

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ГОРДІЙЧУК МИКОЛА ВАСИЛЬОВИЧ

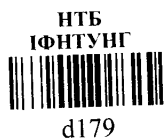
РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОЦІНКИ
ГЕОМЕХАНІЧНОГО СТАНУ ГІРСЬКИХ ПОРІД
У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРЛОВИНИ

Спеціальність 05.15.10 - буріння свердловин

Д и с е р т а ц і я

на здобуття наукового ступеня кандидата
технічних наук

Науковий керівник
кандидат технічних наук
Малярчук Б.М.



Івано-Франківськ - 1999

179



ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ ГЕОМЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН	9
1.1. Напружений стан незайманого гірського масиву	9
1.2. Напружено-деформований стан приствольної зони масиву при бурінні свердловини	13
1.3. Явища електризації гірських порід під час механічного навантаження	21
1.4. Класифікація методів вивчення розрізу свердловини в процесі буріння	28
1.5. Прогнозування механічних властивостей гірських порід за промислово-геофізичними даними	32
1.6. Мета і задачі досліджень	34
2. РОЗВИТОК ФІЗИЧНИХ ОСНОВ ВИВЧЕННЯ ГЕОМЕХАНІЧНОГО СТАНУ ГІРСЬКИХ ПОРІД ГЕОЕЛЕКТРИЧНИМ МЕТОДОМ	36
2.1. Вивчення геомеханічної природи аномалії потенціалів стаціонарного геоелектричного поля в земній корі	36
2.2. Дослідження електростатичного аналога енергетичного (механічного) стану гірського масиву в крайовій зоні	41
2.3. Встановлення кореляції потенціалу геоелектричного поля з напружено-деформованим станом гірського масиву у пригирловій зоні свердловини	51
2.4. Дослідження просторово-часової характеристики приствольної геоелектричної аномалії	55
3. РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОЦІНКИ ГЕОМЕХАНІЧНОГО СТАНУ МАСИВУ ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ	60
3.1. Засоби і способи польових вимірювань	60

3.2. Лабораторне вивчення механо-електричних явищ на взірцях гірських порід	64
3.3. Розробка методики польового визначення геомеханічного стану гірських порід, які розкриваються свердловиною в процесі буріння, за допомогою потенціалів геоелектричного поля	69
4. РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ АНОМАЛІЙ ГЕОЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ БІЛЯ УСТЯ СВЕРДЛОВИНИ	73
4.1. Опис об'єктів спостережень	73
4.2. Експериментальне випробування методу геоелектричних потенціалів і його результати	90
4.2.1. Результати досліджень на Муравленківському нафтовому родовищі	90
4.2.2. Результати досліджень на Гвіздецькому нафтовому родовищі	105
4.2.3. Результати досліджень на Шебелинському газоконденсатному родовищі	111
4.3. Дослідження зміни природного геоелектричного поля під час розриту продуктивних пластів	124
ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	132
ДОДАТОК А. Розрахунок економічного ефекту впровадження методики оцінки геомеханічного стану гірських порід в процесі буріння свердловин.	139

ВСТУП

Вивчення властивостей і стану гірських порід у масиві є щораз актуальнішим у зв'язку з тенденцією росту ускладнень під час проведення гірничих робіт. За останні роки значно зросли глибини розвідувальних і експлуатаційних свердловин, ведуться пошуки покладів нафти і газу складнішої геологічної будови з жорсткішими в аспекті буріння і розробки термобаричними умовами залягання, що вимагає нових підходів до прийняття технічних і наукових рішень.

Важливою складовою частиною цієї проблеми є розробка способів прогнозування й оцінки геомеханічного стану порід, які перетинаються свердловиною в процесі буріння, бо об'єктивне й оперативне прогнозування геомеханічного стану гірських порід дає змогу на основі завчасного визначення місцезнаходження інтервалів небезпечних ускладнень під час буріння вибирати оптимальні технологічні варіанти ведення робіт, заздалегідь виконувати заходи по запобіганню ускладнень.

З метою вирішення цієї проблеми розроблено ряд механічних, електричних, магнітних, термічних, акустичних, геохімічних та інших методів, що базуються на вивченні фізичних природних і штучних полів різного походження. Але більшість з них - це методи із запізненням інформації на величину часу відставання відбору із свердловини промивальної рідини і шламу або на величину часу, необхідного для підймання інструменту, а також на величину часу оброблення інформації (від десятків хвилин до десятків годин). В той же час наявні методи миттєвої прив'язування отриманих даних до розрізу не дають необхідної інформації про геомеханічний стан порід, що перетинаються свердловиною, і, відповідно, змоги запобігти ускладнень. У зв'язку з цим виникає необхідність у розробці оперативних нетрудомістких методів прогнозування геомеханічного стану порід у процесі буріння свердловин. Вирішенню вказаних задач і присвячена ця робота.

Метою роботи є розробка методики оцінки геомеханічного стану порід, що перетинаються свердловиною в процесі її буріння, на основі вимірювання геоелектричних потенціалів на поверхні в приустьовій зоні свердловини.

Основні задачі досліджень. 1. Встановити взаємозв'язок виміряного сигналу з величиною гірського тиску, літологією і буримістю гірської породи.

2. Провести експериментальні дослідження геоелектричних полів приустьової зони свердловин в процесі їх буріння в різних гірничо-геологічних умовах.

3. Розробити методику оперативної оцінки та прогнозування геомеханічного стану гірських порід на основі експериментів.

4. Дослідити і впровадити в практику буріння розроблену методику.

Наукова новизна дисертації. Уточнена методика вимірювання електричного потенціалу гірської породи, сформованого в процесі буріння свердловини, принципова відмінність якої полягає в розташуванні датчиків біля свердловини, що буриться.

В результаті узагальнення експериментальних досліджень встановлено, що вимірюваний сигнал отримується з привибійної зони свердловини, що буриться і може бути гарантовано виділений на фоні початкового з глибини до 3000 м.

Показаний зв'язок виміряного сигналу з величиною гірського тиску в пласті, який розбурюється, та підтверджена його кореляція з літологією і буримістю гірської породи.

Практична цінність роботи полягає в тому, що розроблений автором метод оцінки і прогнозування геомеханічного стану гірських порід в процесі буріння дозволяє своєчасно виявляти ділянки масиву порід, які схильні до ускладнень геомеханічного характеру. Це дає можливість завчасно вибирати

і застосовувати раціональні методи попередження ускладнень, що в свою чергу підвищує ефективність процесу буріння свердловин.

Реалізація роботи. Результати досліджень і методика оцінки геомеханічного стану гірських порід впроваджено в практику буріння свердловин на площах Хрестищенського і Шебелинського відділень бурових робіт БУ "Укрбургаз".

Апробація роботи. Основні положення дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на науково-технічних радах АТ "Укрнафта" (Київ, 1987, 1988 р.р.), науково-практичній нараді у ВНДГРІ ВО "Арктикморнафтогазрозвідка" "Методи прогнозування АВПТ при пошуках і розвідці родовищ нафти і газу" (Мурманськ, 1988 р.), науково-практичних конференціях молодих вчених і спеціалістів ЗахСибБурНДПІ "Сучасні технології і технічні пристрої, що підвищують техніко-економічні показники будівництва нафтогазорозвідувальних свердловин" (Тюмень, 1989 р.) і "Проблеми науково-технічного прогресу в будівництві глибоких свердловин у Західному Сибіру" (Тюмень, 1990р.), 16-ій науково-практичній конференції молодих вчених і спеціалістів УкрНДГРІ "Вклад молодих вчених і спеціалістів у підвищення ефективності геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ" (Львів, 1989р.), 17-ій конференції молодих учених і спеціалістів УкрНДГРІ "Проблеми буріння і дослідження свердловин, геологічні і геофізичні методи пошуку і розвідки нафтових і газових родовищ" (Полтава, 1991р.), всесоюзній нараді "Шляхи прискорення науково-технічного прогресу в будівництві свердловин" (Дивноморськ, 1991р.), міжнародній науково-практичній конференції "Проблеми і шляхи енергозбереження України" (Івано-Франківськ, 1993р.), міжнародній науково-методичній конференції "Проблеми буріння нафтових і газових свердловин на родовищах України, шляхи удосконалення підготовки фахівців" (Івано-Франківськ, 1995 р.), науково-практичній конференції "Нафта і газ України-96" (Харків, 1996р.), нау-

ково-практичній конференції “Шляхи підвищення якості підготовки спеціалістів для будівництва та експлуатації систем трубопровідного транспорту” (Івано-Франківськ, 1998р.), міжнародній науково-практичній конференції “Нафтова освіта на межі тисячоліть: минуле, сьогодення, майбутнє” (Івано-Франківськ, 1998р.).

Публікації. За результатами досліджень, які викладені в дисертації, опубліковано 7 статей (в тому числі 1 самостійна), 2 тез доповідей науково-технічних конференцій і 1 депонована стаття, одержано 2 авторські свідоцтва на винахід.

Об’єм роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів і висновків, переліку використаних джерел інформації та додатків. Зміст роботи викладений на 143 сторінках і містить 5 таблиць на 7 сторінках, 40 рисунків на 40 сторінках, перелік інформації з 60 найменувань на 5 сторінках.

Дисертаційна робота є результатом проведених автором досліджень під час навчання в аспірантурі ІФІНГ і роботи в НДІ НГТ за період 1986-1999 р.р.

Автор вдячний д.т.н., професору Б.Г.Тарасову під керівництвом якого сформувався розвинутий в дисертаційній роботі науковий напрямок і к.т.н., доценту Б.М.Малярчуку за керівництво і постійну увагу до роботи.

За цінні поради щодо застосування одержаних наукових результатів у практиці буріння автор вдячний д.т.н., професору Я.С.Коцкуличу, д.т.н., професору В.Г. Ясову, д.т.н., професору Бойку В.С., к.т.н., доценту А.І. Волобуєву та багатьом іншим за корисні поради та участь у виконанні промислових досліджень та впровадження розробок дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ ГЕОМЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

1.2 Напружений стан незайманого гірського масиву

Однією з особливостей гірського масиву, як об'єкта досліджень у гірничій геомеханіці, є та, що задовго до розкриття гірничою виробкою, він знаходиться в напруженому стані, який надалі будемо називати початковим, на відміну від додаткового напруженого стану, що виник внаслідок проводки гірничої виробки. Початковий напружений стан породних масивів у загальному випадку є функцією просторової і часової координат. Тому фактори, що впливають на його формування, доцільно розділити на такі, що діють постійно і на такі, що діють локально [5, 7, 24, 39].

До першої групи факторів належать: гравітаційне поле, температурне поле, фізико-механічні властивості і структурно-механічні особливості породних масивів, рельєф земної поверхні, космічні фактори; до другої групи - тектонічні та горотворні процеси, дії підземних та наземних вод і газів, виробнича діяльність людини.

Основним фактором, який створює початкове поле напружень гірського масиву, є сила тяжіння (гравітація).

Напружений стан незайманого масиву порід (який не має явно вираженого, наприклад, тектонічного характеру напружень) в багатьох випадках можна вважати за статичний, за стан рівноваги під дією власної ваги порід. Для оцінки компонентів початкового поля напружень порода розглядається як однорідне ізотропне середовище, що задовольняє закону Гука (виконується лінійний зв'язок між напруженнями і деформаціями). На глибині H від земної поверхні уявно виділимо кубик (рис.1.1) з розмірами, що забезпечують елементарний об'єм [7, 23]. Для зручності кубик зорієнтуємо у про-

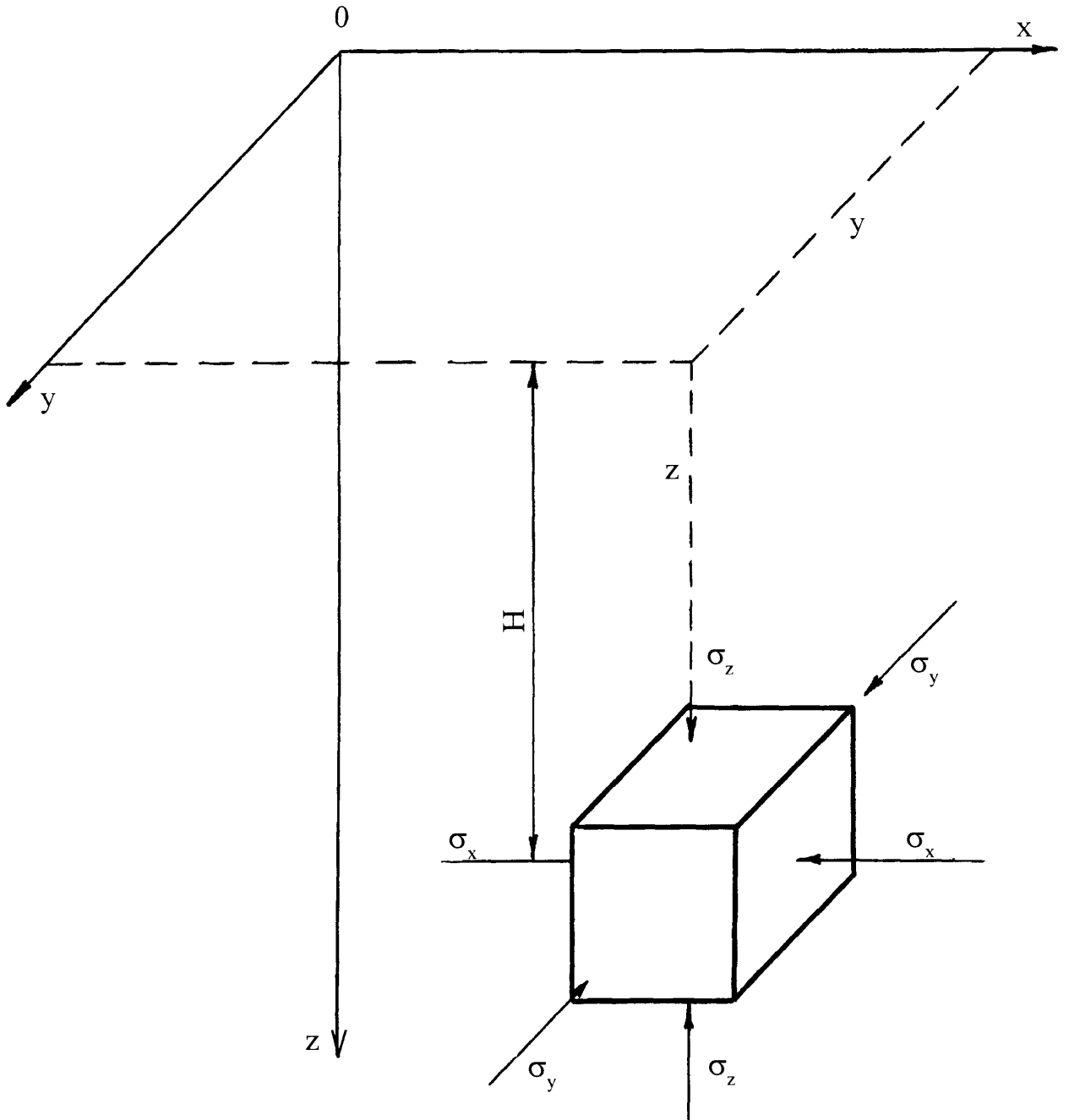


Рис.1.1 - Позначення компонентів напруженого стану в прямокутній системі координат

сторі так, щоб компоненти напружень σ_x , σ_y , σ_z були головними нормальними напруженнями.

Тоді значення всіх компонентів напружень будуть визначатися наступною системою рівнянь:

$$\begin{aligned}\sigma_z &= \rho_n gH, \\ \sigma_x &= \sigma_y = \lambda \rho_n gH = \frac{\mu}{1-\mu} \rho_n gH,\end{aligned}\tag{1.1}$$

де ρ_n - густина гірської породи; g - прискорення вільного падіння; H - глибина залягання породи; λ - коефіцієнт бокового розпору; μ - коефіцієнт Пуассона.

Такий результат (1.1) вперше було одержано А.Н.Динником [23]. Коефіцієнт бокового розпору порід - дуже важлива характеристика, яка визначає розподіл напружень у незайманому гірському масиві. У випадку, коли $\mu = 0,5$, тобто $\lambda = 1$, виникає стан гідростатичного розподілу напружень у масиві, а значить:

$$\begin{aligned}\sigma_z &= \int_0^H \rho_n(z) g dz; \\ \sigma_x &= \sigma_y = \sigma_z; \\ \tau_{xy} &= \tau_{xz} = \tau_{zy} = 0,\end{aligned}\tag{1.2}$$

де τ - дотичні напруження.

Цей випадок для міцних монолітних порід реалізується на глибині, яка достатня для того, щоб у породах була перевищена межа міцності і настав пластичний стан порід. Для слабких порід, здатних до пластичної течії під час невеликих навантажень (глина, глинисті і піщані сланці та інші), гідростатичний стан масиву може проявитись на невеликих глибинах.

Для ідеально пружних гірських порід коефіцієнт бокового розпору змінюється в межах 0,25-0,4. Однак, реальні породи мають здатність повзти.

За тривалий період існування гірських порід в результаті повзучості початковий напружений стан порід вирівнюється.

Співвідношення між компонентами напружень

$$\begin{aligned}\frac{\sigma_y}{\sigma_z} &= \lambda_y; \\ \frac{\sigma_x}{\sigma_z} &= \lambda_x; \\ \frac{\tau_{xz}}{\sigma_z} &= \lambda_{xz}; \\ \frac{\tau_{xy}}{\sigma_z} &= \lambda_{xy}; \\ \frac{\tau_{zy}}{\sigma_z} &= \lambda_{zy}\end{aligned}\tag{1.3}$$

при $t \rightarrow \infty$ прямує до наступних границь:

$$\begin{aligned}\lambda_x &\rightarrow 1; \\ \lambda_y &\rightarrow 1; \\ \lambda_{xz} &\rightarrow 0; \\ \lambda_{xy} &\rightarrow 0; \\ \lambda_{zy} &\rightarrow 0,\end{aligned}\tag{1.4}$$

де t - час.

Поле початкових напружень, в якому $\lambda_x = \lambda_y = 1$, $\lambda_{xz} = \lambda_{xy} = \lambda_{zy} = 0$, називається гідростатичним, а поле напружень, в якому $\lambda_x \neq 1$, $\lambda_y \neq 1$, $\lambda_{xz} \neq 0$, $\lambda_{xy} \neq 0$, $\lambda_{zy} \neq 0$ - негідростатичним.

Реологічні процеси в гірському масиві з часом перетворюють негідростатичне поле в гідростатичне. Ступінь цього перетворення може бути різним і визначатися багатьма факторами. Наприклад, тектонічні та горотворні явища, можуть загальмувати цей процес або взагалі призвести до появи негідростатичного поля напружень з $\lambda_y > 1$, $\lambda_x > 1$.

Розрізняють релаксуючі породи (глинисті і соляні) і нерелаксуючі, точніше, повільно релаксуючі породи (міцні пісковики, вапняки, доломіти і т.д.). Так, експериментально встановлено [7], що у взірцях кам'яної солі і

глинистого слабкого пісковика за декілька десятків годин напруження релаксують відповідно в інтервалі зміни коефіцієнтів $\lambda=0,67-0,93$ і $\lambda=0,39-0,45$. В той же час у міцних карбонатних породах і пісковиках реологічні процеси протікають надзвичайно повільно. Про повільну релаксацію у цих породах свідчить, наприклад, той факт, що порові канали в них не затікають протягом геологічних епох навіть при можливості вільного витікання пластової рідини [7].

Отже, якщо за час, достатній для встановлення рівноваги в гірському масиві, взяти вік земної кори ($t \rightarrow \infty$), то в залежності від основних визначальних факторів його початкове поле напружень до моменту проведення гірничої виробки можна вважати гідростатичним [7].

1.2 Напружено-деформований стан приствольної зони масиву при бурінні свердловини

Буріння свердловин на нафту, газ та інші види мінеральної сировини пов'язано із порушеннями природного стану гірських порід. Неминучим наслідком таких порушень є механічні процеси в породних масивах, зумовлені проявами гірничого тиску. Залежно від визначальних факторів прояви гірничого тиску можуть закінчуватися або на стадії формування нового локального поля напружень навколо свердловини, або утворенням у приствольній зоні деякої граничної області (області понижених напружень), в якій гірські породи можуть зазнати всіх видів непружних деформацій - від крихкого руйнування до в'язкопластичної текучості. Останній, найбільш складний вид проявів гірничого тиску супроводжується зміною форми і розмірів поперечного перерізу стовбура свердловини і, як наслідок, каверноутвореннями, необхідністю проробок, прихопленнями і порушеннями міцності бурильної і обсадної колон [7].

Вирішення актуальних задач розвитку нафтогазової промисловості неможливо без детального вивчення фізичних властивостей гірських порід, які складають розрізи нафтогазових родовищ. Знання фізичних властивостей осадових порід дає змогу оцінити запаси і продуктивність нафтових і газових пластів, інтерпретувати матеріали геофізичних досліджень, визначати оптимальний режим буріння свердловин (навантаження на долото, швидкість обертання долота, подачу промивальної рідини і інші), вибирати раціональну систему розробки родовищ нафти і газу і т.п. Фізичні властивості осадових гірських порід залежать перш за все від їх хіміко-мінералогічного складу, структури і текстури; в той же час зміна цих властивостей контролюється термодинамічними і геохімічними умовами, активністю підземних вод і газів та іншими природними факторами. Проаналізуємо картину механізму прояву гірничого тиску в свердловині.

Гірські породи в масиві завжди перебувають у напруженому стані, кількісною характеристикою якого є гірничий тиск. Основним фактором, що формує початкове поле напружень гірського масиву, є сила тяжіння. Напружений стан гірських порід пов'язаний з певним запасом потенціальної пружної енергії, кількість якої пропорційна об'єму і глибині залягання породи [7]. Переходячи з одного напруженого стану в інший, гірські породи нагромаджують або віддають цю енергію, в останньому випадку виконується робота по переміщенню частинок породи. Робота по переміщенню частинок породи призводить до зменшення пружної енергії пласта в межах впливу свердловини.

Вихідною є також уява про існування в незайманому гірському масиві в більшості випадків простого поля напружень, сформованого в умовах наближеної ізоσταзії, де остання розглядається як загальна тенденція до зрівноваженого стану квазіпластичних гірських порід у гравітаційному полі. Якщо в процесі геологічного розвитку цей стан (рівномірного всесторонньо-

го стискування) з якихось причин і порушується, то за тривалий час в результаті квазіпластичних деформацій стан рівноваги відновлюється.

Розкриття гірського масиву свердловиною порушує встановлений стан ізостазії. Поблизу свердловини формується локальне негідростатичне силове поле з максимальною концентрацією напружень на її стінці. Перерозподіл біля гірничої виробки раніше існуючих напружень - фундаментальне положення теорії гірничого тиску. Природні фактори як і у випадку порушення рівноваги тектонічними силами, починають роботу, пов'язану з відновленням стану ізостазії. В зв'язку з концентрацією напружень цей процес біля свердловини відбувається інтенсивніше, причому основне полягає не стільки в концентрації напружень, скільки в тому, що їх розподіл стає суттєво відмінним від гідростатичного. Нові напруження сприяють виникненню різноспрямованих деформацій.

З точки зору порушення найбільш небезпечними для гірських порід є напруження розтягу і зсуву. Коли носійна здатність порід виявляється недостатньою, то біля свердловини утворюється деяка гранична область деформацій. Породини в цій області зазнають всього спектру квазіпластичних деформацій від крихкого руйнування до в'язкопластичної течії, в результаті макро- і мікротріщиноутворення збільшуються в об'ємі і зміщуються до ствола свердловини. Напруження в граничній області зменшуються, тому таку область також називають областю понижених напружень. Відбувається розрядка пружної енергії пласта. Межа концентрації напружень з утворенням граничної області або зміщується вглиб гірського масиву, якщо квазіпластичні деформації супроводжуються головним чином руйнуванням порід, або залишається на стінках свердловини [7].

Схему розподілу кільцевих та радіальних напружень для першого випадку представлено на рис.1.2. Ці процеси деформації розвиваються в часі і відображають різноманітні форми прояву гірничого тиску, які або

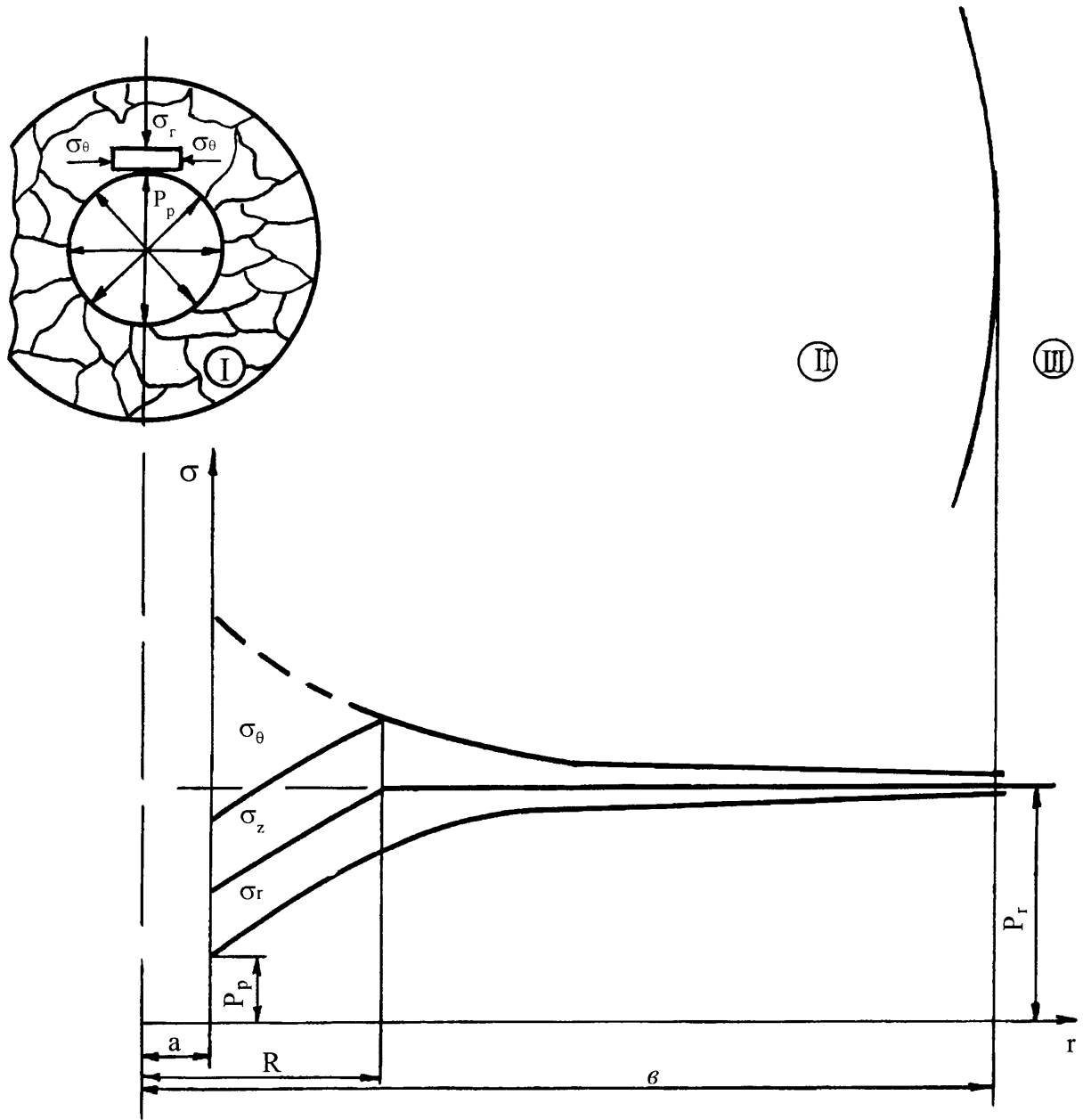


Рисунок 1.2 - Схема розподілу кільцевих і радіальних напружень

закінчуються на стадії утворення нового поля напружень (при цьому деформації гірських порід залишаються в межах пружності), або супроводжуються непружними деформаціями порід. Непружне квазіпластичне деформування порід залежно від визначальних факторів супроводжується каверноутворенням або звуженням ствола свердловини. При незмінних початкових умовах утворення граничної області через певний час завершується і разом з цим припиняються ускладнення, пов'язані з проявами гірничого тиску.

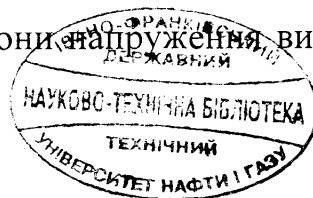
Утворення порожнин, свердловин, виробок в земній корі під час геотехнологічних робіт в попередньо напруженому масиві призводить до перерозподілу напружень, до формування нового локального напружено-деформованого стану, прилеглого до гірничої виробки або до свердловини. На рис.1.3 представлено розподіл напружень у приствольній зоні свердловини. Аналізуючи розподіл бачимо, як утворення вирізу призводить до того, що замість гідростатичного стану, показаного пунктирною лінією напружень ($\sigma_z = \sigma_\theta = \sigma_r = \rho_n g H$), виникає стан, в якому $\sigma_{\theta,r} = \rho_n g H$, тобто існує концентрація напружень на стінці свердловини

$$k(r) = \frac{\sigma_{\theta,r}}{\rho_n g H}, \quad (1.5)$$

де $k(r)$ - концентрація напружень на стінці свердловини.

Вертикальні напруження на стінці виробки дорівнюють нулю і монотонно зростають з віддаленням від стінки (зростання координати r). Ясно, що на стінці виробки і в масиві, який її оточує, діють великі напруження зсуву τ , які спричинюють руйнування крайової зони. Відбувається фіктивне збільшення радіусу виробки, яке супроводжується розвантаженням контура і переносом максимальних бокових напружень вглиб масиву (рис.1.4).

Із рис.1.4 видно, що частина масиву на глибині $r_{гис}$ (зона гранично-напруженого стану) зазнає руйнування і частково розвантажується від напружень, що діяли раніше. При цьому, в цій частині зони напруження вияв-



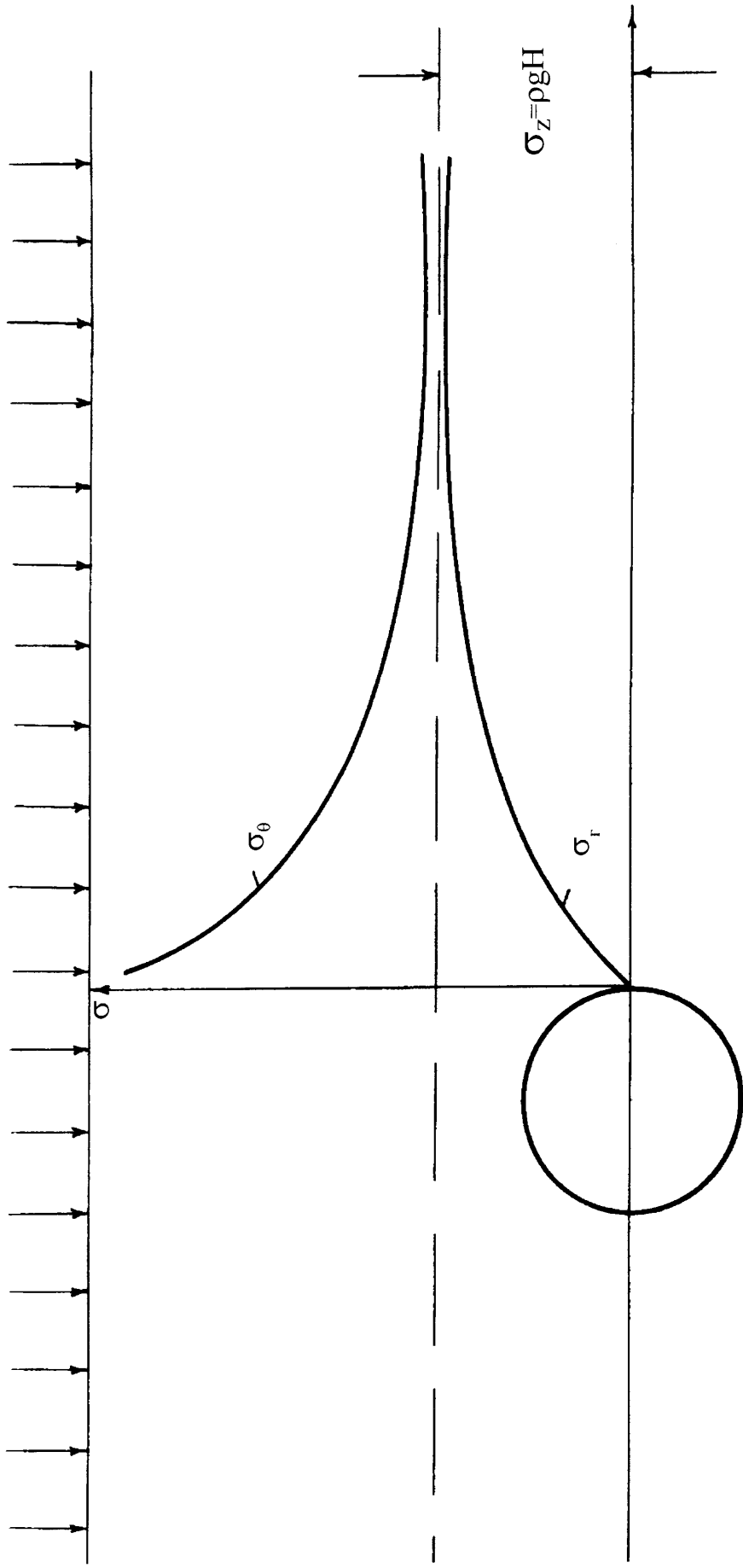


Рисунок 4.3 - Розподіл геомеханічних напружень у приствольній зоні свердловини

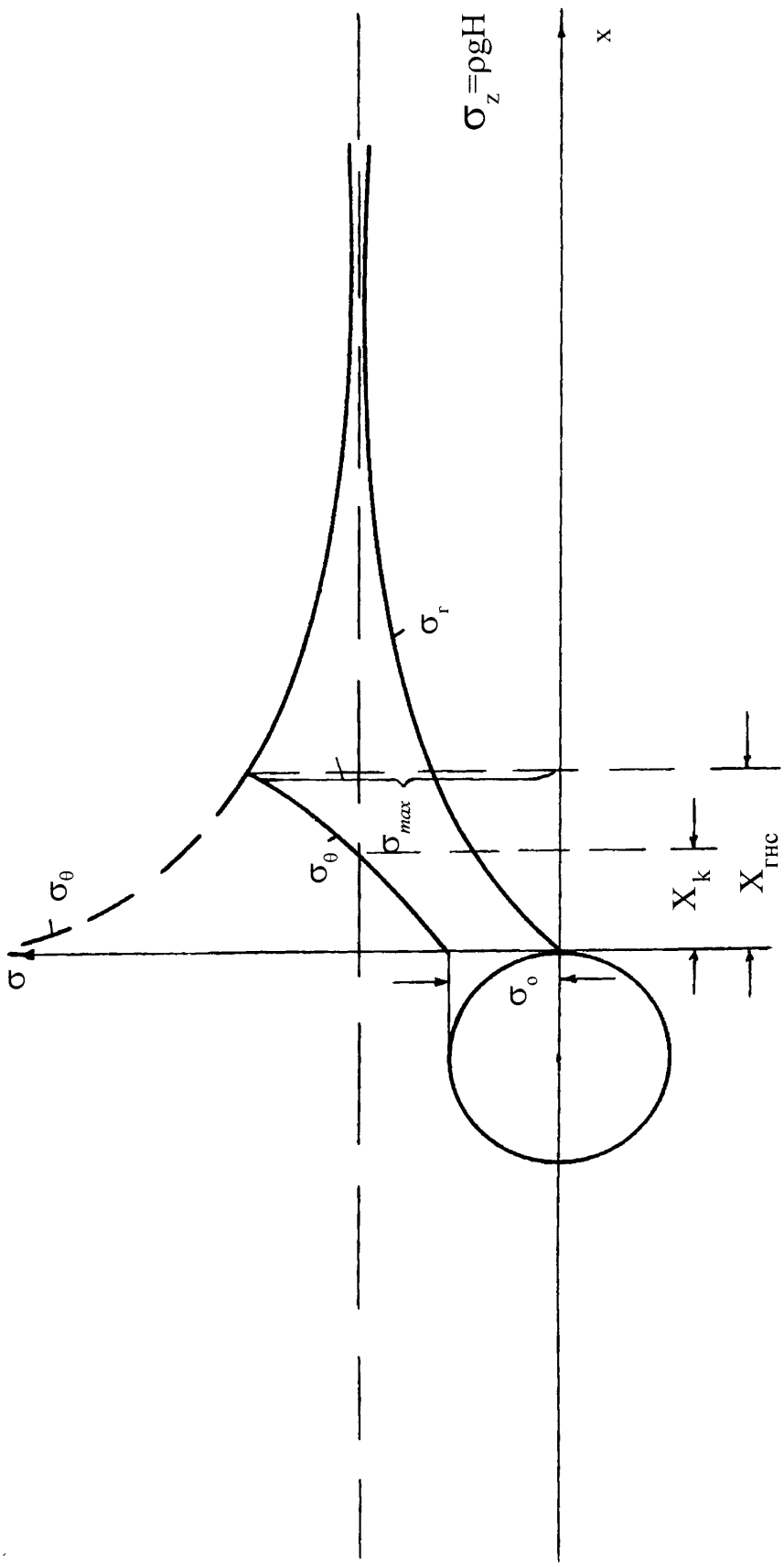


Рисунок 4.4. Розподіл геомеханічних напружень у приствольній зоні свердловини після розвантаження масиву

ляються нижчими від гідростатичних. Ця зона називається зоною відтиску або зоною каверноутворення (відстань r_k).

Зону гранично-напруженого стану масиву прийнято називати крайовою зоною. В ній найінтенсивніше відбуваються процеси перерозподілу напружень у часі (процеси релаксації), а також діють найвищі градієнти механічних напружень

$$\nabla \sigma = \frac{\sigma_{\max} - \sigma_o}{r_{\text{гнс}}}. \quad (1.6)$$

За градієнтом геомеханічних напружень прийнято визначати початок каверноутворення, раптового руйнування крайової частини, гірничого удару, раптового викиду і т.п.

Часто в якості сумарного показника напружень стану масиву використовують перший інваріант тензора напружень, який дорівнює сумі головних напружень $\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_{rr}$. Крива, що характеризує розподіл першого інваріанта, аналогічна кривій розподілу вертикальних напружень σ_z .

Методи вимірювання напружень, які діють в масиві гірських порід, можна умовно розділити на диференціальні, за якими вимірюються головні напруження σ_{zz} , $\sigma_{\theta\theta}$ і σ_{rr} (за допомогою тензометричних давачів, що закріплюються на вибої свердловини), та інтегральні, за якими вимірюється перший інваріант тензора напружень (за допомогою гідропатронів циліндричної форми, які вводяться у свердловину і створюють силову реакцію на масив по периметру свердловини, або за допомогою електродів за методом електрондування). Тензометричні дослідження проводяться інститутом гірничої механіки і маркшейдерської справи і його філіалами, розташованими в гірничовидобувних районах. Вони дуже трудомісткі і неприйнятні для застосування в породах осадового комплексу у зв'язку із труднощами очищення вибоїв від бурового шламу і пилу та закріплення тензосистем. Дослідження з допомогою гідропатронів проводилися ВНДІ (Санкт-

Петербургу) та Східним НДІ (Кемерово), їх методика належним чином відпрацьована [7, 43]. Є також і інші методи інтегральної оцінки напруженого стану масиву: за виходом бурового шламу із свердловини, за каверноутворенням, за газовиділенням із окремих інтервалів свердловини, за електричним опором крайової частини масиву в методі електрондування та інші. Всі ці методи підтверджують показаний на рис.1.4 характер розподілу вертикальної і горизонтальних складових напружень.

