

ФІЗИКО-ПЕТРОГРАФІЧНІ ПАРАМЕТРИ КОЛЕКТОРІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ КАРПАТСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

В. І. Грицишин

*Карпатське управління геофізичних робіт;
76011, Івано-Франківськ, вул. І.Блавацького, 22;
e-mail:kugr@ttk.if.ua*

Розглядається питання вивчення фізико-петрографічних параметрів порід-колекторів палеогенових відкладів Бориславсько-Покутської зони (південно-східна частина) Передкарпатського прогину з використанням даних ядра, відібраного у свердловинах у процесі буріння, результатів випробовування нафтогазоносних об'єктів з урахуванням результатів геофізичних досліджень свердловин. Зіставлені дані літолого-петрофізичних властивостей порід з геолого-геофізичними параметрами, що дало змогу розділити пісковики і алевроліти на дві категорії: промислові колектори (група А) і непромислові (група Б).

Ключові слова: *колектор, геофізичні параметри, палеогенові відклади, питомий електричний опір, нейтронні властивості порід, швидкість пружних коливань, пористість, проникність.*

Передкарпатський прогин

Передкарпатський прогин в геотектонічному відношенні являє собою передовий прогин Карпатської гірської споруди. В українській частині він простягається з північного заходу на південний схід на відстані біля 300км. Завдяки наявності в Передкарпатті родовищ цінної мінеральної сирони (нафта, газ, озокерит, кухонна і калійна солі, сірка та ін.) протягом багатьох десятиріч тут ведуться геологічні і геофізичні дослідження, спрямовані на вивчення геологічної будови цієї території, пошуки і розвідку родовищ корисних копалин. Нагромаджений у процесі цих досліджень матеріал узагальнений у працях В. І. Антипова, А. А. Богданова, В. С. Бутова, О. С. Вялова, В. В. Глушка, Л. В. Григорчака, Г. Н. Доленка, В. С. Іванишина, Й. Й. Курильця, М. Р. Ладиженського, Є. В. Павловського, І. П. Сафарова, М. М.Сороки, С. І. Субботіна, Б. М. Улізла, В. М. Утробіна, Е. Б. Чекалюка, М. М. Чайки, М.І. Шубіна, Б. І. Яроша та інших дослідників.

За особливостями геологічної будови та історії розвитку Передкарпатський прогин ділиться на дві зони – Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку), що відрізняються як за віком порід, з яких вони складаються, так і ступенем їх дислокованості. Основним критерієм районування є те, що Внутрішня зона сформувалася у крайовій частині геосинкліналі, і міоценові моласи залягають над палео-

геновим флішем, а Зовнішня являє собою субплатформове крило крайового прогину, і фліш там є відсутній.

Бориславсько-Покутська зона була закладена в ранньоміоценовому часі на крейдовій і палеогеновій складчастій геосинклінальній основі, а Більче-Волицька – в середньоміоценовий період на платформовому фундаменті.

В Бориславсько-Покутській зоні розвинуті, здебільшого, нижні моласи (аквітан, бурдигал, карпатій), які залягають на крейдо-палеогенових флішових утвореннях, а в Більче-Волицькій – верхній (баденій, сармат), які залягають на розмитій поверхні мезозойських (крейда, юра), палеозойських (девон, силур, кембрій) і рифейських відкладах.

Зважаючи на те, що об'єктом наших досліджень є, переважно, палеогенові відклади Бориславсько-Покутської зони, нами наведена літолого-петрофізична характеристика цієї зони.

Фізико-петрофізичні параметри колекторів нафти і газу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

Всебічне вивчення фізичних параметрів порід Передкарпатського прогину за даними керн протягом багатьох років проводилося в лабораторіях УкрДГРІ, ІГГГК АН України, тресту “Львівнафто-газрозвідка”, ЦНДЛ об'єднання “Укрнафта”, Галузевої науково-дослідної лабораторії № 6 (ІФІНГ) та ін.

Результати досліджень узагальнені в багатьох роботах і звітах відповідних організацій [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11].

За результатами досліджень встановлено, що колекторські різновиди продуктивних відкладів характеризуються широким діапазоном фізичних параметрів (питомого електричного опору, швидкості пружних коливань, природної і наведеної радіоактивності, густини та ін.) і фільтраційно-ємнісних властивостей (проникності і пористості).

Високі дебіти нафти і газу, одержані з свердловин Долинського, Битківського і Бориславського родовищ, неоднакові дебіти із свердловин, пробурених на одні і ті ж горизонти, навели деяких дослідників [12, 13, 14, 15 та ін.] на думку, що колектори Внутрішньої зони прогину є, здебільшого в тріщинними. Підтвердженням цього є велика кількість тріщин майже в усіх літологічних різновидів, винесених у процесі буріння або під час проведення тунелів у гірській місцевості. Тріщини вповнені кальцитом, бітумом і мають сліди нафти на стінках. Отже, ряд дослідників [5, 6, 12, 13, 15, 16, 17] на основі різних матеріалів роблять висновки, що тріщини в породах Передкарпатських нафтових родовищ можливо слугують шляхами міграцій нафти і газу до свердловин.

Однак, існують і інші думки щодо цього питання. Мончак Л. С., Гнатюк Р. О. [18], Ковальчук М. Р. та ін. [19] вивчали колекторські властивості палеогенових порід Долинського і Бориславського нафтових родовищ, вважають, що високі дебіти у свердловинах обумовлені поровою проникністю. На основі значного фактичного матеріалу з дослідження колекторських властивостей порід Бортницька В. М., Кутова Д. В., Альошкіна Е. [6] прийшли до висновку, що на території

нафтових родовищ Передкарпаття розповсюджені колектори “тріщинно-порового типу, вирішальними оціночними критеріями яких є фільтраційні властивості тріщин і ємнісна характеристика порового простору”. Отже, тріщинуватість, на їх думку, повинна враховуватись під час оцінювання колекторських властивостей порід, підрахунку запасів нафти або газу і розробки вторинних методів експлуатації. У процесі розвідки і експлуатації нафтових і газових родовищ трапляються випадки одержання промислових дебітів нафти і газу (родовище Росільна, Бухтівець і ін.) з колекторів тріщинного типу. Але переважно в розрізі продуктивних горизонтів мають місце колектори порового типу і, в основному, з них ми одержуємо припливи пластового флюїду.

Слід зауважити, що породи-колектори Передкарпаття вивчені досить нерівномірно. Найбільш вивченими є колектори продуктивних ділянок нафтогазових товщ, менше керна відбирається у водоносній частині розрізу. На великих глибинах (4000 м і нижче) керна відбирається в незначному об’ємі, що створює труднощі у висвітленні розрізу щодо колекторських властивостей і розподілу їх у просторі.

В осадовій товщі, розкритій свердловинами південно-східної частини Передкарпатського прогину, виділяються чотири літолого-стратиграфічні комплекси порід, які відповідають основним етапам геологічного розвитку даної території: рифейсько-палеозойський, мезозойський, крейдо-палеогеновий (внутрішня зона прогину) і неогеновий. Ці комплекси відрізняються як умовами осадонакопичення, тектонічною історією, так і характером порід-колекторів та їх співвідношенням з породами-покришками. Нижче наводимо коротку характеристику колекторів палеогенового флішу, складену за даними опублікованих матеріалів, а також результатів вивчення фізичних і колекторських властивостей, виконаних в указаних лабораторіях.

Особливістю флішових палеогенових відкладів є наступне:

а) розріз відкладів представлений частим чергуванням піщано-алевролітистих і глинистих пропластків;

б) товщина окремих пропластків є різною – від часток сантиметра до декількох (рідше десятків) метрів;

в) літолого-петрографічна характеристика, а, отже, і петрофічні властивості пластів (пропластків) є непостійними як вздовж простягання, так і упоперек напластування;

г) фізичні властивості окремих пластів (питомий електричний опір, природна і штучна радіоактивність, нейтронні властивості, швидкість пружних коливань) змінюються у широких межах;

д) значна диференціація літолого-петрографічних властивостей і геофізичних параметрів у межах незначної товщини розрізу або пласта.

Колекторами нафти і газу в палеогеновому комплексі, як правило, є пісковики і алевроліти, які у вигляді прошарків товщиною від декількох сантиметрів до 10-15 м і більше залягають серед аргілітів. По розрізу вони поширюються не рівномірно. В деяких частинах комплексу кількість піщанистих прошарків і їх товщина збільшується, і вони утво-

рюють окремих пластів, хоча значною мірою неоднорідний. Іноді утворюються окремі піщанисті пачки, які виразно виділяються на діаграмах геофізичних методів. В деяких частинах, навпаки, переважають аргіліти, що призводить до утворення товщ з чергуванням тонких прошарків (макроанізотропія) пісковиків, алевролітів і аргілітистичних порід. Спостерігається також значна мінливість піщанистості по площі. Наприклад, потужна товща ямненських пісковиків розповсюджена на значній частині Бориславсько-Покутської зони, але в південно-східному напрямку заміщується аргілітами. Розрізи манявської та вигодської світ є найбільш піщанистими в районі Биткова. На ділянці між Долиною і Битковим кількість пісковиків у розрізі цих світ зменшуються як за рахунок скорочення товщини окремих пісковиків, так і за рахунок часткового заміщення їх аргілітами. Навпаки, в деяких свердловинах, які розкрили складки третього ярусу, спостерігається значне збільшення піщанистості як менілітової, так і вигодської світи (св. 452-Битків – складка Пасічнисянська, а також у свердловинах Делятинської площі). Бистрицька світа в південно-східній частині зони представлена, в основному аргілітами.

В розрізі менілітової світи пісковики найбільш розповсюджені в районі сіл Спас і Струтина (Спаська і Верхньо-Струтинська складки).

На південному сході від цього району загальна товщина пісковиків менілітової світи зменшуються як за рахунок скорочення товщини окремих пластів і пачок, так і за рахунок розмивання окремих ділянок менілітової світи. Відносна піщанистість менілітової світи на ділянці Долини-Битків збільшується в північно-східному напрямку уперек простяганню Бориславсько-Покутської зони [1].

