

## ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ СТРУКТУРИ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ НА ЛОПУШНЯНСЬКОМУ НАФТОВОМУ РОДОВИЩІ

Я.М. Фтемов

Геолого-тематична група ПУБР ПАТ «Укрнафта», 76011, м.Івано-Франківськ, вул.Блавацького, 22,  
тел. (0342) 710553, e-mail: ftyom\_76@ukr.net

Описано основні риси геологічної будови Лопушнянського нафтового родовища. Висвітлено процес відкриття та освоєння родовища (зокрема юрських відкладів). Охарактеризовано модель пастки і екрануючих покришок родовища, яка є моделлю нового типу в Карпатській нафтогазовій провінції і поки що єдиною продуктивною в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину, зокрема в піднасуві Карпат.

Запропоновано уточнену структурну модель юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища.

Проведено комплексні петрофізичні дослідження карбонатних колекторів верхньоярського продуктивного горизонту. Висвітлено особливості будови структури порового простору карбонатних колекторів.

Для оцінки коефіцієнта пористості колекторів окрім взірців керну запропоновано більше зосередити увагу на використанні даних ГДС – НГК (нейтронний гама-каротаж) і ГК (гама-каротаж).

Ключові слова: керн, пористість, проникність, залишкова водонасиченість, нафтоносність.

Описаны основные черты геологического строения Лопушнянского нефтяного месторождения и процесс его открытия и освоения (в частности юрских отложений). Охарактеризована модель ловушки и экранирующих покровов месторождения, являющаяся моделью нового типа в Карпатской нефтегазовой провинции и пока единственной производительной в Бильче-Волицькой зоне Предкарпатского прогиба.

Предложена уточненная структурная модель юрских отложений Лопушнянского нефтегазового месторождения.

Проведены комплексные петрофизические исследования карбонатных коллекторов верхнеюрского продуктивного горизонта. Отражены особенности строения структуры порового пространства карбонатных коллекторов.

Для оценки коэффициента пористости коллекторов кроме образцов керна предложено сосредоточить большее внимание на использование данных ГДС - НГК (нейтронный гамма-каротаж) и ГК (гамма-каротаж).

Ключевые слова: керн, пористость, проницаемость, остаточное водонасыщение, нефтеносность.

The main features of geological structure of the Lopushanskii oil field have been described in this article. The process of field discovery and development (and in particular Jurassic sediments) has been explained. The deposit trap and screening overlays model gas been characterized. This model is of a new type in the Carpathian Oil and Gas Province; meanwhile it is the only one productive in the Bilche-and-Volytsia Zone of the Pre-Carpathian Flexure, in particular, in the Carpathians Underthrust.

More accurate structural model of the Lopushanskii oil and gas field Jurassic sediments has been offered.

The complex petrophysical research of the Upper Jurassic productive horizon carbonate reservoirs has been conducted. The structure peculiarities of the carbonate reservoirs pore space have been explained.

In order to evaluate the porosity coefficient of reservoirs, except core samples, it has been suggested to focus on the utilization of data of MAD (maximum allowable discharges) - NGL (neutron-gamma logging), and GL (gamma logging).

Key words: core, porosity, permeability, residual water saturation, oil-bearing capacity.

Карбонатні породи здавна були важливим резервуаром нафти і газу, і це їх значення у міру розвитку пошуково-розвідувальних робіт не тільки не зменшується, а і з ряду причин навіть зростає.

Достатньо уваги вивченню закономірності глобальної нафтогазоносності карбонатних відкладів присвятив В.Г.Кузнецов [1]. Зокрема в своїх працях він вказує, що на карбонатних породах і пісковиках (які загалом містять не менше 98-99 % світових запасів вуглеводнів) стосовно розповсюдженості цих порід в континентальному секторі, нафтогазоносність виявляється на користь пісковиків, хоча і не значною мірою. Більші відмінності проявляються при порівнянні середніх розмірів родовищ. Виявилося, що серед родовищ-гігантів, нафтогазоно-

сність у пісковиках майже в 1,5 рази більша, а сумарні запаси близькі за об'ємом, тому середня величина запасів родовищ з карбонатними колекторами в 1,35 рази вища, ніж з теригенними.

Розподіл запасів вуглеводнів карбонатних товщ у геологічному розрізі загалом є аналогічним розподілу загальних ресурсів, але між ним існують і важливі відмінності.

Перш за все, різко (в 3-5 разів) скорочується частка запасів у палеозої, а мезозойський максимум стає ще більш різким. Відношення частки нафти до відсоткового складу карбонатних порід складає: в палеозої – 0,06-0,08, в мезозої – 2,3-2,4, в кайнозої – 2,4-2,7, тобто питома нафтонасиченість карбонатних порід збільшується з віком.

Друга відмінність полягає у різко вираженій концентрації запасів вуглеводнів у карбонатних відкладах у більш вузьких інтервалах розрізу. Це унікальний за масштабом максимум у верхній юрі, де зосереджено майже 44% всіх вуглеводнів карбонатних товщ (для вуглеводнів в усіх літологічних типах колекторів ця величина рівна 17-18%).

