

УДК 681.142:622.24.002.2

ІНФОРМАЦІЙНА МОДЕЛЬ КОНТРОЛЮ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ

Г.Н.Семенцов, М.І.Горбійчук, І.І.Чизур, В.М.Кикляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 46067,

e-mail: public@ifdtung.if.ua

Предложены метод контроля аномально высоких давлений и информационная модель, базирующаяся на взаимосвязи механической скорости проходки с изменением осевой нагрузки на долото. Метод прошел проверку на контрольных примерах и в процессе экспериментального бурения, позволяет также получить информацию о пластовых давлениях при бурении скважины в режиме on-line.

Are offered a quality monitoring it is abnormal high seam pressure and the information model, basing on interrelation of mechanical speed drifting with change of axial loading on a chisel. The method has passed check on control examples and during experimental drilling, also allows to receive the information about seam pressure at drilling a well in a mode on-line.

Досвід глибокого буріння [1, 2] дав можливість встановити показники аномальних пластових тисків: вміст газу в буровому розчині на виході із свердловини, температуру розчину на виході із свердловини, витрату і густину бурового розчину на виході із свердловини, рівень і об'єм рідини в резервуарі, механічну швидкість буріння, момент на роторі і на долоті, проходку за один оборот, тиск бурового розчину на виході насосів, питомий електричний опір рідкого шламуглинистих сланців, швидкість відносно спрацювання оснащення долота. Вони вибрані із загальної кількості ознак аномального пластового тиску, виходячи з умов спостережливості, контрольованості, вірогідності і швидкодії.

Для зменшення помилок при оперативному прогнозуванні зон аномально високих пластових тисків (АВПТ), що важливо при розкритті пластів в умовах рівноваги пластового тиску і тиску в стовбурі свердловини, обробка контрольованих параметрів повинна здійснюватися в комплексі з геофізичними даними. Це викликає певні труднощі під час інтерпретації, а ретроспективність аналізу значно зменшує його цінність. Тому фахівці використовують ще такий показник зон АВПТ як α -показник (d -експонента). Запропоновано декілька моделей для розрахунків цього показника [3]. Так, Дж.Р.Джорден і О.Дж.Ширлі запропонували таку модель:

$$d = \frac{\lg \frac{v_m}{n}}{\lg \frac{F}{D}}$$

де: v_m – механічна швидкість проходки;
 n – швидкість обертання долота;
 F – осьове навантаження на долото;
 D – діаметр долота.

Д.Хорнер запропонував скорегувати d -експоненту відповідно до фактичної питомої ваги γ_ϕ бурового розчину

$$d_c = d \frac{N}{\gamma_\phi}$$

де: d_c – скорегована d -експонента;
 N – градієнт нормального гідростатичного тиску.

М.Зембра запропонував співвідношення

$$P = N \frac{d_{CH}}{d_{CO}}$$

де: P – градієнт нормального пластового тиску;
 d_{CH} – значення d_c з лінії нормальної зміни, яка екстрапольована з інтервалу нормального пластового тиску в зону АВПТ на досліджуваній глибині;

d_{CO} – значення d_c , яке відповідає досліджуваній глибині свердловини.

Добриніним В.М. запропонована формула [4]

$$d^H = d^{H_0} e^{-cH}$$

де: d^H , d^{H_0} – d -експонента відповідно на глибині H і на поверхні H_0 ;

c – константа, яка характеризує залежність d -експоненти із збільшенням густини порід з глибиною, яка встановлює залежність d -експоненту від збільшення густини порід з глибиною.

Запропонований нами метод контролю d -експоненти (α -показника) та інформаційна модель базуються на використанні відомого взаємозв'язку механічної швидкості проходки v із зміною осьового навантаження F на долото при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб

$$v(F, n) = -A \frac{dF}{dt}$$

де: $A = \frac{L}{ES}$;

L – довжина колони бурильних труб;
 ES – жорсткість колони;

