

УДК 622.241.83

**Карпенко В. М.**

канд. техн. наук

ДП „НаукаНафтогаз”

**Стародуб Ю.П.**

докт. фіз. -мат. наук

ДП „НаукаНафтогаз”

**Гладун В. В.**

канд. геол. наук

Національна акціонерна

компанія „Нафтогаз України”

**Стасенко В. М.**

канд. техн. наук

Національна акціонерна

компанія „Нафтогаз України”

## **ЕНЕРГОІНФОРМАЦІЙНИЙ МЕТОД З ОЦІНКИ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ПЛАСТОВИХ (ПОРОВИХ) ТИСКІВ НА ЕТАПІ ПРОЕКТУВАННЯ ТА БУРІННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ**

В данной работе рассматриваются теоретические основы (и результаты их проверки) энергоинформационного метода геофизического исследования геологической среды для оценки и прогноза в ней аномально высоких пластовых (поровых) давлений на основе использования информации о Р-волне в МОГТ, сейсмического и акустического каротажей, а также о режимно-технологических параметрах процесса бурения глубоких скважин на нефть и газ.

Процес буріння пошуково-розвідувальних глибоких і надглибоких свердловин на газ та нафту є витратним, ризикованим, непередбачуваним, складним технологічним процесом. За даними [1] 80% ускладнень у процесі буріння свердловин пов'язані з проявами пластових флюїдів у свердловині, причинами яких є СПО 44%, буріння і промивання свердловини, коли діють депресивний диференціальний, осмотичний, капілярний тиски і дифузія, 41%. Складнощі у виборі правильної технології буріння і конструкції свердловини, адекватної до геологічних умов залягання продуктивних горизонтів, пов'язані з відсутністю інформації про кількість продуктивних горизонтів та їх геобаричні параметри, які утворюють несумісні для однієї технології умови буріння окремих пластів або первинного розкриття продуктивних горизонтів, що залягають на різних глибинах. Такі інтервали повинні перекриватися обсадними колонами аби запобігти виникненню флюїдопроявів з одних пластів і гідророзривів у слабо зцементованих породах інших пластів або втратам самих продуктивних пластів. З метою вчасного виявлення геобаричних умов залягання продуктивних пластів, корегування технології буріння та конструкції свердловини проводиться оперативний контроль за режимно-технологічними параметрами процесу буріння, методи оброблення яких дозволяють оцінювати пластові (порові) тиски флюїдів у реальному часі.

У світовій практиці [1-10] відомі багато методів оцінки та прогнозування пластових (порових) тисків і напруженого стану шарів геологічного середовища (ГС) під час розкриття його свердловиною. В основу їх покладений однаковий

феноменологічний методологічний підхід щодо аналізу даних механічного каротажу, а саме, d-експонента, її аналоги та суто математичні прийоми моделювання складних зв'язків параметрів: долота, процесу буріння, гірського масиву. Основним недоліком існуючого методологічного підходу даних відомих методів є суто математичне моделювання процесу буріння, в якому набір технологічних і конструктивних параметрів об'єднуються довільним чином без фізичної прозорості. Тобто, відсутність у моделях реальних фізичних зв'язків між параметрами процесу руйнування гірського масиву та його фізико-механічними параметрами не дозволяє впевнено визначати пластовий (поровий) тиск та напружений стан геологічного середовища, і тим більше, його прогнозувати, оскільки АНПТ і АВПТ, у більшості випадках, проявляються в локальних шарах-джерелах аномальних тисків.

В роботі [11] запропонована енергоінформаційна модель стаціонарного енергетичного стану одиниці об'єму геологічного середовища (стаціонарна ІМ-ГС), яка на енергетичному рівні встановлює фізичний зв'язок пружних фізико-механічних параметрів геологічного середовища з параметрами звукової хвилі, що спостерігаються в сейсмозвідці.

У цій роботі наведено результати використання енергоінформаційного методу аналізу даних руйнівних (буріння) і неруйнівних (акустичних) методів дослідження геологічного середовища, який на основі динамічної ІМ-ГС дозволив зв'язати в єдину фізико-математичну модель режимно-технологічні параметри процесу буріння з параметрами Р-хвилі, що реєструються у сейсмічному каротажі і полі сумотрас МСГТ, з пружними фізико-механічними і геобаричними параметрами ГС. Дана фізико-математична модель дозволяє отримати не тільки фізичну прозорість d-експоненти, але й розробити комплексний метод з *оцінки і прогнозування* пластових (порових) тисків до і під час буріння глибоких та надглибоких пошуково-розвідувальних свердловин.

