

Дослідження та методи аналізу

УДК 553.98.: 551.24

КОНЦЕПЦІЯ ГЕОДИНАМІЧНОГО ПОХОДЖЕННЯ АНОМАЛЬНИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В ОСАДОВІЙ ОБОЛОНЦІ ЗЕМНОЇ КОРИ (ЧАСТИНА ДРУГА)

О.О.Орлов, М.І.Євдошук, В.Г.Омельченко, О.М.Трубенко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: geotom@nuing.edu.ua

Аномальные пластовые давления в естественных резервуарах являются реакцией на геодинамические процессы, которые приводят к формированию складчатых структур и тектонических нарушений в осадочной оболочке земной коры. Наводятся принципы методики прогнозирования аномально высоких пластовых давлений за количественными характеристиками складок и расчет тектонических напряжений в горных породах.

Anomalous layers pressures in natural reservoirs is the reaction on geodynamics processes which results in forming of plicate structures and tectonic violations in the sedimentary shell of the earth's crust. Principles of prognostication method are pointed anomalous high layers pressures of after quantitative descriptions of folds and calculation of tectonic tensions in mountain breeds.

Основні засади концепції

Результати проведених досліджень в нафтогазоносних областях Алжиру [7, 15, 21], в Україні [9], в передгірських прогинах Кавказу [12] та в інших областях свідчать про те, що АВПТ в природних резервуарах формуються в процесі складкоутворення в осадовій оболонці земної кори, яке може здійснюватися, як при дії горизонтально спрямованих тектонічних сил в геосинклінальних областях, так і вертикально спрямованих тектонічних сил при підйомі і втискуванні блоків консолідованих порід у відносно м'які шари порід осадкового чохла земної кори на платформах, а також в процесі росту соляних куполів (рис. 1). Чим інтенсивніше проходить процес складкоутворення, тим вище аномальність пластового тиску в природних резервуарах.

Для обґрунтування вказаного було проведено дослідження залежностей коефіцієнтів аномальності пластових тисків (K_a) від коефіцієнтів інтенсивностей локальних структур (i). Було виведено математичні формули залежності $K_a = f(i)$, а також формули підрахунку безпосередньо початкових пластових тисків для нафтогазоносних регіонів України.

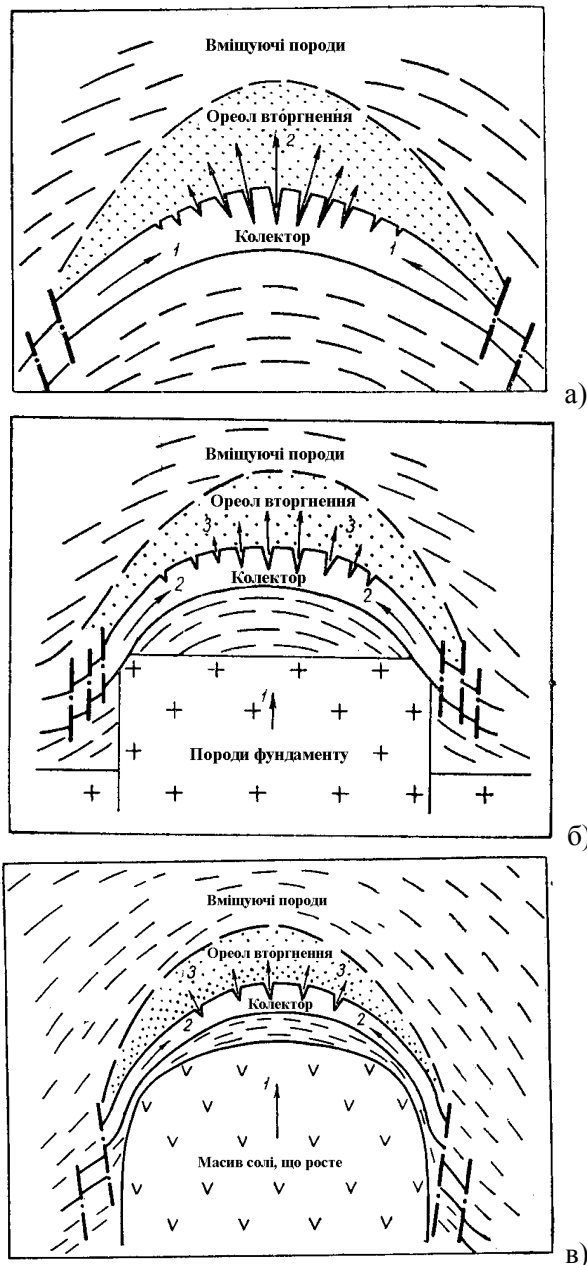
Було також проведено дослідження залежності $K_a = f(i)$ в нафтогазоносних регіонах за ме-

жами України (у Передкавказзі, у окремих нафтогазоносних родовищах Західно-Туркменської та Прикаспійської западин, передгірських западин Піренеїв у Франції і Карпат у Румунії, на родовищах нафти в деяких нафтогазоносних областей США та в інших регіонах).

Було створено методику розрахунку, тобто прогнозування початкових пластових тисків за кількісними характеристиками локальних структур, і особливо від параметру " i ". Суть методики полягає в наступному. Результати обробки на ПЕОМ залежностей коефіцієнта аномальності пластових тисків K_a від коефіцієнта інтенсивності складчастості у багатьох нафтопромислових районах показали, що здебільшого в закритих природних резервуарах зон розвитку молоді складчастості величина K_a тим більша, чим вища величина i . Коефіцієнт інтенсивності складчастої структури " i " — це відношення її амплітуди h (м) до площі S (км²) у межах останньої замкнутої ізогіпси (допускається екстраполяція ізогіпси), тобто $i = h/S$. На рис. 2 зображено графічні залежності $K_a = f(i)$ для родовищ вуглеводнів нафтогазоносних регіонів України.

Наприклад, у межах геосинклінального схилу Передкарпатського прогину (Внутрішня зона) розвинуто високоінтенсивну складчастість. Більшість скупчень вуглеводнів тут харак-

теризуються АВПТ (родовища Старосамбірське, Бориславське, Росільнянське, Гвіздецьке, Пнівське та ін.). Проте, в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де інтенсивність складкоутворювальних процесів набагато менше, майже всі природні резервуари (нафтові, газові і водонасичені) характеризуються нормальними і аномально низькими пластовими тисками.



а – при дії тангенціально спрямованих тектонічних сил в геосинклінальних областях; б – при дії вертикально спрямованих тектонічних сил в платформних областях; в – при рості соляних масивів 1 – напрямок дії тектонічних сил; 2 – напрямок руху флюїдів у колекторі; 3 – напрямок витискання флюїдів із колектора у вміщуючі породи

Рисунок 1 – Схема механізму формування АВПТ в колекторах у процесі складкоутворення [9]

Для складчастих зон Передкарпатського прогину і Карпат установлена пряма залежність K_a від i в природних резервуарах. Формула цієї залежності має вигляд

$$K_a = 1,1486 + 2,92773 i^2 \cdot 10^{-5},$$

де K_a — коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску P_n , який дорівнює відношенню реального початкового пластового тиску до умовного гідростатичного тиску $P_{y.g}$ ($P_{y.g} = H \gamma_{pr.g}$). $K_a = P_n / P_{y.g}$, звідки $P_n = P_{y.g} K_a$, тоді $P_n = H \gamma_{pr.v} g K_a$, де $\gamma_{pr.v}$ — густина прісної води (1000 кг/м^3).