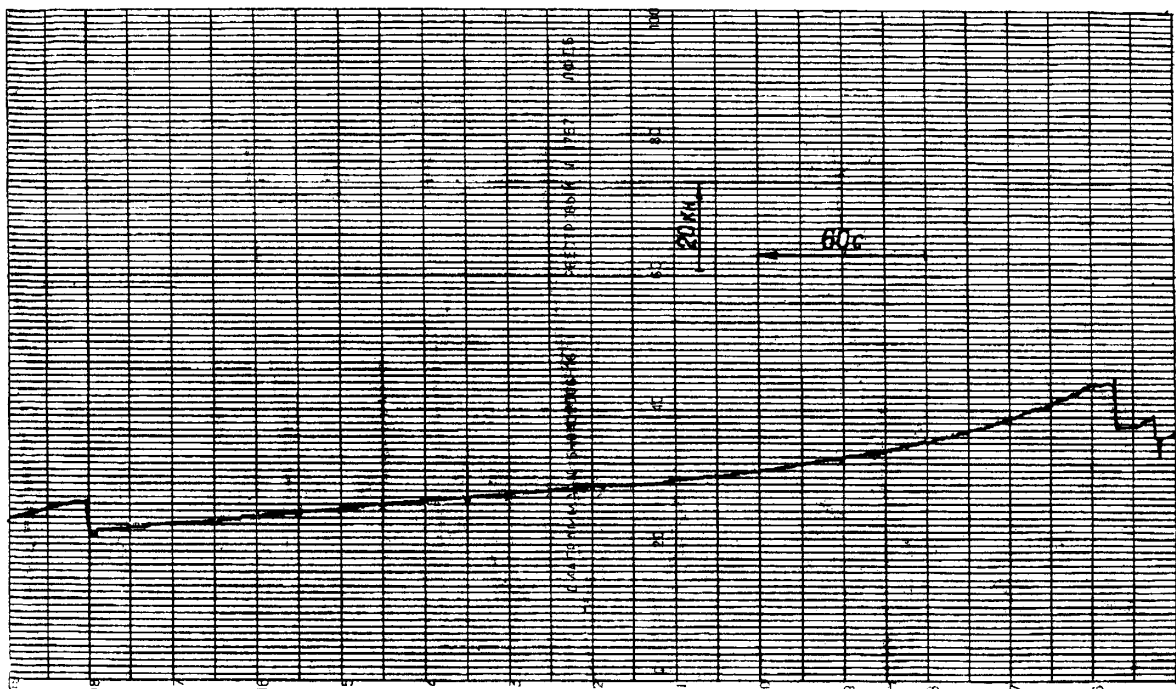


Рисунок 1 — Графіки зміни осьового навантаження на долото а) в процесі буріння свердловини і при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб б)

F – осьове навантаження на долото;
 n – швидкість обертання долота.

Оскільки між механічною швидкістю проходки і осьовим навантаженням на долото також існує залежність

$$v(F, n) = K_1 F^\alpha n^\beta,$$

то

$$K_1 F^\alpha n^\beta = -A \frac{dF(t)}{dt},$$

або

$$K_v F^\alpha n^\beta = -\frac{dF(t)}{dt},$$

де $K_v = \frac{K_1}{A}$ – постійний коефіцієнт.

α – показник, що має назву d -експоненти і використовується для прогнозування пластових тисків;

β – показник, який характеризує твердість порід.

Припустимо, що $n = const$, тоді останнє рівняння можна записати у вигляді

$$KF^\alpha = -\frac{dF(t)}{dt},$$

де $K = K_v n^\beta$.

Розв'язавши це рівняння при початковій умові $F(0) = F_0$, отримали

$$F(t) = \left[F_0^{\alpha+1} - k(\alpha+1)t \right]^{\frac{1}{\alpha+1}}$$

при $\alpha \neq 1$.

Для визначення α -показника (d -експоненти) в процесі буріння при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб фіксується зміна осьового навантаження F_i на долото в дискретні моменти часу t_i .

На рисунку 1 зображені графіки зміни осьового навантаження на долото а) при бурінні свердловини і функції $F(t)$ б), який отримали при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб.

Якщо в дискретні моменти часу $n\Delta t$, $n = 0, 1, 2, \dots$ отримані значення осьового навантаження на долото F_n , тоді значення похідних

$\frac{dF(t)}{dt} = v_F(t)$ в точках дискретизації можна

розрахувати методом інтерполяції за формулами чисельного диференціювання для рівностоячих вузлів. Зокрема, рекомендується вибирати парну кількість вузлів інтерполяції. Якщо відоме $v_F(t)$, то можна записати

$$-K_1 F^\alpha(t) = v_F(t).$$

Масив значень F_i дає змогу визначити α -показник.

