

пастки; морфоструктурний або літологічно-фаціальний об'єкт, здатний не лише акумулювати, але й ефективно утримувати вуглеводні впродовж геологічного часу.

Для оцінки кожної геологічної ознаки необхідно визначити її рівень вірогідності, використовуючи відповідні коефіцієнти.

Найбільш оптимальною є п'ятирівнева шкала вірогідності з коефіцієнтами від 0.1 до 0.9, де крок між основними категоріями становить 0.2 (тобто 0.1, 0.3, 0.5, 0.7, 0.9). У ситуаціях, коли наявна інформація є неоднозначною або виникають сумніви щодо однозначної належності до однієї з п'яти основних категорій, допускається використання проміжних значень вірогідності (наприклад, 0.8, 0.6, 0.4, 0.2) [2].

За допомогою POSg можна - здійснити порівняльний аналіз перспективних об'єктів буріння з урахуванням геологічної невизначеності; зменшити частку неуспішних пошуково-розвідувальних робіт; обґрунтовано поєднувати геологічні критерії з економічними показниками та NPV скоригована на геологічний ризик.

Отже, включення геологічних ризиків в оцінку перспектив нафтогазоносності має бути обов'язковим. Такий підхід значно підвищує ефективність та оптимальність проведення геологорозвідувальних робіт і наступного освоєння вуглеводневих ресурсів нафтогазоперспективних об'єктів.

Для формування надійного алгоритму оцінки критично важливо повною мірою використовувати всю доступну геолого-геофізичну інформацію щодо досліджуваних об'єктів.

Література:

1. Товстюк З.М., Єфіменко Т.А.(2015). Неотектонічні дослідження за матеріалами дистанційного зондування Землі при пошуку структур перспективних на нафту та газ на прикладі Дніпровсько-Донецької западини [Електронний ресурс]. Український журнал дистанційного зондування Землі. № 6. С. 8-13.

2. Bárdossy G., 2003: *Geological reasoning and the problem of uncertainty. In Modeling Geohazards: IAMG 2003 Proceedings, Portsmouth UK; Editors J. Cubitt, J. Whalley, S. Henley. 5p.*

3. Nicolas Nosjean, R. Holeywell, H.S. Pettingill, R. Roden, M. Forrest. (2021). *Geological probability of success assessment for amplitude-driven Prospects: A Nile Delta case study. Journal of Petroleum Science and Engineering, 202, pp.108515. ff10.1016/j.petrol.2021.108515ff. fffhal-04504103f*

4. Porter, M, Lato, M, Quinn, P & Whittall, J 2019, 'Challenges with use of risk matrices for geohazard risk management for resource development projects', in J Wesseloo (ed.), *MGR 2019: Proceedings of the First International Conference on Mining Geomechanical Risk, Australian Centre for Geomechanics, Perth, pp. 71-84, https://doi.org/10.36487/ACG_rep/1905_01_Porter*

УДК 553.9(477.5)

ЗАКОНОМІРНОСТІ ЛОКАЛІЗАЦІЇ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ В ЦЕНТРАЛЬНІЙ ЧАСТИНІ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Вовк М.О., старший викладач, аспірант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

nning.vovk@nupp.edu.ua

Київський національний університет імені Тараса Шевченка

maryna.vovk@knu.ua

Сучасні уявлення про умови локалізації покладів нафти і газу у межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та прилеглий прибортовій зоні сформовані за наявної

обмеженої кількості інформації, адже будова території досліджена неоднорідно. Водночас, наявність відкритих цьому районі із значних запасами родовищ вуглеводнів (Юліївське, Північно-Коробочкінське, Гашинівське, Коробочкінське, Скворцівське, Безлюдівське, Острроверхівське, Платівське) та ряду виявлених перспективних структур свідчить про значні перспективи подальших відкриттів.

Метою цього дослідження є узагальнення наявних даних та виявлення найважливіших закономірностей локалізації нафтогазоперспективних об'єктів центральної частини Північного борту ДДЗ шляхом аналізу результатів геологорозвідувальних робіт та зіставлення факторів, що визначають умови формування і збереження пасток вуглеводнів.

Для досліджень обрано ділянку, що знаходиться в межах Північного борту ДДЗ. Ділянка локалізована в межах регіонального профілю Рогань – Ясні Зорі, який пройдено через Безлюдівську, Васищівську, Хмарівську, Роганську та інші структури (Гузік, 2009). Детально вивчалися матеріали щодо геологічної будови і нафтогазоносності Васищівського та Роганського газоконденсатних родовищ (ГКР). Вони розглядаються як еталонні об'єкти, що відображають найсуттєвіші закономірності локалізації родовищ вуглеводнів району.

Роганське ГКР розташоване в межах Рогансько-Чугуївської зони підняття. Продуктивність родовища пов'язана з візейськими горизонтами нижнього карбону літологічно представленими теригенними та карбонатними відкладами, що перекриті товщею аргілітів, яка слугує надійним флюїдотривом. Основний тип покладів – пластовий, тектонічно-екранований. Продуктивні горизонти корелюються із горизонтами сусідніх ділянок та є витриманими по площі. Основними структурами, що визначають формування покладів, є незгідні скиди.