Якщо підставити значення K_a в останню формулу, то

$$P_n = H \gamma_{pr.v} g K (1,1486 + 2,92773 i^2 \cdot 10^{-5}), \text{ МПа.}$$

Після допустимих заокруглювань формула залежності P_n від параметра i для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та Складчастих Карпат має вигляд

$$P_n = 0,01H(1,1486 + 2,92773 i^2 \cdot 10^{-5}), \text{ МПа.}$$

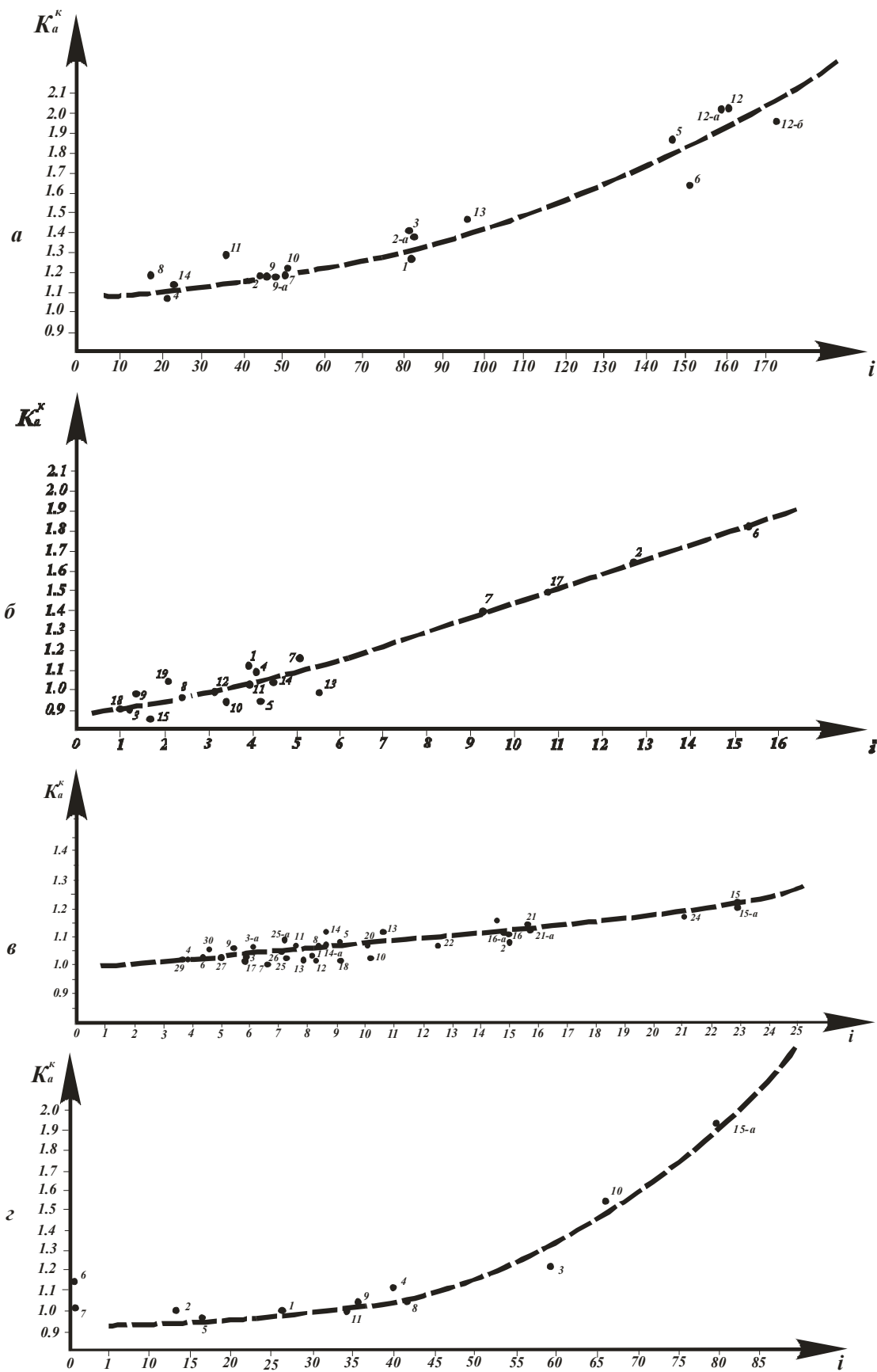
У табл. 1 наведено дані розрахунку P_n у 14 природних резервуарах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Середня арифметична похибка дорівнює $\pm 5,2\%$, що в межах допустимого.

У табл. 2, 3 наведено кількісні характеристики нафтогазоносних структур для нафтогазоносних регіонів України.

Виявлена залежність коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивності складок на прикладі Карпатського складчастого регіону дає змогу дійти висновку, що в зонах розвитку неотектонічних рухів АВПТ є переважно наслідком складкоутворювальних процесів. За даними І.В. Висоцького, певні високі пластові тиски у природних резервуарах виникають одночасно з формуванням і переформуванням покладів вуглеводнів у процесі виникнення і росту складок [3].

Отже, можна умовно говорити про одночасність і генетичний зв'язок процесів росту структур, формування покладів вуглеводнів і утворення АВПТ у природних резервуарах, які належать до складчастих структур, що формуються в процесі неотектонічних рухів. У таких зонах АВПТ у природних резервуарах можна вважати показником перспектив нафтогазоносності.

Цікаво, що у практиці пошуково-розвідвальних робіт на нафту і газ відзначено, що в природних резервуарах, які належать до антиклінальних піднять, величина K_a збільшується у напрямку від крил і перикліналей до склепінь. Закономірне збільшення K_a пластових тисків у склепінні складки спостерігається в межах внутрішньої і зовнішньої зон передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини, кримської частини скіфської плити, Передкавказзя, Бакинського архіпелагу і багатьох інших нафтогазоносних областей і районів. Збільшення K_a початкових тисків у флюїдоносних горизонтах у напрямку склепінь тектонічних структур пов'язане з внутрішньорезервуарною мігра-



a – для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину; *б* – Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; *в* – для Дніпровсько-Донецької западини; *г* – в нафтогазоносних структурах Криму і Керчинського півострова. (цифри – родовища, що вказані в таблицях 2-3)

Рисунок 3 — Залежності $K_a=f(i)$ на ВНК і ВГК в нафтогазоносних регіонах України

Таблиця 1 — Розрахунок початкового пластового тиску в нафтогазоносних структурах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з урахуванням параметра i (за О.О. Орловим)

Родовище, структура, площа	Вік горизонту	Глибина H , м	Коефіцієнт i	Тиск P_n		Відносна похибка, %
				обчислений, Па	замірний, МПа	
Старосамбірське	Палеоцен	3835	83,30	51,83	49,30	+5,1
Бориславська складка	Еоцен	2010	46,24	24,37	23,79	+2,4
Бориславський піднасув	Олігоцен	2350	83,33	31,88	32,30	-1,3
Іванківське	Олігоцен	3025	80,55	40,63	43,29	-6,1
Оров-Улічннське	Олігоцен	3555	20,37	41,27	38,67	+6,7
Старуня (води)	Олігоцен	1175	147,00	21,27	21,80	-2,4
Урож (води)	Еоцен	2037	152,00	37,50	33,00	+13,6
Струтинське	Олігоцен	2197	50,47	26,91	26,45	-1,7
Північнодолинське	Еоцен	2873	17,86	33,27	33,85	+1,7
Долинське	Олігоцен	3020	47,35	36,71	35,70	+2,8
Космацьке	Олігоцен	3100	52,38	38,15	38,10	+0,13
Росільнянське	Еоцен	3002	37,50	35,75	39,00	+8,3
Гвіздецьке	Олігоцен	1985	160,00	38,03	40,20	-5,4
	Еоцен	2219	173,90	45,39	41,90	+8,3
Пнівське	Олігоцен	2230	97,56	31,97	33,12	+3,4
Битківське (2-й структурний ярус, Битківсько-Пасічннського і Старунського блоків)	Олігоцен	2475	23,58	28,81	27,70	+4,1

