

Покришками для силурійських рифогенних утворень слугуватимуть слабопроникні горизонти, які представлені мергелями, аргілітами і глинистими вапняками. Вони простежені в баговицькому, малиновецькому і скальському горизонтах.

За результатами гідрогеологічних досліджень карбонатних комплексів венлокського, лудловського та пржидольського ярусів встановлено, що пластові води пов'язані з тріщинно-кавернозно-поровими колекторами в органогенних вапняках і доломітах східної (мілководно-шельфової) частини басейну і, в меншій мірі, з вапняками глибокого шельфу на заході. Пластові води є хлоркальцієвого типу.

Характерна для водоносних горизонтів висока метаморфізація, мінералізація та хлоркальцієвий тип, вказує на умови утрудненого і навіть досить утрудненого водообміну в силурійських відкладах, а переваження вуглеводнів у складі водорозчинних газів і припливи нафти при випробуванні свердловин свідчать про сприятливі умови для накопичення і збереження покладів вуглеводнів у рифогенних утвореннях силуру.

Формування покладів вуглеводнів в силурійських відкладах відбувалося, як за рахунок вертикальної міграції із підстилаючих товщ, так і за рахунок латеральної міграції за рахунок реалізації власного генераційного потенціалу. Можливість існування латеральної міграції вуглеводнів значно підвищує потенційні перспективи нафтогазоносності літологічних і літолого-стратиграфічних пасток і, в першу чергу, рифів та біогермів.

Таким чином, перспективність силурійських відкладів на відкриття покладів нафти і газу не викликає сумнівів і це необхідно враховувати при подальших пошукових роботах.

Аналіз геодинамічних критеріїв нафтогазоносності Волино-Подільської нафтогазоносної області показав, що одним із перспективних літолого-стратиграфічних комплексів у нафтогазоносному відношенні є силурійський.

Особливі перспективи пов'язуються з рифогенними утвореннями, що встановлені на трьох стратиграфічних рівнях (у відкладах баговицького, малиновецького і скальського горизонтів) та представлені рифовою смугою (похований бар'єрний риф) в межах Волино-Поділля.

Простягання рифової смуги тяжіє до основних великоамплітудних розривних порушень, таких як: Радехівський, Володимир-Волинський, Теревовлянський та ін., що свідчить про можливу міграцію вуглеводнів та генерацію їх в покладах.

Для рифогенних карбонатних порід властиві специфічні колекторські властивості (пори, каверни, тріщини) і відповідно висока щільність запасів нафти і газу за сприятливих умов.

Покришками для пасток вуглеводнів будуть пачки глинистих порід з прошарками глинистих мергелів.

В межах похованого рифу виявлено ряд морфоструктур (біогермів), які вважаються можливими пастками для вуглеводнів.

УДК 553.048

## **ЗАСТОСУВАННЯ КЛАСИФІКАЦІЇ PRMS ДЛЯ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ**

***І.Р. Михайлів, Закарі Абдаллах***

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, [iramykhailiv@ukr.net](mailto:iramykhailiv@ukr.net)*

Будь-яка система класифікації створює єдину базу порівняння і дозволяє знизити суб'єктивність при проведенні оцінки запасів та ресурсів вуглеводнів. У світі нараховується близько 150 класифікацій у різноманітних національних модифікаціях. Однак, класифікація Petroleum Resources Management System (PRMS) на сьогодні рахується однією із найдосконаліших і вона широко використовується у світовій нафтогазовій промисловості [1]. Класифікація розроблена у 1997 р. Товариством інженерів-нафтовиків, спільно із Світовим нафтовим конгресом та Американською асоціацією геологів-нафтовиків. У ній детально розглянуті не лише основні визначення та принципи виділення категорій запасів та ресурсів нафти і газу за різноманітними ознаками, а також описані

методи оцінки (підрахунку) видобувних запасів. У результаті такої оцінки визначаються обсяги нафти і газу, які придатні для промислового використання і є основою проектування подальшої розробки родовища. Причому класифікацією PRMS для визначення обсягів запасів дозволяється використовувати не лише детерміністичні методи, але і імовірнісні (табл. 1).

Відповідно, діапазон невизначеності відображає обсяги вуглеводнів, що можуть бути вилучені з покладу під час реалізації конкретного проекту. При чому, розраховуються найменші, оптимальні та найбільші оцінки обсягів нафти і газу при умові, що:

- присутня не менша, ніж 90 % імовірність (P90) того, що обсяги вуглеводнів будуть рівні або перевищать величину найменшої оцінки;
- присутня не менша, ніж 50 % імовірність (P50) того, що обсяги вуглеводнів будуть рівні або перевищать величину оптимальної оцінки;
- присутня не менша, ніж 10 % імовірність (P10) того, що обсяги вуглеводнів будуть рівні або перевищать величину найбільшої оцінки.

В Україні останнім часом також почали застосовувати імовірнісні методи, при чому не лише для оцінки ресурсів та підрахунку запасів на початкових стадіях вивчення родовища, оскільки вони виконуються в умовах дефіциту геолого-геофізичної інформації, а і для підрахунку запасів родовища, що вже перебуває у розробці [2, 3]. Проте, нормативними документами ДКЗ України використання таких методів не передбачене. У той же час виникає питання щодо доцільності використання методу Монте-Карло для підрахунку запасів нафти і газу родовища, яке тривалий час перебуває у промисловій розробці. Оскільки введення родовища в промислову розробку відбувається за результатами закінченої розвідки і у структурі його запасів спостерігається переважання розвіданої групи, відповідно величина запасів родовища підрахована об'ємним методом мала би відповідати "пороговій" оцінці наближеній до максимальної (10 %).

