

УДК 553.98.061.4:551.735.1] (477.54)

ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У НИЖНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ ПІВНІЧНОГО БОРТА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

О.О.Ванчак

ДПІ "ПолтаваРГП", 36019, м. Полтава, вул. М.Бірюзова, 53, тел. (05322) 75254,
e-mail: rhc@pi.net.ua

Характеризуються особливості розвитку песчаных образований в нижнекаменноугольных отложениях в пределах Нарижнянско-Скворцовско-Кадницкой полосы поднятий. Приводятся признаки выделения участков (зон), перспективных для обнаружения залежей углеводородов.

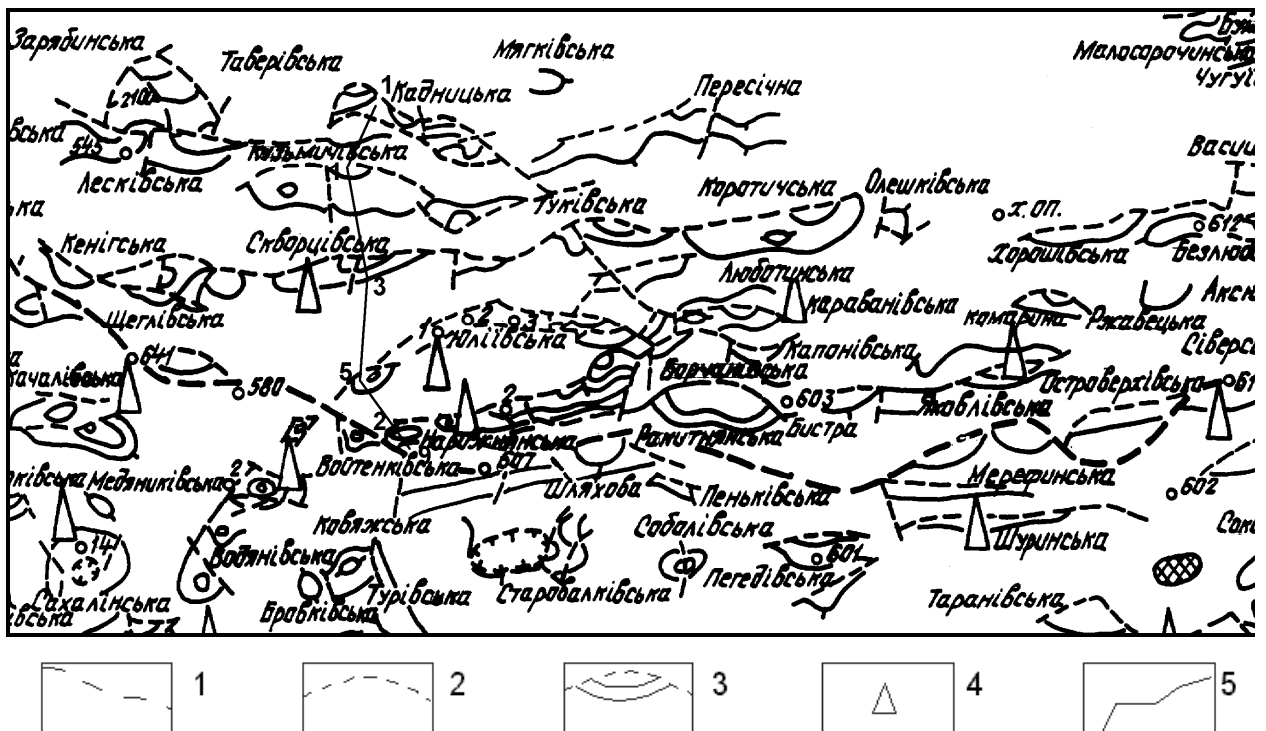
The work describes features characteristic of the sand formation evolution in the Early Carboniferous within the Narizhnyansko-Skvortsovsko-Kadnitskaya belt of uplifts. It also provides criteria for picking prospective areas (zones) in hydrocarbon pool finding and discovery.

Результати літолого-фаціальних досліджень у відкладах нижнього карбону в межах Харківського блоку Північного борта Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) свідчать про опіщання цих відкладів в напрямі північно-східної його частини.