Третя особливість полягає в неспівпадінні за часом епох максимального накопичення вуглеводнів. За всіма оцінками сумарних запасів вуглеводнів, а також окремо нафти і газу – їх максимума чітко припадають на крейдяну систему. Для карбонатних відкладів він також чітко зсунутий в юру [2].

Об'єм карбонатних порід верхньої юри материків ( $6,43 \cdot 10^6$  км<sup>3</sup>) нижче об'ємів цих порід нижньої і верхньої крейди (8,51 і  $10,73 \cdot 10^6$  км<sup>3</sup> відповідно), в той час як нафтонасиченість карбонатних відкладів верхньої юри більше, ніж удвічі перевищує запаси вуглеводнів загалом.

Виявлені особливості вказують, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість – важливо те, що вони першими «виловлюють» визрівші і мігруючі вуглеводні і активно акумулюють їх; в теригенні ж товщі вони потрапляють пізніше і розподіляються в них більш рівномірно – «розмазуються» без утворення так званих концентрованих накопичень.

Таким чином, на фоні наскрізного розвитку пластових резервуарів з часом виростає значення масивних і, певно, літологічно обмежених резервуарів.

Основною метою даної публікації є залучення інвестицій у нафтогазовий сектор України, стимулювання геологічної розвідки та збільшення видобутку нафти і газу з метою зменшення залежності від імпорту енергоносіїв з Росії.

Метою роботи є визначення особливостей будови структури порового простору карбонатних колекторів для підвищення ефективності геофізичних досліджень свердловин при виділенні і оцінці нафтоносних пластів у верхньоюрському розрізі Лопушнянського нафтового родовища шляхом удосконалення методики комплексної інтерпретації даних ГДС.

Лопушнянське нафтогазове родовище розташоване у Карпатському регіоні Західної України неподалік кордону з Румунією на території Чернівецької області. У геологічному плані воно знаходиться в Покутсько-Буковинських Карпатах у межах зчленування Скибової зони Складчастих Карпат та Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Нафтогазові поклади родовища приурочені до форланду під Карпатським орогеном. Для Карпатської нафтогазонасної провінції це родовище нового типу, бо з класичних геосинклінальних позицій поширення мезозою не припускалось під насувом Покутсько-Буковинських Карпат [3].

Лопушнянська антиклінальна складка вперше була виявлена в 1970-1971 рр. площовими сейсмічними дослідженнями по умовному сейсмічному горизонту, пов'язаному з покрівлею юрських відкладів.

Пошукові роботи на Лопушнянській площі розпочалися в 1974 році за проектом пошуків та розвідки, яким передбачалося буріння чотирьох свердловин (№ 1,2,3,4) з метою виявлення особливостей будови автохтону і оцінки його нафтогазонасиченості. В результаті буріння свердловин №№ 1,2 наявність антиклінали не було підтверджено, а їх розрізи виявилися обводненими. Подальше вивчення площі продовжилось деталізаційними сейсмічними роботами з переінтерпретацією попередніх матеріалів.

В результаті цих робіт в 1980 році була виявлена нова антиклінальна складка. Свердловини №№ 1, 2 знаходяться далеко поза її межами.

У склепінній частині цієї структури в 1980 році була забурена свердловина №3, яка і стала в 1984 році першовідкривачем Лопушнянського нафтового родовища. При її випробуванні з сеноманських відкладів на глибині 4200 м було отримано 223 м<sup>3</sup> високоякісної нафти і 49,1 тис.м<sup>3</sup> газу на добу. Цим вперше доведена прогнозована нафтогазонасиченість автохтону Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину під насувом Покутсько-Буковинських Карпат. В подальшому були відкриті поклади нафти в палеогенових відкладах (свердловина №8) та юрських відкладах (свердловина №4) [4].

В геологічній будові родовища беруть участь відклади автохтону Більче-Волицької зони, нижні моласи міоцену Самбірської зони, флішеві утворення крейди – палеогену Покутсько-Буковинських Карпат та алохтону верхньої крейди Скибової зони Берегових Карпат.

Це родовище унікальне тим, що його відкриття підтвердило значні перспективи “старого” Західного регіону, в першу чергу піднасувних зон. Вирізняється воно і своєю дуже складною будовою, а також відкриттям трьох покладів з великими дебітами нафти (до 300 м<sup>3</sup>/добу). Нетрадиційні і для розрізів регіону типи колекторів із низькоомними характеристиками, а також відмінний від відомих склад мікрокомпонентів у нафтах та водах.

Верхньоюрські відклади розкриті в інтервалі 4344-4450 м (абс. глибина -3418-3524 м). Пласти-колектори в інтервалі 4445-4367 м представлені ущільненими вапняками з питомим електричним опором  $\rho_n^{BK} = 35,0-60,0$  Ом·м. Пласти в інтервалі 4368,5-4407,0 м (абс. глибина -3442,5-3481 м) представлені вапняками з питомим електричним опором  $\rho_n^{BK3} = 2,5-15,00$  Ом·м,  $\rho_n^{BK} = 1,8-3,5$  Ом·м. Аналоги пластів-колекторів були розкриті в свердловині №4-Лопушна, у якій при випробуванні загального інтервалу 4302-4336 м (абс. глибина -3427-3459 м) отримано промисловий приплив нафти.

