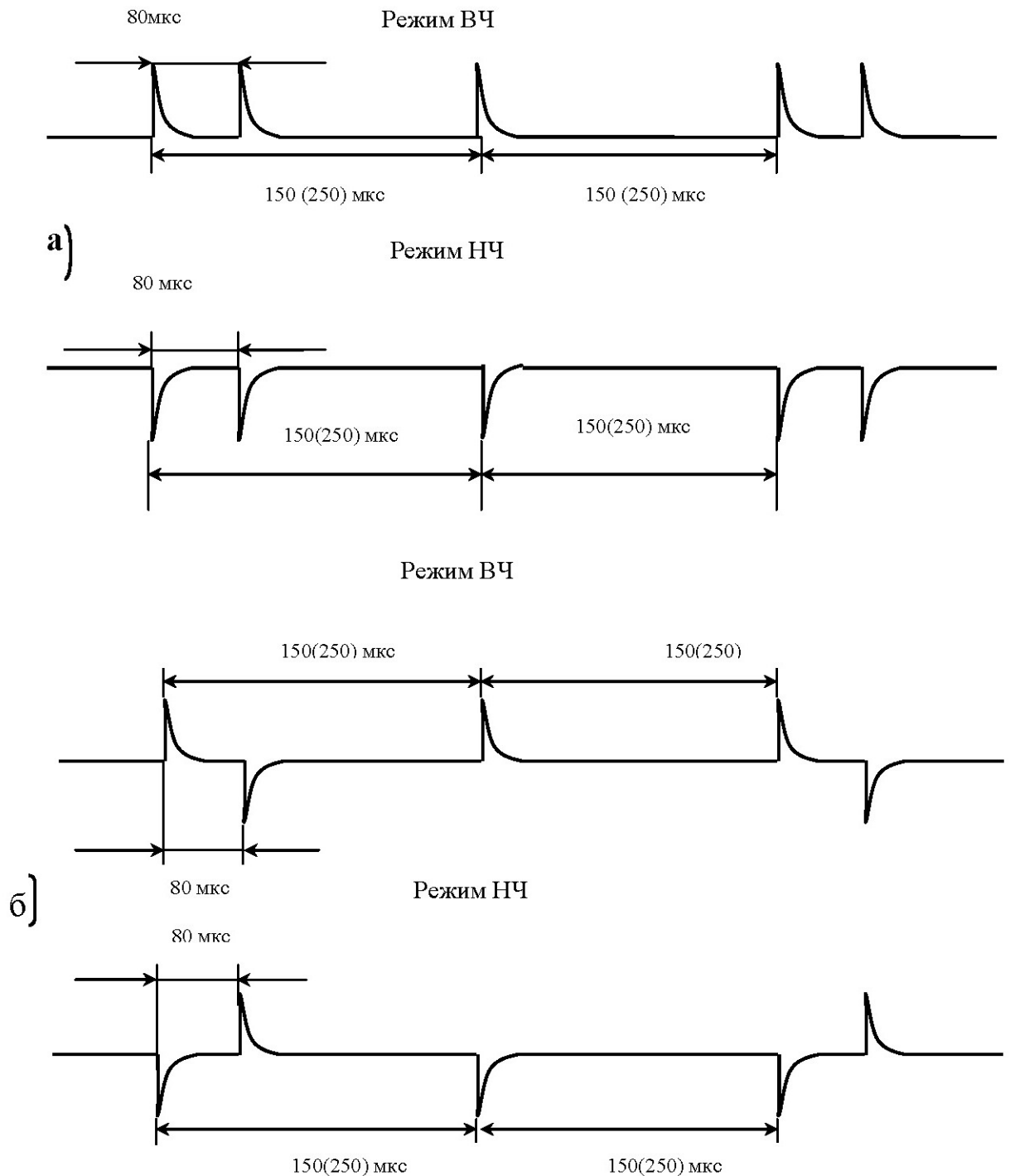


Рисунок 3.8 – Послідовність імпульсів керування свердловинним приладом і відповідні їм режими роботи випромінювачів покрівельного а) і підшвенного б) зондів

3.2.3. Система синхронізації апаратури АНК-1М. Синхронізація апаратури виконується наступним чином. Задаючий генератор блоку керування одночасно запускає одновібратор затримки і через формувач ІУСП – селектори команд і пристрій затримки електронного блоку свердловинного приладу. Задні фронти імпульсів одновібратора затримки блоку керування та пристрої затримки електронного блоку свердловинного приладу запускають відповідно формувач СІ і токові ключі, які збуджують випромінювачі вимірювального зонда. Часові затримки між імпульсом задаючого генератора і СІ та моментом запуску одного з випромінювачів приводяться до одного значення за допомогою одновібратора затримки блоку керування.