му напрямі, через родовища вуглеводнів (ВВ): Нарижнянське, Юліївське та Скворцівське, а також Кузьмичівську та Кадницьку структури (рис.1).

В даній статті подається інформація про опіщання вказаних відкладів в межах Харківського блоку, яка базується на проведених аналізах відібраного за останні 15 років керн і шламу при бурінні свердловин, а також на результатах інтерпретації промислово-геофізичних досліджень свердловин (ГДС) [3].

Так, в межах Нарижнянського родовища заданими кернами матеріалу і ГДС колектори покладів серпухівського і візейського нафтогазоносного комплексів представлені пластами пісковиків ефективною товщиною від 1 до 35 м. Пористість порід-колекторів верхньосерпухівського під'ярусу коливається від 10% до 23%, проникність 0.53 – 2068.56 мкм², середнє значення піщаності розрізу змінюється від 15% до 20%. Піщаність визначена як відношення ефективноі проникливоі товщини нафтогазоносного комплексу до загальноі його товщини [1].



1 – регіональне порушення; 2 – скидові порушення; 3 – структурні форми; 4 – родовища;
5 – лінія палеогеологічних досліджень

Рисунок 1 — Харківський блок Північного борта ДДЗ. Фрагмент карти фонду структур

Щодо верхньовізейських відкладів, то пористість піщаних прошарків змінюється від 4% до 11%, піщанистість в межах 1-5%.

Сформовані на Нарижнянському родовищі в нижньому карбоні поклади газу екрануються площиною тектонічного порушення амплітудою близько 100 м, що обмежує їх на критичному північному напрямі. Загальні запаси газу верхньосерпухівського комплексу складають 550 млн.м³, верхньовізейського комплексу – 122 млн.м³, нафти – 296 тис. т (горизонт В-21).

В результаті аналізу продуктивних відкладів Мерчиківського склепіння (Юліївська антиклінальна зона) встановлено, що колектори верхньосерпухівського комплексу розвинені, в основному, в середній частині під'ярусу, а з найкращими з них пов'язані нафтогазові поклади (горизонт С-5). Пористість коливається від 7% до 22%, піщанистість 22%. Верхньовізейські відклади у верхній частині представлені глинистими пісковиками, пористість яких є досить низькою 6-9%, проникність 0.06-0.07 мкм². Тільки в нижній частині комплексу колекторські властивості покращуються, пористість сягає 21% і саме з цими відкладами пов'язані газоконденсатні поклади (горизонт В-20). Порівняно з розрізом Нарижнянського родовища піщанистість збільшується на 5%. Продуктивні прошарки пісковиків з ефективними товщинами 2-5 м екрануються зворотними скидами з амплітудою 100-200 м. По площині зворотного скиду візейські поклади контактують з щільними глинистими породами нижньосерпухівського віку, а верхньосерпухівські поклади контактують з карбонатами башкирської плити. Надійне екранування покладів ВВ забезпечується ще й тим, що контактуючі по площинах скидачів глинисті породи при переміщенні блоків створюють брекчію тертя глинистого складу, яка запобігає перетокам флюїдів.

На Юліївському родовищі загальні запаси газу верхньосерпухівських відкладів становлять 10301 млн.м³, візейських – 11887 млн.м³, загальні запаси нафти - 100 тис.т та 3076 тис.т відповідно.