Нижче 4420 м в розрізі свердловини спостерігається пониження питомого опору. Так, в інтервалі 4420-4433 м (абс. глибина -3494-

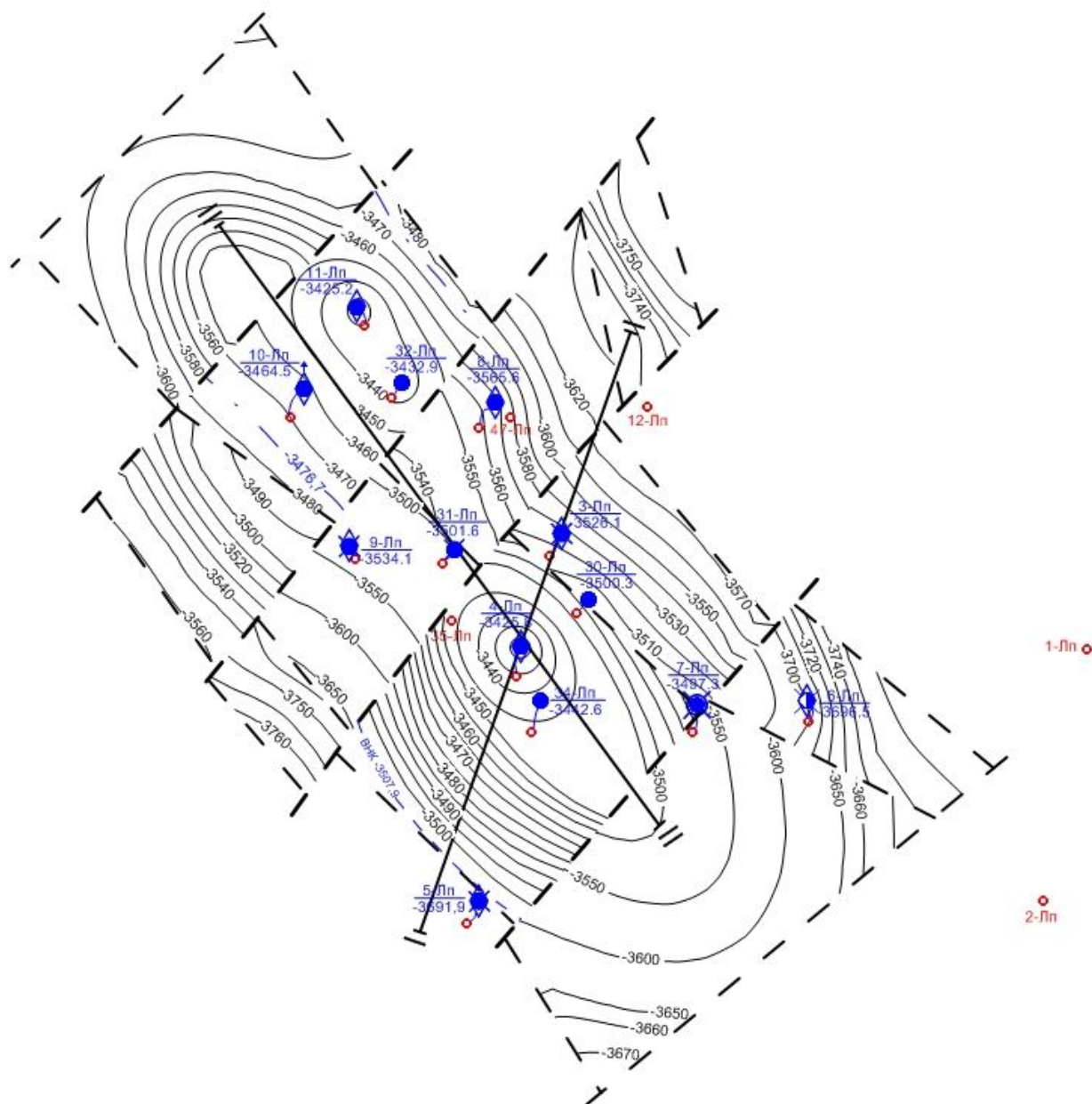


Рисунок 1 – Лопушнянське нафтове родовище. Структурна карта покрівлі першого продуктивного горизонту відкладів юри

3507 м) пласти-колектори з  $\rho_{п}^{БКЗ} = 2,1-3,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{п}^{БК} = 1,0-2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , в інтервалі 4435-4441 м з  $\rho_{п}^{БК} = 0,9-1,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Аналоги пластів випробуванні у свердловині №4-Лопушна в інтервалі 4350-4380 м (абс. глибина -3474-3504 м) отримано промисловий приплив нафти.

Умовний ВНК для юрського покладу за даними підрахунку запасів прийнято на глибині -3507,9 м.

На основі цих даних мною було побудовано уточнену модель покрівлі першого продуктивного горизонту юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища (рис. 1), а також профілі через свердловини родовища (рис. 2, 3), що надає можливість збільшити об'єми буріння і видобуток нафти.

У всіх пробурених свердловинах, за винятком свердловини №30, був відібраний керн, на зразках якого лабораторними методами вивчалися колекторські властивості порід-колекторів продуктивних пластів та покришок.

