

прогин, а газу – значною мірою до нижнього насуву, тобто границі розподілу зовнішнього та внутрішнього крила крайового прогину (“лінія Толвинського”). В деталях же поліхронна і полігенна картина формування покладів ВВ істотно опосередковується реальною дуже складною структурною тканиною середовища і головним чином тріщинуватістю, дуже істотна роль якої все більш виходить на передній план [3, 4].

Уявлення, що пропонуються, дають змогу по-новому оцінити перспективи крайових прогинів – видатного тектонотипу ВВ-носних структур, резерв яких на території України вельми значний [6].

Більш докладно проблема висвітлена в брошурі Е.И. Паталаха, И.К. Сенченков, О.П. Червинко, В.И. Трегубенко, Н.И. Лебедь “Фильтр-прессинг как механизм вторичного обогащения УВ краевых прогибов (в природе и в эксперименте). - Київ, 2002, 43 с.

Література

1. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат.-М.:Недра.1971. 388 с.
2. Зоненшайн Н.П. Учение о геосинклиналях. М. Недрa. 1974. 220 с.
3. Бойко Г.Ю. Нові уявлення про будову нафтогазових покладів у Прикарпатті. “Нафта і газ України,-Львів.-1995.- Т.1.- С. 57-60
4. Орлов О.О., Окрепкий О.М. Кінематика формування тектонічних тріщин в гірських породах і її вплив на утворення родовищ нафти і газу. Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтеносностью пассивных окраин континентов.- Сімферополь, 2000. С. 172-174.
5. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Аргунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред.- М.: Недрa. 1981. 339 с.
6. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И. Проблема краевых прогибов и прогноз УВ. -Київ 2002 255 с.

УДК 622.276.98

ПЕРСПЕКТИВИ ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ (6-7 ТИС.М) ЛОПУШНЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ ЗА ДАНИМИ НАДГІДРОСТАТИЧНИХ ТИСКІВ

*Орлов О.О., Федоришин Д.Д., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Федорів В.В.
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (м. Івано-Франківськ,
Карпатська 15)*

Рассматривается метод определения глубин залегания залежей углеводородов на основании использования информации о сверхгидростатических пластовых давлениях на примере Лопушнянской площади.

The method of determination of depth occurrence of the hydrocarbon deposits on the basis of the information about abnormal pressures on the example of the Lopushna area.

Родовища вуглеводнів зовнішньої зони Передкарпатського прогину належать до пологих, слабо стиснених антиклиналей платформового схилу Передкарпатського прогину та характеризуються низькими значеннями коефіцієнтів інтенсивності пластових тисків (Таблиця 1). Вік відкладів, до яких приурочені відкриті на даний час поклади вуглеводнів, від неогенових до юрських включно.

Але, як видно із таблиці 1 на деяких площах у природних резервуарах зовнішньої зони Передкарпатського прогину зафіксовані надгидростатичні пластові тиски (НГПТ). Характерною серед таких площ є Лопушнянська площа. Процес формування НГПТ у нафтогазоносних природних резервуарах є багатофакторний. Функціональні та числові характеристики факторів, які впливають на виникнення НГПТ, проявляються по різному на окремих стадіях еволюційного розвитку природних резервуарів [1]. Але завжди існує той чи інший фактор, який забезпечує утворення та утримання НГПТ в нафтогазоносному покладі відносно нормального гідростатичного

пластового тиску. Це такі фактори:

$$P_{\text{НГПТ}} = P_{\text{н.гїдр.}} + \Delta P_{\text{обл.ж.}} + \Delta P_{\text{ущ.}} + \Delta P_{\text{дх,у}} + \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{кат.}} + \Delta P_{\text{пїдт.}}$$

де: $P_{\text{н.гїдр.}}$ – нормальний гїдростатичний тиск; $\Delta P_{\text{обл.ж.}}$ – додатковий тиск за рахунок гїпсометричного перевищення області живлення над природним резервуаром; $\Delta P_{\text{ущ.}}$ – додатковий пластовий тиск, що виникає в процесі їх ущільнення; $\Delta P_{\text{дх,у}}$ – додатковий пластовий тиск, що виникає в колекторах при інтенсивному складкоутворенні; $\Delta P_{\text{т}}$ – додатковий тиск, який виникає за рахунок аномальних пластових температур у відкладах, що призводить до збільшення об’ємів газів, які знаходяться у відкладах; $\Delta P_{\text{кат.}}$ – додатковий пластовий тиск, який може виникнути в нафтогазовій суміші на стадії пізнього катагенезу, якщо у відкладах ще є органічна речовина, яка повністю не переробилась в попередні етапи гїрських порїд; $\Delta P_{\text{пїдт.}}$ – додатковий пластовий тиск в природному резервуарі, який виник і підтримується за рахунок підтоків флюїдів із нижчезалягаючих джерел по тектонїчних розривах.