цією, яка відбувається в процесі складкоутворення. В масивних вуглеводневих покладах збільшення K_a у напрямку склепін зумовлено також різницею густини газоподібних флюїдів та нафт і вод, що підстиляють їх. У водоносних горизонтах у напрямку склепін K_a збільшується внаслідок збільшення вмісту у воді розчиненого газу. Найконтрастніша закономірність збільшення K_a у напрямку склепін відзначається у високоамплітудних структурах. Утім для відкладів, які складають пологі структури, можна також спостерігати збільшення K_a початкових пластових тисків у напрямку їх кульмінаційних частин (рис. 3 і 4).

Наведену закономірність слід використовувати як критерій для коригування черговості вводу свердловин у буріння з метою швидкого розкриття склепінних ділянок складчастих структур та інших піднять, де акумуляція скупчень вуглеводнів найбільш сприятлива і де в межах тектонічних структур продуктивність видобувних свердловин завжди вища внаслідок розкритості тріщин у склепінних частинах складок.

З проблемою АВПТ тісно пов'язані питання, чи існують породи з колекторськими властивостями на глибинах 6000-7000 м і більше, так як в умовах дуже високих геостатичних тисків логічно передбачити, що гірські породи ущільнюються, тріщини зникають, а під дією високих температур породи можуть набувати пластичних властивостей.

Як свідчать дані буріння надглибоких свердловин, на великих глибинах (6000-7000 м і більше) у будь-яких відкладах нерідко існують

породи, що володіють колекторськими властивостями. Значною мірою це пов'язано з можливістю розущільнення гірських порід в надрах земної кори під дією АВПТ.

Проблему ущільнення теригенних порід в осадовій оболонці земної кори і витіснення з них флюїдів під дією геостатичного тиску було багаторазово досліджено і описано в літературі. Процес проходження в природі зворотних процесів, тобто розущільнення гірських порід і формування у зв'язку з цим в осадовій товщі зон з підвищеною проникністю до даного часу ще є дискусійним. Вважається, що проникність гірських порід в осадовій оболонці земної кори в умовах значних геостатичних тисків і великих температур на великих глибинах земної кори має зменшуватись.

Однак результати пошуково-розвідувальних робіт і опорного буріння глибоких та надглибоких свердловин в різних регіонах світу вже на кінець 70 років минулого століття свідчили, що в осадовій товщі земної кори на великих глибинах є породи-колектори, які в певних умовах можуть бути природними резервуарами для флюїдів, в тому числі для нафти і газу.

Розущільнення гірських порід на великих глибинах пов'язано з тим, що в умовах великих глибин майже завжди діють фактори не тільки ущільнення гірських порід (геостатичний тиск і температура), а й фактори, що обумовлюють їх розущільнення. До таких факторів можна віднести дію високонапірних флюїдів, що вторгаються в породи при вертикальній міграції, а також за рахунок латеральної міграції флюїдів в процесі складкоутворення.

Таблиця 2 — Характеристики структур Західного регіону України

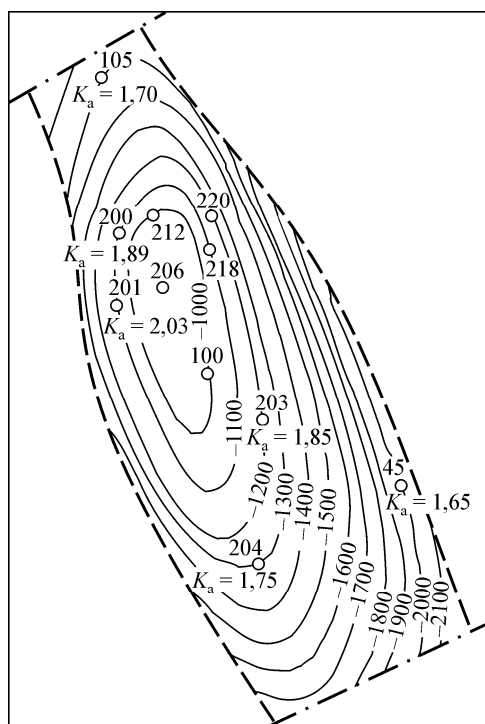
Родовище, структура	Вік горизонту	Осі структур, км	Площа, км ²	Амплітуда, м	Коефіцієнт i	$P_{пн}$, 10 ⁵ Па	Глибина, м	K_a
Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибова зона Карпат (нафтогазоносні структури)								
1. Старосамбірське	Палеоцен	9,0×2,5	18,0	1500	83,30	493,0	3835	1,29
2. Бориславська складка (замір тиску в воді за межами ВНК, св. 1820)	Еоцен	7,0×3,0	17,3	800	46,24	237,9	2010	1,18
2а. Бориславське (піднасув, св. 705)	Олігоцен	3,0×2,5	7,2	600	83,33	323,0	2350	1,37
3. Іванківське (св. 15)	Олігоцен	7,5×3,0	18,0	1450	80,55	432,9	3025	1,43
4. Орів-Улічниське	Олігоцен	8,0×7,0	54,0	1100	20,37	386,7	3555	1,09
5. Старунське (у воді)	Олігоцен	4,6×1,8	6,8	1000	147,00	218,0	1175	1,86
6. Урожське (у воді)	Еоцен	4,5×1,8	6,6	1000	152,00	330,0	2037	1,62
7. Струтинське (св. 63)	Олігоцен	11,2×2,5	25,7	1300	50,47	264,5	2197	1,20
8. Північнодолинське	Еоцен	14,0×3,0	33,6	600	17,86	338,5	2873	1,19
9. Долинське	Олігоцен	12,0×2,5	24,3	1150	47,35	357,0	3020	1,18
9а.	Еоцен	12,0×2,6	24,3	1150	47,35	357,0	3020	1,17
10. Космацьке	Олігоцен	10,5×2,3	21,5	1100	52,38	381,0	3100	1,23
11. Росільнянське	Еоцен	10,5×1,9	16,0	600	37,50	390,0	3002	1,30
12. Гвіздецьке	Олігоцен	4,2×1,2	5,0	800	160,00	402,0	1985,5	2,03
12а.	Еоцен	4,2×1,2	5,6	800	173,90	419,0	2219	1,89
13. Пнівське	Олігоцен	11,2×2,3	20,5	2000	97,56	331,2	2230	1,48
14. Битківське	Олігоцен	16,0×3,0	38,0	900	32,58	277,0	2475	1,12
15. Спаське	Олігоцен	9,2×3,0	25,5	1300	50,98	170,0	1870	0,9
Зовнішня зона Передкарпатського прогину і Великомоствіська площа Волино-Подільської плити (нафтогазоводоні структури)								
1. Залужанське	Сармат	10,5×5,0	32,1	125	3,90	224,5	2075,5	1,08
2. Залужанське	Сармат	10,5×5,0	32,1	550	12,72	443	2910	1,52
3. Коханівське (нафта)	Юра	17,0×4,0	53,5	80	1,31	111	1275	0,87
4. Ходновицьке	Сармат	18,0×7,0	78,0	320	4,10	125	1170	1,07
5. Садковицьке (св. 11)	Сармат	10,0×2,5	21,3	90	4,23	116,7	1345	0,87
6. Мостиське (вода з газом)	Сармат	4,0×2,0	6,5	100	15,38	160	940	1,70
7. Судова Вишня (вода з газом)	Сармат	8,0×5,0	32,0	300	9,38	155	1174	1,32
8. Рудківське	Сармат	9,0×3,3	25,2	60	2,38	103	1083	0,95
9. Рудківське	Юра	15,0×10,0	122	160	1,32	148	1505	0,98
10. Каськівське	Сармат	6,0×3,5	42,8	150	3,50	78,6	851	0,90
11. Мединицьке	Тортон-гельвет	6,0×4,5	20,5	80	3,90	136	1393	0,98
12. Більче-Волицьке	Пізня крейда	13,5×4,5	51,6	160	3,10	102,3	1083	0,94
13. Угерське	Пізня крейда	10,0×5,0	45,0	250	5,56	103,5	1118	0,93
14. Дашавське (св. 90А)	Сармат	6,0×4,5	22,0	100	4,54	71	720,5	0,98
15. Гринівське	Тортон	15,0×7,0	89,3	140	1,57	93	1162	0,80
16. Обертинське (вода)	Тортон	4,0×1,5	5,0	25	5,00	90	800	1,13
17. Площа Коршів-Іспас (св. 57)	Тортон	3,0×2,0	5,0	55	11,00	17	120	1,42
18. Косівське	Сармат	18,0×3,0	43,2	50	1,16	66	76	0,86
19. Великомоствіське (Волино-Подільська плита)	Девон	12,0×3,0	38,4	80	2,08	248	2394	1,04