Припустимо, що в процесі буріння при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб наглядчач має можливість фіксувати зміну осьового навантаження F_i на долото в дискретні моменти часу t_i .

Тоді поставимо задачу визначення вектора параметрів $c = (n, \alpha)$ моделі (2) так, щоб функція нев'язки

$$J(c) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (F_i - F(\bar{c}, t_i))^2 \quad (3)$$

приймала мінімальне значення.

Задача (3) є задачею на безумовний екстремум і для її розв'язання можна скористатися одним із градієнтних методів.

На практиці цього, як правило, не роблять, а звертаються до спеціальних методів, які виходять із специфіки задачі (3).

В даному випадку це особлива структура градієнта функції нев'язки (3) і її матриці Гессе (5).

Визначимо градієнт функції (1)

$$g(i) = \frac{\partial \Phi(c)}{\partial c} = - \sum_{i=1}^N \left(F_i - F(\bar{c}, t_i) \cdot \frac{\partial F(\bar{c}, t_i)}{\partial \bar{c}} \right) \quad (4)$$

Введемо позначення

$$J(\bar{c}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial F(\bar{c}, t_1)}{\partial K} & \frac{\partial F(\bar{c}, t_1)}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial F(\bar{c}, t_2)}{\partial K} & \frac{\partial F(\bar{c}, t_2)}{\partial \alpha} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial F(\bar{c}, t_N)}{\partial K} & \frac{\partial F(\bar{c}, t_N)}{\partial \alpha} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_{11} & F_{12} \\ F_{21} & F_{22} \\ \dots & \dots \\ F_{N1} & F_{N2} \end{pmatrix};$$

$$\bar{f}(\bar{c}) = \begin{pmatrix} -(F_1 - F(\bar{c}, t_1)) \\ -(F_2 - F(\bar{c}, t_2)) \\ \dots \\ -(F_N - F(\bar{c}, t_N)) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \dots \\ f_N \end{pmatrix}.$$

Тоді рівняння (4) запишеться у такому вигляді:

$$g(\bar{c}) = J^T(\bar{c}) \cdot \bar{f}(\bar{c}), \quad (5)$$

де $J(\bar{c})$ – матриця Якобі.

Вираз для матриці Гессе буде виглядати так:

$$G(\bar{c}) = \frac{\partial g(\bar{c})}{\partial c} = J^T(\bar{c}) \cdot \frac{\partial \bar{f}(\bar{c})}{\partial \bar{c}} + \frac{\partial}{\partial \bar{c}} \cdot (J^T(\bar{c})) \cdot \bar{f}(\bar{c}).$$

Нехай $\frac{\partial}{\partial \bar{c}} \cdot (J^T(\bar{c})) \cdot \bar{f}(\bar{c}) = Q(\bar{c})$ і відповідно

визначенню $\frac{\partial \bar{f}(\bar{c})}{\partial \bar{c}} = J(\bar{c})$.

Тоді $G(\bar{c}) = J^T(\bar{c}) \cdot J(\bar{c}) + Q(\bar{c})$.

Коли c прямує до оптимуму, норма $|\bar{f}(\bar{c})|$ прямує до нуля, то матриця $Q(\bar{c})$ також буде наближатися до нульової (6). Відповідно в околі точки екстремуму

$$G(\bar{c}) \approx J^T(\bar{c}) \cdot J(\bar{c}). \quad (6)$$

Тепер для визначення напрямку \bar{p} пошуку можна скористатися методом Ньютона, згідно з яким \bar{p} визначається з умови (6)

$$\bar{G}(\bar{c}) \cdot \bar{p} = -\bar{g}(\bar{c}).$$

Враховуючи рівняння (5) і (6), отримаємо

$$J^T(\bar{c}) \cdot J(\bar{c}) \cdot \bar{p} = -J^T(\bar{c}) \cdot \bar{f}(\bar{c}). \quad (7)$$

Як показано в (6), розв'язок системи рівнянь (7) являє собою оптимальний вектор в задачі

$$\min_{\bar{p} \in R^2} \frac{1}{2} |J(\bar{c}) \cdot \bar{p} + \bar{f}(\bar{c})|^2. \quad (8)$$