На основі статичної ІМ-ГС [11] шляхом двократного диференціювання виводиться динамічна ІМ-ГС, що моделює зміну глибини проникнення фронту

збурення неоднорідного пружного геологічного середовища під час дослідження його руйнівними (бурінням) і неруйнівними (сейсмічний каротаж або сейсмічне профілювання МСГТ) методами у вигляді

$$\frac{d^2L}{dt^2} \pm \omega^2(L_i) \cdot L = 0, \quad (1) \text{ або} \quad \frac{d^2L}{dt^2} \pm \delta(L_i)L \frac{dL}{dt} = 0, \quad (1.1)$$

де  $L = V_M t_M = V_P t_P$  - глибина проникнення фронту збурення геологічного середовища, а саме, вибою свердловини або фронту Р-хвилі, відповідно, м;

$$V_M = \left. \frac{dL}{dt} \right|_M - \text{середня механічна швидкість буріння, м/с;}$$

$t_M$  - час механічного буріння свердловини від поверхні Землі до глибини  $L$ , с;

$$V_P = \left. \frac{dL}{dt} \right|_P - \text{середня швидкість Р-хвилі, м/с;}$$

$t_P$  - час спостереження руху Р-хвилі від поверхні Землі до глибини  $L$ , с;

$\omega(L_i)$  - частотний параметр процесу збурення і-го шару геологічного середовища, що залягає на глибині  $L_i$ ,  $\tilde{\text{н}}^{-1}$ ;

$\delta(L_i) = \text{grad}[\omega(L_i)]$  - градієнт частоти,  $(\tilde{\text{н}} \cdot \tilde{\text{н}})^{-1}$ , параметр, що визначається кінематичними параметрами процесу зміни глибини в часі або динамічними, а саме, пружними фізико-механічними та геобаричними параметрами шарів ГС.

Геофізичні параметри шарів ГС, скрізь які проходить вибій свердловини або фронт Р-хвилі є стохастичними змінними пружної енергії 1 м<sup>3</sup> ГС, що детермінована зміною геостатичної енергії ГС.

В рівнянні (1) квадрат частоти, крім інших варіантів, може визначатися енергоінформаційними параметрами з моделі ІМ-ГС [11], а саме, рівнянням виду:

$$\omega^2(L_i) = \frac{g}{l_0} \cdot e_0 \cdot [e_m + e_f]^{-1} = \frac{g}{l_0} \cdot 0,5V_{P0}^2 \cdot \left[ V_{Pm}^2 + 0,5 \frac{L_i}{\rho_m l_0} \Delta P \right]^{-1}, \text{ с}^{-2},$$

де  $e_0, e_m, e_f$  - еквіваленти енергетичної щільності ГС на поверхні Землі, на проектній глибині  $L$ , на поточній глибині вибою, відповідно;

$g = 9,81$  - прискорення сили тяжіння, м/с<sup>-2</sup>;

$V_{P0}$  - швидкість Р-хвилі на поверхні Землі, м/с;

$V_{Pm}$  - швидкість Р-хвилі на глибині  $L$ , м/с;

$l_0$  - одинична довжина, м;

$\Delta P = (P_a - P_f - P_{\sim}) = f(t, L)$  - різниця тисків, що утворюється різницею енергетичних станів збуреного і незбуреного одиничного об'єму ГС. В загальному випадку-знакозмінна динамічна функція, що здатна швидко змінювати полярність параметру  $\omega^2$ , а саме,  $\omega^2 > 0$  - еліптичний рух,  $\omega^2 < 0$  - гіперболічний рух (промінь або буріння), Па;

$P_f$  - термодинамічний тиск пластового флюїду (пластової води, газу, нафти, конденсату) в гірському масиві, Па;

$P_{\sim}$  - сумарний тиск проникнення пластового флюїду в технологічний флюїд (буровий промивальний агент), обумовлений дифузією, осмосом, капілярами, Па;

$P_a = \rho_a g L_i + \Delta P(Q)$  - тиск технологічного флюїду на гірський масив, Па;

$\Delta P(Q)$  - гідродинамічний тиск технологічного флюїду на гірський масив, Па;

$Q$  - витрати бурових насосів технологічного флюїду, л/с;

$\rho_a$  - густина технологічного флюїду, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_m$  - густина гірського масиву на глибині  $L$ , кг/м<sup>3</sup>.

Частотний параметр враховує пружні фізико-механічні та геобаричні параметри шарів геологічного середовища з неоднорідною геостатичною анізотропією енергетичного стану його фізичних точок.

Для рівняння (1.1) градієнт частоти визначається рівнянням виду:

$$\delta(L_i) = \omega^2(L_i) \cdot \left[ V_{P0} \sqrt{1 + \ln \left( 1 + \frac{e_f}{e_m} \right)} \right]^{-1}, (\text{м} \cdot \text{с})^{-1}.$$

На рис. 1 наведені основні характеристики диференціальних рівнянь (1), (1.1).

Для диференціального рівняння (1) з початковими умовами:  $\omega^2 < 0$ ,  $L(t_0 \neq 0) = L_0$ ,  $\frac{dL(t_0)}{dt} = V_{M0}$  і  $\omega(L_i) = const$ , рішенням є функція глибини буріння свердловини в залежності від часу у вигляді (2)

$$L(t)|_M = C_1 ch(\omega t) + C_2 sh(\omega t), \quad (2)$$

де  $C_1 = \frac{L_0 - C_2 sh(\omega t_0)}{ch(\omega t_0)}$ ,  $C_2 = \frac{[V_0 - \omega L_0 th(\omega t_0)]}{\omega th(\omega t_0) [sh(\omega t_0) - 1]}$  - константи фізичної точки ГС.

Для Р-хвилі в рівнянні (2) проводиться заміна:  $sh \leftrightarrow \sin$ , а  $ch \leftrightarrow \cos$ .

