

Корисна модель належить до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до визначення напрямку розповсюдження тріщин після гідравлічного розриву пласта (ГРП).

Близьким до запропонованої корисної моделі є [1], метод, який належить до галузі геофізичних досліджень та використовується для визначення напрямку тріщин у нафтових і газових резервуарах. Він ґрунтується на застосуванні свердловинного сейсмічного моніторингу, що дозволяє в режимі реального часу отримувати інформацію про зміни в геологічному середовищі під час розробки покладів. Метод передбачає розміщення геофонів у сусідній свердловині та реєстрацію сейсмічних хвиль, що генеруються штучними або природними джерелами під час ГРП. Аналізуючи зміни характеристик поширення хвиль (швидкості, амплітуди, анізотропії), можливо визначити напрямок та орієнтацію тріщинних зон у пласті.

Недоліком даного способу є те, що результат залежить від якості реєстрації сейсмічних сигналів, а наявність техногенних або природних шумів може суттєво впливати на точність визначення напрямку тріщин. Також недоліком використання свердловинного сейсмічного моніторингу вимагає встановлення спеціалізованих сейсмотатчиків і джерел збудження хвиль, що є доволі дорогим методом визначення орієнтації тріщини.

Відомий спосіб визначення напрямку тріщини, який описаний в патенті [2] за допомогою мікросейсмічного моніторингу з поверхні під час гідравлічного розриву пластів, в якому використовується масив датчиків, розміщених на поверхні, які реєструють вібрації ґрунту, що виникають під час ГРП. Основні дані отримуються по визначенні розташування, величини та механізму руйнування породи та напрямку тріщини.

Недоліком використання свердловинного сейсмічного моніторингу вимагає встановлення спеціалізованих сейсмотатчиків та інтерпретації даних, що є доволі дорогим методом визначення орієнтації тріщини.

Найбільш близьким аналогом до запропонованої корисної моделі є спосіб визначення напрямку тріщини акустичним зондуванням [3], яке стосується моніторингу напрямку тріщини гідравлічного розриву пласта за допомогою розподіленого акустичного зондування (DAS) на низьких частотах. На відміну від традиційного сейсмічного моніторингу, який використовує дискретні геофони, розподілене акустичне зондування (DAS) використовує оптичне волокно як безперервний сенсор, що дозволяє отримувати більш детальну інформацію про процес гідравлічного розриву пласта.

Недоліком даного методу є те, що оптичне волокно може бути чутливим до зовнішніх впливів, таких як температура, тиск та вібрація, що може вплинути на точність вимірювань.

В основу корисної моделі поставлено задачу визначення напрямку розповсюдження траси тріщин після проведення ГРП.

Поставлена задача вирішується тим, що спосіб визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення гідравлічного розриву пласта, згідно з корисною моделлю, для виявлення напрямку розповсюдження тріщин разом з рідиною розриву закачують рідкий індикатор.

Суть запропонованої корисної моделі пояснюється графічним зображенням, де зображена схема розповсюдження тріщини при проведенні гідравлічного розриву пласта: 1 – свердловина, в якій проводиться ГРП, 2 - тріщина ГРП, 3-6 -видобувні свердловини.

Зображена схема демонструє результат проведення ГРП у свердловині 1 і траси утвореної вертикальної тріщини 2 у продуктивному нафтовому чи газовому пласті. Перед проведенням ГРП у рідину розриву і носія додають індикаторну рідину (тобто застосовують метод міченої рідини), наприклад до індикаторів широкого застосування наприклад на родовищах ПАТ "Укрнафта" відносять такі хімічні реагенти: аміачна селітра (NH_4NO_3), карбамід (NH_2CONH_2) та дигідроортофосфат натрію (NaH_2PO_4), а також флуоресцеїн.

Такий індикатор разом з технологічною рідиною ГРП рухається по тріщині і далі проникає у поровий простір навколо тріщини і у видобувні свердловини в першу чергу, що розміщені найближче до утвореної тріщини. Таким чином, за відібраними пробами продукції з найближче розташованих оточуючих свердловин, від свердловини, у якій проводився ГРП можна визначити напрямок поширення тріщини.

Запропонований спосіб реалізують наступним чином.

В свердловині 1 планується проведення ГРП. При підготовці процесу у рідину розриву для проведення операції додатково вводять мічену рідину (індикатор) флуоресцеїн у кількості 0,01 %. Після проведення операції відбираються проби з оточуючих свердловин. Результати проведених лабораторних аналізів та спостереження зміни концентрації індикатора в пробах продукції видобувних свердловин показують наявність гідродинамічного зв'язку між свердловиною 1 і видобувними свердловинами 2-7. Індикатор було в першу чергу зафіксовано у свердловинах 3 і 4. Отже тріщина утворилася в напрямку, зображеному на схемі.

Джерела інформації:

1. Maxwell, S.C., Rutledge, J., Jones, R., Fehler, M., (2010). Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*, 75, 5, 75A129-75A137. <https://doi.org/10.1190/1.3477966> (аналог).

2. US Patent 8938363B2, Beasley et al., "Active seismic monitoring of fracturing operations and determining characteristics of a subterranean body using pressure data and seismic 1 data", issued 2015-01-20 (аналог).

3. AU Patent 2017230727B2, Frank P. Filice, Ge Jin, Dana M. Jurick, Kyle R. Krueger, Charles C Mosher, Baishali Roy, Ali Tura, "Systems and methods for automated well integrity evaluation", issued 2017.03.09 (найближчий аналог).

