

УДК 622.245.42

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2019.4.17-22>

**А. М. ПОХИЛКО**, аспірантка (Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"), геолог відділу гідрогеології, інженерно-технологічних та термобаричних умов ДП "Укрнаукагеоцентр", м. Полтава, [alina.pokhylkobeiken@gmail.com](mailto:alina.pokhylkobeiken@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0003-4565-3411>

**А. POKHYLKO**, PhD student (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"), geologist of the department of hydrogeology, engineering-technological and thermobaric conditions of SC "Ukrnaukaheotsentr", Poltava, [alina.pokhylkobeiken@gmail.com](mailto:alina.pokhylkobeiken@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0003-4565-3411>

## ПРОБЛЕМА АНОМАЛЬНО НИЗЬКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ НА НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

### THE PROBLEM OF ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE ON THE OIL AND GAS FIELDS IN UKRAINE

Наведено інформацію про специфіку геологічних умов залягання залишкових запасів вуглеводнів на виснажених покладах і проблеми поширення зон з початковими аномально низькими пластовими тисками. Розглянуто основні передумови виникнення п'езомінімумів у різноманітних геологічних флюїдовмісних формаціях. Досліджено падіння пластового тиску на виснажених експлуатаційних об'єктах. З'ясовано, що падіння пластових тисків у більшій частині розроблених нафтогазоносних об'єктів дорівнює значенню аномально низьких пластових тисків. Проаналізовано дані щодо наявності в Україні площ зі зниженими початковими пластовими тисками та ступінь виснаження родовищ вуглеводнів, які перебувають на пізній стадії розроблення. Побудовано графіки падіння градієнта пластових тисків за останні роки розробки на Чорнухінському, Денисівському, Солохівському, Дружелюбівському, Тимофіївському та Яблунівському родовищах. У статті розглянуто аспект застосування полегшених тампонажних розчинів під час кріплення свердловин з аномально низькими пластовими тисками, розкрито важливість контролю забруднення привибійної зони пласта та запобігання виникненню гідророзривів під час цементування.

**Ключові слова:** аномально низькі пластові тиски, градієнт пластового тиску, кріплення свердловин, полегшені тампонажні розчини.

The article presented information about specific of geological conditions depleted oil and gas fields, which has Remaining Oil and Gas in Place. The reasons of abnormally low pressure nascency in the deposit has been analyzed. The article presents information about influence of geodynamic processes and structural and tectonics of Earth crust to formation pressure. The information about availability of initial abnormally low formation pressure in Ukrainian Oil and Gas-Condensate fields has been written. Supposition of nascence the abnormally low formation pressure in difficult oil/water/gas saturation geological formation has been analyzed. The drop of pressure in of initial formation has been analyzed and researched. The article presented that drop of pressure gradient in main Ukrainian oil and gas fields is equal to the value of abnormally low formation pressure. The problems of considerable remaining Oil and Gas in with abnormally low pressure in Ukrainian oil and gas field deposit has been analyzed. The information about oil and gas reservoir conditions of depleted field and brown fields in Ukraine has been analyzed. The plot of the formation pressure gradient decreasing for Chornukhynske, Denysivske, Solokhivske, Druzheliubivske, Tymofiivske and Yablunivske fields has been presented. The drop of pressure to abnormally low in Chornukhynske, Denysivske, Solokhivske, Druzheliubivske, Tymofiivske and Yablunivske fields has been established. The problems of drilling and cementing in the well with abnormally low pressure has been describe. Difficult geological conditions in Ukrainian oil and gas field deposit has been analyzed. The article shows the importance to control parameters of all technological liquids, especially density of drilling and cementing liquid in a time of drilling well with abnormally low pressure. The article shows the aspect of the using of lightweight grouting solutions for mounting wells with abnormally low reservoir pressures, the importance of controlling the contamination of the bottom zone of the formation and preventing the occurrence of hydraulic fracturing during cementing.