Оскільки параметри: час, глибина, швидкість та прискорення зміни швидкості буріння контролювані, то з системи рівнянь  $L(t)|_M$ ,  $\frac{dL}{dt}|_M$ ,  $\frac{d^2L}{dt^2}|_M$  визначаються параметри  $\omega, C_1, C_2$ . Це - розв'язання оберненої задачі з оцінки пластових тисків.

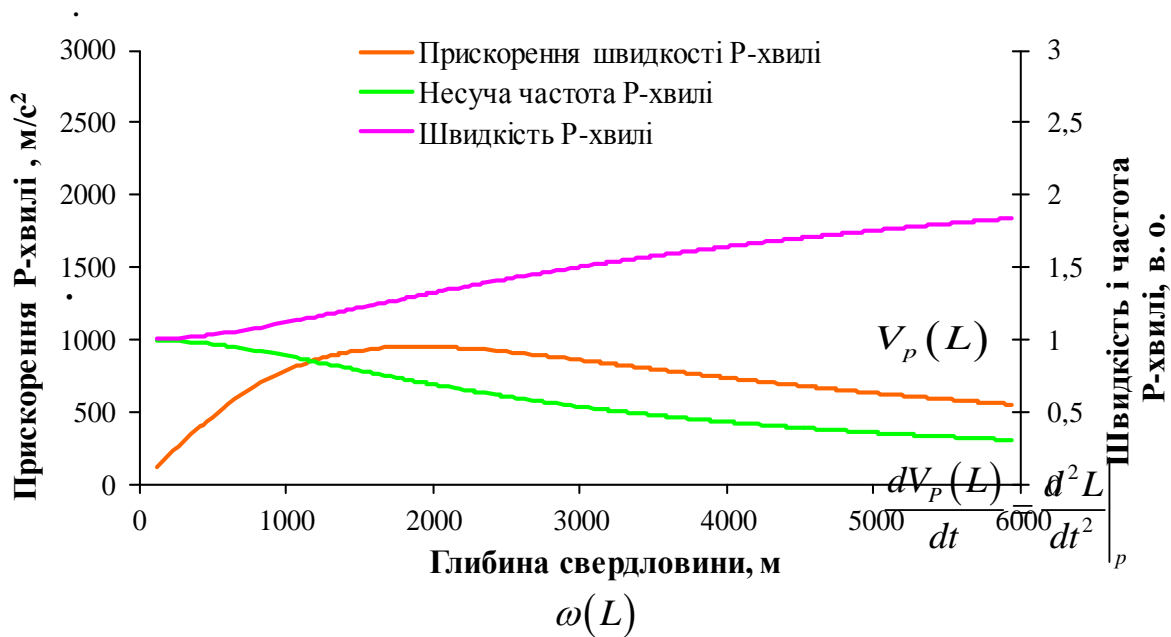
Невідомими параметрами в моделі (1) є:  $V_{P0}$ ,  $V_{Pm}$ ,  $\rho_m$ . Інформація про інші параметри визначається за даними буріння свердловини. Параметри  $V_{P0}$ ,  $V_{Pm}$  визначаються за даними МСГТ, СК, АК або ІМ-ГС [11]. Параметр  $\rho_m$  визначається виміром густини шламу вибуреної породи для оцінки локальних АВПТ. Коли даних геофізичного дослідження свердловин (ГДС) на сейсмічному профілі ще не існує, енергоінформаційний метод дозволяє оцінити даний параметр за даними середніх швидкостей ГС, визначених за даними хвильового поля сумотраси МСГТ [12], що надає інформацію про швидкість у неоднорідному ГС, та ІМ-ГС, що надає інформацію про швидкість у однорідному ГС, за формулою

$$\rho_m = \rho_{m0} \cdot \left[ 1 + \ln \left( 1 + \frac{0,5gL^2}{V_{Pm}^2 l_0} \right) \right] \cdot \frac{V_{P0}^2}{V_P^2(L)} = \rho_{m0} \cdot \frac{V_{P-i \ddot{a}i \dot{\delta} \ddot{a}i \ddot{a}}^2 \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} (L)}{V_{P-i \ddot{a}i \dot{\delta} \ddot{a}i \ddot{a}}^2 \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} \ddot{a} (L)}, \quad (3)$$

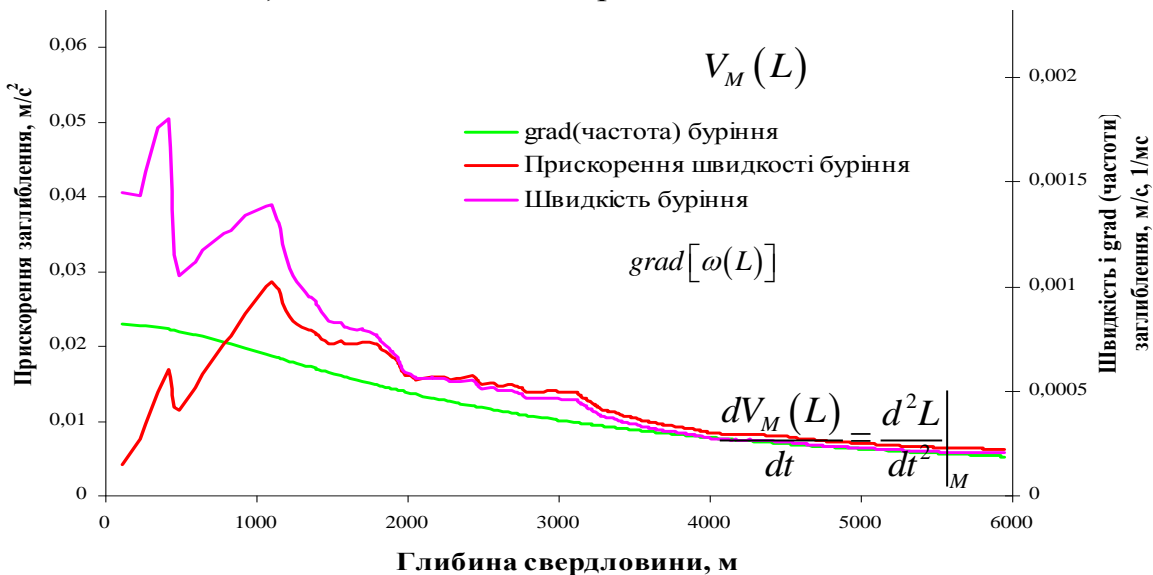
де  $\rho_{m0}$  - задана середня густина геологічного середовища.