Таблиця 1 – Характеристика методів підрахунку запасів нафти і газу

Групи методів підрахунку запасів	
Детерміністичні	Імовірнісні
1. Об'ємний 2. Статистичний 3. Матеріального балансу (падиння пластового тиску)	1. Метод статистичного розподілу (Monte Carlo Analysis)
Характеристика	
Поглиблений аналіз усієї наявної на момент підрахунку геологічної, геофізичної та промислової інформації з метою визначення та обґрунтування всіх необхідних підрахункових параметрів; сукупність арифметичних дій за відомими формулами.	Кожний параметр формули підрахунку запасів, розглядається як випадкова величина, а запаси – як функція цих випадкових параметрів, що представляються інтервальною оцінкою (у вигляді гістограми); розраховується імовірність того, що "істинні" запаси попадуть у заданий інтервал значень.
Особливості виконання	
Вибір одиничного дискретного сценарію на основі відомих геологічних, технологічних і економічних даних.	Статистичний аналіз відомих (невдомих) геологічних, технологічних і економічних даних.
Результати підрахунку	
«Єдине» точкове значення запасів.	Інтервал можливих значень запасів (т. зв. <b>діапазон невизначеності</b> ).

З метою співставлення величин запасів нафти підрахованих з об'ємним методом з результатами імітаційного статистичного моделювання нами методом Монте-Карло виконана оцінка запасів нафти нижньоменілітового покладу Орів-Уличнянського родовища, з яким пов'язані запаси промислового значення категорії С<sub>1</sub>. Родовище розташоване у [Дрогобицькому районі Львівської області](#) та приурочене до першого структурно-тектонічного ярусу північно-західної частини [Бориславсько-Покутської зони](#) Передкарпатського прогину. Відкрите у 1962 р., у 1965 р. введено у ДПР, у 1969 р. – у промислову розробку. Розвідувальні роботи повністю закінчені у 1972 р., за їх результатами встановлено наявність двох окремих покладів – Орівського та Уличнянського, які розділені зоною

низькопроникних колекторів і контролюються ВНК на різних гіпсометричних рівнях. В основу останнього підрахунку запасів нафти покладені фактичні геолого-геофізичні та промислові дані по 116 пробурених на родовищі свердловинах. З використанням цих же даних виконано моделювання обсягів запасів методом Монте-Карло. Кожний з підрахункових параметрів, що входить у відому формулу М.О. Жданова моделювався за нормальним розподілом у інтервалах, що визначаються похибкою оцінки цього самого параметру. За побудованим графіком інтегральної імовірності визначені “порогові” оцінки запасів (рис. 1).

Дані, наведені на рис. 1 показують, що підраховані обсяги запасів нафти складають приблизно 64 % і є наближеними до “базової” порогової оцінки. Такий результат можна пояснити, тим, що при підрахунку запасів об’ємним методом використовуються усереднені значення всіх підрахункових параметрів, а ступінь геологічного вивчення родовища дозволяє віднести їх до групи розвіданих. Також можна припустити, що у даному випадку моделювання результатів підрахунку запасів методом Монте-Карло показало, що на родовищі можливі перспективи щодо збільшення його запасів.

#### Літературні джерела

1. Petroleum Resources Management System. SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2007. - 47.
2. В. Курганський, В. Колісниченко, В. Маляр. Застосування методу Монте-Карло при імовірнісних розрахунках, пов’язаних з оцінкою запасів вуглеводневої сировини. Вісник КНУ ім. Т. Шевченка. Геологія, 4/2009. С. 54-57.
3. Н.С. Ганженко, Т.О. Федченко, Д.О. Петровський, Ю.В. Аніщенко. Застосування методу Монте-Карло для оцінки ємності порового простору прогнозних нафтогазоперспективних ділянок Оболонської астроблеми. Нафтогазова галузь України, 2015, № 2. С. 9-13

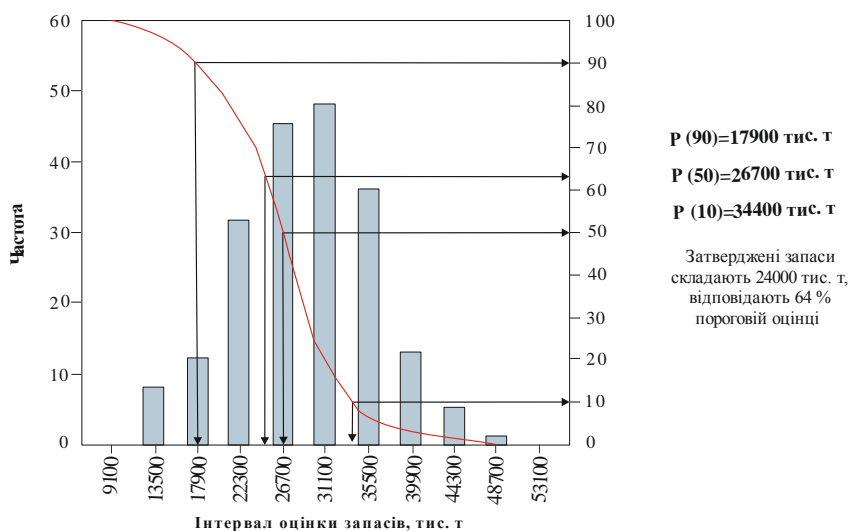


Рисунок 1 – Результати імітаційного моделювання результатів підрахунку запасів нафти

УДК 550.8:553.98

## ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ ІЗ ВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ

*Т.В. Калиній, С.С. Зубашев, Р.І. Вовк*

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, [grf@nung.edu.ua](mailto:grf@nung.edu.ua)*

Проблема газонасності, природи газів і закономірності розподілу їх у відкладах Львівсько-Волинського басейну є одним з найважливіших питань сьогодення. Досвід багатьох країн свідчить