

Корисна модель відноситься до дослідження бурових свердловин і може бути використана для діагностики технічного стану обсадних експлуатаційних колон у процесі розробки нафтових та газових родовищ.

У процесі розробки нафтових і газових родовищ по мірі витягнення вуглеводневої сировини з продуктивних шарів відбувається падіння пластового тиску, що порушує природний рівноважний стан гірського середовища. Для підтримки пластового тиску і стабілізації положення масиву гірських порід застосовується накачування пластових флюїдів. Процеси видобування і накачування повинні бути збалансовані за місцем, об'ємом, тиском. Однак зробити це технічно важко, тому, як правило, витягнення сировини та накачування супроводжується деформаціями не тільки продуктивних і поглинаючих шарів, але і зсувами всіх шарів гірських порід аж до земної поверхні. Результатом цих зсувів є виникнення додаткових навантажень на кріплення колони. Оскільки колона може перетинати шар під будь-яким кутом або шар може залягати негоризонтально, то деформації шару, що відбуваються по нормалі до його поверхні, викликають навантаження на обсадну і експлуатаційну колону, що мають радіальну, поперечну та осьову складові. Сукупна дія цих навантажень викликає спочатку деформацію колони, а потім у міру їхнього збільшення і порушення її цілісності. Форми руйнування, що спостерігаються: зминання, вигин, розриви колони по муфтовому з'єднанню в сполученні з осьовим зсувом обох частин, порушення герметичності нарізного з'єднання і тіла труби тріщиноутвореннями. Це свідчить про те, що форми деформації, що передують руйнуванню, як правило, мають вигляд поздовжньо-поперечного вигину супроводжуваного зминанням.

Завдяки тому, що процеси розробки родовища розтягнуті в часі (10-15-20 років та більше), в зонах гірських порід, активованих цими процесами, постійно здійснюється зміна структури полів напруг та деформацій, та відповідно навантажень, які діють на кріплення, що викликають таке ж поступове нагромадження напруг і деформацій в експлуатаційній колоні, що впливає на її технічний стан.

Відомий спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, що включає періодичне визначення геометричних характеристик колони труб шляхом вимірювання кута нахилу її стовбура. Про місце і ступінь деформації колони судять за зміною кута нахилу окремих ділянок колони. Вимірювання здійснюють у свердловині, яка експлуатується. Для цього свердловину зупиняють, витягають з неї колону насосно-компресорних труб і зпускають інклінометр. Записану інклінограму порівнюють з інклінограмою, яка отримана після проводки свердловини фонову інклінограмою, а також з інклінограмами попередніх аналогічних вимірювань [1].

Даний спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, як і спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, що заявляється, включає проведення інклінометричних вимірювань (вимірюють кути нахилу стовбура обсадної колони, і про місце і ступінь деформації колони судять за зміною кута нахилу окремих ділянок колони).

Однак спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб має низьку точність, оскільки включає інформацію отриману лише на основі інклінометричних вимірювань і не включає інформації про місця осьових навантажень, та має низьку ефективність, оскільки не має комп'ютерної обробки даних.

Найближчим за технічною суттю аналогом, який вибрано в якості прототипу, є спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, що включає зупинку свердловини, витягнення з неї насосно-компресорних труб, вимірювання кутів нахилу стовбура обсадної колони і наступне їхнє порівняння. При кожному дослідженні з виявлення зміни технічного стану паралельно з виміром кутів нахилу роблять локалізацію муфтових з'єднань з наступною побудовою діаграми розташування муфт по стовбуру колони, а про ступінь зміни технічного стану за період між попереднім (фоновим) і поточним дослідженнями судять за зміною деформацій та напруг на окремих ділянках за формулами:

$$\Delta l = l_T - l_n, \quad \Delta K = K_T - K_n$$

$$\Delta \sigma = \left(\frac{\Delta l}{l_n} + 0.5 d \Delta K \right) E, \text{ де}$$

Δl - абсолютна зміна довжини ділянки, обмеженої її муфтовими з'єднаннями, м;

l_m - довжина тієї ж ділянки в поточному дослідженні, м;

l_n - довжина тієї ж ділянки в попередньому (фоновому) дослідженні, м;

ΔK - абсолютна зміна кривизни на ділянці, яка обмежена її муфтовими з'єднаннями, m^{-1} ;

K_T - найбільше значення кривизни на тій же ділянці, що відповідає вимірюваним кутам нахилу в поточному дослідженні, m^{-1} ;

K_n - найбільша зміна кривизни на тій же ділянці, що відповідає вимірюваним кутам нахилу в попередньому (фоновому) дослідженні, m^{-1} ;

$\Delta \sigma$ - абсолютна зміна нормальних напруг на тій же ділянці, МПа;

d - зовнішній діаметр обсадної колони, м;

E - модуль Юнга матеріалу обсадної колони, МПа [2].