Враховуючи значення $J(\bar{c})$ і те, що

$$\bar{p} = \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \end{pmatrix}, \text{ отримаємо}$$

$$J(\bar{c})\bar{p} + \bar{f}(\bar{c}) = \begin{pmatrix} F_{11}p_1 + F_{12}p_2 + f_1 \\ F_{21}p_1 + F_{22}p_2 + f_2 \\ \dots \\ F_{N1}p_1 + F_{N2}p_2 + f_N \end{pmatrix}.$$

Звідси

$$|J(\bar{c})\bar{p} + \bar{f}(\bar{c})|^2 = \sum_{i=1}^N (F_{i1}p_1 + F_{i2}p_2 + f_i)^2. \quad (9)$$

Мінімізуючи вираз (8) з врахуванням (9), приходимо до системи лінійних рівнянь

$$p_1 \sum_{i=1}^N F_{i1}^2 + p_2 \sum_{i=1}^N F_{i1}F_{i2} = - \sum_{i=1}^N F_{i1} \cdot f_i, \quad (10)$$

$$p_1 \sum_{i=1}^N F_{i1}F_{i2} + p_2 \sum_{i=1}^N F_{i2}^2 = - \sum_{i=1}^N F_{i2} \cdot f_i,$$

розв'язуючи яку визначимо

$$p_1 = \frac{- \left(\sum_{i=1}^N F_{i1}f_i \right) \sum_{i=1}^N F_{i2}^2 + \left(\sum_{i=1}^N F_{i2}f_i \right) \sum_{i=1}^N F_{i1}F_{i2}}{\left(\sum_{i=1}^N F_{i1}^2 \right) \sum_{i=1}^N F_{i2}^2 - \left(\sum_{i=1}^N F_{i1}F_{i2} \right)^2}, \quad (11)$$

$$p_2 = \frac{- \left(\sum_{i=1}^N F_{i1}^2 \right) \sum_{i=1}^N F_{i2}f_i + \left(\sum_{i=1}^N F_{i2}F_{i1} \right) \sum_{i=1}^N F_{i1}f_i}{\left(\sum_{i=1}^N F_{i1}^2 \right) \sum_{i=1}^N F_{i2}^2 - \left(\sum_{i=1}^N F_{i1}F_{i2} \right)^2}.$$

Знаючи напрям пошуку, можемо побудувати ітераційний процес пошуку мінімуму функції $J(\bar{c})$

$$\bar{c}_{k+1} = \bar{c}_k + \bar{p}_k \lambda_k, \quad (12)$$

де: k – номер кроку пошуку,

λ_k – позитивна величина, яка визначає величину кроку пошуку.

Як було зазначено вище, метод Гаусса-Ньютона ефективний, якщо знайдено “добре” початкове наближення аргументу \bar{c} . Для вирішення поставленої задачі звернемось до рівняння (1).

На рис. 1 зображено графік зміни функції $F(t)$ в часі, одержаний при загальмованому верхньому кінці колони бурильних труб.

Нехай в дискретний момент часу $n\Delta t$, $n = 0, 1, 2, \dots$ одержані значення осьового навантаження на долото F_n , тоді значення похідних

$\frac{dF(t)}{dt} = v_F(t)$ в точках дискретизації можна

знайти методом інтерполювання за формулами чисельного диференціювання для рівностоячих вузлів. Рекомендується вибирати парну кількість вузлів інтерполяції. Для чотирьох вузлів будемо мати

$$\begin{aligned} v_{F,n} &= \frac{1}{6\Delta t}(-11F_n + 18F_{n+1} - 9F_{n+2} + 2F_{n+3}); \\ v_{F,n+1} &= \frac{1}{6\Delta t}(-2F_n + 3F_{n+1} + 6F_{n+2} - F_{n+3}); \\ v_{F,n+2} &= \frac{1}{6n}(F_n - 6F_{n+1} + 3F_{n+2} + 2F_{n+3}); \\ v_{F,n+3} &= \frac{1}{6n}(-2F_n + 9F_{n+1} - 18F_{n+2} + 11F_{n+3}), \end{aligned}$$

$n = 0, 1, 2, 3, \dots$

Якщо відомо v_F , то формулу (2) можна записати у такому вигляді:

$$v_F(t) = -K_1 \cdot F^\alpha(t). \quad (13)$$

Тому початкове наближення розв'язку задачі можна знайти з умови

$$\min_{\bar{c} \in R^2} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (v_{Fi} - v_F(\bar{c}, t_i))^2 \right\}.$$