Відбір керна у свердловинах проводився керновідбірним пристроєм "Надра", а також боковим ґрунтоносом. Роботи, пов'язані з керном, зокрема з його відбором, обробкою та зберіганням, здійснювалися згідно відповідних нормативних документів.

Дані про обсяги проходки з відбором керну, його винесення та вивченість по покладах наведені в таблиці 1. Всього з продуктивних горизонтів в юрському покладі відібрано: 15,4 м (блок II, св.св. 4 та 7) і 27,0 м (блок IX, св.св. 11, 32), всього 42,4 м керна.

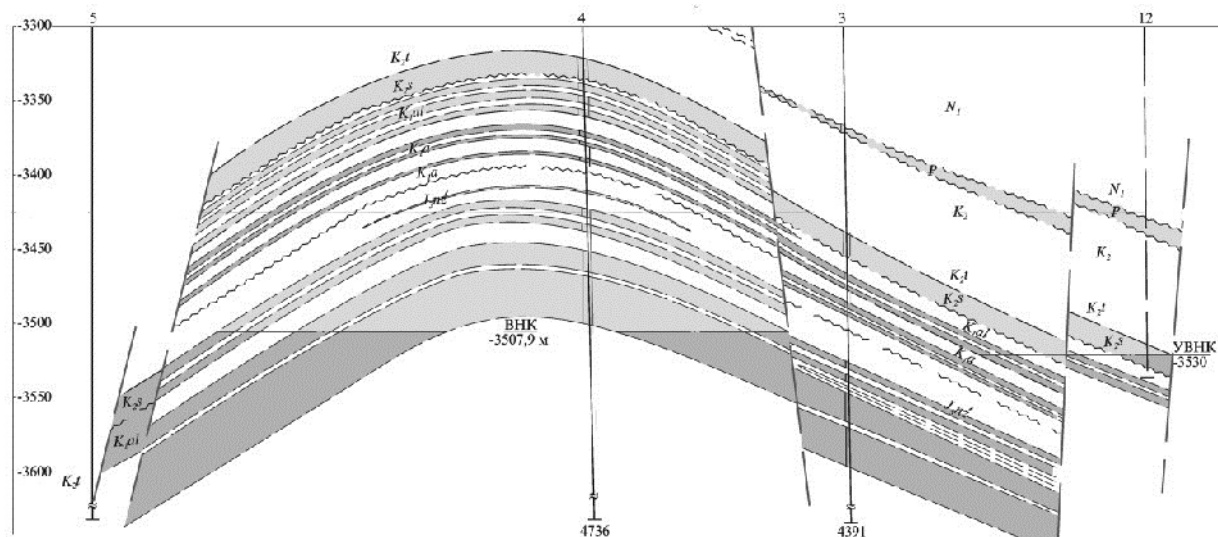


Рисунок 2 – Геологічний профіль вздовж лінії I-I

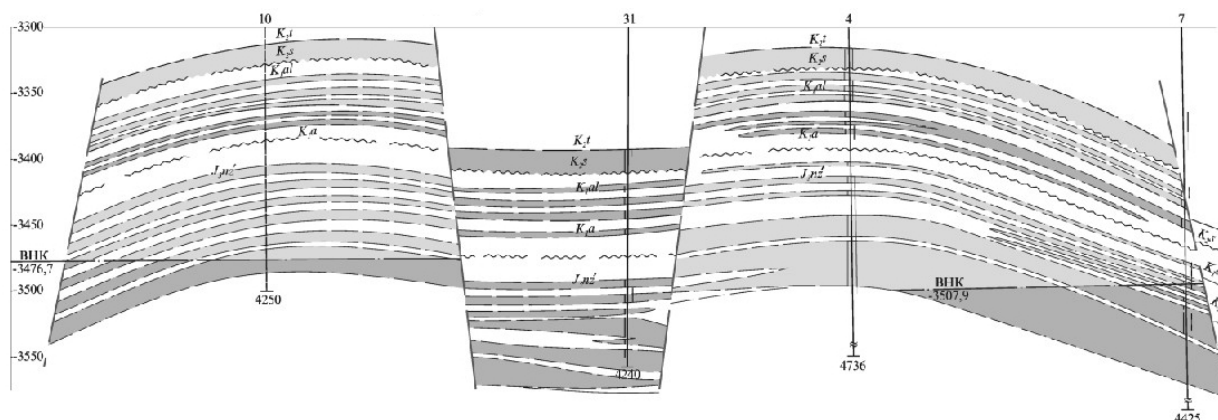


Рисунок 3 – Геологічний профіль вздовж лінії II-II

В комплекс лабораторних досліджень керну були включені визначення гранулометричного складу, відкритої пористості, карбонатності, нафтоводонасиченості, проникності та інших параметрів [5]. Фізичні характеристики порід в поверхневих умовах визначалися в Комплексній тематичній партії ДПП “Західукргеологія”, ЦНДЛ АТ “Укрнафта” та Івано-Франківському інституті нафти і газу (ІФІНГ), а в пластових умовах – в УкрДГРІ, ВНДГНІ та ІФІНГу.

Лабораторні дослідження проводились за сучасними методичними рекомендаціями і вимогами інструкції ДКЗ, розробками УкрДГРІ (1978, 1999) за дотриманням ГОСТ 26450.0 (1,2) – 85.