**Keywords:** abnormally low formation pressure, formation pressure gradient, cementing, lightweight cementing material.

**Вступ.** Геологічна будова покладів нафти й газу в Україні характеризується специфічним стратиграфічним, формаційним і фазово-хімічним діапазоном нафтогазоносності з найрізноманітнішими глибинними умовами, що зумовлює особливість розподілу, складу та умов експлуатації покладів вуглеводнів. У складних гірничо-геологічних умовах наявні зони з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ). Зони з АНПТ також можуть утворюватися штучно в процесі добування нафти, газу й води, якщо немає компенсації пластової енергії. На сьогодні більшість родовищ на території України перебувають на завершальній стадії розроблення, а тому потрібно максимально збільшити власний видобуток вуглеводнів з родовищ з АНПТ. Найскладнішим є будівництво якісної свердловини зі збереженням найліпших фільтраційних характеристик продуктивної зони пласта на експлуатаційних об'єктах, що перебувають на пізній стадії розроблення та зі зниженими початковими пластовими тисками [15]. Передумовою виконання цих умов є застосування полегшених тампонажних розчинів під час будівництва нових свердловин.

**Огляд попередніх досліджень і публікацій.** Аномальність пластових тисків зумовлена переважно геологічною будовою родовищ і різницею густини нафти, газу, води та порід, що їх уміщують. Істотний вплив на зміну пластового тиску в надрах Землі має форма залягання порід та їхній фізичний стан (ущільненість) [6]. У нафтових родовищах аномально низький тиск може бути, якщо екранувальна покривка залягає неглибоко, поверх нафтоносності є високим та немає активного напору пластових вод. У такому разі, коли під покривкою наднормальний тиск нафти дорівнює геостатичному, то зі збільшенням глибини він зростає на величину стовпа нафти, густина якої менша за густину води в пластових умовах. Тож зі збільшенням глибини від екранувальної покривки за наявності потужного горизонту нафтоносності спостерігаються пластові тиски, менші за гідростатичні [13].

Автори [4] виділяють чотири основні причини утворення зон з аномально низькими пластовими тисками:

1. Перевищення гіпсометричної точки буріння свердловини над гіпсометричним положенням умовної п'езометричної поверхні.
2. Падіння пластового тиску в природному резервуарі внаслідок міграції флюїду по тріщинах і більших розривах

до денної поверхні з наступною дегазацією та безпосереднім виходом рідини.

3. Опускання колекторів у герметичних умовах на нижчий гіпсометричний рівень, що призводить до пластових тисків, менших за гідростатичний.

4. Формування в осадовій товщі земної кори внаслідок стресових тектонічних рухів порожнин тектонічних розривів, що в певних геологічних умовах зумовлює формування вакуумного простору, куди можлива міграція флюїдів з природних резервуарів.

Дослідники [20] вважають, що передумовою виникнення зон з аномально низькими тисками є тектонічна ерозія верхніх нашарувань породи. Тобто коли верхні шари породи розмиваються, а вертикальні напруги зменшуються, матриця породи відновлюється як еластичне тіло, через що об'єм пор у породі зростає, а тиск флюїду в породі зменшується. Пласти з АНПТ розміщуються в товщах осадових відкладів між непроникними породами з нормальними або аномально високими та аномально високими внутрішньопоровими тисками. Їх також називають п'єзомінімумами [18].

Утворення зон з АНПТ у природних резервуарах пов'язано з великою кількістю чинників у земній корі, зокрема зворотною пружною деформацією скелетів за ерозії перекирваних її товщ, а відтак залученням ділянки знову в занурення і відкладенням осадових товщ меншої товщини; зі зниженням температур у колекторах, а також різницею температурних коефіцієнтів розширення порових вод і скелета порід [6].