Рядом дослідників [1, 2, 3 та ін.] поряд з регіональною зміною піщанистості окремих ділянок розрізу палеогенового комплексу, встановлена локальна зміна на окремих структурах. Характерним є те, що зони максимальної піщанистості, пористості і проникності цих світ співпадають з ділянками максимальної товщини.

Пісковики і алевроліти палеогенового комплексу характеризуються значною неоднорідністю фізичних параметрів. Їх відкрита пористість змінюється від 0,2 до 21,7%, а міжзернова проникність – від тисячних долей до $510 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (табл.). Для тонких (до 1-1,5 м) прошарків пісковиків і алевролітів властива підвищена карбонатність [5], внаслідок чого їх пористість не перевищує 6%. Такі літологічні різновиди практично є непроникними. Низькою пористістю, а також відсутністю ефективної проникності, володіють пісковики і алевроліти великої товщини, якщо вони сильно зцементовані карбонатним або карбонатно-глинистим цементом з базальним типом цементації. Такі пласти за відсутності тріщинної пористості є непроникними, і віднесені нами до неколекторів.

Нижче пропонується розгляд літолого-петрофізичних властивостей порід для окремих світ.

Таблиця – Результати аналізу колекторських властивостей зразків гірських порід у південно-східній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину

Площа	Вік	Літологія	Кількість зразків, шт.		Межі зміновання пористості				Розподіл відкритої пористості у групах				Середнє значення відкр. пористості для $K_p > 8\%$				Проникність, $\times 10^{-3}$ мкм ²			
			$K_{п.зг.}, \%$	$K_{п.г.}, \%$	$K_{п.зг.}, \%$	$K_{п.г.}, \%$	Максим. значення $K_{п.зг.}, \%$	$K_{п.г.}, \%$	$K_p < 8\%$	$K_p > 8\%$	$\%$	$K_p > 8\%$	$\%$	Для $K_{п.} < 8\%$	Межі зміновання	Для $K_{п.} > 8\%$	Межі зміновання	Середнє значення		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Старуля-Гвізд	m ₂	Пісковики і алевролі.	18	19	2,2	0,6	18,1	15,5	12	64	7	36	13,9	-	-	6	27,5-388	206,9		
	m ₁	Пісковики і алевролі.	41	41	2,9	1,5	19,8	19,0	8	19,5	33	80	14,5	3	<0,01-0,04	20	4,39-457	53,75		
		Аргіліти	2	2	5,2	2,9	12,2	8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	bs	Пісковики і алевролі.	6	6	1,5	0,9	12,8	11,6	4	67	2	33	11,3	-	-	-	-	-	-	
		Аргіліти	1	1	-	-	7,4	3,6	1	100	-	-	-	-	<0,01	-	-	-	-	
	v-p	Пісковики і алевролі.	2	2	1,5	1,1	8,6	8,3	1	50	1	50	8,3	1	<0,01	-	-	-	-	
		Валняки	4	4	1,5	0,6	4,4	1,3	4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Пісковики і алевролі.	5	5	2,9	0,77	22,4	21,7	1	20	4	80	20,7	1	<0,01	4	66,9-264	178,5		
	Витків	m ₂	Пісковики і алевролі.	195	86	0,1	0,4	21,6	13,8	75	87	11	13	11,0	57	<0,1-1,0	14	1,0-60,0	28,0	
		m ₁	Пісковики і алевролі.	200	69	1,6	0,1	19,7	19,6	132	66	68	34	14,0	22	<1,0	20	0,1-45,7	8,3	
v-p		Пісковики і алевролі.	-	54	-	0,05	-	18,2	48	89	6	11	-	-	-	-	0,1-47,6	-		
mv		Пісковики і алевролі.	88	60	-	0,4	-	20,4	32	53	28	47	12,3	-	-	-	0,1-68,0	-		
		Пісковики і алевролі.	-	22	-	0,81	-	7,1	22	100	-	-	-	-	<0,1	-	-	-		
Росляна		ml	Пісковики і алевролі.	-	74	-	0,3	-	16,7	72	97	2	3	13,2	-	<0,1-1,5	-	-	-	
		bs	Пісковики і алевролі.	-	38	-	0,8	-	6,4	38	100	-	-	-	-	<0,1-60,1	-	-	-	
		vd	Пісковики і алевролі.	-	155	-	0,1	-	12,7	153	98	2	2	11,1	-	-	-	0,1-3,4	-	
		mv	Пісковики і алевролі.	-	101	-	0,2	-	17,8	55	54	46	44	12,4	-	-	-	0,1-134,7	-	
Космач		ml	Пісковики і алевролі.	-	38	-	0,2	-	7,3	38	100	-	-	-	-	<0,1-1,1	-	-	-	
	bs	Пісковики і алевролі.	-	56	-	0,2	-	10,7	55	98	1	2	10,7	-	<0,1-0,9	-	-	-		
	vd	Пісковики і алевролі.	-	126	-	0,05	-	13,3	125	99	1	1	13,3	-	<0,1	-	11,5	-		
	mv	Пісковики і алевролі.	-	562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Загальна кількість зразків, шт.																			

Еоценові відклади

Пісковики еоценових відкладів переважно кварцові, дрібно-середньо-і різнозернисті; здебільшого міцні, щільні, рідше – слабкоцементовані, часто тріщинуваті [6]. Кластичний матеріал складає 75-85% породи. Цемент глинистого складу з домішкою карбонатного, кременистого і глауконітового матеріалу. Тип цементації – поровий, базальний, рідше – контактний. Внаслідок різного ступеня цементації порового простору і поганої відсортованості уламкового матеріалу колекторські властивості піщанистих осадів змінюються в широких межах (табл.). Об'ємна густина їх змінюється від $2,2 \cdot 10^3$ до $2,7 \cdot 10^3$ кг/м³. На Битківському родовищі у вигодсько-пасічнянській світі переважають щільні пісковики з пористістю до 8%.

У манявських відкладах південно-східної частини зони, крім низькопористих піщано-алевролітових різновидів з $K_p < 8\%$, спостерігаються пласти з досить доброю міжгранулярною пористістю і проникністю ($K_p = 8-21,7\%$; $K_{пр} = (10-510) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Такі колектори зустрічаються в розрідках свердловин, що розкрили глибинні складки, на розвідувальних площах Старуня, Гвізд, Росільна, Яблунька-Кричка, Пасічна та ін. У пісковиках з високою пористістю відсутній карбонатний цемент, низька глинистість, тип цементації – плівковий або контактний. Зерна кварцу добре відсортовані.

Олігоцені відклади

Менілітова світа

Менілітова світа порід складена чергуванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів з переважанням останніх. Товщина світи не постійна – від декількох сотень метрів до 600-800 м і більше. Піщано-алевролітові різновидності складають 15-40% від всієї товщі.

Менілітова світа в південно-східній частині Бориславсько-Покутської зони поділяється на нижньоменілітову і середньоменілітову підсвіти.

Аргіліти сірі до чорних, не вапнисті, слюдисті, щільні, володіють добре виразною шаруватістю, часто є сланцюваті, тріщинуваті, місцями зкременілі. Аргіліти складаються із пелітоморфної маси глинисто-серицитового складу з домішкою кременистої, частково карбонатної речовини, просякнутої бітумом. Структура переважно алевро-псамітова, часто з нерівномірно розсіяними алевролітовими зернами кварцу і глауконіту. Карбонатність аргілітів є незначною. Аргіліти в менілітах є непроникними навіть для газу. Сланцюваті аргіліти (за даними Є. І. Вульчина [7], В. М. Бортницької та ін. [5, 6]) містять значну кількість (до 30%) органічної речовини. Бітумний матеріал зустрічається у вигляді лінзовидних скупчень, орієнтованих паралельно до нашарування. Глинисті різновидності не можуть вміщувати промислової нафти, оскільки їм притаманні дуже тонкі порові канали. Значене перешарування їх з тонкими прошарками пісковиків і алевролітів, тріщинуватість за нашаруванням свідчать про можливість міграції нафти в аргілітовій товщі.

Алевроліти світлосірі до темносірих, слабо слюдисті, вапнисті, рідше не вапнисті. Мікроскопічно порода складається з кластичного матеріалу і цементу. Кластичний матеріал складає 70-75% породи і представлений зернами кварцу, польового шпату, циркону, глауконіту, лусок мусковіту і уламків серицитових і кварцово-слюдистих сланців. Кварц складає 90-95% кластичного матеріалу і представлений кутасто-заокругленими зернами розміром 0,04-0,2мм, переважають алевролітові зерна 0,05-0,1мм. Цемент базального типу, складається із серицитоглинистого матеріалу. Структура породи – алевролітова, текстура – мікрошарувата.

Неоднаковий вміст цементу, погана або недостатня відсортованість і окатаність матеріалу, з якого складається дана порода, зумовлюють низькі значення колекторських властивостей – невелику ємність і незначну проникність.

Пісковики нижньоменілітової підсвіти сірі, нерівномірно зернисті, кварцові. Мікроскопічно порода складена уламками (80-90% породи). Уламковий матеріал складається з кутасто-округлених зерен кварцу і поодиноких зерен польового шпату, лусочок слюди і уламків кременисто-слюдистих порід. Цемент породи глинисто-кременистий і належить до типу нарощування і заповнення пор. Структура породи – алевропсамітова.

Пісковики середньоменілітової підсвіти сірі, темно-сірі, бурі, дрібно- і середньозернисті, слюдисті, вапнисті, щільні, місцями крихкі; мікроскопічно порода складається з кутасто-заокруглених і окатаних зерен кварцу (80-95%), розміри зерен – 0,04-2,0 мм. Кластичний матеріал складає 60-85% породи і представлений зернами кварцу, польового шпату, глауконіту, лусочками мусковіту.