На рис.2 за рівнянням (2) наведені характеристики глибини і швидкості для буріння (розв'язання гіперболічного рівняння (1)) процесу поширення Р-хвилі (розв'язок еліптичного рівняння (1)), де параметр  $\omega(L_i)$  однаковиий для обох рішень.

На рис.3 наведені: а) кінематичні характеристики Р-хвилі та середньої густини ГС, визначені за рівнянням (3); б) еквівалентна густина пластового флюїду (для оцінки АВПТ газу), визначена за даними середньої швидкості Р-хвилі МСГТ за рівнянням (2) у порівнянні з механічною швидкістю та часом буріння св. №12 Кобзівської площі



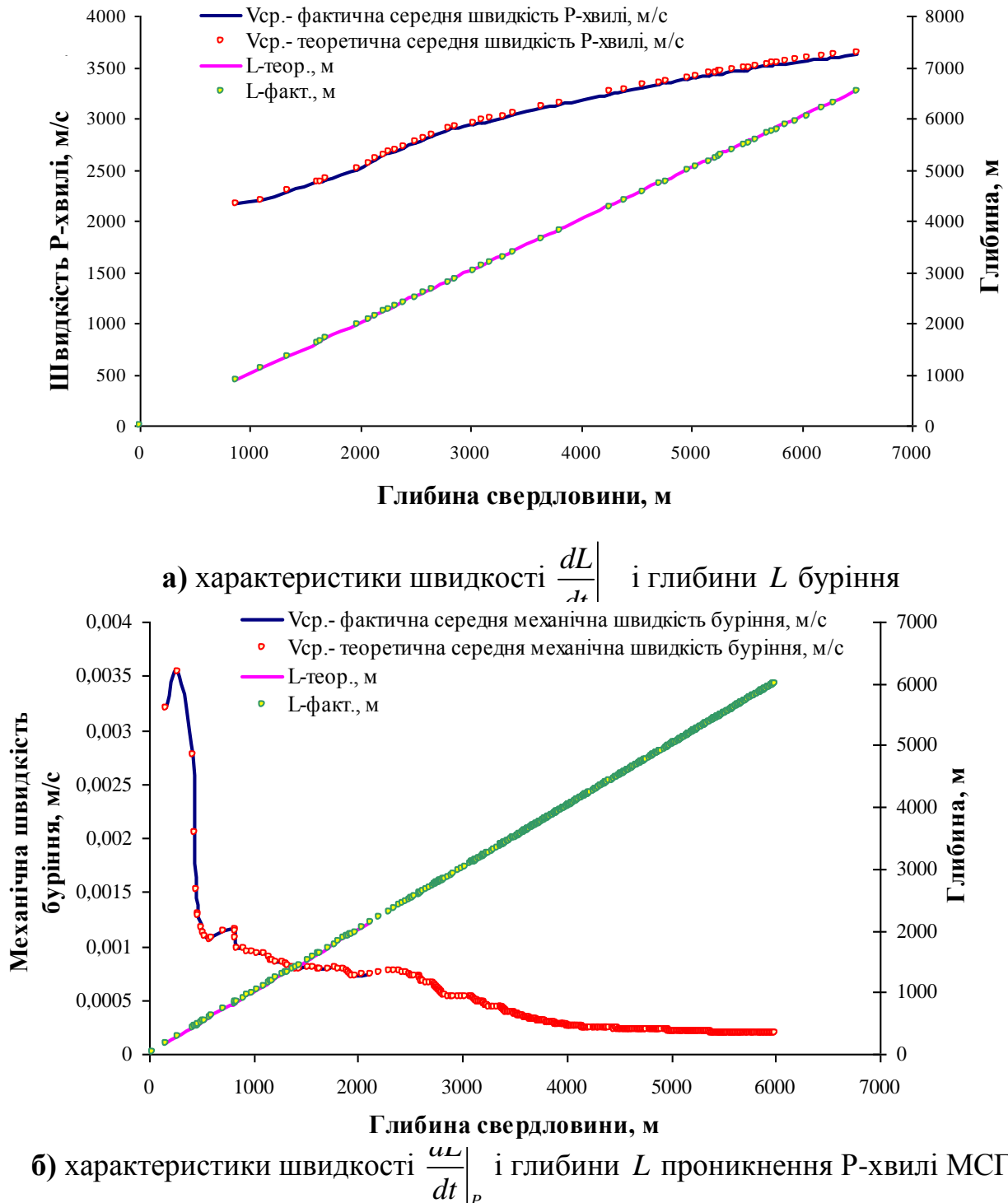
а) для Р-хвилі за однорідною моделлю ІМ-ГС