Відповідно до геодинамічної концепції формування земної кори, під час дії тектонічних зусиль у земній корі і змінюється пластів колекторів у складки відбувається їхня механічна деформація, що виявляється в периферійних частинах структур у зменшенні порових просторів у пласті та формуванні тріщин сплюскування і утворенні нових тріщин, розкриття яких збільшується в напрямку до склепіння складки. Отже, у верхній частині складки (її склепінні) можуть утворюватися чималі за розміром розкриті тектонічні порушення [16]. На початку такого процесу в колекторі, що заповнений флюїдами та залягає під непроникними породами-покришками аномально високого пластового тиску (АВПТ), утворення внаслідок внутрішньорезервуарної міграції флюїдів (найчастіше в склепіннях структур) у напрямі замкових частин антикліналей, з подальшою деформацією пластів через тріщини й великі тектонічні порушення флюїди під тиском мігрують у породи, які їх уміщують [19]. У склепінних ділянках складок над пластами АВПТ утворюються локалізовані місця вторгнення з аномально високим поровим тиском (АВПот). Цей процес упродовж геологічного часу приводить спочатку до нівеляції тиску в колекторах, а потім, за доброї провідності зон тектонічних порушень і особливо за малих товщин порід-покришок, – до формування АНПТ [16]. Тобто якщо покришки не мають властивостей утримувати високий тиск флюїдів у колекторі, то утворюється прорив флюїдів з природного резервуара, і в ньому пластовий тиск зменшується навіть до АНПТ [7].

У природних резервуарах АНПТ спостерігаються в зонах диз'юнктивів, які сягають денної поверхні, четвертинних відкладів або зон регіональних дислокацій, де відбувається виділення газу з нафтогазоводяних покладів з наступним розвантаженням енергії внаслідок прориву з них флюїдів або ж у разі недостатньої потужності покришок для стримування пластової енергії [6]. Дослідженнями [Ovnatanov, 1979; van Golf-Racht, 1982; Ivanishin et al., 2012; Lucia, 2007; Reiss, 1980; Vakhromeev et al., 2013, 2014, 2015] визначено, що гідродина-

мічні умови флюїдної системи в кавернозно-тріщинуватих карбонатних колекторах з АНПТ істотно відрізняються від звичайних гранулярних колекторів і колекторів з невеликою тріщинуватістю. Найбільшою проблемою під час їхнього первинного розкриття є катастрофічні поглинання, спричинені АНПТ пластових вуглеводневих систем і специфічними властивостями тріщинуватого колектора [11].

**Мета та завдання статті.** Визначити масштаби поширення пластів зі зниженими початковими тисками на виснажених родовищах у процесі експлуатації. Обґрунтувати доцільність застосування полегшених і легких тампонажних розчинів для кріплення свердловин в умовах АНПТ.

**Викладення основного змісту проведеного дослідження.** Структурно-тектонічна будова геологічного розрізу ДДЗ формувалася під впливом геодинамічного режиму багатократної активації дрібноблокової тектоніки, галакінезу й активних процесів телломасопереносу в різні геологічні епохи. Це й визначило трансгресивно-регресивні цикли формування осадового басейну: зміну умов осадонакопичення, зон вивітрювання гірських порід, особливості міграції осадового матеріалу, місць його акумуляції, чергування колекторів і покришок у розрізі, особливості формування та геологічного розвитку резервуарів і продуктивних горизонтів у широкому літолого-стратиграфічному діапазоні осадового чохла й фундаменту ДДЗ. Осадовий чохол розрізу девону, карбону, пермі, тріасу, юри складається з таких типів колекторів: порових, порово-кавернозно-тріщинних і тріщинних [4, 12].

Найпоширенішими проблемами, які заважають якісному будівництву свердловини, є нестабільність значень пластових тисків у межах відкладів різних ярусів. Поширені пласти з АВПТ, що перешаровуються з пластами з АНПТ [1]. У таблиці наведено дані про поширення зон зі зниженими початковими пластовими тисками в нафтогазоносних районах України [6].

