

## ПРОБЛЕМАТИКА ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ РОЗВІДУВАЛЬНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

НТУ «Дніпровська політехніка»

Нікітенко В.С.

*Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., зав. кафедри НГІБ*

Вуглеводневі родовища ДДЗ (Дніпровсько-Донецької западини), як структурного елементу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області, дають більш 80% видобутку нафти й газу України. ДДЗ є великою тектонічною структурою [1].

У відповідності до структурного ділення, для ДДЗ виділяють такі тектонічні елементи: Центральний грабен і схили Воронезького і Українського кристалічних масивів, які виступають і бортовими ділянками западини. Між Центральним грабеном і схилами масивів існують межі у вигляді зони фундаменту, зануреного в центральну область, які визначаються як окремі структурні елементи – зони східчастих скидів і флексур або зони мобільних схилів. ДДЗ захоплює Сумську, Чернігівську, Полтавську, Харківську, частково – Дніпропетровську і Донецьку області [2].

Промисловій розробці нафтових і газових родовищ передують їх дослідно-промислова експлуатація. Роботи з розвідки нафтових і газових родовищ супроводжуються їх оцінкою, при цьому основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Найбільш перспективними напрямками подальшого розвитку галузі нафтогазового буріння вважаються нові технології розкриття продуктивних горизонтів, розширення застосування електробурів і гвинтових вибійних двигунів, збільшення об'ємів буріння свердловин із горизонтальним і багато-вибійним закінченням [3].

На прикладі покладів Василівського, Чижівського і Погарщинського нафтогазоконденсатних родовищ (з широким стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності – від нижньо-пермських до турнейських відкладів), розглянемо типовий геолого-технічний проект спорудження свердловин.

Нафтогазоносна структура, що вивчається знаходиться в зоні центрального грабену, де нижньо-кам'яновугільні відклади характеризуються високим ступенем гідрогеологічної закритості та позитивним газогідрогеохімічними показниками. Нижньокам'яновугільні відклади в межах площі залягають в зоні мезокатагенезу (підстадія МК<sub>1</sub>) з палеотемпературами 105 - 115<sup>0</sup>С в умовах, сприятливих для утворення і зберігання покладів вуглеводнів. Це підтверджується відкриттям великої кількості родовищ нафти і газу приурочених до верхньої зони мезокатагенезу [4].

Проектна глибина розглядуваної свердловини – 5650 м. Проектний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Фактична глибина свердловини – 5211м. Фактично розкритий горизонт – верхньовізейський під'ярус (В-21) нижнього карбону.

Фактична конструкція свердловини:

- Кондуктор  $\varnothing$  324 мм – 470 м, зацементовано до гирла.
- Проміжна колона  $\varnothing$  245 мм – 3526 м, зацементована до гирла.
- Експлуатаційна колона  $\varnothing$  140 мм – зацементована до гирла.

В свердловині виконано повний комплекс ГДС (геофізичні дослідження свердловин) до глибини 5211 м. Керн відбирався з верхньовізейських відкладів нижнього карбону, при плані 39 м з керном пробурено 44 м, винос керну склав 28,2 м, або 65,2%.

Буріння свердловини під 324 мм кондуктор до глибини 427 м проводилось роторним способом долотами 393,7 МЦВ, в інтервалі 427 - 542 м – долотами 320 СГВ на буровому розчині з параметрами: густина  $\rho = 1,16$  г/см<sup>3</sup>, умовна в'язкість  $T = 40$  с., водовіддача  $B = 6,5$  см<sup>3</sup>/30 хв., СНЗ = 8 - 12 Па.

Буріння під 245 мм технічну колону продовжувалось роторним способом долотами: 295,3 МГВ, МСГВУ, СГВ, СНГУ, СЗГВ, СГВУ, ТЦВ. Промивання свердловини до глибини 2588 м здійснювалось гуматно-акриловим розчином з параметрами:  $\rho = 1,18 - 1,23$  г/см<sup>3</sup>,  $T = 40 - 80$  с.,  $B = 6$  см<sup>3</sup>/30 хв., СНЗ = 20 - 22 Па. З глибини 2588 м перейшли на мінералізований буровий розчин з параметрами:  $\rho = 1,26 - 1,28$  г/см<sup>3</sup>,  $T = 80 - 100$  с.,  $B = 6 - 7$  см<sup>3</sup>/30 хв., СНЗ = 22 - 24 Па. Технічна колона спущена двома секціями до глибини 3526 м з встановленням заливної муфти ЗМ-245 на глибині 2747 м; опресована тиском 300 атм – визнана герметичною.

Подальше буріння свердловини в інтервалі 3536 - 5211 м продовжувалось роторним способом долотами: 215,9 СГВ, СЗН, СЗГВ та інші з використанням обважених бурильних труб (ОБТ). Відбір керну проводився за допомогою снаряду «Надра» і бурових головок 212,7/80 ТКЗ, 187,3/80 ТКЗ. Промивка свердловини проводилась хлормагнієвим буровим розчином з параметрами:  $\rho = 1,24 - 1,3$  г/см<sup>3</sup>,  $T = 80 - 100$  с.,  $B = 6 - 7,5$  см<sup>3</sup>/30 хв., СНЗ = 20 - 24 Па.

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірнично-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів [5].

При сумісному розкритті різних за геологічними та фізичними характеристиками горизонтів, можуть створюватися умови виникнення інтенсивних газопроявлень у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного газу з конденсатом. Для запобігання таких ускладнень при бурінні свердловин, необхідно передбачити наступне: вибір конструкції свердловини повинен забезпечити попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію гирла противикидним обладнанням; підбір обсадних труб за міцністю повинен вестися виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на гирлі свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину необхідно визначати виходячи з умов забезпечення створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів повинен базуватися на умовах створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизацію гирла свердловин не-

обхідно здійснювати відповідним проектним розрахункам сертифікованим противикидним обладнанням; на буровій ділянці повинен матись деякий об'єм запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів [6].

#### **Перелік посилань**

1. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – Київ: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, НТУ «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
4. Савчак О.З. Геохімічні аспекти процесів міграції та акумуляції вуглеводнів східного нафтогазоносного регіону України // Геол. і геохім. горючих копалин, 2017, № 3 - 4. – С. 9 - 28.
5. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – Київ: Центр Європи, 2012. – 708 с.
6. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.