

ПЕРШЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ, ВІДКРИТЕ НАЦІОНАЛЬНОЮ АКЦІОНЕРНОЮ КОМПАНІЄЮ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ" В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ

О. Ю. Зейкан¹, В. В. Гладун¹, П. Я. Максимчук¹, П. М. Чепіль¹,
М. С. Дудніков¹, В. О. Гусаченко¹, Т. Є. Довжок², С. Г. Вакарчук²,
М. В. Харченко², В. П. Стрижак², О. А. Шевченко²

(Рекомендовано акад. НАН України П. Ф. Гожиком)

В 2013 г. НАК "Нефтегаз Украины" в пределах приштоковой зоны Руновщинского соляного диапира, расположенного в центральной части Днепровско-Донецкой впадины, открыто нефтяное месторождение со значительными запасами – месторождение Академика Шпака. Открытие данного месторождения свидетельствует, что ресурсный потенциал приштоковых и околоштоковых зон остается достаточно высоким, а реализация этого направления даст возможность значительно увеличить добычу углеводородов в Восточном нефтегазоносном регионе Украины.

Ключевые слова: Днепровско-Донецкая впадина, месторождение, скважина, коллектор, залежь углеводородов.

In 2013 National Joint-Stock Company Naftogaz of Ukraine has discovered an oil field named "Academician Shpak oilfield". Significant reserves of this oil field are confined to the trap rimming the Runovshchyna salt plug that located in the central part of the Dnieper-Donets basin. The discovery testifies that resource potential of hydrocarbon prospects related to the traps sealed by salt plug or its canopy remains rather high and development of that exploration trend gives an impetus to increase hydrocarbon production in the East Ukrainian petroleum province.

Key words: Dnieper-Donets depression, field, well, reservoir, reservoir hydrocarbons.

Вступ

З 2010 р. НАК "Нафтогаз України" (далі – Компанія) розширила коло своєї діяльності, отримавши ряд спеціальних дозволів на геологічне вивчення нафтогазоносних надр, у тому числі дослідно-промислому розробку родовищ вуглеводнів, з подальшим видобуванням нафти і газу (промислова розробка родовищ) та розпочала на них геолого-розвідувальні роботи. На сьогодні Компанія має дев'ять таких спеціальних дозволів, з них в Східному нафтогазоносному регіоні –

шість спеціальних дозволів, у Південному (акваторія Чорного моря) – три, з терміном дії від 20 до 30 років. Загальна площа цих ліцензійних ділянок – понад 4700 км².

Історія відкриття родовища

Першою ліцензійною ділянкою, в межах якої Компанія розпочала бурові роботи на нафту і газ, була Будищансько-Чутівська, що розташована в Полтавській області, в 20 км на північний схід від м. Полтава. Площа ділянки – 497,9 км². Відповідно до тектонічного районування Будищансько-Чутівська ділянка знаходиться в приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і приурочена на заході до південного схилу Солохівсько-Диканського валу, а на сході частково охоплює

© О. Ю. Зейкан, В. В. Гладун, П. Я. Максимчук, П. М. Чепіль, М. С. Дудніков, В. О. Гусаченко, Т. Є. Довжок, С. Г. Вакарчук, М. В. Харченко, В. П. Стрижак, О. А. Шевченко, 2013

північно-західну частину Чутівсько-Розпашнівського валу [1–3]. Ділянка відноситься до територій з активним соляним тектогенезом. У її межах відомі три соляні діапіри: Будищанський, Руновщинський та Чутівський. Безпосередньо до ділянки з півночі прилягають Матвіївське НГКР і Наташинське ГКР, зі сходу – Чутівське НГКР, із заходу – Солохівське НГКР, а на південь розташовано Східно-Полтавське ГКР [1].

В 2011–2012 рр. у межах ділянки проведені комплексні геофізичні дослідження, що включали тривимірну сейсморозвідку, детальні високоточні граві- та магнітометричні роботи, а також спеціалізовану геохімічну зйомку. За результатами цих досліджень було суттєво уточнено геологічну будову території по відкладах тріасової, пермської і кам'яновугільної систем та виявлено і підготовлено до глибокого буріння декілька нафтогазоперспективних об'єктів.