Даний спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, як і спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, що заявляється, включає проведення інклінометричних вимірювань (вимірювання кутів нахилу стовбура обсадної колони і наступне їхнє порівняння); та муфтометричних вимірювань (роблять паралельно з вимірюванням кутів нахилу локалізацію муфтових з'єднань з наступною побудовою діаграми розташування муфт по стовбурі колони).

Однак спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у скважині має низьку точність та низьку ефективність, оскільки має низьку точність встановлення місць осьових навантажень і не має комп'ютерної обробки вхідних даних.

В основу корисної моделі поставлена задача в способі визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині шляхом уведення додаткових дій, згідно з якими роблять процедуру шаблонування стовбура свердловини (пропускають через стовбур металічний циліндр (шаблон) потрібного діаметру і визначають степінь вільного проходження шаблону s_m^i), а при порівнянні поточних вимірювань α_m^i , ϕ_m^i , d_m^i , s_m^i з фоновими α_{ϕ}^i ,

φ_{Φ}^i , d_{Φ}^i , s_{Φ}^i для усіх вимірювань з номером i , де $i \in [0, N]$, а N - кількість вимірювань, за допомогою комп'ютерної програми для усіх видів дефектів визначають відповідні величини дефектів $\Delta\alpha_i$, $\Delta\varphi_i$, ΔD_i , ΔS_i за допомогою виразів: $\Delta\alpha_i = |\alpha_m^i - \alpha_{\Phi}^i|$, $\Delta\varphi_i = |\varphi_m^i - \varphi_{\Phi}^i|$, $\Delta D_i = |d_m^i - d_{\Phi}^i|$, $\Delta S_i = |s_m^i - s_{\Phi}^i|$, при цьому перевіряють виконання умов $\Delta\alpha_i < \gamma_{\alpha}$, $\Delta\varphi_i < \gamma_{\varphi}$, $\Delta D_i < \gamma_D$, $\Delta S_i < \gamma_S$, де γ_{α} , γ_{φ} , γ_D , γ_S - граничні величини дефектів, при невиконанні будь якої з умов визначають вид дефекту, формують повідомлення про вид та величину дефекту, зберігають результати поточних вимірювань в електронному архіві, забезпечити підвищення точності та підвищення ефективності способу.

Задача, яка поставлена, вирішується за рахунок того, що у відомому способі визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, що включає зупинку експлуатованої свердловини, витягнення з неї колони насосно-компресорних труб, вимірювання кута α_m^i та азимуту φ_m^i викривлення свердловини, глибини стовбура в точці вимірювання, локалізацію муфтових з'єднань, визначення зміни деформацій d_m^i на окремих ділянках, порівняння поточних вимірювань з фоновими, згідно з корисною моделлю додатково роблять процедуру шаблонування стовбура свердловини і визначають параметр s_m^i , а при порівнянні поточних вимірювань α_m^i , φ_m^i , d_m^i , s_m^i з фоновими α_{Φ}^i , φ_{Φ}^i , d_{Φ}^i , s_{Φ}^i для усіх вимірювань з номером i , де $i \in [0, N]$, а N - кількість вимірювань, за допомогою комп'ютерної програми для усіх видів дефектів визначають відповідні величини дефектів $\Delta\alpha_i$, $\Delta\varphi_i$, ΔD_i , ΔS_i за допомогою виразів: $\Delta\alpha_i = |\alpha_m^i - \alpha_{\Phi}^i|$, $\Delta\varphi_i = |\varphi_m^i - \varphi_{\Phi}^i|$, $\Delta D_i = |d_m^i - d_{\Phi}^i|$, $\Delta S_i = |s_m^i - s_{\Phi}^i|$, при цьому перевіряють виконання умов $\Delta\alpha_i < \gamma_{\alpha}$, $\Delta\varphi_i < \gamma_{\varphi}$, $\Delta D_i < \gamma_D$, $\Delta S_i < \gamma_S$, де γ_{α} , γ_{φ} , γ_D , γ_S - граничні величини дефектів, при невиконанні будь якої з умов визначають вид дефекту, формують повідомлення про вид та величину дефекту, зберігають результати поточних вимірювань в електронному архіві.