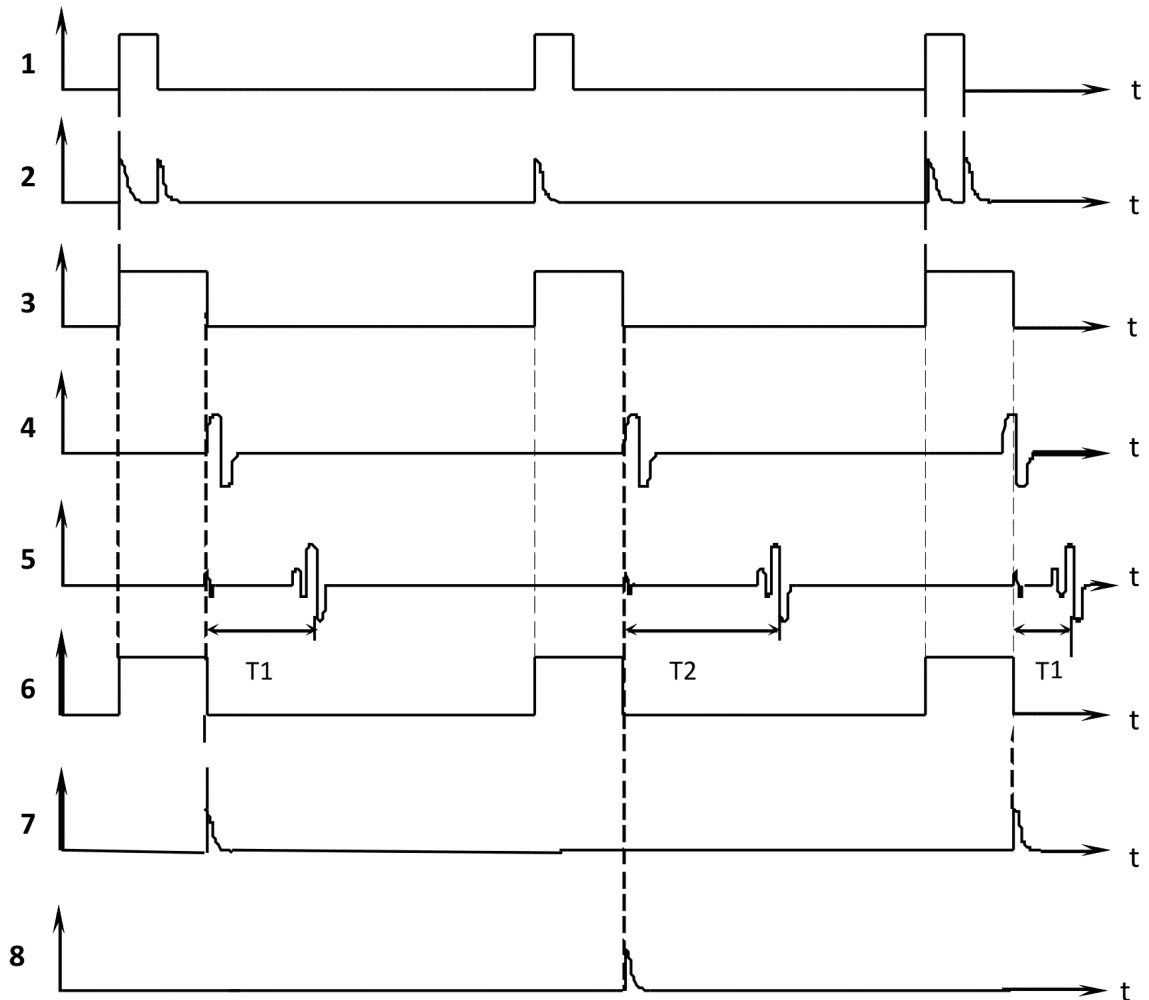


Рисунок 3.9 – Система синхронізації апаратури

Можливі повільні зміни протяжностей цих часових інтервалів на точність виміру  $\Delta T$  не впливають за рахунок диференційного характеру

вимірів.