Розглянемо можливості дії кожного з перелїчених факторів формування НГПТ у зовнїшній зонї Передкарпатського прогину на прикладї природного резервуару нафтогазового родовища Лопушна.

Пїдвищення пластового тиску в Лопушнянському природному резервуарї не можна пов’язувати з $\Delta P_{\text{обл.ж.}}$ нї з боку Карпат, нї з боку Українського кристалїчного щита. Цей природний резервуар знаходиться у відкладах платформового схилу Передкарпатського прогину, де він є ізольованим з пївденного заходу та пївнїчного сходу тектонїчними порушеннями (рис. 1).

Фактор $\Delta P_{\text{ущ.}}$ також в даний час не впливає на формування та пїдтримання НГПТ в природному резервуарї Лопушнянського родовища, бо ущільнення верхньокреїдових і юрських відкладів вже пройшло. Якщо на стадії дїагенезу ущільнення порїд впливало на пїдвищення пластового тиску, то пїсля, впродовж тривалого часу, тиск в природному резервуарї зрівноважився.

Важко уявити, що в природному резервуарї Лопушнянської площї НГПТ виник за рахунок складкоутворення у відкладах платформового схилу Передкарпатського прогину. Не дивлячись на те, що коефїцієнт інтенсивностї Лопушнянської структури дещо пїдвищений вїдносно коефїцієнтів інтенсивностї інших структур Бїльче-Волицької зонї, ця структура є досить пологою.

Фактор $\Delta P_{\text{т}}$ також не є причиною виникнення НГПТ у природних резервуарах Бїльче-Волицької зонї. В таблицї 2 наводиться інформація про замїряні пластовї температури в межах цїєї зонї. Температурнї аномалїї тут відсутнї. До того ж з таблицї 2 видно, що температура відкладів на аномальнїсть пластових тискїв не впливає.

Катагенетичнї процеси, якї б могли сформувати НГПТ у природних резервуарах зовнїшньої зонї, не можна уявити. Згїдно з результатами дослїджень, проведених науковцями Французького інституту нафти разом з фахівцями ІФНТУНГ в Карпатах у 1990 роцї з застосуванням геохімічної станції “Рок-Аваль”, яка дає змогу оперативнo визначити вміст сорбованих вуглеводнїв у гїрських породах та залишкового органїчного вуглецю, встановлено, що сприятливою температурою нафтогазоутворення є 434-437°C. Такї температури у зонї, що розглядається, можуть бути тїльки на значних глибинах [2].

Що стосується фактора $\Delta P_{\text{пїдт.}}$, то цей фактор, на нашу думку, може впливати на формування та пїдтримання НГПТ в окремих природних резервуарах Бїльче-Волицької зонї Передкарпатського прогину. Так, природний резервуар Лопушна розсїчений двома тектонїчними розривними порушеннями карпатського простягання, якї місцевими геологами іменуються Шепїтським та Калуським розломами (рис. 1) [3]. Крім цього, Лопушнянська структура ускладнена ще поперечними та повздожнїми тектонїчними порушеннями скидогового характеру. З цими тектонїчними розривами, а особливо Шепїтським та Калуським розломами, слїд пов’язувати можливїсть пїдтоку вуглеводнїв з нижчезалягаючого джерела, що є причиною формування та постїйного пїдтримування НГПТ у Лопушнянському нафтогазовому родовищі. На наявнїсть джерела вуглеводневих газїв вказують також результати геохімічних дослїджень, якї проведенї на Лопушнянській площї спеціалїстами кафедри геологїї та розвїдки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ в 1900-1994 роках. У приведених четвертинних відкладах були виявленї чїткї газогеохімічнї аномалїї, якї приуроченї до зон тектонїчного дроблення, що пов’язанї з Калуським та Шепїтським розломами. Не слїд пов’язувати виявленї газогеохімічнї аномалїї тїльки з наявнїстю встановленого лопушнянського нафтогазового покладу в креїдово-юрських відкладах, тому що контури газогеохімічних аномалїї не співпадають з контурами покладу і, як правило, зсунутї в напрямї тектонїчних порушень. На наш погляд, газогеохімічнї аномалїї на Лопушнянській площї

генеруються не тільки покладом, а й потужним джерелом вуглеводнів на глибині. Цим джерелом може бути скупчення вуглеводнів значних розмірів. Глибина (H) цього накопичення орієнтовно може бути визначена виходячи із формули гідростатичного тиску