Технічний результат, якого можна досягти при використанні корисної моделі, виражений у тому, що забезпечується підвищення точності та підвищення ефективності способу за рахунок того, що додатково здійснюють процедуру шаблонування та використовують комп'ютерну обробку даних.

Прийчинно-наслідковий зв'язок між сукупністю ознак корисної моделі і технічним результатом прослідковується в тому, що нові ознаки: наявність дій, згідно з якими додатково роблять процедуру шаблонування стовбура свердловини і визначають параметр s_m^i , а при порівнянні поточних вимірювань α_m^i , φ_m^i , d_m^i , s_m^i з фоновими α_{Φ}^i , φ_{Φ}^i , d_{Φ}^i , s_{Φ}^i для усіх вимірювань з номером i , де $i \in [0, N]$, а N - кількість вимірювань, за допомогою комп'ютерної програми для усіх видів дефектів визначають відповідні величини дефектів $\Delta\alpha_i$, $\Delta\varphi_i$, ΔD_i , ΔS_i за допомогою виразів: $\Delta\alpha_i = |\alpha_m^i - \alpha_{\Phi}^i|$, $\Delta\varphi_i = |\varphi_m^i - \varphi_{\Phi}^i|$, $\Delta D_i = |d_m^i - d_{\Phi}^i|$, $\Delta S_i = |s_m^i - s_{\Phi}^i|$, при цьому перевіряють виконання умов $\Delta\alpha_i < \gamma_{\alpha}$, $\Delta\varphi_i < \gamma_{\varphi}$, $\Delta D_i < \gamma_D$, $\Delta S_i < \gamma_S$, де γ_{α} , γ_{φ} , γ_D , γ_S - граничні величини дефектів, при невиконанні будь якої з умов визначають вид дефекту, формують повідомлення про вид та величину дефекту, зберігають результати поточних вимірювань в електронному архіві, які додатково вводять у спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині, при взаємодії з відомими ознаками, а саме з такими діями як зупинка експлуатованої свердловини, витягнення з неї колони насосно-компресорних труб, вимірювання кута та азимута викривлення свердловини, глибини стовбура в точці вимірювання, локалізація муфтових з'єднань, визначення зміни деформацій на окремих ділянках, порівняння поточних вимірювань з фоновими забезпечують прояв нових технічних властивостей, таких як збільшена кількість геофізичних методів вимірювань (додано шаблонування) та удосконалення і прискорення обробки даних (використання комп'ютерної обробки даних). Це дозволяє отримати очікуваний технічний результат, а саме: підвищення точності та підвищення ефективності способу, завдяки тому що збільшена кількість геофізичних методів вимірювань призводить до підвищення точності способу, а удосконалення і прискорення обробки даних за рахунок використання комп'ютерної обробки даних призводить до підвищення його ефективності.

Спосіб визначення технічного стану колони обсадних труб у свердловині реалізується в наступній послідовності дій (див. фіг. 1).