Окрім ДДЗ, АНПТ наявні і в інших нафтогазоносних регіонах України: зовнішня зона Передкарпатського прогину, природні резервуари Скіфської плити. Автори [5–7] наводять результати замірювань початкових пластових тисків і величини коефіцієнтів аномальності  $K_a$  для природних резервуарів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Їхня геологічна структура представлена неогено-палеогеновими і крейдяними відкладами з наявними зниженими та аномально низькими початковими пластовими тисками й коефіцієнтами аномальності від 0,81 до 0,95. Зазначені баричні умови характерні для таких родовищ: Коханівське (юра,  $K_a=0,87$ ), Садковицьке (нижній сармат  $K_a=0,87$ ), Рудківське (нижній сармат  $K_a=0,95$ ), Більче-Волицьке (верхня крейда  $K_a=0,95$ ), Угерське (верхня крейда  $K_a=0,92$ ), Гринівське (верхній тортон  $K_a=0,87$ ), Косівське (нижній сармат  $K_a=0,86$ ), Більче-Волицьке (верхня крейда), Угерське (верхня крейда), Гринівське (верхній тортон), Кавське (нижній сармат), Летнянське (нижній сармат  $K_a=0,91$ ), Ковальовсько-Черешенське (верхній тортон  $K_a=0,91$ ), Краснопутянський поклад (тортон  $K_a=0,81$ ). У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину (геосинклінальний схил) АНПТ спостерігають у Спаському родовищі нафти (олігоцен) і деяких дуже роздроблених тектонічними порушеннями блоках Битківського родовища нафти. Для газових родовищ Закарпатського прогину також характерними є знижені початкові пластові тиски. Їх зафіксували на таких родовищах: Русько-Комарівське (сармат  $H=1197$ ,  $K_a=0,90$ ;  $H=1370$ ,  $K_a=0,86$ ;  $H=1479$ ,  $K_a=0,82$ ), Солотвинське (нижній неоген  $H=1205$ ,  $K_a=0,90$ ;  $H=1410$ ,  $K_a=0,95$ ), Мартівська площа ( $H=600$ ,  $K_a=0,90$ ;  $H=700$ ,  $K_a=0,87$ ;  $H=900$ ,  $K_a=0,98$ ). На території Львівської, Іва-

Таблиця. Родовища зі зниженими пластовими тисками

Родовище	Різновид горизонту	Індекс горизонту	Початковий пластовий тиск Р, МПа	Глибина Н, м	$K_a$ початкового пластового тиску, $P_{пл}/P_{гидр.ст.}$
<b>Волино-Подільська плита і зовнішня зона Передкарпатського прогину</b>					
Летнянське	Нижній неоген, сарматський ярус	$N_1s$	10,00	1092	0,90
Летнянське	Нижній неоген, сарматський ярус	$N_1s$	11,97	1238	0,9
Летнянське	Верхня юра	$J_2$	10,01	1654	0,64
Садковицьке	Нижній неоген, сарматський ярус	$N_1s$	11,60	1345	0,87
Рудківське	Нижній неоген, сарматський ярус	$N_1s$	7,26	740	0,98
Меденицьке	Неоген – верхня крейда	$N-K_2$	13,25	1350	0,98
Меденицьке	Крейда	$K$	13,03	1320	0,98
Гринівське	Нижній неоген	$N_1$	7,0	850	0,82
Бородчанське	Нижній неоген	$N_1$	10,35	1190	0,87
Косівське	Нижній неоген, сарматський ярус	$N_1s$	6,0	760	0,80
Красноільське	Нижній неоген	$N_1b$	9,41	1221	0,77
Яблунівське	Нижній неоген	$N_1b$	11,60	1280	0,90
<b>Закарпатський прогин</b>					
Русько-Комарівське	Нижній сармат	$N_1s$	11,9	1259	0,95
Русько-Комарівське	Нижній неоген	$N_1b$	12,7	1663	0,76
<b>Дніпровсько-Донецька западина</b>					
Лесяківське	Нижній карбон	$C_1$	31,26	3222	0,97
Глинсько-Розбишівське	Нижній карбон	$C_{1,t-1}$	36,4	4678	0,78
Роменське	Верхній девон	$D_3$	2,50	454	0,60
Радченківське	Триас	$Ti-4$	10,80	1180	0,92
Східногубівське	Середній карбон	$C_2b$	9,4	984	0,96
Новогригорівське	Середній карбон	$C_2b$	15,17	1530	0,99
Східноновоселківське	Нижній карбон	$C_{1v}$	16,2	2854	0,60
Левенцівське	Середній карбон	$C_2b$	13,48	1394	0,96
Сніваківське	Перм	$Pnk$	5,69	635	0,92
Вергунське	Середній карбон	$C_2m$	11,17	1165	0,96
Вергунське	Середній карбон	$C_2b$	20,7	2082	0,99
Слов'яносербське	Середній карбон	$C_2b$	20,7	2082	0,99
<b>Південноукраїнський регіон</b>					
Одеське	Палеоцен	$P_1Np$	15,0	1870	0,80
Серебрянське	Верхня крейда	$K_2$	15,8	1788	0,88

но-Франківської і частково Чернівецької областей за даними праці [4] є природні резервуари з АНПТ.