Дослідження відкритої пористості, проникності і карбонатності в поверхневих умовах проведені у 197, 130 і 79 зразках відповідно (свердловин 3, 4, 8, 11, 32).

По перерахованих вище параметрах відібрано і проаналізовано у верхньоюрських відкладах – 111, 61 і 29 взірців відповідно (свердловин 4, 11, 32);

Водонасиченість визначалась по 120 взірцях (свердловин 3, 4, 11, 32).

Літологічний склад порід вивчений в 32 шліфах (свердловин 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11), а також за допомогою гранулометричних аналізів 186 зразків (свердловин 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11).

Перспективна частина нижнівської світи поширена на всій площі структури.

Горизонт складений в основному вапняками сірими, світло-сірими, тріщинуватими, кавернознопористими, в окремих випадках зі стилолітами і кальцитовими прожилками.

Згідно з результатами мікроскопічних досліджень вапняки відносяться до двох різновидів:

- 1) мікрозернистих з детритом, розвинених в нижній частині горизонту;
- 2) грудчастих, поширених у верхній частині продуктивної пачки.

Колектори нижньої частини горизонту здебільшого представлені білими, зрідка світло-сірими, інтенсивно дрібнокавернозними, крихкими вапняками з багатьма різноорієнтованими прямими тріщинами. Під окуляром мікроскопа вапняки, як правило, без будь-яких інших домішок і відзначаються значною структурно-текстурною різноманітністю (здебільшого це візерунчасто-поровокавернозна текстура з численними тонкими тріщинами).

Таблиця 1 – Відбір і винесення керна по свердловинах Лопушнянського родовища

№№ св.	Горизонт проект. факт.	Глибина, м проектний фактичний	По всьому розрізу				
			Проходка з відбором керна, м		Винесення керна, м	Винесення керна, % від проходки з відбором керна	Винесення керна, % від загальної проходки
			план	факт.			
3	<u>Mz</u> J <sub>3</sub>	<u>4550</u> 4391	91	95,5	41,5	43,5	0,9
4	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4760</u> 4736	199	207	129,4	62,5	2,7
5	<u>Pz</u> Pz	<u>4850</u> 4928	205	208	84,99	40,8	1,7
6	<u>Pz</u> J <sub>3</sub>	<u>4900</u> 4485	148	148	70,6	47,7	1,6
7	<u>Pz</u> J <sub>3</sub>	<u>4950</u> 4425	119	119	55,15	46,3	1,2
8	<u>Pz</u> J <sub>3</sub>	<u>4800</u> 4334	84	58	28,7	49,5	0,7
9	<u>Pz</u> J <sub>3</sub>	<u>4950</u> 4714	163	178	128,85	72,4	2,7
10	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4500</u> 961	145	-			
11	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4950</u> 4374	278	280	155,6	55,5	3,6
12	<u>J<sub>3</sub></u>	<u>4950</u> 2971	203	23	15,6	67,8	0,5
30	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4440</u> 4288	-	-	-	-	-
31	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4500</u> 4420	49	49	21,45	43,8	0,5
32	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4800</u> 4245	16	16	15,1	94,4	0,3
35	<u>J<sub>3</sub></u> J <sub>3</sub>	<u>4440</u> 3310					
<b>Всього по родовищу</b>		<b><u>66650</u> 56582</b>	<b>1700</b>	<b>1381,5</b>	<b>746,94</b>	<b>54,1</b>	<b>1,3</b>

Порода – це зерниста кальцитова тканина з невеликою кількістю скелетних залишків, що погано збереглися. У вапняку нерівномірно зафіксовано складний рисунок із тонких (0,01-0,03 мм) примхливо вигнутих ліній, які часто переплітаються і є більш світлими, ніж вміщуюча тканина. Контури цих ліній плавні і, як правило, округлі. Здається, що порода є скупченням дрібних овальних мікрозернистих уламків. Іноді в центрі таких світлих овалів і петель знаходяться дрібні (0,02-0,05 мм) пори. Останні часто згруповані у вигляді ланцюжка сплюснuto-овальних порожнин різної величини, що приурочені до смужок світлого кальциту. Рідше спостерігаються відносно крупні відокремлені каверни (до 0,5 мм), поширені на мікроділянках ажурних узорів найбільшої густоти.

Мікроскопічно пористість можна оцінити на різних ділянках – від 5 до 10-20%. Крім цього, вся порода посічена численними прямолінійними різноорієнтованими тріщинами шириною до 0,02-0,05 мм, які заліковані мікрозернистим крустифікаційним кальцитом.

Особливості структури і текстури породи свідчать про те, що весь такий кальцитовий осад і релікти планктонної і бентосної фауни перероблені синьо-зеленими водоростями, а сучасного стану порода набула в результаті їх біохімічної дії.

Кількість органічного матеріалу сягає 5-15%.

Вищеописана порода, названа В.М. Утробіним “сітчастими” вапняками, є високоємнісним колектором загальною товщиною від 25 до 43 м.

На цих відкладах без розмиву залягають окремі пласти товщиною від 1-8 до 15-32 м, представлені здебільшого білими дрібнопористотріщинуватими дрібномікрозернистими водоростевими вапняками.