На рисунку 3.9 приведені імпульси системи синхронізації апаратури: 1 – імпульси задаючого генератора блоку керування; 2 – імпульси керування свердловинним приладом; 3 – імпульси пристрою затримки свердловинного приладу; 4 – імпульси токового ключа свердловинного приладу; 5 – приймальний тракт; 6 – імпульси одновібратора затримки блоку керування; 7 – СІ 1; 8 - СІ 2.

3.2.4 Принцип роботи апаратури АНК-1М. Робота апаратури основана на збудженні імпульсів пружних коливань, і на послідовному їх прийомі після проходження досліджуємого середовища, попередньої обробки та передачі на пристрої, які виконують вимір і реєстрацію амплітудних параметрів прийнятих пружних коливань і часи їх розповсюдження.

Акустичний зонд свердловинного приладу виконує послідовний збір інформації чотирьох двоелементних зондів – приймач 2 (П2) випромінювач 1 (В1), приймач 2 (П2) випромінювач 2 (В2), приймач 1 (П1) випромінювач 1 (В1), приймач 1 (П1) випромінювач 2 (В2). З яких складаються дві пари зустрічних трьохелементних зондів: коротких (підшвений П1 В1 В2 і покрівельний П2 П1 В2) та довгих (підшвений П2 В1 В2 і покрівельний П2 П1 В2) випромінювачі працюють у високочастотному (ВЧ) і низькочастотному (НЧ) режимах. Також може виконуватись робота випромінювачів у почерговому перемиканні режимів ВЧ та НЧ, так званий режим ВНЧ.

Підсилювач свердловинного приладу має чотири ступеня регулювання коефіцієнту передачі.

Вибір зонда, а також режиму роботи випромінювача і коефіцієнту передачі підсилювача свердловинного приладу виконуються по команді з блоку керування.

У апаратурі реалізована можливість вибору полоси пропускання сигнального тракту в залежності від режиму роботи і поставлених методичних задач.

В блоці керування є три комбінації включення фільтрів: ФВЧ 2 кГц, ФВЧ 7 кГц та ПФ (2-5) кГц.

Свердловинний прилад апаратури підключається до наземних пристроїв через дві жили і броню каротажного кабелю.

До комплексу змінних частин апаратури входять блоки випромінювачів з зовнішнім діаметром 90 мм.

Керування роботою свердловинного приладу виконується за допомогою імпульсів, які формуються у блоці керування. На рисунку 3.7 а, 3.7 б приведені послідовності імпульсів керування свердловинним приладом (ІКСП) і відповідні їм режими роботи випромінювача.

3.2.5 Конструкція зонда апаратури АНК-1М. Акустичний зонд (рис. 3.10) складається з:

- центратора ;
- блока електронного;
- блока приймача 1 ;
- блока приймача 2;
- блока випромінювача 1;
- блока випромінювача 2.

## **Висновок**

Запропонована мною свердловинна апаратура широкополосного каротажу АНК-1М побудована на основі базової апаратури широкополосного каротажу типу АНК-1. Вдосконалення свердловинної апаратури широкополосного каротажу полягає в доповненні ще однієї пари – випромінювач-приймач до вже існуючої апаратури типу АНК-1. Такого роду апаратура надасть можливість вирішення поставлену в роботі задачу – дослідження складнопобудованих геологічних розрізів нафтогазових свердловин.