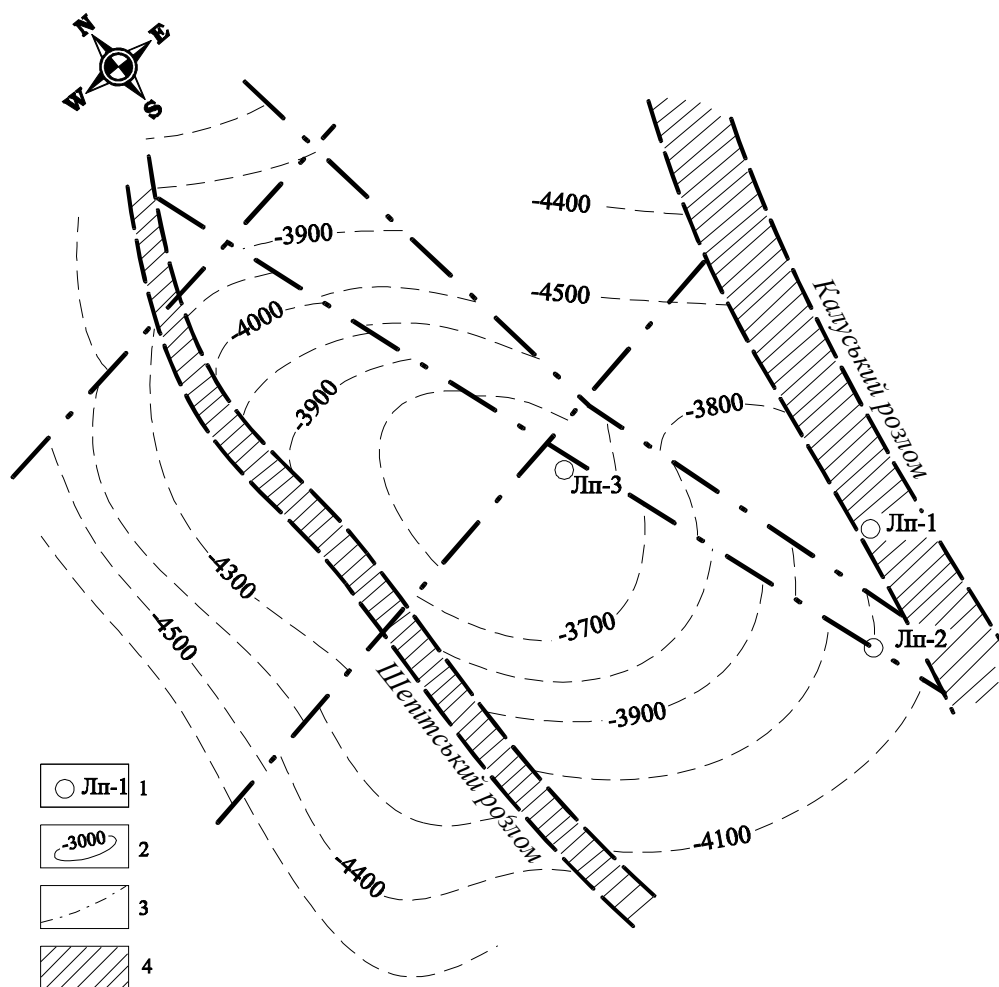
$$P = g \cdot \gamma \cdot H, \text{ [Па]},$$

де: g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; γ – середнє значення густини пластів вододонних горизонтів, які розміщені в товщі гірських порід від денної поверхні до глибини H , кг/м^3 .

Таблиця 1 – Кількісні характеристики структур, заміряні пластові тиски (P_z) і їх коефіцієнти аномальності (K_a) у нафто-газо-вододонних структурах (на ГВК/ ВНК і в воді), в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину і на Велико-Мостівській площі Волино-Подільської плити (за 0.0. Орловим, 1983р.)