Таким чином, крайова зона є базовим профілем, в межах якого розподіл геомеханічних напружень і їх першого інваріанта ретельно вивчено і надійно встановлено. Тому можна впевнено використовувати її для оцінки інформативності нових методів контролю напружено-деформованого стану масиву.

1.3 Явища електризації гірських порід під час механічного навантаження

До відомих явищ електризації гірських порід і мінералів під час дії напружень належать явища п'єзоелектрики, сейсмоелектричний ефект 2 роду, трибоелектризація, електризація при крихкому руйнуванні кристалічних діелектриків, електризація при розриві подвійного електричного шару на контакті двох різнорідних діелектриків або напівпровідників, а також ряд інших, які знаходять пояснення в межах названих вище явищ.

Вперше п'єзоэффект було виявлено і вивчено П. Кюрі у 1880 році на кристалах кварцу [22, 50]. О.В. Шубников теоретично довів і підтвердив експериментально на штучно виготовлених текстурах [22], що анізотропні текстури, які належать до груп симетрії ∞ , $\infty \cdot m$, $\infty:2$, мають п'єзоелектричні властивості. Вивчення природних текстур дало змогу Є.І. Пархоменко і І.М. Воларовичу виявити п'єзоэффект у гірських порід і мінералів багатьох типів

[8, 9, 36]. Згідно з [22], суть п'єзоефекту полягає в тому, що під дією навантаження на кристал або текстуру виділений об'єм поляризується, тобто набуває дипольного моменту, проекції якого на осі довільно вибраної декартової системи координат пов'язані з компонентами тензора напружень наступним чином:

$$\vec{j}_i = d_{ijk} \sigma_{jk}, \quad (1.7)$$

де \vec{j}_i - вектор дипольного моменту одиниці об'єму; d_{ijk} - п'єзоелектричний тензор (модуль); σ_{jk} - компоненти тензора напружень.

Поля, що мають п'єзоелектричну природу, в гірських породах при природній вологості надзвичайно швидко зникають (релаксують). Тривалість t життя поля, яке при цьому виникає, визначається діелектричною проникністю і провідністю гірських порід:

$$t = \varepsilon \varepsilon_0 \gamma_e, \quad (1.8)$$

де ε - діелектрична проникність породи; ε_0 - відносна діелектрична проникність; γ_e - питома електрична провідність гірських порід.

З (1.8) випливає, що величина t може бути великою тільки для добрих діелектриків. Стосовно гірських порід в природному стані величина цього параметра коливається від 10^{-5} с для ангідритів, базальтів, габбро і кам'яних солей до 10^{-16} с для сульфідів і антрацитів.

Для гірських порід, п'єзоелектричний ефект можна виявити лише в динамічному режимі прикладання навантаження з частотою від $1 \cdot 10^4$ Гц до $1 \cdot 10^7$ Гц. Не випадково, як один із методів виявлення кварцевих і пегматитових жил, у геофізиці застосовують метод реєстрації електричних коливань під час підривання точкових зарядів [8, 36].

Сейсмічний ефект 2 типу - це виникнення різниці потенціалів між сусідніми точками у вологовмісній породі під час проходження через неї пружної хвилі, причому знак цієї різниці залежить тільки від напрямку век-

тора тиску [17, 18]. Під час збудження інтенсивних пружних хвиль за допомогою удару або вибуху А.Г. Іванов [17, 18] зареєстрував появу різниці потенціалів у двох сусідніх масивах гірських порід. Надалі Я.І. Френкель [48] теоретично обгрунтував дане явище і одержав розрахункову формулу, яка пов'язує величину різниці потенціалів, що при цьому виникає, з частотою пружних коливань, пористістю і рядом інших параметрів, а М.С. Анциферов [2] відтворив сейсмоелектричний ефект у лабораторних умовах. Згідно з Я.І. Френкелем, в результаті проходження пружної хвилі відбувається зміщення рухомої дифузійної частини подвійного електричного шару Гельмгольца, який виникає на контакті твердої і рідкої фаз. Внаслідок такого зміщення збуджується електрична різниця потенціалів.

Трибоелектризація або електризація з допомогою тертя поверхонь відома дуже давно. Класифікація основних типів електризації тертям наведена у монографії Л. Леба [29]. Сьогодні явища трибоелектризації широко використовуються в промисловості для осаджування твердих частинок у електрофільтрах, сепарації подрібнених речовин на фракції і т.д.

Великий інтерес викликають явища електризації під час руйнування кристалів [10, 13, 33]. До явищ цього типу відносяться також триболюмінесценція і електронна емісія під час розколювання твердих тіл у вакуумі.

Давно відомо [33], що під час розщеплення слюди і руйнування деяких кристалів спостерігається слабке світіння й електромагнітне випромінювання слабкої інтенсивності. Всі ці явища мають одну природу, яку А.А. Воробйов [11] вбачає у зарядженості поверхонь тріщин розриву і зсуву внаслідок неоднакової концентрації дефектів, які несуть додатні і від'ємні заряди в об'ємі кристалу. У роботі [11] дана формула для розрахунку напруженості E електричного поля, яке виникає під час руйнування кристалу всередині тріщини клиноподібної форми,

$$E = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{ar}, \quad (1.9)$$

де φ_1, φ_2 - величина потенціалу механо-електричної поляризації гірських порід на поверхнях тріщини; a - кут розкриття тріщини; r - відстань по радіусу від вершини тріщини до точки, де розраховується напруженість поля; $\varphi_2 - \varphi_1$ - різниця потенціалів між берегами тріщини.

Названі вище механо-електричні явища пов'язані із прямим перетворенням механічної енергії в енергію електричного поля. Поряд з цим існує ряд явищ, не пов'язаних із безпосереднім переходом механічної енергії в електричну, але які можуть бути віднесені до механо-електричних ефектів, оскільки вони пов'язані із змінами електричного поля поряд із відповідними змінами напруженого стану гірських порід [42]. Одним із таких ефектів є властивість локальних геоелектричних полів у крайових зонах масивів відображати їх геоелектричний стан (рис.1.5) [37,43]. Головною особливістю поля є його стаціонарний характер (вектор напруженості поля зберігає свою величину і напрям тривалий час за відсутності змін у напруженому стані). Крім того, це явище характерно не тільки для кам'яного вугілля, яке має п'єзоефект і діелектричні властивості, але й для поліметалевих руд [37].

Результати експериментів показали [43], що зміна потенціалу природного стаціонарного електричного поля відповідає зміні першого інваріанта тензора напружень; якщо не враховувати знаку потенціалу відносно устя свердловини, в якій проводяться вимірювання, точкам мінімальних і максимальних значень першого інваріанта тензора відповідають мінімальні та максимальні значення потенціалу, тобто існує кореляційний зв'язок напружень і потенціалу (рис.1.6).

У роботі [43] висунуто гіпотезу про те, що основною причиною спостережуваного ефекту є електрична неоднорідність гірських порід навколо

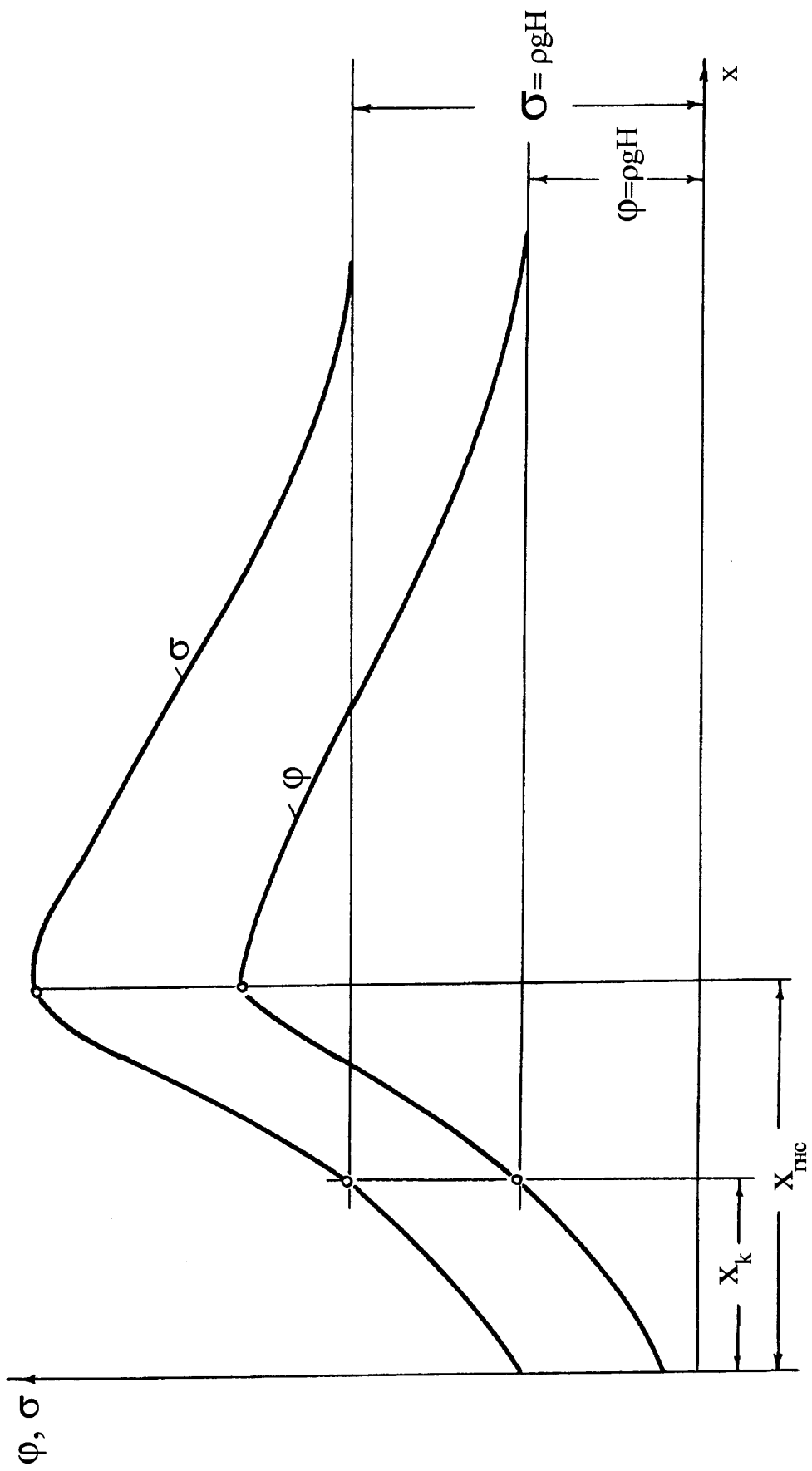


Рисунок 1.5 - Розподіл потенціалу геоелектричного поля і геомеханічних напружень в крайовій частині масиву гірських порід

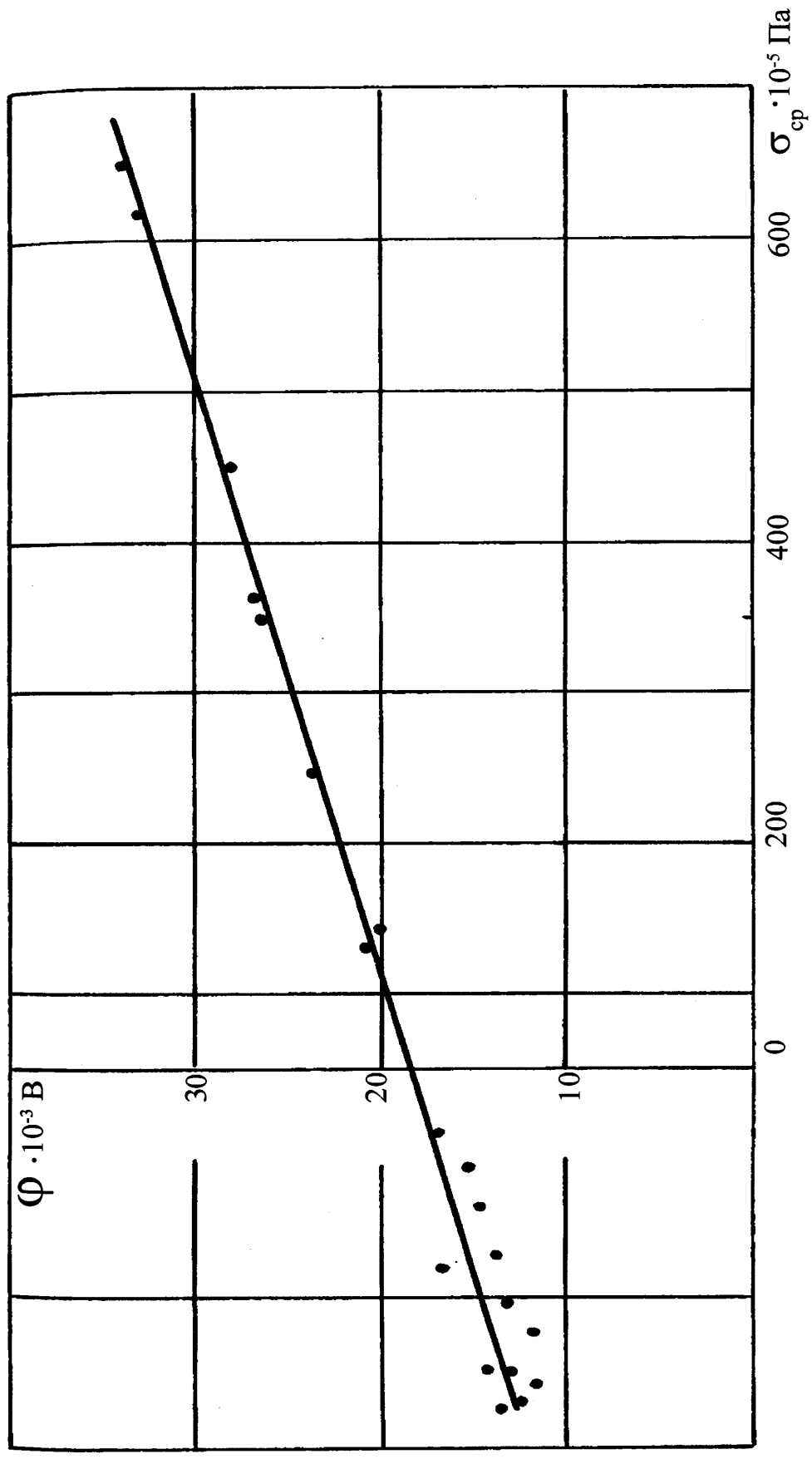


Рисунок 1.6 - Кореляційний зв'язок потенціалу природного геоелектричного поля (Φ) та середніх напружень ($\sigma_{\text{ср}}$) у гірничому масиві, коефіцієнт кореляції $r = 0,98$

виробок, яка виникає внаслідок перерозподілу напружень і утворення зон відтиску і опорного тиску в крайовій зоні масиву поблизу контура виробок.

А.П. Краєвим [26] показано, що в зонах неоднорідності гірських масивів під дією зовнішнього електричного поля \vec{E} можуть збиратися електричні заряди з об'ємною густиною

$$\delta = \frac{\varepsilon}{4\pi} \left(\nabla \ln \frac{\varepsilon}{4\pi\gamma_e} \vec{E} \right), \quad (1.10)$$

де ε - діелектрична проникність породи; γ_e - питома електрична провідність.

Причому ε і γ_e у зв'язку з неоднорідністю середовища є функціями напружень в певних точках. Накопичення зарядів призводить до появи додаткового електричного поля, пов'язаного з електричною неоднорідністю гірських порід у масиві

$$\vec{E} = -\frac{1}{4\pi} \int_{(V)} \frac{(\vec{E} \nabla \ln \gamma_e) \vec{r}}{r^3} dV + \frac{1}{4\pi} \int_{(V)} \frac{(\vec{E} \nabla \ln \varepsilon) \vec{r}}{r^3} dV. \quad (1.11)$$

Обидва інтеграли у виразі (1.11) перетворюються в нуль тільки в однорідному середовищі, оскільки ε і γ_e залежать головним чином від середніх значень напружень у масиві (від першого інваріанта тензора), тому підставляючи у (1.11) замість ε і γ_e функції $\varepsilon(\sigma_c)$ і $\gamma_e(\sigma_c)$, одержуємо безпосередній зв'язок додаткової компоненти електричного поля з геомеханічним фактором (σ_c).

$$\vec{E} = -\frac{1}{4\pi} \int_{(V)} \frac{(\vec{E} \nabla \sigma_c) \gamma'_{e\sigma_c} \vec{r}}{\gamma_e r^3} dV + \frac{1}{4\pi} \int_{(V)} \frac{(\vec{E} \nabla \sigma_c) \varepsilon'_{\sigma_c} \vec{r}}{\varepsilon \cdot r^3} dV. \quad (1.12)$$

Безпосередній вигляд похідних $\varepsilon'(\sigma_c)$ і $\gamma_e'(\sigma_c)$ можна було б отримати, але в цьому немає необхідності, оскільки (1.12) - це інтегральне рівняння для \vec{E} і скористатися ним для безпосереднього розрахунку неможливо, тому воно представляє собою тільки теоретичний інтерес. Із аналізу виразу (1.12) можна зробити висновок, що будь-яка зміна геомеханічного стану масиву

яка пов'язана як із змінами напружень, так і взагалі із будь-якими змінами фізичних властивостей середовища (ε і γ_e), повинна відобразитися на величині напруженості електричного поля. Однак при цьому необхідно, щоб це поле існувало незалежно від того чи змінюється напружений стан масиву, чи ні, тобто це поле повинно утворитися раніше за появу електричної неоднорідності масиву.

1.4 Класифікація методів вивчення розрізу свердловини в процесі буріння

За способом прив'язки одержуваної інформації всі методи вивчення розрізу свердловини в процесі буріння розділяють на дві групи:

- 1) методи з миттєвою прив'язкою інформації до розрізу;
- 2) методи із затримкою інформації на величину часу відставання відбору промивальної рідини і шламу або на величину часу підняття інструмента і обробки інформації (від десятків хвилин до десятків годин) [30].

За джерело інформації при застосуванні методів з миттєвою прив'язкою інформації використовують:

- 1) телесистеми із вмонтованими лініями зв'язку;
- 2) телесистеми, в яких для лінії зв'язку використовується буровий інструмент;
- 3) буровий інструмент;
- 4) талеву систему;
- 5) промивальну рідину на вході у свердловину.

Телесистеми дають змогу безпосередньо одержувати інформацію в процесі буріння, що тотожна інформації, одержуваній комплексом промислово-геофізичних досліджень необсаджених свердловин. Важливою перева-

гою є одержання в ряді випадків якісно нової інформації за рахунок дослідження ділянок розрізу з мінімальним впливом ефекту проникнення в пласти фільтрата промивальної рідини. В необсаджених свердловинах розріз може вивчатися методами електрометрії, радіометрії, термометрії, кавернометрії, інclinометрії та іншими методами. Все це здійснюється також за допомогою телесистем.

Буровий інструмент є носієм інформації про динаміку взаємодії долота з гірською породою у вигляді коливань верху бурильної колони. Амплітуда і частота коливань верху бурильної колони містять інформацію про твердість гірської породи, кількість обертів долота, динаміку взаємодії долота з гірською породою і стан долота.

Талева система через ходовий кінець канату, який пов'язаний з давачем глибини, дає інформацію про глибину свердловини, місцезнаходження долота над вибоєм, проходку і швидкість проходки, а через нерухомий кінець талевого каната, який зв'язаний з давачем ваги - про вагу інструмента на гаку і навантаження на долото.

Промивальна рідина на вході у свердловину дає змогу одержувати інформацію про фонові (вхідні) значення її фізичних властивостей (вміст газу, густину, в'язкість, температуру, опір, мінералізацію, вміст твердої фази та інші). Ця інформація необхідна для виявлення пластів-колекторів. Крім того, за допомогою відповідних давачів у напірній лінії вимірюють витрату промивальної рідини на вході у свердловину, яка є фоном для диференціальної витратометрії, а також тиск у гідравлічній лінії бурової установки. Ці параметри разом зі значенням витрати промивальної рідини на виході із свердловини лягли в основу гідродинамічних методів виділення пластів-колекторів у процесі буріння.

При застосуванні методів із затримкою інформації в якості джерела використовують [30]:

- 1) промивальну рідину на виході із свердловини;
- 2) гірську породу (шлам, керн);
- 3) випробувачі пластів у комплексі з буровим інструментом;
- 4) автономні системи.

Промивальна рідина на виході із свердловини містить інформацію про нафтогазоносні пласти за рахунок флюїдів, які попадають у промивальну рідину із вибуреної породи і пластів. Це призводить до зміни фізичних властивостей промивальної рідини, що дає змогу з урахуванням аналогічних фонових вимірів на вході у свердловину за приростом вимірюваних параметрів виявляти ці пласти і визначати характер їх насичення.

Інформація, що отримується за даними про промивальну рідину, зберігається на величину відставання, що дорівнює часу руху рідини до вибою і від вибою до місця встановлення відповідних давачів у жолобі.

Вимірювання витрати промивальної рідини на виході разом з її витратою на вході дає змогу одержати певний параметр диференціальної витратометрії, який служить для виділення інтервалів поглинання і притоку в розрізі свердловини.

Гірська порода у вигляді шламу, який виноситься на поверхню разом з промивальною рідиною, або у вигляді керну, який піднімається в керновідбірнику, дає змогу отримати інформацію про колекторські (пористість, проникність), механічні й абразивні властивості взірців досліджуваного розрізу, про мінеральний і фракційний склад; це відповідно дає змогу побудувати літологічну колонку і провести стратиграфічний розподіл розрізу, виявити особливості елементного складу, вивчити наявність у кам'яному матеріалі рідких, газоподібних і твердих вуглеводнів, а також виконати інші геолого-геохімічні і петрофізичні визначення.

Величина відставання по шламу дещо більша від величини відставання по промивальній рідині за рахунок седиментаційних явищ, однак основна за-

тримка інформації про шлам пов'язана з часом його підготовки до аналізу і проведення самого аналізу [30].

Випробувач пластів у комплексі з буровим інструментом дає змогу виконувати оперативне випробування виділених у процесі буріння об'єктів з автономною реєстрацією тиску в приймальному балоні і тому несе інформацію як про характер насичення об'єкта випробування (за одержаним флюїдом), так і його фільтраційні характеристики (гідропровідність, проникність) [30].

Затримка інформації, одержаної з допомогою випробувача пластів, пов'язана з часом його підняття на поверхню, проведенням аналізів і обробкою даних автономного манометра.

Автономні системи дають можливість одержувати ту ж інформацію, що і телесистеми з лініями зв'язку. Відмінність полягає в тому, що ця інформація затримується на час, затрачений для підняття і витягування контейнера автономної системи і надання отриманій інформації зручного для інтерпретації вигляду.

Основна інформація, що прив'язується до розрізу як миттєво, так і з затримкою, після обробки за конкретними алгоритмами дає можливість при допомозі тих же наборів давачів одержувати додаткові похідні параметри, інформативність яких вища від інформативності окремо взятих основних параметрів. Як правило, похідна інформація дає змогу прояснити міцнісні, фільтраційні і колекторські властивості об'єкта досліджень, а також характер його насичення.

1.5 Прогнозування механічних властивостей гірських порід за промислово-геофізичними даними

В роботах [1, 38, 49] показано можливість використання промислово-геофізичних параметрів для прогнозування показників буримості та фізико-механічних властивостей гірських порід і зв'язок між механічною швидкістю буріння, твердістю, пористістю порід та даними електричного, акустичного і радіоактивного каротажу. Частина встановлених залежностей мають обмежену область застосування, інші можуть використовуватись тільки для наближеної оцінки фізико-механічних властивостей порід [30].

Швидкість розповсюдження пружних хвиль, що реєструється при акустичному каротажі (АК), і об'ємна густина гірських порід, що визначається за даними густинного гамма-гамма каротажу (ГГК-Г), функціонально пов'язані з деформаційними характеристиками гірських порід (модуль Юнга і коефіцієнт Пуассона), тому використання комплексу цих методів є найбільш перспективним для прогнозування фізико-механічних властивостей порід і показників буримості [38].

Оскільки визначити міцнісні характеристики гірських порід в зв'язку з їх складною мінеральною будовою безпосередньо цими методами важко, то найбільший практичний інтерес представляє аналіз кореляційних залежностей між фізико-механічними властивостями гірських порід і їх колекторськими властивостями.

Комплекс методів АК і ГГК-Г найбільш ефективний при дослідженні свердловин з метою документування розрізів; він дає можливість кількісно оцінити загальну пористість k_n і об'ємний вміст мінеральних компонентів породи [38].

Для основних типів осадових порід методом найменших квадратів було визначено [51] кореляційні залежності твердості $P_{ш}$, коефіцієнта пластичності $K_{пл}$ від загальної пористості k_n (табл.1.1.).

Таблиця 1.1 - Фізико-механічні параметри пористості

Порода	$k_n, \%$	$P_{ш},$ $\times 10^6 \text{ Н/м}^2$	$K_{пл}$	$T_{ск}^*,$ мкс/м	$\rho_{ск}^*,$ $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$
Вапняк	1,5-32,6	4,3-30,7	1,3-5,4	155	2,72
Доломіт	1,0-33,2	7,8-49,	1,1-2,8	142	2,87
Мергель	2,0-21,0	4,2-18,6	1,4-7,0	225	2,65
Глини і аргіліти	1,5-24,3	1,4-24,3	1,3-7,0	315	2,65
Алевроліт	0,6-25,0	1-28,6	1,4-6,3	170	2,65
Пісковик	0,2-31,2	4,3-36	1,1-6,0	170	2,65

* $T_{ск}$ і $\rho_{ск}$ - інтервальний час для скелету породи і її густина.

Таким чином, за даними промислової геофізики, використовуючи кореляційні залежності, можна з певним ступенем точності, прогнозувати твердість, пружність і пластичність порід.

Показники механічних властивостей порід, які використовуються в практичних розрахунках, наближено можна визначити за даними про густину ρ_n , пористість k_n і глибину залягання H цих порід. Окремими дослідниками [47] знайдено емпіричні залежності твердості $P_{ш}$, межі текучості S_m , коефіцієнта пластичності $K_{пл}$ при втискуванні штампа, тимчасового опору порід при стиску $\sigma_{см}$ від ρ_n , k_n і H . Одним із шляхів одержання даних про густину, пористість і глибину залягання гірських порід є відбір і дослідження шламу в процесі буріння. Така методика прогнозування дос-

товірніша від методик прогнозування фізико-механічних властивостей гірських порід за глибиною їх залягання [47], яку застосовують тільки в добре вивченому районі.

Методику прогнозування механічних властивостей гірських порід за даними про їх густину, пористість і глибину залягання можна рекомендувати на пошуковому етапі робіт при відсутності промислово-геофізичних даних і безпосередньому визначенні на зразках [30].

Запропонований в даній роботі спосіб оцінки геомеханічного стану шарів геологічного розрізу, що базується на зв'язку геомеханічного стану глибинних товщ і геоелектричного потенціалу приустьової зони на поверхні землі, відноситься до методів миттєвої прив'язки інформації до розрізу. Його можна використовувати на пошуковому етапі робіт при відсутності промислово-геофізичних даних.

1.6 Мета і задачі досліджень

Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей зміни геоелектричних полів у гірських породах в залежності від їх геомеханічних властивостей, а також розробка методики оцінки геомеханічного стану порід, що перетинаються свердловиною в процесі її буріння, на основі вимірювання геоелектричних потенціалів на поверхні землі в приустьовій зоні свердловини.

Основні задачі досліджень:

1. Встановити взаємозв'язок геологічних умов формування гірського масиву із зміною геомеханічного стану порід і параметрів стаціонарного геоелектричного поля.

2. Провести експериментальні дослідження геоелектричних полів пригирлової зони свердловин в процесі їх буріння в різних гірничо-геологічних умовах.

3. Розробити спосіб і методику оперативної оцінки та прогнозування геомеханічного стану гірських порід на основі експериментів.

4. Дослідити і впровадити в практику бурових робіт розроблену методику.

Для досягнення поставленої мети використано комплекс методик, а саме:

- аналіз існуючих методів дослідження геомеханічного стану порід, які складають розріз свердловини;
- лабораторні і польові дослідження характеру зміни потенціалу природнього стаціонарного геоелектричного поля в приустевій зоні свердловини, в залежності від геомеханічних напружень;
- аналіз результатів досліджень і факторів, які впливають на результати досліджень;
- техніко-економічні дослідження ефективності застосування розробленого методу.

Висновки до першого розділу.

Крайова зона навколо свердловини є базовим профілем, в межах якого розподіл геомеханічних напружень і їх першого інваріанта ретельно вивчено і надійно встановлено. Тому можна впевнено використовувати її для оцінки інформативності нових методів контролю напружено-деформованого стану масиву. Одним з таких методів, є метод який базується на встановленні зв'язку геомеханічного стану глибинних товщ і геоелектричного потенціалу приустевої зони на поверхні землі. Його можна використовувати на пошуковому етапі робіт при відсутності промислово-гефізичних даних.

РОЗДІЛ 2

РОЗВИТОК ФІЗИЧНИХ ОСНОВ ВИВЧЕННЯ ГЕОМЕХАНІЧНОГО
СТАНУ ГІРСЬКИХ ПОРІД ГЕОЕЛЕКТРИЧНИМ МЕТОДОМ2.1 Вивчення геомеханічної природи аномалії потенціалів
стаціонарного геоелектричного поля в земній корі

Гірські породи в природному заляганні постійно зазнають впливу різноманітних зовнішніх полів: механічного, теплового, електромагнітного, гравітаційного, радіаційного.

Електромагнітні поля (як і окремий випадок - електричні) відповідно до причин, що їх викликають, ми класифікували таким чином [19,44]:

1) спорадичні поля, які складаються з полів фізико-хімічного походження (окислювально-відновні, фільтраційні, дифузійно-адсорбційні потенціали і т.п.) і полів, пов'язаних з імпульсними механічними впливами (п'єзоелектричне поле, поля сейсмоелектричного ефекту, трибоелектризація руйнування);

2) постійно діючі електричні поля, які складаються з електромагнітних полів космічного походження;

3) електричні поля, пов'язані із стаціонарним геомеханічним напруженням гірських порід.

Із названих вище найменш вивченим є зв'язок електричного поля і стаціонарного геомеханічного напруження. Для цього явища між геомеханічним напруженням і потенціалом механо-електричної поляризації гірських порід нами встановлена залежність [45]

$$\varphi = k_{m-e}\sigma, \quad (2.1)$$

де φ - потенціал механо-електричної поляризації гірських порід; k_{m-e} - коефіцієнт механо-електричного перетворення; σ - геомеханічне напруження.

Ця залежність дала змогу нам висунути гіпотезу про наявність стаціонарного, градієнтно зростаючого з глибиною електричного поля в земній корі, яке пов'язане з геомеханічним полем напружень.

Потенціал цього геоелектричного поля задаємо у вигляді функції:

$$\varphi_H = \varphi_0 + k_{m-e} \sigma, \quad (2.2)$$

де φ_0 - початкова величина потенціалу на поверхні землі; φ_H - величини потенціалу на глибині H .

Згідно з гідростатичною гіпотезою геостатичне напруження гірських порід

$$\sigma = \rho_n g H, \quad (2.3)$$

де ρ_n - об'ємна густина гірських порід; H - глибина, на якій розглядається геомеханічне напруження; g - прискорення вільного падіння.

Із виразів (2.2) і (2.3) випливає, що електричний потенціал росте з глибиною, тому земна кора знаходиться в полі зростаючих електричних струмів (континентальна кора). Густина цих струмів, що виносяться на поверхню землі, залежить від генерації зарядів механо-електричними перетвореннями і від величини складових тензора напружень.

Від знання закономірностей змін φ_H залежить вирішення багатьох наукових і практичних задач, до яких належить розробка методів і систем контролю за зміною геомеханічного стану гірських масивів навколо свердловин і виробок.

У формулі (2.3), яка дає констатацію механо-електричного перетворення, не вказується внутрішня причина цього зв'язку, тому виникає потреба в подальшому дослідженні з метою фізичного трактування ефекту.

Основна ідея полягає в тому, що в стаціонарних, градієнтних геомеханічних полях можуть існувати потоки (також стаціонарні) заряджених дефектів структури - аніонних або катіонних вакансій, кластерів, тобто мікропорожнин, які складаються з вакансій одного електричного знака і дис-

локацій, на яких існують заряджені сходинокки. Цей процес називається спрямованою дифузією дефектів. У стані термодинамічної рівноваги ці заряджені центри компенсуються зарядами протилежних знаків, тобто в результаті поле відсутнє. Після прикладання напружень рівновага зарядів порушується, оскільки відбувається спрямоване зміщення дефектів і їх відрив від компенсуючої “хмари” зарядів. Виникають дифузійні потоки, густина яких визначається з виразу

$$I = \frac{\Omega_0 n D}{3kT} \text{grad} \sigma, \quad (2.4)$$

де Ω_0 - атомний об'єм дефекту, м^3 ; n - кількість дефектів у одиниці об'єму, $1/\text{м}^3$; D - коефіцієнт дифузії дефектів, $\text{м}^2/\text{с}$; k - стала Больцмана, Дж/К; T - абсолютна температура, К.

Для вакансій $\Omega_0 < 0$, для іонів входження $\Omega_0 > 0$. Із термодинаміки випливає, що в решітці з іонним типом зв'язку кількість вакансій завжди більша за кількість іонів входження, крім того, дифузія вакансій полегшена в порівнянні з дифузією іонів, тому дифузія заряджених дефектів відбувається, головним чином, за рахунок переміщення вакансій.

Напруженість поля стороннього струму (за рахунок переміщення дефектів) має вигляд:

$$E = \frac{j}{\gamma_e} \left(1 - e^{-\frac{\gamma_e t}{\varepsilon}} \right), \quad (2.5)$$

де j - густина стороннього струму, $\text{А}/\text{м}^2$; γ_e - питома електрична провідність середовища, $1/\text{Ом}\cdot\text{м}$; t - час, с; ε - діелектрична проникність, Ф/м.

Для багатьох порід час релаксації заряду $t = \frac{\varepsilon}{\gamma_e} = 10^{-4} \div 10^{10}$ с, тобто

вже при $t \geq 10^{-4}$ с напруженість поля (після перехідного процесу) дорівнює

$$E = \frac{j}{\gamma_e}, \quad (2.6)$$

іншими словами із зміною напружень σ дуже швидко з'являється зміна у величині напруженості поля E - практично синхронно із зміною напружень.

Густина стороннього струму

$$j = qI, \quad (2.7)$$

де q - заряд, що переноситься однією вакансією, Кл.

Тоді із (2.6) з урахуванням (2.4) і (2.7) випливає, що

$$E_{\infty} = \frac{\Omega_0 n D q}{3kT\gamma_e}. \quad (2.8)$$

При подальшому аналізі формули (2.8) всі величини, що входять до неї, крім σ , вважаємо константами, а саме Ω_0 , n , D , q , T , γ_e . Величини Ω_0 , q , k є сталими, що очевидно. Тоді розглянемо співвідношення

$$\frac{nD}{T\gamma_e}. \quad (2.9)$$

Під час зміни температури, наприклад на 100°C , $\Delta\gamma_e \cong \lg 10^b - \lg 10^{(b-1)}$, $\Delta D \cong \lg 10^a - \lg 10^{(a-5)}$, а кількість дефектів n має незначні зміни. Тоді при зміні температури $\Delta T = 100 \text{ K}$

$$\frac{nD}{10^2 \Delta\gamma_e} = \frac{n \cdot 5}{10^2 \cdot 1} = \text{const}. \quad (2.10)$$

Тому, враховуючи, що $E = -\text{grad } \varphi$, з формули (2.6) маємо:

$$-\text{grad} \varphi = \text{grad} \left(\frac{\Omega_0 n D q \sigma}{3kT\gamma_e} \right), \quad (2.11)$$

звідки

$$\varphi = - \frac{\Omega_0 n D q \sigma}{3kT\gamma_e}. \quad (2.12)$$

Із виразу (2.12) випливає, що потенціал механо-електричної поляризації гірських порід змінюється прямо пропорційно до геомеханічного напруження масиву гірських порід.

Із співвідношення Ейнштейна [46] маємо, що

$$\frac{D}{\gamma_e} = \frac{fkT}{nq^2}, \quad (2.13)$$

де f - ентропійний коефіцієнт.

Остаточний вираз для потенціалу механо-електричної поляризації набуде вигляду:

$$\varphi = -\frac{\Omega_o f \sigma}{3q}. \quad (2.14)$$

Цей простий вираз показує, що потенціал геоелектричного поля не залежить практично ні від γ_e , ні від D , та визначається тільки структурою дифундуючих дефектів і їх зарядом, а також величиною геомеханічного напруження, яке діє.

Чисельна оцінка дає: $\Omega_o = (3 \cdot 10^{-10})^3 \text{ м}^3$; $\sigma = 50 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$; $f = 10 - 10000$; $q = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ Кл}$, тоді одержуємо, що $\varphi = (27 - 2700) \cdot 10^{-3} \text{ В}$. Таким чином, для всіх іонних кристалів значення потенціалу геоелектричного поля не перевищує 2,7 В. З ростом глибини залягання гірських порід потенціал повинен лінійно зростати (див. рівн.(2.2)), тобто в земній корі існують струми, зумовлені градієнтами тисків, які повинні пронизувати всю товщу гірських порід.

Формула (2.14), одержана строго з фундаментальних положень фізики твердого тіла, виражає суть ефекту зв'язку потенціалу і геомеханічного напруження, спільність його для всіх гірських порід.

Слід підкреслити, що мова йде про тривале існування градієнтного поля геоелектричних потенціалів у градієнтному геомеханічному полі, бо перше є стаціонарним полем, яке може існувати доти, поки існують градієнти геомеханічних напружень. Разом з цим фактична величина електричного стаціонарного поля дещо менша, ніж подана в прикладах внаслідок наявності для заряджених дефектів компенсуючої хмари.

Природним підтвердженням зроблених висновків є результати безпосередніх вимірювань потенціалів на різних глибинах. Практично це можна

здійснити з допомогою зонда, роль якого найкращим чином відіграє бурова свердловина (бурильна колона). Достатньо виконати режимні вимірювання потенціалу на усті свердловини під час буріння відносно будь-якого фонового електрода, і цей потенціал повинен зростати з глибиною. Вимірювання за вказаною схемою було проведено під час буріння ряду глибоких свердловин Західного Сибіру, Прикарпаття і Дніпрово-Донецької западини. Результати вимірювань на одній із свердловин Західного Сибіру подано на рис.2.1. Навіть, якщо вважати свердловину ідеальним зондом з нескінченною провідністю, то на 3000 м приросту глибини відмічається зріст потенціалу до $200 \cdot 10^{-3}$ В. Одержане числове значення за своїм порядком повністю співпадає з розрахованим за теоретичною формулою. Аномалії висших частот пов'язані з проходкою різних за літологічним складом пластів, з локальними змінами тисків і геомеханічних напружень.

2.2 Дослідження електростатичного аналога енергетичного (механічного) стану гірського масиву в крайовій зоні

Як було сказано раніше, в зонах аномального геомеханічного стану, в тому числі і над сейсмонебезпечними джерелами, виникає аномальне електростатичне поле електричних потенціалів, що описується формулою (2.14).