Першочерговим з точки зору пошуку покладів ВВ за результатами комплексного аналізу виділено Південно-Руновщинський об'єкт, в межах якого була закартована тектонічно екранована пастка ВВ, приурочена до приштокового блока в підкозирковій частині. На замовлення Компанії ДП "Наука-нафтогаз" був складений проект пошукового буріння, який передбачав в межах Південно-Руновщинської структури буріння першочергової похилоспрямованої св. 110 з метою вивчення геологічної будови площі і пошуку покладів ВВ у відкладах нижньої пермі, верхнього і середнього карбону та оцінки їх промислової нафтогазоносності. Проектна глибина свердловини – 4110 м (4050 м – за вертикаллю), проектний горизонт – девонська сіль.

Геологічна будова та ресурси

У березні 2013 р. закінчена бурінням похилоспрямована св. Руновщинська-110 при глибині 4035 м. В розрізі свердловини встановлено: четвертинно-кайнозойські відклади в інт. 0–152 м, крейдові в інт. 152–450 м, юрські в інт. 450–1001 м, тріасові в інт. 1001–1947 м, відклади козирка соляного штоку ($P_1 + D_3$) в інт. 1947–2337 м, пермські в інт. 2337–3137 м, верхньокам'яновугільні в інт. 3137–3557 м, середньокам'яновугільні в інт. 3557–3890 м та девонська сіль в інт. 3890–4035 м.

У св. Руновщинська-110 проведено повний комплекс ГДС. За результатами комплексної інтерпретації матеріалів ГДС у розрізі свердловини всього було виділено 45 перспективних пластів, з яких три визначені як нафтоносні, шість – газонасичені, два – ущільнені газонасичені, решта пластів – водоносні та ущільнені. Нафтоносні пласти виділені у таких інтервалах (рис. 1): 3137,9–3160,0 м (C_3 , горизонт Г-6) – нафтонасичений пісковик, ефективна товщина 21,7 м, пористість – 12,2% і Кн – 0,65; 3209,1–3243,4 м (C_3 , горизонт Г-7в) – нафтонасичений пісковик, ефективна товщина 27,6 м, пористість – 13,0% і Кн – 0,687; 3252,2–3270,9 м (C_3 , горизонт Г-7н) – нафтонасичений пісковик, ефективна товщина 18,1 м, пористість – 14,2% і Кн – 0,65.

Газонасичені пласти виділено в таких інтервалах: 3014,2–3017,7 м (P_1kt), товщина – 3,5 м, пористість – 10,6% і Кн – 0,59; 3023,6–3026,2 м (P_1kt), товщина – 2,6 м, пористість – 13,1% і Кн – 0,59; 3041,6–3045,6 м (P_1kt), товщина – 4,0 м, пористість – 10,4% і Кн – 0,6; 3049,8–3052,5 м (P_1kt), товщина – 2,7 м, пористість – 9,9% і Кн – 0,6; 3066,7–3073,8 м (P_1kt), товщина – 7,1 м, пористість – 10,9% і Кн – 0,59; 3101,7–3106,1 м (P_1kt), товщина – 4,4 м, пористість – 8,9% і Кн – 0,54.

В літологічному відношенні нафтоносні пласти горизонту Г-6 представлені пісковиками та гравелітами. Пісковик світло-сірий з легким зеленуватим відтінком, з крапковою вуглефікацією, різнозернистий, крупно-, дрібно-, середньозернистий, в нечітко виражених прошарках товщиною 5–20 см – гравелітовий, з домішкою гальки кварцу, аргіліту, в окремих прошарках з покращеним сортуванням зерен – дрібно-, середньозернистий; шаруватість підкреслена темно-сірими вуглефікованими прошарками товщиною до 0,5–1 см, зорієнтованими під кутом 20–40°. Порода міцно-, середньозцементована, розколюється як за субгоризонтальними площинами, нашаруванням, так і за вуглефікованими тріщинами під кутом 55°. Гравеліт зеленувато-сірий з галькою кварцу, кременистих порід, з прошарком товщиною до 8 см конгломерату, складеного уламками аргіліту, кварцу, кременистих та ефузивних порід. Відмічаються тріщини, виповнені темною вуглецевою речовиною, розвинені під кутом 60°. Значення відкритої

пористості за даними лабораторного вивчення кернових зразків змінюються від 4,0 до 13,8%, в середньому 10,8%; проникності – від 0,13 до 451,5 мД, у середньому 18,1 мД; об'ємна щільність порід коливається від 2,30³ до 2,63 кг/см³, у середньому 2,4 г/см³.