Продовження таблиці 2

Родовище, структура	Вік горизонту	Осі структур, км	Площа, км ²	Амплітуда, м	Коефіцієнт i	$P_{пз}$, 10 ⁵ Па	Глибина, м	K_a
Дніпровсько-Донецька западина (нафтогазоводяні структури)								
1. Мільківське	Ранній карбон	9,3×2,9	21,6	175,0	8,10	314,3	3050	1,03
2. Богданівське	Середній карбон	6,5×5,4	30,0	450,0	15,0	307,0	2900	1,06
3. Гнідинцівське, св. 8	Рання перм	6,8×3,6	16,7	100,0	5,99	176,0	1730	1,02
3а. Гнідинцівське, св. 18	Ранній карбон	6,5×6,5	33,9	200,0	6,06	346,0	3242	1,06
4. Великобубнівське (св. 5)	-//-	17,0×2,9	37,0	145,0	3,90	318,0	3105	1,02
5. Чижівське (св. 11)	-//-	4,5×2,9	11,0	100,0	9,09	401,0	3750	1,07
6. Новотроїцьке	-//-	12,7×1,8	18,3	80,0	4,37	352,0	3400	1,03
7. Чорнухінське	-//-	4,9×3,1	13,2	75,0	5,68	296,0	2957	1,00
8. Качанівське (св. 45)	-//-	5,0×3,6	16,5	140,0	8,84	326,0	3085	1,06
9. Більське	-//-	13,8×9,2	110,0	600,0	5,45	413,0	3950	1,05
10. Кибинцівське (св. 16)	-//-	6,0×3,5	19,6	200,0	10,20	163,4	1590	1,03
11. Малосорочинське	-//-	5,4×3,6	17,0	130,0	7,64	240,0	2257	1,06
12. Потічанське	-//-	5,2×3,2	12,0	100,0	8,33	171,0	1169	1,01
13. Решетняківське	-//-	8,5×5,7	38,0	300,0	7,89	330,5	3244	1,02
14. Машівське	Пізній карбон	12,0×9,0	91,5	800,0	8,74	449,0	4060	1,11
15. Машівське (у воді)	-//-	12,0×9,0	91,5	800,0	8,74	257,5	2413	1,07
16. Опішнянське	Ранній карбон	7,8×3,2	17,5	400,0	22,86	450,0	3695	1,22
17. Опішнянське (у воді)	-//-	7,8×3,2	17,5	400,0	22,86	455,0	3750	1,21
18. Солохівське	-//-	7,8×3,8	20,0	300,0	15,0	380,0	3450	1,10
19. Солохівське (у воді)	-//-	7,8×3,8	20,0	300,0	15,0	404,7	3666	1,10
20. Пролетарське	Середній карбон	6,0×1,9	10,3	60,0	5,82	186,0	1837	1,01
21. Михайлівське	Ранній карбон	3,3×2,8	8,1	75,0	9,25	79,0	782	1,01
22. Західнососнівське	Рання перм	7,7×5,3	33,0	350,0	10,60	442,7	4000	1,11
23. Кегичівське	-//-	7,8×7,0	40,0	400,0	10,0	304,2	2882	1,06
24. Західнохрещищенське	-//-	—	35,0	550,0	15,7	452,0	4000	1,13
25. Західнохрещищенське (у воді)	-//-	—	35,0	550,0	15,7	455,0	4063	1,12
26. Мелихівське	-//-	—	40,0	500,0	12,5	408,4	3900	1,05
27. Верхньоланнівське	-//-	—	11,0	160,0	14,55	413,3	3600	1,15
28. Західномедведівське	-//-	6,0×6,0	28,2	600,0	21,28	461,7	4000	1,15
29. Співаківське	-//-	8,5×2,7	19,3	140,0	7,25	52,4	514	1,02
29а. Співаківське	Ранній карбон	8,5×2,7	19,3	140,0	7,25	162,0	1498	1,08
30. Краснопопівське	Середній карбон	—	28,0	200,0	7,14	239,4	2299	1,04
31. Борівське	-//-	8,6×1,6	8,0	40,0	5,00	153,4	1510	1,02
32. Шебелинське	Рання перм-ранній карбон	29,0×11	250,0	1200,0	4,80	279,5	2430	1,15
33. Миколаївське	Середній карбон	14,0×12	134,0	500,0	3,37	275,7	2693	1,02
34. Вергунське	-//-	6,5×2,1	10,8	50,0	4,63	119,4	1135	1,05

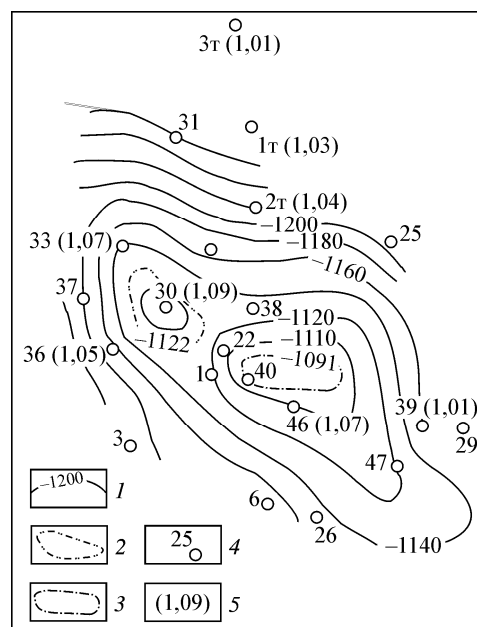
Таблиця 3 — Характеристики деяких покладів нафти і газу на ВГК і ВНК у Криму