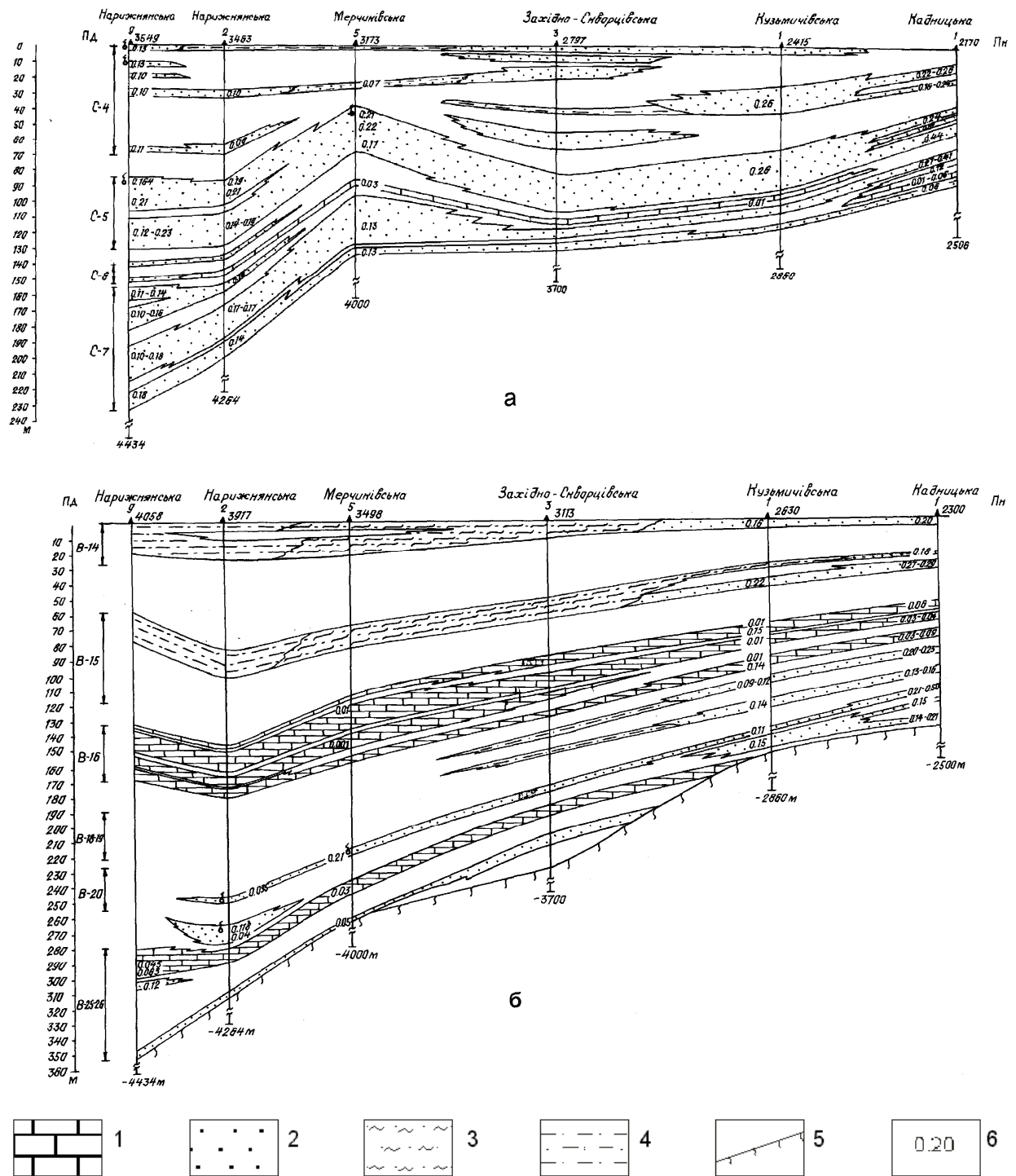
Верхньосерпухівські відклади Західно-Скворцівської структури характеризуються порівняно з розрізом Мерчиківської структури більш високими колекторськими властивостями. Пористість пісковиків коливається від 6% до 30% в нижній частині, проникність 34.84-3455 мкм², а у верхній частині – в межах 25-26%. Характерною особливістю є різке опіщанювання розрізу (піщанистість 25-28%), що негативно впливає на якість порід-покришок, які в поєднанні з незначними за амплітудою 50-80 м тектонічними порушеннями та розломами не створюють надійного екранування покладів ВВ. За даними ГДС в цих відкладах встановлена тільки залишкова нафтогазонасиченість. У відкладах верхньовізейського комплексу газонасичені пласти зосереджені в тонких, більш глинистих пісковиках, ефективні товщини яких сягають 1-4 м з пористістю 13-29%. Піщанистість порівняно з верхньосерпухівськими відкладами різко зменшується до 8%.

