



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 45906

(13) A

(51) 6 G01N15/08

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВІНАХІДВИДАЄТЬСЯ ПІД
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ
ВЛАСНИКА
ПАТЕНТУ

(54) СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ ПОЧАТКОВИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРАХ

1

2

(21) 2001117454

(22) 01 11 2001

(24) 15 04 2002

(46) 15 04 2002, Бюл. № 4, 2002 р.

(72) Орлов Олександр Олександрович, Карпенко
Олексій Миколайович(73) Орлов Олександр Олександрович, Карпенко
Олексій Миколайович(57) Спосіб визначення початкових пластових
тисків в природних резервуарах, що включаєоцінку початкового пластового тиску, який
відрізняється тим, що враховують тектонічне
стискування шарів прських порід в складки за до-
помогою співвідношення

$$P_{пл} = K_a P_y,$$

де $P_{пл}$ - початковий пластовий тиск, МПа, P_y - умовний гідростатичний тиск, МПа, K_a - коефіцієнт аномальності тиску за рахунок дії
тектонічних сил

Спосіб відноситься до методів геолого-
промислових досліджень при пошуках і розвідці
нафтових і газових родовищ

Аналогом способу є спосіб визначення почат-
кового пластового тиску в природному резервуарі
на глибині H від поверхні Землі за формулою гі-
дростатичного тиску

$$P = \gamma y g \cdot 10^6, \quad (1)$$

де P - пластовий тиск в МПа на глибині H від
поверхні Землі, γ - густина води в товщі порід до глибини H в
кг/м³, g - прискорення сили тяжіння, дорівнює 9,81
м/с², 10^6 - коефіцієнт переводу Па в МПа

До прототипу способу відноситься спосіб Л. Н.
Бикова, згідно якого пластовий тиск визначається
за формулою

$$P = 0,11 \cdot (H - 100) \cdot 10^6, \quad (2)$$

де P - пластовий тиск в МПа на глибині H , H - глибина від поверхні Землі в м,100 - глибина, на якій за думкою Л. Н. Бикова
пластовий тиск повинен дорівнювати нулю,0,11 - постійний коефіцієнт, що враховує сере-
днє значення густини води [1]

Практика показала, що способи, які є аналогом
і прототипом винаходу, що пропонується, не вра-
ховують тектонічне стискування шарів прських порід
при складкоутворювальних процесах, які прояв-
ляються в тому або іншому ступені майже повсю-
ди в осадовій оболонці земної кори. Тому визна-
чені початкові пластові тиски за вказаними двома
способами завжди є менше дійсних, які в складча-

стих областях, як правило, є аномальними, тобто
тисками, що перевищують значення гідростатич-
них тисків. При бурінні свердловин це приводить
до ускладнень, аварійного їх фонтанування флюї-
дами і до значних аварій, ліквідація яких потребує
значних коштів і часу

Винахід заключається у визначенні початкових
пластових тисків в природних резервуарах з вра-
хуванням не тільки глибини їх залягання і серед-
нього значення коефіцієнта густини пластових вод,
який дорівнює за даними Л. Н. Бикова 0,11, а і тек-
тонічного стискування шарів прських порід в складки

Ступінь згину шарів прських порід в складку
можна оцінити коефіцієнтом інтенсивності (i) даної
структури. Коефіцієнт інтенсивності структури - це
співвідношення амплітуди складки (h , м) до її
площі (S , м²) в межах останньої ізопіси на струк-
турній карті [2]. Допускається екстраполяція ізопіс
на структурних картах для визначення площі S .
Структурні карти будуються починаючи з резуль-
татів польових геофізичних досліджень, структур-
ного буріння тощо. Таким чином

$$i = \frac{h}{10^{-6} S}, \quad (3)$$

де 10^{-6} - коефіцієнт для переводу км² в м²

Встановлено, що чим більше значення коефі-
цієнта i , тим сильніше шари прських порід зім'яті в
складку, відповідно тим більшим за величиною
коефіцієнтом аномальності тиску вони характери-
зуються. Коефіцієнт аномальності тиску K_a - це
відношення величини дійсного початкового плас-
тового тиску в природному резервуарі з врахуван-

(19) UA (11) 45906 (13) A

ням інтенсивності складкоутворювальних процесів ($P_{пл}$) до величини умовного гідростатичного пластового тиску (P_y)

$$K_a = P_{пл} / P_y,$$

звідки

$$P_{пл} = K_a \cdot P_y \quad (4)$$

Умовний гідростатичний тиск - це гідростатичний тиск пластової води з густиною 1000 кг/м^3 . Визначення середньої величини густини води у відкладах великої товщини пов'язано з великими труднощами, і як показала практика, приводить до значних помилок. Тому доцільно використовувати поняття умовного гідростатичного тиску, числове значення якого є завжди постійним.

Міграція флюїдів (нафти, газу, води) в пластах - колекторах направлена в сторону склепін. Цьому сприяє формування максимальної кількості тріщин в склепіннях природних резервуарів, що пов'язані з складчастими структурами. Інтенсивна міграція флюїдів в склепіння викликає формування початкового пластового тиску на цих ділянках пласта більшого за гідростатичний. Знаючи параметр i тої чи іншої структури можна графічно або математично швидко зробити прогноз очікуваного на певній глибині H значення коефіцієнту K_a , а також початкового пластового тиску в природному резервуарі з врахуванням його збільшення при складкоутворенні.

Наприклад, залежність $K_a = f(i)$ для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину має наступний вигляд

$$K_a = 1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} \cdot i^2 \quad (5)$$

Із рівняння (1) та (5) слідує, що початковий пластовий тиск для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

$$P_{пл} = (1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} \cdot i^2) \cdot H \cdot 10^2 \quad (6)$$

Нижче наводиться визначення $P_{пл}$ в природному резервуарі Східницького нафтового родови-

ща за способом, що пропонується, на глибині $H = 4500 \text{ м}$, який належить до складки з $h = 1100 \text{ м}$ і $S = 31,4 \text{ км}^2$

$$h_{пл} = 45 \cdot (1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{1100}{10^{-6} \cdot 31,4} \right)^2) = 53,1 \text{ МПа}$$

За даними манометричних замірів на Східницькому нафтовому родовищі на глибині 4500 м $P_{пл}$ дорівнює $55,2 \text{ МПа}$. Помилка розрахунку склапає $-3,8 \%$.

Визначення $P_{пл}$ за способом Л. Н. Бикова дає помилку $8,9 \%$.

Точність визначення початкового пластового тиску за способом, що пропонується, збільшується, таким чином, в $2,4$ рази.

Винахід, що пропонується перевірений у всіх нафтогазоносних регіонах України, в Терсько-Каспійській, Західно-Туркменській западинах, а також в окремих нафтогазоносних областях дальнього зарубіжжя і тому для складчастих областей може рахуватись універсальним.

На фіг. як приклад наводиться графічна залежність коефіцієнта аномальності пластового тиску K_a від параметра i для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Формула кривої $K_a = 1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} \cdot i^2$. Кореляційне відношення $0,9$.

Джерела інформації

1. Биков Л. Н. О законе распределения начальных пластовых давлений в толще пород нефтяных, газовых и угольных месторождений / Материалы научно-технической конференции Тульского горного института 2 апреля 1962 г. - М. 1962 - с. 36.

2. Наливкин В. Д., Дедеев В. А., Иванцова В. В., Кац З. Я. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. - Л. Недра, 1965 - с. 49.