Родовище, структура, поклад	Вік горизонту	Коефіцієнт, i	$P_{пг}$, 10^5 Па	Глибина ВГК, ВНК, м	K_a
1. Карлівське	Пізня крейда	62,70	330,0	3342	0,99
2. Краснопольське	Палеоцен	13,90	110,0	1096	1,00
3. Західнооктябрське	Рання крейда	58,20	401,0	3380	1,19
4. Октябрське	Те саме	40,00	298,0	2709	1,10
5. Задорненське	Палеоцен	17,10	59,0	613	0,96
6. Джанкойське (св. Б)	Майкоп	0,63	62,0	545,5	1,14
7. Стрількове (св. 4)	Майкоп	0,33	42,4	415	1,02
8. Білокаменське	Неоген	43,24	32,0	309	1,03
9. Мисове	Те саме	35,90	45,0	420	1,07
10. Куйбишівсько-Мошкарівське, (св. 128)	Пізня крейда	66,10	268,3	1767	1,52
10а. Куйбишівсько-Мошкарівське, (св. 19)	Пізня крейда	80,00	400,0	2133	1,88
11. Глібівське	Палеоцен	34,09	109,0	1090	1,00
12. Оленівське	Палеоцен	40,00	44,6	575	0,77
13. Чорноморське	Палеоцен	20,83	107,0	2144	0,50
14. Міжводненське	Олігоцен	2,84	19,0	225	0,84
15. Кіровське	Олігоцен	18,97	93,0	987	0,94
16. Борзовське	Неоген	85,70	51,0	667,5	0,76
17. Малобабченське	Неоген	19,00	18,8	250	0,75



1 — ізогіпси покрівлі олігоцену, м;
 2 — передбачувані тектонічні порушення;
 3 — лінії локальних насувів складок;
 4 — свердловина та її номер

Рисунок 3 — Розподіл коефіцієнтів аномальності K_a у продуктивних олігоценових відкладах високоамплітудної Гвіздецької складки [16]



1 — ізогіпси покрівлі нижньокрейдових відкладів, м; 2 — контур газоконденсатного покладу; 3 — контур нафтового покладу; 4 — свердловина та її номер; 5 — значення K_a у нижньокрейдових відкладах

Рисунок 4 — Розподіл коефіцієнтів аномальності K_a у верхньокрейдових відкладах Тульської площі (за даними "СевКавНИИГаз") [16]

Відомо, що з надглибокої свердловини СГ-3 на Кольському півострові, яка бурилася майже повністю у кристалічних породах із глибини 7000-8000 м і більше, отримано припливи води. Як приклад, розкриття порід, що мають колекторські властивості на великих глибинах, наведені в літературних джерелах американських геологів Л. Прайса і Дж. Форготстона, які опублікували дані, що в штатах Техас і Луїзіана США на глибинах 6000-9000 м існують колектори, котрі насичені флюїдами. Пластовий тиск в цих колекторах виключно високий.

За даними американських дослідників внаслідок дії високих пластових тисків розчинність газу у водах на великих глибинах збільшується. При тисках, що відповідають глибині 6000 м, в 160 л води розчиняється 2,8 м³ газу метану, в той час, як при тисках у відкладах, які відповідають глибинам 9000 м в тій самій кількості води вже розчиняється 28 м³ газу метану. За даними Газової Асоціації Америки підраховані у межах штатів Техас і Луїзіана запаси газу, що розчинені в водоносних колекторах на глибинах 6000-9000 м, становлять 85 трлн. м³. В Місісіпському басейні Америки на глибині 6750 м на площі Томасвіл бурінням надглибокої свердловини розкрита свита смаковер, у якій газоносний природний резервуар характеризується коефіцієнтом аномальності 2,35. Це, мабуть, найбільша аномальність пластового тиску, яку встановлено в осадових відкладах земної кори на даний час. Природні резервуари на великих глибинах (5000-7000 м) з покладами вуглеводнів, які характеризуються високими пластовими тисками розкрито також у Південно-Каспійській западині та в численних інших регіонах світу.

Дуже цікавими є результати буріння глибоких свердловин Луги-1 та Шевченко-1 в Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні, які свідчать про наявність в розрізах цих свердловин зон аномальних внутрішніх тисків (АВПоТ) і пластів з аномально високими пластовими тисками (АВПТ) з коефіцієнтами аномальності 1,5 і більше, що приурочені до окремих розущільнених інтервалів глинистих і піщаних порід. Увагу привертає також закономірність збільшення у зонах АВПоТ і АВПТ механічної швидкості буріння свердловин (рис. 5, а і 5, б). Слід сказати, що аналогічне збільшення механічної швидкості буріння в зонах АВПоТ і АВПТ зафіксовано в Карпатах та інших свердловинах, а саме: 28-Космач, 27-Сливки, 14-Космач Покутський, 814-Пасічна, 3-Рожнятів та в інших. Збільшення механічної швидкості буріння свердловин завжди спостерігається в породах меншої щільності або в розущільнених породах. Це явище свідчить про те, що є прямий зв'язок між збільшенням аномальності пластового тиску флюїдів, що насичують колектор, і ступенем розущільнення гірських порід, які розбурюються.

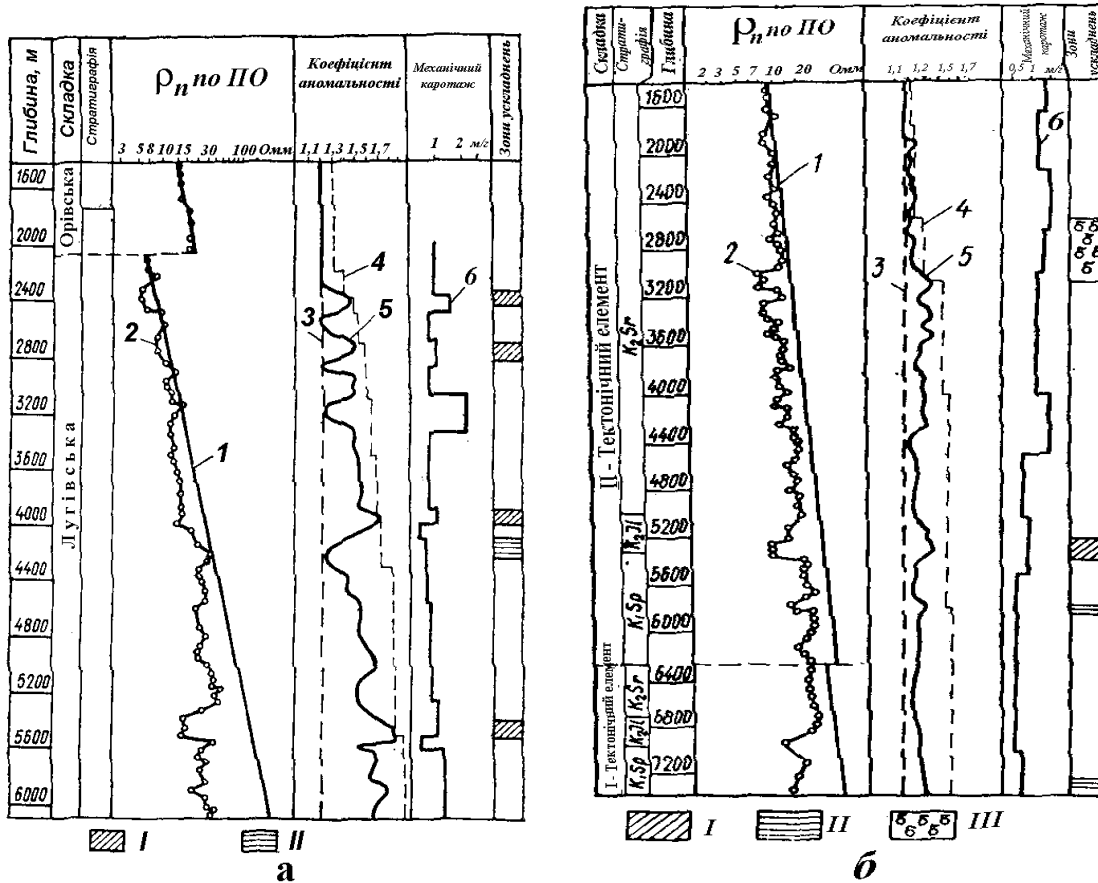
Згідно з геодинамічною концепцією, що нами розроблена, формування розущільнених зон глинистих порід з АВПоТ генетично пов'язано із зворотнім процесом витиснення