Горизонт Г-7в також представлений пісковиками та гравелітами. Пісковик світло-сірий з легким жовтуватим відтінком,

з крапковою вуглефікацією, різнозернистий, середньо-, грубо-, крупнозернистий гравелітистий, з прошарками зеленувато-сірої глини товщиною 0,5–0,8 см, розвиненими під кутом 15–40°. Порода слабо-, середньозцементована, розколюється за субгоризонтальними площинами та нашаруванням зі скабистим зломом. Гравеліто-конгломерат складений зеленуватими уламками (40%) алеврито-глинистого скла-

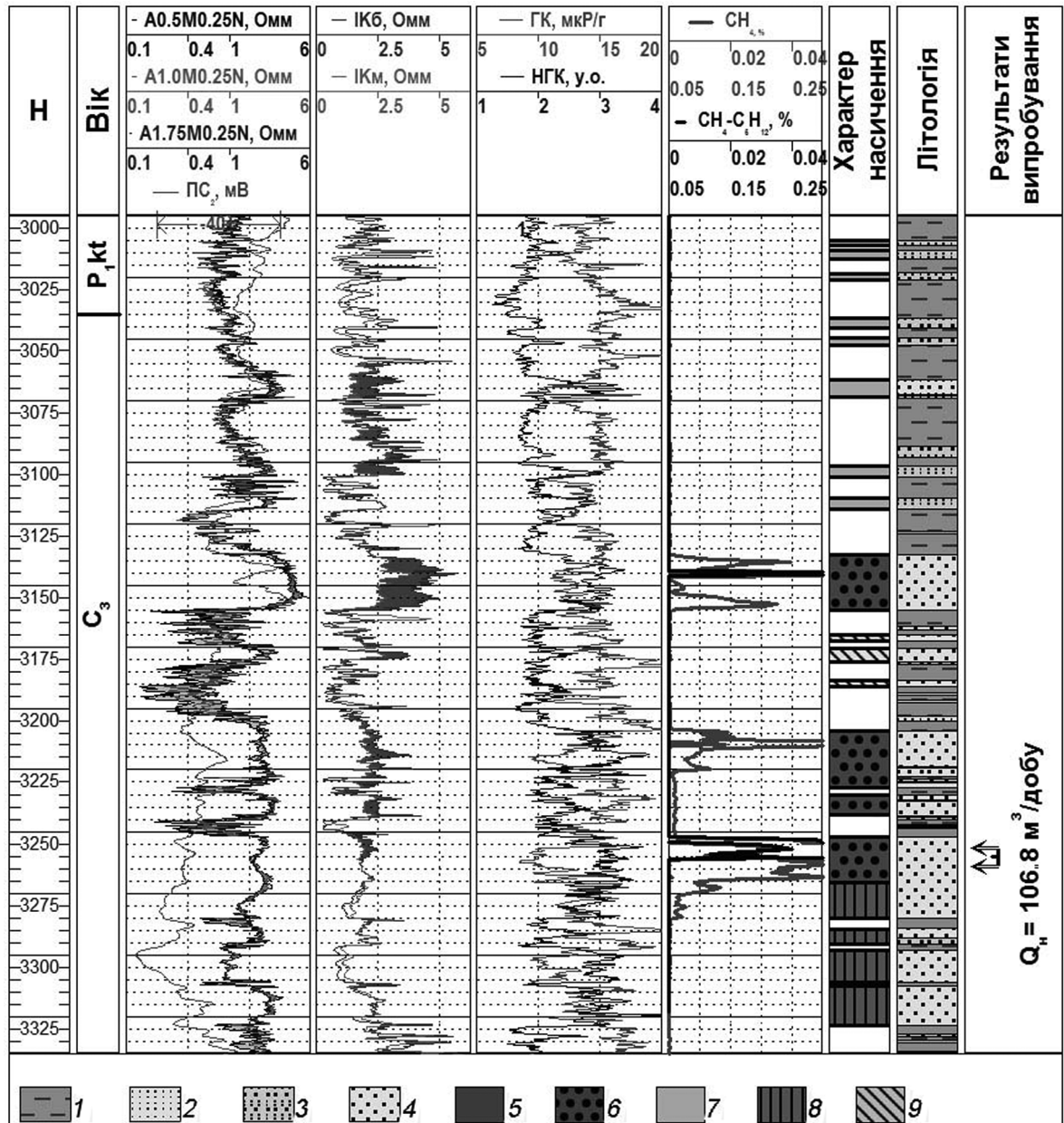


Рис. 1. Фрагмент геофізичного планшету св. Руновщинська-110

1 – аргіліти; 2 – алевроліти; 3 – пісковики та алевроліти глинисті; 4 – пісковики; 5 – пласт газоносний; 6 – пласт нафтоносний; 7 – пласт газонасичений; 8 – пласт водоносний; 9 – пласт ущільнений

