

ДО ПИТАННЯ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ (З УРАХУВАННЯМ ДОСВІДУ РОБІТ В РІЗНИХ БАСЕЙНАХ СВІТУ)

¹Б.Й.Маєвський, ²І.М.Бабко

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: grf@nuing.edu.ua

²ЧВ УкрДГРІ, Україна, 14000, м. Чернігів, вул. Щорса, 8, тел. (04622) 41263,
e-mail: chgeol@glscn.ua

Одним из нефтегазоносных регионов Украины является Днепровско-Донецкая впадина. Открытые в ней месторождения преимущественно приурочены к антиклинальным структурам. Объективно оценить ресурсы углеводородов в ловушках нетрадиционного типа, особенно в карбонатных формациях, сложно. В связи с этим необходимо учитывать опыт исследований, проведенных в разных бассейнах мира.

The Dnieper-Donets Depression is one of petroleum region in Ukraine. Discovery oil and gas fields timed to the anticline structure. The objective estimation of hydrocarbons resources at non-traditional type traps is complicate, especially in Carboniferous formation. Therefore investigation experience which carried out in different basins it is necessary take into account.

Одним із важливих об'єктів неантиклінального типу є зони нафтогазонакопичення, які приурочені до похованих рифів. За кордоном (особливо в США, Канаді, Мексиці, Лівії, та країнах Перської затоки) роботи з вивчення і пошуків нафтогазоносних рифів ведуться вже багато років. Органогенні забудови різних типів (біогерми, біостроми, рифові масиви) широко розвинуті у палеозойських відкладах Волго-Уральської і Тіманської нафтогазоносних провінціях (Росія) та інших регіонах країн СНД.

Аналіз нафтогазоносності рифогенних відкладів у ряді нафтогазоносних провінцій світу дають підстави відзначити таке.

Родовища нафти і газу, які пов'язані з похованими рифами (локальними і бар'єрними), а також з передрифовими уламковими шлейфами мають широке розповсюдження. Поклади нерідко характеризуються запасами, що досягають декількох сотень мільйонів тонн. Запаси нафти і газу звичайно нерівномірно розподіляються всередині рифових зон і сконцентровані переважно в окремих родовищах. Потужності рифогенних відкладів, до яких приурочені поклади, коливаються від декількох метрів до кілометра і більше, однак величина потужності не визначає ступеня нафтогазоносності рифів. Висота покладів змінюється від 10-30 до 200 м і більше і залежить як від амплітуди пасток, яка нерідко досягає 100-1500 м, інколи 400 м, так і від ступеня їх заповнення.

Рифогенні породи мають переважно високі колекторські властивості. Пористість може досягати 20-40% і більше. Первинна пористість рифогенних порід між гранулярна і внутрішньо скелетна. Вторинна пористість, що розвивається за рахунок вилуговування і доломітизації, а в деяких випадках зумовлена процесами вивітрювання, значно покращує ємнісні і фільтра-

ційні властивості колекторів. Крім цього, для рифів характерна тріщинуватість як тектонічна, так і атектонічна. Вона не відіграє важливої ролі в ємкісних властивостях порід, але значно підвищує їх проникність. Добрі фільтраційні властивості рифогенних колекторів зумовлюють високі дебіти нафти в окремих свердловинах, які нерідко досягають декількох тисяч тонн на добу (42 тис. м³/добу нафти родовищі Серро-Асуль і більше 6 тис. м³/добу на родовищі Моралільо Золотого поясу).

Характерною особливістю рифових забудов як бар'єрних, так і локальних є нерівномірний розподіл у них колекторів. У зв'язку з цим поклади нерідко приурочені до окремих пористих пластів і лінз у рифових тілах або екрануються слабопроникними карбонатними породами. Пористі зони залягають на різній глибині відносно покрівлі рифу і займають різне структурне положення, що в ряді випадків викликає зміщення покладів на крилах рифових виступів.

Результати вивчення ряду нафтогазоносних басейнів світу, що характеризуються широким розвитком похованих рифових забудов, засвідчують, що в їх межах можна виділити цілі рифові системи, які об'єднуються в зони розвитку одновікових рифів бар'єрного і локального типів.

Закономірності розповсюдження і особливості геологічної будови рифових забудов різного типу визначають методика їх прогнозу і розвідки.