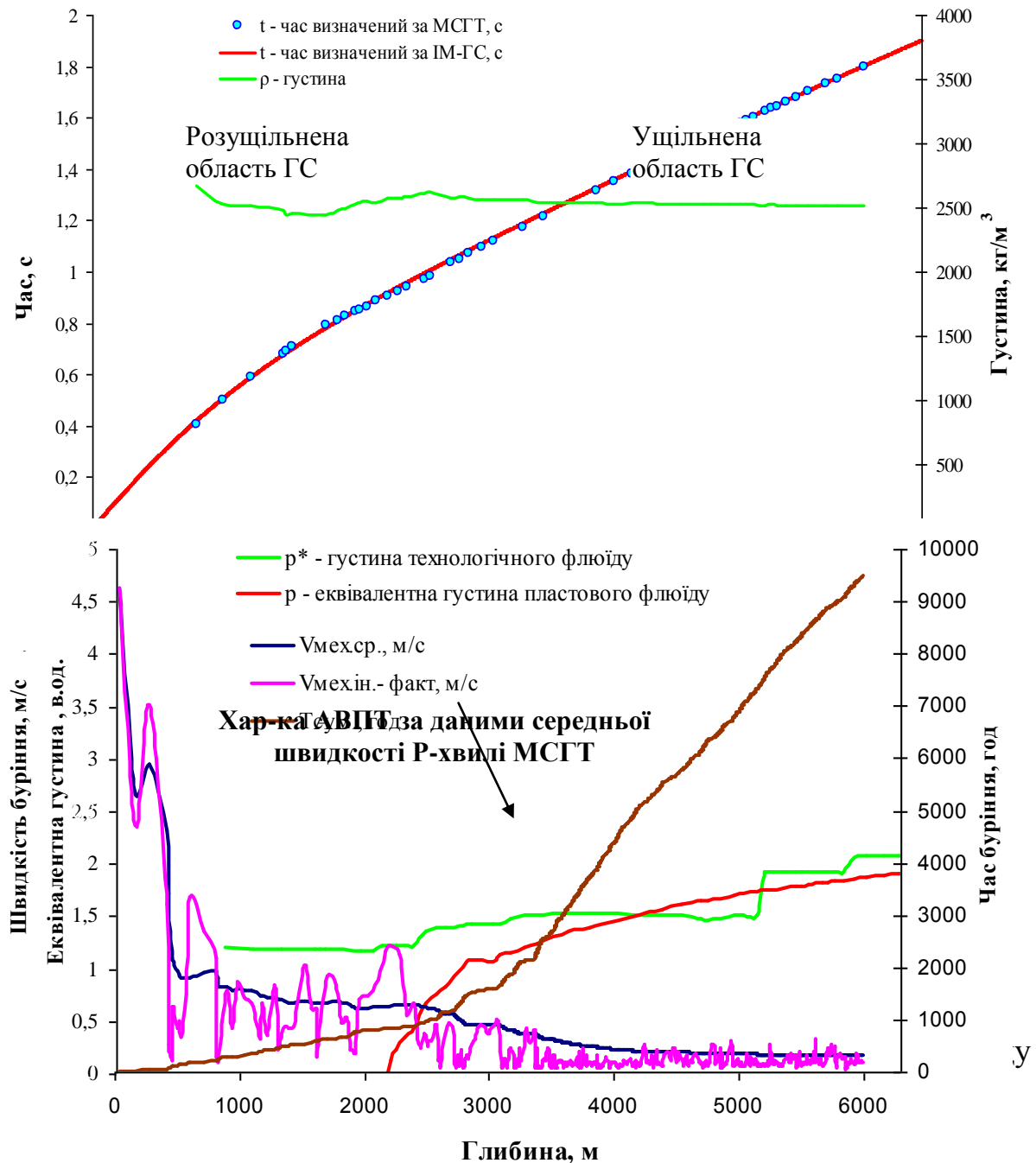
б) для процесу буріння свердловини №11 Кобзівського ГКР

Рис. 1 – Основні параметри диференціальних рівнянь (1) і (1.1). Параметр частоти однаковий для обох рівнянь

На рис.4 наведені результати перевірки моделі (1) та рівняння (2) на адекватність реальним фізичним процесам буріння і руху Р-хвилі за даними дослідження ГС Кобзівської площі: а) характеристики механічної швидкості буріння фактичної і теоретичної за похідною від рівняння (2), які починають розходитися в точці де починають діяти АВПТ.