Васищівське ГКР та однойменна структура межують з Чугуївським виступом фундаменту, що визначає її тектонічне положення. Територія відзначається складністю геологічної будови, що обумовлена численними субширотними розривними порушеннями, які мають незгідний характер та формують окремі структурно-тектонічні блоки. Типовими є геміантикліналі, тобто асиметричні складки, обмежені незгідними скидами, що мають лише одне крило. Складки утворюють тектонічну зону, що сформувалася вдовж субширотного незгідного скиду та об'єднує декілька структур – Васищівську, Введенську та Есхарівську.

На Васищівському ГКР пластові склепінні, тектонічно і літологічно екрановані поклади зосереджені в середньому та нижньому карбоні. Флюїдотривами слугують товщі аргілітів нижнього карбону та глинисто-карбонатна товща.

Отже, родовища центральної частини Північного борту ДДЗ включають поклади вуглеводнів, які приурочені до пасток, що були сформовані диз'юнктивними структурами, серед яких переважають незгідні скиди (Харченко М.В., 2016). Так, в зоні розміщення Васищівського та Роганського родовищ відзначається розвиток систем тектонічних порушень, що формують блокову систему з розвитком незгідних скидів та асиметричних складок (геміантикліналей). Звідси випливає, що формування локальних структурних підняття осадового чохла обумовлені переважно тектонічними процесами. Разом з тим, як показують попередні дослідження (Височанський, 2013), у межах цієї частини Північного борту прогнозуються літологічні та стратиграфічні пастки, а також пастки, пов'язані з кораами вивітрування докембрію та базальними горизонтами, що лежать на фундаменті. Їх виявлення потребує подальшого застосування як традиційних (літолого-фаціальних, палеоседиментологічних) методів, так і методів сучасної 3D сейсморозвідки (сейсмопараметричного та сейсмофаціального аналізу).

Література:

1. Височанський І.В. (2013). Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогена. Вісник Харківського національного університету, Серія «Геологія – географія – екологія», 1084 (39), 45-65.

2. Гузік Я.І. (2009). *Звіт тематичної партії 45/07 за 2008 - 2009 рр. Центральна частина ДДЗ. ДПГ "Украгеофізика", СУГРЕ. [Неопублікована рукопис].*

3. Харченко М.В. (2016). *Умови контролю нафтогазоносності тектонічно екранованих пасток. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. (с. 246-248). Матеріали Третьої науково-практичної конференції (4–7 жовтня 2016 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). К.: ДКЗ, 471 с.*

УДК 622.245.3:622.24.06

СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Воловик В. А., аспірант

Науковий керівник: **Хоменко В. Л.**, кандидат технічних наук, доцент
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

volovyk.v.a@nmu.one

Актуальність дослідження обумовлена докорінною зміною умов буріння нафтогазових свердловин в Україні та світі. Виснаження традиційних родовищ змушує переходити до розробки покладів зі складними гірничо-геологічними умовами, де переважають нестійкі глинисті породи, аномально високі пластові тиски та температури. У таких умовах старі методи приготування промивальних рідин, що базувалися на простих бентонітових суспензіях або лігносульфонатних реагентах, демонструють свою неефективність. Вони не забезпечують достатньої інгібуючої здатності, що призводить до набрякання глин, звуження стовбура свердловини та аварійних зупинок. Крім того, критичним фактором стає збереження колекторських властивостей продуктивного пласта, оскільки кольматація пор твердою фазою розчину може знизити дебіт свердловини до критичних показників. Метою роботи є аналіз сучасних тенденцій розвитку рецептур бурових розчинів, спрямованих на вирішення трисдиної задачі: забезпечення стійкості стовбура, збереження проникності колектора та мінімізація екологічного впливу.

Методика та організація дослідження полягала у системному аналізі науково-технічної літератури, результатів лабораторних випробувань новітніх хімреагентів та промислових даних щодо застосування інгібованих систем.

Результати дослідження свідчать про те, що домінуючою тенденцією є перехід до високоефективних бурових розчинів на водній основі (HPWBM), які за своїми експлуатаційними характеристиками наближаються до розчинів на вуглеводневій основі, але є екологічно безпечнішими. Ключовим напрямком тут є впровадження інгібованих систем для боротьби з гідратацією глинистих порід. Сучасні дослідження підтверджують ефективність поліамінних інгібіторів, які працюють за механізмом поверхневої адсорбції та йонного обміну, блокуючи проникнення води у міжпаquetний простір глин. Це дозволяє уникнути каверноутворення та знизити ризики прихоплень бурильного інструменту. Перспективним також є використання наночастинок та йонних рідин для створення механічного бар'єру на стінках свердловини.

Другим важливим вектором є збереження колекторських властивостей продуктивних пластів. Традиційні глинисті розчини заміщуються спеціалізованими безглинистими системами (Drill-in Fluids) на основі біополімерів (ксантану, модифікованого крохмалю) та кислоторозчинних кольматантів (меленого мармуру). Ефективність таких систем базується на «теорії ідеальної упаковки» (Ideal Packing Theory), яка передбачає підбір гранулометричного