Бар'єрні рифи є одним із важливих нафтогазопошукових робіт, оскільки часто контролюють регіональні зони нафтогазонакопичення великої протяжності, що досягають декількох сотень, а інколи і тисяч кілометрів (Західно-Канадський, Пермський, Месопотамський, Тіманно-Печорський тощо). Бар'єрні рифи розміщуються на стику двох фаціальних областей з різ-

ними умовами седиментації – мілководного шельфу і відносно глибоководної частини басейну. Зоні розвитку бар'єрних рифів відповідає смуга аномально збільшених потужностей карбонатних відкладів з численними рифобудівними організмами, серед яких переважають колоніальні корали, моховатки, криноїдеї, губки, різноманітні водорості тощо.

Важливою особливістю бар'єрних рифів є їх вираженість у сучасному структурному плані по поверхні карбонатного рифового комплексу у вигляді вузьких протяжних лінійних флексур.

Існує думка, що бар'єрні рифи, в основному, формуються над розломами фундаменту, які утворюють уступи, сприятливі для утворення цієї безперервної забудови.

Однією із закономірностей, виявленою бурінням у ряді нафтогазоносних басейнів, є скорочення над рифами (інколи до повної їх відсутності) потужностей сульфатно-галогенних або теригенних товщ, що виповнюють рифовий рельєф. Останнє можна рекомендувати в якості пошукового критерію при трасуванні гребеневих частин нафтоносних бар'єрних рифів, а також при виявленні положення нафтоносних вершин локальних рифів.

Здебільшого в світовій практиці всі родовища, які відкриті в карбонатах, приурочені до крайових рифогенно-карбонатних масивів бар'єрного типу, і продукція пов'язана з різними органогенними спорудами. На території досліджень в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) вони також стали основними об'єктами пошуку і розвідки нафтових і газових покладів в карбонатах. Липоводолинсько-Анастасівсько-Перекопівський виступ, пов'язаний з такими масивами, є зоною нафтонакопичення в верхньовізейських карбонатних відкладах, Селюхівське родовище приурочене до внутрішньошельфових біогермів. В центральній частині ДДЗ результативним виявилось і опитування внутрішньобасейнових рифів або пінаклів. При пошукових роботах було розбурено три органогенні споруди такого типу, і всі вони дали продукцію (Кампанське, Прирічне і Білічівське газоконденсатні родовища). В приштокових органогенних спорудах на Чорнухінській площі також були зафіксовані нафтогазопрояви.

Таким чином, виходячи з широкого розвитку верхньовізейських рифів в межах центральної частини ДДЗ і аналізу їх продуктивності, можна стверджувати, що карбонатні відклади володіють достатньо високим нафтогазовим потенціалом. Так, за даними О.Ю.Лукіна, П.М.Чепіля та ін. оцінка Срібненського нижньовізейського мегаатолу сягає 150 млн.т умовного палива.

Виконані дослідження з урахуванням досвіду робіт різних басейнів світу в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини дали змогу виділити окремі ділянки, перспективні для пошуку покладів у пастках літолого-стратиграфічного типу.

Андріяшівсько-Компанська ділянка являє собою крупний асиметричний вал, який з пів-

денного заходу облямовує дві великі внутрішні депресії Дніпровсько-Донецької западини – Срібнянську і Жданівську. У межах цього валу мають широке розповсюдження високоперспективні візейські вапнякові відклади (ХІІІ-ХІІа МФГ). Перспективи верхньовізейських вапнякових відкладів підтверджуються відкриттям у них Кампанського, Білічівського та Селюхівського нафтогазоконденсатних родовищ. У межах Андріяшівсько-Компанської зони виконана детальна кореляція верхньовізейських вапнякових відкладів, яка свідчить про їх складну будову, різну стратиграфічну повноту на окремих ділянках, несталий літолого-фаціальний склад і значні коливання потужностей (рис. 1). Карбонатні відклади Андріяшівсько-Компанської зони приймаються в обсязі ХІІІв-ХІІа МФГ верхньовізейського під'ярусу (продуктивні горизонти В-22, В-23).