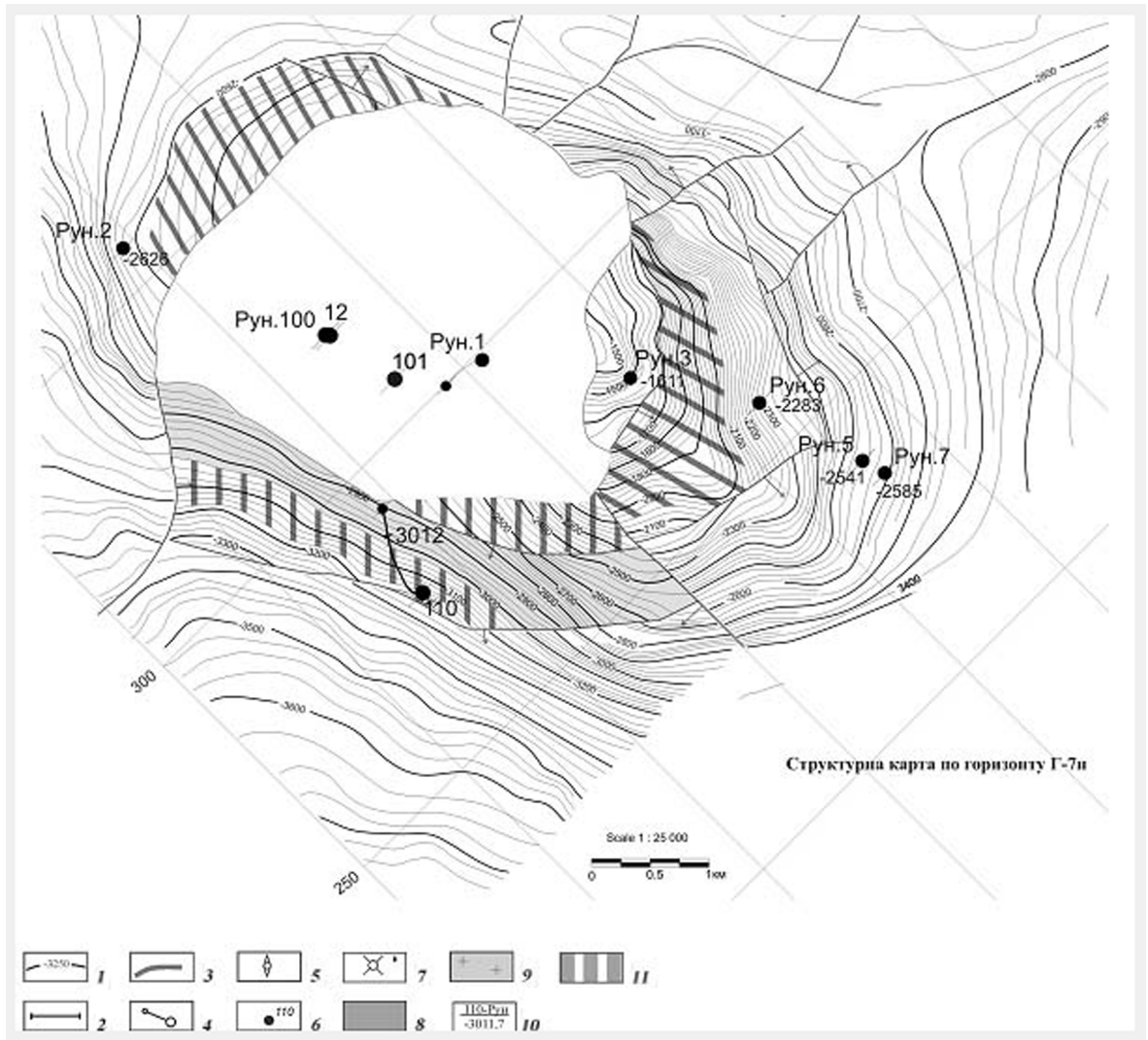


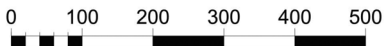
Рис. 2. Структурна карта продуктивного горизонту Г-7н з винесенням контурів встановленої та прогнозої нафтоносності. Нафтове родовище Академіка Шпака