Верхньомасловецьке нафтове родовище в районі Карпат характеризується складною тектонічною будовою, АНПТ і наявністю в геологічному розрізі нестійких порід, схильних до обсищення, обвалення і формування поглинальних горизонтів [9].

На території Скіфської плити поклади нафти й газу, що характеризуються розвитком АНПТ, виявлені в Криму на Тарханкутському півострові: Оленівське (палеоцен,  $K_a=0,77$ ) (коефіцієнт аномальності пластового тиску для родовища становить  $K_a=0,77$ ), Чорноморське (палеоцен,  $K_a=0,50$ ), Міжводненське (олігоцен,  $K_a=0,84$ ), Кіровське (палеоцен,  $K_a=0,94$ ), Задорнівське ( $H=613$ ,  $K_a=0,96$ ), Краснополянське ( $H=1096$ ,  $K_a=0,99$ ), Глібівське ( $H=1090$  м,  $K_a=0,99$ ) родовища, а також на Керченському півострові – Мисове ( $H=500$  м,  $K_a=0,75$ ), Борзівське ( $K_a=0,76$ ) і Малобабчинське родовища (неоген,  $K_a=0,75$ ) [5, 6].

Продуктивні горизонти родовищ західного шельфу Чорного моря представлені слабозцементованими тріщинуватими колекторами, схильними до осипання та обвалювання. Поглинання бурового та тампонажного розчину є в кожній другій свердловині. Градієнт тиску поглинання для цих свердловин був у межах 0,012–0,018 МПа/м [3].

Крім геологічних зон з початковими АНПТ, проблемною з погляду поглинань є чимала кількість родовищ України, які перебувають на завершальній стадії розроблення. Для них також характерні пластові тиски нижчі від гідростатичних. До того ж дорозроблення таких експлуатаційних об'єктів може бути ефективним за умови збільшення зони дренавання, що досягається завершенням свердловини горизонтальними й похило-спрямованими ділянками [2]. А горизонтальні свердловини характеризуються зниженням значення градієнта гідророзриву породи зі збільшенням зенітного кута. Тому пара-

метри тампонажних і бурових розчинів мають максимально відповідати таким умовам для збереження фільтраційних характеристик колектора та надійної експлуатації об'єкта [14].

За даними Державного балансу запасів корисних копалин України [Нафтогазовий форум, вересень 2018 року, ПолтНТУ] приблизно 6791,81 млн т умовного палива нині є в надрах України. Утім більшість розроблених родовищ характеризуються зниженим градієнтом пластового тиску. Нижче наведено графіки падіння градієнта пластового тиску на родовищах, які перебувають на пізній стадії розроблення, але містять достатні залишкові запаси для подальшої експлуатації та відповідно будівництва нових свердловин.

Проаналізувавши дані розробки деяких родовищ, можна зробити висновок про істотне падіння пластових тисків. Нижче наведено графік динаміки зміни поточних пластових тисків і відповідних коефіцієнтів аномальності на Чорнухинському газоконденсатному родовищі (рис. 1).

Як видно з графіка, уже у 2008 році градієнт пластового тиску продуктивного горизонту В-20В Чорнухинського ГКР був нижчим за 1,0. Надалі спостерігається це відношення нижче ніж 0,6 з деякою стабілізацією в межах 0,5–0,6 упродовж 2009 року. Аналогічна тенденція спостерігається на інших родовищах Східного нафтогазоносного регіону: Денисівському (рис. 2), Яблунівському (рис. 3), Солохівському (рис. 4, 5), Тимофіївському (рис. 6), Дружелюбівському (рис. 7). На родовищах з декількома експлуатаційними об'єктами бувають ще більші падіння пластового тиску. Так, градієнт пластового тиску всіх продуктивних горизонтів Солохівського ГКР уже у 2015 році був нижчим за 0,6, а в горизонтах В-15а та В-20 (В-17 а, б), В-21 (В-18) – узагалі нижчим за 0,2. Виснаження пластової енергії на експлуатаційних об'єктах Тимофіївського НГКР на 2015 рік сягнуло рівня  $R_{пл}/R_{гидр.ст.}=0,11\div 0,65$ .