Цемент пісковиків поровий, за складом глинистий з невеликою домішкою карбонатного матеріалу. Структура породи – алевропсамітова, текстура – мікрошарувата.

На розвідувальних площах (газоконденсатне родовище Космач, Росільнянське газове родовище, нафтове родовище Пнів, Бухтівець, Рудовець, Верхня Луква та інші) одержано в достатній кількості керна, що дало змогу вивчити петрофізичні властивості піщано-алевролітових порід. Для відповідних світ побудовані статистичні залежності між колекторськими властивостями, мінералогічними параметрами і речовинним окладом цементу.

Аналіз кернавого матеріалу сприяє більш глибокому вивченню геофізичного матеріалу. Ті чи інші невідповідності літолого-петрофізичної характеристики за керном успішно розв'язують залученням промислово-геофізичного матеріалу. За даними керна встановлені зв'язки між окремими петрофізичними параметрами і обумовленими ними промислово-геофізичними характеристиками.

Статистичні залежності між літологічними властивостями, речовинним складом цементуючої речовини, фільтраційно-ємнісними властивостями допомагають використати геофізичні методи для розділу порід на колектори і неколектори, визначення колекторських властивостей порід і характеру їх насичення.

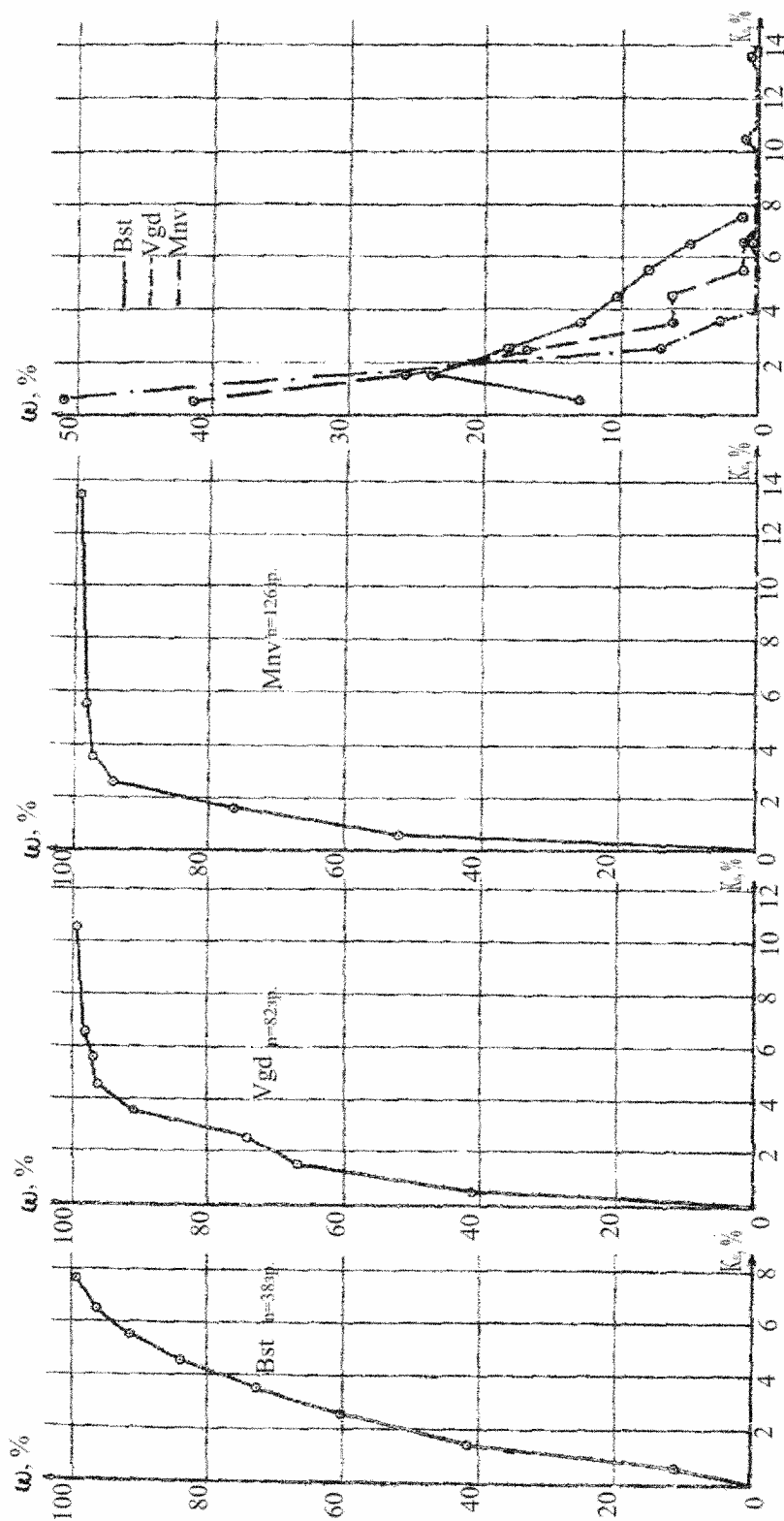


Рис.1 Розподіл пористості по родовищі Космач (еоценові відклади).

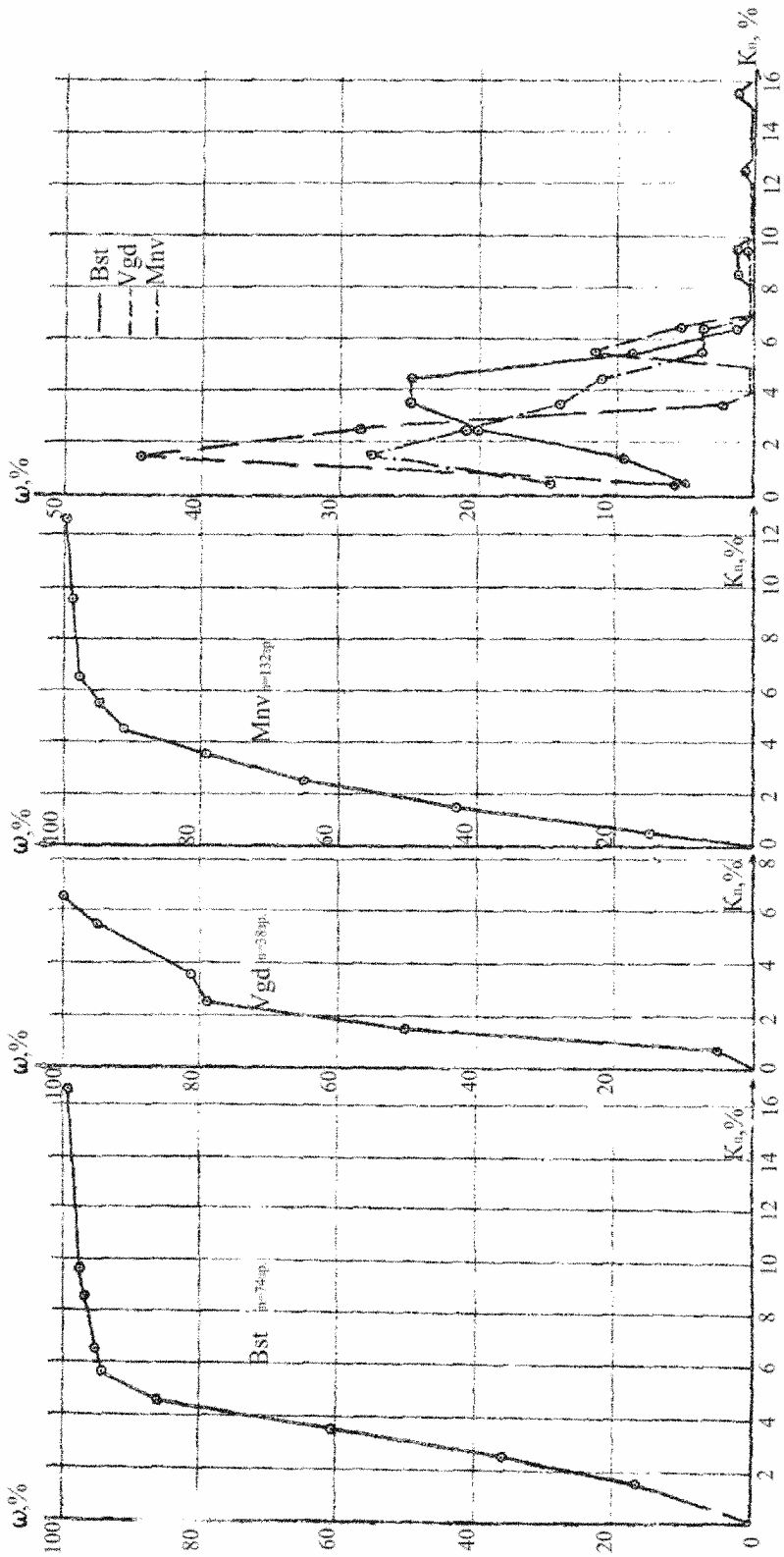


Рис.2 Розподіл пористості по родовищі Росільна (еоценові відклади).