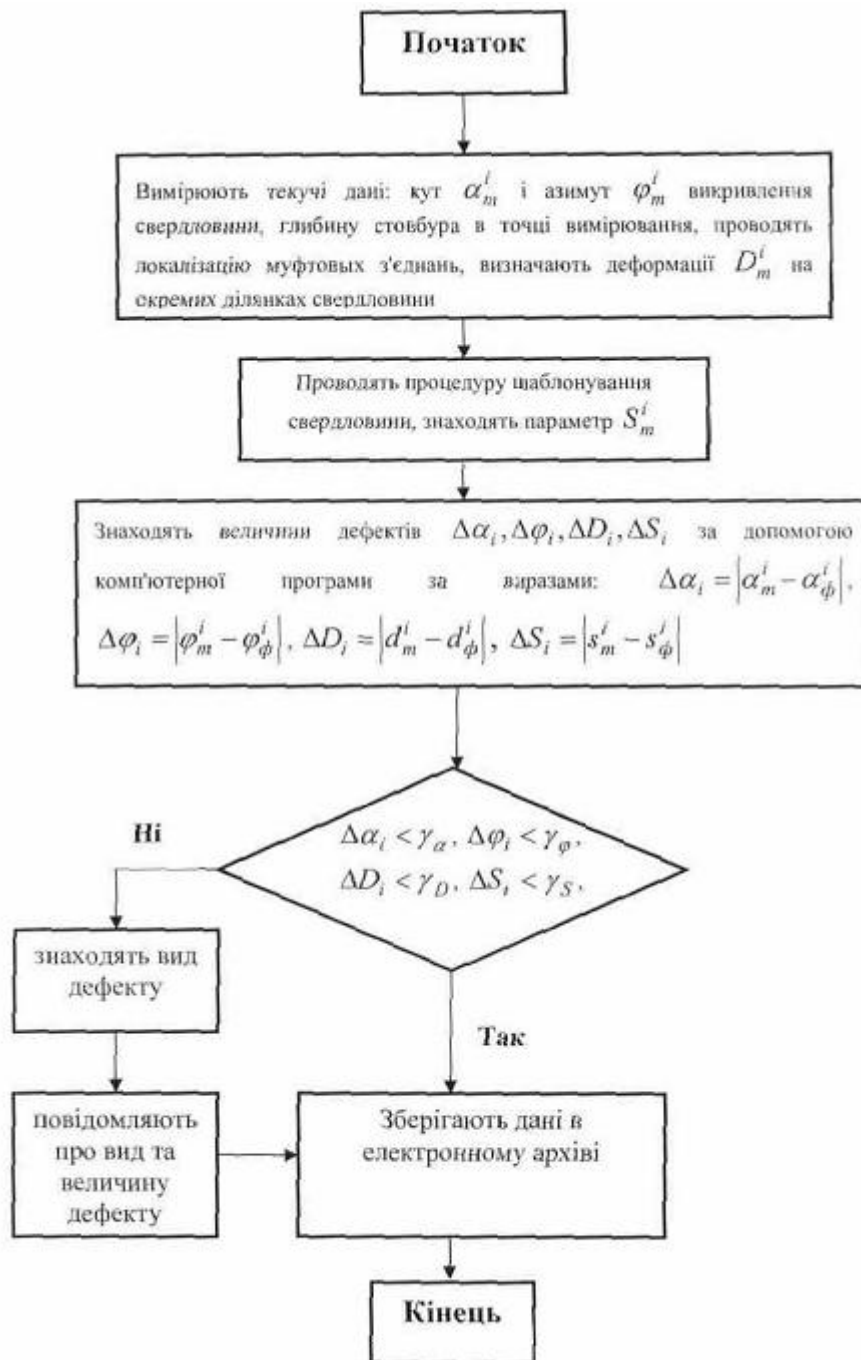
За допомогою інклінометричних і муфтометричних методів геофізичних досліджень роблять вимірювання поточних даних: кута α_m^i та азимута φ_m^i викривлення свердловини, глибини стовбура в точці вимірювання, локалізацію муфтових з'єднань, визначають деформації d_m^i на окремих ділянках свердловини.

Далі роблять процедуру шаблонування стовбура свердловини (пропускають через стовбур металічний циліндр (шаблон) потрібного діаметру і визначають степінь вільного проходження шаблону s_m^i). При порівнянні поточних вимірювань з фоновими для усіх вимірювань з номером i , де $i \in [0, N]$, а N - кількість вимірювань, за допомогою комп'ютерної програми для усіх видів дефектів визначають відповідні величини дефектів $\Delta\alpha_i$, $\Delta\varphi_i$, ΔD_i , ΔS_i за допомогою виразів: $\Delta\alpha_i = |\alpha_m^i - \alpha_{\Phi}^i|$, $\Delta\varphi_i = |\varphi_m^i - \varphi_{\Phi}^i|$, $\Delta D_i = |d_m^i - d_{\Phi}^i|$, $\Delta S_i = |s_m^i - s_{\Phi}^i|$. Індексом "ф" позначені фонові значення величин. Це значення, що отримані на підставі інклінометричних і муфтометричних досліджень та процедури шаблонування після проведення чергового капітального ремонту колони обсадних труб. Потім перевіряють виконання умов $\Delta\alpha_i < \gamma_{\alpha}$, $\Delta\varphi_i < \gamma_{\varphi}$, $\Delta D_i < \gamma_D$, $\Delta S_i < \gamma_S$, де γ_{α} , γ_{φ} , γ_D , γ_S - граничні величини дефектів. У випадку невиконання будь-якої з умов (величина дефекту не укладається в припустимі рамки)

визначають вид дефекту і формують повідомлення про вид і величину дефекту. Результати поточних вимірювань зберігають в електронному архіві. Таким чином, в результаті автоматично роблять висновки про технічний стан обсадної колони у свердловині.

Джерела інформації

1. Патент Російської Федерації №2052093 С1, кл. Е 21 В 47/09, 10.01.96. Бюл. №1.
2. Авторське свідоцтво №1420146 А1, СРСР, кл. Е 21 В 47/09, 30.08.88. Бюл. №32.



Фіг. 1