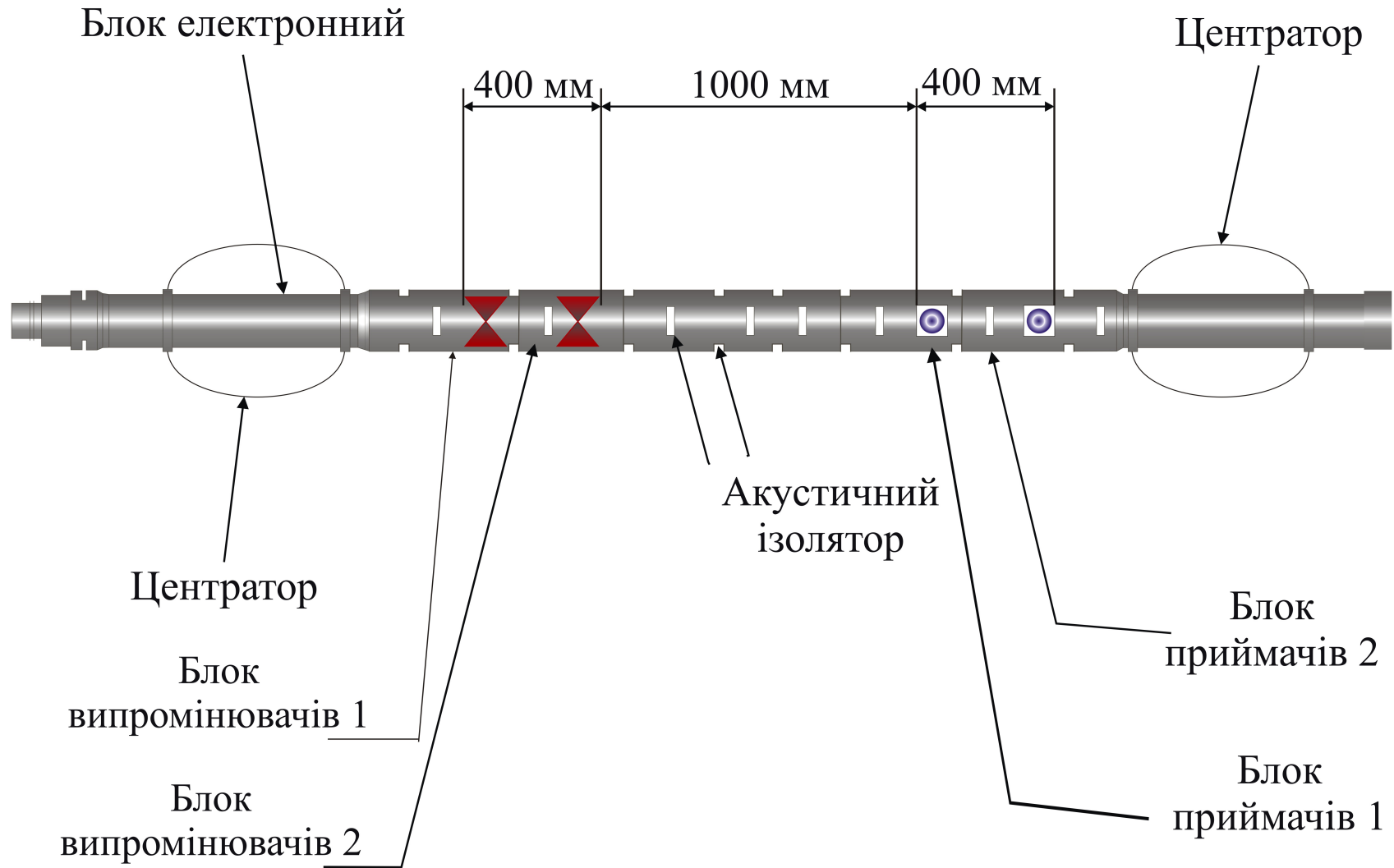


Рисунок 3.10 – Схема конструкції свердловинного приладу АНК-1М

## 4 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРІВ АПАРАТУРОЮ АКВ-1М

Основним завданням метрологічного забезпечення є здійснення комплексу технічних і методичних заходів щодо метрологічного забезпечення діяльності геофізичних підприємств. Метрологічні операції забезпечують єдність, достовірність і нормовану точність результатів вимірювань. Метрологічне забезпечення геофізичних досліджень має охоплювати всі етапи отримання і перетворення інформації при вивченні геологічної будови родовищ [7].

Метрологічне забезпечення засобів вимірювання в процесі експлуатації передбачає контроль їхніх метрологічних характеристик. Контроль метрологічних характеристик здійснюють за допомогою операцій калібрування, повірки і градування [7].

Основними джерелами похибок під час проведенні АК є [7]:

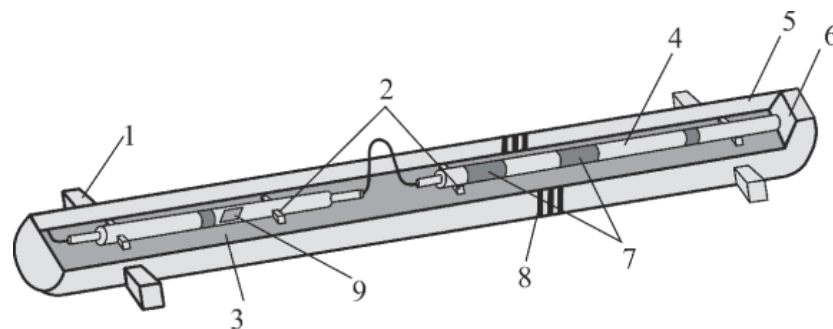
- вплив свердловинних умов (кавернозність, нахил свердловин тощо);
- неідентичність акустичних параметрів джерел пружних хвиль;
- недостатня якість центрувальних пристроїв;
- неоднорідність акустичних властивостей промивальної рідини (сильно впливає на акустичний сигнал).