З врахуванням формули (3) будемо мати

$$\Phi_0(\bar{c}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (v_{Fi} + K_1 \cdot F_i^\alpha). \quad (14)$$

Мінімізація виразу (14) відносно величин α і K_1 призводить до системи двох рівнянь

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N (v_{Fi} F_i^\alpha + K_1 F_i^{2\alpha}) = 0, \\ \sum_{i=1}^N (v_{Fi} + K_1 F_i^\alpha) F_i^\alpha \ln F_i = 0. \end{cases}$$

З першого рівняння визначимо

$$K_1 = - \frac{\sum_{i=1}^N v_{Fi} \cdot F_i^\alpha}{\sum_{i=1}^N F_i^{2\alpha}}. \quad (15)$$

Тепер підставимо знайдене значення K_1 в друге рівняння. В результаті отримаємо рівняння

$$\sum_{i=1}^N \left(v_{Fi} - \frac{\sum_{i=1}^N v_{Fi} F_i^\alpha}{\sum_{i=1}^N F_i^{2\alpha}} F_i^\alpha \right) F_i^\alpha \ln F_i = 0, \quad (16)$$

яке нелінійно залежить від невідомої величини α .

Розв'язати рівняння (16) можна одним з числових методів, наприклад, методом дихотомії. В результаті отримаємо початкове наближення $\alpha^{(0)}$, а з рівняння (14) і $K_1^{(0)}$.

Знаючи $\alpha^{(0)}$ і $K_1^{(0)}$, можна побудувати ітераційний процес згідно з (12). Величину кроку λ_k знайдемо з умови досягнення функцією нев'язки $\Phi(\bar{c})$ мінімального значення у вибраному рівнянні \bar{p} , тобто:

$$\min_{\lambda_k} \Phi(\bar{c}_k + \lambda_k \bar{p}_k). \quad (17)$$

Для цих цілей доцільно скористатись методом "золотого перерізу".

Правило "останова" формується на основі двох умов

$$\begin{aligned} |\nabla \Phi(\bar{c}_l + 1)| &\leq \varepsilon_1, \\ |\Phi(\bar{c}) - \Phi(\bar{c}_{k+1})| &\leq \varepsilon_2, \end{aligned}$$

де $\varepsilon_1 > 0$ і $\varepsilon_2 > 0$ – числа, які визначають точність розрахунку.

Перша умова зупиняє розрахунковий процес при досягненні градієнтом функції машинного нуля, а друга умова служить для зупинки розрахунків у випадку дуже низької швидкості сходження розрахункового процесу, коли подальші продовження розрахунків стають неефективними.

Алгоритм розв'язку задачі виглядає так. Початковими даними алгоритму є масиви значень осьових навантажень на долото F_i , крок дискретизації Δt і кількість n відліків F_i .

Поточний час знаходиться за формулою

$$t_i = t_{i-1} + \Delta t, \quad i = \overline{1, n}, \quad t_0 = 0.$$

У випадку, якщо відлік значень F_i відбувається у довільні моменти часу, то повинен бути сформований також масив значень моментів t_i відліку значень F_i .

Алгоритм розв'язку задачі можна представити в такій послідовності.

Крок 1. Розраховуються початкові стартові значення параметрів рівняння (1). З цією метою розв'язується нелінійне рівняння (16) відносно α , а відтак обраховується K з (15). Для числового розв'язання рівняння (16) використовується метод дихотомії.

Величина E забезпечує задану точність розв'язку рівняння (16). Рекомендується таке значення величини $E = 0,001$.

Крок 2. Знаходимо значення

$$Q_1 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (F_i - F(\bar{c}, t_i))^2.$$

Крок 3. Вираховується норма градієнта функції нев'язки.

Якщо $|\Delta J(\bar{c}, t_i)| \leq E_2$, то кінець обрахунків.

В іншому випадку проводиться перехід до наступного кроку. Величина E визначає точність розв'язку задачі. Рекомендується приймати $E_2 = 0.1$.

Крок 4. Визначає оптимальну довжину кроку шляхом розв'язку задачі

$$\min_{\lambda} J(\bar{c} + \lambda \bar{p}, t_i).$$

Для розв'язання такої задачі використовують метод "золотого перерізу".