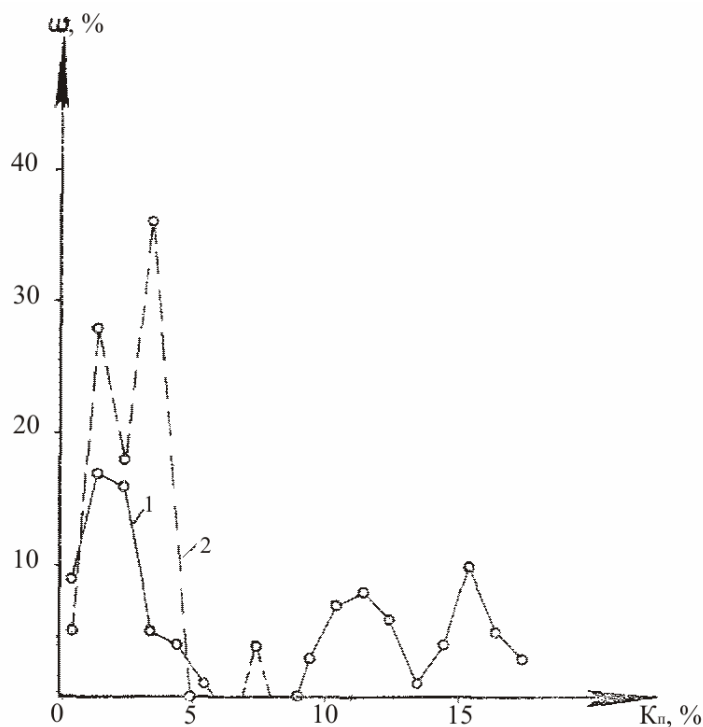


Рис. 3. Диференціальні криві розподілу відкритої пористості менілітової світи для родовища Космач (1) і Росільна (2)

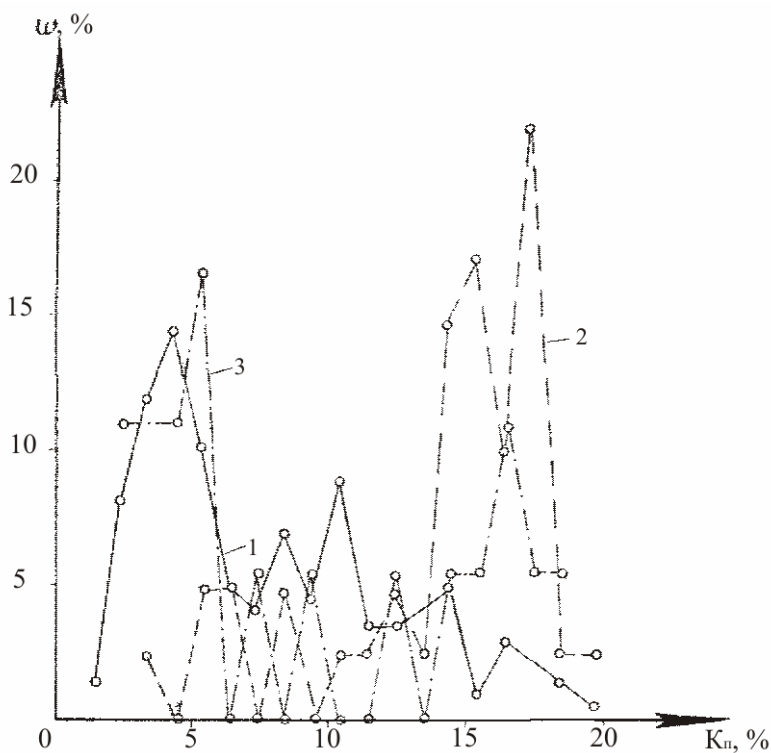


Рис. 4. Диференціальні криві розподілу відкритої пористості родовищ: Битків, 1-нижньоменілітова підсвіта; Старуня, 2-нижньоменілітова підсвіта; Гвізд, 3-середньоменілітова підсвіта

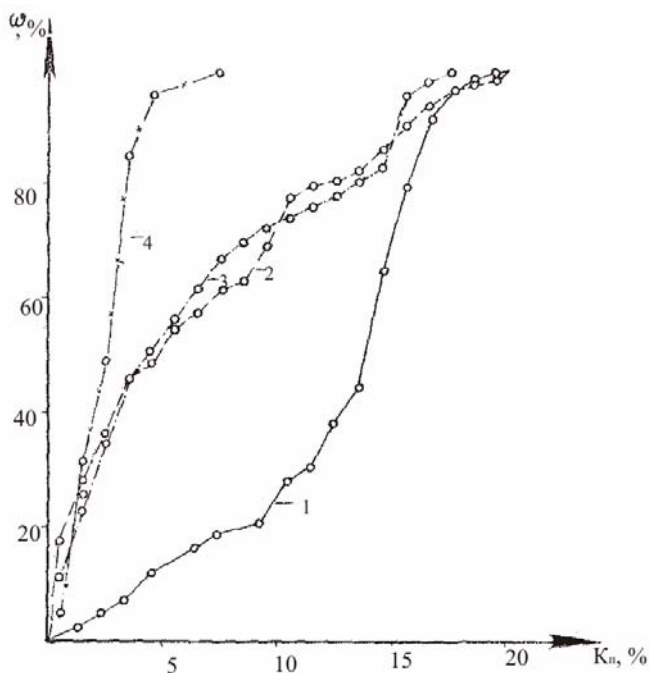


Рис. 5. Інтегральні криві розподілу відкритої пористості для менілітових відкладів родовищ: Старуня-Гвізд, 1 – нижньоменілітова підсвіта; Битків, 2 – нижньоменілітова підсвіта, 3 – середньоменілітова підсвіта; Росільна, 4 – менілітова підсвіта

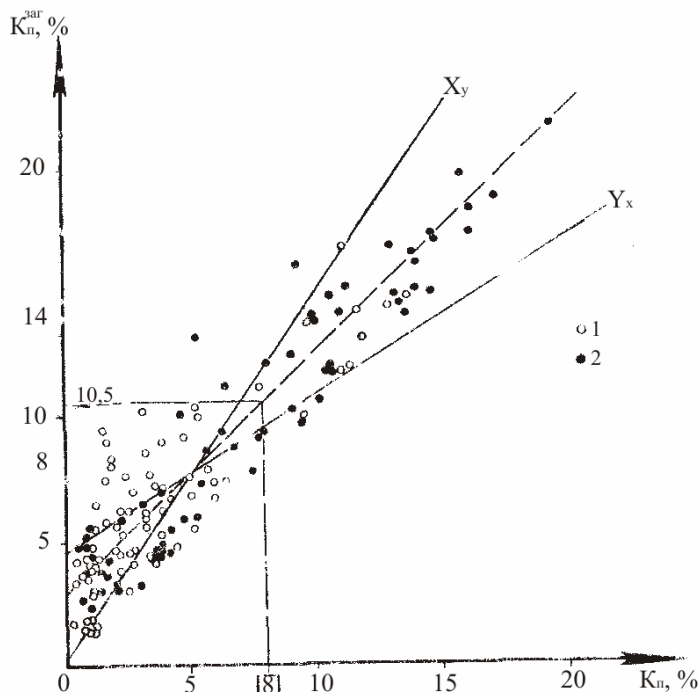


Рис. 6. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – середньоменілітова підсвіта; 2 – нижньоменілітова підсвіта

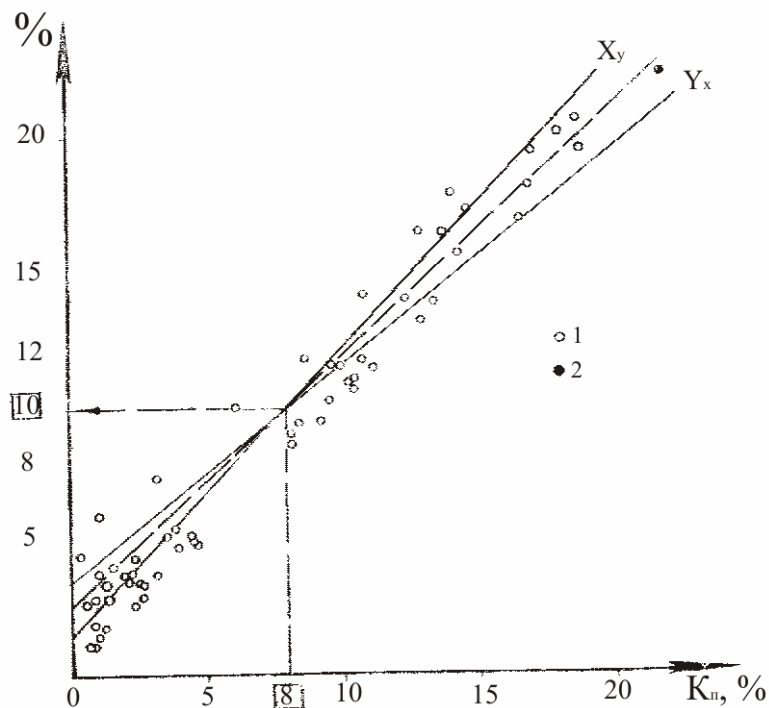


Рис. 7. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – манявська світа; 2 – ямненська світа