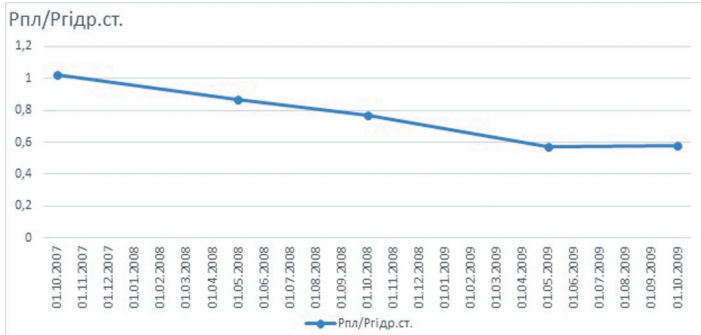


Рис. 1. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску на Чорнухинському газоконденсатному родовищі

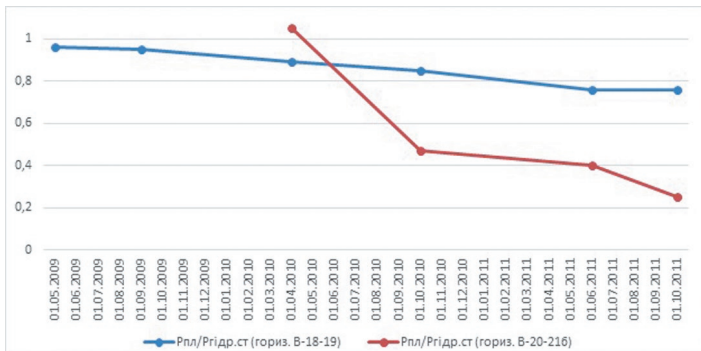


Рис. 2. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску на Денисівському газоконденсатному родовищі

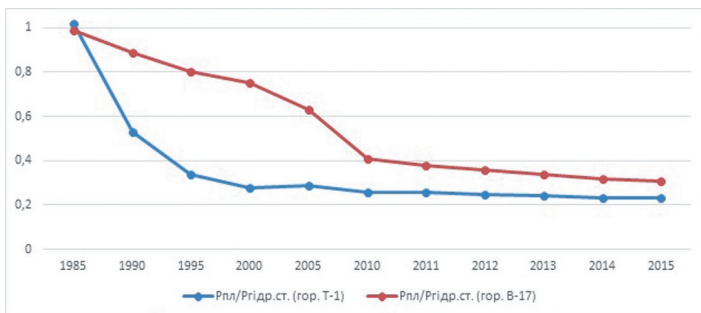


Рис. 3. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску на Яблунівському газоконденсатному родовищі

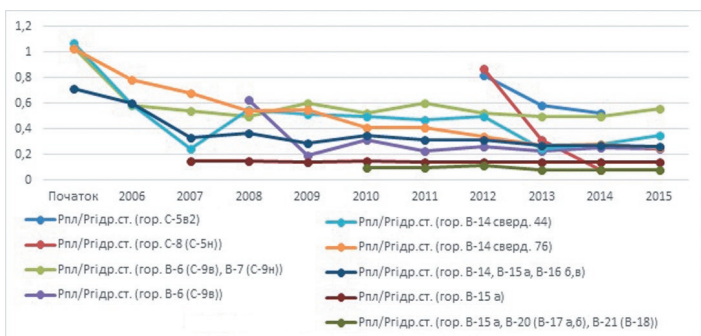


Рис. 4. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску у відкладах нижнього карбону Солохівського газоконденсатного родовища

На Дружелюбівському НГКР спостерігається дещо ліпша ситуація, градієнт пластового тиску – у межах 0,57÷0,89.