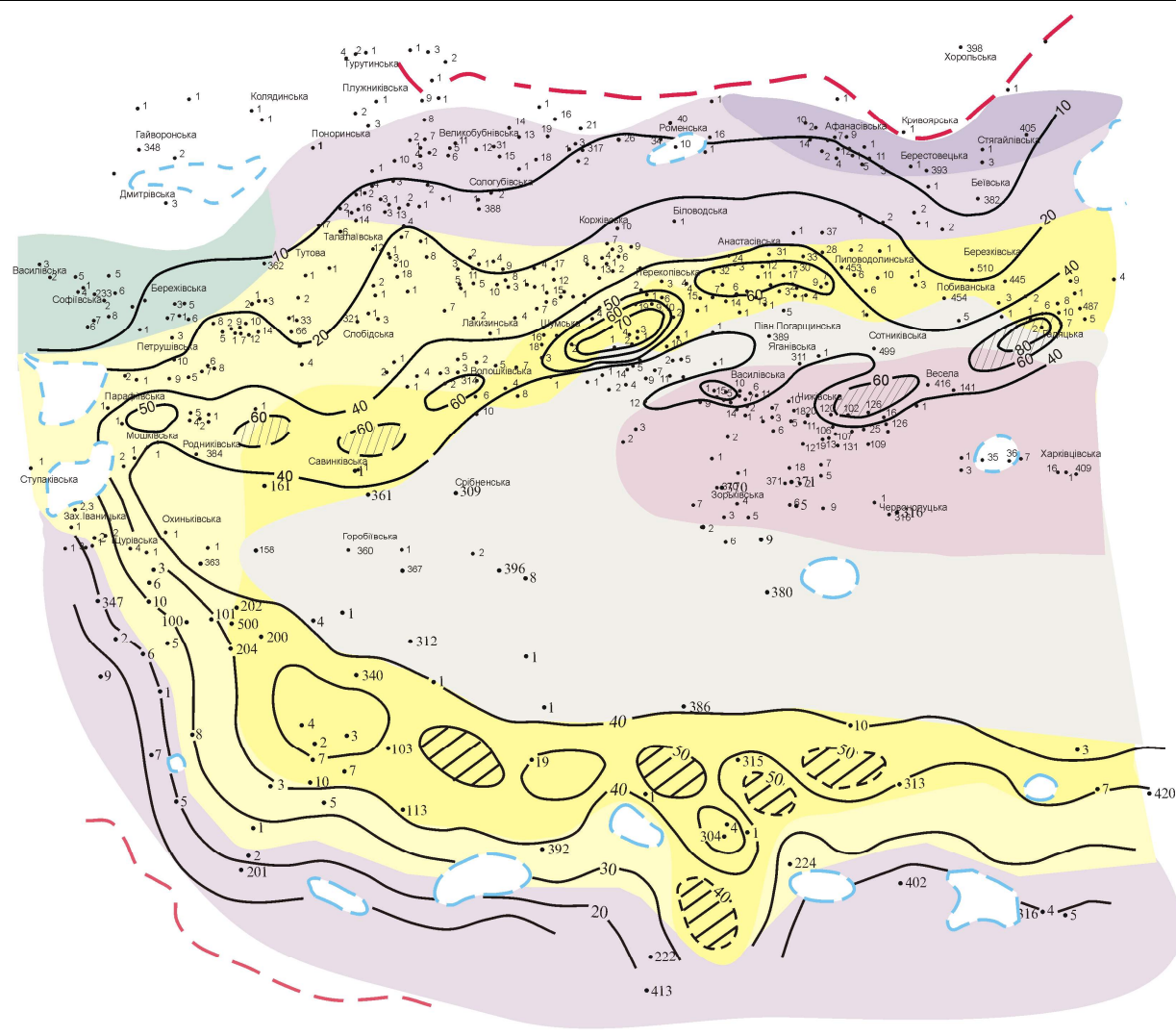
На основі опису керн, літолого-петрографічних та палеонтологічних досліджень виконано розчленування вапнякових відкладів, виділені типи розрізів, проведена їх зональна та міжзональна кореляція. Побудовані карта товщин, літолого-фаціальні карти та низка геологічних профілів. На літолого-фаціальній карті виділені всі зони, характерні для рифогенних фацій – депресійна, схилова, шельфова (внутрішня і зовнішня зони), прибережно-морська та лагунна.