флюїдів з колекторів у вмісні глинисті породи через виникнення тріщин у процесі складкоутворення в склепінних частинах структур, що приводять до формування ореолів вторгнення над пластами з АВПТ (рис. 1). Відомо, що тектонічні напруження, які призводять до утворення плікативних і диз'юнктивних дислокацій в осадових товщах, можуть значно перевищувати значення геостатичного тиску. Тому під час тектонічних рухів скелети колекторів можуть деформуватися навіть, якщо гравітаційне їх ущільнення практично вже більше неможливе. Під дією тектонічних напружень при процесі деформації скелетів пісковиків та інших консолидованих порід в них виникають надлишкові пластові тиски, що зумовлює витискання з них флюїдів у вмісні породи. Тому у межах складчастих структур над кожним піщаним пластом з АВПТ у вміщуючих глинистих породах фіксуються окремі ореоли вторгнення з АВПоТ. Ці породи за петрофізичними властивостями характеризуються зменшенням їх густини. Саме це є основою способу прогнозування геофізичними методами наближення вибою свердловини до пласта з АВПТ під час буріння.

Нами експериментально доведено, що розущільнення гірських порід під дією флюїдів, що вторгаються в них під тиском, може існувати в природі [10, 11].

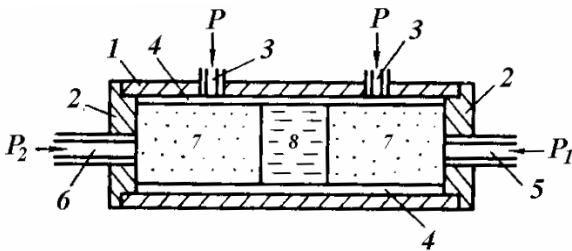
Ці експерименти проводили таким чином (рис. 6, таблиця 4). У циліндрі містилися керні піщаних аргілітів між зразками кернів середньозернистих пісковиків проникністю $83,6-84 \cdot 10^{-3}$ мкм², довжиною $368 \cdot 10^{-3}$ і $384 \cdot 10^{-3}$ м, та діаметром $2,7 \cdot 10^{-3}$ м. Пісковики насичували пластовою водою (мінералізація води 0,1 кг/л – NaCl). Після гідрообтискування (40 МПа) при температурі 20⁰С в середині системи тиск доводили до 37 МПа. Проведено п'ять експериментів тривалістю від 4 до 21 доби. У трьох випадках вже через чотири доби в аргілітах під дією тиску рідини, що витискалась із пісковиків, формувались тріщини і в системі розпочиналась вільна фільтрація. В двох випадках отримано результати, що свідчать про розущільнення аргілітів без ефекту гідророзриву (див. таблицю 6). Так, в аргіліті відкрита пористість збільшилась від 0,40 до 1,60%, а об'ємна маса зменшилась від 2590 до 2550 кг/м³. Експеримент тривав 14 діб. У процесі проведення аналогічного експерименту з аргілітами протягом 21 доби відкрита пористість збільшилась від 2,20 до 8,50%, а об'ємна маса зменшилась від 2610 до 2440 кг/м³. Таким чином, експерименти підтвердили можливість розущільнення гірських порід під тиском рідин, що в них вторгаються.

Нами проводилися також на установці УИПК-1М аналогічні експерименти з мергелями. Цікаво, що під час випробувань протягом 30 діб мергелі практично не піддалися змінан, не дивлячись на те, що тиск в системі підвищувався до 85 МПа, при гідрообтискуванні зразка в 100 МПа. Це довело, що мергелі розущільненню піддаються дуже слабо або практично не піддаються розущільненню на доступних глибинах для буріння, і тому вони можуть залиша-



I – осипи і обвали стінок в свердловині; II – прихвати бурового інструменту; III – газопрояви при бурінні. 1 – зміна питомого електричного опору (ПО) глинистих порід з глибиною при умові їх нормального ущільнення; 2 – фактичне ущільнення; 3 – теоретична крива нормального гідростатичного тиску у відкладах; 4 – аномальність тиску у відкладах, яка визначена за густиною бурової рідини; 5 – аномальність внутріпорового тиску; 6 – крива механічної швидкості

Рисунок 5 — Виділення зон з підвищеними значеннями коефіцієнтів аномальності пластових тисків в розрізі св. Луги – 1(а) і Шевченково – 1 (б) (за О.О. Орловим, М.І. Чорним, В.П. Василечком, 1982)



1 – дослідний циліндр приладу УИПК-1М; 2 – фланці; 3 – входи для створення гідрообжиму порід ($P=40$ МПа); 4 – резинова прокладка; 5 – вхід в дослідну систему для створення в ній тиску ($P_1=36-37$ МПа); 6 – вихід із дослідної системи ($P_2=0,1$ МПа); 7 – пісковики; 8 – аргіліти.

Рисунок 6 – Принципова схема приладу при проведенні експериментів по розуцільненню гірських порід

тись як породи покривки в осадовій товщі земної кори [13].

Наявність чергування пластів порід, що розуцільнюються з пластами порід, які розуціль-

нюються дуже слабо або взагалі не розуцільнюються, можуть зумовлювати на великих глибинах утворення природних резервуарів у разі присутності інших чинників, наприклад, наявності складчастих структур. У таких природних резервуарах можна виявити нові промислові накопичення вуглеводнів у глибокозанурених відкладах.

Природа аномально-низьких пластових тисків (АНПТ)

Родовища вуглеводнів в природних резервуарах з АНПТ, про природу яких висловлювалися думки в літературі, відомі на скіфській плиті (в Ставропольському і Краснодарському краях), на Північному Кавказі, на Центрально-Каракумському піднятті, на півночі Західного Сибіру і в інших областях [9, 17, 18]. На території України АНПТ в нафтогазових родовищах існують у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, в Дніпровсько-Донецькій западині і в природних резервуарах Скіфської плити.