Достовірність і єдність вимірювань апаратурою АК регламентується вимогами відомчої повірочної схеми. Для АК розроблені повірочні схеми виміру інтервального часу і коефіцієнта згасання акустичних хвиль у діапазоні частот 3-50 кГц. Еталонні вимірювальні засоби використовують параметри  $\Delta T$  та  $a$  у вигляді хвильоводу з відомими акустичними властивостями, заповненого рідиною (вода, нафта), а також імітатори акустичних властивостей гірських порід. Акустичні властивості хвильоводів визначаються незалежними атестованими приладами [1, 7].

Для повірки апаратури АК, сьогодні використовують декілька метрологічних установок [7]:

- горизонтальна УПГ-1;
- вертикальна УПАК-1.

Установка УПГ-1 (рис. 4.1) складається з трьох акустичних хвильоводів, виготовлених із труб з внутрішнім діаметром від 1,5 до 5 діаметрів свердловинного приладу і продовжним пазом для розміщення в них свердловинних приладів. Хвильоводи закриваються з торців і заповнюються звукопровідною рідиною. Для відтворення трьох значень  $\Delta T$  використовують матеріали – азбестоцемент, вініпласт і сплав алюмінію. Похибка відтворення  $t$  для установки УПГ-1 не має перевищувати 1 %. [7]



- 1 – підставки хвилевода; 2 – центратори свердловинного приладу; 3 – звукопровідна рідина; 4 – свердловинний прилад; 5 – акустичний хвилевід; 6 – торцева заглушка хвилевода; 7 – випромінювачі; 8 – зона підвищеного згасання; 9 – приймач;

Рисунок 4.1 – Базова повірочна установка з апаратурою АКН-1 (повірка по  $\Delta T$ )

Під час повірки апаратури АК у комплексі з наземним пультом, необхідно визначити коефіцієнт перетворення вимірювального пульта за параметром  $\Delta T$ . Для цього з допомогою калібратора встановлюють певні масштаби на реєстраторі і розраховують, за вимірюваннями на фіксованих значеннях ( $\Delta T$ ) параметрів установки, коефіцієнт перетворення вимірювального пульта [1, 7].

При горизонтальному розташуванні перевіряльного приладу в одному із зразків необхідно виконати не менше ніж три повертання приладу навколо осі і зареєструвати не менше ніж три вимірювання [7].

Основну похибку вимірювання  $\Delta T$  (в %) і  $\alpha$  розраховують за формулами [7]:

$$d(\Delta T) = \max |(\Delta T_{am} - \Delta T_{ij}) / \Delta T_{am}| \cdot 100, \quad (4.1)$$

$$\Delta(\alpha) = \max |\alpha_{am} - \alpha_{ij}|, \quad (4.2)$$

де  $\Delta T_{ati}$  і  $\alpha_{ati}$  – значення, відтворювані атестованою установкою;

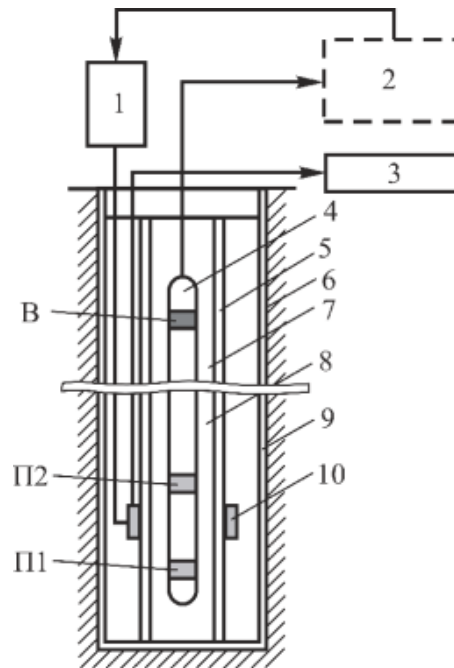
$i$  – номер вимірювання, що не має перевищувати 1 % для  $d(\Delta T)$  і 2 дБ/м для  $\Delta(\alpha)$ .