**Рис.2** – Основні рішення диференціального рівняння (1) за даними буріння свердловини №12 і сейсмічного 3D профілювання Кобзівської площі



**Рис. 3** – Кінематичні характеристики Р-хвилі (див. рис.2б) і процесу буріння свердловини №12 Кобзівського ГКР з виявленням дії АВПТ (еквівалентна густина пластового флюїду), визначена за середньою швидкістю Р-хвилі МСГТ

Теоретична механічна швидкість, що наведена на рис. 4, побудована за прийнятою умовою рівності пластового тиску умовно нормальному гідростатичному тиску з густиною  $\rho_0 = 1,05 \text{ г/см}^3$  (для рідких бішофітів  $\rho_0^* = 1,28 \text{ г/см}^3$ ), т.п.  $(P_f + P_{\sim}) = P_H = \rho_0 gL$  - умовно нормальний пластовий тиск.



Розбіжність характеристик  $V_M$  і  $V'_M$  на рис.4 обумовлена появою реального АВПТ в моделі  $\left. \frac{dL}{dt} \right|_M$ , що з формули (2). Дана розбіжність дозволяє визначати реальне значення  $(P_f + P_{\sim})$  для пластового флюїду в процесі буріння глибоких і надглибоких свердловин на нафту та газ.

На основі розбіжності теоретичних і фактичних енергоінформаційних характеристик ГС, що спостерігаються в русі Р-хвилі та бурінні, побудований енергоінформаційний метод оцінки та прогнозування пластових (порових) тисків до і під час буріння свердловин.

**Приклад.** Маючи інформацію про:  $L$ ;  $\left. \frac{dL}{dt} \right|_M$ ;  $\left. \frac{d^2L}{dt^2} \right|_M$ , що залежать від  $V_{P0}$ ,  $V_{Pm}$ ,  $\rho_m$ ,

та режимно-технологічні параметри процесу буріння:  $Q$ ,  $k_d(Q)$ ,  $\mu$  – к. к. д.,  $n$  – оберти ротора;  $G$  – навантаження на долото;  $D$  – діаметр долота;  $P_a$ ,  $P_{\sim}$ , за

формулою  $\left. \frac{d^2L}{dt^2} \right|_M$  визначається поточний параметр  $\omega$ , за яким визначається

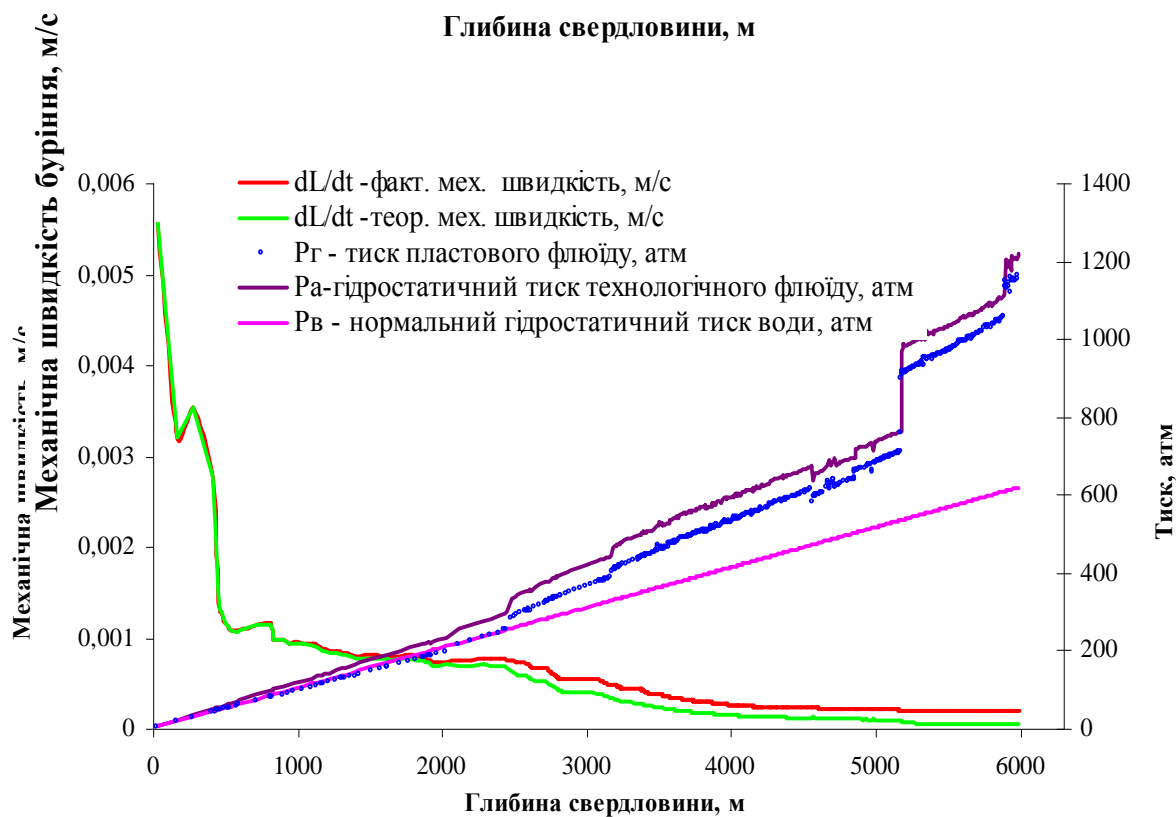
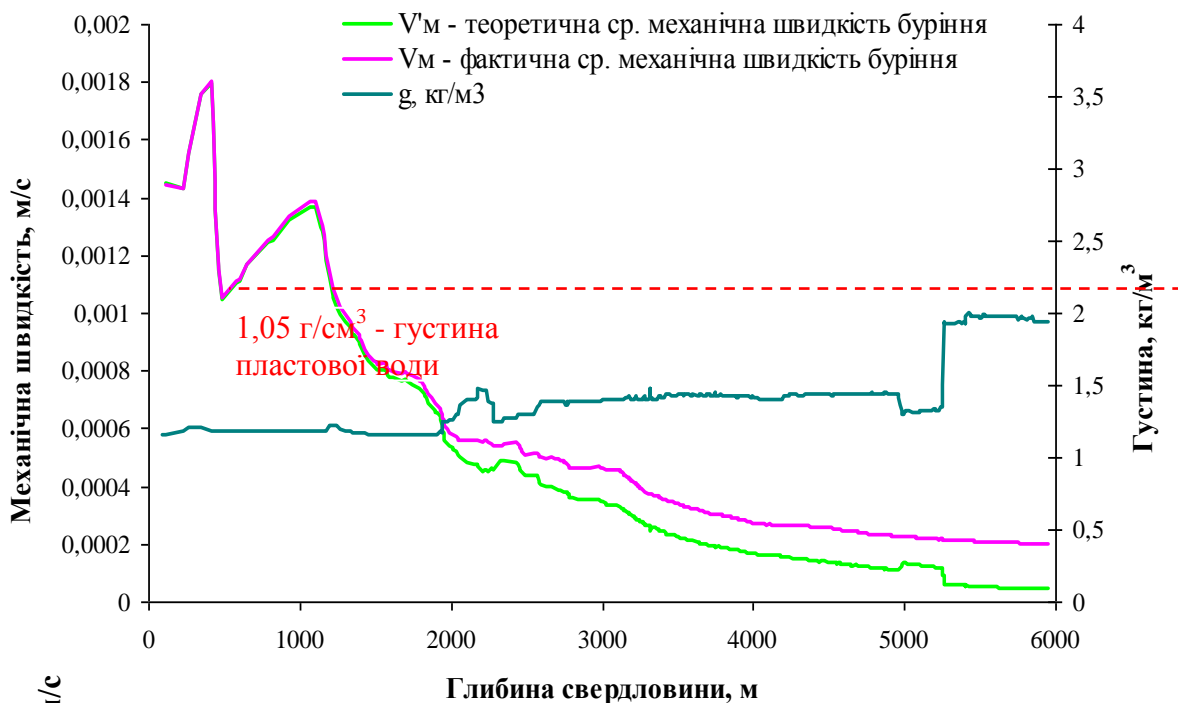
$P_f + P_{\sim}$ . Оскільки параметр  $\omega$  у формулі  $\left. \frac{d^2L}{dt^2} \right|_M$  входить простим чином, то