У Передкарпатському прогині природні резервуари з покладами вуглеводнів із АНПТ

Таблиця 4 – Параметри випробовуваних аргілітів до і після експериментів

Довжина взірця, См	Діаметр взірця, см	Тиск гідро- обжиму, МПа	Тиск всередині системи, МПа	Тривалість дослідю, діб	Відкрита порис- тість, %		Об'ємна маса порід, кг/м ³	
					до дослідю	після дослідю	до дослідю	після дослідю
1,1	2,7	40,0	36,0	14	0,4	1,6	2590	2550
3,6	2,7	40,0	36,0	21	2,2	8,5	2610	2440

локалізуються в основному в Зовнішній зоні (у зоні платформеного схилу прогину). Це родовища: Кохановське (юра), Садковичське (нижній сармат), Рудки (нижній сармат), Більче-Волиця (верхня крейда), Угерське (верхня крейда), Гринівське (верхній тортон), Косівське (нижній сармат), Ковальовсько-Черешенське (верхній тортон), Краснопутненський поклад (тортон). У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину (геосинклінальний схил) АНПТ спостерігається в Спаському родовищі нафти (олігоцен) і АНПТ в деяких сильно роздроблених тектонічними порушеннями блоках Битківського родовища нафти. У ДДз аномальний низький пластовий тиск відомий в Сагайдацькому родовищі нафти (нижній карбон). На території Скіфської плити поклади нафти і газу, що характеризуються розвитком АНПТ є в Криму на Тарханкутському півострові: Оленівське (палеоцен), Чорноморське (палеоцен), Міжводненське (олігоцен), Кіровське (палеоцен) родовища, а також на Керченському півострові — Борзівське і Малобабчинське родовища (неоген).

Походження АНПТ в природних резервуарах може бути пов'язано з дією великої кількості факторів в земній корі, а саме коли в колекторах виникає за рахунок зворотньої пружної деформації скелетів колекторів при ерозії перекириваючих їх товщ, а потім, після залучення області знову в занурення і відкладення осадових товщ меншої товщини; із зменшенням температур в колекторах, а також різницею температурних коефіцієнтів розширення порових вод і скелета порід, що має місце в північних районах Західного Сибіру та інші фактори, що можуть провокувати формування АНПТ [9].

Вивчення розподілу пластового тиску в покладах нафти і газу по площі та по розрізу, а також висновки, зроблені вище, на основі аналізу одержаних графічних і аналітичних залежностей K_a початкового пластового тиску від інтенсивності дії складкоутворювальних тектонічних рухів в земній корі, аналізу властивостей покришок, що утримують в природних резервуарах нафту і газ в багатьох родовищах вуглеводнів світу, дозволяє зробити висновок, що найбільш розповсюдженими факторами, які сприяють формуванню АНПТ, генетично пов'язані з геодинамічними процесами.

З позицій геодинамічної концепції в процесі дії тектонічних зусиль в земній корі і зім'яття пластів колекторів в складки відбувається, як вже наголошувалося [9], їх механічна деформація, що виявляється в периферійних частинах структур в зменшенні порових прос-

торів в пласті та формуванні тріщин сплюскування і утворенні нових тріщин, розкриття яких збільшується у напрямку до склепіння складки. При цьому в склепіннях складки можуть утворюватися крупні розкриті тектонічні порушення. В цьому випадку на початку такого процесу в колекторі, що заповнений флюїдами і що залягає під непроникними породами-покришками АВПТ, що утворилося (особливо в склепінних структурах) внаслідок внутрішньорезервуарної міграції флюїдів у напрямі замкових частин антикліналей, при подальшій деформації пластів через тріщини та крупні тектонічні порушення флюїди видавлюються у вміщуючі породи. Над пластами АВПТ в склепінних частинах складок формуються ореоли вторгнення з АВПоТ (аномально високим поровим тиском).

Вказаний процес протягом геологічного часу приводить спочатку до нівеляції тиску в колекторах, а потім, при хорошій провідності тектонічних порушень і особливо при малих товщинах порід-покришок — до формування АНПТ.

Іншими словами, у випадку, коли покришки не володіють властивостями утримувати високий тиск флюїдів в колекторі, утворюється прорив флюїдів із природного резервуару, і в ньому пластовий тиск зменшуються навіть до АНПТ.

Математично цей процес можна представити наступним чином. При витисканні з колектора флюїдів в покришку спочатку формується рівність величин тиску в колекторі та в покришці:

$$ABПТ = P_{пл} + \Delta P^1 = P_{впот} + \Delta P^{11} = АВПоТ$$

де: $P_{впот}$ — внутрішньопоровий тиск в покришці, Па;

ΔP^1 і ΔP^{11} — надлишковий тиск в колекторі і покришці, Па.

Рух флюїдів з колектора в покришку здійснюється, якщо величина ΔP^1 більша ΔP^{11} на величину $\Delta P^{111} = \Delta P^1 - \Delta P^{11}$. На контакті колектора з покришкою $\Delta P^{111} = Q \cdot \mu / F \cdot K_{пр}$ (із рівняння Дарсі), де Q — дебіт флюїду; μ — динамічна в'язкість флюїду; F — площа фільтрації; $K_{пр}$ — середнє значення коефіцієнту проникності в покришці товщиною h .

При проникненні флюїдів в покришку формується ореол вторгнення товщиною $h_{ореола}$. За умови $h_{ореола} < h_{покришки}$ прориву флюїдів через покришку не буде. Уявімо, що в процесі формування ореолу вторгнення, його товщина збільшується, що складається з шарів товщиною $h_1, h_2, h_3 \dots h_n$. Тоді можна написати:

$$P_{пл} + \Delta P^{111} = P_{пл} + Q \cdot \mu \cdot h_{ореола} / F \cdot \bar{K}_{пр} =$$

$$= Q_1 \cdot \mu \cdot h_1 / F \cdot \bar{K}_{пр} + Q_2 \cdot \mu \cdot h_2 / F \cdot \bar{K}_{пр} +$$

$$Q_3 \cdot \mu \cdot h_3 / F \cdot \bar{K}_{пр} + \dots + Q_n \cdot \mu \cdot h_n / F \cdot \bar{K}_{пр}^n$$

За межами h_n розущільнення порід покритишки припиняться, оскільки у напрямі верхньої межі $h_{ореола}$ $Q \rightarrow 0$. Витиснена із колектору маса рідини Q , розущільнює породи, залишаючись в порах цих порід. В колекторі формується на протязі геологічного часу поступово АНПТ. Таким чином, процес формування розущільненої зони над колектором флюїдами, що з нього витискуються, можна виразити наступним співвідношенням:

$$P_{пл} = Q \cdot \mu \cdot h_{ореол} / F \cdot \bar{K}_{пр} = P_{вод} +$$

$$+ \lim_{Q=0} \left[\mu / \left(F \cdot \sum_{\bar{K}_{пр}^1}^{\bar{K}_{пр}^n} \bar{K}_{пр} / n \right) \right] \times$$

$$\times \int_Q h_{ореол}(Q) \delta Q, \text{ при } n \rightarrow \infty.$$

АВПТ протягом геологічного часу в колекторі зменшується по величині швидше, ніж АВПот в покритищі. Це обумовлюється кращим гідродинамічним зв'язком колекторів з вміщувачими породами порівняно з породами покритишок. Часто АВПот в покритищі сприяє збереженню залишкових запасів нафти і газу в нафтогазовому покладі з АНПТ природного резервуару, які також досить часто рентабельні для розробки.

Таким чином, з позицій геодинамічної концепції АНПТ в природних резервуарах виникають за наявності диз'юнктивів в природних резервуарах, що досягають денної поверхні, четвертинних відкладів, або зон дроблення регіональних дислокацій, через які відбувається спочатку дегазація нафтоводяних покладів, а потім розвантаження енергії за рахунок прориву з них флюїдів, а також у випадку недостатніх товщин покритишок, через які здійснюється поступове розвантаження пластової енергії.

Література

- 1 Бриджмен П. Исследования больших пластических деформаций и разрыва: Пер. с англ. – М.: Изд. иностр. лит., 1955. – 444 с.
- 2 Булин Н.К. Современные напряжения в горных породах по данным измерений в подземных выработках СССР // Геология и геофизика. – 1972. – № 8. – С. 56-66.
- 3 Висоцкий И.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений в складчатых областях. – М.: Недра, 1971. – 390 с.
- 4 Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1965. – 162 с.
- 5 Калинин М.К. Соленакпление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазонасность. – М.: Недра, 1973. – 131 с.