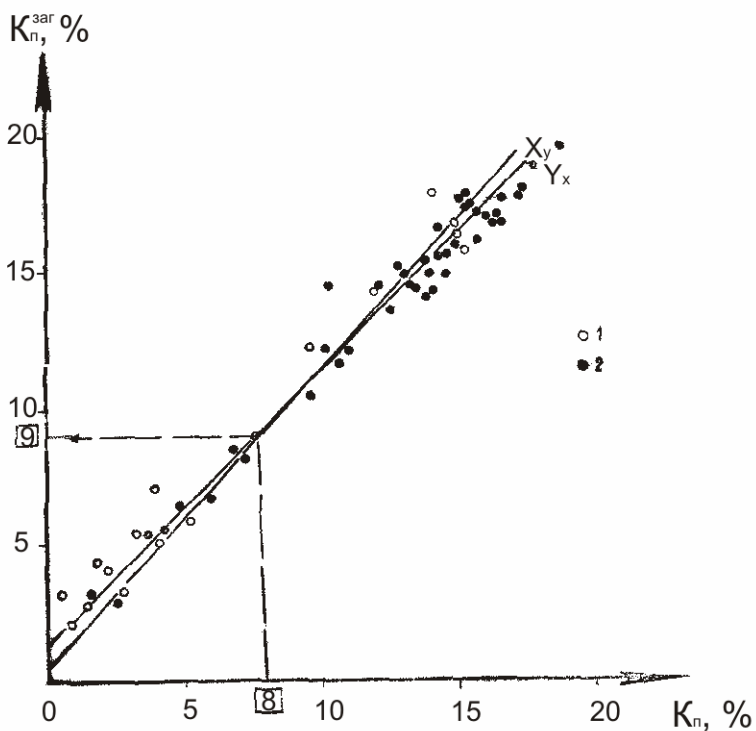
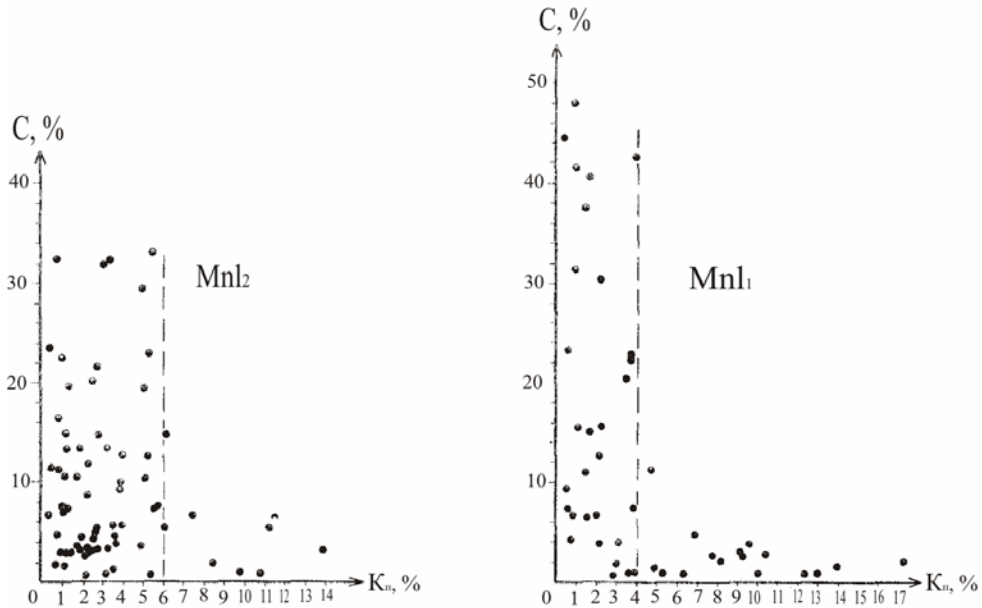
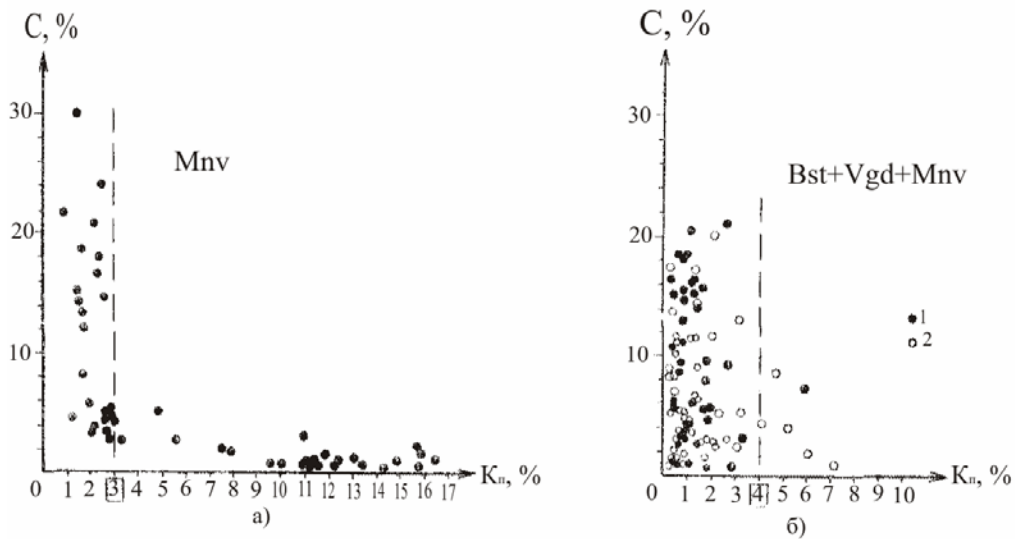


Рис. 8. Графік зв'язку загальної і відкритої пористості складки Глибинна: 1 – середньоменілітова підсвіта; 2 – нижньоменілітова підсвіта

Рис. 9. Залежність K_p від карбонатності відклади, складки ГлибиннаРис.10. Залежність K_p від карбонатності.
а) менілітова світа, б) еоценові відклади пл.Космач

Частотні графіки розподілу пористості піщано-алевролітових порід менілітової світи Битківської Глибинної складки, складок Старуня і Гвізд, площі Росільнянської і газоконденсатного родовища Космач (рис. 1-5) свідчать про наявність у цих відкладах відкритої пористості від часток % до 21,7%. Зіставлення відкритої і загальної пористості по цих площах (рис. 6, 7, 8) свідчать про значну розбіжність цих величин в діапазоні низьких значень і більш тісного зв'язку в діапазоні пористості понад 7-8%. Це обумовлено, по-перше, наявністю змішаного цементу в низькопористих пісковиках, а також поганою відсортованістю кластичного матеріалу і присутністю різних мінералів у породі. Про це свід-

чать графіки залежності пористості з карбонатністю (рис. 9, 10). Як видно з рисунків, на окремих площах в діапазоні низьких пористостей ($K_p < 7\%$) спостерігається підвищений вміст карбонатного цементу, і навпаки незначна карбонатність ($C_k = 3-4\%$) або повна її відсутність в діапазоні підвищеної пористості ($K_p \geq 7-8\%$). Як бачимо з рисунків, на родовищі Старуня-Гвізд у менілітових відкладах підвищеною карбонатністю володіють піщано-алевролітисті породи з відкритою пористістю нижче 3-4%. У породах з більшою пористістю карбонатність відсутня. Майже подібна характеристика в менілітових відкладах площ Космач, Росільна і в нижньоменілітовій підсвіті складки Глибинна (Битковське родовище). Середньоменілітова підсвіта характеризується підвищеною карбонатністю в діапазоні пористості від 0 до 6% (рис. 9). Також спостерігається підвищена карбонатність деяких зразків ($C_k \leq 7\%$) в інтервалі величин пористості 6-12%.

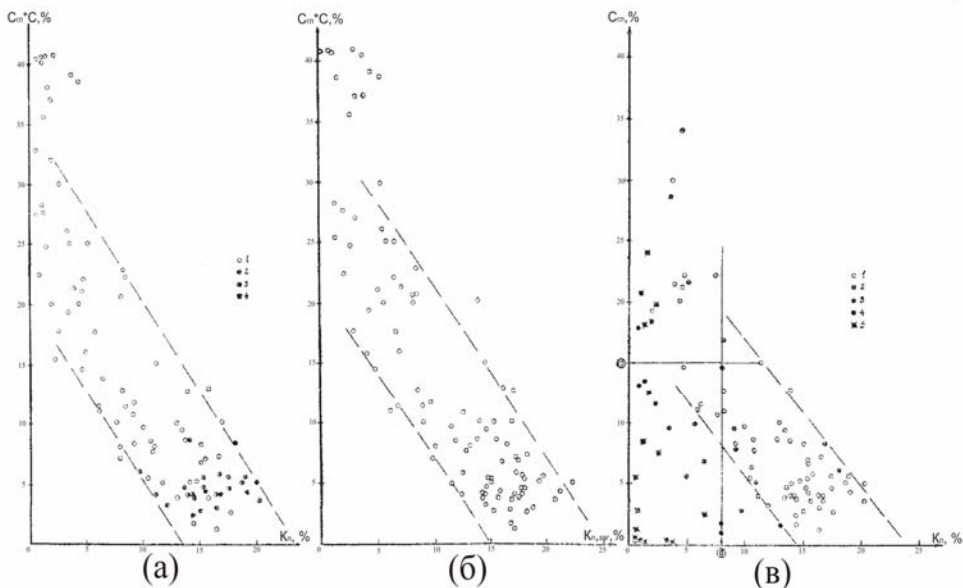


Рис. 11 Графіки залежності відкритої пористості від загальної пористості з відсотковим вмістом цементуючої речовини.

- а) 1 – $K_{пр}$ не визначається, 2 – $K_{пр} = 1-10$ мД, 3 – $K_{пр} = 10-100$ мД, 4 – $K_{пр} = 100-500$ мД;
 б) зв'язок $K_p^{заг}$ з сумарним складом цементу;
 в) зв'язок K_p з глинистістю: 1 – карбонатність відсутня; 2 – $C < 4\%$; 3 – $C = 4-6\%$; 4 – $C = 6-13\%$; 5 – $C > 13\%$.

Для з'ясування впливу карбонатності на проникність на графіку $K_p = f(C_{гл} + C_k)$ (рис. 11), побудованому для менілітових і еоценових відкладів, умовними позначеннями зазначені межі змінювання проникності, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$. Як видно з рисунку, підвищеною проникністю ($K_p > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) володіють зразки з пористістю $K_p > 8\%$. Зразки з проникністю $(10-100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ володіють відкритою пористістю $K_p = 8-15\%$, а для зразків з проникністю більшою $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ пористість змінюється від 12 до 21%. Незначна карбонатність в діапазоні ефективної пористості ($K_p > 8\%$) не

впливає на проникність, оскільки зразки з карбонатністю 2-3% характеризуються такою ж проникністю, як і зразки без карбонатності.

З метою з'ясування впливу цементу на колекторські властивості (пористість, проникність) побудовані залежності $K_{\text{п}}=f(C_{\text{гл}}+C_{\text{к}})$, $K_{\text{п}}^{\text{заг}}=f(C_{\text{гл}}+C_{\text{к}})$, $K_{\text{п}}=f(C_{\text{гл}})$ (рис. 11), а також залежності між глинистою і розчинною складовою цементної речовини в піщано-алевритистих породах (рис. 12).