У результаті проведених наукових досліджень і виконаних побудов у межах центральної частини ДДЗ виділена низка різноманітних органогенних споруд і встановлені закономірності їх розповсюдження (рис. 2).

Виділені фаціальні зони контролюють розповсюдження окремих типів органогенних споруд, що необхідно враховувати при проведенні сейсмозвідувальних робіт. Так, у межах схлових і внутрішньобасейнових (депресійних) фацій розвинуті споруди рифогенного типу, які мають чітку, яскраво виражену морфологічну форму (Білічівка, Кампанська, Прирічна, Хортиця), досить чітко виділяються за даними сейсмозвідки. У шельфовій зоні мають розповсюдження переважно невеликі, сплюснуті біогермні споруди по морфології резервуару у вапняковій товщі в низах візе.

У північній прибортовій зоні за даними літолого-стратиграфічних досліджень виділяються дві найбільш перспективні ділянки для пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклинального типу – Волошківсько-Валюхівська і Гадяцько-Бельська.

Волошківсько-Валюхівська ділянка в структурно-тектонічному відношенні охоплює схили Срібнянської депресії і Білоченківського прогину. У межах зазначеної ділянки встановлені високі градієнти зміни потужності та літолого-фаціальні заміщення відкладів ХІІа мфг, що створює сприятливі умови для формування пасток літологічного типу. Ціла низка стратиграфічних і літологічних пасток пов'язується також з горизонтом В-26, в якому на ряді площ вже виявлені поклади нафти і газу. Крім цього, в склепінній частині Артюхівсько-Липоводолин-



1 – номер свердловини; 2 – ізолінії рівних товщин; 3 – соляні штоки; 4 – крайові порушення; 5 – виявлені структури; 6 – прогностичні структури; басейнового типу (без чистих вапняків); 7 – доманікоїдні відклади; 8 – доманікоїдні відклади з прошарками вапняків; рифова гряда; 9 – органогенний вапняк з прошарками доманікоїдів; 10 – глинисті вапняки; зарифова зона; 11 – глиниста; 12 – вапняково-доломітова; 13 – піщано-вапнисто-глиниста

Рисунок 2 — Схематична карта товщин та літофасій продуктивного горизонту В-23 центральної частини Дніпровсько-Донецької западини

ського виступу фундаменту широко розповсюджена потужна товща карбонатних відкладів ХШв – ХПа мфг. З метою підтвердження виявлення літолого-стратиграфічних пасток виникає необхідність проведення окремих сейсмічних профілів на південному схилі Бобрицької малої депресії, на південному схилі Афанасіївської структури (у межах трикутника Афанасіївка-Бобрівка-Берестівка) і на Цимбалівсько-Бейвській ділянці. На Липоводолінсько-Гадяцькій ділянці знадобиться проведення ряду сейсмічних профілів методом ЗД та відпрацювання по лінії профілів методом електророзвідки для підтвердження виявлених органогенних споруд у карбонатних відкладах нижнього та верхнього візе.

Для підтвердження зон виклинювання, фазіального заміщення і виділення окремих пас-

ток не антиклінального типу в нижньовізейських і турнейських відкладах рекомендується проведення сейсмічних і електромагнітних досліджень. У першу чергу пропонується провести сеймопрофілі Бельськ-Сухівка, Сухівка-Ясенівка, Рибальці-Ясенівка, Бельськ-Рибальці. Парафіївсько-Тростянецька, Східно-Савинківська, Волохівсько-Сухівська та Братешківсько-Шкурупівська.

Висновок

Виявлені особливості розміщення та розвитку органогенних споруд в межах прибортових зон центральної частини ДДЗ можуть бути додатковими критеріями для:

- прогнозу різних морфолого-генетичних типів цих споруд;
- перспективи їх нафтогазонасності;

– обґрунтованого вибору методики пошуково-розвідувальних геолого-геофізичних робіт.

Література

1. Лукин А.Е., Кривошеев В.Т. Поиски неантиклинальных ловушек нефти и газа в полифациальных отложениях на основе детальной стратиграфической корреляции // Тезисы докладов IV Межвед. страт. конференции. – Ашхабад, 1983.