Породоутворюючими є грудки мікрозернистого кальциту округлої, подовженої та неправильної форми розміром 0,1-3,0 мм. Вміст інших формених елементів (скелетних утворень та ін.) найчастіше незначний, і лише іноді досягає 10-15%. В окремих випадках грудчастість виражена слабо, спостерігаються плями однорідної мікро-яснозернистої маси. В окремих місцях спостерігається пойкилітова цементация, утворена крупними (до 3 мм) кристалами кальциту.

Зустрічаються рештки форамініфер, уламки черепашок брахіопод, голкошкірих, котрі часто обволікаються синьо-зеленими водоростями. Трапляються крупні (більше 1 мм) включення синьо-зелених водоростей (онколіти) та перекристалізовані рештки строматопорат. У верхній частині у вапняках спостерігаються примхливої форми пори, каверни та тріщини, виповнені середньо-крупнокристалічним кальцитом у зв'язку з заліковуванням поровотріщинного простору за рахунок проникнення розчинів під поверхню розмиву.

Вапняки грудчасті розповсюджені у верхній частині продуктивного горизонту.

Хімічний склад верхньоюрських вапняків здебільшого кальцитовий і за вмістом домішок досить однорідний: в обох різновидах наявна незначна кількість мікро-дрібнозернистого доломіту (до 2%); вміст залістистих мінералів (пірит, сполуки окисного заліза) гранично низький; нерозчинний у соляній кислоті залишок (алеуритові і піщані частини кварцу, глинисті мінерали та ін.) не перевищує 1,4%.

Будова порожнинного простору вапняків складна, утворена порами, кавернами та тріщинами. Розмір пор та каверн сягає 5 мм, їх форма в основному неправильна, рідше ізометрична або подовгувата. При мікроскопічному вивченні видно сполучні канали з постійним перетином – від 5-10 до 30 мкм і більше. У грудчастих вапняках порожнини зв'язані в основному з міжформовим простором, у мікрозернистих вапняках з детритом вони розсіяні серед основної маси. Відкриті тріщини орієнтовані у різних напрямках, ледь хвилясті, іноді кулісоподібні, переривчасті, з розкриттям 5-20 мкм. Інколи тріщини перетинають пори і каверни, що є їх сполучними каналами. Другорядну роль відіграють порожнини, зв'язані зі стилітами. Тріщинуватість порід найбільш властива нижній частині продуктивного горизонту.

Наявність в описаних породах розгалуженої системи первинних та ранньолітогенетичних порожнин робить породи проникними і надає їм високих фільтраційно-ємнісних властивостей.

Слід зауважити, що за наявним керновим матеріалом визначити повний об'єм порожнин та істинне співвідношення їх окремих частин в інтенсивно тріщинуватих породах неможливо,

оскільки останні при бурінні та піднятті на денну поверхню розпадаються на блоки розміром від декількох міліметрів до 3-4 м і більше. Саме тому одержані лабораторні дослідження на циліндричних зразках характеризують переважно щільні, слаботріщинуваті породи або матрицю сильно тріщинуватих порід.

Численні відкриті пори і тріщини, різні за величиною і формою, які надають породі властивостей доброго колектора, чітко приурочені до структурних відокремлень в дрібнокристалічному матриксі. Величина пор (тріщин) змінюється від 0,05 мм до 0,2 мм в поперечнику. На їх стінках видно кальцитову інкрустацию.

У зв'язку з високою неоднорідністю юрських порід за сумарною ємністю порожнин проводилися масові заміри параметра газоволюметричним методом – від 2 до 6 визначень для одного зразка керну.

Інтерпретація даних ГДС в умовах складного геологічного розрізу передбачає заміну реальної моделі гірської породи адекватним ідеалізованим середовищем зі значно меншою кількістю параметрів і факторів, що впливають на геофізичну характеристику, так звану петрофізичною моделлю.

Математично таке ідеалізоване середовище може бути описане системою лінійних і нелінійних петрофізичних рівнянь та отримало назву інтерпретаційної моделі [6, 7, 8].

Заміна реальної моделі ідеалізованою дає можливість із допомогою отриманої системи рівнянь вирішувати обернену геологічну задачу: визначати основні підрахункові параметри  $h_{ef}$ ,  $K_p$ ,  $K_{ng}$ , встановлювати граничні межі колектора.

На відібраних зразках визначались параметри: відкрита пористість ( $K_p$  в.), абсолютна газопроникність ( $K_{pr}$ ), ефективна газопроникність, в присутності залишкової води ( $K_{pr\ ef}$ ), залишкова водонасиченість ( $K_{vz}$ ) капілярметричним методом, електричний опір при 100%ній і проміжній водонасиченості ( $K_{vz} < K_v < 100\%$ ), порометричні характеристики, представлені у вигляді гістограм розподілу пор за розмірами.

Визначалась літологія зразків, їх структурно-текстурні особливості, склад та тип цементу. На основі петрофізичних визначень для кожного підрахункового об'єкта будувались петрофізичні зв'язки типів "кern-кern" і "кern - геофізика".