Враховуючи, що густина об'ємних зарядів у твердому тілі, яке деформується пропорційно до першого інваріанту деформації, яким постулюється енергетичний термодинамічний механізм, слід визнати односторонніми і неповними пошуки статистичних зв'язків між електростатичними потенціалами суцільного середовища і її або деформованим, або напруженим станом. Тому нами було зроблено спробу пов'язати потенціали механо-термо-електричної поляризації твердого тіла з питомою потенціальною енергією масиву, який знаходиться в певному термодинамічному стані.

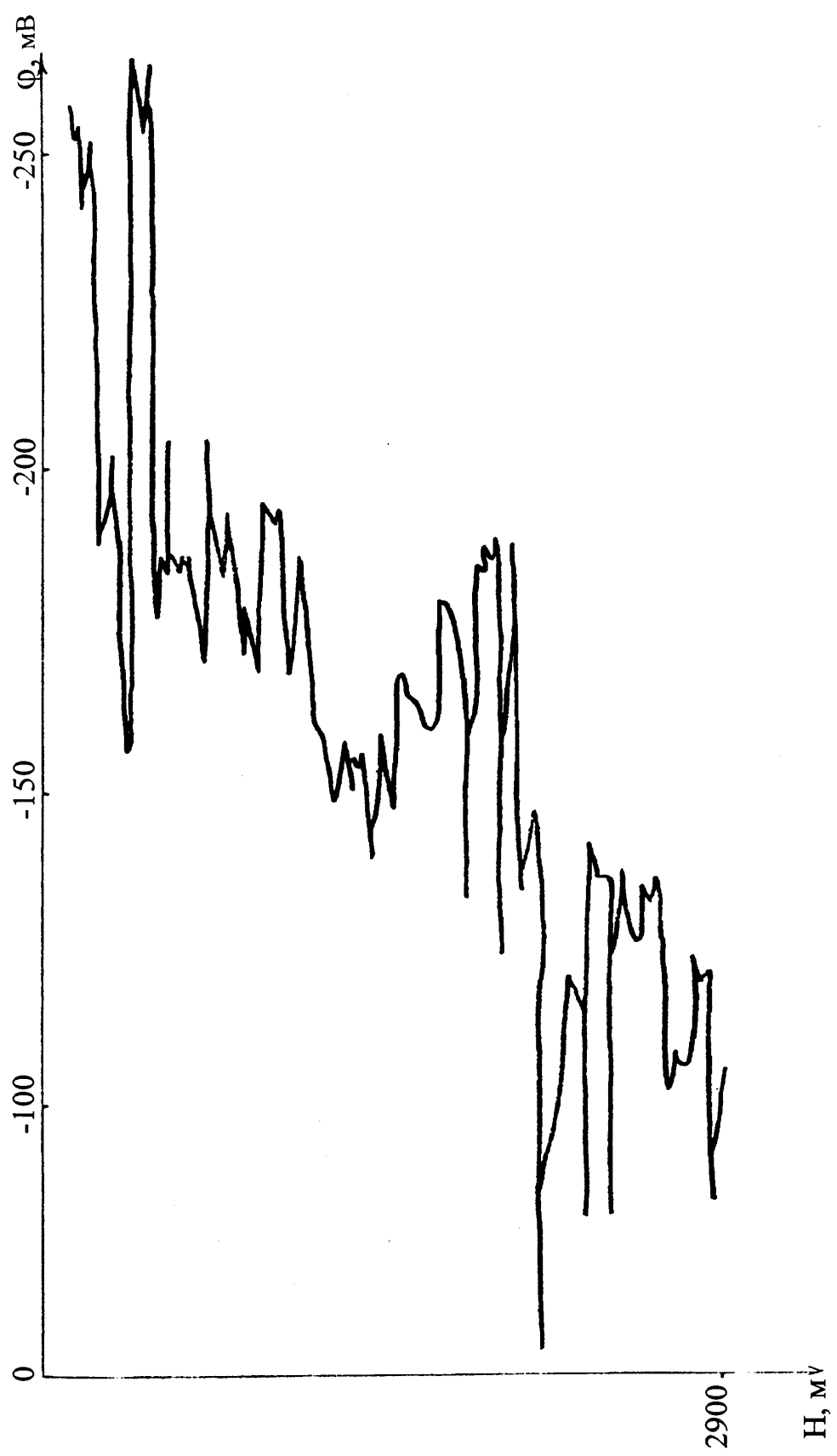


Рисунок 2.1 - Результаты вимірювань потенціалу геоелектричного поля на свердловині 432 Муравленківського нафтового родовища

Доцільно розглянути модель залежності приросту потенціалу поляризації масиву від приросту питомої потенціальної енергії. тобто

$$\varphi_{(z,\theta,r)} = \varphi_0 + k_{m-e}\Delta\Pi = \varphi_0 + \Delta\varphi, \quad (2.15)$$

де $\varphi_{(z,\theta,r)}$ - потенціал елементарного об'єму, розміщеного в точці масиву з циліндричними координатами (z - глибина; θ і r - горизонтальні координати); φ_0 - фонове значення потенціалу в незайманому гірничими роботами масиві; $\Delta\Pi$ - питома потенціальна енергія, яка реалізується у формі деформацій; k_{m-e} - коефіцієнт механо-електричного перетворення, фізичний зміст якого виражається формулою

$$k_{m-e} = \frac{\varphi}{\sigma^1} = \frac{\Omega_0}{3q}, \quad (2.16)$$

Віднесення потенціалу до першого інваріанта σ' вважаємо умовним, оскільки надалі продовжемо пошуки енергетичного аналога електричного потенціалу поляризації деформованого масиву. Питома потенціальна енергія є сумою двох додатків:

$$\Pi = \Pi_0 + \Pi_F, \quad (2.17)$$

де Π_0 - енергія, зумовлена зміною об'єму під дією головних нормальних напружень; Π_F - енергія, зумовлена зміною форми під дією зсувних напружень.

$$\Pi_0 = \frac{3(1-2\mu)}{2E} \sigma_{okt}^2 = \frac{3(1-2\mu)}{2E} \left[\frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \right], \quad (2.18)$$

$\sigma_1 = \sigma_z, \sigma_2 = \sigma_\theta, \sigma_3 = \sigma_r$ - відповідні напруження в циліндричній системі координат (z, θ, r); μ - коефіцієнт Пуассона.

Питома енергія зміни форми під дією зсувних напружень

$$\Pi_F = \frac{3(1+\mu)}{2E} \tau_{okt}^2 = \frac{3(1+\mu)}{2E} \left(\frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2} \right)^2, \quad (2.19)$$

де τ_{okt}^2 - зсувні напруження (октаедричні).

Використовуючи фундаментальні співвідношення механіки суцільного середовища [5], виведемо характеристики енергії зміни форми P_F у крайовій зоні гірничої виробки.

Беремо за основу питому енергію зміни форми і виключаємо енергію зміни об'єму, із-за того, що згідно з теорією Шоттки [48], генератором електрзаряджених дефектів у напружено-деформованому середовищі є зсувні напруження, які враховуються формулою (2.19). Тут у дужках підкореневого виразу записано піднесені до квадрату подвоєні значення зсувних напружень.

Розглянемо енергетичні характеристики масиву у приствольній зоні вертикальної свердловини.

Скористаємося відомим раніше розподілом нормальних напружень [5].

$$\begin{aligned} \sigma_z &= (1 - m_1) \rho_n g H - \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right); \\ \sigma_\theta &= (1 - m_1) \lambda \rho_n g H \left(1 + \frac{1}{r^2} \right) - \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \left(1 + \frac{1}{r^n} \right); \\ \sigma_r &= (1 - m_1) \lambda \rho_n g H \left(1 - \frac{1}{r^2} \right) - \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \left(1 - \frac{1}{r^n} \right) + \frac{\rho_b g H}{r^n}, \end{aligned} \quad (2.20)$$

де m_1 - загальна пористість породи; m_2 - частина об'єму пор, заповнених пластовою рідиною; m_3 - частина об'єму пор, заповнених газом; ρ_n, ρ_p, ρ_b - питома густина відповідно породи, пластової рідини і бурового розчину; P - тиск флюїду.

Підставимо останній вираз у формулу (2.19), але спочатку знайдемо:

$$\begin{aligned} \tau_{окт}^2 &= \frac{1}{9} \left[(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 \right] = \\ &= \frac{1}{9} \left\{ \left[(1 - m_1) \rho_n g H \left(1 - \lambda + \frac{\lambda}{r^2} \right) + \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \frac{1}{r^n} - \frac{\rho_b g H}{r^n} \right]^2 + \right. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + \left[2(1 - m_1) \lambda \rho_n g H \frac{1}{r^2} - 2 \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \frac{1}{r^n} - \frac{\rho_b g H}{r^n} \right]^2 + \\
 & + \left[(1 - m_1) \rho_i g H \left(\lambda - \frac{\lambda}{r^2} - 1 \right) + \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \frac{1}{r^n} + \frac{\rho_b g H}{r^n} \right]^2 \}. \quad (2.21)
 \end{aligned}$$

Після піднесення до квадрату і спрощення формула (2.21) набуває такого вигляду:

$$\begin{aligned}
 \tau_{окт}^2 = \frac{1}{9} & \left\{ \left[2(1 - m_1)^2 \rho_n^2 g^2 H^2 (1 - \lambda) - 2(1 - m_1) \rho_n \rho_b g^2 H^2 (1 - \lambda) \frac{1}{r^n} + \right. \right. \\
 & + 2 \left(3 \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right)^2 + \rho_b^2 g^2 H^2 + \frac{m_2}{m_1} \rho_p \rho_b g^2 H^2 + \frac{m_3}{m_1} \rho_b g H \cdot P \right) \frac{1}{r^{2n}} - \\
 & \left. \left. - 2(1 - m_1) \lambda \rho_n g H \left(3 \rho_b g H + 4 \left(\frac{m_2}{m_1} \rho_p g H + \frac{m_3}{m_1} P \right) \right) \frac{1}{r^{n+2}} + 2(1 - m_1)^2 \rho_n^2 g^2 H^2 (\lambda + 2) \frac{1}{r^n} \right] \right\}. \quad (2.22)
 \end{aligned}$$

Графік безрозмірної величини, яка відповідає виразу

$$\tilde{\tau}_{окт}^2 = \frac{\tau_{окт}^2}{(\rho_n g H)^2}, \quad (2.23)$$

має вигляд, поданий на рис.2.2.

Коефіцієнти α і β дорівнюють:

$$\begin{aligned}
 \alpha & = \frac{2}{9} (1 - m_1)^2 (1 - \lambda)^2; \\
 \beta & = \alpha - \frac{2}{9} (1 - m_1) (1 - \lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n} + \frac{2}{3} \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right)^2 + \frac{2}{9} \left(\frac{\rho_b^2}{\rho_n^2} + \frac{m_2 \rho_p \rho_b}{m_1 \rho_n^2} + \frac{m_3 P \rho_b}{m_1 \rho_n g H} - \right. \\
 & \left. - 2(1 - m_1) \lambda \left(\frac{3 \rho_b}{\rho_n} + 4 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \right) + 2(1 - m_1)^2 (\lambda^2 + 2) \right).
 \end{aligned}$$

В деяких конкретних ситуаціях формула (2.22) може спроститися:

а) якщо у свердловині відсутній буровий розчин ($\rho_b = 0$)

$$\begin{aligned}
 \tau_{окт}^2 & = \frac{(\rho_n g H)^2}{9} \left[2(1 - m_1)^2 (1 - \lambda)^2 + 6 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right)^2 \frac{1}{r^{2n}} - \right. \\
 & \left. - 8(1 - m_1) \lambda \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \frac{1}{r^{2+n}} + 2(1 - m_1)^2 (\alpha^2 + 2) \frac{1}{r^n} \right]; \quad (2.24)
 \end{aligned}$$

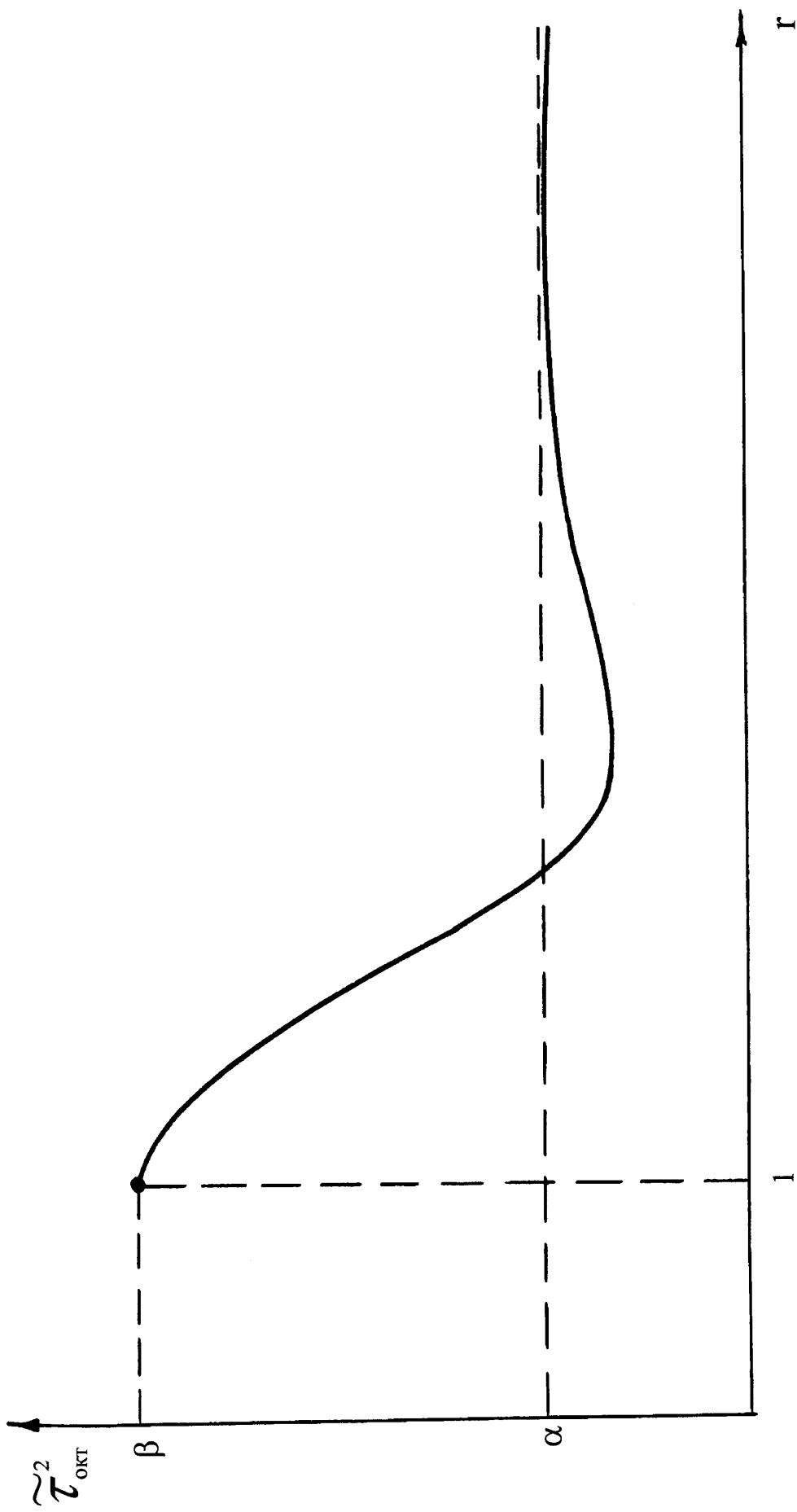


Рисунок 2.2 - Графік зміни напружень зсуву при наявності бурового розчину

графік безрозмірної величини (2.23) є вигляд, поданий на рис.2.3, а коефіцієнт β розраховується за формулою:

$$\beta = \alpha + \frac{2}{3} \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right)^2 + \frac{4}{9} \left((1 - m_1)^2 (\lambda^2 + 2) - 2(1 - m_1) \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \right);$$

б) у випадку відсутності пористості (тобто $P = 0$; $\rho_p = 0$) формула (2.22) набуває вигляду:

$$\tau_{окт}^2 = \frac{2(\rho_n g H)^2}{9} \left[(1 - \lambda)^2 - (1 - \lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n r^n} + \frac{\rho_b^2}{\rho_n^2 r^{2n}} - 3\lambda \frac{\rho_b}{\rho_n r^{(2+n)}} + (\lambda^2 + 2) \frac{1}{r^4} \right]. \quad (2.25)$$

Графік безрозмірної величини за (2.23) набуває вигляду, поданого на рис.2.2 з тим же α , але

$$\beta = \alpha - \frac{2}{9} \left[(1 - m_1)(1 - \lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n} + \frac{\rho_b^2}{\rho_n^2} - 3\lambda \cdot \frac{\rho_b}{\rho_n \cdot r^{2+n}} + (\lambda^2 + 2) \frac{1}{r^4} \right];$$

в) якщо відсутній буровий розчин і немає пористості ($\rho_b = 0$; $P = 0$; $\rho_p = 0$), то формула (2.22) значно спрощується:

$$\tau_{окт}^2 = \frac{2(\rho_n g H)^2}{9} \left[(1 - \lambda)^2 + \frac{\lambda^2 + 2}{r^4} \right]. \quad (2.26)$$

Графік буде мати таку ж форму, як на рис.2.3, тобто

$$\alpha = \frac{2}{9} (1 - \lambda)^2;$$

$$\beta = \frac{2}{9} \left[(1 - \lambda)^2 + \lambda^2 + 2 \right] = \frac{2}{9} (3 - 2\lambda + 2\lambda^2).$$

Як відомо, буріння свердловини на глибині, де геостатичні напруження перевищують границю міцності на стиск, супроводжується утворенням зони гранично-напруженого стану, яка безпосередньо прилягає до ствола свердловини. Розмір цієї зони визначається за формулою:

$$r_p = \left[\left(\frac{2\rho_n g H - \sigma_{ct}}{2(1 + \lambda)} + \frac{\sigma_{ct}^*}{2\lambda} \right) \left(\frac{2\lambda}{2\lambda P_{b.p.} + \sigma_{ct}} \right) \right]^{2\lambda}; \quad (2.27)$$

$$\lambda = \frac{\sin \rho}{1 - \sin \rho},$$

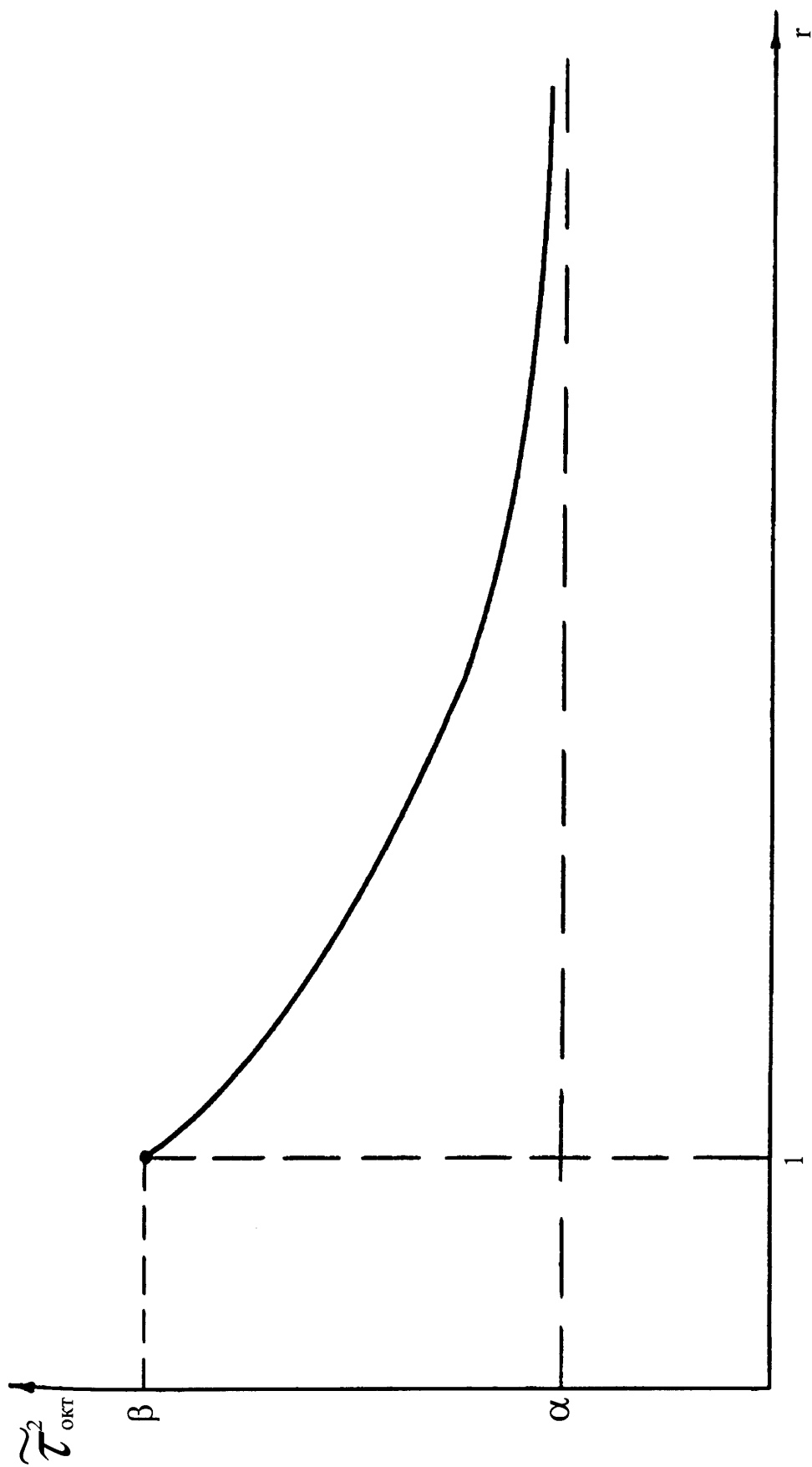


Рисунок 2.3 - Графік зміни напружень зсуву при відсутності у свердловині бурового розчину

де ρ - кут внутрішнього тертя.

У цій зоні зсувні напруження дорівнюють нулю, а нормальні напруження змінюються.

Енергія зсуву, яка при цьому реалізується, генерує електрозаряджені дефекти, які й зумовлюють (викликають) електричну поляризацію порід у приствольній зоні (або в крайовій зоні виробітки).

Очевидно, ця енергія предсталає собою інтеграл функції

$$\Pi_{\Phi(r,h)} = \frac{3(1+\mu)}{2E} \tau_{окт}^2,$$

який береться в інтервалі зони граничного стану (від стінки свердловини $r=r_o$ до $r = r_p$):

$$\begin{aligned} \tilde{\Pi}_{F(h)} = & \frac{1+\mu}{6E} (\rho_n g H)^2 \int_{r_o}^{r_p} \left[(1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 - (1-m_1)(1-\lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n r^n} + \left(3 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \right. \right. \right. \\ & \left. \left. \left. + \frac{m_3 P_z}{m_1 \rho_n g H} \right) \right) + \frac{1}{r^{2+n}} + (1-m_1)^2 (\lambda^2 + 2) \frac{1}{r^4} \right] dr = \frac{1+\mu}{6E} (\rho_n g H)^2 \left[(1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 - \right. \\ & - \frac{1}{n-1} (1-m_1)(1-\lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n} \left(1 - \frac{1}{r_p^{n-1}} \right) + \frac{1}{2n-1} \left(3 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right)^2 + \frac{\rho_b^2}{\rho_n^2} + \frac{m_2 \rho_p \rho_b}{m_1 \rho_n^2} + \right. \\ & \left. + \frac{m_3 P \rho_b}{m_1 \rho_n^2 g H} \right) - \frac{(1-m_1)\lambda}{n+1} \left(3 \frac{\rho_b}{\rho_n} + 4 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \right) \cdot \left(1 - \frac{1}{r_p^{n+1}} \right) + \\ & \left. + \frac{1}{3} (1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 \left(1 - \frac{1}{r_p^3} \right) \right]. \end{aligned} \quad (2.28)$$

Частина енергії від шару товщиною dh буде

$$\begin{aligned} d\tilde{\Pi}_{\Phi(h)} = & d\tilde{\Pi}_{\Phi(h+dh)} - d\tilde{\Pi}_{\Phi(h)} \approx \\ \approx & \frac{1+\mu}{3E} \rho_n g H + \left[(1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 - \frac{1}{n-1} (1-m_1)(1-\lambda) \frac{\rho_b}{\rho_n} \left(1 - \frac{1}{r_p^{n-1}} \right) + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2n-1} \left(3 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right)^2 + \frac{\rho_b^2}{\rho_n^2} + \frac{m_2 \rho_p \rho_b}{m_1 \rho_n^2} + \frac{m_3 P \rho_b}{m_1 \rho_n^2 g H} \right) \left(1 - \frac{1}{r_p^{2n-1}} \right) - \right. \end{aligned}$$

$$-\frac{(1-m_1)\lambda}{n+1} \left(3 \frac{\rho_b}{\rho_n} + 4 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_n} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \right) \left(1 - \frac{1}{r_p^{n+1}} \right) + \frac{1}{3} (1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 \left(1 - \frac{1}{r_p^3} \right) \Big] dh. \quad (2.29)$$

Ця енергія реалізується в момент проходження свердловини на тій же глибині H . Для обчислення всієї енергії потрібно ввести ще й часову функцію. В результаті частина енергії від шару товщиною dh у випадку, коли буріння відбувається на глибині H , буде

$$d\Pi_{\Phi(h)} = d\tilde{\Pi}_{\Phi(h)} \frac{2t}{t^2 + \tau^2}. \quad (2.30)$$

Вважаючи, що буріння проводиться рівномірно, можна припустити, що

$$t = \bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau.$$

Підставляючи цей вираз формулу (2.30), одержимо:

$$d\Pi_{\Phi(h)} = \frac{2(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)}{(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)^2 + \tau^2} d\tilde{\Pi}_{\Phi(h)}. \quad (2.31)$$

Енергія кожного однорідного шару буде вираховуватись за формулою:

$$\begin{aligned} \Pi_{\Phi}^{(k)} = \int_{h_{k-1}}^{h_k} d\Pi_{\Phi(h)} = & \frac{1+\mu}{3E} (\rho_k g)^2 \int_{h_{k-1}}^{h_k} \frac{2(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)}{(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)^2 + \tau^2} H \left[(1-m_k)^2 (1-\lambda_k)^2 - \right. \\ & - \frac{1}{n-1} (1-m_k)(1-\lambda_k) \frac{\rho_b}{\rho_k} \left(1 - \frac{1}{r_p^{n-1}} \right) + \frac{1}{2n-1} \left(3 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_k} + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_k g H} \right)^2 + \frac{\rho_b^2}{\rho_k^2} + \right. \\ & + \frac{m_2 \rho_p \rho_b}{m_1 \rho_k^2} + \frac{m_3 P \rho_b}{m_1 \rho_k^2 g H} \left. \right) \left(1 - \frac{1}{r_p^{2n-1}} \right) - \frac{(1-m_k)\lambda_k}{n+1} \left(3 \frac{\rho_b}{\rho_k} + 4 \left(\frac{m_2 \rho_p}{m_1 \rho_k} + \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{m_3 P}{m_1 \rho_n g H} \right) \right) \left(1 - \frac{1}{r_p^{n+1}} \right) + \frac{1}{3} (1-m_1)^2 (1-\lambda)^2 \left(1 - \frac{1}{r_p^3} \right) \Big] dh. \end{aligned} \quad (2.32)$$

де r_p - вираховується за формулою (2.27).

Тоді потенціал буде вираховуватися за формулою:

$$\varphi_{(h)} = \varphi_o + \sum_{k=1}^N k_{M-e}^{(k)} \Pi_{\Phi}^{(k)}; \quad \bar{H} = H_n. \quad (2.33)$$

Графік функції

$$\Pi_{\Phi(h)} = \tilde{\Pi}_{\Phi(h+dh)} - \tilde{\Pi}_{\Phi(h)} \frac{2(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)}{(\bar{\alpha}(\bar{H} - H) + \tau)^2 + \tau^2}$$

набуває вигляду, поданого на рис.2.4.

Таким чином, нами досліджено і проаналізовано розподіл енергії зміни форми масиву по глибині свердловини. Встановлено (рис.2.4), що ця енергія появляється із випередженням від 8 до 10 м вибою свердловини (у зоні збудження), на відстані від вибою, зростає в міру наближення до вибою H і потім зменшується відповідно до віддалення від вибою до поверхні Землі, експоненціально наближаючись до деякої границі. Відповідно так змінюється й енергія кожного літологічного пласта, який складає осадочну товщу і перетинається свердловиною в процесі її буріння.

2.3 Встановлення кореляції потенціалу геоелектричного поля з напружено-деформованим станом гірського масиву у пригирловій зоні свердловини

Загальна у всіх випадках виявлена нами тенденція зростання потенціалу природного поля із збільшенням глибини свердловини дає змогу припустити наявність такого механо-електричного механізму, який ... і нами покладено в основу локального збільшення густини електричних зарядів у приустьевій зоні на поверхні землі. У першому наближенні припускаємо лінійну залежність величини поверхневого електричного потенціалу від діючих напружень у вигляді:

$$\varphi_{(h)} = \varphi_o + k_{m-e} \tau_{(h)}, \quad (2.34)$$

де φ_o - фоновий потенціал на поверхні землі або потенціал породи, розвантаженої від напружень; $\tau_{(h)}$ - дотичні напруження, які на думку Френкеля і Шоттки [48] є генераторами електрзаряджених частинок у гірських породах; k_{m-e} - коефіцієнт механо-електричного перетворення, який дорівнює відношенню потенціала $\varphi_{(h)}$ до зсувних напружень.

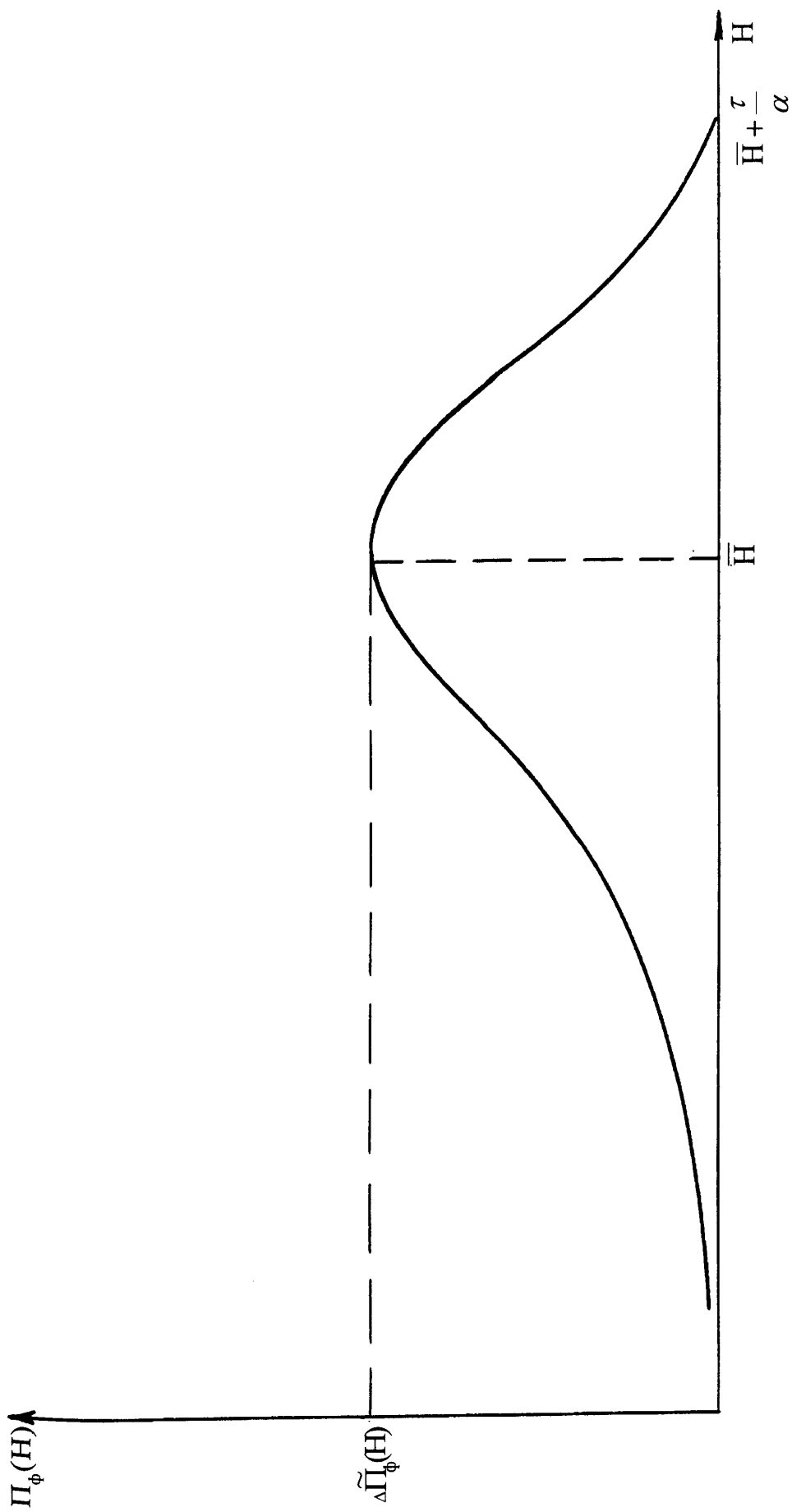


Рисунок 2.4 - Графік зміни напружень зсуву при відсутності пористості

Дотичні напруження визначаються як піврізниця головних нормальних напружень за формулою:

$$\tau_{(h)} = \frac{\sigma_z - \sigma_{\theta,r}}{2}, \quad (2.35)$$

де σ_z - вертикальна складова напружень, вісь якої співпадає з віссю $z_{(\sigma z)}$, тобто по нормалі до радіуса циліндра $\sigma_{\theta}; \sigma_{\theta,r}$ - горизонтальні напруження, які діють по радіусу циліндра.

Горизонтальні напруження визначаються за формулою

$$\sigma_{\theta,r} = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z = \lambda \sigma_z. \quad (2.36)$$

Підставляючи вираз (2.36) у (2.35), одержимо:

$$\tau_{(h)} = (1 - \lambda) \frac{\rho g H}{2} = k_{\text{ГН}} \frac{\rho g H}{2}, \quad (2.37)$$

де μ - коефіцієнт Пуассона; λ - коефіцієнт бокового розпору; $k_{\text{ГН}}$ - коефіцієнт гідростатичної незбалансованості.

Із (2.37) випливає, що дотичні напруження, які є генераторами електрозаряджених дефектів прямопропорційні геостатичному тиску вищезалігаючих порід ($\rho g H$) і коефіцієнту гідростатичної незбалансованості $(1 - \lambda)$.

Із величини коефіцієнта гідростатичної незбалансованості масиву слідує, що найбільш електрозарядженими є щільні глини (0,67), глинисті сланці (0,89), вапняки (0,61) і граніт (0,65). Відзначаємо, що якою є характеристика напруженого стану і потенціальної електризації незайманого масиву.

Під час буріння свердловини відбувається перерозподіл напружень у приствольній зоні і складові першого інваріанта тензора напружень набувають наступного вигляду:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \frac{\mu}{1 - \mu} \rho g H \left(1 - \frac{1}{r^2} \right); \\ \sigma_{\theta} &= \frac{\mu}{1 - \mu} \rho g H \left(1 + \frac{1}{r^2} \right); \end{aligned} \quad (2.38)$$

$$\sigma_z = \rho g H.$$

Звідси слідує, що на контурі виробки $\sigma_r = 0$; $\sigma_\theta = 2\rho g H$, якщо $\mu = 0,5$, або $\sigma_r = 0$; $\sigma_\theta = 2\lambda\rho g H$, якщо $\mu \leq 0,5$, а зсувні напруження стають рівними

$$\tau = \frac{2\lambda\rho g H}{2} = \lambda\rho g H. \quad (2.39)$$

Таким чином, в умовах перерозподілу напружень навколо виробки при генерації зарядів, зсувні напруження змінюються. Генеративна функція зсувних напружень реалізується завдяки тому, що подвоюється напруження ($\rho g H$) у формулі (2.37). Зате значення другої складової цієї формули переходить від значення коефіцієнта гідростатичної незбалансованості масиву до значення коефіцієнта бокового розпору. Тому більш генеративними у зонах дії свердловин і гірничих робіт стають інші породи (пластичні глини, кам'яна сіль, пісковики). Хоча цю властивість в тій чи іншій мірі мають всі породи.

Для свердловини, заповненої глинистим розчином, зсувні напруження на контурі свердловини визначаються із співвідношення:

$$\tau = \frac{2\lambda\rho_n g H - \rho_p g H}{2} = g H \left(\frac{2\lambda\rho_n - \rho_p}{2} \right). \quad (2.40)$$

Із виразу (2.40) видно, що у свердловині, заповненій буровим розчином, напруження зсуву зменшуються пропорційно густині бурового розчину, знижуються локальні збудження геомеханічного і геоелектричного полів Землі.

З врахуванням викладеного за формулами (2.37), (2.39) і (2.40) формула (2.34) набуває вигляду:

$$\varphi_{(h)} = \varphi_o + k_{m-e} k_{ГН} \frac{\rho g H}{2} \text{ для незайманого масиву;}$$

$$\varphi_{(h)} = \varphi_o + k_{m-e} \lambda \rho g H \text{ для контура вільної (не заповненої рідиною) свердловини;}$$

$\varphi_{(h)} = \varphi_o + k_{m-e} \frac{gH(2\lambda\rho_n - \rho_p)}{2}$ для контура свердловини, заповненої промивальною рідиною.

В умовах високих температур треба враховувати також термоелектричні перетворення. Тоді, потенціал природнього геоелектричного поля, вимірний на поверхні, визначаємо за формулою:

$$\varphi_{(h)} = \varphi_o + k_{m-e} \frac{gH(2\lambda\rho_n - \rho_p)}{2} + k_{T-E} \frac{H}{t}, \quad (2.41)$$

де k_{m-e} - коефіцієнт термоелектричного перетворення, який дорівнює відношенню термоелектричного потенціалу до приросту температури; H - глибина зони, що розглядається; t - геотермічний ступінь.

Таким чином, нами встановлено механо-електричний механізм зростання потенціалу природнього геоелектричного поля найбільш суттєвий при проходці слідуєчих гірських порід (пластичні глини, кам'яна сіль, пісковики), хоча він властивий в тій чи іншій мірі всім породам.

2.4 Дослідження просторово-часової характеристики приствольної геоелектричної аномалії

Як встановлено вище, буріння свердловини супроводжується виникненням в приствольній зоні аномального геомеханічного поля, яке формується під впливом ваги товщі порід, які розкриваються свердловиною, і ваги стовпа промивальної рідини. Поки тангенціальні напруження, які діють на контурі свердловини ($\sigma_o = 2\rho gH$), менші за межу міцності порід на стискування $[\sigma_{cm}]$, руйнування контура свердловини не відбувається. Якщо тангенціальні напруження перевищують межу міцності порід на стискування, то контур свердловини руйнується. Таким чином, критична глибина, на якій контур свердловини починає руйнуватися, визначається з співвідношення:

$$2\rho gH_{кр} = \sigma_{cm}, \quad (4.42)$$

тобто

$$H_{кр} = \frac{\sigma_{cm}}{2\rho g}, \tag{2.43}$$

За В.С. Войтенко [7] критична глибина, на якій порода у свердловині руйнується і переходить у граничний стан, може бути знайдена з виразу:

$$H_{кр} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{cm}}{(\rho_n - \rho_p)g}, \tag{2.44}$$

де ρ_n - середньозважене значення густини гірських порід у інтервалі від вибою до поверхні; ρ_p - густина бурового розчину.