Підпрограма складається з двох блоків. Перший блок здійснює пошук відрізка $[0, \lambda]$, що містить точку мінімуму. З цією метою послідовним збільшенням змінної λ досягають виконання співвідношення $J(\lambda_i) \leq J(\lambda_{i+1})$. Другий блок здійснює пошук мінімуму функції $J(\bar{c} + \lambda \bar{p}, t_i)$ за змінною λ . Процес обрахунку закінчується після того, як точка мінімуму локалізована на відрізку, довжина якого не перевищує E_1 . Рекомендовано приймати $E_1 = 0.001$.

Крок 5. Визначаємо значення K та α на наступній ітерації.

$$K_{i+1} = K_i + \lambda_i p_{1i},$$

$$\alpha_{i+1} = \alpha_i + \lambda_i p_{2i}, \quad i = 0, 1, 2, \dots$$

де складові p_1 та p_2 вектора p визначаються з рівняння (11).

Величини, що входять у вираз p_1 і p_2 обчислюються таким чином:

$$F_{i1} = \frac{\partial F(\bar{c}, t_i)}{\partial K} = -t_i [S(\bar{c}, t_i)]^{\frac{\alpha}{\alpha-1}};$$

$$F_{i2} = \frac{\partial F(\bar{c}, t_i)}{\partial \alpha} = \frac{[S(\bar{c}, t_i)]^{\frac{1}{1-\alpha}}}{1-\alpha} \times$$

$$\times \left\{ \frac{1}{1-\alpha} \ln[S(\bar{c}, t_i)] + \frac{kt_i - F_0^{1-\alpha} \ln F_0}{S(\bar{c}, t_i)} \right\};$$

$$f_i = -(F_i - F(\bar{c}, t_i)),$$

де: $S(\bar{c}, t_i) = F_0^{1-\alpha} - (1-\alpha)nt_i$;

\bar{c} – вектор параметрів n , α .

Крок 6. Розраховується величина

$$Q_2 = J(\bar{c}_{i+1}, t_i).$$

Крок 7. Якщо $|Q_1 - Q_2| \leq E_2$, то процес розрахунків закінчується і видається повідомлення "низька збіжність", а також значення параметрів n і α ; інакше величина Q_2 запам'ятовується, і здійснюється перехід до кроку 3.

Розроблений алгоритм був перевірений на контрольних прикладах і пройшов експериментальну перевірку при буріння свердловини Новоселиця-413 роторним способом на глибині 3800 м долотом типу 215,9 СЗГНУ. Осьове навантаження на долото 180 кН, швидкість обертання долота $n = 1,1 \text{ с}^{-1}$, густина промивальної рідини 1480 кг/м^3 .

Початкові значення: $K = 0,01429$, $\alpha = 2,97$. Розрахункові значення d -експоненти $D = 2,605$; $K = 0,056$. Час, що витрачається на розв'язування задачі, не перевищує 5 хв.

Отже, контроль аномально високих пластових тисків в процесі буріння свердловини за допомогою розробленої інформаційної моделі дає змогу з використанням сучасних засобів вимірювальної техніки отримати вірогідну інформацію про пластові тиски під час буріння свердловини в режимі on-line. Це допомагає розв'язувати завдання контролю відпрацювання породоруйнівного інструменту, визначення властивостей розбурюваних гірських порід, вибору параметрів режиму буріння і оптимізації процесу буріння.

Література

1. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений. – М.: Недра, 1978. – 232 с.
2. Фертль У. Х. Аномальные пластовые давления. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
3. Славнин В.И., Шевердяев В.В., Матус Б.А. Определение аномально-высоких пластовых давлений по технологическим данным бурения // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №5. – С. 35-38.
4. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 230 с.
5. Семенов Г.Н., Горбийчук М.И. Методика автоматического назначения d -экспоненты безпосередньо в процесі буріння // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №4. – С. 21-23.
6. Гилл Ф., Моррей У., Райт М. Практическая оптимизация. – М.: Мир, 1985. – 309 с.
7. Семенов Г.Н., Горбийчук М.И. Алгоритм вычисления α -показателя (d -экспоненты) для турбинного бурения // Горный журнал: Известия вузов. – 1987. – №8. – С. 40-48.
8. Семенов Г.Н., Горбийчук М.И. Об одном алгоритме вычисления α -показателя (d -экспоненты) // Нефтяная промышленность: Экспресс-информация: Бурение. – 1986. – Вып 9. – С.13-16.