Взаємозв'язки групи "кern-кern" представлені попарними зіставленнями: відкритої та ефективної пористості, відкритої пористості та абсолютної проникності, залишкової водонасиченості та відкритої пористості.

Графічне зображення зв'язків типу "кern-кern" представлені на рисунках 4-6. Ця група зв'язків використовувалась для обґрунтування нижніх меж колектора ( $K_p$ ,  $K_{ng}$ ), визначення однієї властивості за допомогою іншої, встановлення петрофізичної моделі колекторів.

Крім того, для характеристики ФЄВ колекторів за даними лабораторних визначень по-

Співвідношення  $K_{пр} = f(Kп)$

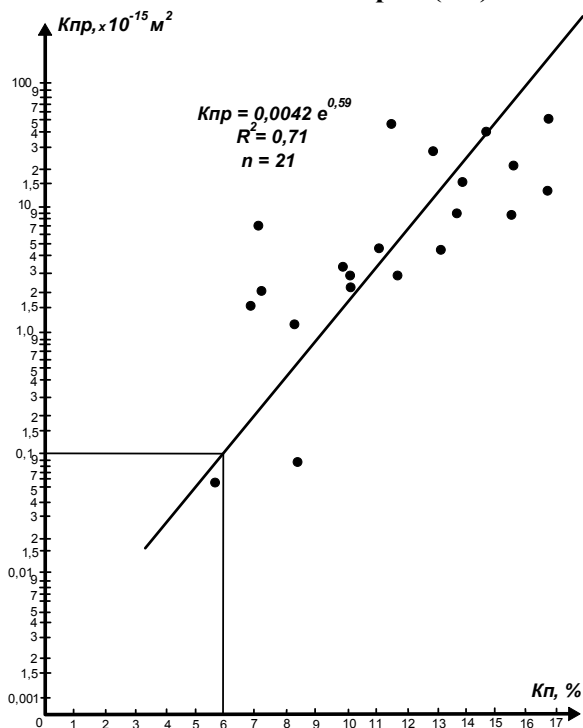


Рисунок 4 – Співвідношення відкритої пористості та абсолютної проникності

Співвідношення  $Kп^{эф} = f(Kп)$

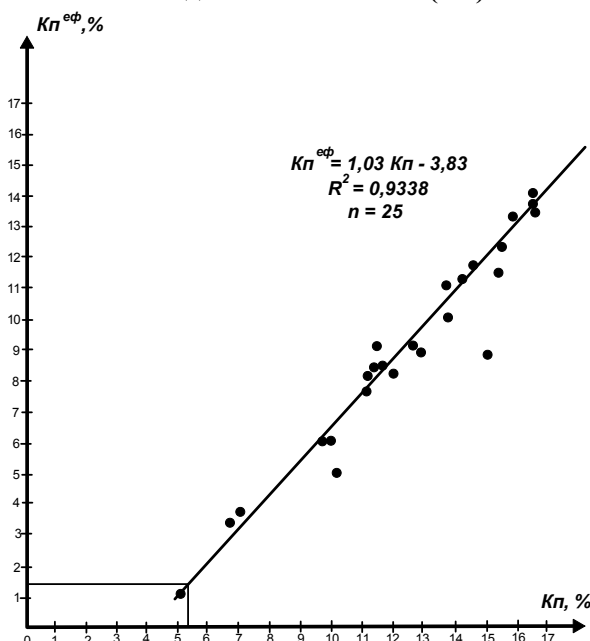


Рисунок 5 – Співвідношення відкритої та ефективної пористості

Співвідношення  $K_{вз} = f(Kп)$

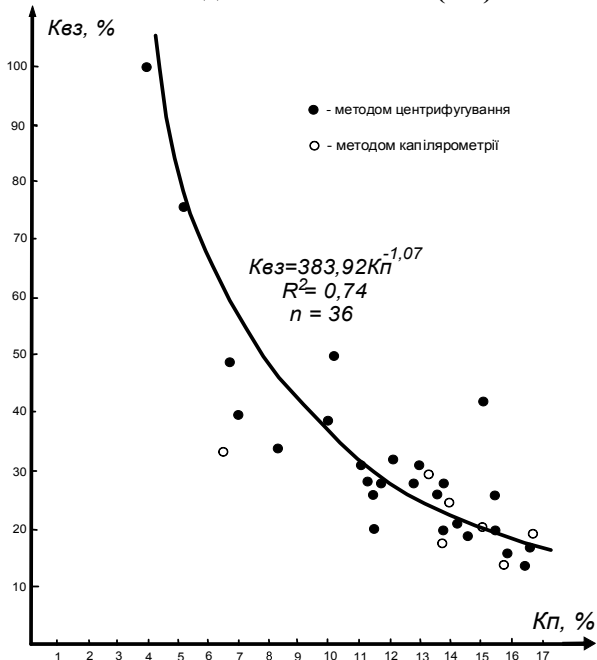


Рисунок 6 – Співвідношення залишкової водонасиченості та відкритої пористості

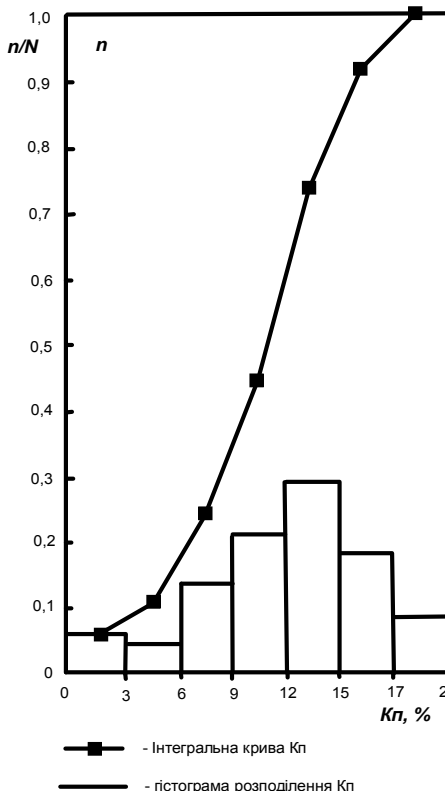


Рисунок 7 – Гістограма та інтегральна крива розподілу значень пористості для верхньоюрських відкладів

будовані гістограми та інтегральні криві розподілу значень пористості для верхньоюрських відкладів (рис. 7.).

Як видно з графіків, у відкладах верхньої юри за результатами досліджень 83 зразків  $Kп$  змінюється в межах від 0% до 16,4%; 83% зразків мають  $Kп$  більше 5,7%.

Оцінка коефіцієнта пористості цих колекторів за взірцями порід без даних ГДС не завжди достовірна з низки причин, до числа яких треба віднести, в першу чергу, необліковані втрати керну, часткова його непридатність для повноцінних лабораторних досліджень і обмежені об'єми відбору взірців порід, що зумовлено причинами техніко-економічного характеру. У зв'язку з цим, велика увага приділяється питанню визначення коефіцієнта пористості за даними ГДС.

Для вирішення поставленої задачі найбільш часто використовують криві АК і НГК (який в теперішній час забезпечений найбільш стабільно працюючою термостійкою свердловинною апаратурою і необхідним для вивчення карбонатного розрізу палетковим матеріалом). Враховувалось також його нечутливість до будови порового простору і забезпеченість замірами НГК практично всіх свердловин.

Таким чином, проведені комплексні петрофізичні дослідження карбонатних колекторів верхньоярського продуктивного горизонту Лопушнянського родовища дають підстави зробити такі висновки.