У свердловині, заповненій буровим розчином, контур знаходиться в стані об'ємного стискування і визначення цієї глибини ускладнюється.

Радіус зони граничного стану навколо свердловини при наявності в ній бурового розчину, який створює тиск на стінки свердловини ($P = \rho_p g H$), визначається із співвідношення [5]:

$$r_p = \left[\left(\frac{2\rho g H - \sigma_{cm}}{2(1 + \lambda)} + \frac{\sigma_{cm}}{2\lambda} \right) \left(\frac{2\lambda}{2\lambda + \sigma_{cm}} \right) \right]^{\frac{1}{2\lambda}}. \tag{2.45}$$

З аналізу цього виразу видно, що розміри зони граничного стану r_p збільшуються із зростанням глибини свердловини, зниженням коефіцієнта бокового розпору λ і зменшенням міцності порід на стискування σ_{cm} .

Радіальні зміщення, які є мірою реалізації діючих напружень руйнування і мірою генерації електричних зарядів, визначаються співвідношенням:

$$U_l = \frac{3}{4E} \frac{2\lambda\rho g H + \sigma_{cm}}{1 + \lambda} \frac{r_p}{r^2}. \tag{2.46}$$

Звідси випливає, що із зростанням глибини і розмірів зони граничного стану та зменшенням модуля пружності E зміщення контура (при $r=r_o$) збільшуються, а із зростанням r - зменшуються за законом гіперболи.

Отже, для деякої критичної глибини контур масиву у свердловині не руйнується, а розподіл напружень відповідає умовам його непружного стискування, коли максимальні тангенціальні напруження діють на стінці свердловини. На цьому етапі буріння на поверхні землі виникає “гострокінцева” аномалія, подібна до потенціального поля стрижневого електрода. Однак, внаслідок фільтрації води чи бурового розчину в пласт, максимум аномалії найчастіше є розмитим. З утворенням зони граничного стану і збільшенням гідростатичного тиску бурового розчину появляється два максимуми на епюрі тангенціальних напружень, які при збільшенні глибини розходяться один від одного, від чого максимум потенціальної енергії стає більш розмитим, а розмах крил аномалії збільшується.

Приустевий потенціал є не тільки функцією глибини свердловини H , але й відстані r від її устя. У зв'язку з цим формула (2.34) набуває вигляду:

$$\varphi_{(h,r)} = \varphi_0 + k_{m-e} \frac{gH}{2} (2\lambda\rho_n - \rho_p) e^{-\beta r^2}, \quad (2.47)$$

де e - основа натуральних логарифмів; β - коефіцієнт затухання потенціалу на крилах аномалії (за експериментальними даними $\beta = 0,01-0,05$), який залежить від фізико-механічних і фільтраційних властивостей масиву у приствольній зоні.

Задавши похибку визначення потенціалів $\varepsilon = 0,001\text{В}$, можна розрахувати радіус аномалії відносно устя свердловини:

$$R_{(\varepsilon,h)} = \sqrt{\frac{1}{\beta} \ln \frac{k_{m-e} gH (2\lambda\rho_n - \rho_p)}{2\varepsilon}}. \quad (2.48)$$

Отже, на основі просторових характеристик приустевої аномалії, з використанням наведених вище формул, можна обчислити границі локальних геомеханічних і загальних збуджень масиву.

Однак, аномалія потенціалів на поверхні землі має і часові варіації, пов'язані із перетином буровим інструментом границь шарів гірських порід.

Тут точки мають не статичне рівномірне розсіювання, а повністю визначений фізичний зміст. Справа в тому, що під час вимірювання приустевих потенціалів, ми фіксуємо суму потенціалів, які створюються контактними електричними полями, які існують на границях шарів і механо-електричними перетвореннями у кожному шарі під час дії на нього аномального геомеханічного поля. Іншими словами:

$$\varphi_{(h,r)} = \sum_{i=1}^N \varphi_{kont}^i + \sum_{i=1}^N \varphi_{m-e}^i, \quad (2.49)$$

де $\sum_{i=1}^N \varphi_{kont}^i$ - сума потенціалів від перетину шарів; $\sum_{i=1}^N \varphi_{m-e}^i$ - сума потенціалів механо-електричних перетворень у кожному шарі; N - кількість шарів.

Виходячи із викладеного, в процесі буріння спостережувана на поверхні землі аномалія потенціалів під впливом контактних полів зазнає часових варіацій, що було встановлено нами під час безперервної реєстрації потенціалів на свердловинах. Типовий запис часової зміни потенціалів подано на рис.2.1, який побудовано за результатами польових вимірювань на свердловині 432 Муравленківського нафтового родовища.

На основі цих досліджень отримано просторово-часову характеристику приустевої аномалії у вигляді:

$$\varphi_{(h,r,t)} = \varphi_0 + \left[k_{m-e} \frac{gH}{2} (2\lambda\rho_n - \rho_p) + A_i \sin \frac{\pi(H - H_{2j})}{l_i} e^{-\xi t} \right] e^{-\beta r^2}, \quad (2.50)$$

де H_{2j} - глибина границь шару; i - номер пари пластів; l_i - товщина i -го шару, $i=2j-1$, якщо $H < H_{2j}$ і $i=2j$, якщо $H \geq H_{2j}$.

Висновки до другого розділу

Встановлений зв'язок електричного поля і стаціонарного геомеханічного напруження дав нам змогу висунути гіпотезу про наявність стаціонарного, градієнтно зростаючого з глибиною електричного поля в земній корі, яке пов'язане з геомеханічним полем напружень.

Потенціал механо-електричної поляризації гірських порід змінюється прямо пропорційно до геомеханічного напруження масиву гірських порід.

Враховуючи, що густина об'ємних зарядів у твердому тілі, яке деформується пропорційно до першого інваріанту деформації, яким постулюється енергетичний термодинамічний механізм, слід визнати односторонніми і неповними пошуки статистичних зв'язків між електростатичними потенціалами суцільного середовища і її або деформованим, або напруженим станом. Тому нами було зроблено спробу пов'язати потенціали механо-термо-електричної поляризації твердого тіла з питомою потенціальною енергією масиву, який знаходиться в певному термодинамічному стані.

Таким чином, нами досліджено і проаналізовано розподіл енергії зміни форми масиву по глибині свердловини. Встановлено, що ця енергія появляється із випередженням від 8 до 10 м вибою свердловини (у зоні збудження), на відстані від вибою, зростає в міру наближення до вибою H і потім зменшується відповідно до віддалення від вибою до поверхні Землі, експоненціально наближаючись до деякої границі. Відповідно так змінюється й енергія кожного літологічного пласта, який складає осадову товщу і перетинається свердловиною в процесі її буріння.

Таким чином, нами встановлено механо-електричний механізм зростання потенціалу природнього геоелектричного поля найбільш суттєвий при проходці слідуєчих гірських порід (пластичні глини, кам'яна сіль, пісковики), хоча він властивий в тій чи іншій мірі всім породам.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОЦІНКИ ГЕОМЕХАНІЧНОГО СТАНУ МАСИВУ ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ

3.1 Засоби і способи польових вимірювань

Для вимірювання параметрів електричних полів навколо свердловини, що буриться, нами використано вимірювальну установку, яка складається з вимірювального приладу АЕ-72 (автокомпенсатор електророзвідувальний), спеціальних неполяризованих електродів і з'єднувальних проводів. Для безперервного запису використано одно- і багатоканальні самопишучі потенціометри КСП-4.

Монтажну схему установки для дослідження природного геоелектричного поля зображено на рис.3.1. Монтаж установки полягає в підготовці неполяризованих електродів (М і N), намотуванні вимірювального дроту на котушку К і підготовці роз'ємних з'єднань на його кінцях.

Нами використано неполяризовані електроди, виготовлені у вигляді посудини (керамічної або брезентової), заповненої насиченим розчином мідного купоросу ($CuSO_4$), в який вмонтовано мідний стрижень з отвором для підключення з'єднувальних дротів.

Завдяки застосуванню неполяризованих електродів можна вимірювати природні геоелектричні поля без суттєвих похибок [20]. При вимірюваннях електричного поля неполяризований електрод заглиблюють в ґрунт на глибину 10-20 см. Це робиться для того, щоб ліквідувати можливе випаровування насиченого мідного купороса і покращити контакт неполяризованого електрода з ґрунтом.

При проведенні робіт особлива увага надана стану неполяризованих електродів. В неполяризовані електроди заливається хімічно чистий розчин мідного купороса. Для виготовлення розчину застосовується дистильована

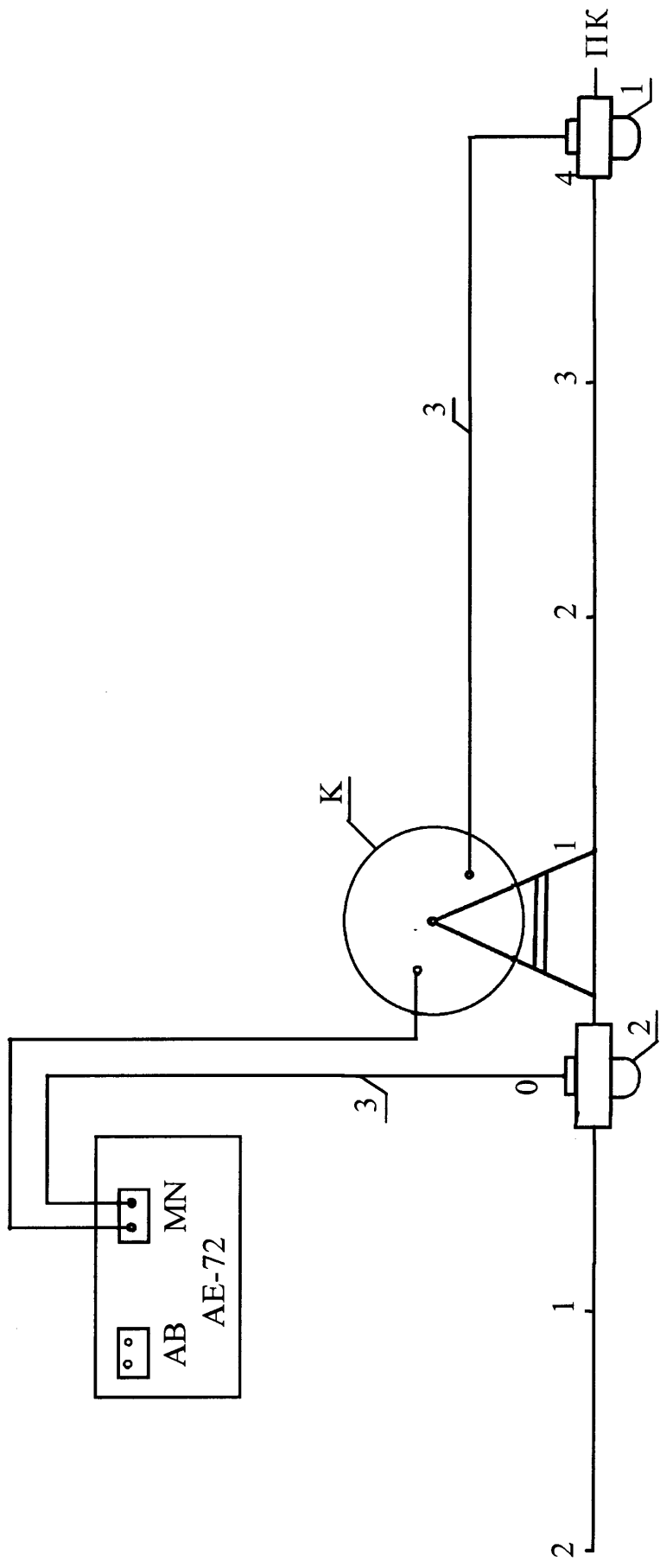


Рисунок 3.1 - Монтажна схема установки для дослідження природного геоелектричного поля

або чиста дощова вода. Всі електроди заливаються із однієї порції розчину мідного купороса. Для зменшення фільтрації розчину мідного купороса з керамічного посуду рекомендується застосовувати його з огар-огаром. Верхня частина корпусу електрода, пробка і з'єднувальні вилки повинні бути сухими і чистими.

При підготовці до роботи керамічну частину неполяризованого електрода потрібно занурювати в воду на 1-1,5 доби для насичення. Мідні стержні зачищаємо мілкою шліфувальною шкуркою, протираємо ваткою і вгвинчуємо в керамічну частину, попередньо заповнену розчином мідного купороса.

Власна поляризація електродів вимірюється шляхом запису різниці потенціалів між електродами, попарно поставленими на відстані 10-15 см один від одного в вологий ґрунт. Якщо зволоження ґрунту проводять шляхом поливу, то його проводять за 1,5-2 години до вимірювання.

Стійкість поляризації перевірялась шляхом багатократних спостережень з перестановкою електродів.

Для з'єднання електродів з вимірювальним приладом застосовуємо легкі дроти у хлорвініловій ізоляції або спеціальні дроти.

Вимірювання потенціалів природного геоелектричного поля у при-устевій зоні свердловини, що знаходиться в бурінні, проводимо одним з наступних способів.

- а) вимірювання потенціалів геоелектричного поля по площі;
- б) профільні вимірювання;
- в) безперервні вимірювання і запис у процесі проводки свердловини.

В основу цих способів дослідження геоелектричного поля поблизу устя свердловини покладена відома методика вимірювання природного постійного електричного поля землі (ПЕП) за способом потенціалу при проведенні електророзвідочних робіт [20].

Вимірювання по площі величини геоелектричних потенціалів у районі свердловини, що знаходиться в бурінні, нами проводилися з метою одержання інформації про загальну характеристику розрізу, що вивчається, і аналізу зв'язку між особливостями спостережуваних полів і геомеханічними умовами. В результаті появилася можливість спостерігати розподіл геомеханічних напружень із ростом глибини свердловини (для одержання фонових та максимальних значень потенціалів). Поряд з великою інформативністю ці вимірювання є найбільш трудомісткими, залежать від впливу на їх проведення різних технологічних споруд і вимагають великих затрат часу, що утруднює одержування оперативної інформації про зміни потенціалів геоелектричного поля, а значить здійснювання належного контролю за процесом буріння.

Виходячи з цього, нами проводилися в більшій кількості профільні вимірювання потенціалів геоелектричного поля. Напрямо профілів вибирався з розрахунку, щоб вони проходили в безпосередній близькості від устя свердловини і орієнтувались навхрест та за простяганням гірських порід.

Для одержання оперативної і безперервної інформації про зміну геоелектричного потенціалу в районі устя свердловини і геомеханічного стану привибійної зони проводились безперервні режимні вимірювання і запис величини потенціалів у безпосередній близькості від устя свердловини. Вимірювальний електрод встановлювався на відстані 1,5-2,0 м від устя в точці максимального значення аномалії геоелектричного поля за профілем, а порівнювальний - у фоновому полі (градієнт поля $(1-2) \cdot 10^{-3}$ В на 10 м). Інформація з бурової про величину геоелектричного потенціалу подавалась на вимірювальний пристрій, де проходила її обробка і порівняння з аналогами.

Вимірювання по площі проводилися з кожним інтервалом поглиблення свердловини в 100 м, для одержання інформації про вплив буріння свердловини на природне геоелектричне поле навколо неї.

Профільні вимірювання проводилися на початку і в кінці кожного добування новим долотом для виявлення релаксації потенціалу.

3.2 Лабораторне вивчення механо-електричних явищ на взірцях гірських порід

При виконанні експериментів досліджувався керновий матеріал родовищ Прикарпаття (Гвізд, Рожнятів, Довбушанка). Глибина місць відбору кернів складала від 1700 м до 2500 м. За літологічним складом це був алевролітистий пісковик із вмістом кварцу від 50 до 70 % з різноманітними включеннями, дрібно- і середньозернистий, сильнозцементований; інколи спостерігалась тріщинуватість. Карбонатність варіювала в межах 1,5-25 %, густина $(2,3-2,7) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, пористість і проникність різноманітна - від високпористих до порід практично непроникних.

Підготовка керового матеріалу до досліджень полягала в тому, що з відібраного під час буріння керна гірської породи вирізався зразок у вигляді циліндра діаметром 28 мм і довжиною 40 мм. Зразок очищався від органічних включень шляхом екстрагування з допомогою установки Сокслета у спирто-бензольній суміші (50 % спирту + 50 % бензолу) і промивався дистильованою водою за загальноприйнятою методикою [4]. Потім зразок просушувався у сушильній шафі при температурі 115°C, після чого поміщався в ексикатор, в якому створювався вакуум.

Дослідження проводилися на установці [3], яка дає можливість визначати величину і зміну електростатичного потенціалу на поверхні зразка при

його навантаженні, а також поверхневу густину електричного заряду на сколі зразка при його руйнуванні.

Вимірювальна установка для дослідження зразків гірських порід (кернів) складається з вузла для створення тиску у гідросистемі, електровимірювальної апаратури і реєструючого приладу (рис.3.2).

Механічне зусилля від штурвала 2 з гвинтовою передачею створює тиск плунжера на масло у гідроциліндрі 1. Він з'єднаний з маніфольдом 4, через який здійснюється заправка і зливання масла в гідросистему з ємності 6. Від маніфольда через відповідні маслопроводи тиск масла передається в гідравлічний прес 3, основною частиною якого є поршень 11 з концентратом механічної напруги. Крім того, гідросистема через маніфольд сполучена також з давачем тиску 5 і вірцевим манометром 7.

Під дією механічної напруги у зразку породи 15 виникає електричний потенціал, який з допомогою електрода 14 подається на вхід вольтметра-електрометра 18 з цифровим відліком напруги та аналоговим виходом для подачі її на один з входів багатоканального самопишучого приладу 9. Електромагнітна емісія, що виникає при деформації і наступному руйнуванні зразка, сприймається антеною 12 і після попереднього підсилення широко-смуговим підсилювачем 8 подається на другий вхід самопишучого приладу. На його третій вхід подаємо напругу від датчика тиску 5, яка прямопропорційна тискові масла в гідросистемі.

При руйнуванні зразка 15 його уламок падає у електропровідну рідину 16, налиту в металеву кювету 17, яка є однією з пластин вимірювального конденсатора, друга пластина якого заземлена, тому електричний заряд уламка гірської породи передається вимірювальному конденсатору, який з'єднаний з вольтметром-електрометром 18.

Таким чином, при роботі установки відбувається одночасний запис тиску, за яким розраховується механічна напруга у досліджуваному зразку,

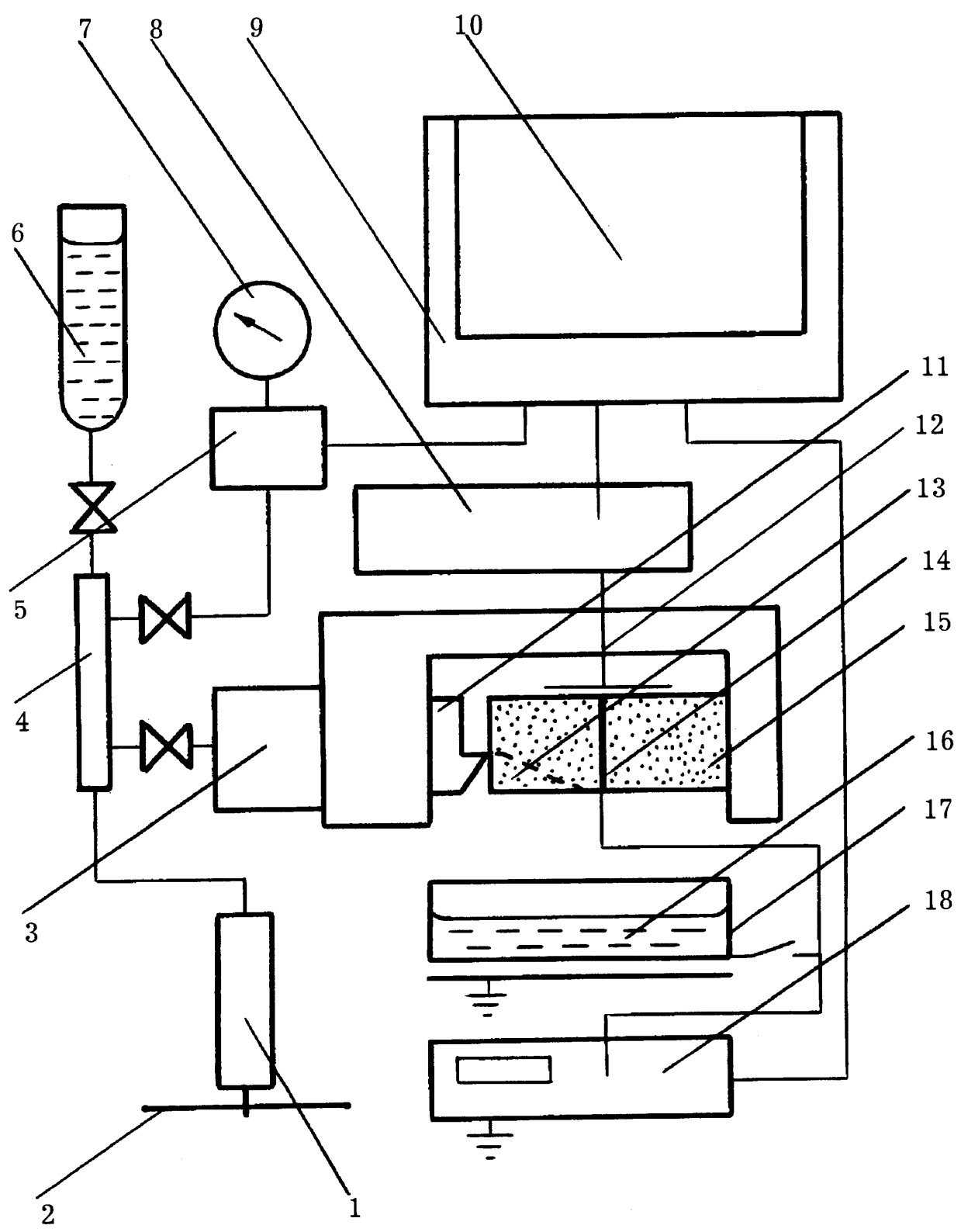


Рисунок 3.2. Установка для дослідження механо-електричних явищ на зразках гірських порід

потенціалу, що виникає при цьому на зразку, і величини, яка характеризує інтенсивність електромагнітної емісії зразка гірської породи.

Результати досліджень на установці (див. рис.3.2) подано в табл.3.1.

Аналіз даних табл.3.1 показує, що коефіцієнт механо-електричного перетворення змінюється в межах $(4,71-25,4) \cdot 10^{-12} \text{ В}\cdot\text{м}^2/\text{Н}$.

Таблиця 3.1 - Результати досліджень механо-електричних явищ на зразках гірських порід

Номер зразка	Кількість вимірювань	Тиск, МПа	Площа перерізу, м ²	$k_{m-e}, 10^{-12} \text{ В}\cdot\text{м}^2/\text{Н}$	$\bar{k}_{m-e} 10^{-12} \text{ В}\cdot\text{м}^2/\text{Н}$
1	6	6	$6 \cdot 10^{-4}$	15,6 13,57 11,5 14,06 16,32 17,53	13,06
2	5	6	$6 \cdot 10^{-4}$	6,8 6,15 6,0 5,9 6,3	6,23

Продовження табл.3.1

Номер зразка	Кількість вимірювань	Тиск, МПа	Площа перерізу, м ²	k_{M-e} , 10 ⁻¹² В·м ² /Н	\bar{k}_{M-e} 10 ⁻¹² В·м ² /Н
3	5	6	6·10 ⁻⁴	23,4	25,4
				22,8	
				23,4	
				28,2	
				29,1	
4	4	6	6·10 ⁻⁴	4,5	4,71
				7,1	
				2,8	
				2,5	
5	6	6	6·10 ⁻⁴	3,3	5,3
				6,4	
				6,9	
				4,6	
				5,5	
				3,5	
6	3	6	6·10 ⁻⁴	29,3	23,3
				23,3	
				17,4	

Значення коефіцієнтів механо-електричних перетворень для різних порід (табл.3.2) [7] підтверджують величини коефіцієнтів, які одержані нами експериментальним шляхом на лабораторній установці.

Таблиця 3.2 - Значення коефіцієнтів механо-електричних перетворень для різних типів порід

Порода	Коефіцієнт механо-електричного перетворень k_{m-e} , 10^{-12} В·м ² /Н
Вугілля	15,80 – 202
Пісковики, алевроліти	0,15 - 82,0
Сієніти, діорити, габбро	1,00 – 121

Таким чином, на основі проведених нами експериментів можна зробити такі висновки:

1. Генеративна функція вища у вугіллі, яке містить переважно вітрен і кларен $(10,7-20,2) \cdot 10^{-12}$ В·м²/Н і нижча у фюзеновому і дюреновому $(15,8-36,5) \cdot 10^{-12}$ В·м²/Н.

2. Генеративна функція у магматичних породах (сієніти, діорити, габбро) $(1-121) \cdot 10^{-12}$ В·м²/Н, вища, ніж у осадових породах (пісковики, алевроліти) $(0,15-82) \cdot 10^{-12}$ В·м²/Н.

3.3 Розробка методики польового визначення геомеханічного стану гірських порід, які розкриваються свердловиною в процесі буріння, за допомогою потенціалів геоелектричного поля

Стосовно до процесу впровадження нами розроблено на основі польових і аналітичних досліджень практичну методику визначення геомеханічного стану гірських порід, суть якої полягає в вимірюванні потенціалів природного геоелектричного поля, які виникають при бурінні свердловини, для конкретного родовища слід виділити два етапи: етап попередніх досліджень і етап промислового використання.

Метою попереднього етапу досліджень є визначення числових значень вхідних параметрів у опорних точках, які для кожного родовища є сталими.

На попередньому етапі проводиться обмежена кількість досліджень кернавого матеріалу на різних глибинах, після чого протягом всього подальшого часу розбурювання родовища всі вимірювання проводяться без використання кернавого матеріалу. Опорні точки для проведення попередніх спостережень намічають так, щоб повністю охопити досліджувану аномалію природного електричного поля, яка виникає в процесі буріння свердловини.

Для цього проводять профільні вимірювання і вимірювання по площі.

Вимірювання величини геоелектричних потенціалів по площі в районі свердловини, що знаходиться в бурінні, слід проводити тільки з метою одержання інформації про розподіл геоелектричного поля по площі навколо устя свердловини вздовж профілів довжиною 120-140 м з інтервалом вимірювань 10 м. Як правило, на відстані 60-70 м від устя свердловини аномалія геоелектричних потенціалів не спостерігається і тому проводяться тільки вимірювання фонового поля з градієнтом, який не перевищує $(1-2) \cdot 10^{-3}$ В на 10 м. Ця величина градієнта потенціалу є критерієм для визначення довжини профілю. Прив'язка значень потенціалів до профілів проводиться за значеннями потенціалів у точках їх перетину. Середня похибка вимірених значень потенціалів на профілі - не більша за $5 \cdot 10^{-3}$ В, а на віддаленій точці - не більша, ніж $(1-2) \cdot 10^{-3}$ В. Вимірювання по площі є трудомісткі, тому їх виконують при заглибленні свердловини з інтервалом 100-500 м залежно від геологічних умов.

Для одержання інформації про релаксацію геоелектричних потенціалів при віддаленні точок вимірювань від устя свердловини проводилися профільні вимірювання вздовж двох взаємоперпендикулярних профілів. Напрямок профілів вибираємо з таким розрахунком, щоб вони відходили безпосередньо від устя свердловини. Орієнтація профілів - навхрест і за простя-

ганням гірських порід. Пікети профілів закріплюються на місцевості для проведення повторних вимірювань. Профільні вимірювання проводять до і після довбання.

Безперервні режимні вимірювання величини ЕП виконують безпосередньо біля устя свердловини. Один із вимірювальних електродів встановлюється на профілі поблизу устя свердловини у точці максимального значення аномалії геоелектричного поля, а другий - у фоновому полі. Інформація з бурової про величину геоелектричного потенціалу поступає на вимірювальний пристрій і далі на реєстратор. За величиною виміряного потенціалу будують графіки зміни ЕП у приуствевій зоні свердловини як у плані, так і в залежності від глибини.

За характером виміряного значення потенціалу від нормального закону розподілу роблять висновки про напружений стан крайової частини гірських порід і про аномальні пластові тиски.

Польові (режимні) дослідження геомеханічного стану гірських порід, що розкриваються свердловиною у процесі буріння з допомогою методу, який базується на вимірюванні потенціалів природного стаціонарного геоелектричного поля на етапі промислового використання, проводяться в такому порядку:

- виходячи із конкретних гірничо-технологічних і гірничо-геологічних умов вибираються контрольні точки спостережень;
- проводиться вимірювання потенціалів природного геоелектричного поля на підготовлених до вимірювань точках згідно з вище поданою методикою.

Висновок до третього розділу

Розроблено оперативну методика оцінки та прогнозування геомеханічного стану гірських порід в процесі буріння свердловин за характером зміни потенціалів природного геоелектричного поля. Суть якої полягає в

72

вимірюванні потенціалів природного геоелектричного поля, які виникають при бурінні свердловини. Для конкретного родовища слід виділити два етапи: етап попередніх досліджень і етап промислового використання.

Розроблена методика опробована і відпрацьована безпосередньо в польових умовах, що описано в наступній главі.

РОЗДІЛ 4

РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ АНОМАЛІЙ ГЕОЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ БІЛЯ УСТЯ СВЕРДЛОВИНИ

4.1 Опис об'єктів спостережень

Режимні польові дослідження приустьєвих геоелектричних аномалій проводилися у трьох нафтогазоносних регіонах: Передкарпатська нафтогазоносна провінція; Дніпрово-Донецька нафтогазоносна провінція; Західно-Сибірська нафтогазоносна провінція.

Передкарпатська нафтогазоносна провінція. Вимірювання і дослідження проводилися на свердловинах Надвірнянського УБР (свердловини - Південний Гвізд-9, 10; Гвізд-233; Пасічна-806, 813); Долинського УБР (свердловина Північна-Долина-164); Івано-Франківського УБР (свердловина Маркова-10) які знаходились у бурінні.

У геологічному плані свердловини знаходяться у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину родовища нафти пов'язані з різними формами брахіантиклинальних складок Бориславського-Покутської підзони, яка складається із Бориславського, Трускавецького і Покутського покривів. Кожному з них відповідають групи родовищ. До Бориславського покриву належать родовища (з північного Заходу на південний Схід) Старосамбірське, Попельське, Бориславське, Іваниківське, Орів-Уличнянське, Стинавське, Танявське, Північно-Долинське, Вигодське, Струтинське, Спаське, Ріпнянське, Верхньолуквинське, Бабченське, Стара Копальня і Довбушанське; до Трускавецького - Новосхідницьке, Південно-Іваниківське, Заводовське і інші; до Покутського - Розсільнянське, Космацьке, Дзвиняцьке, Гвіздецьке, Пнівське, Новобитківське. Розсільнянське і Космацьке родовища відносяться до газоконденсатних, Іваниківське,

Північно-Долинське і Новобитківське - до нафтогазоконденсатних, а решта - до нафтових.

Для розкриття закономірностей зміни потенціалу під час буріння свердловин об'єктами спостережень вибрано Гвіздецьке, Південно-Гвіздецьке нафтові і Північно-Долинське нафтогазоконденсатне родовища.

Розглянемо характеристику геологічної будови Гвіздецького нафтового родовища.

У геологічній будові Гвіздецького нафтового родовища беруть участь крейдяні, палеогенові і міоценові відклади. У результаті випробування свердловин у межах Старунського блоку встановлено промислову нафтоносність відкладів вигодської і частково манявської свит еоцену, середньо- і нижньоменілітової підсвіт олігоцену. У сусідніх блоках (Битьківському і Солотвинському) виявлено газоконденсатний і нафтовий поклади в менілітових відкладах. Глибина залягання еоценових відкладів коливається від 1835 до 2350 м, менілітових - від 1520 до 2090 м.

У центральному, найбільш піднятому блоці Гвіздецької складки виділяються чотири нафтових поклади: перший - у відкладах середньоменілітової підсвіти з водонафтовим контактом на відмітці 1520 м; другий - у відкладах нижньоменілітової підсвіти з водонафтовим контактом на відмітці 1400 м; третій - у відкладах вигодсько-пасічнянської свити з водонафтовим контактом на відмітці 1604 м і четвертий - у відкладах манявської свити з водонафтовим контактом на відмітці 1708 м. Пластові тиски перевищують гідростатичні у 1,5-1,6 раза. Враховуючи наявність поперечних порушень, амплітуди яких перевищують поверх нафтоносності олігоценних відкладів, а також різне положення водонафтових контактів центральної і переклинальної частин структури, ці поклади належать до тектонічно екранованих.

Розріз манявської свити (f_2mn) - це ритмічне чергування зелено-сірих і темно-сірих пісковиків, слюдистих дрібнозернистих вапнякових алевролітів, з дрібними прошарками сірих вапняків. У подошві свити відмічається 10-ти метровий строкатобарвистий горизонт. Середня товщина манявських відкладів складає 177 м.

Виділення вигодських (f_2vg) відкладів має умовний характер, оскільки немає чітких реперів. Відмітка покрівлі проводиться по піщанистій пачці, яка залягає над більш глинистими відкладами. Ці відклади на Гвіздецькій складці розкриті 11-ма свердловинами. Середня товщина відкладів по площі складає 103 м. За літологічним складом вигодські відклади - це грубошаруваті пісковики і сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, низьковапнякові алевроліти. У подошві свити залягають щільні і сірі вапняки.

Менілітові відклади по-різному розмиті. Практично вони являють собою розріз нижньоменілітової підсвити і невеликою по товщині частиною середньоменілітової і інколи верхньоменілітовою підсвіт. Середня товщина відкладів - 343 м.

Нижньоменілітова підсвіта (f_3ml_1) ділиться на 4 горизонти: шешорський, нижніх роговиків, клівських пісковиків і других сірувато-зелених аргілітів. Середня товщина підсвити - 249 м. Шешорський горизонт - це масивні сірі пісковики з пропластками тонкоплиткових алевролітів і чорних невапнякових аргілітів та мергелів. Нижньороговиковий горизонт представлений пачкою тонкошарових полощатих силіцитів, які чергуються з чорними аргілітами. Горизонт добре витриманий по площі, чітко виділяється на каротажних діаграмах в усіх свердловинах, які його розкривали. Горизонт клівських пісковиків складається в основному з темно-сірих і чорних кварцевих пісковиків з прошарками сірих і чорних вапнякових алевролітів і аргілітів. Прошарки пісковиків часто мають лінзоподібний характер. Горизонт других зеленувато-сірих аргілітів представлений зеленувато-сірими,

слюдистими, невапняковими аргілітами з прошарками зеленувато-сірих пісковиків малої товщини.

Відклади середньоменілітової підсвіти (f_3ml_2) - це темно-сірі вапнякові аргіліти, які прошаровуються з темними, інколи голубувато-сірими вапняковими, слюдистими пісковиками і алевролитами. Рідко зустрічаються сидеритові конкреції. Середня товщина відкладів - 93 м.

Гвіздецьке нафтове родовище належить до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Гвіздецька складка представлена у вигляді перевернутої на північний схід вузької антиклинальної складки північно-західного простягання. Північно-східне крило складки круте ($65^\circ-85^\circ$) і ускладнене поздовжніми диз'юнктивними порушеннями насувного характеру. Вздовж цього порушення основне крило складки насунуте на відірвану частину північно-східного крила. Амплітуда насуву складає 50-100 м. Південно-західне крило складки пологіше ($30^\circ-45^\circ$), інколи майже повністю відсутнє в окремих комплексах відкладів в зв'язку із зрізом насуву Старуньської складки. Так, менілітові відклади частково зрізані у Старуньському, Солотвинському і повністю у Дзвиняцькому блоках. Ширина Гвіздецької складки по замкнутій ізогіпсі - 1700 м, по еоценових відкладах, в основному продуктивному блоці, складає приблизно 1000 м. У південно-східному напрямку вона розширюється до 1400 м. В північно-західному напрямку у свердловині 130 значно звужується, заглиблюючись під відклади Старуньської складки.

Гвіздецька складка ускладнена поперечними порушеннями: на північному заході Манявським (амплітуда 300-800 м), в центрі - Солотвинським (амплітуда 200-500 м), на південному сході - Битьківським (амплітуда 100-300 м). Вказані порушення розбивають Гвіздецьку складку на три блоки: Солотвинський, Старуньський і Битьківський. Ці порушення є регіональними і прослідковуються по всій ширині Бориславсько-Покутської зони. Розвідані запаси нафти Гвіздецького родовища приурочено до Ста-

руньського блоку. Старунський блок ускладнений двома тектонічними порушеннями невеликої амплітуди (20-50 м), які розділяють Гвіздецьку складку в цьому блоці на три ділянки. Ці порушення прослідковуються по амплітудах абсолютних відміток маркуючих горизонтів, даних сейсмічних досліджень абсолютних відміток ВНК (рис.4.1, 4.2, 4.3). В результаті детального вивчення наявного геолого-промислового матеріалу середньоменілітового покладу встановлено, що перша ділянка гідродинамічно ізольована від двох інших і є самостійним об'єктом розробки. Дві інші ділянки об'єднано в окремий об'єкт розробки в зв'язку з їх гідродинамічною сполученістю. В цілому Гвіздецьке родовище слід вважати багатопластовим, пастку склепінною у напівзамкнутій антиклинальній складці із зрізом південно-західного крила, а поклади - структурного типу, склепінні, напівзамкнуті, в окремих блоках тектонічно екрановані.

В геологічній будові Південно-Гвіздецької площі беруть участь відклади неогену, палеогену і верхньої крейди.

Стрийська свита верхньої крейди (k_{2st}) у межах Південно-Гвіздецької площі свердловинами не розкрита. На сусідній Гвіздецькій площі у свердловині 125-Гвізд максимально розкрита товщина свити сягає 960 м. Вона літологічно представлена тонкоритмічним флішем, який складається із чергування пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Ямненська свита палеоцену (P_{jm}) не розкрита в межах описуваної структури. На сусідній Гвіздецькій площі середня її товщина складає 34 м і представлена чергуванням алевролітів і пісковиків товщиною до 5 м.

Манявської свити (P_{2mn}) відклади у межах Південно-Гвіздецької площі розкриті свердловинами 1, 3, 5, 9-Південний Гвізд, де її розкрита товщина відповідно складає 140, 34, 300 і 219 м. Розріз представлений ритмічним чергуванням аргілітів, тонкошарових пісковиків, алевролітів.