1 – ізопіси продуктивного горизонту; 2 – лінія геологічного профілю; 3 – тектонічне порушення; 4 – гирло свердловини – точка розкриття покрівлі пласта; 5 – пошукова свердловина; 6 – свердловина, що дала приплив нафти; 7 – свердловина ліквідована з геологічних причин; 8 – площа встановленої нафтоносності; 9 – соляний шток; 10 – в чисельнику номер свердловини, в знаменнику абсолютна відмітка покрівлі продуктивного горизонту; 11 – площа прогнозої нафтоносності

ду розміром переважно 0,5–1,5 см, орієнтованими під кутом 20–25°, різною мірою обкатаними, зцементованими світло-сірим карбонатним субстратом. Порода щільна, міцна, розколюється за субгоризонтальними тріщинами та нашаруванням. Значення відкритої пористості за даними лабораторного вивчення керна змінюються від 3,5 до 19,3%, в середньому 13,7%; проникності – від 0,35 до 1018,6 мД, у середньому 102,3 мД; об'ємної щільності порід – від 2,12 до 2,68 кг/см³, у середньому 2,28 г/см³.

Продуктивні пласти горизонту Г-7н складені винятково пісковиками. Пісковик зеленувато-світло-сірий з жовтим відтінком (за рахунок насичення ВВ), з крапковою вуглефікацією, слюдикий дрібно-, середньозернистий алевритовий, з темно-сірими вуглефікованими прошарками товщиною до 0,5 см, орієнтованими переважно під кутом 15°. Порода середньозцементована, на локальних ділянках слабозцементована, розколюється за субгоризонтальними площинами зі скабистим зломом. Значення

Масштаб горизонтальний



Руновщинська –110

Ap=106,3 м

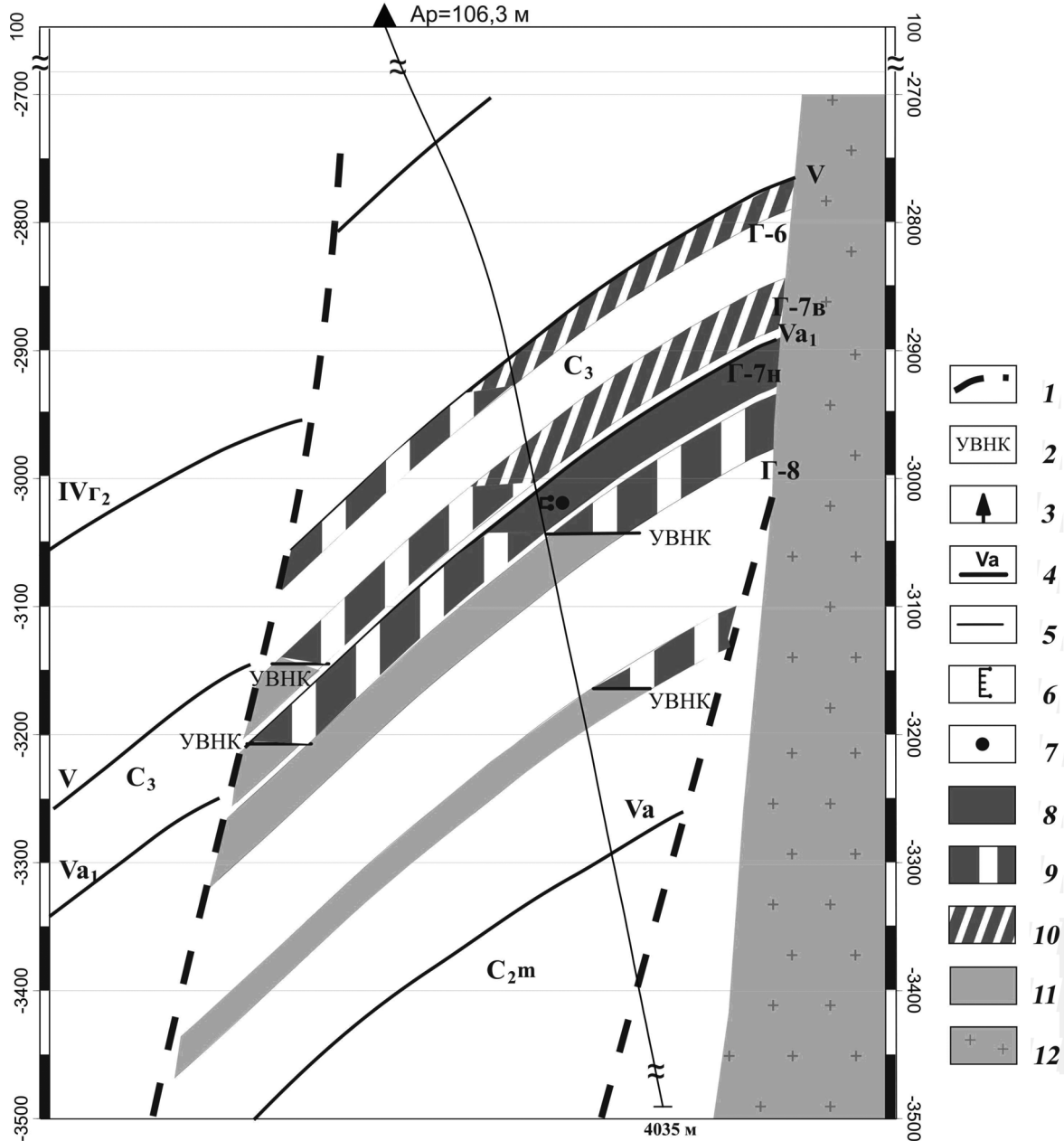


Рис. 3. Геологічний профіль по лінії А-А'. Нафтове родовище Академіка Шпака

1 – тектонічні порушення; 2 – умовний водонафтовий контакт; 3 – свердловина, яка пробурена і розташована у площині профілю; 4 – сейсмічні границі; 5 – стратиграфічні границі; 6 – інтервал перфорації (випробування) в колоні; 7 – приплив нафти; 8 – нафтоносний колектор; 9 – прогнозні нафтові поклади; 10 – нафтоносність за даними промислової геофізики; 11 – водоносний колектор; 12 – соляний шток

відкритої пористості за даними лабораторного вивчення керна змінюються від 10,6 до 18,6 %, в середньому 15,4%; проникності – від 0,91 до 214,8 мД, у середньому 58,1 мД; об'ємної щільності порід – від 2,15 до 2,38 кг/см³, у середньому 2,24 г/см³.

2 квітня 2013 р. під час випробування інт. 3256,4–3264,0 м продуктивного горизонту Г-7н було отримано приплив нафти дебітом 106,8 м³/добу, пластовий тиск – 32,73 МПа (рис. 1), що ознаменувало відкриття першого нафтового родовища Компанією як над-рокористувача.

Слід відмітити, що такий дебіт є дуже значним для родовищ нафти в Україні. Для порівняння, на родовищах нафти середні дебіти свердловин під час їх випробування становлять близько 10–15 м³/добу. В процесі подальшої розробки нафтових родовищ середньодобові робочі дебіти свердловин практично не перевищують 7 м³/добу.

Подальше випробування свердловини було припинене, об'єкти, що знаходяться вище по розрізу, розглядаються як об'єкти повернення у цій свердловині. На сьогоднішній день свердловина перебуває у дослідженні.

Поклад горизонту Г-7н приурочений до окремого тектонічного приштокового блока, розкритого св. Руновщинська-110. Поклад пластовий, з півночі екранований соляним штоком і тектонічним порушенням, тектонічно обмежений зі сходу та заходу, з півдня контролюється умовним водонафтовим контактом (рис. 2, 3). Прогнозні нафтові поклади горизонтів Г-7в і Г-6 є пластовими, з півночі екрановані соляним штоком і тектонічним порушенням, тектонічно обмежені з боків (рис. 3).

Певні перспективи нафтоносності пов'язані з горизонтом Г-8, що у розрізі св. 110 є обводненим, але в бік соляного штоку за підняттям пластів прогнозується як продуктивний (рис. 3).

Приріст запасів промислових категорій лише по горизонту Г-7н становить 1,08 млн т нафти, а загальна ресурсна база ВВ родовища, за оперативною оцінкою, може сягати понад 16 млн т ум. п.