1. Модель колектора за типом ємності і умовами фільтрації належить до складного класу і за розподілом флюїдів має такі особливості: вода займає найбільш дрібні порові канали з розмірами, співвимірними з подвійною товщиною її плівки, і покриває поверхню частково гідрофобізованих відносно крупних порожнин і стінок відкритих тріщин.

2. Пов'язувати низький питомий опір колекторів за даними електрокаротажу з особливостями мінерального складу твердої фази порід немає підстави. В породах відсутні мінеральні домішки, що утворюють ланцюги для провідності електричного струму.

3. Проведені експериментальні дослідження свідчать, що понижена електрична провідність продуктивних колекторів може бути зумовлена характером насичення в зоні проникнення фільтрату бурового розчину. Радіус проникнення в тріщинуватому пласті може досягати декількох десятків метрів в залежності від розкритості тріщин і властивостей фільтрату, тобто може значно перевищувати глибину вивчення пласта методами промислової геофізики.

## Література

- 1 Кузнецов В.Г. Некоторые закономерности нефтегазоносности карбонатных отложений [текст] / В.Г.Кузнецов // Изв. АН СССР. – 1991. – №2. – С.119-132. – Серия геологическая
- 2 Кузнецов В.Г. Некоторые вопросы нефтегазоносности в связи с эволюцией карбонатного осадконакопления [текст] / В.Г.Кузнецов // Док. АН СССР. – 1990. – Т.310, №1. – С.158-162.
- 3 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских карпат [текст] / Тр.УкрНИГРИ. – 1971. – Вып.25. – С.392.
- 4 Фтемов Я.М. Звіт про науково-дослідну роботу: Уточнення геологічної будови структур і площ Бориславського, Долинського та Надвірнянського нафтопромислових районів та виявлення нових перспективних нафтогазоносних об'єктів за аналізом буріння і геофізичних матеріалів [Текст] / Я.М.Фтемов, Л.М.Бартманська, Г.Ф.Дмитренко. – І.-Ф.: ГТГ ПУБР ВАТ «Укрнафта», 2011 – С. 99.
- 5 Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытания продуктивных пластов [Текст] / Б.Ю.Вендельштейн. - Калинин, 1990. – С.10-21.
- 6 Отчет: Совершенствование методик определения по данным ГИС, в том числе на ЗВМ, подсчетных параметров в сложнопостроеных карбонатных коллекторах ДДВ, Передкарпатья и Западно-Сибирской низменности [текст] / МинГео СССР НВО «Союзпромгеофизика» (ВНИГИК). Тема 284. – Тверь, 1991. – 54 с.
- 7 Басин Я.М. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным [текст] / Я.М.Басин, В.А.Новгородцев. - М.: Недра, 1987. – 231 с.
- 8 Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами [Текст]. – М.: Недра, 1974. –287 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
05.10.12*

*Рекомендована до друку професором  
Маєвським Б.Й.*