2. Лукин А.Е., Кривошеев В.Т. и др. Палеогеоморфологические критерии нефтегазоносности нижнего карбона ДДВ // В сб.: Практические результаты и перспективные направле-

і динамічного коефіцієнта в'язкості від швидкості зсуву, вмісту води (в усій області зміни ния палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных районах СССР. – Москва, 1987. – С.126–132.

3. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – К.: Наукова думка, 2004. – 448 с.

4. Марьенко Ю.И. Нефтегазоносность карбонатных пород. – М.: Недра, 1978. – 240 с.

5. Дж. Л. Уилсон. Карбонатные фации в геологической истории / Под ред. В.Т.Фролова. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

УДК 622.276.1/7 + 532.54

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ВОДОНАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СУМІШЕЙ

В.С.Бойко¹, Р.В.Грибовський¹, Р.Ф.Лагуш¹, Т.М.Пастухова¹, І.В.Проців¹, В.С.Орлів²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196, e-mail: public@pung.edu.ua

²ТОВ „Кримпаліверенго”, 95023, м. Сімферополь, вул. Косенка, 10, тел.(0652) 638893

Проведено експериментальні дослідження нафти Семеновського і Луквинського месторождених і водонефтегазоконденсатних сумішей. Вперше отримано експериментальні залежності динамічного коефіцієнта в'язкості водонефтяної і водонефтегазоконденсатної сумішей від обводненості в цілому інтервалі її зміни (0-100%) при різному вмісті газоконденсату. Встановлено величину раціонального вмісту газоконденсату в суміші для зменшення витрат на транспортування високов'язкої продукції в зимній період. Обґрунтовано практичні висновки.

The experimental researches of Semenivka and Lukva oil fields and water-oil-gas-condensate mixtures have been made. There have been got for the first time the experimental relations of dynamic coefficient viscosity of water-oil and water-oil-gas-condensate mixtures from encroachment in all interval of its variable (0-100%) at the different gas-condensate content. The quantity of rational gas-condensate content in the mixture for the light transportation reducing of high-viscosity products in winter has been established. The practical conclusions were grounded and formulated.

Реологічні (неньютонівські) властивості асфальтеновмісних, парафіністих і обводнених (емульгованих) нафт, які проявляються в першу чергу в аномалії в'язкості, тобто в залежності ефективної в'язкості нафти від напруження зсуву або градієнта швидкості, істотно ускладнюють процеси видобування і транспортування [1, 2]. Через відсутність поки задовільної теорії, яка пояснювала б неньютонівський рух таких нафт, особливо емульсій [4], а кількісна характеристика реологічних властивостей неоднакова для різних нафт [1], неуніверсальна і малонадійна [4], експериментальне вивчення реологічних властивостей нафт конкретних родовищ чи сумішей постійно залишається в полі зору дослідників [3,4]. Нами з практичних позицій підвищення ефективності процесів видобування і транспортування високов'язкої продукції нафтових свердловин, зокрема в зимовий період, проведено експериментальне дослідження нафт Семеновського і Луквинського родовищ та їх сумішей з водою і газоконденсатом, що дало змогу отримати залежності напруження зсуву

обводненості) і газоконденсату та встановити величину раціонального вмісту газоконденсату в суміші.

Промислові поклади нафти Семеновського родовища відносяться до відкладів карагана (II, III, IV поклади) і чокрака (V, VI поклади). За результатами досліджень глибинних проб властивості нафт у цих покладах досить близькі. Нафта із відкладів продуктивного комплексу відноситься до нафтенно-ароматично-метанового типу (нафтенних 51-55%, ароматичних 33-38%, метанових вуглеводнів 11-12%), темно-коричневого кольору, важка (молекулярна маса 269-287; густина розгазованої нафти 914 кг/м³), малопарафініста (0,25-0,7%), малосмолиста (7,0-12,5%), малосірчиста (0,15-0,16%). Температура початку кипіння нафти 375-481 К, до 623 К википає 33-58% нафти. Динамічний коефіцієнт в'язкості пластової (293-296 К; 1,8-2,9 МПа) нафти 23,6-27,3 мПа с, а кінематичний коефіцієнт розгазованої нафти (21,1-55,9)·10⁻⁶ м²/с [6].

Нафта менілітового покладу Луквинського родовища відноситься до метано-нафтенного