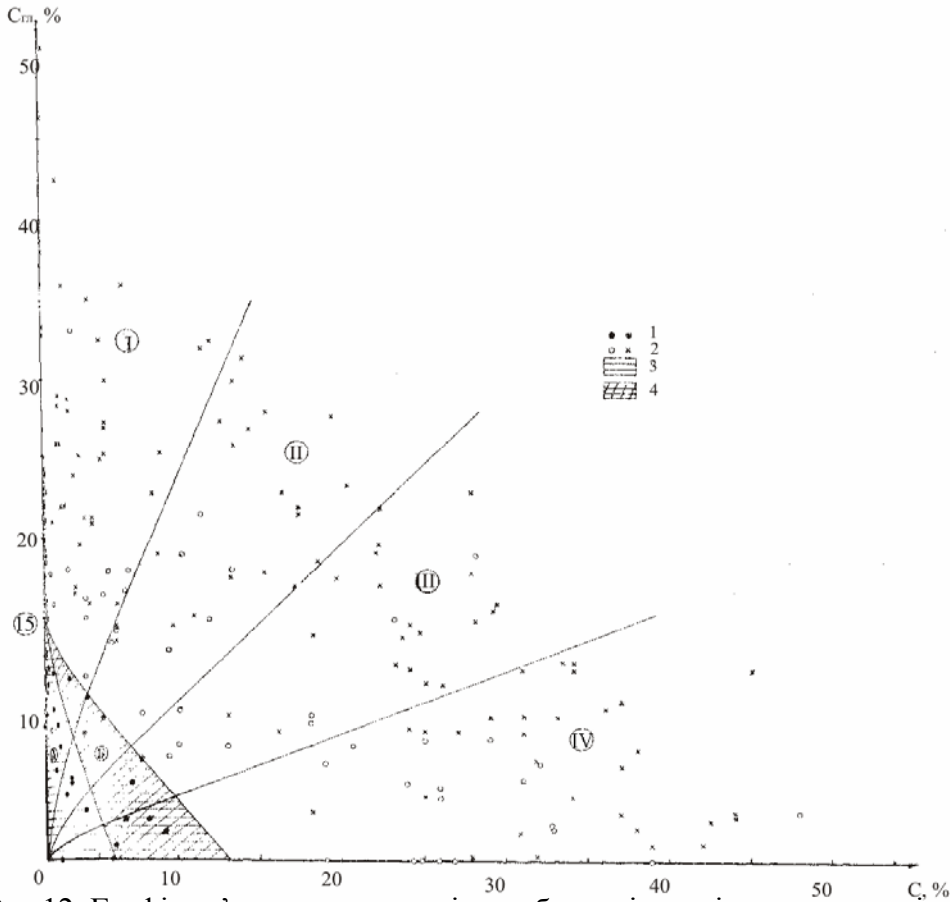


Рис. 12. Графік зв'язку глинистості з карбонатністю піщаних порід.

- 1 – $K_{\text{п}} > 0,1 \text{ мД}$;
- 2 – $K_{\text{п}}$ не визначалось;
- 3 – $K_{\text{п}} < 0,1 \text{ мД}$;
- 4 – $K_{\text{п}} = 0,1 - 1 \text{ мД}$.

Як видно з рисунка 12, зв'язок між цементуючою речовиною ($C_{\text{гл}}+C_{\text{к}}$) і пористістю існує, але надто слабкий, оскільки на пористість впливає неоднорідність гранулометричного складу скелетної фракції породи. Гранулометричний аналіз свідчить, про погану відсортованість кластичного матеріалу, а вивчення шліфів – про різну окатність зерен.

Графік $K_{\text{п}}=f(C_{\text{гл}})$, побудований з урахуванням розподілу карбонатної речовини (рис. 11^В) свідчить про відсутність кореляційного зв'язку між пористістю і глинистістю в діапазоні пористості від 1-2 до 8%. Як

видно з цієї залежності, піщано-алевролітисті породи з пористістю менше 8% володіють змішаним складом цементу.

Зв'язок цементуючої речовини з проникністю також свідчить про домінуючий вплив структури скелетної фракції на фільтраційні властивості.

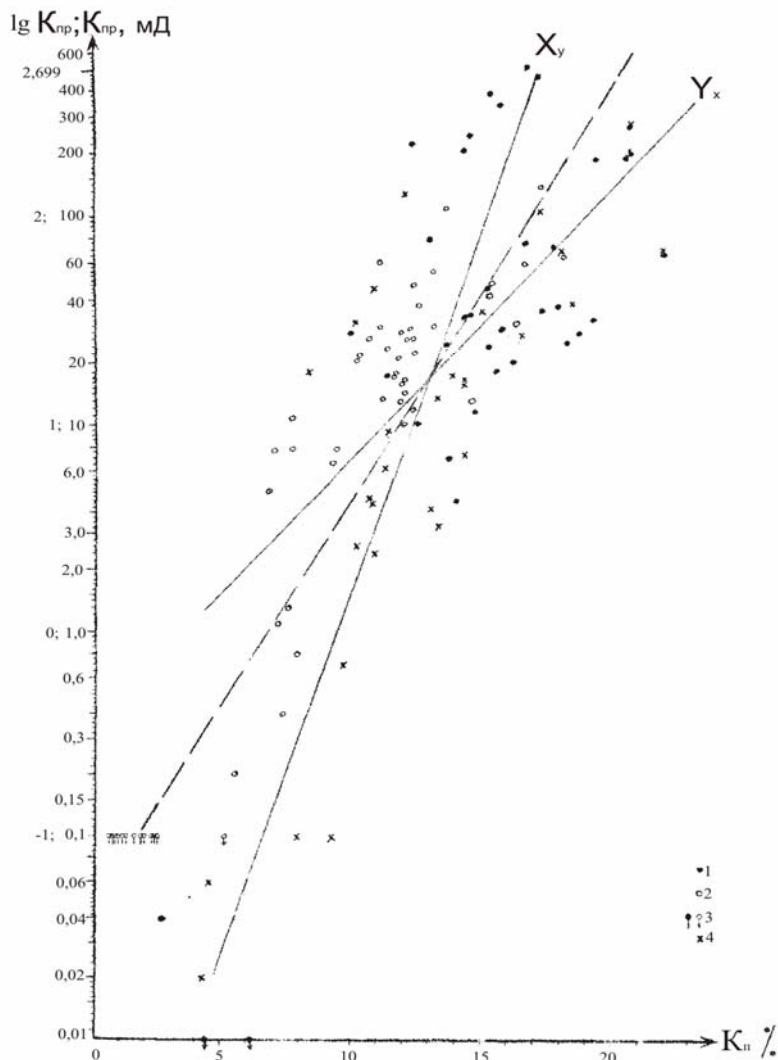


Рис.13. Зіставлення відкритої пористості з проникністю за даними ядра. 1 – Родовище Старуння-Гвізд, 2 – родовище Космач, 3 – $K_{пр} < 0,1$ і $0,1 мД$, 4 – родовище Битків

Для з'ясування зв'язку проникності з відкритою пористістю побудований графік залежності $K_{пр} = f(K_{п})$ для колекторів палеогенових відкладів родовищ Космач, Битків, Старуня-Гвізд (рис. 13). У результаті статистичної обробки (кількість визначень 119) отримані такі рівняння регресії для напівлогарифмічної залежності:

$$Y_x = 0,2171 \cdot X - 0,3853; \quad r = 0,61 \pm 0,05;$$

$$X_y = 2,8908 \cdot Y + 9,3;$$

де $Y = \lg K_{пр}$, $X = K_{п}$.

Як видно з рисунка, тісного зв'язку між проникністю та пористістю не існує ($r=0,61$) і, особливо, в діапазоні величин від $10 \cdot 10^{-15}$ до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Досліджуючи зв'язок між карбонатною і глинистою складовими цементуючої речовини піщано-алевритистих порід (рис. 12), спостерігаємо, що в колекторах з $K_{\text{пр}} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ присутній, в основному, глинистий цемент, і лиш незначний відсоток припадає на змішаний цемент. Максимальна глинистість для таких колекторів не перевищує 15% від ваги. Мінімальне значення глинистості в колекторах у відсутності карбонатного матеріалу складає біля 1%. Пісковики з низькою глинистістю переважно володіють високою пористістю і проникністю. Пісковики, для яких сумарна величина глинистої і карбонатної речовини складає більше 15%, характеризується низькими колекторськими властивостями і, як правило, для них притаманний змішаний склад цементу.

Залежно від ступеня заглинизованості і карбонатизації піщано-алевритисті породи характеризуються різними величинами питомого електричного опору – низькими і пониженими при значній заглинизованості і, навпаки, високими при збільшенні карбонатної речовини в породі. В зв'язку з цим, нами розподілено піщано-алевролітисті породи на чотири типи: породи з глинистим (переважно з глинистим) цементом (I), глинисто-карбонатним (II), карбонатно-глинистим (III) і переважно з карбонатним цементом (IV) (рис. 12).

Для унормування колекторських властивостей піщано-алевролітових порід Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину з класифікаційними схемами інших геологічних районів, нами зіставлені дані літолого-петрофізичних властивостей порід і геолого-геофізичних параметрів внаслідок чого рекомендується нова схема розподілу піщанистих порід палеогенових відкладів на окремі групи.

Згідно з даною схемою піщано-алевролітові породи розрізів свердловин розділені на дві категорії: промислові колектори (група А) і непромислові колектори (групи Б). До групи промислових колекторів віднесені пласти пісковиків і алевролітів, здатних при застосуванні сучасних методів розкриття пластів і їх освоєння отримувати промислові припливи нафти, газу або рівнозначні за дебітом припливи пластової води (змішаної продукції).

До непромислових колекторів віднесені всі піщано-алевролітисті породи, які характеризуються низькою ефективною пористістю (субколектори) і за відповідних умов розкриття з них можна отримувати дуже незначні (непромислові) припливи пластового флюїду.

Промислові (А) і непромислові (Б) колектори діляться на окремі класи. Промислові розподілені на чотири класи, а непромислові – на два класи: важкопроникні і дуже слабо проникні (практично непроникні) (рис. 14).