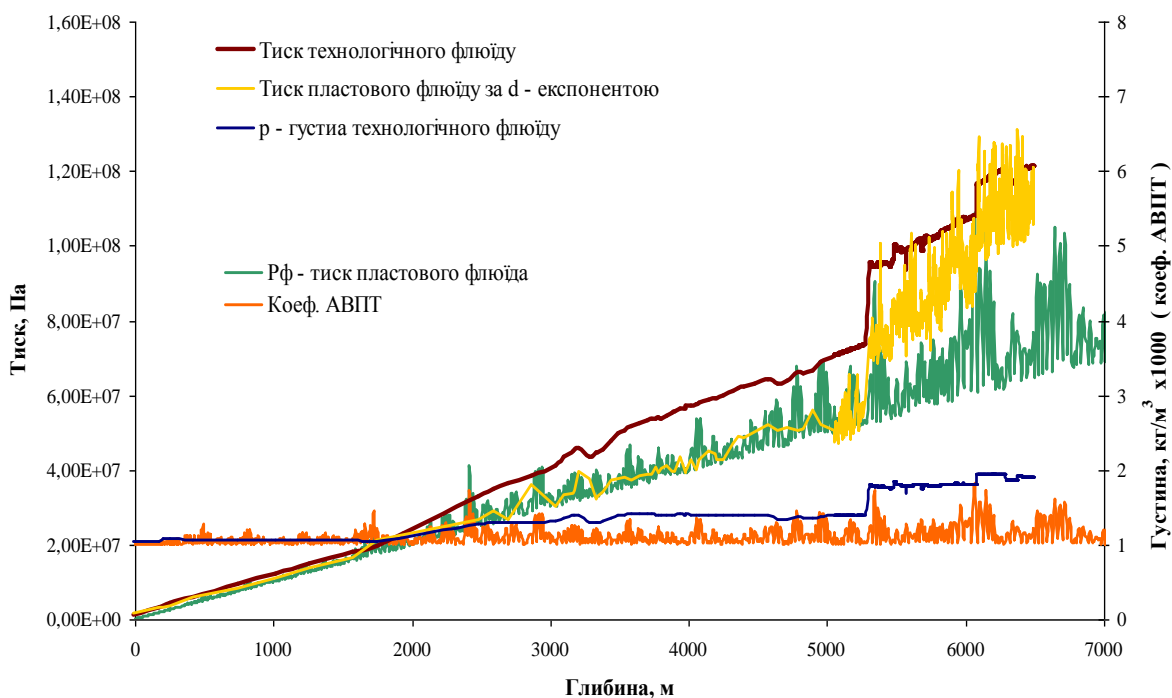
визначення АВПТ можна проводити за формулою

$$P_f = 2 \frac{\rho_m}{L} \left\{ l_0 V_{pm}^2 + 0,5 g L^2 \frac{\rho_a}{\rho_m} - \frac{V_{teor}}{V_{fact}} \left[ V_{pm}^2 + 0,5 g L^2 \frac{(\rho_a - \rho_0)}{\rho_m} \right] \right\} - \Delta P(Q) - \Delta P_i, \quad (4)$$