Газоконденсатний поклад екранується зворотним скидом в північній частині Західно-Скворцівської структури. Загальні запаси газу верхньосерпухівського комплексу становлять 314 млн.м³, візейського комплексу – 4649 млн.м³, запаси нафти в візейських відкладах – 270 тис. т.

В результаті дослідження розрізу Кузьмичівської структури встановлено, що верхньосерпухівські відклади в верхній частині збагачені високопористими піщаними колекторами, пористість яких становить 24-26%, піщанистість 25-30%. За речовинним складом верхньовізейські відклади представлені перешаруванням аргілітів з пісковиками пористістю 16-22%, проникністю 399.26-1548.64 мкм², піщанистість збільшується до 20%. Верхня частина візейського комплексу по площині скиду (А≈80-90м) контактує з відкладами припіднятої північної частини, де широко розвинені пористі піщані пропластки. Нижня частина візейського комплексу – з розуцільненими породами кори вивітрювання. Відсутність покладів ВВ пов'язана, очевидно, з відсутністю пасткових умов.

В межах Кадницької структури також спостерігається значне опіщанення нижньокам'яновугільних відкладів, яке ставить під сумнів збереження герметичності пасток, особливо верхньосерпухівських відкладів. Крім цього, відбувається значне покращання колекторських властивостей пісковиків як в літолого-фаціальному, так і в кількісному відношенні [4]. Пористість тут змінюється від 30% до 44% – середня частина верхньосерпухівських відкладів, та 12-28% – верхня частина цих відкладів. Піщанистість зростає до 35%. Це відбувається за рахунок того, що загальна товщина верхньосерпухівських відкладів зменшується до 100 м проти 350 м на Нарижнянському родовищі, а ефективна товщина становить 35 м, що становить 35% від загальної товщини (на Нарижнянському родовищі Неф=72м, тобто 20% від загальної товщини). Екранування покладів ВВ в розрізі не спостерігається, тому що із зворотного боку скидача, навпроти можливих продуктивних інтервалів, розташовані високопористі пачки пісковиків, а також відсутність в розрізі верхньосерпухівських відкладів вапняків, які б мали бути надійною покришкою для збереження покладів ВВ.

Розріз верхньовізейських відкладів представлений перешаруванням алевролітів, глин та пісковиків. Пористість пісковиків у верхній частині розрізу 18-29%, в підосвенній частині 7-21%, проникність 0.16-1.64 мкм². Піщанистість верхньовізейського розрізу порівняно з Кузьмичівською структурою збільшується до 29%. Покришкою можуть служити лише прошарки вапняків горизонту В-16. Але, припускаючи, що розподіл високопористих пластів зберігається і з протилежного боку від розлому, неможливе екранування покладів ВВ зворотним скидом амплітудою 30-40м. За даними ГДС в розрізі зафіксована залишкова нафтогазонасиченість. Можна сказати, що вона пов'язана з міграцією ВВ на північний схід через Кадницьку структуру.



1 – вапняк; 2 – пісковик; 3 – пісковик глинистий; 4 – алевроліт; 5 – фундамент;
6 – коефіцієнт пористості

Рисунок 2 — Палеогеологічний профіль серпухівських С-4-С-7 (а) та верхньовізейських горизонтів В-14-В-26 (б) за лінією свердловин 9-Нарижнянська—1-Кадницька

Проаналізувавши палеогеологічний профіль візейсько-серпухівського продуктивного комплексу між Нарижнянським родовищем та Кадницькою структурою, встановлено, що величина піщаності та пористості пісковиків зростає з південного заходу на північний схід (рис. 2). На прикладі розподілу покладів ВВ в нижньокам'яновугільних відкладах на Харківському блоці чітко вимальовується закономір-

ність їх екранування на трьох родовищах (Нарижнянське, Юлівське, Скворцівське). Екранування покладів ВВ відбувається з північно-східного боку.

Слід зауважити, що на всіх 3-х родовищах латеральна міграція здійснювалась в напрямі з південного заходу на північний схід, від ділянок з меншою піщаністю до ділянок з підвищеною піщаністю [2].