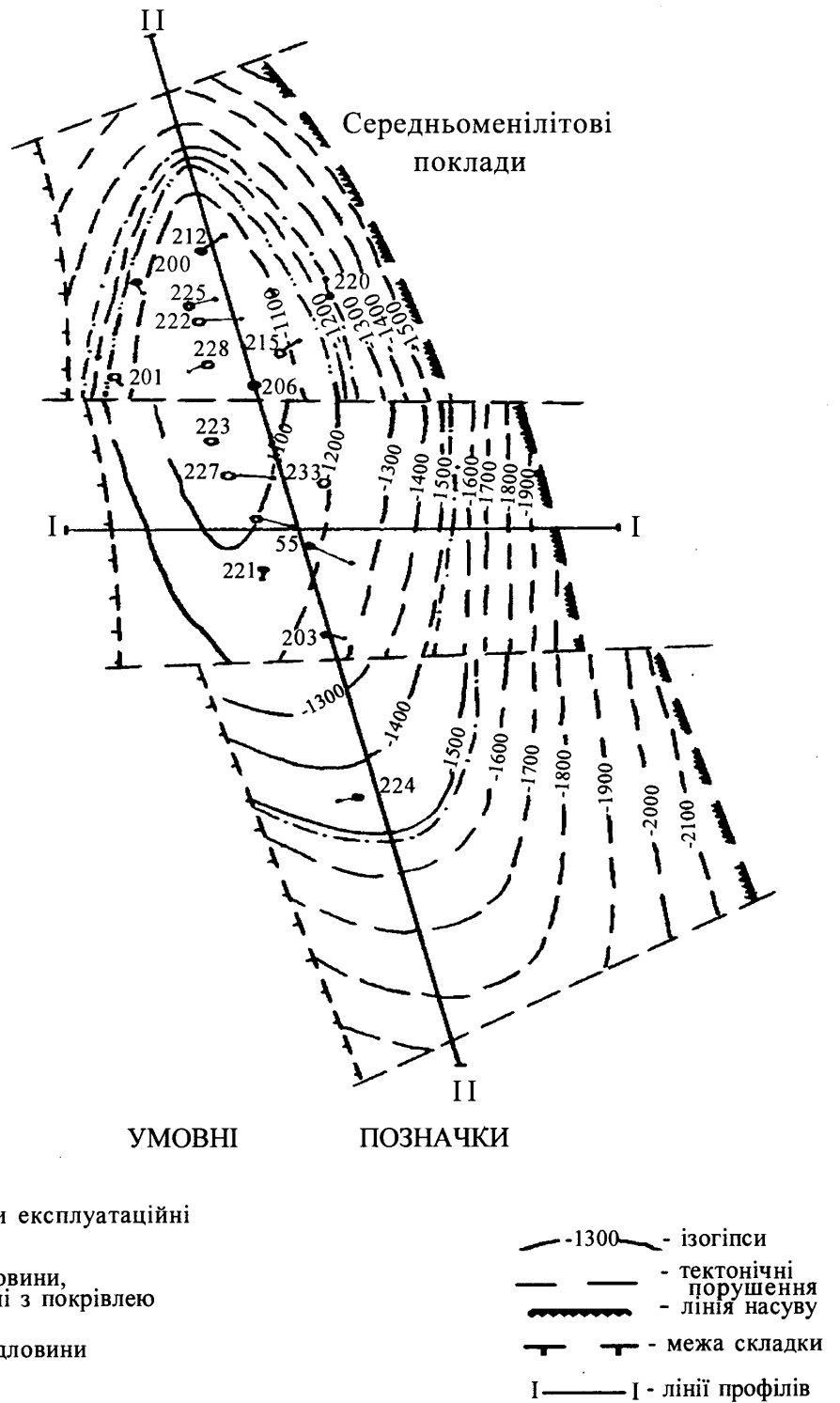


Рисунок 4.1 - Структурна карта Гвіздецького нафтового родовища по покрівлі продуктивного горизонту

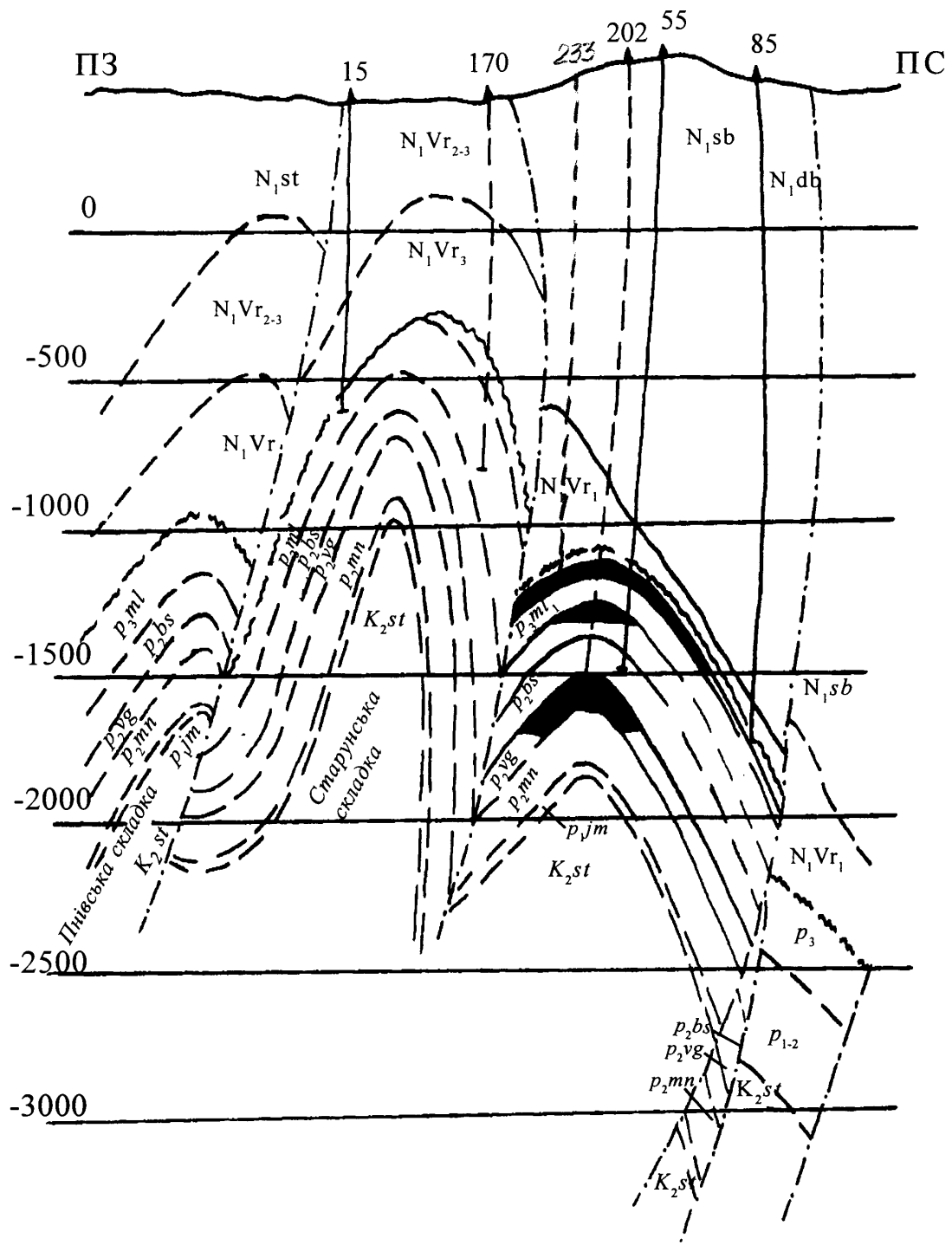
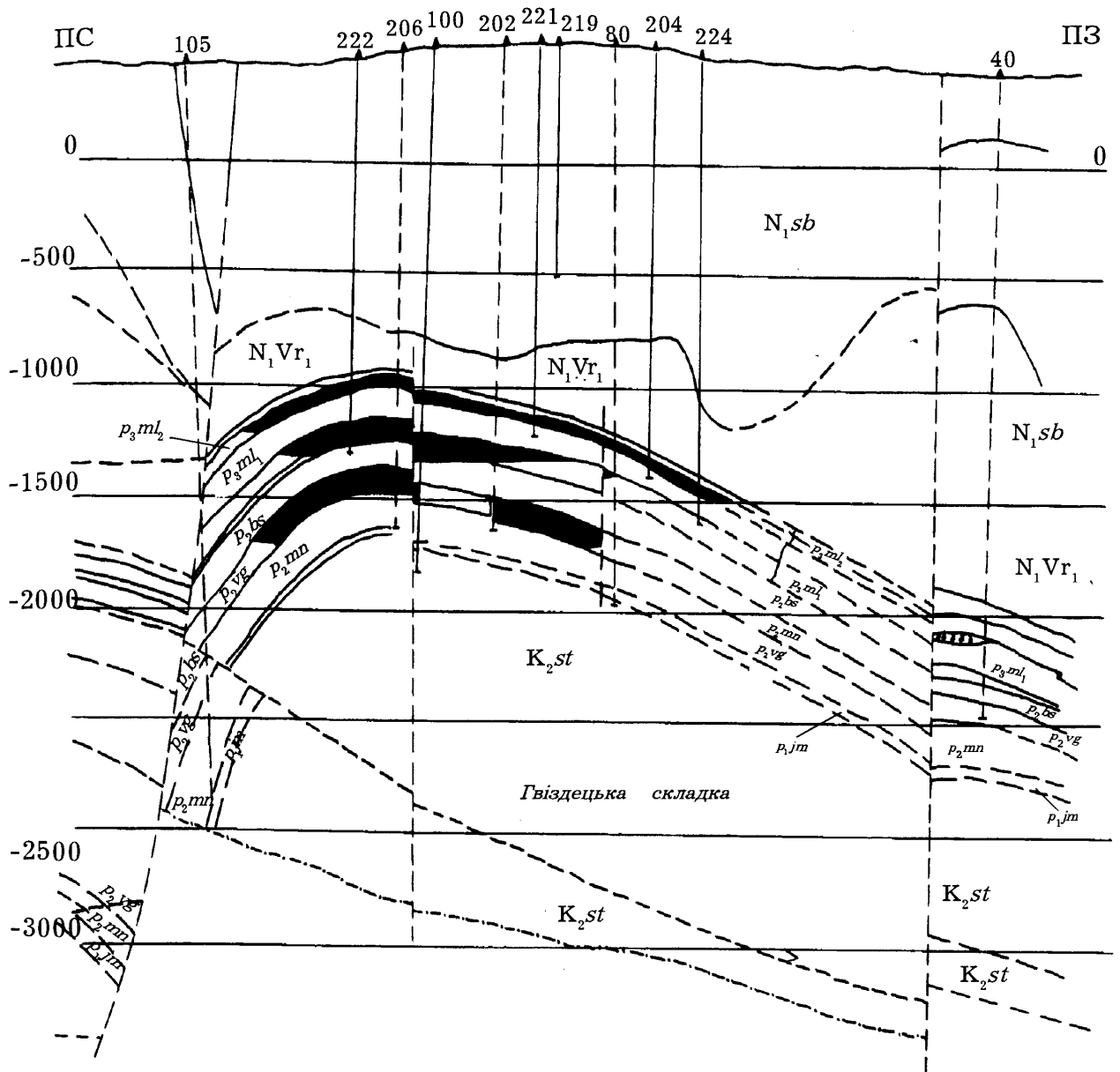


Рисунок 4.2 - Геологічний розріз Гвіздецького родовища по лінії I-I



УМОВНІ

ПОЗНАЧКИ

Крейда K_2st - Стрийська свита
 Палеоцен p_{1jm} - Ямненська свита
 Еоцен p_{2mn} - Манявська свита
 p_{2vg} - Вигодська свита
 p_{2bs} - Бистрицька свита

Олігоцен p_3ml_1 - Нижньоменілітова підсвіта
 p_3ml_2 - Середньоменілітова підсвіта
 p_3ml_3 - Верхньоменілітова підсвіта
 Міоцен N_1vr - Воротищенська свита
 N_1sb - Слободська підсвіта

△ 105 - номер свердловини - газові поклади - нафтові поклади

- тектонічні порушення - лінії насувів - лінії стратиграфічних меж

Рисунок 4.3. Геологічний розріз Гвіздецького родовища по лінії II-II

Вигодська свита (P_{vg}) літологічно складається з товстошарових пісковиків і алевролітів з пропластками аргілітів. Зустрічаються прошарки конгломератів. У подошві свит залягають великої товщини вапняки. Повна товщина розкрита у свердловинах 5,9-Південний Гвізд, де вона відповідно дорівнює 100 і 158 м.

У бистрицькій свиті (P_{2bs}) (знизу-вверх) виділяються дві фації: попельська (піщано-алевролітова) і бистрицька (глиниста). Товщина свити коливається від 60 до 105 м. Розріз свити - бідний на колектори промислового значення.

Виходячи із пошарової кореляції свердловин Південно-Гвіздецької площі, верхня частина розрізу, а інколи і середня - нижньоменілітової підсвити (P_{ml_1}) відсутні майже всюди, що може бути пояснено перервою в осадоутворенні до середньоменілітового часу. Товщина нижньоменілітової підсвити зменшується з північного заходу до південного сходу від 289 м до 169 м. Розріз складається з пісковиків, аргілітів і роговиків.

Середньоменілітова підсвита (P_{ml_2}) представлена на даній території горизонтом високого опору і піщано-аргілітовим горизонтом, які складені чергуванням пісковиків з алевролітами і аргілітами. Горизонт високого опору добре виділяється на фоні вище і нижчележачих низькоомних глинистих розрізів і прослідковується на всій площі. До середньоменілітових відкладів приурочені поклади нафти. Ефективні товщини пластів середньоменілітових відкладів коливаються у широких межах і не завжди взаємопов'язані із зміною загальних товщин підсвити. У розрізі середньоменілітових відкладів колекторські відмінності майже відсутні.

Відклади верхньоменілітової підсвити поляницької свити на площі повністю розмиті.

На розмитій поверхні середньоменілітових відкладів залягає велика товща моласових відкладів, представлена воротищенською свитою, яка всю-

ди виходить на поверхню. Відклади воротищенської свити характеризуються різкою фаціальною мінливістю по площі і по розрізу і значними коливаннями товщини як свити в цілому, так і окремих підсвіт: нижньоворотищенської і її аналогом - добротівською. Відклади нижньоворотищенської підсвіти представлені аргілітами і глинами, часто засоленими, з невеликими пропластками пісковиків. Товщина підсвіти коливається у широких межах від 420 до 1870 м. Середньоворотищенська підсвіта - це уламки і конгломератоподібні відклади, у підлеглий кількості пісковики, алевроліти, аргіліти і глина. Товщина підсвіти коливається від 450 до 1130 м. Відклади верхньоворотищенської підсвіти представлені соленосно-глинистою і піщано-глинистою (добротівською) фаціями. Вся маса порід дуже насичена сіллю і гіпсом і всюди виходить на денну поверхню. Товщина коливається від 420 до 1400 м.

У тектонічному відношенні Південно-Гвіздецька площа розміщена у південно-східній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Південно-Гвіздецька складка за матеріалами сейсмічних досліджень і результатами буріння являє собою асиметричну антиклиналь північно-західного простягання. Північно-східне крило складки великих розмірів, круте (60° - 80°) і ускладнене поздовжнім диз'юнктивним порушенням насувного характеру. Південно-західне крило складки також достатньо довге, але пологіше, замкнуте, а по окремих комплексах відкладів зрізане відкладами Старуньської складки. У південно-східному напрямку вона стає дещо пологішою.

Найбільш піднята частина Південно-Гвіздецької складки знаходиться у межах північно-західної ділянки Битьківського блоку, де склепіння на покрівлі еоценових відкладів оконтурене ізогіпсою 2300 м. Далі у південно-східному напрямі відбувається занурення складки до 2500, 2700 і 2800 м. Ширина складки по покрівлі еоценових відкладів у Битьківському блоці

складає 4400 м при довжині 4700 м; у Пасічнянському - 4100 м при довжині 5400 м.

Існує припущення, що Південно-Гвіздецька структура не є південно-східним периклинальним закінченням Гвіздецької, а новим структурним елементом, який помітно занурюється у північно-західному напрямку під Гвіздецьку структуру. Одним з основних аргументів є як одержання продукції (нафти, газу, газоконденсату) із середньоменілітових і вигодських відкладів і гіпсометрія основних стратиграфічних комплексів, так і одержання газоконденсату - продукції структур, які витримують значні занурення.

Родовище Північна-Долина у тектонічному плані належить до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину і прилягає на північному сході до Долинського нафтового родовища. В геологічній будові Північно-Долинського нафтогазоконденсатного родовища беруть участь відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, представленні утвореннями верхньокрейдяного віку, які перекриваються породами Ямненської свити палеоцену, манявської, вигодської і бистрицької свит олігоцену. Останні перекриваються відкладами воротищенської свити міоцену. В межах Північно-Долинської структури виділено три великих блоки, розділених регіональними порушеннями: Болехівський, Долинський і Південно-Долинський. У свою чергу кожен з названих блоків, за виключенням крайнього південно-східного, ускладнений рядом поперечних і поздовжніх порушень місцевого характеру, ділиться на блоки другого порядку. В межах Болехівського блоку виділено 2 блоки, а в межах Долинського - 6. Амплітуда північно-східного поздовжнього порушення складає 50 м. Амплітуда південно-західного порушення складає 30-35 м. Основним об'єктом розробки є еоценові відклади, експлуатація яких розпочата у 1960 році, коли одержано промислові притоки нафти із вигодської свити. У 1965 році встановлена наявність нафтових покладів з газовою шапкою у розрізі попельської

фації бистрицької свити. За даними промислово-геофізичних досліджень продуктивність відкладів менілітової свити встановлено у деяких свердловинах, розміщених у найбільш піднятих склепінних частинах структури. Окремо із відкладів менілітової свити притоків нафти і газу не одержано. Абсолютні відмітки випробуваних нафтоносних інтервалів як у бистрицьких, так і у вигодських свитах дуже близькі і змінюються в одних і тих же межах. Так, з бистрицьких відкладів притоки нафти були одержані при найвищій абсолютній відмітці - 2417,3 м (свердловина 63) і найнижчій - 2411,4 м (свердловина 18) і 2540,3 м (свердловина 70). Звідси випливає, що до еоценових відкладів Північно-Долинської складки належить єдиний нафтовий поклад, який об'єднує колектори попельських, вигодських і манявських відкладів, у верхній частині якої є газова шапка. Колекторами нафти є пісковики і алевроліти. Відклади вигодської свити представлені в основному пісковиками, розділеними невеликими за товщиною прошарками глини, що зрідка зустрічаються. Відклади бистрицької свити представлені глинистими відкладами, серед яких виділяються різкі пласти пісковиків і алевролітів. Структура Північно-Долинської площі - це вузька антиклинальна складка північно-західного простягання і прослідковується на 16 км при ширині 3-3,5 км. Складка асиметрична, із зрізаним південно-західним крилом, яке похило занурюється під Долинську структуру і більш крутішим і підвернутим північно-східним крилом. Кути падіння південно-західного крила складки складають 10°-20°, а південно-східного 30°-40°. У присклепінній частині до 90° - у зоні підвороту.

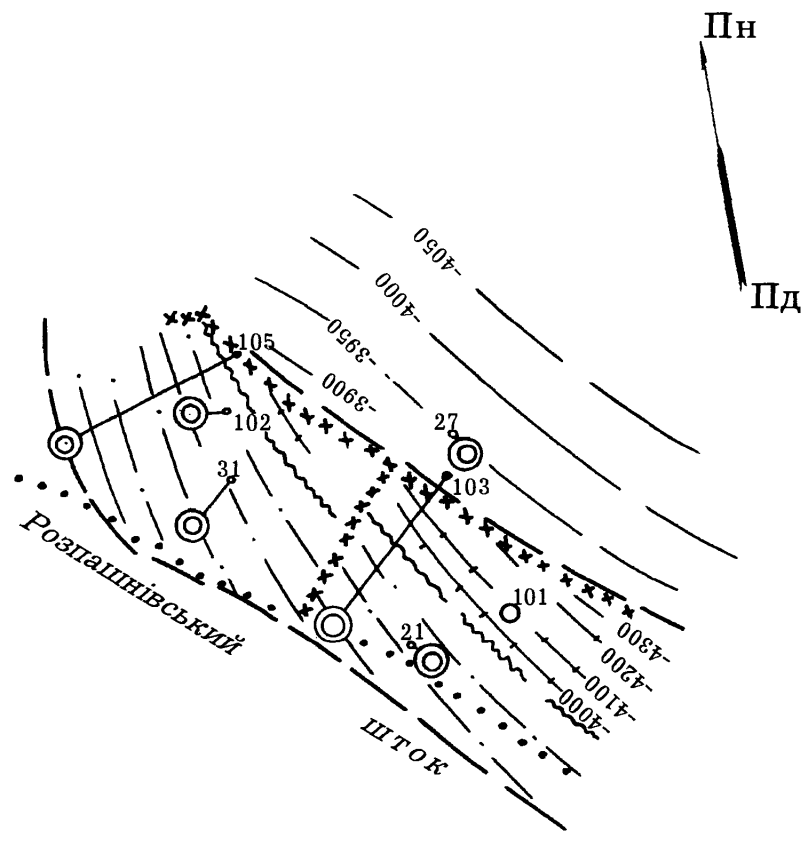
Дніпрово-Донецька нафтогазоносна провінція. Вимірювання і дослідження аномалій потенціалів природного стаціонарного геоелектричного поля проводились на свердловинах Надвірнянського УБР (свердловина Бугреватівська-33), Хрестищенського УБР (свердловина Ново-Українська-103) і Шебелинського УБР (свердловина 800-Шебелинська).

У геологічному плані свердловини знаходяться у центральній частині Дніпровсько-Прип'ятського палеозойського грабена (Ново-Українське газоконденсатне і Шебелинське газове родовища) і у північносхідній зоні грабена (Бугреватівське нафтове родовище).

Бугреватівське нафтове родовище розміщено у північно-східній прибортовій зоні грабена і приурочено до брахіантиклинальної складки північно-західного простягання з великою периклиналлю, що поступово переходить у монокліналь. Тектонічними порушеннями родовище розбито на сім блоків. Розмір складки по продуктивному горизонту В-22 (верхній візей) - 7,3x5,0 км. З глибиною (за відкладами верхнього девону) складка набуває більш крутих обрисів, зменшується по площі, амплітуда її по горизонту Д-9 складає 250 м. Міжсолеві і надсолеві відклади розкрито у блоках 4, 6 і 7. Поклади нафти, пов'язані з горизонтом Д-9, представлені перешаруванням пісковиків і алевролітів, середнє значення пористості яких складає 18 % при проникності 0,1-23 мкм². Ефективна товщина горизонту сягає 24,8 м, дебіт нафти - 163,2 м³/добу, газовий фактор - 39 м³/т. Поклад - пластовий, склепінний, тектонічно екранований.

Ново-Українське газоконденсатне родовище розміщене у центральній частині грабена. Тип структури: брахіантиклинальні складки, ускладнені верхньодевонською і нижньопермською солями з передпалеогеновим рівнем покриву солі (рис.4.4, 4.5).

Шебелинське газове родовище належить до центральної частини грабена. Воно є найбільшим у Дніпрово-Донецькій западині. Родовище приурочене до брахіантиклиналі, витягнутої у північно-західному напрямі; розмір її складає 30x12 км у межах контура газоносності. Амплітуда підняття у відкладах палеозою складає більше, як 1000 м. По мезозойських відкладах підняття майже симетричне, кути падіння на крилах - до 5-6°. У палеозойсь-



УМОВНІ ПОЗНАЧКИ


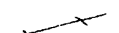



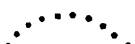


-  - ізогіпси відображеного горизонту IVГ₂ (P₁^{пк});
-  - ізогіпси покрівлі горизонту Н-3 (за даними буріння);
-  - ізогіпси (умовні) крутоспадаючих серпухівських відкладів
-  - градієнти площі розвитку горизонту Н-3;
-  - розривні порушення;
-  - контур соляного штока за даними сейсмічних досліджень;
-  - свердловина проектна;
-  - свердловини розвідкові, які дали нафту із горизонту Н-3;

Рисунок 4.4. Структурна карта Ново-Українського газоконденсатного родовища (Розпашнівський шток)

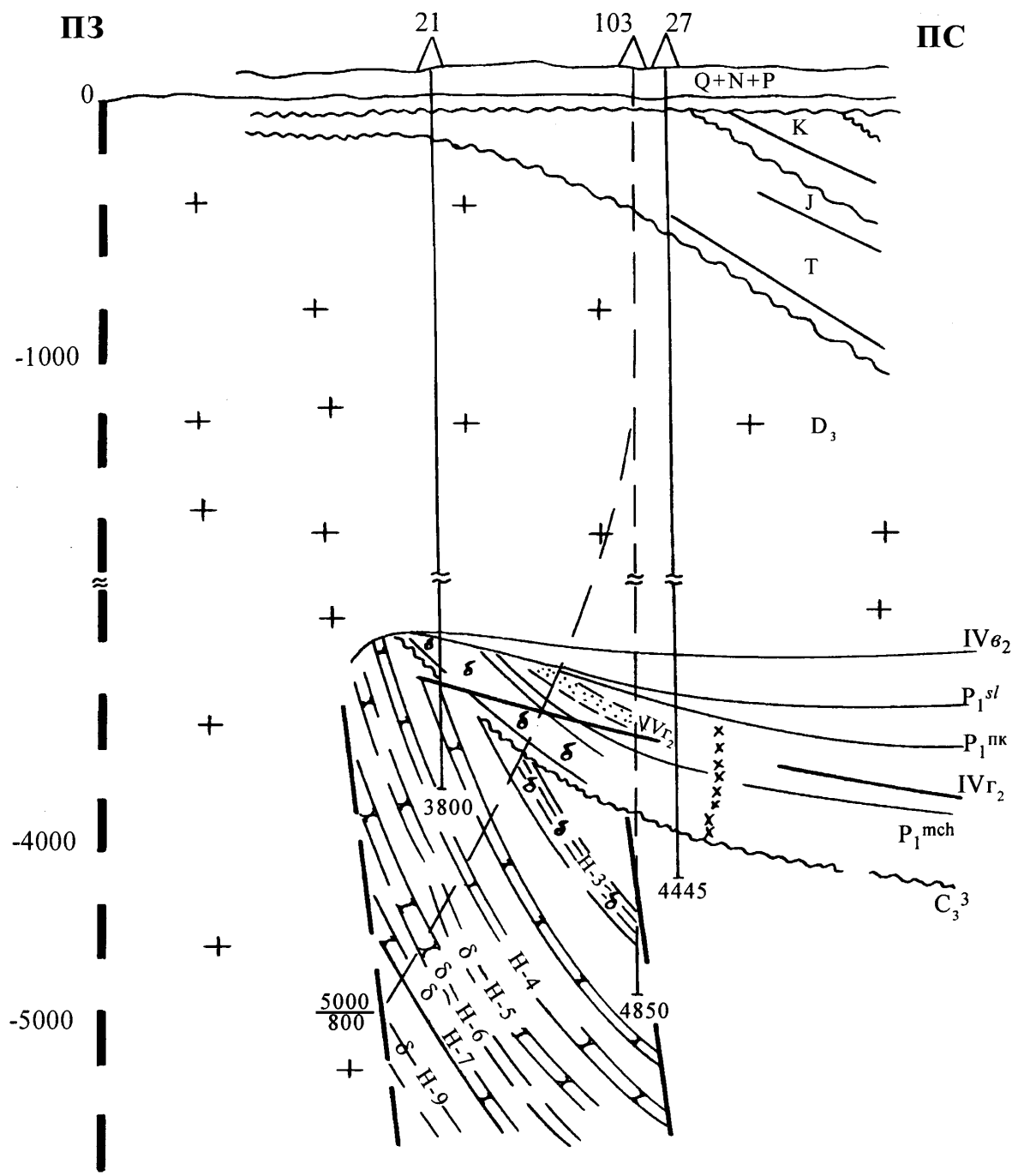


Рисунок 4.5 - Сейсмічний профіль Ново-Українського газоконденсатного родовища

ких шарах структура симетрична; крутіше південно-західне крило нахилене під кутом 20-22°, а північно-східне крило - під кутом 8-10°.

Західно-Сибірська нафтогазоносна провінція. Однією з найбільших нафтогазоносних провінцій Росії є Західно-Сибірська нафтогазоносна плита. Тут відкриті такі родовища як Самотлорське, Уренгойське, Усть-Баликське, Мамонтівське, Березовське, Муравленківське і інші.

Західно-Сибірська плита має триярусну будову. Нижній (перший) структурний ярус представлений переважно виверженими і метаморфічними породами докембрійського і палеозойського віку. Середній (другий) структурний ярус складений середньо-, верхньопалеозойськими і тріасовими осадовими утвореннями, зрідка ефузивними, як правило, слабо дислокованими. Верхній (третій) структурний ярус представлений слабо дислокованими осадовими мезозойсько-кайнозойськими породами. Породи першого і другого структурних ярусів утворюють фундамент платформи, третій ярус - її платформовий покрив.

Для виявлення закономірностей зміни потенціалу при бурінні свердловини за об'єкт вивчення вибрано Муравленківське нафтове родовище (кущ 27, свердловина 432).

Муравленківське родовище росташовано південно-західніше м. Тарко-Сале, північніше Сутормінського родовища. Родовище приурочено до Яхтинського локального підняття, виявленого сейсмозвідувальними роботами в 1977 р. в південній частині Танловського мегавалу. Підняття має субмеридіональне простирання, розмір 37x15 км, амплітуда 150 м. Вверх по розрізу амплітуда зменшується.

В геологічному розрізі району Муравленківського родовища виділяють наступні структурно-формаційні комплекси:

- фундамент, складений докембрійськими байкальськими і палеозойськими утвореннями;

22

- перехідний комплекс, в складі якого приймають участь перм-тріасові відклади від нижньої юри до четвертинних включно.

В структурно-тектонічній будові Муравленківського родовища приймають участь геосинклінальний складчатий фундамент, проміжний комплекс і осадовий покрив. Поверхня фундаменту має складний контур і залягає на глибинах 4200-4600 м. Фундамент складений сильно метаморфізованими і дислокованими породами докембрія і палеозоя. Проміжний комплекс представлений ефузивно-осадовою товщею перм-тріасового віку. В структурно-тектонічному плані Муравленківське родовище контролюється Янгтінським локальним підняттям, який ускладнює південну частину Танловського мегавалу. Розміри підняття 37x15 км, площа 350 м².

В осадовому покриві родовища виділяються наступні нафтогазоносні комплекси:

- келовей-оксфордський по аналогії з Сутурмінським родовищем;
- валанжин-готерівський;
- апт-сеноманський.

Основні промислові запаси нафти по родовищу приурочені до пласта БС₁₁ мегіонської свити валанжин-готерівського нафтогазоносного комплексу. Поклади нафти з промисловими запасами також знайдені в пласті БС₁₀.

Поклади пласта БС₁₁ є пластово-покровними літологічно екранованими і виявлені на глибинах 2600-2700 м. Найбільша товщина пласта приходить на центральну частину покривної структури; де вона досягає 22-25 м. В південній частині пласт сильно глинистий і в межах Сутурмінського родовища товщина пласта в середньому складає 0-4 м. Розміри покладів 29x16 км. Нафтонасичена товщина пласта в середньому складає 11 м. Колекторами нафти є кварц-полевошпатові мілкозерністі пісковики з

прошарками алевролітів. Відкрита пористість пісковиків в середньому дорівнює 29%.

4.2 Експериментальне випробування методу геоелектричних потенціалів і його результати

Великий об'єм експериментальних досліджень методом геоелектричних потенціалів для оцінки напруженого стану порід, що перетинаються свердловиною у процесі буріння, проведено нами у трьох нафтогазоносних провінціях, різних за геологічною будовою (Передкарпатська, Дніпровсько-Донецька і Західно-Сибірська нафтогазоносні провінції).

Розглянемо результати експериментальних досліджень, проведених на свердловинах різних регіонів.

4.2.1 Результати досліджень на Муравленківському нафтовому родовищі.

На Муравленківському нафтовому родовищі (Західно-Сибірська нафтогазоносна провінція) буріння велося на глибинах до 3000 м від поверхні. Відмінною особливістю родовища є майже горизонтальний комплекс залягання осадових порід. Найбільш часто динамічні прояви гірського тиску на цьому родовищі відбуваються на ділянці сеноманських відкладів.

Дослідженнями було охоплено свердловини куща № 27. Вимірювання проводилися з допомогою геофізичної апаратури АЕ-72 і КСП-4. На рис.4.6 представлено результати вимірювань потенціалів геоелектричного поля по площі (фонових вимірювань) до початку буріння свердловини 432.

При поглибленні свердловини проводилися вимірювання по площі на глибинах 1120, 2150 і 2900 метрів (рис.4.7, 4.8, 4.9). Вимірювання проводилися під час заміни долота і компоновки. На рис.4.10 подано результати

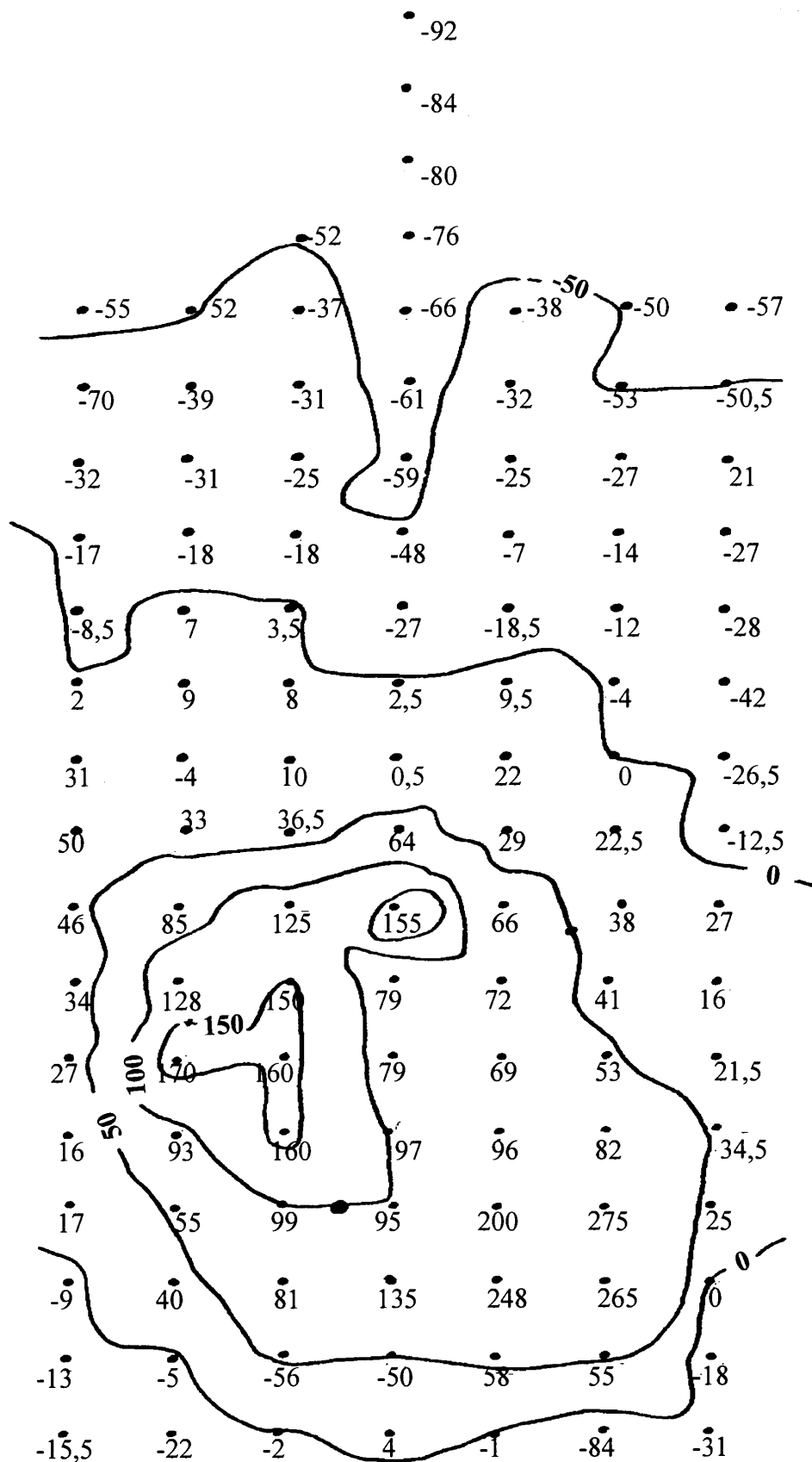


Рисунок 4.6 - Карта зміни потенціалів ПЕП по свердловині 432, куц 27 до початку буріння

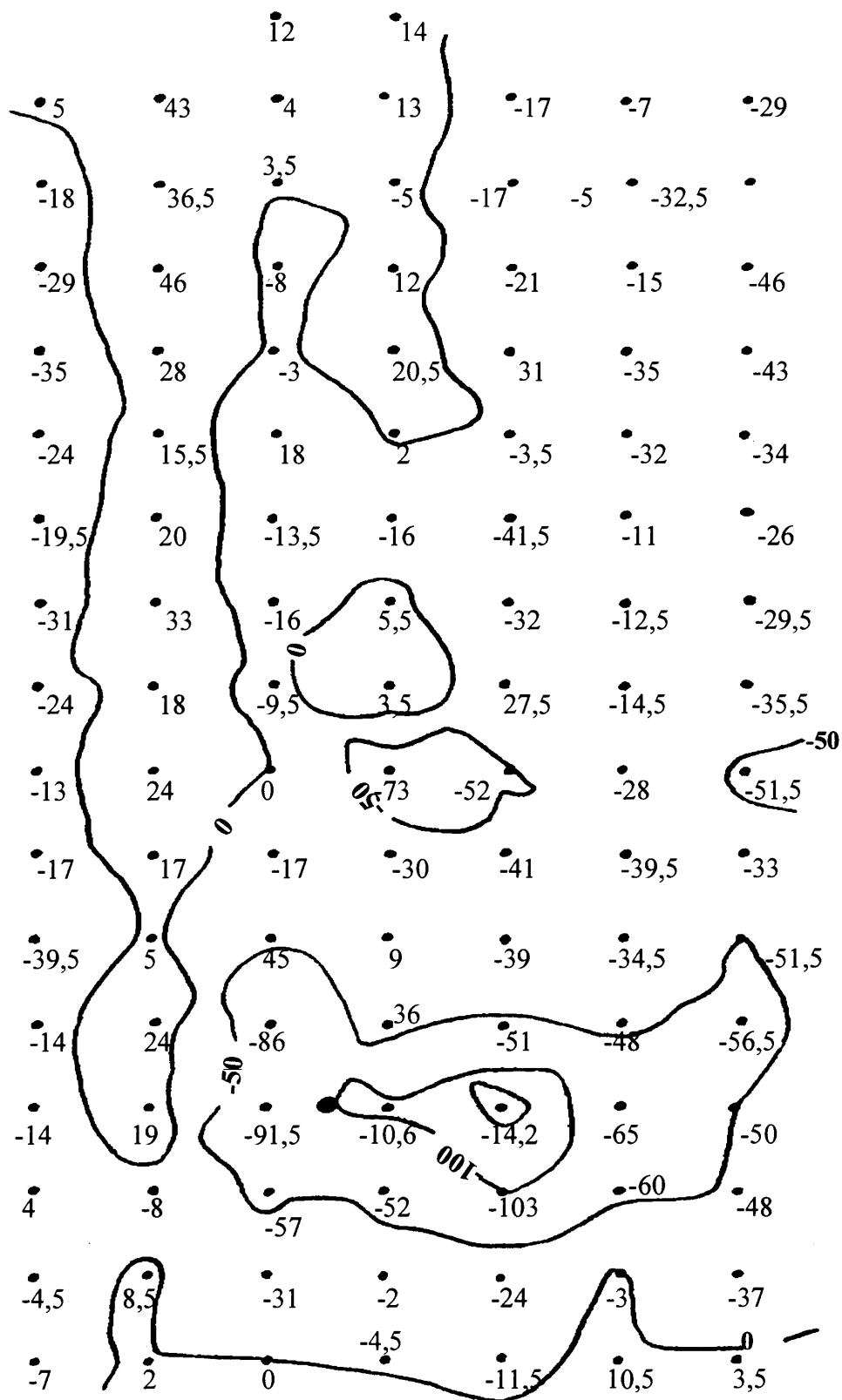


Рисунок 4.7 - Карта зміни потенціалів ПЕП, виміряних по свердловині 432 - Муравленково кущ 27, що відповідає глибині 1120 метрів