де  $\Delta P(Q)$  - гідродинамічний тиск технологічного флюїду у міжтрубному просторі свердловини. На рис. 4б) наведений пластовий тиск  $P_{\dot{A}} = P_f$ , розрахований за формулою (4) для умови  $P_{\sim} \leq \Delta P_i = \rho_a g \cdot (-0,00003 \cdot L + 0,1787)$  - модель з урахуванням нормативних рекомендацій. Для практичного використання даних теоретичних основ даного методу, параметр  $\Delta P(Q)$  необхідно визначати згідно

гідродинамічної програми промивання свердловини, а визначення пластів-джерел АВПТ – необхідно проводити на етапі інтерпретації хвильового поля сумотрас МСГТ.





**Рис. 4** – Фактичні і теоретичні характеристики буріння свердловини №12 Кобзівської площі з розрахунком пластових тисків методом d-експоненти, гідродинамічним методом, МЕА-ХП - P<sub>ф</sub> за даними сумотраси, що проходить вздовж стовбура свердловини

На рис. 4. в) наведені характеристики тисків флюїдів (пластового і технологічного), де пластові тиски визначені за нормованою сумотрасою МСГТ, що проходить вздовж стовбура свердловини №12 Кобзівської площі

## ВИСНОВКИ

З метою підвищення технологічної якості спорудження глибоких та надглибоких свердловин на нафту і газ у складних геологічних умовах шляхом оцінки і прогнозування пластових (порових) тисків, запропонована науково-технічна концепція енергоінформаційного методу аналізу пластових тисків (МЕА-ПТ) за даними сейсмозв'язки та механічного буріння, яка дозволяє: визначати геофізичні параметри ГС на етапах інтерпретації даних хвильового поля сумотрас МСГТ, підвищити інформативність під час складання геолого-технічного наряду та розроблення ТЕО на спорудження і буріння свердловини, реалізувати надійний технологічний супровід з визначення необхідної густини технологічного флюїду

(бурової промивальної рідини) під час буріння, розширити точну параметричну інтерпретацію сейсмогеологічних розрізів.

Перші результати дослідження теоретичних основ МЕА-ПТ на Кобзівській площі показали стійкість і фізико-математичну прозорість, уніфікованість методу для задач сейсмозвідки та буріння. З метою отримання метрологічних характеристик з точністю меншу 5% у визначенні тисків пластових флюїдів МЕА-ПТ, необхідно точно визначати інтервальні та середні швидкості Р-хвилі на етапі обробки даних сейсмозвідки, що дозволить проводити точну ідентифікацію швидкостей Р-хвилі, визначених за даними АК, ВСП, МСГТ та механічного каротажу з метою точного визначення пружних фізико-механічних та геобаричних параметрів ГС.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Ускладнення. Аварії. Екологія. Довідник. К.: „Інтерпрайс ЛТД”, 2004. – Т. 5. –376с.
2. Опыт прогнозирования начальных пластовых давлений при бурении скважин на газоконденсатных месторождениях. Обз. Информ. ВНИИЭгазпрома, серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. Выпуск 8. М.: – 1987.
3. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л., Недра, 1971, 168 с.
4. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления: Пер.с англ.–М.: Недра, 1980. – 398 с.
5. Муше Ж.П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения: Происхождение – прогнозирование – выявление – оценка: Техн. Руководство: Пер. с англ. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
6. Новосилецкий Р.М. Пластовые давления флюидов в недрах Украины. К.: Техника, 1969. – 164 с.
7. Методические указания по прогнозу и оценке аномально высоких пластовых давлений (АВПД). – Л.: ВНИГРИ, 1987. – 135 с.
8. РД 41 УССР 77-80 Методические указания: Определения аномально высоких пластовых давлений промыслово-геофизическими методами в терригенных отложениях ДДВ.
9. РД 41 УССР 108-81 Определение пластовых (поровых) давлений по деформационным характеристикам горных пород.
10. РД 41 УССР 127-82 Способ прогнозирования аномально высоких пластовых давлений (АВПД) по шламу выбуренной породы

11. **Стасенко В.М., Карпенко В.М., Козаченко М.І.** Техніка і технологія оцінки та прогнозування геобаричного та напружено-деформованого стану гірського масиву під час буріння глибоких нафтових і газових свердловин. Нафт. і газова пром-сть. –2008. – №3. – С21-25.
12. **Карпенко В.М., Стародуб Ю.П.** Аналіз динамічних параметрів руху фізичного осцилятора із заданою енергією на основі енергоінформаційного підходу. - Геодинаміка. – 2007. – №1(6). — С77-79.

Карпенко В  
Стародуб Ю  
Стасенко В