У зв'язку з цим в межах моноклінального схилу сприятливими для накопичення промислових покладів вуглеводнів у природних, прискидових тектонічно обмежених структурних формах є породи-колектори мінливого розвитку як за площею, так і за розрізом. Розріз з підвищеною піщанистістю і наявністю в ньому покривного типу порід-колекторів є менш сприятливий для нафтогазонакопичення і переважно має транзитно-флюїдно-вуглеводневий характер із глибин западини на Північний борт, про що свідчить залишкова нафтогазонасиченість.

Література

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 486 с.

тонічному відношенні, а також в умовах осадонакопичення.

2. Арсірій Ю.О., Ахромкіна І.В., Лебідь В.П. Узагальнена модель умов накопичення та формування покладів вуглеводнів на Північному борту ДДз // Нафта і газ України. – 1998. – С. 131-132.

3. Мельченко В.В. Обґрунтування нового напрямку геологорозвідувальних робіт – пошуки стратиграфічних пасток у північній частині ДДз (район Куличиха-Максальське) і виділення першочергових ділянок для подальших геолого-геофізичних робіт // Звіт по темі 424/99 ДП "Полтава РГП". – 2001.

4. Солодкий В.М. Стратиграфічне розчленування та літологічне вивчення палеозойських відкладів родовищ та перспективних площ ДГП "Полтавнафтогазгеологія" // Звіт по темі 432/00 ДП "Полтава РГП". – 2002.

УДК 553.98.061.4:551.735.1] (477.54)

ОСОБЛИВОСТІ РОЗПОВСЮДЖЕННЯ ПІЩАНИХ ПАЧОК У ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ У МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОГО БЛОКА ПІВНІЧНОГО БОРТА ТА ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Л.Д.Кубарева, О.О.Ванчак, Г.М.Пасечна

ДП "ПолтаваРГП", 36019, м. Полтава, вул. М.Бірюзова, 53, тел. (05322) 75254,
e-mail: rhc@pi.net.ua

Рассмотрены особенности строения северной прибортовой и бортовой зон ДДв, смена литологического состава пород, распространение пород-коллекторов нижневизейского и верхневизейского подъярусов. Проведен анализ распространения литологических пачек В-26; В-25-24; В-23-22-21; В-20; В-19-18. Рассмотрены и показаны на палеогеологическом профиле участки выклинивания песчаных толщ. Сделан анализ смены мощностей песчаных коллекторов от прибортовой к бортовой части ДДв. Дана характеристика коллекторских свойств пород-коллекторов.

In this article has been viewed of northern edge of DDd structure speciality and spread of bottom viscan and upper viscan formations. The spread of V-26, V-25-24, V-23-22-21, V-20, V-19-18 layers has been evaluated. On cross-line indicated the point of sands thinning. The analysis of production zone thickness changes is made. The properties of productions zone are presented.

На даній час проводяться пошуково-розвідувальні роботи в північній прибортовій та бортовій зонах Дніпровсько-Донецької западини (ДДз). Постановка цих робіт потребує чіткого обґрунтування можливостей існування покладів нафти і газу в цьому районі. Але для цього необхідно провести аналіз умов формування порід-колекторів та їх розповсюдження.

Літолого-стратиграфічні та структурні особливості північного борта ДДз полягають у повноті розповсюдження регіонально продуктивних комплексів, широкому розвитку поперечних та поздовжніх скидів, зональності розвитку порід-колекторів [2].

У даній статті розглядається район, який охоплює північну частину прибортової і бортової зон ДДз, що мають деякі особливості в тек-

При обґрунтуванні напрямків пошуково-розвідувальних робіт, а також при дослідженні умов формування покладів ВВ важливу роль відіграє вивчення впливу тектонічних факторів, стратиграфічне розчленування та літологічне вивчення відкладів.

Вважають, що всі нерівності, весь складно-побудований сучасний рельєф поверхні фундаменту сформувався внаслідок послідовних тектонічних рухів. При порівнянні бортових частин і центральної частини ДДз найбільш різкі відмінності спостерігаються в рельєфі поверхні фундаменту. У межах бортових частин поверхня фундаменту відчуває спокійне моноклінальне занурення в бік грабена. Спостерігається відмінність у протяжності та в зануренні півні-