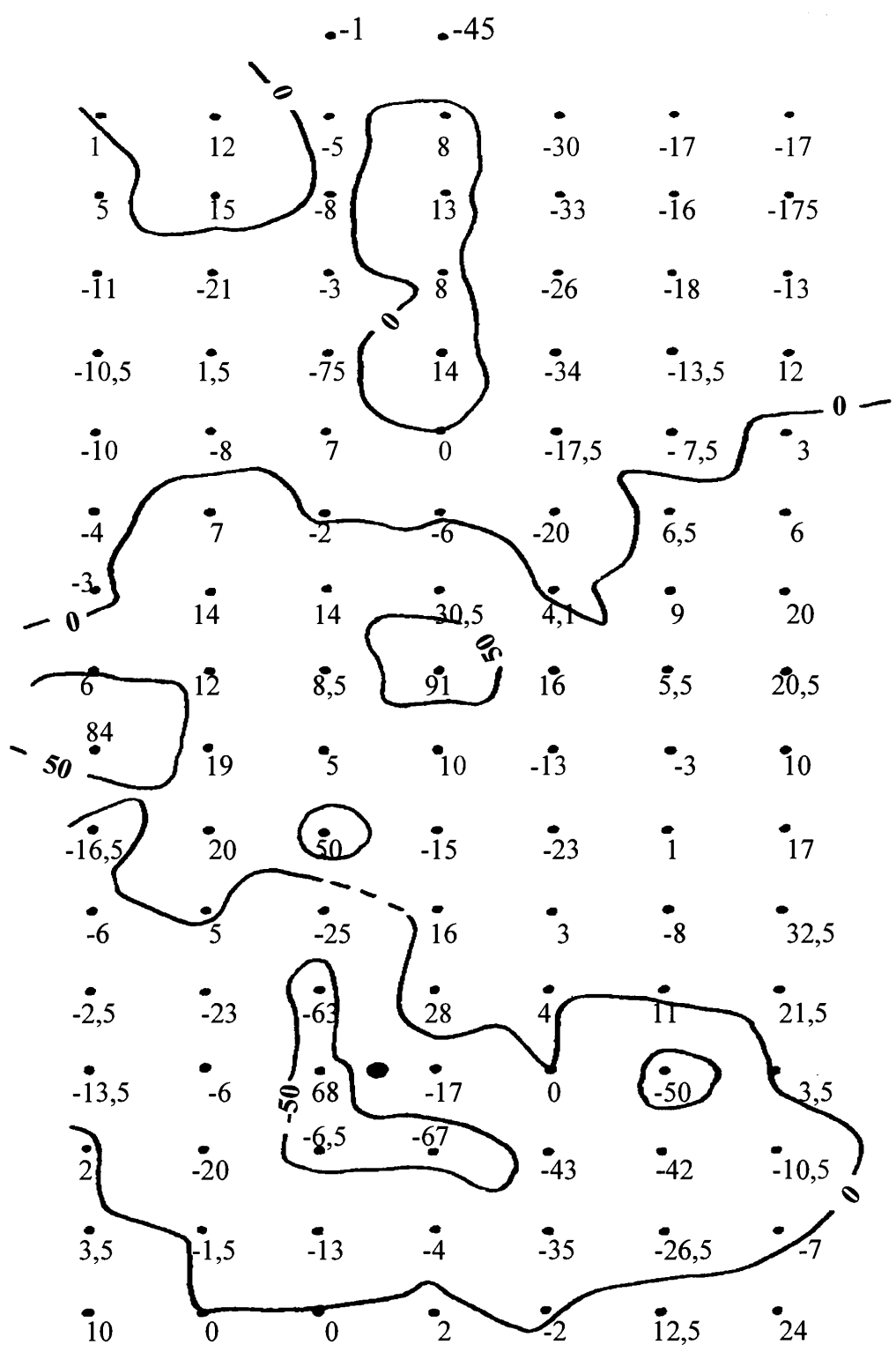


Рисунок 4.8 - Карта зміни потенціалів ГЕП для куца 27 свердловини 432, що відповідає глибині 2150 метрів

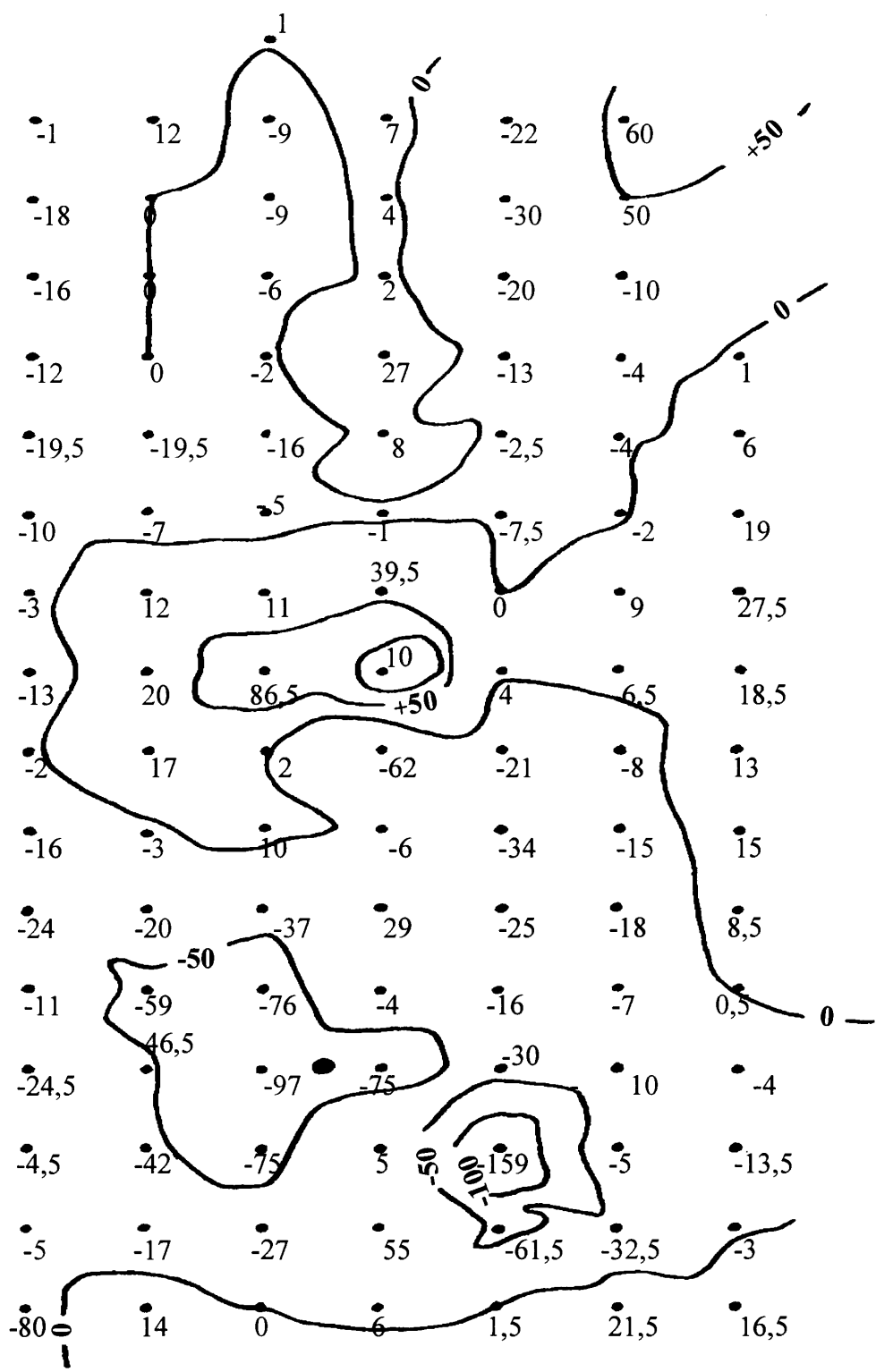


Рисунок 4.9 - Карта зміни потенціалів ГЕП для куша 27 після буріння свердловини 432, що відповідає глибині 2900 метрів

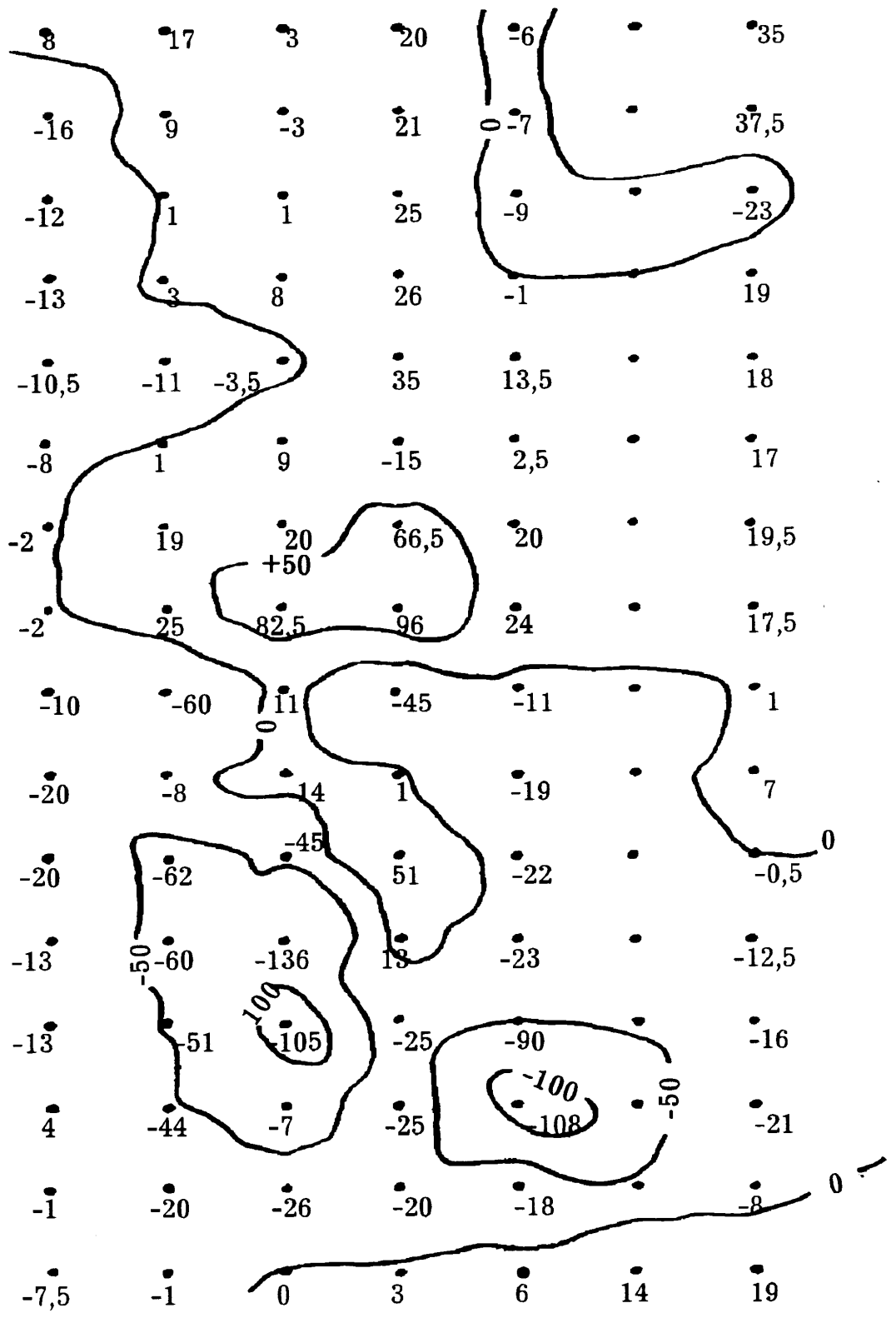


Рисунок 4.10. Карта зміни потенціалів ГЕП для куща 27 після спуску і цементування експлуатаційної колони

вимірювань по площі після закінчення буріння свердловини, спуску і цементування експлуатаційної колони.

Як показали результати вимірювань по площі, відбувся перерозподіл потенціалів навколо свердловини, що буриться. Із показників подальших вимірювань було виключено фон (значення потенціалів до буріння свердловини).

На рис.4.11 представлено результати розподілу геоелектричної аномалії по профілю, що проходить через устя свердловини № 432 при глибинах відповідно 600, 1120, 2150 і 2890 метрів. Устя свердловини знаходиться на відстані 40 м від початку профілю.

Конструкція свердловини наступна: кондуктор - 600 м; проміжна колона - 1320 м; експлуатаційна колона - 2890 м.

Свердловина 432 (кущ 27) похилоспрямована з планованим зміщенням вибою для глибин 600, 1120, 2150, 2890 м відповідно 104,7; 319; 788,9; 837,5 м.

Із рис.4.11 випливає, що при глибині 600 м графік аномалії (крива 1) відповідає теоретичному, тобто максимум аномалії знаходиться над устям свердловини. Ліве крило кривої 1 зміщене відносно осі симетрії на 16 метрів, що свідчить про деяке відхилення від вертикального буріння.

При поглибленні свердловини спостерігається зростання аномалії і зміщення максимуму (криві 2, 3, 4). Це свідчить про зміну глибини і викривлення ствола свердловини. Крива 2 нижча по амплітуді від кривої 1 тому, що свердловина бурилася до глибини 600 м долотом меншого діаметра, а потім її розбурювали долотом більшого діаметра. За цей час відбулося розвантаження порід приствольної зони (релаксація напружень).

Крім вимірювань по площі і профільних вимірювань були проведені режимні спостереження за зміною потенціалу природного геоелектричного

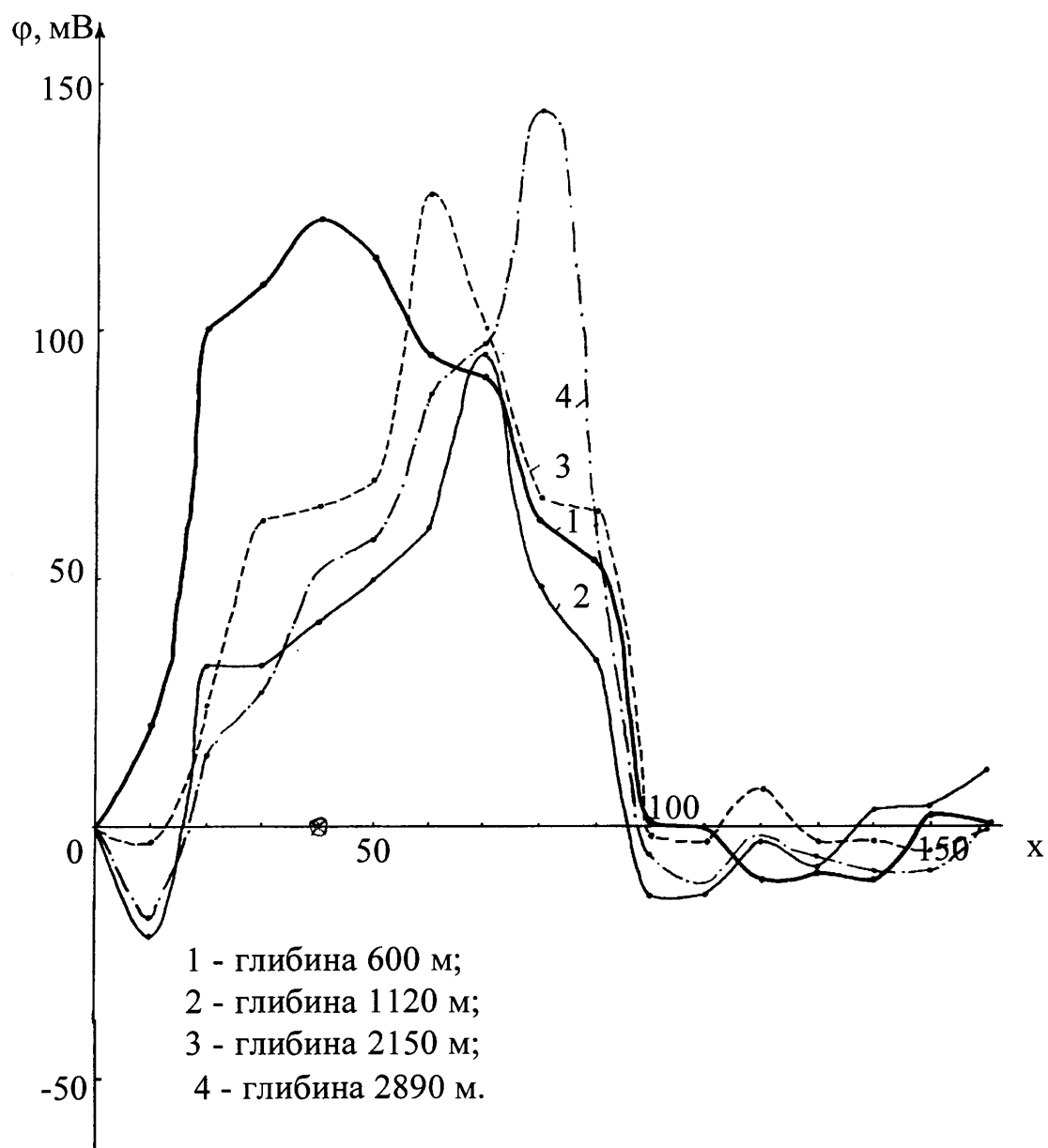


Рисунок 4.11 - Графік розподілу геоелектричної аномалії по профілю, що проходить через устя свердловини 432 куц 27

поля при поглибленні свердловини (від початку буріння до моменту спуску експлуатаційної колони). Результати вимірювань представлені у табл.4.1.

Таблиця 4.1 - Результати вимірювань величини геопотенціалів у приустьевій зоні свердловини 432

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma^I_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па
100	10	100	1000	27	27
335	18,3	115	2104	57	90
602	24,5	134	3283	89	162
712	26,7	125	3337	90	192
805	28,4	150	4260	115	217
903	30,0	150	4500	122	244
1000	31,6	167	5277	143	270
1120	33,5	195	6532	176	302
1320	36,3	165	5989	162	356
1470	38,3	195	7468	202	397
1716	41,4	190	7866	212	463
1873	43,3	240	10392	281	506
1956	44,2	250	11050	299	528
2126	46,1	254	11709	316	574
2262	47,6	255	12138	328	611
2395	48,9	220	10758	291	647
2474	49,7	230	11431	309	668
2507	50,1	270	13527	365	677
2669	51,7	272	14062	380	721

Продовження табл.4.1

Глибина Свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\varphi_{\text{пов}}$, мВ	$\varphi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma^I_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па
2748	52,4	270	14148	382	742
2796	52,9	280	14812	400	755
2842	53,3	283	15084	408	767
2892	53,8	289	15548	420	781
2901	53,9	282	15200	411	783

За результатами вимірювань потенціалу побудовано графік залежності $\varphi = f(H)$ (рис.4.12).

Дослідження потенціалу під час буріння свердловини показали, що на графіку (див. рис.4.12) можна виділити три ділянки, де потенціал зростає з глибиною: перша ділянка - від 0 до 1060 метрів, друга - від 1160 до 2130 метрів, третя ділянка - від 2200 до 2900 метрів.

Ці ділянки вказують на те, що Західно-Сибірська плита має трьохрусну будову. Нижній (перший) структурний ярус представлений переважно виверженими і метаморфічними породами докембрійського і палеозойського віку. Середній (другий) структурний ярус складений середньо-, верхньопалеозойськими і тріасовими осадовими утвореннями, зрідка ефузивними, як правило, слабо дислокованими. Верхній (третій) структурний ярус представлений слабо дислокованими осадовими мезозойсько-кайнозойськими породами.

Лінійне наростання механо-електричного потенціалу із збільшенням глибини, одержане на Муравленківському родовищі нафти і газу у Західному Сибіру, характерне для геосинклинального регіону, який тільки вийшов із

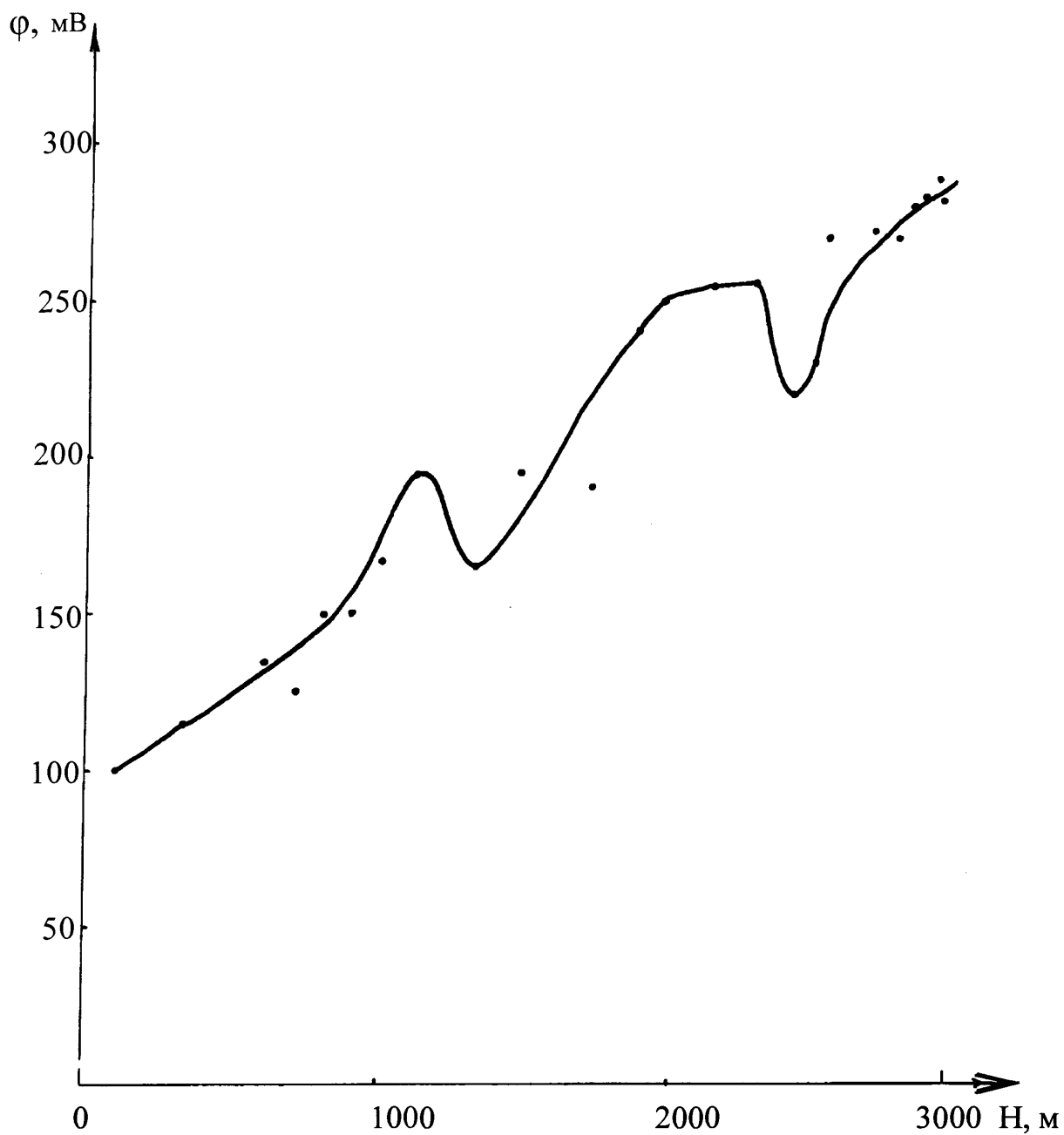


Рисунок 4.12 - Залежність зміни ϕ від глибини свердловини 432
кущ 27 Муравленківського нафтового родовища

стадії осадонагромадження і має горизонтальне або слабкопохиле залягання. Таким регіоном і є Західний Сибір.

За результатами вимірювань потенціалів і обчислення вертикальної складової гірничого тиску нами визначено коефіцієнти механо-електричних перетворень. За результатами обчислень побудовано графік залежності $k_{m-e} = f(H)$ (рис.4.13, крива 1).

Надалі, використовуючи метод найменших квадратів, було зроблено наближення до відомих аналітичних функцій, які б з мінімальною середньо-квадратичною похибкою наближались до заданої вихідної кривої.

У процесі підбору стало видно, що кривій 1 (рис.4.13) відповідає функція:

$$y = b_0 x^{b_1}, \quad (4.1)$$

параметри якої b_1 і b_0 вираховуються з формул

$$b_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \ln x_i \sum_{i=1}^n \ln y_i - N \sum_{i=1}^n \ln x_i \ln y_i}{\left(\sum_{i=1}^n \ln x_i \right)^2 - N \sum_{i=1}^n (\ln x_i)^2}; \quad (4.2)$$

$$b_0 = \exp \left[\frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^n \ln y_i - b_1 \sum_{i=1}^n \ln x_i \right) \right], \quad (4.3)$$

де N - кількість вимірювань; y_i - значення ординат; x_i - значення абсцис.

Для обчислення параметрів функції (4.1) використано програми ЕОМ для наближень функцій [15]. В результаті обчислень коефіцієнти b_0 і b_1 відповідно дорівнюють $0,392 \cdot 10^{-6}$ і $0,593$. Підставляючи параметр x у вираз (4.1) одержимо результати, за якими будуюмо теоретичну криву розподілу k_{m-e} по розрізу свердловини (рис.4.13, крива 2).

Відтак проведено дослідження з метою встановлення істинного значення потенціалу без впливу верхньої частини розрізу (ВЧР) і затухання сигналу.

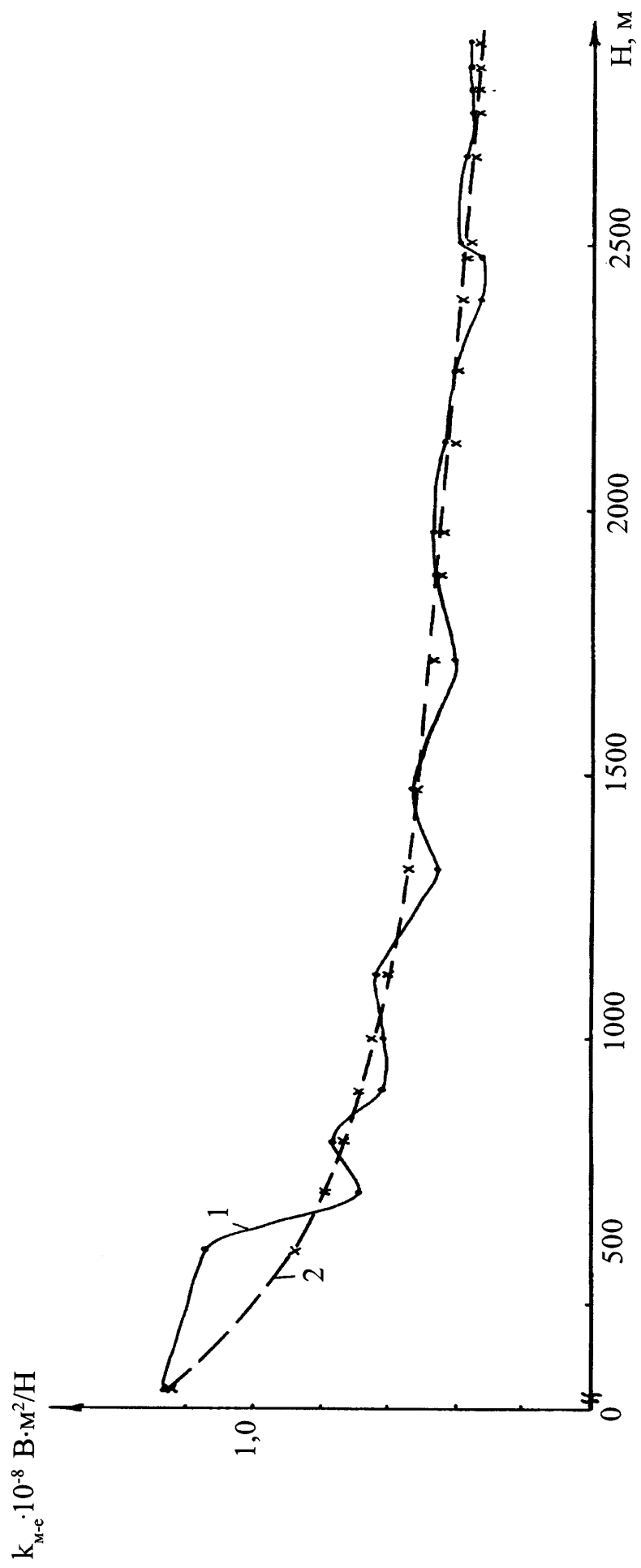


Рисунок 4.13 - Графік зміни коефіцієнта механо-електричних перетворень (свердловина 432 куш 27 Муравленківського нафтового родовища)

Методика оцінки варіацій геомеханічного стану полягає в тому, що в процесі буріння свердловини (від початку до кінця буріння) ведеться запис потенціалів геоелектричного поля. Потім одержаний ряд значень поверхневого потенціалу зводиться до вибою свердловини за формулою з урахуванням геометричного розходження для поверхневої хвилі

$$\varphi_{\text{виб}} = \varphi_{\text{нов}} \sqrt{H}, \quad (4.4)$$

де $\varphi_{\text{виб}}$ - потенціал на вибої свердловини; $\varphi_{\text{нов}}$ - потенціал на поверхні землі; H - глибина свердловини.

За значеннями потенціалу на вибої і першим інваріантом тензора напружень визначається коефіцієнт механо-електричних перетворень для верхньої частини розрізу

$$k_{m-e} = \frac{\varphi_{\text{виб}}^{100}}{\sigma_{100}^I}, \quad (4.5)$$

де $\varphi_{\text{виб}}^{100}$ - потенціал на вибої при глибині свердловини 100 м; $\sigma_{\text{виб}}^I$ - перший інваріант тензора напружень при глибині свердловини 100 м.

Потім за значеннями вибійного потенціалу і коефіцієнта механо-електричних перетворень визначається значення першого інваріанта на вибої при різній глибині буріння:

$$\sigma_{h_i}^I = \frac{\varphi_{\text{виб}}^{h_i}}{k_{m-e}}. \quad (4.6)$$

Результати розрахунків подано у табл.4.1, за результатами якої побудовано графік залежності, який характеризує геомеханічний стан масиву гірських порід (рис.4.14).

Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Західно-Сибірського регіону становить 0,3443 (кут нахилу 19^0). Амплітуда відхилень тиску від геостатичного складає $22,85 \cdot 10^5$ Н/м².

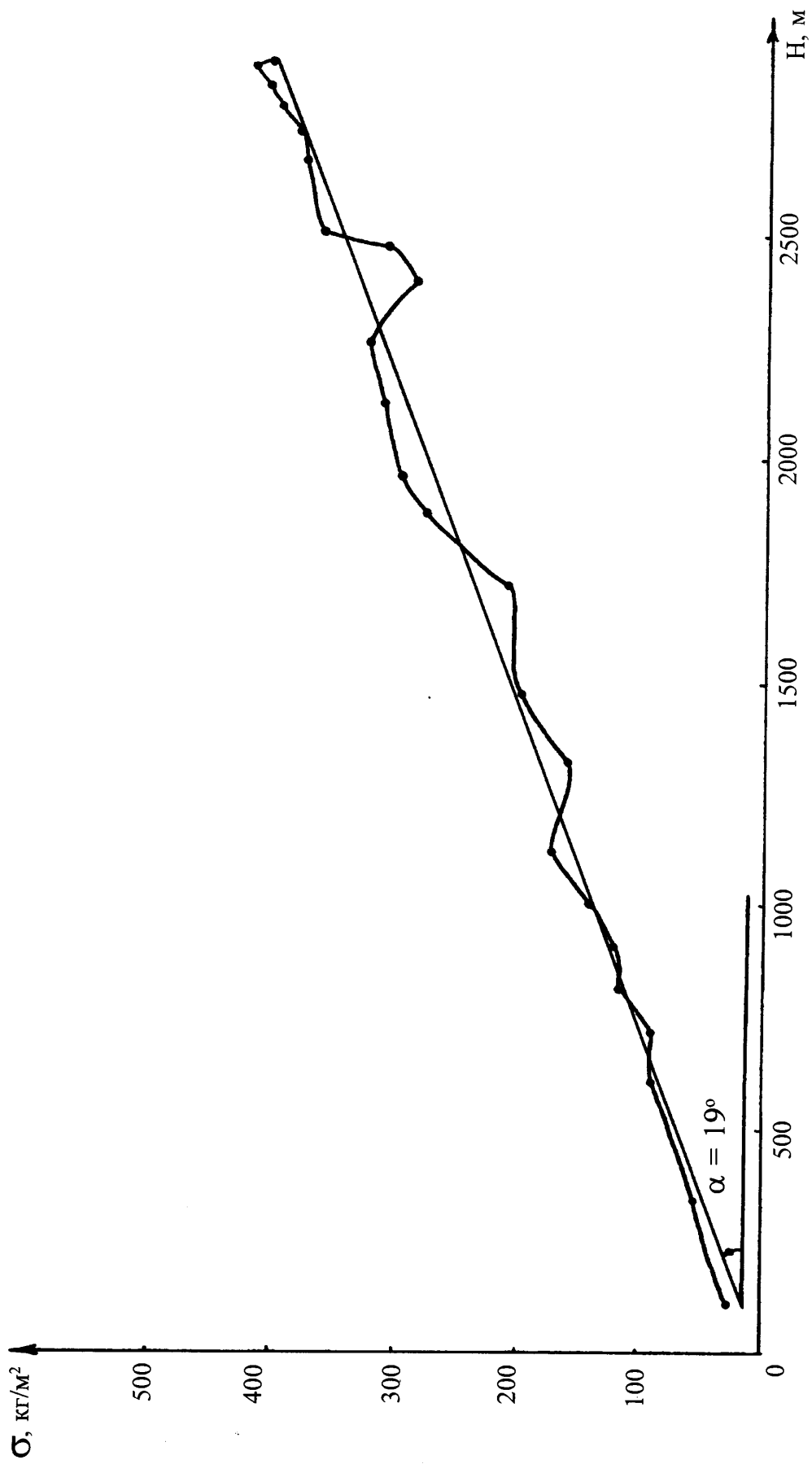


Рисунок 4.14 - Залежність зміни σ від глибини свердловини 432 куш 27
Муравленківського нафтового родовища

4.2.2 Результати досліджень на Гвіздецькому нафтовому родовищі.

Найбільший комплекс дослідницьких робіт у Передкарпатській нафтогазоносній провінції здійснено на свердловині Гвізд-233 Надвірнянського УБР.

У табл.4.2 подано результати вимірювань потенціалів ЕП у процесі проводки свердловини до глибини 1734 (проектна глибина).

За результатами вимірювань побудовано графік залеженості потенціалу від глибини свердловини (рис.4.15). Як видно з графіка, криву можна розбити на три характерні ділянки. Перша ділянка (до 653 м) має ріст потенціалу від $34 \cdot 10^{-3}$ В до $140 \cdot 10^{-3}$ В на глибині 653 м, де свердловина входить в зону розпушених порід, яка виникла при тектонічному піднятті лівого блоку відносно правого (рис.4.2). Міцна покрівля антиклинальної складки опиралася цьому зсуву і руйнувалася впродовж деякого часу. Тому в інтервалі 653-941 м спостерігаються відклади пониженої густини і низьких геомеханічних напружень. Потенціал природного стаціонарного геоелектричного поля у цій зоні знизився від $140 \cdot 10^{-3}$ В до $35 \cdot 10^{-3}$ В. На другій ділянці (951-1532 м) спостерігається зростання потенціалу від $35 \cdot 10^{-3}$ В до $127 \cdot 10^{-3}$ В. Третя ділянка знаходиться в інтервалі 1603,5-1734 м.

Таблиця 4.2 - Результати вимірювань величини потенціалів у приустьевій зоні свердловини Гвізд-233

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma_{\text{виб}}^I$, 10 ⁵ Па
100	10,0	34	340	27	27
203	14,2	82	1164	92	55
403,5	20,1	120	2412	191	109

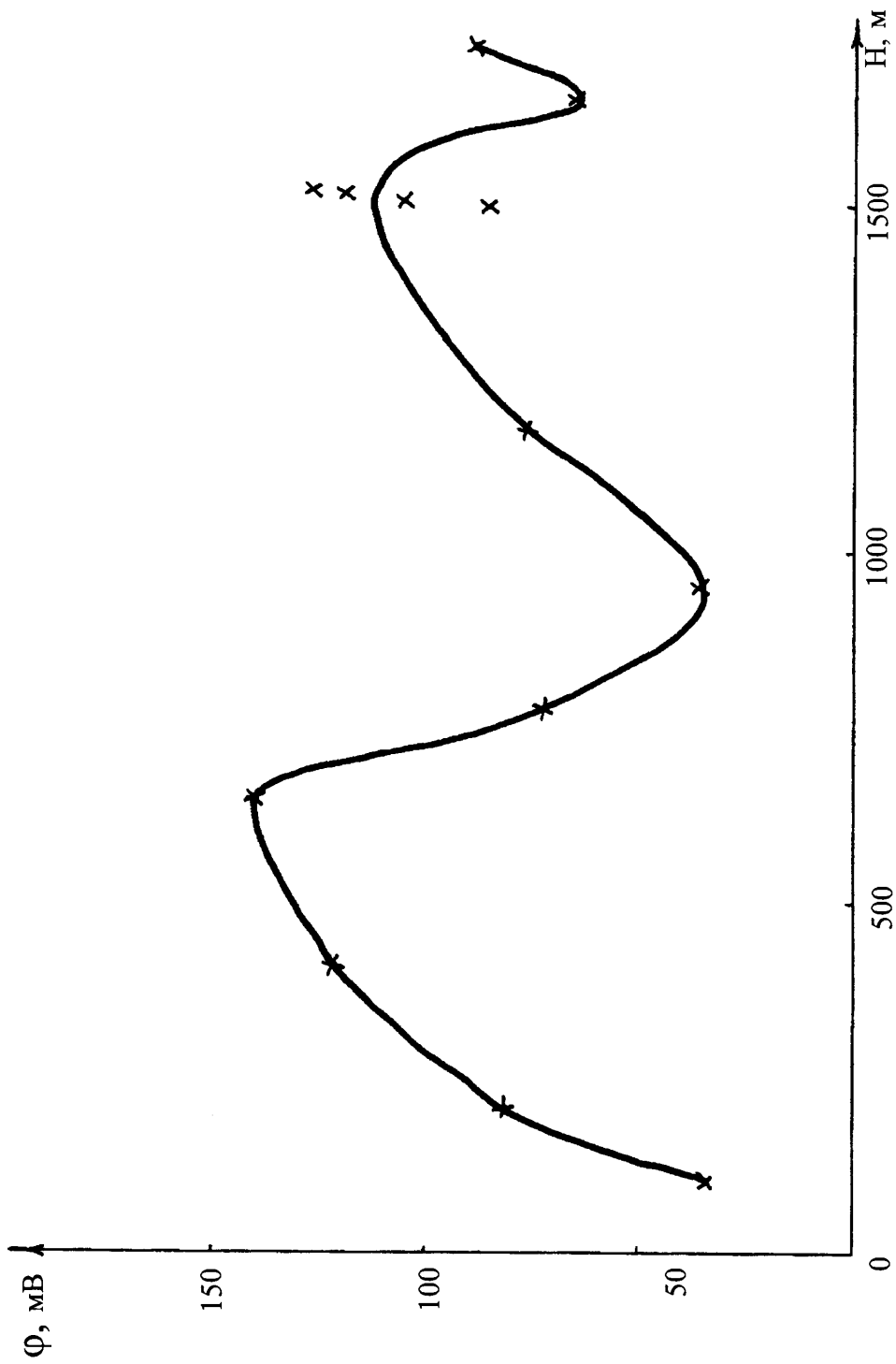


Рисунок 4.15 - Графік зміни геоелектричного потенціалу залежно від глибини по Гвіздецькому родовищу

Продовження табл.4.2

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma_{\text{виб}}^I$, 10 ⁵ Па
653,5	25,5	140	3584	284	176
703,5	26,5	118	3127	248	190
778,5	27,9	73	2037	162	210
951	30,8	35	1078	85	257
1182	34,4	77	2649	210	319
1505	38,8	86	3337	265	406
1511	38,9	105	4084	324	408
1515	38,9	120	4668	370	409
1532	39,1	127	4966	394	414
1628	40,3	62	2499	198	439
1653,5	40,7	65	2645	210	446
1728	41,6	92	3827	307	466

Аналіз рис.4.2, 4.3 і 4.15 свідчить про варіації геоелектричного потенціалу, але в Карпатах їх амплітуда втричі більша, ніж у Західному Сибіру. Ці варіації пов'язані з особливостями геологічної будови.