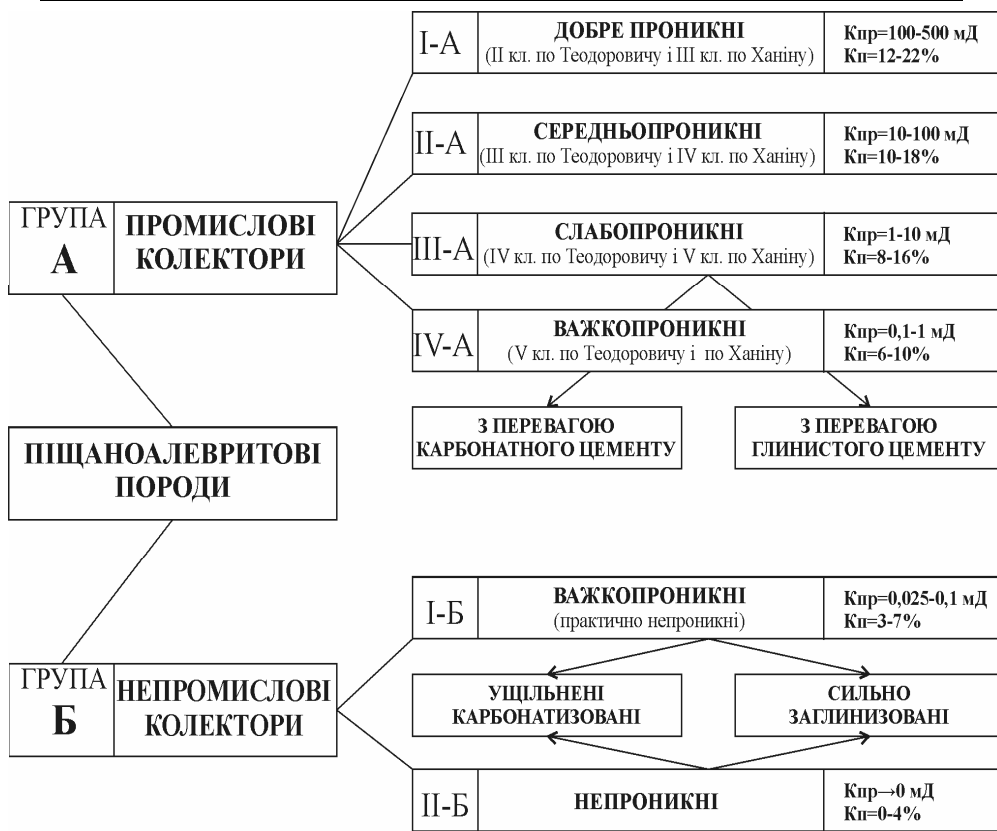


Рис.14. Схема розподілу на окремі групи піщанистих порід палеогенових відкладів Передкарпаття

Нижче наводимо літолого-петрографічну і промислово-геофізичну характеристику колекторів за окремими групами.

Промислові колектори (група А)

Клас I-A. До даного класу віднесені пісковики з проникністю $(100-500) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і більше, і з відкритою пористістю – 12-22% (III кл. за А. А. Ханіним).

Пісковики кварцового складу (90-98%) з кутасто-округлою формою зерен добре відсортовані, дрібно-середньозернисті, середньо- і слабкоцементовані. Цемент глинистий (2-10%), тип цементації – контактний, порово-контактний, контактково-поровий. Карбонатність відсутня або дуже незначна ($C_k \leq 1,5\%$). Відкрита пористість майже дорівнює абсолютній. Об’ємна густина $\delta_n = (2,1-2,35) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. У фільтрації пластових флюїдів бере участь міжпорова ємність і проникність. Кислотна обробка не збільшує фільтраційних властивостей колекторів.

В нафтогазоносній частині розрізу питомі електричні опори пластів $\rho_n = 10-40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, іноді при високій нафтонасиченості (родовище Старуня-Гвізд, газове родовище Космач) питомий опір досягає декількох сотень Ом·м. Криві зондування – двошарові, проникнення фільтрату неглибоке ($D/d < 4$, де D – діаметр зони проникнення, d – діаметр свердловини).

У водоносній частині розрізу $\rho_n=0,5-2,5$ Ом·м; неглибоке проникнення фільтрату ($D/d \leq 4$), утворюється глиниста кірка. Формування зони триває 2-3 доби. Процес розформування зони є більш тривалим – 2-3 місяці.

На діаграмах методу ПС колектори відзначаються від'ємними амплітудами (при $\rho_f/\rho_v > 1$). Природна радіоактивність невисока – 3-4 мкР/год.

При розкритті продуктивних нафтових пластів одержують стабільні дебіти, які сягають десятків і сотень т/добу.

Клас II-A. До даного типу порід віднесені пісковики, які володіють проникністю $(10-100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при відкритій пористості $K_p=10-18\%$ (IV клас за А. А. Ханіним).

Пісковики дрібно- і різнозернисті, слабо- і середньозцементовані, кварцового складу, кластичний матеріал (85-90%) з кутасто-окатаною і напівокатаною формою зерен, цемент глинистий (10-15%) з невеликою домішкою карбонатної речовини ($C_k=0-2,5\%$). Тип цементації порово-контактний, контактово-поровий, контактний. Об'ємна густина $\delta_n=(2,26-2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Фільтраційні властивості порового середовища даного класу залежать від характеру розподілу цементу в породі. За нерівномірного його розподілу в погано відсортованих різновидах проникності знижується при відповідно високій пористості. Під дією солянокислотної обробки карбонатний цемент розчиняється, і фільтраційні властивості можуть бути близькими до колекторів I класу. При високій пористості ефект від соляно-кислотної обробки є незначним або відсутній.

В нафтогазоносній частині розрізу питомий електричний опір пластів $\rho_n=15-50$ Ом·м, іноді 150-200 Ом·м. Глибина проникнення фільтрату $D=(5-6)d$. Утворюється глиниста кірка. Формування зони триває декілька тижнів і місяців. Глибина зони у водоносній частині є трохи більшою, ніж у продуктивній і досягає 5-6, а іноді 8 діаметрів свердловини. Зона проникнення зберігається тривалий час після обсадки свердловини колоною.

На діаграмах ПС пласти-колектори відзначаються від'ємними аномаліями при $\rho_f > \rho_v$. Природна радіоактивність – 4-5 мкР/год.

Колектори даного класу поширені в розрізах усіх свердловин, які розкрили палеогенові відклади і є основними резервуарами нафтових і, значною мірою газових покладів у родовищах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

При розкритті із пластів одержують дебіти в декілька десятків т/добу.

Клас III-A. До даного класу віднесені пісковики і алевроліти з проникністю $K_{np}=(1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відкритою пористістю $K_p=8-16\%$ (V клас за А. А. Ханіним).

Пісковики дрібно- і різнозернисті, слабо- і середньозцементовані.

Алевроліти грубозернисті, піщанисті, щільні. Склад пісковиків і алевролітів кварцовий, кластична частина складає 85-90%. Цемент піс-

ковиків в основному глинистий, зустрічається карбонатний; в алевролітах цемент, в основному, глинистий. Тип цементациї – плівковий, поровий, контактово-поровий. Відсоток цементуючої речовини в породі складає 10-15% від її ваги. Карбонатність пісковиків $C_k=0-5\%$, для алевролітів карбонатність відсутня. Об'ємна густина $\delta_n=(2,25-2,45)\cdot 10^3\text{кг/м}^3$.

Зниження фільтраційних властивостей колекторів обумовлено різнозернистістю кластичного матеріалу, збільшенням цементуючої речовини, збільшенням щільності упаковки зерен. Не дивлячись на значну пористість деяких піщанистих різновидів, фільтраційні властивості породи можуть бути низькими; що залежить від характеру розподілу цементу в породі. Навіть при рівномірному розподілі цементу в погано відсортованих відмінностях фільтраційні властивості породи є низькими. Обумовлено це складною структурою порового простору. Власне, ця причина і є домінуючою в значній частині порід менілітової, вигодської і манявської світ. Пористість таких порід становить 10-15% [8].

Промислово-геофізична характеристика колекторів наступна.

Питомий електричний опір пісковиків в продуктивній частині коливається в межах від 30-80 до 150-250 Ом·м. Криві зондування – двохшарові. Проникнення фільтрату досить глибоке, про що свідчить також і понижувальне проникнення при розкритті порід на високомінералізованих промивальних рідинах. У водоносній частині розрізу опір пластів $\rho_n=5-10$ Ом·м при тришарових підвищувального типу кривих зондування. Глиниста кірка невеликої товщини. Формування зони проникнення триває декілька (2-2,5) місяців при перепаді тиску 10-20МПа. Розформування зони після обсадження свердловини колоною триває близько одного року і більше.

Амплітуди ПС незначної величини, змінюються з часом (при $\rho_c=1,0$ Ом·м $\Delta U_{\text{пс}}=15-20\text{мВ}$). Природна радіоактивність при $d_n=0,10\text{м}$ – 5-7мкР/год. Високі значення інтенсивності вторинного гамма-випромінювання (метод НГК).

Клас IV-А. До даного класу віднесені пісковики і алевроліти з проникністю $(0,1-1)\cdot 10^{-15}\text{м}^2$ і відкритою пористістю 6-10% (V клас за А. А. Ханіним).

Пісковики грубо-і середньозернисті, міцні, іноді окварцовані, цемент глинистий і карбонатний, карбонатно-глинистий. Тип цементациї – поровий, базальний, рідше контактово-поровий. Відсоток цементуючої речовини складає 15-20%. Карбонатність – 5-7%. Об'ємна густина породи $\delta_n=(2,4-2,52)\cdot 10^3\text{кг/м}^3$.

Алевроліти дрібнозернисті, шаруваті, глинисті, міцні. Цемент, в основному, глинистий. Кількість цементу – 20-30%. Тип цементациї такий, як і в пісковиках.