- 6 Марков Г.А. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. – Л.: Недра, 1977. – 213 с.

- 7 Орлов А.А., Будз И.Д., Ризун Б.П. и др. Значения высоких потенциометрических уровней в пластовых водах при поисках нефтегазовых месторождений (на примере Алжирской Сахары) // Изв. вузов. Нефть и Газ. – 1976. – № 12. – С. 11-14;

- 8 Орлов А.А. Возможность прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в коллекторах нефтегазоносных провинций геосинклинального типа по количественным критериям антиклиналей // Докл. АН УССР, сер. Б. – 1978. – № 11. – С. 974-978.

- 9 Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины (монография) – Львов: Изд-во "Вища школа" при Львовск. гос. университете, 1980. – 188 с.

- 10 Орлов О.О., Ключко В.П., Будзенко Т.А. Результаты лабораторных экспериментов по разуплотнению горных пород под давлением // ДАН УССР, сер. Б. – 1980. – № 1. – С.33-34.

- 11 Орлов А.А. О возможности разуплотнения горных пород под давлением. – Львов, ИГГГИ, 1981. – С. 12-14.

- 12 Орлов А.А., Корнилов Д.Н. О связи между неотектоническими движениями и сверхгидростатическими давлениями в Терско-Каспийском прогибе // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1985. – № 2. – С. 14-16.

- 13 Орлов А.А., Ляху М.В., Чорний М.І., Омельченко В.Г. Изучение экраняющих свойств карбонатных пород верхнего мела Керченского полуострова на установке УИПК-1М // Материалы Всесоюзного совещания. – Львов, 1988. – С. 188-190.

- 14 Орлов О.О. Виявлення нафтопродуктующих порід у Карпатах // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 10-11.

- 15 Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М. Проблемы пошуків і розвідки родовищ нафти і газу на великих глибинах // Сб. наук. праць. ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 34-45.

- 16 Патент України Спосіб пошуку склепін антиклинальних структур при бурінні / Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Чорний М.І., Омельченко В.Г. 2002, бюл.№ 7, 5 с.

- 17 Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Чорний М.І. Нафтогазовислова геологія.: Підручник. – К.: Наукова думка, 2005. – 432 с.

- 18 Ситников М.Ф. Об условиях возникновения аномально-низких пластовых давлений и усилении вторичной миграции нефти и газа в период их формирования // Геология нефти и газа. – 1975. – № 11. – С. 60-65.

- 19 Тарасов Б.Г., Орлов А.А. Прогнозирование ударо- и выбороопасности в массивах горных пород // Безопасность труда в промышленности. – 1980. – № 12. – С. 23-25.

- 20 Щелкачев В.М. Разработка нефотегазоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.

21 Orlov A.A. Territoires pétroli-gazeifères et les gisements du pétrole et du gas de l'Algérie et l'URSS.- Algérie (Boumerdès): Inst. Nationale des Hydrocarbures, 1972, 99 p.

22 Hast N., Nilson T. Resept rock pressure in mines. – Sver. Geol.undersökn, ser. Arsbok, Stookholm, 1958, v.52, №3 – 193 h with ill.

УДК 550.83 (477.8)

ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ПРИ ГЕОФІЗИЧНОМУ ВИВЧЕННІ КАРСТОВИХ ПРОЦЕСІВ НАД ВІДПРАЦЬОВАНИМИ ШАХТНИМИ ПОЛЯМИ РОДОВИЩ КАМ'ЯНОЇ ТА КАЛІЙНОЇ СОЛІ

¹Е.Д.Кузьменко, ¹О.П.Вдовина, ¹С.М.Багрій, ²І.Є.Хмара, ³Б.Т.Бараненко

¹ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504761,
e-mail: kuzmenko@ivf.ukrpsc.k.net, gbg@nung.if.ua

²Державний науково-дослідний інститут «Галургія»,
77300, м. Калуш, вул. Фабрична, 5а, тел. (03472) 21298

³ДП «Калійний завод», ВАТ „Оріана”,
77300, м. Калуш, вул. Промислова 17

Рассмотрены проблемы, и результаты геофизических исследований при изучении естественно-техногенного карста на месторождениях калийной соли в Предкарпатье. Сделаны выводы о причинах и следствиях связи карста с аварийными ситуациями. Предложена методика геофизического исследования карста.

The problems were examined and results of geophysical research of studying nature-technogene karst for potash salt fields in Pricarpathian region were made. The conclusion was made about causes and effects of karst connection the other emergency situation. It was proposed the geophysical method of studying karst process.

Як відомо, видобуток корисних копалин підземним способом викликає порушення рівноваги в товщі гірничих порід, що призводить до осідання та деформування земної поверхні над відробленими покладами. Ці процеси впливають на безпечну експлуатацію будівель, споруд, ліній інженерних комунікацій, призводять до зміни природного геологічного середовища, а саме до її підтоплення, заболочення, утворення провальних воронок. Для запобігання деформування земної поверхні, в межах впливу гірничих виробок і можливого утворення провальних воронок, здійснюють ліквідацію вироблених порожнин шляхом їх закладки інертними матеріалами.

Після відробки запасів на руднику «Голинь» в 1972 році його пустоти в об'ємі 1,7 млн. м³ ліквідовані сухим способом в 1973 році шляхом засипки стволів гравійно-гальковим матеріалом і перекриттям їх залізобетонними перемичками. Рудник «Калуш», після відробки запасів в 1978 році було ліквідовано шляхом заповнення порожнин Північного сільвінітового, Північного каїнітового і Центрального полів в 1988-1990 роках в об'ємі понад 2 млн. м³ недонасиченими розсолами. Хотінська дільниця, яка відокремлена від Центрального поля водонепроникною перемичкою, ліквідовано шляхом перекриття шахтного ствола залізобетонними перемичками. В даний час здійснюється заливка верхніх горизонтів рудника «Ново-Голинь» слабомінералізованими розсолами Домбровського кар'єру,

які відбираються з глибини до 3 метрів. Графіки зміни рівнів і об'ємів розсолів в гірничих виробках рудника «Ново-Голинь» від початку проведення ліквідаційних робіт наведено в табл. 1 та на рис. 1.

Стійкість масиву гірських порід при камерній системі видобутку забезпечується створенням міжкамерних ціликів. Проте, міжкамерні цілики на цих горизонтах перебувають під довготривалим навантаженням (більше 35 років) в напружено-деформованому стані в стадії сталої повзучості і деформуються з утворенням мікротріщин. При проникненні розсолів по мікротріщинах в ціликах зменшиться їх стійкість, що приведе до інтенсивного осідання земної поверхні. Крім того, на шахтному полі рудника «Ново-Голинь» є окремі ділянки, де водоносний гравійно-гальковий горизонт відокремлений від соленосних порід розсланцьованими обезсоленними глинами, які здатні до самообвалювання. Розсоли будуть сприяти руйнуванню і обвалюванню розсланцьованих глин, що приведе до утворення провальних воронок на земній поверхні і попадання розсолів у водоносний горизонт, як це має місце на Північному каїнітовому полі рудника «Калуш». Розвиток таких процесів може спричинити аварійну ситуацію, яка приведе до втрати великої кількості житлового фонду та забруднення підземного водоносного горизонту на значних відстанях.