В Карпатах зміна механо-електричного потенціалу здійснюється за параболічним законом:

$$k_{\text{м-е}} = 3,38 \cdot 10^{-6} x^{-1,02}. \quad (4.7)$$

Параболічна зміна потенціалу з глибиною характерна для геосинклиналей на стадії гороутворення, коли із збільшенням глибини тиск зростає не прямопропорційно, а сповільнено. Це ще раз підтверджує правильність наших висновків.

Алізуючи рис.4.2 і 4.3, видно, що продуктивні відклади представляють собою вузьку антиклинальну структуру, що діє як арочне кріплення (конструкцію), яка сприймає навантаження від вищезалягаючої товщі гірських порід. Породи, які розміщені нижче від замка цієї антиклиналі - розвантажені. Блоки I і II зазнали підняття відносно блоку III. Завдяки цьому на межі III і I блоків над замком антиклиналі утворилася ділянка розвантаження, яка і дала різкий спад потенціалу і тиску (рис.4.15).

Крім досліджень, результати яких представлено вище, було проведено дослідження можливості прогнозування і попередження місця ускладнень геомеханічного походження (обвали стінок свердловини, обсіпання, звуження ствола свердловини, прихвати, нафто-, газо- і водопрояви, пов'язані з бурінням у пластах з АНПТ і АВПТ.

Наведені результати ще раз підтверджують переваги запропонованого методу ЕП у порівнянні з даними промислової геофізики щодо прогнозування і встановлення зон можливих ускладнень геомеханічного походження.

Проведемо подальший аналіз одержаних результатів по свердловині Гвізд-233. Для цього визначаємо коефіцієнти механо-електричного перетворення і за результатами розрахунків будуємо графік (рис.4.16).

Проведемо дослідження по відновленню істинного значення потенціалу без впливу верхньої частини розрізу (ВЧР) і затухання сигналу.

Методика оцінки варіацій геомеханічного стану описана вище. За результатами розрахунків (табл.4.3) будуємо графік залежності, яка характеризує геомеханічний стан масиву гірських порід (рис.4.17). Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Карпатського регіону складає 0,3153 (кут нахилу $17^{\circ}30'$). Амплітуда відхилень тиску від геостатичного складає $107,5 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$.

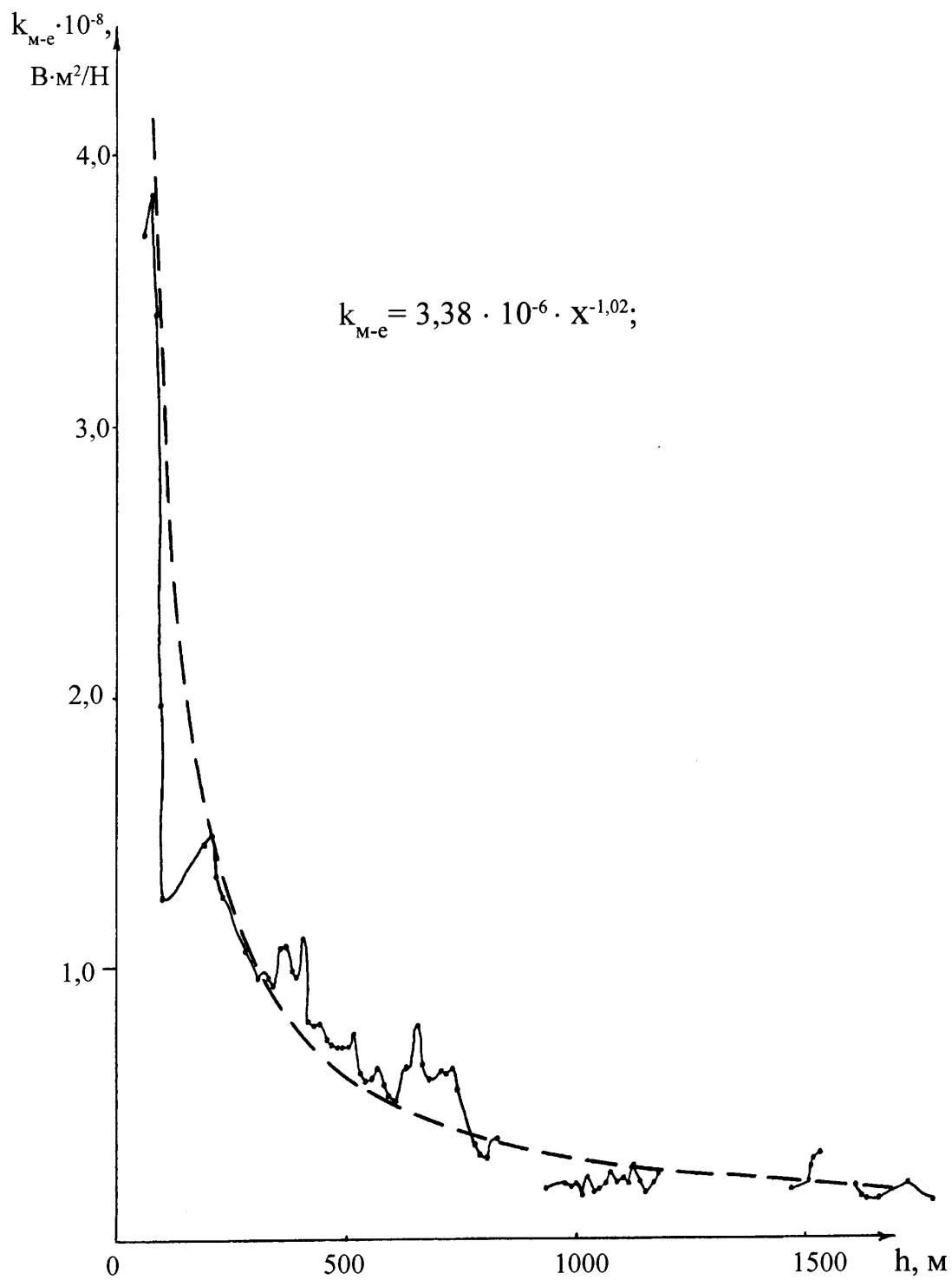


Рисунок 4.16 - Залежність зміни коефіцієнтів механо-електричних перетворень від глибини для Гвіздецького родовища

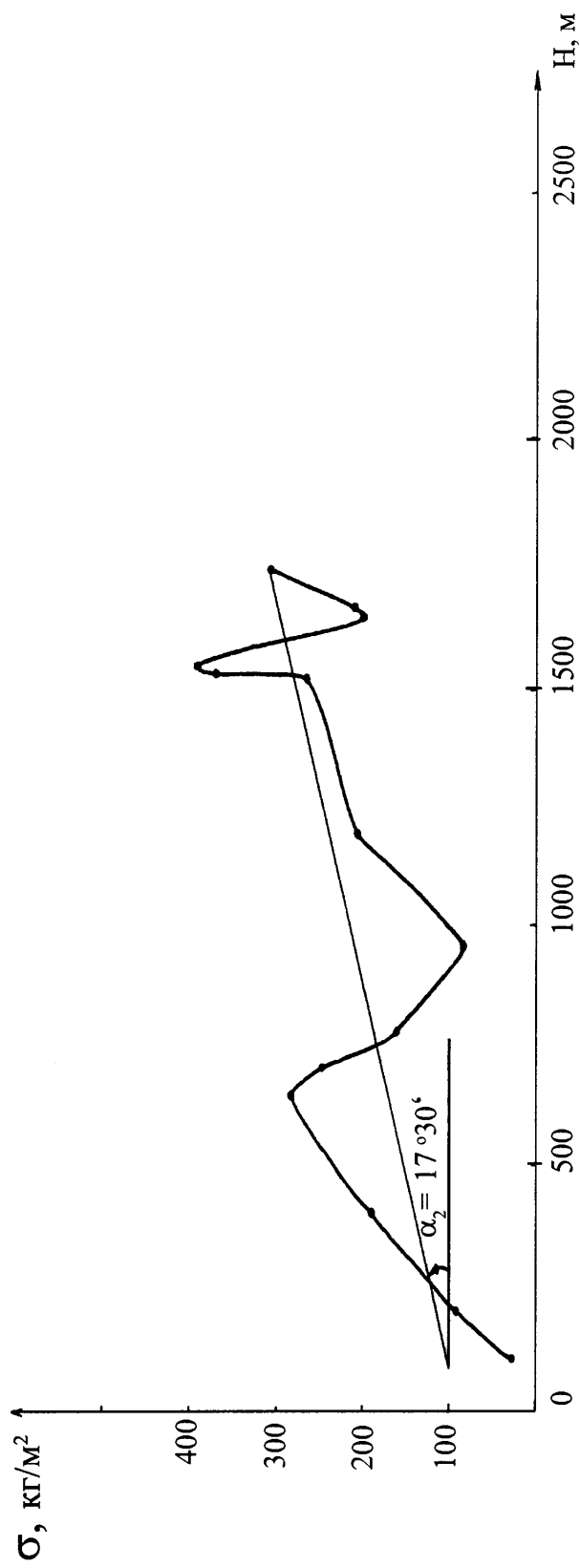


Рисунок 4.17 - Графік зміни характеру геомеханічного стану гірських порід для Гвіздецького родовища (геомеханічний градієнт 0,3153)

4.2.3 Результати досліджень на Шебелинському газоконденсатному родовищі.

Дослідження було продовжено в Дніпрово-Донецькій западині. За об'єкт досліджень вибрано свердловину № 800 Шебелинського газового родовища бурового підприємства Укрбургаз.

Досліджувана свердловина параметрична, закладена з метою оцінки газоносності візейського ярусу нижнього карбону з проектною глибиною 7000 м, профіль свердловини вертикальний, спосіб буріння - турбінно-роторний. Геологічна характеристика розрізу свердловини подана у розділі 4.1.

До початку виконання бурових робіт на свердловині були проведені дослідження аномалії геоелектричного поля вздовж профілю, який проходить через проектне устя свердловини (закінчувався монтаж бурової вишки). За результатами вимірювань побудовано графік зміни потенціалу геоелектричного поля (рис.4.18, крива 1).

Форма кривої свідчить про те, що аномалія - відсутня, існує фоновий розподіл потенціалу. Наявність змонтованої бурової вишки під час проведення вимірювань не впливає на досліджуваний потенціал природного геоелектричного поля і його значення і величина залежать тільки від процесів, які відбуваються в надрах землі при техногенному впливі на масив гірських порід, що підтверджується подальшими дослідженнями, проведеними на свердловині № 800 - Шебелинська.

Перший етап досліджень охоплював інтервал буріння від початку буріння до 1340 м, де згідно з проектом передбачався спуск проміжної технологічної колони. Буріння до глибини 1340 виконувалося у два етапи: спочатку бурили долотом діаметра 393,9 мм, з наступним розширюванням долотом діаметра 555 мм.

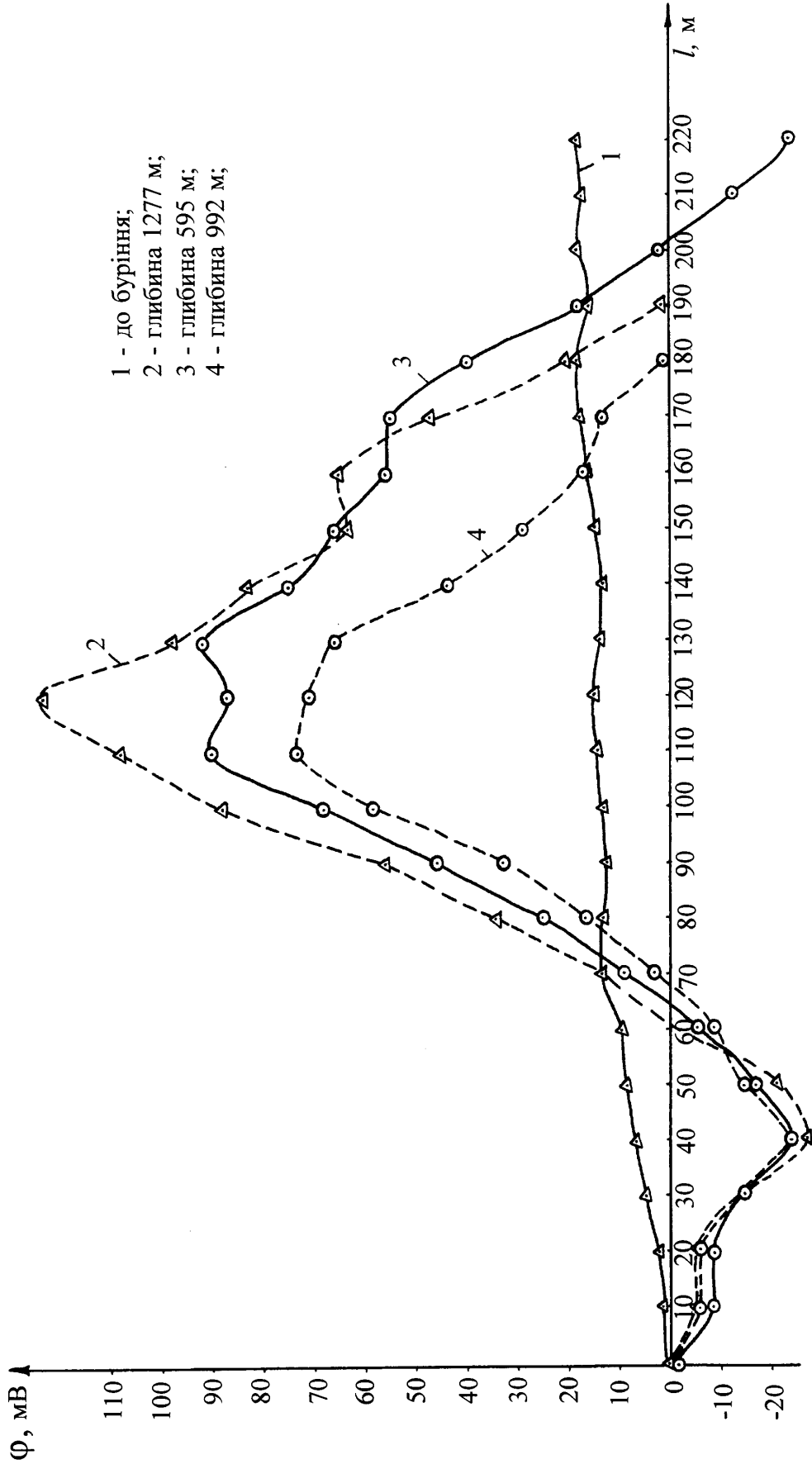


Рисунок 4.18 - Графіки розподілу геоелектричного потенціалу по профілю, який проходить через устя свердловини № 800 Шебелинська

При глибині 1277 м (бурильна колона находилась на вибої свердловини) проведено вимірювання потенціалів по профілю, який проходить через устя свердловини (рис.4.18, крива 2).

Видно, що відбувся зріст потенціалу в приустевій зоні при поглибленні свердловини. Криві 3 і 4 (рис.4.18) відповідають розподілу потенціалу, при розширенні ствола свердловини до діаметра 555 мм, відповідно для глибин 595 м і 992 м. Крива 3 (рис.4.18) має у центрі (устя свердловини) характерний провал. Тут виділяється зона каверноутворення, тобто максимум напружень, зміщений у сторону масиву.

Крім профільних вимірювань на свердловині № 800 проводилися безперервні режимні вимірювання і запис величини геоелектричних потенціалів у процесі проводки свердловини. Результати досліджень приведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Результати вимірювання величини геопотенціалів у приустевій зоні свердловини № 800 - Шебелинська

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma_{\text{виб}}^I$, 10 ⁵ Па
100	10.0	200	2000	54.3	54.3
200	14.1	205	2890	78.5	78.5
300	17.3	212	3668	99.7	99.7
400	20.0	218	4360	118.5	118.5
500	22.4	222	4973	135.0	135.0
600	24.5	227	5561	151.1	151.1
700	26.4	251	6626	180.0	180.0
800	28.3	238	6735	183.0	183.0
900	30.0	231	6930	188.0	188.0

Продовження табл.4.3

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma_{\text{виб}}^I$, 10 ⁵ Па
1000	31.6	234	7394	201.0	201.0
1100	33.2	236	7835	213.0	213.0
1200	34.6	242	8373	227.0	227.0
1300	36.1	262	9458	257.0	257.0
1344	36.7	205	7523	203.0	203.0
1609	40.1	243	9744	265.0	265.0
1700	41.2	261	10753	292.0	292.0
1727,5	41.6	322	13395	364.0	364.0
1736	41.7	232	9674	263.0	263.0
1902	43.6	217	9461	257.0	257.0
1925	43.9	305	13389	364.0	364.0
1976	44.4	234	10390	282.0	282.0
2000	44.7	269	12024	327.0	327.0
2100	45.8	284	13007	353.0	353.0
2122	46.1	318	14660	398.0	398.0
2145	46.3	167	7732	210.0	210.0
2150	46.4	296	13734	373.0	373.0
2175	46.6	264	12302	334.0	334.0
2200	46.9	322	15102	410.0	410.0
2230	47.2	338	15954	433.0	433.0
2250	47.4	282	13367	363.0	363.0
2273	47.7	288	13738	373.0	373.0
2280	47.7	175	8347	227.0	227.0

Закінчення таблиці 4.3

Глибина свердловини, м	\sqrt{H} , м ⁻²	$\Phi_{\text{пов}}$, мВ	$\Phi_{\text{виб}}$, мВ	$\sigma_{\text{виб}}$, 10 ⁵ Па	$\sigma_{\text{виб}}^I$, 10 ⁵ Па
2290	47.8	305	14579	396.0	396.0
2300	47.9	292	13987	380.0	380.0
2330	48.3	308	14876	404.0	404.0
2340	48.4	321	15536	422.0	422.0
2350	48.5	314	15229	414.0	414.0
2355	48.5	305	14792	402.0	402.0
2360	48.6	339	16475	448.0	448.0
2370	48.7	354	17240	468.0	468.0
2400	49.0	325	15925	433.0	433.0
2500	50.0	330	16500	448.0	448.0
2600	51.0	334	17034	463.0	463.0
2650	51.5	351	18076	491.0	491.0
2880	53.7	379	20352	553.0	553.0
2900	53.8	383	20605	560.0	560.0
2965	54.4	370	20128	547.0	547.0
2985	54.6	415	22659	616.0	616.0
3000	54,8	364	19947	542,0	542,0

На рис.4.19 представлено фрагмент цього запису (розкриття солей). Згідно з геолого-технічним нарядом за проектним літологічним розрізом розкриття солей планувалося виконати в інтервалі глибин 1395-1400 м, але, як видно з графіка (рис.4.19), розкриття солей відбулося на глибині 1338 м (підтверджено геофізичними дослідженнями) і характеризувалося зменшен-

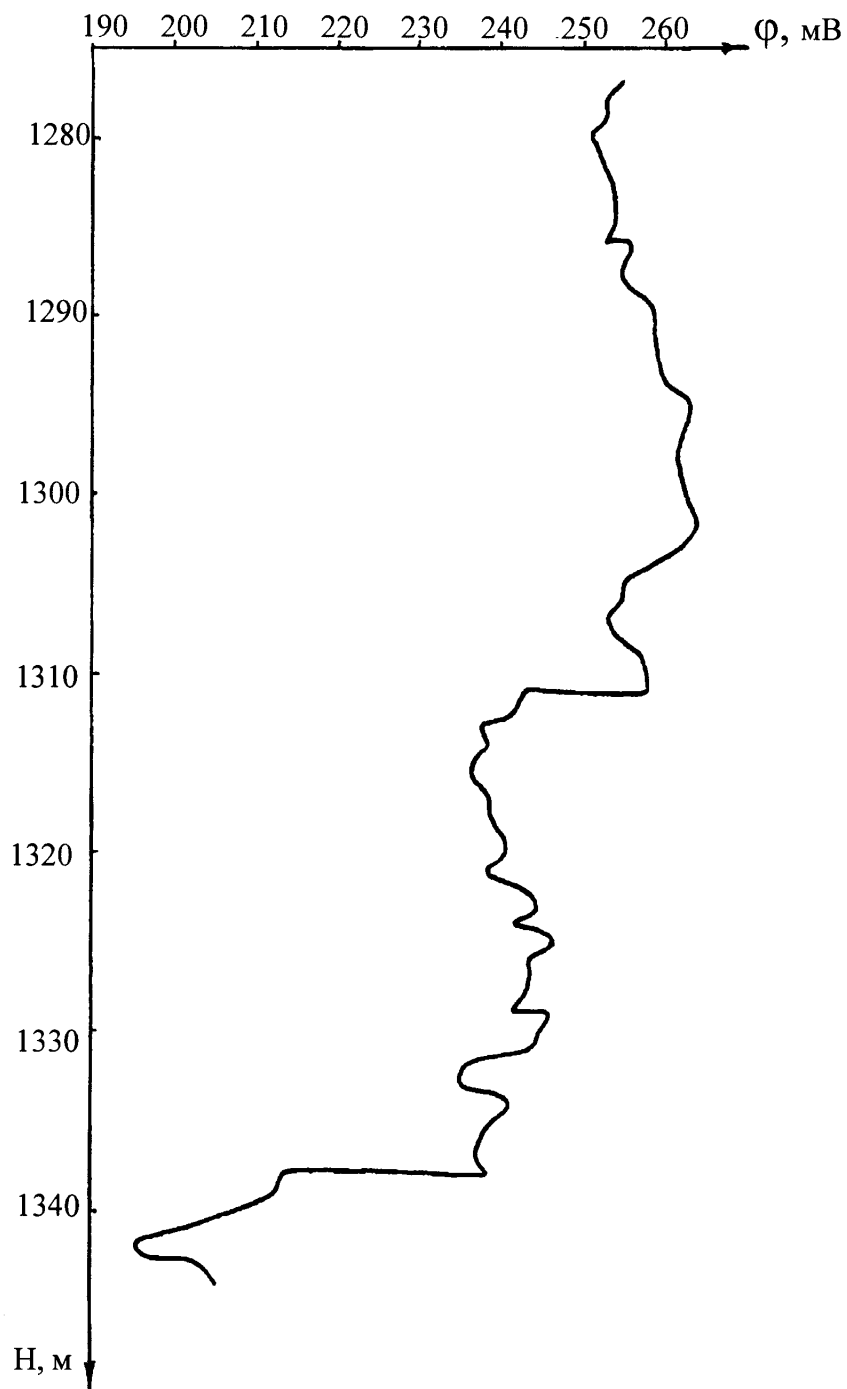


Рисунок 4.19 - Зміна потенціалу ПЕП при розкритті солей на свердловині № 800 Шебелинського ГКР

ням потенціалу на $42 \cdot 10^{-3}$ В. Бурова бригада зафіксувала входження в солеві пласти тільки на глибині 1344 м, про що свідчило загустіння бурового розчину.

Результатом цього дослідження ще раз підтверджується випереджаюче прогнозування ускладнень при бурінні свердловин. Можливість оперативного прогнозування аномальних явищ пов'язана з тим, що зона впливу свердловини на масив випереджує її вибій на 15-30 м (у даному випадку 6 м), що дає змогу отримати геоелектричний сигнал раніше (за умови його безперервного запису) і сповістити інженерний персонал про необхідність прийняття відповідних технологічних рішень.

Результати досліджень зміни потенціалу природнього геоелектричного поля при розширенні свердловини долотом діаметра 555 мм (інтервал 170-1345 м) і бурінні свердловини (інтервал 1600-3000м) представлені на рис.4.20.

На підставі аналізу одержаних результатів досліджень потенціалів геоелектричного поля на поверхні землі в районі устя свердловини технологічно було попереджено поглинання бурового розчину в інтервалах глибин 2142-2146 м, 2273-2287 м і 2347-2360 м (на це вказувало зменшення величини потенціалу геоелектричного поля на діаграмній стрічці).

В інтервалі глибин 2142-2146 м в результаті технологічного попередження можливості поглинання бурового розчину і проведення профілактичних заходів (зменшення густини бурового розчину до 1210-1220 кг/м³, зменшення навантаження на долото і швидкості буріння) поглинання бурового розчину не відбулося.

В інтервалах 2273-2287 м і 2347-2360 м профілактичні заходи не проводилися, в результаті чого виникло поглинання бурового розчину відповідно 10-12 м³ і 55 м³, причому в останньому випадку із втратою циркуляції.

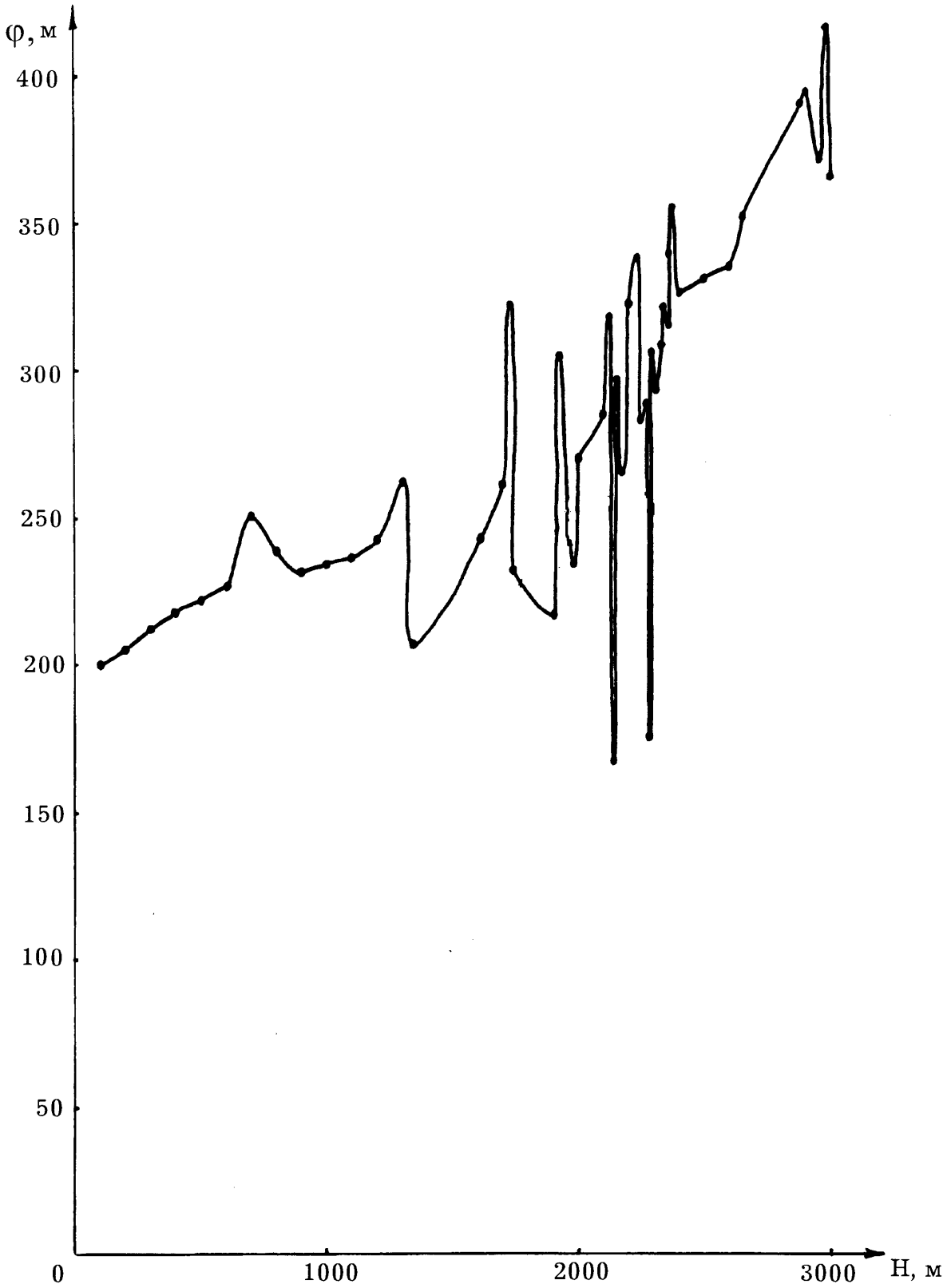


Рисунок 4.20. Залежність зміни геоелектричного потенціалу від глибини свердловини № 800 Шебелинського ГКР

В результаті проведених режимних спостережень на свердловині № 800-Шебелинська можна сказати про те, що вимірювання потенціалів геоелектричного поля дає змогу:

- мати уяву про геомеханічний стан гірських порід, які розкриваються свердловиною у процесі її буріння;
- проводити літологічне розчленування розрізу;
- мати переваги при літологічному розчленуванні розрізу у порівнянні з методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) з підвищеною мінералізацією бурового розчину;
- не зупиняти безперервний процес буріння свердловини при проведенні досліджень;
- прогнозувати аномальні тиски за 8-10 м до розкриття горизонту, що підтверджується результатами проведених досліджень на свердловині № 800-Шебелинська.

Методика оцінки варіацій геомеханічного стану описана вище. За результатами розрахунків (табл.4.3) будуємо графік залежності, який характеризує геомеханічний стан масиву гірських порід (рис.4.21).

Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Дніпровсько-Донецького регіону складає 0,4040 (кут нахилу 22°). Амплітуда відхилень тиску від геостатичного складає $4,22 \cdot 10^6$ Н/м².

Крім цього, проводились дослідження і на свердловині Ново-Українська-103 (Хрестищенське УБР), яка також належить до Дніпровсько-Донецької западини.

Свердловина Ново-Українська-103 бурилася з метою дорозвідки газових покладів у нижньому карбоні, проектна глибина - 5000 м, проектний горизонт - серпухівський ярус нижнього карбону. Свердловина похило-спрямована з азимутом відхилення ствола свердловини 255° .

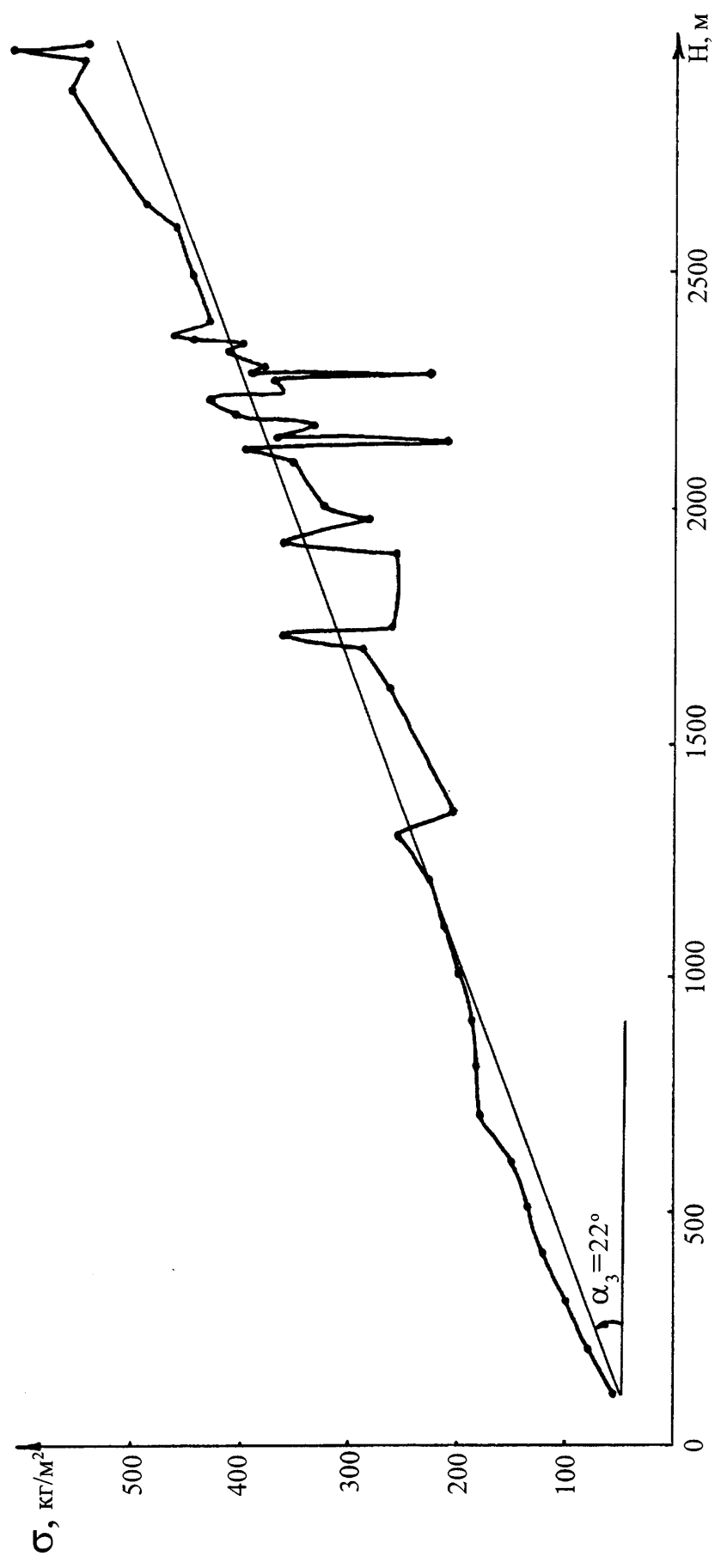


Рисунок 4.24 - Графік зміни характеру геомеханічного стану гірських порід для Шебелинського родовища (геомеханічний градієнт 0,4040)

Вимірювання геоелектричних потенціалів на свердловині Ново-Українська-103 проводилося з метою контролю процесу буріння свердловини і прогнозування ускладнень геомеханічного походження. Для цього на свердловині було встановлено вимірювальний комплекс. Результати вимірювання представлено на рис.4.22.

Проведені дослідження повністю підтвердили наявність геоелектричної аномалії в районі устя свердловини, що буриться (рис.4.22), її зростання з збільшенням глибини свердловини.

Режимні спостереження відображають всі виробничо-технологічні операції процесу буріння: спуск і підймання бурильного інструменту; включення і виключення циркуляції промивальної рідини; спуск обсадної колони; цементування свердловини; проробка ствола свердловини і інші.

Для подальшого дослідження геомеханічного стану гірського масиву використовувалися вибірки кривих природнього геоелектричного потенціалу (ЕП), які відповідають процесу буріння.

В результаті аналізу одержаних результатів особливий інтерес має запис кривої ЕП під час розкриття підсолевих відкладів нижньої пермі (микитівська свита), представлених ангідритами, глинами, вапняками, доломітами, кам'яною сіллю (рис.4.23).

Різка зміна потенціалу ЕП при переході від солей до доломітів і назад викликана зміною геомеханічного стану гірського масиву внаслідок різних міцнісних характеристик порід. Амплітуда зміни потенціалу ЕП складає $(30-40) \cdot 10^{-3}$ В, в той час як на каротажних діаграмах КС і ПС (рис.4.23) диференціація цих порід не прослідковується. Слабка диференціація кривих КС і ПС пояснюється підвищеною мінералізацією бурового розчину, яким заповнена свердловина при проведенні каротажних робіт. Підвищена мінералізація бурового розчину викликана розчиненням вищележачих солей, що і є причиною згладжування кривих КС і ПС.

