

3 Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка і ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 1. – С. 7-10

УДК 553.981/982

ЩОДО РОЗРОБЛЕННЯ МОДЕЛІ ТРІЩИНОУТВОРЕННЯ В ПОРОДАХ-КОЛЕКТОРАХ

І.В. Артум

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422)72-71-21,
e-mail:viarty1993@gmail.com*

У Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні видобуток нафти і газу катастрофічно знижується. Діючі родовища знаходяться на кінцевих стадіях розробки, продуктивні пласти виснажуються, об'єкти експлуатації ліквідуються. За останнє десятиріччя пошуково-розвідувальні сейсмічні та бурові роботи в регіоні вивчення не тільки скорочувалися, але часто й взагалі не проводилися. Такий стан справ ставить під загрозу подальше функціонування існуючої інфраструктури нафтогазовидобутку на зазначеній території.

У зв'язку з цим актуальним є питання дослідження геологічних чинників, що впливають на формування порід-колекторів, їх фільтраційно-ємнісні властивості та нафтогазоносність.

При формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси, які впливають не тільки на деформацію гірських порід та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості [1].

Відомо, що утворення тріщин у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу як результат постседиментаційних процесів і під дією тектонічних напруг [2].

Дослідженням тріщинуватості порід-колекторів Карпатської нафтогазової провінції ще здавна займалися геологи-нафтовики. Але при цих дослідженнях тільки незначна роль у процесах міграції нафти і газу, формуванні покладів вуглеводнів, а особливо під час розробки родовищ відводилась літогенетичній тріщинуватості.

І.П. Сафронов (1968), досліджуючи колектори Битків-Бабчинського і Долинського родовищ, вказує, що поряд з тектонічною виділяється ще й «капілярна» тріщинуватість, яка забезпечує проникність колекторів. У пластових умовах під дією значних тисків і температур капілярні тріщини перебувають у відкритому стані. Саме такий тип тріщинуватості, на думку автора, зумовлює рівномірну циркуляцію нафти і газу як всередині природного резервуару, так і до вибою свердловин. Завдяки мікроскопічним дослідженням, які були проведені В.М. Бортницькою зі співавторами (1979), було встановлено широкий розвиток літогенетичних тріщин, що приурочені до поверхні напластування різних по складу порід. На думку Бортницької літогенетичні тріщини, разом з тектонічними, приймають активну участь у процесах фільтрації нафти до вибою свердловини, так як мають гідродинамічний зв'язок [3].

Результати досліджень вказують на те, що відкриті тріщини найчастіше зустрічаються у піщано-алевритовій флішовій товщі. Оскільки саме прошарки пісковиків та алевролітів ймовірно є тим каркасом, який бере на себе основні геодинамічні навантаження при тектонічних рухах, що зумовлює в кінцевому результаті утворення тріщин. Наявність відкритих та частково відкритих тріщин з присутністю різнотипових вуглеводневих речовин фіксувалась у шліфах багатьох свердловин [4].

Через невизначеність типу колектора, особливостей його порового простору та геологічної будови ділянок чи покладу в цілому унеможливується кількісне моделювання будови і режиму роботи нафтогазових родовищ з метою прогнозування продуктивності свердловин. Ключовим моментом для цього є визначення розподілу проникності, що й визначає неоднорідність резервуару. Традиційні геологічні моделі, які зводяться до побудови комплексу карт пористості, піскуватості і т.п. не допомагають у вирішенні питання точного і детального вивчення резервуару у випадках складної будови або високого ступеня роздробленості родовища.

Найбільш інформативними методами дослідження особливостей мікротріщинуватості у процесі проведення геологорозвідувальних робіт є мікроскопічні дослідження. Досить ефективним є комплексування мікроскопічних досліджень порід-колекторів з іншими методами (петрофізичними, геофізичними та гідродинамічними) [5].

Тому нами розробляється модель, в якій буде досліджено тріщиностійкість піщано-алевритової товщі при різних параметрах антикліналі. Для цього першим етапом було дослідження механічних властивостей даних порід. А саме таких, як границя пружності, значення модуля пружності, коефіцієнт пластичності питома, об'ємна робота руйнування, питома контактна робота руйнування. Вирішено розробляти 2D модель, яка продемонструє залежність тріщиностійкості від геометричних характеристик антикліналі. Результати даних досліджень дадуть змогу якісніше проводити пошуки скупчень нафти і газу в Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні.

Використані літературні джерела:

1. Бойко Г.Е. Тектоногенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов / Г.Е. Бойко. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.
2. Маєвський Б.Й./ Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геологостатистичного моделювання / Б. Й. Маєвський, В. Р. Хомин, Т. В. Здерка [et al.] // Геоінформатика. – 2007. – № 1. – С. 54-61.
3. Бортницкая В.М. Некоторые факторы формирования коллекторов палеогена Предкарпатского прогиба / В.М. Бортницкая, В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкий // Нефт. и газовая пром-сть. – 1979. – № 2. – С. 10-13.
4. Lithogenetic fracturing of Oligocene reservoir-rocks of the pre-Carpathian depression / B.Y. Mayevskiy, T.V. Zderka, S.S. Kurovets, A.V. Yarema // Journal of Hydrocarbons Mines and Environmental Research. – 2010. – №16 – P. 53-59.
5. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка і ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 1. – С. 7-10.

УДК553.981 : 550.835 (477.87)

АНАЛІЗ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В МЕЖАХ МУКАЧІВСЬКОЇ ПІДЗОНИ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

М.І. Медвідь

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)72-71-04,

e-mail: medvid.maryana@mail.ru

Закарпатська газоносна область була виокремлена в складі Карпатської нафтогазоносної провінції наприкінці 80-х років минулого століття після відкриття Русько-Комарівського, Станівського, Солотвинського та Королівського родовищ. У тектонічному відношенні відкриті