Установка типу УПАК-1 належить до базової, що розміщена на відомчому метрологічному полігоні і складається з акустичного блока та і панелі управління. Акустичний блок складається (рис. 4.2) із зразкової вініпластової труби діаметром 120 мм і товщиною стінок 10 мм, яка встановлена в поліетиленову трубу діаметром 400 мм. Загальна довжина 5,5 м. Нижня частина установки загерметизована. Вініпластова труба заповнюється дизельним паливом, міжтрубний простір – трансформаторною оливою. На зовнішній поверхні вініпластової труби розташований електроакустичний перетворювач. Він виконує функцію випромінювача або приймача пружних хвиль. Контрольний перетворювач має механізм для переміщення з точністю не менше ніж 1 мм. Панель управління використовується для збудження контрольного перетворювача у разі його використання як випромінювача пружних коливань [1].

Свердловинний прилад встановлюють у вініпластову трубу і, переміщуючи випромінювач установки, вимірюють  $\Delta T$ , а також акустичний тиск на приймачі пружних хвиль апаратури. Параметри свердловинного приладу змінюються в межах нормального діапазону. Показники вимірювальних каналів дорівнюватимуть нулю за центрального розміщення випромінювача [7].

Нормальні значення для вініпластових труб знаходяться в межах:  $\Delta T_{0B} = (520 \pm 20)$  мкс/м,  $a_{0B} = (15 \pm 3)$  дБ/м на частотах 14–16 кГц,  $(20 \pm 3)$  дБ/м на

частотах 19–21 кГц і  $(27 \pm 3)$  дБ/м на частотах 25–27 кГц. Однією з важливих вимог є необхідність контролю в часі параметрів  $\Delta T$  та а для вініпластових труб [1, 7].



- 1 – блок керування; 2 – наземні блоки повіряючої апаратури; 3 – вимірювач переміщення; 4 – свердловинний прилад повіряючої апаратури; 5 – вініпластикова труба; 6 – захисний кожух; 7 – вода; 8 – масло; 9 – цемент; 10 – рухливий випромінювач

Рисунок 4.2 – Функціональна схема установки УПАК-1

## Висновок

Для проведення метрологічних операцій із геофізичною вимірювальною апаратурою використовують стандартні зразки складу і властивостей, повірочні установки та імітатори фізичних властивостей, а також контрольні свердловини.

Розглянуті установки використовують для перевірки свердловинних приладів на базі експедицій, а також для передавання розмірів одиниць акустичних параметрів для установок нижчого розряду і для атестації еталонних приладів.

## ВИСНОВКИ

Акустичний метод дослідження свердловин – є одним із геофізичних методів, який знайшов широке та ефективне застосування при вирішенні різноманітних задач при пошуках, розвідці та експлуатації покладів вуглеводнів. а також при вирішенні інженерно-геологічних задач.

З метою вирішення поставлених у роботі мети, мною було вирішено наступні задачі

- проведено аналіз задач, які вирішуються методом акустичного каротажу при вирішенні геолого-геофізичних задач у відкритому та закритому стовбурі нафтогазових свердловин;

- проведено аналіз існуючих промислових взірців апаратури акустичного широкополосного каротажу, що використовується для дослідження геологічних розрізів нафтогазових свердловин;

- удосконалено апаратуру широкополосного акустичного каротажу та підвищено її роздільну здатність з метою дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтових і газових свердловин;

- зведено аналіз системи метрологічного забезпечення вимірів геофізичною апаратурою дослідження свердловин електромагнітними методами.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Федоришин, Д. Д. Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах [Текст] : підручник, Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
2. Коваль Я. М. Федак І. О., Федоришин С. Д. Апаратура і технологія проведення ГДС [Текст] : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 231 с.
- Толстой М.І. та ін. Основи геофізики: підручник. Київ: Київський університет, 2006. 446 с.
3. Винничук Г. С., Федоришин С.Д. Апаратура досліджень свердловин акустичними методами. Лабораторний практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 98 с.
5. Колонтаєвський Ю. П., Соколов А.Г. Промислова електроніка та мікросхемотехніка: Теорія і практикум : Навч. посіб. / За ред. – К.: Каравела, 2004, 194 с.
6. Технічна інструкція з експлуатації комплексного свердловинного приладу АКВ-1. К.: Геофізприлад. 2000,. 112 с.
7. Старостін В. А. Апаратура та технологія геофізичних досліджень свердловин (Метрологічне забезпечення геофізичних вимірів у свердловинах) : навчальний посібник. Друге видання Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. 72 с.
8. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

## БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Удосконалення апаратури широкополосного акустичного каротажу з метою дослідження тонкошарових геологічних розрізів нафтогазових свердловин».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 66 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів.