

## НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ЮЛІЇВСЬКО-КАРАВАНІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

На підставі детального погоризонтного вивчення геолого-геофізичних і промислових даних в палеозойських відкладах площі виділено два основних поверхи нафтогазоносності – серпухівський і візейський, а також чотири ділянки (блоки). Встановлено тектонічний, літологічний і комбінований типи пасток для вуглеводнів.

*Ключові слова:* нафта, газ, горизонт, родовище, поклад, пласт, пастка.

**Вступ.** Юліївсько-Караванівське родовище – площа, розташована на північному борті південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), є сьогодні найбільшим за запасами на цій території. Питанню часткового висвітлення нафтогазоносності відкладів родовища присвячена стаття [1], а історії геологічного розвитку робота [2]. Неподалік від вказаного родовища знаходяться Огульцівське, Наріжнянське, Скворцівське, Рокитнянське, Острроверхівське родовища (рис. 1). Основним продуктивним комплексом тут є нижньокам'яновугільні (серпухівські, візейські) відклади, з якими переважно пов'язані газоконденсатні поклади. Через відміни в розвитку різних частин північного борту западини їх перспективність також різна. Найвища ефективність геологорозвідувальних робіт спостерігається в Юліївсько-Коробочкинській зоні, приуроченій до Богодухівського виступу кристалічного фундаменту.

У межах цієї зони за результатами геолого-геофізичних досліджень у кам'яновугільних відкладах виділяються групи структурно-тектонічних елементів, які утворюють субширотні поздовжні структурно-тектонічні зони – диз'юнктивні вали. До одного з таких валів за результатами структурних побудов, виконаних за участю і під керівництвом П.А. Черниша, відноситься і Юліївське родовище. До формування покладів вуглеводнів (ВВ) на цьому та інших родовищах зазначеної зони суттєвий вплив, на його думку, мали зворотні або незгідні скиди.

Палеотектонічні дослідження, які виконав В.І. Іванишин, свідчать про те, що Юліївсько-Караванівська площа розвивалася найспокійніше у візейському і серпухівському віці, коли вона мала вигляд монокліналі, без замкнених структурних форм. Інтенсивне ускладнення будови площі або значна зміна її структурного плану почалася в башкирський вік і продовжувалася в усі віки і періоди до палеоген-неоген-четвертинного мегаперіоду. Широкий розвиток тектонічних процесів або часта зміна напрямку тектонічних рухів зумовлювала з'яву тектонічних порушень і літологічного вклинювання, що, безумовно, повинно було вплинути на характер формування скупчень ВВ. Логічним продовженням виконаних на площі геолого-геофізичних досліджень було вивчення та аналіз інформації, яка стосується нафтогазоносності відкладів, розкритих свердловинами на цій площі, та формулювання відповідних висновків.

**Методи досліджень.** Вивченню та аналізу геолого-геофізичної інформації з нафтогазоносності передували дослідження з використанням методів структурної геології і палеотектоніки, які є підґрунтям для висновків щодо особливостей формування покладів ВВ.

**Виклад основного матеріалу.** При вирішенні питань нафтогазоносності використані матеріали отримані при бурінні і випробуванні свердловин, геофізичних досліджень їх, макро- і мікроскопічного вивчення порід, фізичних (пористість, проникність, щільність) властивостей, результатів дослідно-промислової розробки. На підставі цих даних встановлено, що на Юліївсько-Караванівському родовищі розвідано два основних поверхи нафтогазоносності – серпухівський (горизонти С-4, С-5) та візейський (горизонти В-16 – В-26).

Крім того, в апікальній частині Юліївського блока виявлено нафтовий поклад

незначних розмірів у горизонті М-5 московського ярусу середнього карбону. Приблизно в таких же умовах св. 2 виявлено поклад у розуцільненій зоні кристалічного фундаменту (Рис. 2). Ця обставина робить надзвичайно актуальним вивчення та аналіз даних по цій ділянці.

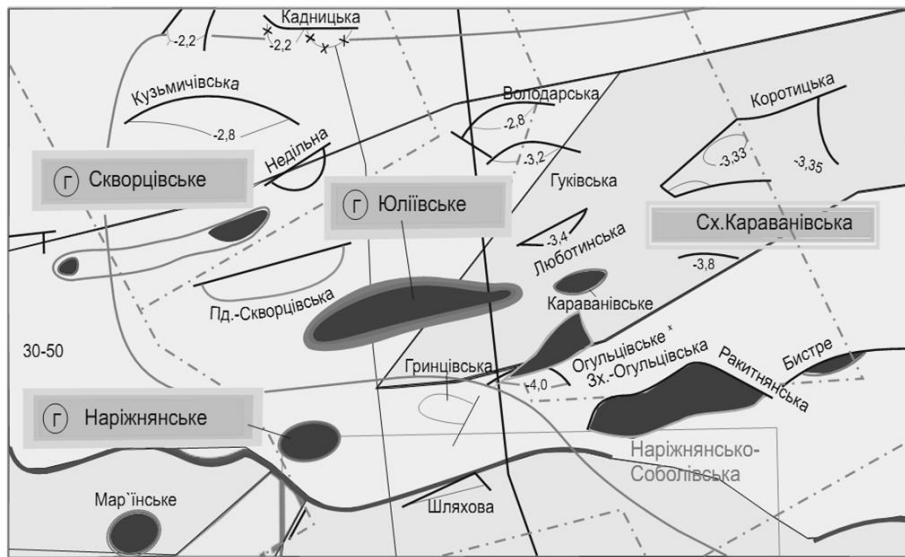


Рис. 1 Фрагмент оглядової карти

Основні запаси родовища приурочені до південного структурно-тектонічного валу, на якому виділяються Мерчиківське локальне підняття, Юліївський, Добропільський, Золочівський, Караванівський блоки (Рис. 3). До центрального диз'юнктивного валу приурочені поклади ВВ, що локалізуються переважно на ділянці св. 1.

**Горизонт М-5.** Нафтогазоносність відкладів московського ярусу була встановлена промислово-геофізичними дослідженнями (ГДС) в св. 52, яка пробурена для експлуатації покладів у протерозойських відкладах. З метою розвідки та експлуатації цього покладу поряд із св. 52 пробурена свердловина св. 21. При випробуванні горизонту М-5 в інт. 2407-2405 м в експлуатаційній колоні при депресії 5,2 МПа отримали приплив нафти дебітом 5,2 м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 3 мм при пластовому тиску 28,36 МПа.

Для вивчення нафтоносності московських та башкирських відкладів пробурено також розвідувальну св. 200, але всі пласти-колектори в них виявилися водонасиченими. Св. 21 з квітня 2002 р. введена в дослідно-промислову розробку (ДПР) і працювала періодично з дебітом 1,0 м<sup>3</sup>/добу (на кінець 2002 р.). Таким чином, св. 21 та 52 виявлено тектонічно та літологічно екранований нафтовий поклад. Умовний контакт «нафта-вода» проведено по ізогіпсі -2225,2 м, що відповідає підшві нафтонасиченого пласта в св. 52 (глибина 2417,2 м).

**Горизонт С-4а.** Газоконденсатний поклад розкрито лише св. 1. При випробуванні горизонту в колоні разом з горизонтом С-4б дебіт газу через штуцер діаметром 8 мм досягнув 156 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 36,9 м<sup>3</sup>/добу при депресії 4,62 МПа. Пластовий тиск на глибині 3005 м становив 31,06 МПа. Підшовла пласта в св. 1 проведена на абсолютній відмітці -2784 м.

**Юліївська ділянка.** Промислова нафтоносність горизонту встановлена св. 8 в процесі його ДПР. При випробуванні в інт. 3048-3059 м при депресії 8,56 МПа дебіт нафти становив 79,2 м<sup>3</sup>/добу, газу – 12,2 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 6 мм. Підшовла нафтонасиченого горизонту в св. 8 знаходиться на відмітці -2872,2 м.



Горизонт за даними ГДС є продуктивним в св. 51, 58, 64-66, 100, 101, 103, 106, 107; представлений ущільненим нафтонасиченим алевролітом. Св. 12 та 6 знаходяться в законтурній зоні.

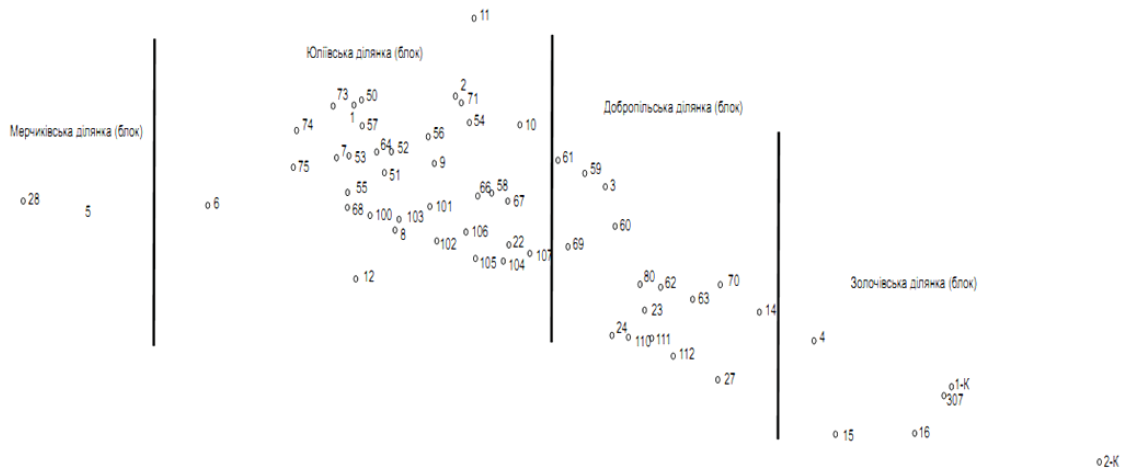


Рис. 3. Основні блоки Юлівської площі

**Добропільська ділянка.** На ділянці відкрито два поклади. За промислово-геофізичними даними поклад, розкритий св. 110, має ефективну товщину 3,6 м, коефіцієнт пористості 0,117-0,150, коефіцієнт газонасиченості 0,82-0,66. Він літологічно обмежений на відмітці -2951,7 м, що відповідає підшві горизонту в цій свердловині. Поклад у св. 63 прогнозується за даними ГДС як тектонічно та літологічно обмежений.

Горизонт С-4б в св. 1 випробувано разом з горизонтом С-4а, результати випробування якого наведені вище. Умовний контур газонасиченості покладу прийнято на рівні відмітки -2805,6 м, що відповідає підшві пласта.

**Юлівська ділянка.** В контурі покладу пробурено св. 7, 22, 51, 53, 55, 58, 64-67, 101, 106, 107. Промислова нафтогазонасиченість горизонту доведена його випробуванням у пошуковій св. 7 та розвідувальній св. 22. У процесі випробування об'єкта в св. 7 при депресії 8,63 МПа дебіт газу становив 158 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 8 мм, конденсату – 17,3 м<sup>3</sup>/добу. Пластовий тиск посередині інтервалу перфорації дорівнював 31,24 МПа. Свердловина знаходиться в експлуатації з 1966 р. На 01.01.2003 р. при спільній розробці покладів С-4б, С-4в та С-5в видобуто 620 млн. м<sup>3</sup> газу та 35 тис. т конденсату.

Св. 22 розкрито нафтову облямівку покладу. При випробуванні дебіт нафти через штуцер діаметром 6 мм досяг 10 м<sup>3</sup>/добу, газу – 11,2 тис. м<sup>3</sup>/добу при депресії 22,88 МПа. Пластовий тиск посередині інтервалу перфорації становив 31,34 МПа. При випробуванні горизонту в колонії св. 6 (інт. 3138-3150 м) отримано приплив пластової води дебітом 6,8 м<sup>3</sup>/добу при Нд = 550 м. Пластову воду одержано також при випробуванні в процесі буріння за допомогою ВПТ (випробувач пластів на трубах) св. 104. Дебіт води становив 37,2 м<sup>3</sup>/добу. В св. 8 і 9 горизонт ущільнений. Умовний контур продуктивності покладу прийнято на абсолютній відмітці -872,5 м, яка відповідає рівню підшви горизонту в св. 22.

**Добропільська ділянка.** В межах покладу пробурено св. 23, 69, 14. У св. 23 горизонт випробуваний поінтервально. Спочатку була випробувана нижня частина горизонту (інт. 3102-3110 м). З неї дебіт газу через штуцер діаметром 5 мм досяг 26,6 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 1,8 м<sup>3</sup>/добу. Разом з ВВ надходила пластова вода густиною 1,128 г/см<sup>3</sup> і дебітом 4,2 м<sup>3</sup>/добу.

Після встановлення ізолюючого цементного мосту при випробуванні верхньої

частини горизонту в інт. 3077-3081 та 3086-3094 м дебіт газу становив 31,1 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 1,87 м<sup>3</sup>/добу. В обох випадках початковий пластовий тиск був нижчим, ніж умовний гідростатичний і складав відповідно 29, 51 МПа на глибині 3106 м та 27,42 МПа на глибині 3085,5 м.

У св. 14 горизонт випробовувався разом з горизонтом С-4в в інт. 3120-3126 м (горизонт С-4в), 3103-3110 м (горизонт С-4б). При триразовій аеризації зі зниженням рівня в свердловині до 1322 і 730 м відмічалось слабе надходження газу до 291,8 м<sup>3</sup>/добу. З глибини 3070 м відібрано проби води густиною 1,021 та 1,010 г/см<sup>3</sup>. За даними термо- та вологометрії працюючий газом пласт позначається негативною аномалією в інт. 3121-3126 м. Вода надходить з інт. 2910-2915 та 2904-2906 м.

У св. 69 за даними ГДС ефективна газонасичена товщина горизонту становить 10,6 м при пористості 16,7-19,5% та газонасиченості 89-90%. В процесі буріння горизонт випробувано ВПТ у св. 24. Орієнтовний дебіт пластової води сягав 24 м<sup>3</sup>/добу. Зовнішній контур газонасиченості покладу прийнято на рівні підшви горизонту в св. 23 по ізогіпсі -2922,7 м, враховуючи результати його випробування в цій свердловині.

*Горизонт С-4в.* Цей газоконденсатний поклад розкрито лише св. 1. Він тектонічно та літологічно обмежений. При його випробуванні в інт. 3034-3045 м дебіт газу дорівнював 19,65 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 2,68 м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 4 мм. При дослідженні на різних режимах з нього разом з ВВ надходила пластова вода (5,8-10,3 м<sup>3</sup>/добу). Ймовірно, вона надходила поза колоною з водоносних пластів горизонтів С-5в – С-6, які залягають нижче. Умовний контур покладу прийнято по ізогіпсі -2875 м.

*Юліївська ділянка.* В цьому блоці горизонт розкрито всіма пробуреними тут свердловинами. В св. 12 та 101 він складений щільними породами. В приконтурній св. 102 продуктивним за даними ГДС є тільки верхній пропласток в інт. 3135,2-3140,6 м. Нижня частина горизонту (інт. 3143,2-3150,0 м) водоносна. Контур покладу прийнято на абсолютній відмітці -2956,1 м (підшва продуктивного пласта).

В законтурній св. 6 з горизонту отримано приплив пластової води дебітом 4,3 м<sup>3</sup>/добу при Нд = 800 м. Із св. 8 при ефективній газонасиченій товщині горизонту 1,4 м та пористості 14,7% за даними ГДС при випробуванні одержано слабкий (0,494 тис. м<sup>3</sup>/добу) приплив газу. У св. 7, 9, 65-68 горизонт випробуваний і знаходиться в ДПР разом з іншими горизонтами (С-4б – св. 7; С-5в – св. 9, 68; С-5в+С-5н – св. 65; С-5н – св. 67). Початкові дебіти газу становили 106-617 тис. м<sup>3</sup>/добу. Приплив газу отримано також при випробуванні горизонту ВПТ у відкритому стволі в інт. 3080-3115 м у св. 22. За даними ГДС горизонт продуктивний в св. 51, 53, 55, 58, 100, 102-107, 109.

*Добропільська ділянка.* На цій ділянці розкрито два поклади: перший – св. 23 і 69, другий – св. 14. Промислова газонасиченість першого покладу підтверджена його експлуатацією в св. 23 та 69, при якій початкові дебіти газу становили 222-226 тис. м<sup>3</sup>/добу. Газоводяний контакт (ГВК) покладу в св. 23 відбито на абсолютній відмітці -2960,1 м (глибина 3147,6 м).

Породи, які містять другий поклад, в св. 14 за даними ГДС мають ефективну товщину 4,8 м, коефіцієнт пористості 0,155, коефіцієнт газонасиченості 0,84. При випробуванні в колоні горизонту в інт. 3120-3126 м разом з горизонтом С-4б (інт. 3110-3210 м) дебіт газу сягав 366 м<sup>3</sup>/добу. Газ за даними ГДС надходить з інт. 3121-3126 м.

*Золочівська ділянка.* Газонасиченість горизонту прогнозується за даними ГДС в св. 16. Породи газонасного пласта мають пористість 11,8%, газонасиченість 58%, ефективну газонасичену товщину 6,2 м. Контур покладу проведено по абсолютній відмітці -3025,0 м, що відповідає підшві продуктивного пласта.

*Горизонт С-5в.* Газонасиченість горизонту встановлено на Мерчиківській, Юліївській і Добропільській ділянках.

*Мерчиківська ділянка.* Горизонт у св. 5 нафтоводонасичений. Водонафтовий контакт (ВНК) в ньому відбивається на глибині 3215,2 м (абсолютна відмітка -3058,6 м). При його випробуванні з інт. 3209-3211 м отримано приплив нафти з водою дебітом 21 і 11 м<sup>3</sup>/добу, відповідно. ГВК в св. 1 відбито на відмітці -2853,0 м (глибина 3062,6 м). Ефективна газонасичена товщина горизонту за даними ГДС становить 2м, пористість 24,8%,

газонасиченість 78%.

*Юліївська ділянка.* На ній горизонт розкрито всіма свердловинами. Св. 6 і 12 законтурні, а в св. 100, 104 і 107 колектори відсутні. Він випробуваний окремо в св. 8, 22, а разом з іншими горизонтами серпухівського ярусу – в св. 9, 7, 65, 68. Дебіти газу при випробуванні становили 107-224 тис. м<sup>3</sup>/добу. В ДПР перебувають св. 7, 9, 68. Контур покладу проведено умовно по ізогіпсі –2998,6 м, що відповідає середині відстані від підшоши продуктивного за даними ГДС горизонту в св. 102 (-2977,7 м) до покрівлі водоносного горизонту в св. 12 (-3019,5 м).

*Добропільська ділянка (блок).* Тут газоконденсатний поклад розвіданий св. 14 і 69, які знаходяться в експлуатації. В св. 14 він розробляється окремо. Початкові дебіти газу в обох свердловинах досягали 222 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 21 м<sup>3</sup>/добу.

ГВК покладу свердловинами не розкритий; умовно проводиться по ізогіпсі –2954,4 м, що відповідає середині відстані від підшоши продуктивного горизонту в св. 14 (-2940,4 м) до покрівлі водоносного горизонту в св. 23 (-2968,3 м).

*Горизонт С-5н.* Його газонасиченість установлена на Юліївській та Добропільській ділянках.

*Юліївська ділянка.* Горизонт випробувано окремо в св. 7, 9, 53. В тих свердловинах, де горизонт випробувався окремо, дебіти газу досягали 249-383 тис. м<sup>3</sup>/добу. В ДПР знаходяться св. 9, 53, 65- 67.

ГВК покладу в св. 101 відбито на глибині 3129,8 м (абсолютна відмітка -2937,7 м). В св. 107 покрівля водонасиченого пласта має абсолютну відмітку -2935,3 м. Підшоша газонасиченого горизонту в св. 51 та 58 за даними ГДС відбита на абсолютних відмітках -2939,2 та -2939,1 м. В св. 55, яка пробурена в 1998 р., тобто пізніше, ніж інші свердловини (до того ж ДПР горизонту розпочато в 1994 р. св. 53), горизонт водонасичений (абсолютна відмітка покрівлі -2929,4 м). Враховуючи викладене, а також розташування свердловин, можна зробити висновок, що обводнення горизонту в св. 55 відбулося при експлуатації покладу, а тому його контур можна обмежити ізогіпсою -2937,7 м (св. 101).

*Добропільська ділянка.* Горизонт С-5н, як і горизонт С-5в, в газонасиченій частині розкрито тільки двома свердловинами – 69 та 14. У св. 69 горизонт випробуваний разом з горизонтами С-4в і С-5в, а в св. 14 – окремо. Добовий дебіт газу в св. 14 становив 194,8 тис.м<sup>3</sup> через штуцер діаметром 8 мм, конденсату – 34,3 м<sup>3</sup>. Св. 69 перебуває в ДПР. В обох свердловинах горизонт складається з двох пластів – верхнього газонасиченого та нижнього водоносного. Границі розповсюдження покладів обмежуються рівнями залягання підшов газонасичених пластів у св. 69 та 14 на абсолютних відмітках -2942,6 та -2964,8 м, відповідно.

При випробуванні водоносного горизонту в св. 23 отримано приплив пластової води дебітом 322,3 м<sup>3</sup>/добу при Н<sub>д</sub> = 750м.

*Горизонт В-16.* В ньому пласти-колектори представлені розущільненими вапняками в карбонатному масиві горизонту, який має товщину 35-45 м і залягає над піщаним горизонтом В-19. Характер розповсюдження порід-колекторів сприяв утворенню літологічно та тектонічно екранованих покладів масивно-пластового типу.

Вапняки випробовувалися переважно з горизонтом В-19, який дуже поширений і відділяється від горизонту В-16 щільними породами незначної товщини.

Окремо горизонт випробовувався в св. 1, 9 та 102. В св. 9 після солянокислотної обробки пласта при депресії 2,89 МПа дебіт газу через штуцер діаметром 8 мм становив 221,3 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 35,8 м<sup>3</sup>/добу. В св. 1 отримано приплив газу і конденсату з добовим дебітом відповідно 28,5 тис. м<sup>3</sup>, 3,27 м<sup>3</sup> через 5-міліметровий штуцер. Пластовий тиск на глибині 3402 м становив 37,38 МПа. Через такий же штуцер і з св. 102 отримано приплив газу дебітом 8,6 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Св. 50 перебувала в ДПР з 1994 р. Розроблявся базальний горизонт осадового чохла та кора вивітрювання кристалічного фундаменту. В 1999 р. були випробувані (достріляні) горизонти В-19 (3404,5-3407,5 м) та В-16 (3376-3377,8 м). При цьому зростання дебітів не відбулося, хоча за даними ГДС газ надходив з пластів в інт. 3376,4-3379,2 та

3500,8-3502,4 м. При дослідженні горизонту 27.07.1999 р. дебіт газу через 5-міліметровий штуцер становив 136,9 тис. м<sup>3</sup>/добу. Спільна розробка горизонтів В-16 та В-19 здійснюється св. 56, 57, 61, 107.

Водонасичені карбонатні колектори горизонту за даними ГДС пробуреними на родовищі свердловинами не розкриті.

Оцінка запасів ВВ горизонту В-16 проводилася за трьома самостійними покладами на Юліївській, Добропільській та Золочівській ділянках.

*Юліївська ділянка.* Промислова газонасиченість горизонту доведена випробуванням та ДПР св. 1, 50, 57, 9, 56, 102 та 107. В контурі газонасиченості горизонту за даними ГДС пробурені також св. 103, 58, 105, 106. Запаси ВВ знаходяться в повністю заповненій тектонічно екранованій пастці.

*Добропільська ділянка.* Пласти-колектори виявлені св. 59, 60, 61, 110. Випробувана та знаходиться в ДПР разом з горизонтом В-19 лише св. 61. ВВ зберігаються в літологічно обмеженій пастці.

*Золочівська ділянка.* Газонасиченість горизонту доводиться даними ГДС св. 16. Він випробувався в процесі буріння в відкритому стволі свердловини разом з горизонтом В-19 в інт. 3730-3780 м. Розрахунковий дебіт газу при цьому дорівнював 5,334 тис. м<sup>3</sup>/добу. Умовний контур покладу проведено по ізогіпсі -3548 м, що відповідає підшви продуктивного горизонту в св. 16.

*Горизонт В-19* представлений один-двома пластами пісковиків товщиною 1-3 м, інколи до 5-8 м, широко розповсюджений на площі і може використовуватись як репер в нижній частині карбонатної товщі горизонту В-16. Погіршення колекторських властивостей порід горизонту простежується на південь, схід та захід при їх зануренні. В св. 5, 12, 111 горизонт складений ущільненими породами, а в св. 102 та 27 колектор за даними ГДС має граничні величини пористості – 8,0%, що узгоджується з результатами випробування.

В св. 102 горизонт випробувався в інт. 3620-3625 м разом з вапняками горизонту В-16. Припливи газу становили 5,6-8,6 тис. м<sup>3</sup>/добу.

На *Мерчиківській ділянці* поклад розкрито св. 28. За даними ГДС його газонасичена товщина становить 2,8 м, пористість порід – 10,7%. При випробуванні горизонту у відкритому стволі ВПТ разом з горизонтом В-20 розрахунковий дебіт газу дорівнював 7 тис. м<sup>3</sup>/добу. Умовний контур покладу проведено на рівні підшви пласта в св. 28 на абсолютній відмітці -3484,5 м.

В *Юліївському блоці* горизонт випробуваний окремо в експлуатаційних колонах в св. 6-8 у відкритому стволі – в св. 22. В св. 7 та 8 дебіти газу через штуцер діаметром 8 мм досягали 83-171 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 11-25 м<sup>3</sup>/добу. В св. 6 в умовах виклинювання горизонту (Неф = 1м) отримано слабкий приплив газу. В св. 1, 50, 56, 57, 9, 107, 102 горизонт випробувався разом із карбонатами горизонту В-16. В ДПР введені св. 56, 57, 107 та 50.

Враховуючи характер зміни колекторських властивостей порід горизонту та результати випробування, контур покладу проведено по ізогіпсі -3460,4 м, яка відповідає абсолютній відмітці підшви горизонту в св. 6.

*Добропільська ділянка.* На ній промислові припливи газу при окремому випробуванні горизонту в колонах отримано в св. 23 і 70. Випробування горизонту в св. 3, 14, 61 здійснювалося разом з сусідніми горизонтами. ГВК покладу свердловинами не розкритий. Найнижчий рівень залягання підшви горизонту за даними ГДС в св. 27 на абсолютній відмітці -3508,3 м. Контур газонасиченості покладу обмежується границею виклинювання колектора, яка фактично проходить по ізогіпсі -3508,3 м.

*Золочівська ділянка.* Горизонт, як газонасичений, розкритий св. 4, 15, 16 та 1-Караванівська. Він випробуваний в експлуатаційній колоні разом з горизонтом В-19н в св. 1 Кар. і 4. Остання знаходиться в ДПР. При випробуванні в процесі буріння ВПТ горизонтів В-16 і В-19 в св. 16 розрахунковий дебіт газу дорівнював 5,344 тис. м<sup>3</sup>/добу, а при випробуванні горизонтів В-19, В-19н, В-20 в св. 15 з інт. 3757-3823 м отримано приплив розгазованого фільтрату.

Враховуючи результати випробування свердловин, контур покладу обмежується

ізопісою -3558,9 м, яка відповідає підшві горизонту в св. 16.

*Горизонт В-19н.* Порооди-колектори горизонту в основному поширені в східній частині родовища, в Добропільському та Золочівському блоках.

В західній частині родовища (*Юлівський блок*) порооди-колектори розкриті тільки св. 1. Ефективна газонасичена товщина за даними ГДС становить 5,2 м, пористість колектора – 12,4-17,4%. Об'єкт випробуваний в колоні в інт. 3441-3448 м. Незважаючи на повторну перфорацію та застосування методу змінних тисків, припливів флюїдів не одержано. В піднятих пробах була прісна вода. Причиною неотримання припливу, найвірогідніше, є обмежені розміри покладу та його низький енергетичний потенціал.

В *Добропільському блоці* розвідано газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою. Окремо випробуваний і розробляється горизонт в контурі газової шапки св. 60 і 80, разом з горизонтом В-19 – св. 3. Одночасно в колоні випробувані горизонти В-19 та В-19н у св. 14 та 23. При випробуванні дебіти газу через 8-міліметровий штуцер становили 220-259 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 28,3-45,8 м<sup>3</sup>/добу.

Нафтова облямівка випробовувалася в св. 24, 110, 111, 112, в яких дебіти нафти знаходилися в межах 40,0-195,5 м<sup>3</sup>/добу. З приконтурної св. 24 разом з нафтою надходила пластова вода, вміст якої досягав 16,49%.

Умовний газонафтовий контакт (ГНК), враховуючи результати випробування, проведено посередині між підшвою газонасиченого горизонту в св. 23 та покрівлею нафтонасиченого горизонту в св. 111, тобто на абсолютній відмітці -3472,1 м. Водонафтовий контакт (ВНК) покладу встановлено за даними ГДС в св. 24 на глибині 3704 м та в св. 27 на глибині 3712,8 м (абсолютні відмітки -3513,5 м та -3516,7 м відповідно). Св. 110 розкрито водонасичений пласт на глибині 3704,2 м (абсолютна відмітка -3514,1 м). Зовнішній контур нафтоносності покладу проведено по ізопісі -3514,8 м (середня величина з трьох зазначених абсолютних відміток).

На *Золочівській ділянці* промислова газонасиченість горизонту доведена його випробуванням у колоні св. 4 та 1-Кар. Через штуцер діаметром 7 мм дебіти газу становили відповідно 67,4 та 50,4 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 13,8 та 4,6 м<sup>3</sup>/добу. При випробуванні в процесі буріння законтурних св. 15 і 16 отримано припливи фільтрату бурового розчину та пластової води.

Поклад розробляється св. 4 разом з покладом горизонту В-19н.

*Горизонт В-20.* Продуктивність горизонту встановлена в межах всієї площі.

*Мерчиківська ділянка.* Промислова газонасиченість горизонту на цій ділянці доведена його випробуванням у колоні св. 5. Дебіт газу через 8-міліметровий штуцер становить 130,2 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 12,3 м<sup>3</sup>/добу при депресії 15,27 МПа. Пластовий тиск на глибині 3616 м сягає 37,49 МПа. При випробуванні ВПТ в процесі буріння св. 28 з інт. 3611-3732 м (горизонти В-19, В-20, В-25-26) дебіт газу досягає 41 м<sup>3</sup>/добу. Поклад обмежується умовною ізопісою -3559,6 м, що відповідає підшві продуктивного горизонту в св. 5.

В *Юлівському блоці* горизонт розкрито всіма пробуреними свердловинами. Більшість з них випробувані. Результати випробування свідчать, що поклад нафтогазоконденсатний. Припливи газу отримано в св. 1, 52, 7, 9, 8, 64, 54, 58, нафти – в св. 6, 55, 109, 100, 101, 22, 106, 105. В св. 107, де пласт представлений колектором з граничною величиною пористості (8,5%), одержано слабке виділення газу. Малі дебіти отримано також при випробуванні св. 103 (1 тис. м<sup>3</sup>/добу та 1 м<sup>3</sup>/добу нафти).

Неоднозначні результати одержано при випробуванні горизонту в св. 8. Після аеризації на усті відмічалось слабке виділення газу, а при дренаванні – викиди рідкої фази (нафта з конденсатом). Після повторної аеризації з застосуванням 2-фазної піни ПАР (поверхнево активні речовини) через ежектор отримано приплив газу і конденсату. На 6-міліметровому штуцері дебіт газу становив 109,3 тис. м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 26,4 м<sup>3</sup>/добу при Рпл = 38,39 МПа на глибині 3620 м. При роботі свердловини на 7- та 8-міліметрових штуцерах різко піднявся конденсатний фактор – з 242 до 321 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Відібрана проба флюїду складається з 43% нафти і 57% конденсату (дані лабораторного аналізу).

Враховуючи рівень залягання найнижчого випробуваного газонасиченого пласта в



св. 58 (абсолютна відмітка підшоши -3376,4 м) та найвищого нафтонасиченого за даними випробування горизонту в св. 101 (абсолютна відмітка покрівлі -3409,8 м), умовний ГНК прийнято на рівні підшоши газонасиченого за даними ГДС горизонту в св. 51 на абсолютній відмітці -3392,2 м. Ця відмітка практично відповідає середині згаданих вище відміток у св. 58 та 101 (-3393,1 м).

В ДПР знаходилися св. 54, 64 (газова шапка) та 55, 109, 100, 103, 101, 106, 105 (нафтова облямівка).

Контур покладу обмежується ізогіпсою -3513,3 м, яка відповідає підшоши нафтонасиченого горизонту в св. 6. Умовний контур покладу проведено по ізогіпсі -3541,5 м, посередині відстані між підшовою продуктивного горизонту в св. 6 та покрівлею водоносного горизонту в св. 12.

В *Добропільському блоці*, як і в Юліївському, відкрито нафтогазоконденсатний поклад. Промислові припливи газоконденсату отримано в св. 3, 14, нафти – в св. 62, 23, 63. Слабкий приплив нафти одержано в св. 80. В процесі випробування об'єкта в св. 110 та 24 зафіксовано припливи пластової води, а в св. 111 встановлено відсутність колектора. Приплив нафти отримано при випробуванні св. 63. Її дебіт через штуцер діаметром 8 мм становив 84,5 м<sup>3</sup>/добу. При цьому зі свердловини видобувається також газ з конденсатом. Вірогідно, ця свердловина розкрила горизонт поблизу ГНК, і газ надходить з газової шапки.

Враховуючи результати випробування, ГНК відбито посередині між підшовою газонасиченого пласта в св. 14 і покрівлею нафтонасиченого горизонту в св. 63 на відмітці -3431 м. Умовний ВНК прийнято на абсолютній відмітці -3516 м (посередині між підшовою нафтонасиченого горизонту в св. 23 та покрівлею водоносного за даними ГДС горизонту в св. 112).

*Золочівська ділянка.* На ній газонасиченість горизонту встановлена випробуванням св. 4 та 1-Кар. Добові дебїти газу становили відповідно 183, 7 та 27,2 м<sup>3</sup>/добу, конденсату – 44,8 і 2,0 м<sup>3</sup>/добу. У відкритому стволі св. 15 горизонт В-20 випробовувався разом з горизонтом В-25-26, за результатами чого отримано приплив пластової води, дебіт якої становив 150,8 м<sup>3</sup>/добу.

Умовний ГВК покладу проведено на абсолютній відмітці -3539,1 м, що визначена як середня величина між відмітками продуктивного горизонту в св. 1-Кар. та водоносного пласта в св. 15.

*Горизонт В-25-26.* Породини-колектори горизонту представлені пісковиками, пісковиками карбонатними і вапняками. Будь-які закономірності в розповсюдженні і співвідношенні різновидів порід по площі і в розрізі відсутні. Фільтраційно-ємнісні властивості порід неоднорідні. Їх зміна по площі має мозаїчний характер, що підтверджується і результатами випробування горизонту в свердловинах. За даними промислово-геофізичних досліджень породи-колектори розкриті свердловинами на окремих ділянках Юліївського, Добропільського та Золочівського блоків.

*Мерчиківський блок.* В св. 28 горизонт представлений пластом вапняку, який за даними ГДС має пористість 5%. При його випробуванні ВПТ у відкритому стволі при депресії 17,27 МПа припливу флюїдів не отримано.

В *Юліївському блоці* горизонт випробовувався в св. 1, 55, 100, 103, 8, 22, 58, 102, в яких породи-колектори виділені за даними ГДС. При його випробуванні в св. 1 з інт. 3495-3505 м припливів флюїдів не отримано, що не узгоджується з даними ГДС, за якими пористість колекторів тут сягає 10,2-15,2%. Слабкий приплив газу, що стався при випробуванні св. 55, можна пояснити тим, що свердловина пробурена в зоні виклинювання порід-колекторів, пористість яких (пісковіку) близька до граничної і дорівнює 8,2%. В св. 100 ефективна нафтонасичена товщина – 3 м, пористість – 13,3%. При її випробуванні з інт. 3659-3668 м при значній депресії (17,69 МПа) дебіт нафти становив 1,1 м<sup>3</sup>/добу. Слабкий приплив нафти одержано при випробуванні горизонту і в св. 103, хоча за даними ГДС його параметри кондиційні. В розрізі св. 58 горизонт представлений вапняком із пористістю 5,7%. Дебіт газу з нього досягав 17 тис. м<sup>3</sup>/добу. Промислові дебїти нафти отримано з горизонту в св. 8 (16,8 м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 5 мм) при депресії 25,06 МПа. При випробуванні

св. 22 дебіт нафти становив  $36 \text{ м}^3/\text{добу}$  через 6-міліметровий штуцер при депресії 22,44 МПа. 3 пласта, який має пористість 8%, приплив нафти в св. 104 сягав усього  $4 \text{ м}^3/\text{добу}$ . Горизонт В-25-26 розробляється св. 100 разом із базальним горизонтом.

Умовний ГНК покладу проведено по ізогіпсі -3448,8 м з урахуванням отримання в св. 55 слабого припливу газу (абсолютна відмітка підшви горизонту -3444,2 м) і нафти в св. 22 (абсолютна відмітка покрівлі горизонту -3453,3 м).

Зовнішній контур покладу обмежується ізогіпсою -3506,8 м, яка відповідає підшви нафтонасиченого горизонту в св. 103 і збігається з рівнем покрівлі горизонту в св. 102 (-3506,1 м), при випробуванні якого одержано слабкий приплив води.

Продуктивними за даними ГДС є також св. 50, 71, 53, 57, 51.

В межах *Добропільського тектонічного блока* в контурі покладу пробурені св. 3, 59, 23, 62, 70, в законтурній зоні – св. 27 та 112.

При випробуванні горизонту в св. 23 з інт. 3702-3719 м отримано приплив нафти дебітом  $6,62 \text{ м}^3/\text{добу}$  при  $H_d = 175 \text{ м}$ , а в св. 62 (Неф = 1 м,  $K_p = 0,11$ ) припливів флюїдів не було. Горизонт В-25-26 випробувався в св. 70 разом з базальним горизонтом. У результаті було одержано приплив газу дебітом 150 тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$  через 8-міліметровий штуцер.

Контур покладу умовно проводиться по ізогіпсі -3547,5 м, яка відповідає середині відстані між підшвою нафтонасиченого пласта в св. 23 та покрівлею водоносного пласта в св. 112. Умовний поділ газ – нафта (ГНК) визначено аналогічно за результатами випробування св. 70 і 23 на абсолютній відмітці -3482 м.

На *Золочівській ділянці* в св. 4 за даними ГДС продуктивною є верхня частина горизонту в інт. 3762,2-3730,6 м. Колектором тут слугує вапняк, який має ефективну газонасичену товщину 2 м, пористість 8,5%. Випробуваний в колоні інт. 3726-3731,4 м охоплює продуктивну і водоносну частини пласта. Отримано слабкі припливи газу (0,23 тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$ ) та води з плівкою нафти. ГВК свердловиною розкрито на глибині 3730,6 м (абсолютна відмітка -3515,8 м).

*Базальний горизонт та кора вивітрювання кристалічного фундаменту.*

Базальний горизонт представлений пластом пісковіку, який приурочений до глинистої пачки товщиною 15-20 м, що покриває породи кристалічного фундаменту та його кору вивітрювання. Пісковик залягає часто безпосередньо на корі вивітрювання, утворюючи з нею єдиний резервуар. Горизонти керном охарактеризовані слабо. Вони представлені пісковиком середньо- та грубозернистим, іноді доломітом (св. 23), діоритом, гранітом (кора вивітрювання). Розчленування їх значною мірою умовне.

Продуктивність базального горизонту встановлена на Юліївській та Добропільській ділянках.

На *Юліївській ділянці* промислові припливи газу отримано в св. 1, 2, 10, 50, 71. За винятком св. 1 і 10, базальний горизонт випробувався разом з корою вивітрювання фундаменту. Слабкі припливи газу отримано в св. 52, 9, 55. Не отримано припливів флюїдів у св. 7 ( $K_p = 0,78$ ), 8 (Неф = 1,6 м) та 22, що може свідчити про низький клас колекторів та їх недостатню вивченість.

В св. 6 при випробуванні одержано слабкий приплив пластової води густиною  $1,123 \text{ г/см}^3$  з плівкою нафти. Газонасиченим за даними ГДС горизонт є в св. 53, 51, 64, 54, 100, 103. Породи-колектори відсутні в св. 7, 109, 101, 102, 104, 105, 106, 107. У водонасиченій частині знаходяться св. 6 і 12.

Склепінна частина покладу розробляється св. 50, 10, 71. Границя запасів цієї групи обмежується рівнем підшви горизонту в св. 10 (абсолютна відмітка -3358,1 м). Умовний контур покладу проводиться по ізогіпсі -3523,1 м, яка відповідає підшві продуктивного горизонту, за даними ГДС в св. 8.

Промислова газонасиченість *Добропільського блока* доведена випробуванням базального горизонту в експлуатаційній колоні в св. 3, 14, 70. Дебіти газу при випробуванні становили 52-179 тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$ . Припливи води отримано при випробуванні св. 23 та 62.

Колектори в корі вивітрювання кристалічного фундаменту виявлені в центральній частині Юліївського блока. Випробування цих порід проводилося разом з базальним

горизонтом, з яким вони утворюють один поклад. Контур виявленого покладу обмежується ізогіпсою -3477,3 м, що проведена на рівні підшови продуктивного пласта в св. 14.

#### *Породи кристалічного фундаменту.*

Архейські відклади були об'єктом пошуків та розвідки в проектних завданнях 25 свердловин. Випробування порід фундаменту виконано в 24 свердловинах.

В процесі буріння ВПТ у відкритому стволі досліджено 66 об'єктів. В деяких свердловинах поінтервально випробуваний практично повний розкритий розріз кристалічних порід (св. 1, 2, 4, 5, 7-10, 28, 1 та 2-Кар.). З дослідженого 51 об'єкта припливів флюїдів не отримано, з восьми одержано припливи пластової води, з семи – слабкі припливи газу.

В перфорованих експлуатаційних колонах, через фільтри та у відкритих вибоях, облаштованих експлуатаційними колонами свердловинах випробувано 32 об'єкти. В 16 з них припливів флюїдів не отримано, в трьох випадках одержано припливи води, з 12 об'єктів спостерігалися незначні припливи газу. Промислові дебїти газу та нафти (конденсату) отримано в св. 2.

В єдиній, за даними випробування, продуктивній св. 2 досліджувався об'єкт в інт. 3636-3735 м (фільтр) та 3735-3800 м (відкритий ствол). При дослідженні 30.09-05.10.1987 р. через штуцер діаметром 6 мм отримано приплив газу дебїтом 61,4 тис. м<sup>3</sup>/добу та конденсату дебїтом 11,5 м<sup>3</sup>/добу при депресії 19,05 МПа. 16.12-27.12.1987 р. об'єкт досліджувався як нафтовий, за результатами чого через штуцер діаметром 6 мм дебїт газу становив 20,6 тис. м<sup>3</sup>/добу, нафти – 5 м<sup>3</sup>/добу при депресії 17,65 МПа. Після проведення солянокислотної обробки інтервалу третє дослідження об'єкта виконано 7.01-11.01.1988 р. При значній депресії (27,75 МПа) дебїт газу на тому ж режимі становив 55,5 тис. м<sup>3</sup>/добу, нафти – 8,4 м<sup>3</sup>/добу. Пластовий тиск у процесі випробування практично не змінився і дорівнював 37,78-37,76 МПа на глибині 3685,5 м. Підтверджують продуктивність кристалічних порід у св. 2 також результати випробувань інт. 3640-3710 м у відкритому стволі в процесі буріння, звідки отримано припливи газу дебїтом 4,9-5,7 тис. м<sup>3</sup>/добу. В усіх інших випадках при випробуваннях як у колонах, так і у відкритому стволі при бурінні спостерігалися лише незначні газопрояви.

Про наявність колекторів у товщі кристалічних порід свідчить отримання значних припливів пластової води з восьми об'єктів у св. 5, 10, 28.

Для експлуатації в кристалічних породах покладу, розкритого св. 2, поблизу неї було пробурено св. 71. Як і в св. 2, при завершенні буріння св. 71, відбувалися катастрофічні поглинання бурового розчину в зоні розущільнення кристалічних порід. Вони призвели до технічних ускладнень та унеможливили подальше вивчення перспективного розрізу порід фундаменту.

За результатами вивчення кернавого матеріалу породи фундаменту представлені гранітами, гнейсами, рідше діоритами, амфіболітами. Породи переважно щільні. Через тріщинність відкрита пористість керна становить 0,3-1,8% при практично відсутній проникності. В св. 2, в якій отримано приплив газу, пористість гнейсу за керном досягає 5,5-6,1% при проникності  $(0,25-6,62) \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Загалом поклади ВВ на родовищі знаходяться в інтервалі глибин 2404 (св. 21) – 3800 м (св. 2).

**Висновки.** За результатами вивчення геологічної будови площі, кернавого матеріалу та випробування встановлено, що відкриті в осадовому чохлі поклади ВВ пов'язані з пастками тектонічного, літологічного та комбінованого типів.

Колектори, пов'язані із зонами розущільнення в докембрійських відкладах, які виявлені в розрізах св. 5,28 на Мерчиківській ділянці, в склепінній прирозломній зоні південного структурно-тектонічного валу в розрізах св. 2,10, 71 на Юліївській та інших ділянках, свідчать, що кристалічні породи ДДЗ на сучасному етапі наших знань можуть вважатися лише вмістилищами ВВ.

1. Демьянчук В.Г. Новые данные о составе кристаллических пород фундамента Юльевской зоны Днепровско-Донецкой впадины / Демьянчук В.Г., Чебаненко И.И., Крот В.В., Мясников В.И., Павленко П.Т., Кравченко Г.П., Ключко В.П. // Геол. журн. – 1988. – № 6 (243). – С. 84-92.

2. Іванишин В.А. Про геологічний розвиток Юліївсько-Караванівської площі в Дніпровсько-Донецькій западині (ДЗЗ) / В.А. Іванишин // Тектоніка і стратиграфія. – 2009. – Вип. 36. – С. 48-53.

V.A. Iwanyshyn, P.A. Chernysh

#### OIL AND GAS CONTENT OF YULIIVS'K AND KARAVANIVS'K AREA

Two main storeys of oil and gas presence were defined – the Serpukhovian and Visean, as well as four locations (blocks) within Paleozoic deposits of the area, based upon detailed study of geological and geophysical data, industrial data of the horizons. The deformational, lithological and combinational types of traps have been determined.

*Key words:* oil, gas, horizon, occurrence, deposit, layer, trap.

В.А. Іванишин, П.А. Черныш

#### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮЛЬЕВСКО-КАРАВАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

На основании детального погоризонтного изучения геолого-геофизических и промысловых данных в палеозойских отложениях площади выделены два основных этажа нефтегазоносности – серпуховский и визейский, а также четыре участка (блока). Установлены тектонический, литологический и комбинированный типы ловушек углеводородов.

*Ключевые слова:* нефть, газ, горизонт, месторождение, залежь, пласт, ловушка.

Чернігівський державний інститут економіки і управління, Чернігів.  
Володимир Андрійович Іванишин  
тел.: 3-20-50, моб.: 0979627942

Черныш Петро Андрійович.

Стаття надійшла: 30.05.2013