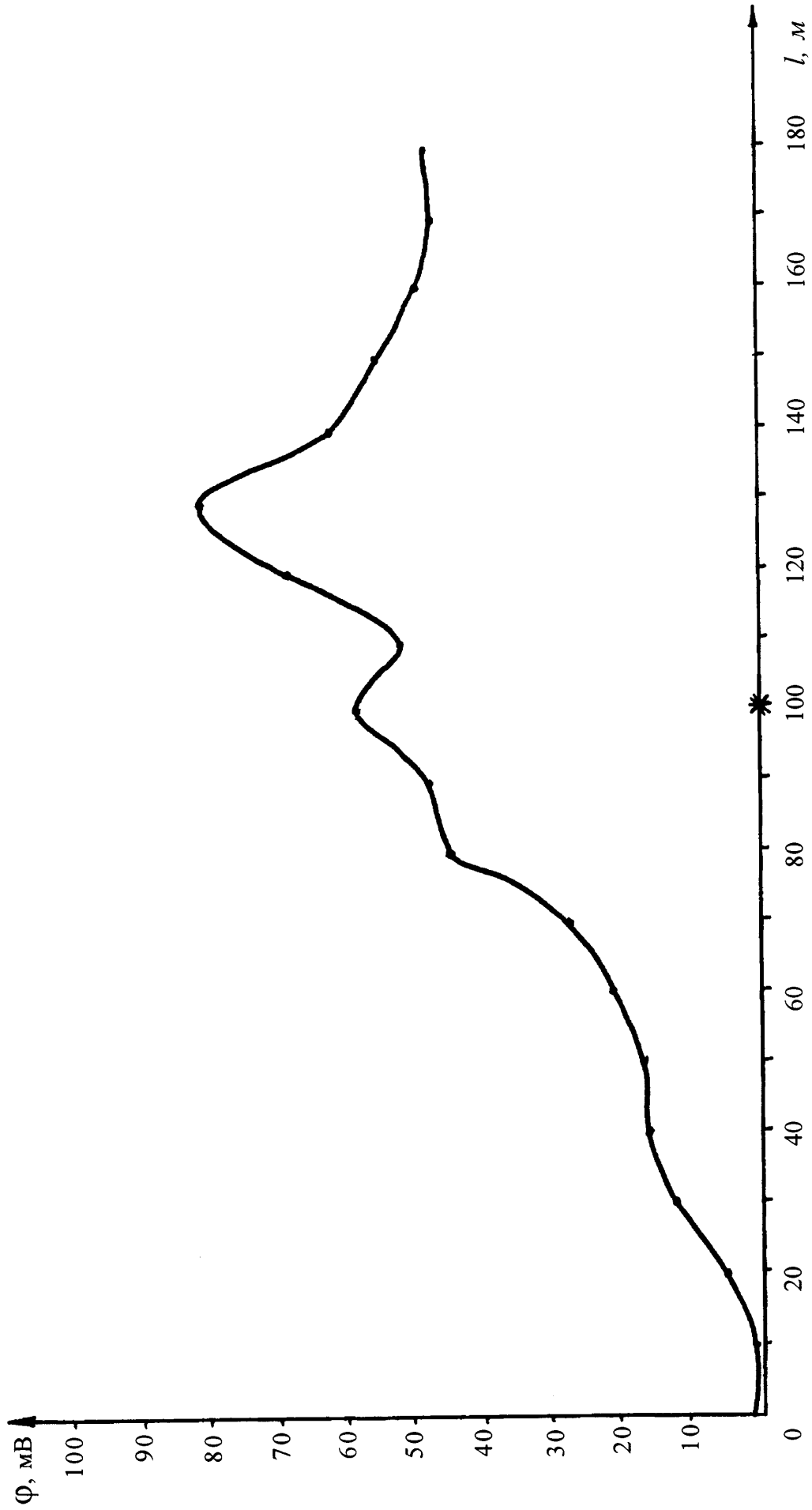


Рисунок 4.22 – Графік розподілу геоелектричної аномалії по профілю, що проходить через устя свердловини Ново-Українська-103

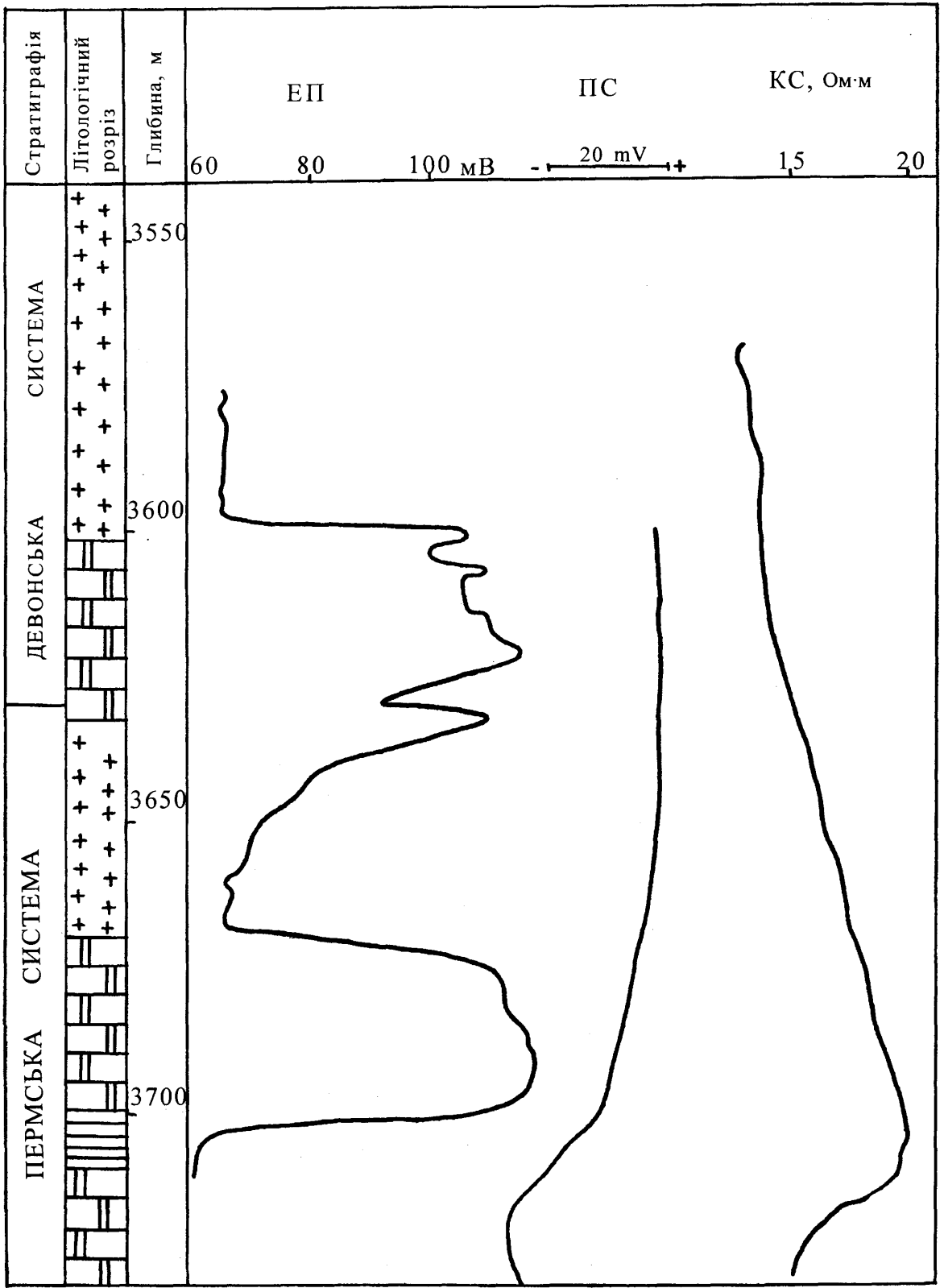


Рисунок 4.23 Зміна геоелектричного потенціалу по геологічному розрізу свердловини Ново-Українська-103

Подальше зменшення потенціалу пов'язане з проходженням глин.

Наведені результати ще раз підтверджують можливості й інформативність пропонованого методу в питаннях прогнозування і встановлення зон можливих ускладнень геомеханічного характеру.

4.3 Дослідження зміни природного геоелектричного поля під час розкриття продуктивних пластів

Якісне розкриття нафтогазоносних пластів перфорацією має виключно важливе, часто вирішальне значення для правильної оцінки пластів, досягнення максимально можливого нафтовилучення, вибору ефективних методів інтенсифікації роботи свердловини.

Для вивчення характеристик пласта, що розкривається, використовуються прями вимірювання пластового тиску і температури, що вимагає спуску на вибій свердловини спеціальних приладів, а на поверхні, тобто на усті свердловини, пластовий тиск визначають з допомогою устєвих манометрів. Дані про тиск мають інерційний характер, крім того, устєвий манометр фіксує тиск однозначно і не відзначає його зміни. Тому дуже важливо контролювати зміни тиску у свердловині при розкритті продуктивних горизонтів іншим методом, вільним від перерахованих недоліків. Таким був запропонований метод контролю тиску за вимірюванням електричного геопотенціального поля на поверхні землі.

Розглядаючи свердловину як заглиблений до вибою електро-розвідувальний зонд, що екіпотенціальний внаслідок низького опору, і пам'ятаючи, що падіння напруження вздовж ствола свердловини складає одиниці мілівольт, на основі раніше доведеного можна потенціал геоелектричного поля, який виникає за рахунок геостатичного тиску, описати виразом

$$\varphi = k_{m-e} \sigma^I = k_{m-e} \rho g H, \quad (4.8)$$

де φ - потенціал геоелектричного поля; k_{m-e} - коефіцієнт механоелектричного перетворення; σ^I - перший інваріант тензора геомеханічних напружень для незайманого масиву; ρ_n - густина вищележачих порід; H - глибина, на якій досліджуються напруження.

Отже, при проходці свердловини, в результаті гідростатичного тиску, потенціал, зафіксований на поверхні землі, повинен зростати. Цей ефект встановлено експериментально під час польових робіт на свердловинах Прикарпаття, Західного Сибіру і Дніпрово-Донецької западини. Градієнт потенціалу досягає $0,05 \cdot 10^{-3}$ В/м.

Звичайно, що будь-яка зміна режиму продуктивного горизонту, наприклад, його розкриття, викликає зміну тиску у свердловині, що у свою чергу сприяє зміні потенціалу.

Передумовою для створення вимірювальної схеми для вимірювання потенціалу на поверхні землі служить вже згадувана екіпотенціальність свердловини.

В результаті досліджень, що проводились під час польових робіт на Муравленківському нафтовому родовищі (свердловина 403, куш 27) одержано графіки зміни потенціалу в часі після розкриття перфорацією продуктивних горизонтів (рис.4.24).

Під час перфорації в інтервалі глибин 2775-2864 м зафіксовано приріст потенціалу $44 \cdot 10^{-3}$ В (від фонового значення $157 \cdot 10^{-3}$ В). При перфорації I і III ділянок потенціал збільшився на $21 \cdot 10^{-3}$ В (рис.4.25), а при перфорації II ділянки спостерігається зменшення потенціалу на $27 \cdot 10^{-3}$ В, що свідчить про те, що платовий тиск тут нижчий за гідростатичний. Форма кривої зміни потенціалу, починаючи з останньої перфорації продуктивних горизонтів (рис.4.24), достатньо складна і в повній мірі не описується елементарними функціями. Найбільш близькою можна вважати відому функцію

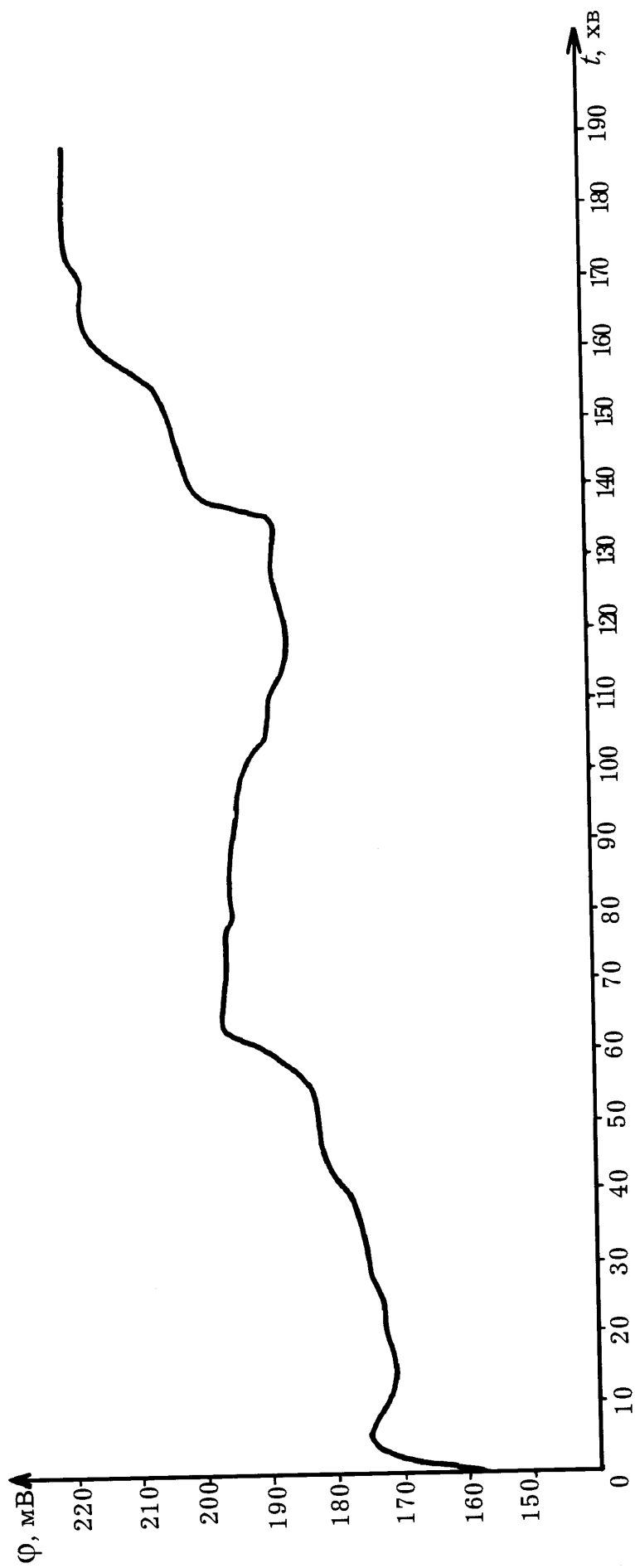


Рисунок 4.24. Графік зміни потенціалу у часі після розкриття (перфорації) продуктивних горизонтів по свердловині 403 Муравленківського нафтового родовища

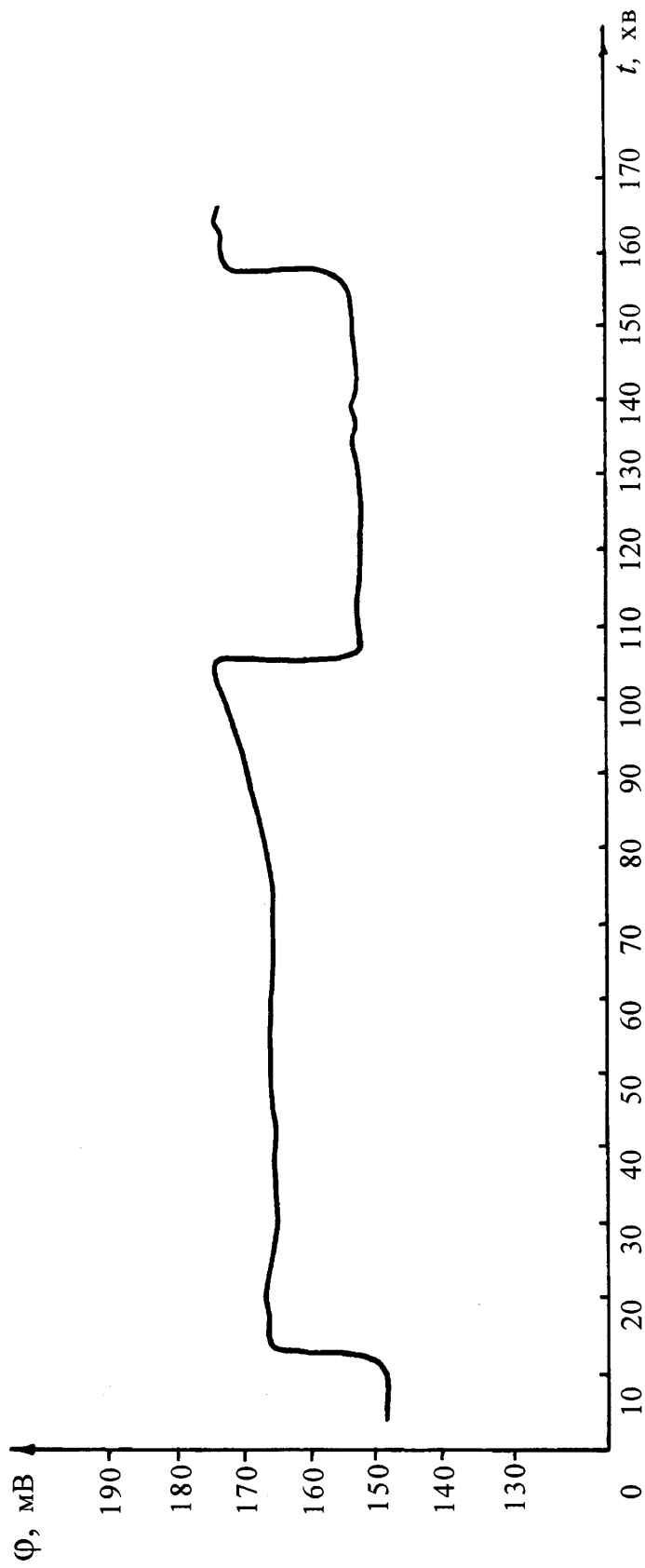


Рисунок 4.25 Зміна потенціалу при розкритті продуктивних горизонтів на Муравленківському нафтовому родовищі

відновлення тиску $\varphi_0 \ln t$, ускладнену затухаючою синусоїдою $\varphi_0 e^{-\beta t} \sin(\omega t + \varphi)$ динамічного процесу.

Цей висновок повністю відповідає теоретичним твердженням про зміну тиску у свердловині після розкриття пласта, яке відбувається за залежністю

$$P = P_{пл} - B_0 \ln t, \quad (4.9)$$

де $P_{пл}$ - пластовий тиск; B_0 - коефіцієнт, який залежить від гідродинамічних параметрів пласта; t - час.

Отже, функція потенціалу φ відносно до аномалії першого порядку аналітично відповідає функції тиску (4.9), але є більш чутливою і вловлює затухаючі синусоїдальні коливання, викликані припливом.

Вимірний при розкритті пласта тиск змінився на 10 МПа, що дорівнює зміні потенціалу на $44 \cdot 10^{-3}$ В, тобто $0,44 \cdot 10^{-3}$ В на 0,1 МПа і відповідає можливостям вимірювального комплексу.

Таким чином, зміна пластового тиску відображується у електричному полі і фіксується на поверхні землі. Кількісна характеристика зміни електричного поля і тиску у загальному вигляді виражається одним і тим же рівнянням. Результати спостереження зміни геоелектричного поля на буровій можна розглядати як перспективний метод безперервного контролю тиску на вибої свердловини у процесі її провідки і експлуатації.

Висновок до четвертого розділу

Встановлено взаємозв'язок геологічних умов формування гірського масиву із зміною геомеханічного стану порід і параметрів стаціонарного геоелектричного поля. Одержано закономірність розподілу потенціалів природного геоелектричного поля для різних нафтогазоносних районів. Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Західно-Сибірського регіону становить 0,3443 (кут нахилу 19^0). Амплітуда відхилень тиску від геостатич-

ного складає $22,85 \cdot 10^5$ Н/м². Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Карпатського регіону складає 0,3153 (кут нахилу $17^{\circ}30'$). Амплітуда відхилень тиску від геостатичного складає $107,5 \cdot 10^5$ Н/м². Геомеханічний градієнт (тангенс кута нахилу) для Дніпровсько-Донецького регіону складає 0,4040 (кут нахилу 22°). Амплітуда відхилень тиску від геостатичного складає $4,22 \cdot 10^6$ Н/м².

Розроблено на свердловині № 800 Шебелинського газоконденсатного родовища оперативну методику оцінки та прогнозування геомеханічного стану гірських порід у процесі буріння свердловини за характером зміни потенціалів природного геоелектричного поля. Економічний ефект від впровадження запропонованої методики обумовлений попередженням ускладнень складає 83853,5 гривень в цінах 1996 року.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій на підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень дано рішення актуальної задачі, що полягає в розробці методики оцінки геомеханічного стану гірських порід в процесі буріння.

В ході виконання дисертаційної роботи отримані такі результати:

1. На основі аналізу методів оцінки геомеханічного стану приствольної зони масиву гірських порід обґрунтована доцільність використання устьової інформації про зміну геоелектричного потенціалу в процесі буріння.

Важливими перевагами цього методу є оперативність та неперервність контролю.

2. З використанням елементів фізики твердого тіла встановлено лінійний зв'язок між потенціалом геоелектричного поля і геомеханічними напруженнями гірської породи. Запропонована просторово-часова характеристика устьової аномалії зміни потенціалу в процесі буріння свердловини, яка є теоретичним підґрунтям оцінки геомеханічного стану порід. Встановлено внутрішню природу механо-електричного перетворення, і розподіл енергії зміни форми масиву по глибині свердловини (у зоні збудження). Доказано, що ця енергія появляється із випередженням від 8 до 10 м вибою свердловини.

3. Розроблена лабораторна установка для визначення коефіцієнту механо-електричного перетворення в гірських породах (А.с. № 1656122). На основі результатів вимірювань одержані оцінки коефіцієнту для пісковика $(13,06...25,4) \cdot 10^{-12}$ В/Па; алевроліта $(4,71...6,23) \cdot 10^{-12}$ В/Па.

4. Розроблені технічні засоби і методика для контролю за зміною потенціалів природного геоелектричного поля в приустьовій зоні свердловини з метою оцінки геостатичного тиску гірських порід. Методика включає:

попередні промислові дослідження, для вибору опорних точок та вхідних параметрів (фонове значення потенціалу);

лабораторні дослідження на керованому матеріалі для визначення коефіцієнту механо-електричного перетворення в гірських породах;

неперервний контроль за зміною геоелектричного потенціалу на поверхні в процесі буріння;

якісну і кількісну інтерпретацію результатів вимірювання з метою оцінки геомеханічного стану привибійної зони свердловини.

5. Запропонована методика була апробована в багатьох нафтогазових регіонах (Муравленківське нафтове родовище – Західний Сибір, Шебелинське газове родовище - Дніпрово-Донецька западина, Гвіздецьке нафтове родовище - Внутрішня зона Передкарпатського прогину) з позитивним результатом. Зокрема вона була включена в технічний проект на буріння свердловини № 800 – Шебелинська на Шебелинському газовому родовищі і дала можливість попередити можливість зустрічі зони поглинання промивальної рідини і уточнити наявність хемогенних відкладів.

Економічний ефект від впровадження запропонованої методики обумовлений попередженням ускладнень складає 83853,5 гривень в цінах 1996 року.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Алексеев Ю.Ф. Современные методы прогнозирования физико-механических свойств горных пород и показателей работы долота.- М.: ОНТИ ВНИИОЭНГ, 1973.
2. Анцыферов М.С. Лабораторное воспроизведение сейсмoeлектрического эффекта второго рода.- Докл. АН СССР, 1958.- Т.127.- N 5.- С.32-40.
3. А.с. СССР № 1656122, МКИ Е 21 С 39/00. Устройство для исследования оптико-электрических и акустических свойств горных пород в процессе их разрушения /Б.Г. Тарасов, Я.Д. Климишин, Н.В. Гордийчук, Б.Е. Склярская, А.Г. Бирик.- № 4633445/24-03; Заявл. 09.01.89; Опубл. 15.02.91, Бюл. № 22.- 3 с.
4. Барон Л.И., Логунцов Б.М., Позин Е.З. Определение свойств горных пород. - М.: Гос. научно-техническое изд-во литературы по горному делу, 1962.- 391 с.
5. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика горных пород.- М.: Недра, 1975.- 271 с.
6. Бузинов С.М., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов.- М.: Недра, 1973.
7. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин.- М.: Недра, 1985.- 181 с.
8. Воларович М.П., Пархоменко Э.И. Пьезоэлектрический эффект пегматитовых и кварцевых жил. - Изв. АН СССР. Сер. геофиз., 1962. - N 2. - С.35-38.
9. Воларович М.П., Пархоменко Э.И. Пьезоэффект горных пород.-Изв. АН СССР. Сер. геофиз., 1955.- N 3.- С.80-85.

10. Воробьев А.А. О природе электромагнитных волн, излучаемых горными породами при их нагружении.- Пробл. нефти и газа, 1974.- вып. 24.- С.77-80.
11. Воробьев А.А. Физические условия залегания и свойства глубинного вещества.- Томск: Изд-во ТГУ, 1975.
12. Гордийчук Н.В., Тарасов Б.Г., Кузьменко Э.Д., Хотулев Г.П. Реакция естественного геоэлектрического поля на вскрытие продуктивных нефтеносных пластов. //Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.- Львов: Изд-во "Свит", 1990.- № 27.- С.47-49.
13. Дерягин Б.В., Кротова Н.А., Карасев В.В. Роль электрических явлений в механизме разрушения некоторых твердых тел.- Докл. АН СССР, 1956.- Т.109.- N 4.- С.38-42.
14. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений.- М.: Недра, 1978.- С.15-24,135.
15. Дьяконов В.П. Справочник по расчетам на микрокалькуляторах. - М.: Наука, 1986.- 224 с.
16. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин.- М.: Недра, 1977.- 432 с.
17. Иванов А.Г. Сейсмоэлектрический эффект второго рода.- Изв. АН СССР. Сер. геогр. и геофиз., 1940.- N 5.- С.102-107.
18. Иванов А.Г. Эффект электризации пластов при прохождении через них упругих волн.- Докл. АН СССР, 1939.- Т.24.- N 1. С.49-53.
19. Иванов В.В., Тарасов Б.Г., Кузьменко Э.Д., Гордийчук Н.В. О геомеханической природе потенциалов электрического поля в Земной коре. //Известия вузов. Геология и разведка.- М.: Геологоразведочный институт, 1991.- № 3.- С. 101-104.
20. Инструкция по электроразведке: Наземная электроразведка, скважинная электроразведка, шахтно-рудничная электроразведка, аэ-

роэлектроразведка, морская электроразведка / М-во геологии СССР.- Л.: Недра, 1984.- 352 с.

21. Интерпретация результатов геофизических исследований неф-яных и газовых скважин: Справочник /Под ред. В.М.Добрынина. - М.: Недра, 1988.- 476 с.

22. Исследование пьезоэлектрических структур /А.В.Шубников, И.С. Жедев, В.П.Константинова и др.- М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1955.

23. Ершов Л.В., Либерман Л.К., Нейман И.Б. Механика горных пород.- М.: Недра, 1987.- 192 с.

24. Кацауров И.Н. Горное давление. Вып. II. Механика горных пород.- М.: МГИ, 1972.

25. Косевич А.М. Основы механики кристаллической решетки.- М.: Наука, 1972.- 280 с.

26. Краев А.П. Основы геоэлектрики.- Л.: Недра, 1965.- 587 с.

27. Кузнецов М.А., Акимов А.Г., Кузьмин В.И. и др. Сдвигение горных пород на рудных месторождениях.- М.: Недра, 1971.- 224 с.

28. Кузьмина Е.М., Рукавицин В.Н., Милюкова Г.С. Перспективные направления развития промыслово-геофизических исследований скважин.- М.: ОНТИ ВНИИОЭНГ, 1974.

29. Леб Л. Статическая электризация.- М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.

30. Лукьянов Э.Е. Исследование скважин в процессе бурения.- М.: Недра, 1979.- 248 с.

31. Малярчук Б.М., Гордийчук Н.В. О существовании геотехнологической аномалии естественного геоэлектрического поля при бурении скважин //Тез. докл. на науч.-практич. конф. мол. ученых и специалистов "Современные технологии и технические средства, повышающие технико-экономические показатели строительства нефтегазоразведочных скважин".- Тюмень, 1989.- С.17.

32. Малярчук Б.М. Разработка методики непрерывного контроля геомеханического состояния призабойной зоны по данным геоэлектрических измерений.- Дис. ... канд. техн. наук.- Ивано-Франковск, 1990.- 142 с.

33. Мецык М.С. Электризация кристаллов слюды при их расщеплении.- Журнал техн. физики, 1958.- N 1.- С.48-52.

34. Нефтегазоносные провинции и области СССР /Под ред. проф. А.А. Бакирова и проф. Р.Е.Рябухина.- М.: Недра, 1969.- 476 с.

35. Орлов А.А., Чорный М.И., Крупский Л.З. и др. Использование информации о пластовых давлениях при проводке скважин в сложных геологических условиях //Разведка и разраб. нефт. и газовых месторождений.- Львов, 1987.- вып. 24.- С.3-6.

36. Пархоменко Э.И. Явления электризации в горных породах.- М.: Наука, 1968.

37. Применение метода электрометрии для контроля за состоянием горных выработок в условиях рудника "Октябрьский" / Б.Г.Тарасов, С.М.Простов, В.В.Дырдин и др.- В кн.: Вопросы рудничной аэрологии.- Кемерово: Труды КПИ, 1976.- вып.4.- С.250-257.

38. Прогнозирование механических свойств горных пород по данным акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа.- РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение, 1976.- N 11.- С.9-13.

39. Распределение напряжений в породных массивах /Г.А.Крупенников, Н.А.Филатов и др.- М.: Недра, 1972.

40. Сдвигение горных пород и земной поверхности при подземных разработках /В.А.Букринский, Г.В.Орлов.- М.: Недра, 1984.- 247 с.

41. А.с. СССР N 1656122, МКИ Е 21 С 39/00 Способ контроля геомеханических процессов в массиве горных пород /Тарасов Б.Г., Малярчук Б.М., Гордийчук Н.В. и др

42. Тарасов Б.Г., Дырдин В.В., Иванов В.В. Геоэлектрический контроль состояния массивов.- М.: Недра, 1983.- 216 с.
43. Тарасов Б.Г., Дырдин В.В., Иванов В.В. Использование геоэлектрических полей в горном деле.- Кемерово, 1974.- 208 с.
44. Тарасов Б.Г., Кузьменко Э.Д., Малярчук Б.М., Гордийчук Н.В. Отражение технологических операций глубокого бурения в электрических полях //Известия вузов. Геология и разведка.- М.: Геологоразведочный институт, 1989.- № 5.- С. 119-125.
45. Тарасов Б.Г., Кузьменко Э.Д., Малярчук Б.М. и др. Разработка метода и средств контроля бурения на основе изучения геоэлектрических потенциалов /Ивано-Франковский ин-т нефти и газа.- Ивано-Франковск, 1989.- 138 с.: Деп. в УкрНИИНТИ 13.10.89, N 2196 - Ук.89.
46. Уэрт Ч., Томсон Р. Физика твердого тела.- М.: Мир, 1966.- 567 с.
47. Финогенов И.Я. Исследование влияния главнейших природных факторов на твердость песчаников и алевролитов (глинисто-карбонатных пород) //Изв. вузов. Нефть и газ, 1958.- N 8.- С.16-25.
48. Френкель Я.И. К теории сейсмических и сейсмоэлектрических явлений во влажной почве.- Изв. АН СССР, 1944.- Т.8.- N 4.- С.38-42.
49. Шевцов К.Д. Выбор типа долота по данным электрометрии скважин.- РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение, 1968.- N 12.- С.11-13.
50. Шубников А.В. Симметрия и антисимметрия конечных фигур.- М.: Изд-во АН СССР, 1951.
51. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие.- М.: Недра, 1991.- 334 с.
52. Ясов В.Г., Мыслюк М.А., Назаров В.И. Технология бурения скважин в сложных геологических условиях.- М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
53. Тарасов Б.Г., Кузьменко Э.Д., Малярчук Б.М., Гордийчук Н.В. О возможности прогнозирования зон аномально высокого и низкого пластово-

го давления по измерениям геопотенциала. //Известия вузов. Нефть и газ.- Баку: Азиннефтехим, 1989.- № 1.- С. 14-18.

54. Малярчук Б.М., Гордийчук Н.В. О методике измерения геоэлектрического ГЧо поля в окрестности устья скважины. //Ивано-Франковский ин-т нефти и газа.- Ивано-Франковск, 1989.- 7с.- Деп. В УкрНИИТИ 22.03.89, № 845 – Ук89.

55. Гордійчук М.В. Прогнозування геомеханічних ефектів, що виникають в пригирловій зоні свердловини під час буріння. //Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: Сборник научных трудов.- К.: УМК ВО, 1991.- С.13-15.

56. Тарасов Б.Г., Малярчук Б.М., Гордійчук М.В. Технологічні аномалії геоелектричного поля. //Нафтова і газова промисловість.- К.: Техніка, 1992.- № 2.- С. 17-20.

57. Зинченко И.А., Кузьменко Э.Д., Фык И.М., Гордийчук Н.В., Штогрин Н.В. О возможности контроля разработки нефтегазоконденсатных месторождений электрическими методами. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.- Львів: Вид-во “Світ”, 1994.- № 31.- С.76-85.

58. Малярчук Б.М., Гордійчук М.В., Подольян О.В. Результаты исследований геоэлектричного поля при бурінні свердловини Шебелинська-800 //Проблеми буріння нафтових і газових свердловин на родовищах України шляхи удосконалення підготовки фахівців: Тези доповідей науково-методичної конференції. Івано-Франківськ, 1995.- Івано-Франківськ, 1995.- С.62-63.

59. Гордійчук М.В., Кузьменко Е.Д., Подольян О.В. Літологічне розчленування розрізу за спостереженнями техногенного поля на поверхні землі у процесі буріння. //Проблеми буріння нафтових і газових свердловин на родовищах України шляхи удосконалення підготовки фахівців: Тези доповідей

науково-методичної конференції. Івано-Франківськ, 1995.- Івано-Франківськ, 1995.- С.66-67.

60. Патент України, МПК G 01 V3/08. Спосіб дорозвідки і контролю за розробкою нафтогазоконденсатних родовищ / Е.Д. Кузьменко, І.М. Фик, О.В. Соколюк, М.В. Гордійчук, І.О. Зінченко, О.В. Станкін, М.В. Штогрин (Україна). - № 94107209; Заявл. 10.10.94; Опубл 09.12.96.

ДОДАТОК А

Розрахунок економічного ефекту впровадження методики оцінки геомеханічного стану гірських порід в процесі буріння свердловин.

Параметрична свердловина № 800 буриться на північному крилі Шебелинського підняття з метою оцінки перспектив нафтогазоносності нижньо- і середньокам'яновугільних відкладів.

Таблиця 1 - Конструкція свердловини:

Діаметр колони	Проектна		Фактична	
	Глибина спуску, м	Висота підйому цементу	Глибина спуску, м	Висота підйому цементу
630	90	до устя	87	до устя
426	1440	до устя	1360	до устя
324	4150	до устя		
245	5650	до устя		
194	5550-6400	в інтервалі спуску		
168/140	7000	до устя		

Таблиця 2 - Геологічний розріз:

Стратиграфічні підрозділи	По проекту	Фактично
Четвертичні, неоген, палеоген	0-90	0-76
Крейдяні	90-270	76-309
Юрські	270-830	309-809
Тріасові	830-1070	809-1053
Верхньопермські	1070-1380	1053-1350
Слов'янська свита	1380-1540	1350-1680
Нікітовська свита	1540-1800	1680-1803
Картамиш	1800-2100	1803-2263
Верхній карбон	2100-2600	2263-

Буріння свердловини під проміжну колону діаметром 324 мм ведеться роторно-турбінним способом згідно геолого-технічного наряду з промивкою мінералізованим вапняковим розчином густиною 1,24-1,25 г/см³, в'язкості 40-80 с, водовіддачі 14-15 см³/30 хв.

Для попередження газопроявів і поглинань розчину здійснювались додаткові міроприємства: буріння полегшеною КНБК, обмеження спуску інструмента в відкритому стволі до 0,3 м/с, механічної швидкості буріння,

густини бурового розчину до $1,24 \text{ г/см}^3$; підвищення вмісту вапняку в розчині для прискорення кольматації стінок свердловини, введення наповнювача (дерев'яна стружка).

30.07.1992 р. при вибої на глибині 2360 м було проведено спуск інструменту, прооблено привибу зону і почали буріння. Через 10 хв. Тиск в нагнітальній лінії різко впав і припинився вихід розчину із свердловини, тобто відбулось інтенсивне поглинання з пониженням рівня розчину. Закачали без виходу циркуляції близько 30 м^3 розчину рівень на усті свердловини не появився. Після підймання долота на 25 м від вибою появились затяжки, інструмент вверх не пішов. Інтенсивним розходжуванням на протязі 40 хв. Інструмент опустили збили вниз, а потім продовжили підйом в башмак колони. Долили в затрубний простір 20 м^3 розчину, заповнити свердловину до устя не вдалося. Рівнеміром відбили рівень розчину в свердловині на глибині 108 м. Приготовили 50 м^3 обробленого розчину густини $1,15-1,23 \text{ г/см}^3$, в'язкості 30-40 с, долили свердловину і відновили циркуляцію через 11 годин після початку поглинання. Промивали свердловину на протязі 6 годин. Із свердловини виходив розчин густини $1,20-1,23 \text{ г/см}^3$. Опустили долото на глибину 1700 м. При промивці виходила пачка розгазованого розчину густини $1,06 \text{ г/см}^3$ на протязі 0,5 години. Вирівняли параметри розчину. Після 4-х годинної зупинки при промивці відмічалось зниження густини розчину до $1,0-0,9 \text{ г/см}^3$ на протязі години.

Вирівняли розчин до густини $1,14-1,15 \text{ г/см}^3$ і опустили долото на глибину 2300 м. Промили свердловину на протязі 4-х годин. Поглинань і розгазування розчину не відбувалось.

01 серпня 1992 р. здійснили підйом інструмента з метою перевірки КНБК. При проміжній промивці на глибині 1700 м через 11 годин із свердловини виходив розчин густини $0,9 \text{ г/см}^3$ на протязі 2-х годин. Вирівняли параметри, опустили долото на глибину 2316 м, розпочали промивку і проробку зони ускладнення. через 2 години на глибині 2336 м циркуляція припинилась, рівень впав на 40 м.

Підняли долото в башмак 426 мм колони, долили 30 м^3 розчину густини $1,2 \text{ г/см}^3$. Свердловина заповнилась до устя, але рівень постійно понижувався. Долили ще 22 м^3 і 03 серпня 1992 року відновили циркуляцію. З 01 серпня по 03 серпня 1992 р. приготували 148 м^3 бурового розчину.

04 серпня 1992 р. з поінтервальними промивками на глибинах 1760 м і 2000 м опустили інструмент на глибину 2326 м і ввели по циклу близько 5,5 т спеціального пластикового наповнювача НП-0,25 "сломель", 05 серпня 1992 р. ввели ще таку ж кількість наповнювача. Проробили свердловину до глибини 2360 м, підняли інструмент і провели геофізичні дослідження з метою уточнення інтервалу поглинання.

06 серпня 1992 р. опустили інструмент з проміжними промивками на глибинах 1320 м, 2000 м і 2300 м, проробили інтервал 2320-2360 м і продовжили поглиблення свердловини.

Причиною поглинання бурового розчину в свердловині № 800-Шебелинська стала наявність сильно дренажного продуктивного горизонту А₂ верхнього карбону.

На ліквідацію ускладнення в свердловині № 800 з 30 липня по 05 серпня 1992 р. витрачено 168 годин виробничого часу і витрачено матеріалів:

КССБ	- 20 т
хлористий калій	- 10,9 т
сода кальцинована	- 5 т
сломель НП-0,25	- 10,92 т
глинопорошок бентонітовий	- 40 т
УЩР	- 20 т
нафта	- 15 т

Таблиця 3 - Кошторис витрат на ліквідацію ускладнення під час буріння по свердловині № 800 Шебелинського родовища

Найменування робіт	Одиниці вимірювання	Вартість, крб.	Кількість	Сума, крб.
Оплата праці бурової бригади	діб	113,91	7,0	797
Оплата праці робочих по приготуванню розчину	-"-	32,91	7,0	230
Оплата праці слюсаря	-"-	21,90	7,0	153
Оплата праці електромонтера	-"-	21,90	7,0	153
Утримання засобів контролю, диспетчеризація і керування процесом буріння	-"-	20,01	7,0	140
Амортизація бурового обладнання	-"-	843,35	7,0	5903
Знос бурового інструмента	-"-	24,03	7,0	168
Знос ловильного інструменту	-"-	7,09	7,0	50
Утримання бурового обладнання	-"-	90,03	7,0	630
Утримання бурильних труб	-"-	45,50	7,0	318
Утримання польової лабораторії	-"-	5,32	7,0	37

Продовження табл.3

Найменування робіт	Одиниці вимірювання	Вартість, крб.	Кількість	Сума, крб.
Матеріали і запасні частини	-"-	165,76	7,0	1160
Плата за заявлену потужність	кВт/добу	212,94	7,0	1491
Плата за спожиту електроенергію	-"-	37,33	7,0	261
Експлуатація пересувної електростанції	-"-	9,62	7,0	67
Експлуатація трактора	-"-	26,00	7,0	182
Обслуговуючий автомобільний транспорт	-"-	9,55	7,0	67
Транспортування бурового і силового обладнання, бурильних труб	-"-	1,88	7,0	13
Вода технічна	-"-	29,52	7,0	207
Матеріали:				
КССБ	т	378,45	20	7569
Хлористий калій	-"-	38,86	10,9	424
Сода кальцинована	-"-	71,87	5	359
Глино порошок бентонітовий	-"-	33,69	40	1348
УЦР	-"-	80,86	20	1617
Нафта	-"-	34,50	15	518
Транспортування матеріалів:				
IV група	-"-	3,98	95,9	382
VI група	-"-	2,75	15	41
Всього прямих витрат				24285
Накладні витрати (41%)				9957
Всього				34242
Планові накопичення (21%)				7191
Всього				41433
Вахтовий автотранспорт	діб	55,83x0,66	7,0	258
Всього				41691
Індекс зміни вартості будівництва в 1992 р.				13,8

Продовження табл.3

Найменування робіт	Одиниці вимірювання	Вартість, крб.	Кількість	Сума, крб.
Всього				575336
Сломель НП-0,25 (в нових цінах)	т	6500	10,92	70980
Транспортування	-"-	3,98	10,92	43
Всього прямих витрат				71023
Накладні витрати (41%)				29119
Всього				100142
Планові накопичення (21%)				21030
Всього				121172
Всього по розрахунку в цінах 1992 р.				696506

В цінах 1996 року кошторис витрат на ліквідацію ускладнення під час буріння по свердловині № 800 Шебелинського родовища становить 83853,5 (Вісімдесят три тисячі вісімсот п'ятдесят три гривні 50 копійок).