За даними геофізичних досліджень свердловин пісковики характеризуються високими значеннями питомих електричних опорів ($\rho_n=50-100$ Ом·м, іноді 150-350 Ом·м). У випадку збільшення глинистої складової в цементі, або й зовсім глинистого цементу, питомий опір у водоносній і продуктивній частинах порід майже однаковий. Криві зондування

двошарові. Проникнення фільтрату в пласти не спостерігається, хіба що в пласти з тріщинною проникністю. Незначні припливи нафти або газу спостерігаються в розрізах, де є розвинена ефективна тріщинуватість порід. Під дією солянокислотної обробки карбонатний цемент розчиняється, внаслідок чого звільнюється частина порового простору породи з карбонатністю 7-8% і спостерігається збільшення пористості в 2-3 рази [8]. На Битківському родовищі після кислотної обробки дебіти збільшувались на 33-47%, а в окремих випадках – в 3,5 рази. Різкому підвищенню дебітів сприяє також звільнення кальцитових тріщин від заповнювачів.

Значний вплив на фільтраційні властивості даного класу порід має глиниста речовина, яка внаслідок високої пластичності виповнює пори в породі і значно знижує її ємнісні і фільтраційні властивості. Дослідження показали [8, 9], що присутність у піщанистих породах менілітової світи 30% частинок розміром менше 0,01 мм знижує пористість до 5%, проникність до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і нижче. Мікроскопічні дослідження алевролітів і аргілітів підтверджують присутність у них тонкодисперсного кремнезему, підвищений вміст якого зменшує поровий простір алевролітів і одночасно робить породи більш крихкими і твердими. Під час тектонічних рухів породи деформуються з утворенням тріщин.

На діаграмах ПС спостерігаються незначні амплітуди потенціалу, вторинна гамма-активність досягає максимальних значень ($I_{\text{пг}}=3,0-3,5$ ум.од.), гама активність більш висока, ніж у попередніх класах ($I_{\gamma}=6-9$ $\text{мкР}/\text{год}$. Іноді $I_{\gamma}=3-5$ $\text{мкР}/\text{год}$., що свідчить про перевагу карбонатної складової цементу в породі).

Непромислові колектори (група Б)

Клас І-Б. До цього класу віднесені ущільнені піщанисті і заглинизовані піщано-алевролістисті породи. Проникність $K_{\text{пр}}=(0,025-0,1) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відкрита пористість – 3-7%.

Пісковики грубо- і середньозернисті, міцні, щільні, цемент глинистого і змішаного складу, іноді кременистого. Тип цементації – поровий, базальний. Відсоток цементації речовини складає 25-35%, карбонатність 6-13%. Об'ємна густина породи $\delta_{\text{п}}=(2,5-2,6) \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Алевроліти дрібнозернисті, шаруваті, глинисті, міцні. Цемент глинистий, кількість цементу 30-40%. Тип цементації базальний.

Пісковики характеризуються високими значеннями питомих електричних опорів ($\rho_{\text{п}}=150-500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), алевроліти і заглинизовані пісковики – пониженими опорами (20-100 Ом·м).

Криві зондування двошарові. Амплітуда ПС відсутня або дуже незначна. Іноді, за наявності в розчині хімічних реагентів, навпроти високоомних пластів з підвищеною карбонатністю спостерігаються досить глибокі від'ємні амплітуди ПС, непостійні в часі, і пояснюються електрохімічною природою виникнення окислювально-відновного характеру.

Природна радіоактивність може бути різною – від низьких значень (пісковики з карбонатним цементом) $I_{\gamma}=4-6$ $\text{мкР}/\text{год}$. – до високих $I_{\gamma}=6-12$ $\text{мкР}/\text{год}$. Радіаційна гама-активність приймає також різні величини

ни: для пісковиків з карбонатною складовою в цементі $I_{пг}=3,5-4,0$ ум.од., а для алевролітів зі значним вмістом водню, пов'язаним з підвищеною глинистістю, покази НГК понижені (1,5-2,0 ум.од.). На кавернограмі такі пласти характеризуються номінальним діаметром.

Клас II-Б. Даний клас охоплює щільні і глинисті пісковики і алевроліти з дуже низькою відкритою пористістю ($K_p=0-4\%$) і відсутністю міжзернової проникності.

Літолого-петрографічна і геофізична характеристики такі ж як і в породах класу I-Б, тільки щільні пісковики більш карбонатизовані, а отже, і величини питомих електричних опорів досягають іноді декількох тисяч Ом·м. Дані пласти приймаються за опорні при визначенні подвійного різницевого параметра $\Delta I_{пг}$.

Вищенаведена характеристика піщано-алевролітових порід за даними керна, промислової геофізики і результатів випробувань дозволяє зробити висновок, що в розрізі відкладів палеогенового флішу поряд з низькопористими піщанистими породами є пласти пісковиків з високими колекторськими властивостями (з відкритою пористістю від 8 до 22%, проникністю – від одиниць до $(10-500) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Такі породи в регіоні є основними резервуарами нафти та газу.

Примітка: На рисунках проникність зображена в мД, в тексті – в $\text{м}^2 \sim 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Література

1. Субботін С.І. Про будову глибинних зон Карпат / С.І. Суботіна // Праці ін-ту геології корисних копалин: матеріали з геології західних областей УРСР. – АН УРСР, 1960. – Т. II.
2. Богданов А.А. Основные черты тектоники Восточных Карпат / А.А. Богданов // Сов. Геология. – 1949. – Вып. 40.
3. Вялов О.С. Общие структурные подразделения западных областей УРСР / О.С. Вялов // Изв. АН СССР. – 1969. – Вып. 5.
4. Ладыженский Н.Р. Геологическое строение и нефтегазоносность Северного Предкарпатья / Н.Р. Ладыженский, В.И. Антипов. – Гостоптехиздат, 1961.
5. Бортницкая В.М. Коллекторы нефти палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и методика их исследования: автореф. канд. дисс. / В.М. Бортницкая. – Ленинград, 1966.
6. Бортницкая В.М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья. Геология и нефтеносность Советских Карпат / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутовая, Э. Алешкина. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
7. Вульчин Е.И. Порода-коллекторы нефти менилитовой серии в свете детального петрографического исследования (глинистые породы) / Е.И. Вульчин // В кн. "Геология и геохимия ископаемых". – К.: Наукова думка, 1969. – Вып.20.

8. Бортницкая В.М. Связь коллекторских свойств терригенных пород Предкарпатья с вещественным составом / В.М. Бортницкая // Нефтяная и газовая промышленность. – К., 1969. – Вып.1.
9. Павловський Е.В. Литофациальні особливості отложений менилітової серії юго-восточної частини Внутренньої зони Предкарпатського прогиба в межах Долинського і Битківського нафтопромислових районів / Е.В. Павловський, В.К. Сельський, Л.В. Григорчак // Нефтегазовая геология и геофизика. – М.: Недра, 1966. – Вып.9.
10. Характеристика коллекторов Оров-Уличнянского нефтяного месторождения / В.И. Грицишин, Р.М. Новосилецкий, Н.С. Претеченская, Г.П. Федорович и др. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1968. – Вып.1.
11. Курилец И.И. Тектоника и нефтегазоносность Внутренней зоны Прекарпатского прогиба в междуречье Сукеля и Прута и перспективы нефтяных и газоконденсатных месторождений. Автореферат канд. дисс. / И.И. Курилец. – Львов, 1970.
12. Копистянський Р.С. Значення тріщинуватості порід у формуванні нафтових родовищ Радянських Карпат / Р.С. Копистянський. – К.: Вид-во АН УРСР, 1959.
13. Линецкий В.Ф. Трещиноватые коллекторы нефтяных месторождений Восточных Карпат / В.Ф. Линецкий // Тр. совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1966.
14. Шишигин С.И. О трещинных коллекторах нефти и газа в Восточных Карпатах / С.И. Шишигин // Научные записки Львовского политех. ин-та, серия геолого-разведочная. – Львов, 1956.
15. Бортницкая В.М. Изучения трещиноватости коллекторов палеогена нефтяных месторождений Предкарпатского прогиба / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутовая // Тр. УкрНИГРИ. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 4.
16. Гурьба П.К. Коллекторы нефти палеогеновых отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Дисс. ... канд. наук. – Борислав, 1961.
17. Сафаров И.П. Физические параметры коллекторов нефти и газа Внутренней зоны Предкарпатского прогиба / И.П. Сафаров // Труды НТС по проблеме нефтеносности Украины, К., 1959.
18. Гнатюк Р.А. Исследование вопросов повышения нефтеотдачи на месторождениях Предкарпатья: дисс. ... канд. наук / Гнатюк Р.А. – Ивано-Франковск, 1966.
19. Иванюта М.М. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов Бориславского, Битковского и Долинского нефтяных месторождений / М.М. Иванюта, Н.Р. Ковальчук, В.Ф. Малахов // Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. – К.: Наукова думка, 1965. – №1.

*Стаття поступила в редакційну колегію 23.11.2009 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.***

**PHYSICAL – PETROGRAPHIC PARAMETERS OF
COLLECTORS OF OIL AND GAS DEPOSITS OF THE
CARPATHIANS NAFTOGAZONOSNOGO REGION**

V. I. Grytsyshyn

*Carpathians management of geophysical works;
76011, Ivano-Francovsk, voul. I.Blavatscogo, 22;
e-mail:kugr@ttk.if.ua*

The question of study of physical-petrography parameters of breeds-collectors of deposits Palaeogene of the Borislavsk-Pocutsk area (south-east part) of the Pre-Carpathians bending with the use of data of kern, selected in mining holes during the boring drilling, results of test of oil and gas objects taking into account the results of geophysical researches of mining holes, is examined. Confronted data of litologo-petrofizichnih properties of breeds with geological-geophysical parameters, that allowed to divide sandstones and alevroliti on two categories: industrial collectors (group And) and non-commercial (group). Ill.14. Bibl.19.

Key words: collector, geophysical parameters, deposits Palaeogene, specific electric resistance, neutron properties of breeds, speed of resilient vibrations, porosity, permeability.