Родовище, структура, площа, блок, дільниця	Горизонт	Флюїд	Осі структур, км	Площа, км^2	Амплітуда, м	Коефіцієнт інтенсивності	$P_z \cdot 10^5$, Па	Глибина, м	K_a
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Залужанське	сармат-6 сармат-12 ^a	газ газ	10,5x5,0	32,1	125 550	3,90	224,5	2075,5	1,08
			10,5x5,0	32,1		12,72	443,0	2910,0	1,52
Кохановка	юра	нафта	17,0x4,0	53,5	80	1,31	111,0	1275,0	0,87
Ходновичі	сармат горизонт 14	газ	18,0x7,0	78,0	320	4,10	125,0	1170,0	1,07
Садковичі дільниця св.11	сармат	газ	10,0x2,5	21,3	90	4,23	116,7	1345,0	0,87
Мостисько	сармат	вода з газом	4,0x2,0	6,5	100	15,38	160	940	1,7
Судова Вишня	сармат	вода з газом	8,0x5,0	32,0	300	9,38	155	1174	1,32
Рудки	сармат горизонт 4	газ	9,0x3,3	25,2	60	2,38	103,0	1083,0	0,95
Рудки	юра	газ	15,0x10,0	122,0	160	1,32	148,0	1505,0	0,98
Касько	сармат горизонт 36	газ	6,0x3,5	42,8	150	3,50	78,6	851,0	0,90
Мединичі	торгон-гельвет	газ газ	6,0x4,5	20,5	80	3,90	136,0	1393,0	0,98
Більче-Волиця	верхня крейда	газ	13,5x4,5	51,6	160	3,10	102,3	1083,0	0,94
Угорське	верхня крейда	газ	10,0x5,0	45,0	250	5,56	103,5	1118,0	0,93
Дашава дільниця св. 90А	сармат	газ	6,0x4,5	22,0	100	4,54	71,0	720,5	0,98
Гринівське	тор тон	газ	15,0x7,0	89,3	140	1,57	93,0	1162,0	0,80
Обертинська	тор тон	вода	4,0x1,5	5,0	25	5,00	90,0	800	1,13
Лопушна	верхня крейда-юра	нафта, вода	13,0x7,0	72,0	400	5,5	770,0	4203	1,80
Коршів-Іспас дільниця св.57 /с. Хукотин/	тор тон	аварій-ний викид газу	3,0x2,0	5,0	55	11,00	17,0	120	1,42
Косівське	сармат	газ	18,0x3,0	43,2	50	1,16	66,0	76,0	0,86
Великомостівське /Волино-Подільська плита/	середній девон	вода з газом:	12,0x3,0	38,4	80	2,08	248,0	2394,0	1,04

Якщо вважати, що визначений в природному резервуарі Лопушна надгідростатичний пластовий тиск є наслідком трансмісії тиску із вуглеводневого накопичення на глибині, з яким Лопушнянський нафтогазовий поклад пов'язаний тектонічними розривами і утворює з ним єдину гідродинамічну систему, то тиск 77 МПа відноситься до глибинного вуглеводневого накопичення.



1 – глибокі пошукові свердловини; 2 – ізогіпси покрівлі відбиваючого горизонту; 3 – поздовжні та поперечні скиди; 4 – зони розломів

Рисунок 1 – Структурна карта відбиваючого горизонту у відкладах мезозою за [3]

Таблиця 2 - Заміряні температури в деяких родовищах вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (за О.О. Орловим, 1983 р.)

Родовище, площа	Глибина, м	Температура, °С	Геотермічна ступінь	Коефіцієнт аномальності
Залужани	2075,5	65	37	1,08
Пинянське	2058	64	37,4	1,17
Садковичі	1345	37	47,9	0,87
Кавське	845	33	35,3	0,90
Мединичі	1393	59	27,8	0,98
Більче-Волиця	1116	42,7	33	0,95
Угорське	1091	39	36,3	0,93
Косівське	792	26	46,4	-
Ковалівсько-Черешенське	2025	66	35,5	0,91
Великі Мости	2394	60	46,9	1,04
Середнє значення геотермічної ступені в границях досліджуваних глибин 38,4 м на 1°С				

За вищенаведеною формулою його глибина становить

$$H = \frac{P}{g \cdot \gamma}$$

Розрахунки показують, що середнє значення γ можна прийняти рівним 1280 кг/м³, тоді

$$H = \frac{77 \cdot 10^6}{9.81 \cdot 1280} = 6132 \text{ м.}$$

Визначеній глибині на Лопушнянській площі відповідають відклади палеозою та більш древнього віку. Про перспективи нафтогазоносності цих відкладів у зовнішній зоні та безпосередньо в районі Лопушни вже висловлювалась думка [4] і це є резервом пошуково-розвідувальних робіт в Західно-Українському нафтогазоносному регіоні на наступні роки.

Література

1. Орлов А.А. Математическая модель формирования СГПД // Нефтяная и газовая промышленность - К., 1983, №2, С. 14-17.
2. Орлов О.О. Виявлення нафтопродуючих порід у Карпатах // Нафтова і газова промисловість - К. - 1992, квітень-червень.
3. Головацкий И.Н., Глушенко Л.А. Лопушнянская структура – новый тип ловушки углеводородов. – Нефтяная и газовая промышленность – К – 1984 - №2 - С. 5-6.
4. Анцупов П.В., Крупский Ю.З., Орлов А.А., Просняков А.В. Новые данные о нефтегазоносности юго-восточной части Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба // Экспрес-информационная серия: Нефтегазовая геология и геофизика – отечественный производственный опыт – М – 1985 - вып 1 - С. 17-25.