Зауважимо, що в Україні за останні 15 років відкривалися родовища нафти із запасами 1–1,5 млн т. Для порівняння, річний видобуток нафти з усіх родовищ

України у 2012 р. становив 2,4 млн т. Таким чином, Компанією відкрито нафтове родовище, запаси та перспективні ресурси якого значно перевищують річний видобуток нафти в Україні. Промислова розробка цього родовища дасть можливість дещо стабілізувати видобуток нафти в Україні.

Висновки

Враховуючи значущість для України відкриття такого родовища, воно було названо родовищем Академіка Шпака на честь видатного українського геолога, доктора геолого-мінералогічних наук, члена-кореспондента АН УРСР, міністра геології УРСР (1967–1982), академіка Української нафтогазової академії (УНГА) Петра Федоровича Шпака.

Під керівництвом П. Ф. Шпака були зроблені Державні програми з освоєння ресурсів Чорного й Азовського морів, Національна програма "Нафта і газ України до 2010 року" та низка інших програм [4–6]. Їх реалізація вказала шлях до енергетичної самодостатності України. Саме завдяки втіленню ідей академіка П.Ф. Шпака Компанією відкрито це нафтове родовище.

Відкриття нового значного за запасами та ресурсами нафтового родовища в межах приштокової зони соляного діапіру ще раз підтвердило перспективність і високу ефективність реалізації цього напряму геологорозвідувальних робіт. Це свідчить про те, що перспективи нафтогазоносності зазначених зон ще далеко не вичерпані. Потрібно підкреслити, що пошук і розвідка вуглеводневих об'єктів такого типу є нетривіальним науково-технічним завданням і являє собою передній край світової нафтогазопошукової практики в регіонах з активним галокінезом, що зумовлено складністю картування підкозиркових та дотичних до соляного штоку геологічних границь, прогнозування поширення колекторських відмін та додержання заданої просторової орієнтації вибою в умовах проводки похилоспрямованих стовбурів свердловин, які перетинають козиркову частину соляного штоку. Подібного типу поклади в ДДЗ відкриті на Веснянському, Східно-Решетняківському, Котлярівському та Медведівському родовищах нафти і газу. Однак ще багато потрібно зробити з точки

зору вивчення їх геологічних особливостей і типізації задля успішного освоєння інших перспективних об'єктів. Важливим аспектом також є те, що значне за запасами та ресурсами нафтове родовище відкрито у відкладах верхньокам'яновугільного комплексу, ресурсний потенціал якого вважався практично вичерпаним. Таким чином, враховуючи те, що на великому Кобзівському газовому родовищі значна частина запасів також міститься у відкладах верхньокам'яновугільного комплексу, необхідно виконати оцінку залишкових нерозвіданих ресурсів ВВ цього комплексу і розробити програму їх освоєння.

Цим відкриттям українські нафтовики склали шану науково-практичному доробку та організаційному таланту П. Ф. Шпака, а НАК "Нафтогаз України" успішно закріпила свій статус нафтової компанії.

Список літератури

1. *Атлас геологического строения и нефтегазонасности Днепровско-Донецкой впадины* / Под ред. Ю.А. Арсирия. – Киев: Мингео УССР, 1984. – 190 с., 6 л.

2. *Геология и нефтегазонасность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие* / Под ред. В. К. Гавриша. – Киев: Наук. думка, 1989. – 208 с.

3. *Геология и нефтегазонасность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазонасность* / Под ред. П. Ф. Шпака. – Киев: Наук. думка, 1989. – 204 с.

4. *Національна програма "Нафта і газ України до 2010 року" (резюме)* / [П. Ф. Шпак, Є. М. Довжок, Р. М. Окрепкий та ін.]. – К.: Держнафтогазпром, 1993. – 63 с.

5. *Шпак П. Ф. Геологическое строение и нефтегазонасный потенциал Украины.* – Киев, 1992. – 32 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 1992-2).

6. *Шпак П. Ф., Демьянчук О. В., Курилюк Л. В. и др. Нефтегазонасность глубокопогруженных комплексов осадочных пород Днепровско-Донецкой впадины.* – Киев, 1984. – 59 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 1984-13).

¹ НАК "Нафтогаз України",
Київ

Стаття надійшла
16.07.13

² ДП "Науканафтогаз",
Вишневе