Згідно з графіками, на всіх указаних родовищах спостерігають стрімке падіння пластових тисків і виснаження пластової енергії. Оскільки залишкових запасів цих родовищ досить для їхньої подальшої розробки, потрібно максимально відповідально ставитися до будівництва нових свердловин на цих об'єктах. Особливо це стосується вибору рецептури

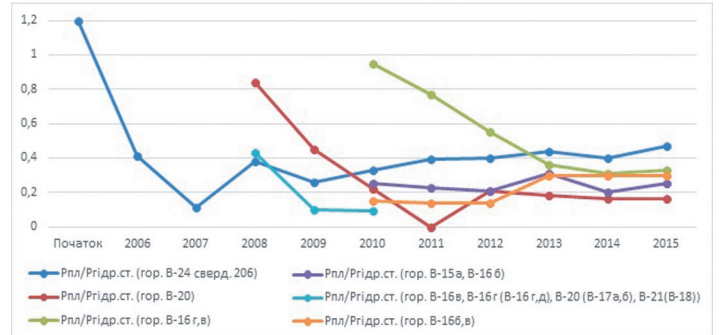


Рис. 5. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску у відкладах візейського ярусу Солохівського газоконденсатного родовища

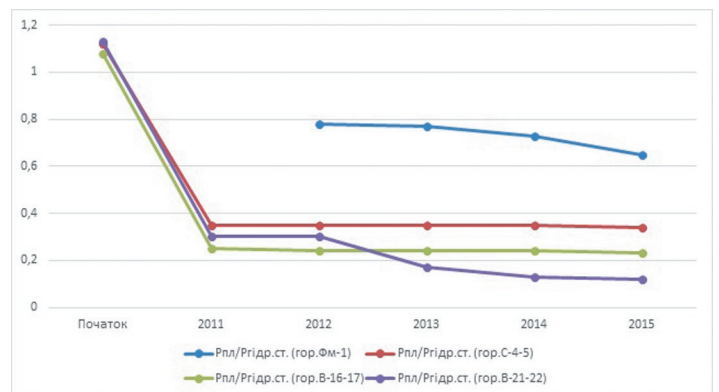


Рис. 6. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі

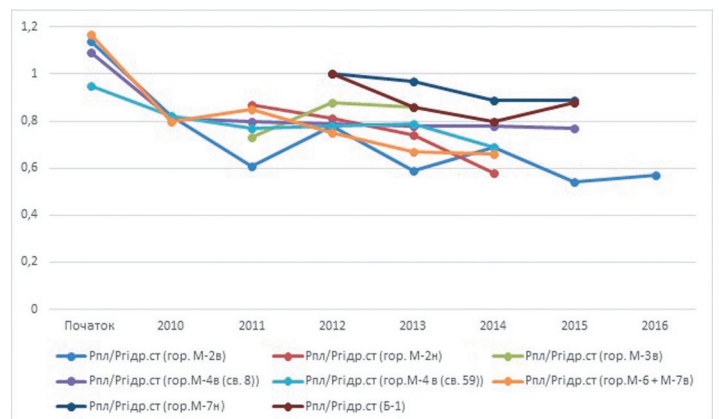


Рис. 7. Динаміка зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску на Дружелюбівському нафтогазоконденсатному родовищі

тампонажних розчинів для їхнього кріплення. Їхня густина має бути максимально зниженою, а склад стабілізований для запобігання поглинанню і забрудненню фільтраційної зони.

З графіків випливає, що падіння градієнта пластового тиску на Денисівському ГКР (Звіт про науково-дослідну роботу. Проект промислової розробки Денисівського газоконденсатного родовища. Чернігів: ТОВ «ДБЦ НАФТОГАЗ»; 2011. С. 425) (рис. 2) для горизонту В-18-19 значення  $P_{пл}/P_{гдр.ст}$  на початковій стадії експлуатації становило менше за 1, тобто пластовий тиск був аномально низьким, а з подальшим виснаженням пластової енергії у 2011 році цей показник становив 0,77. Водночас інший горизонт В-20-216, експлуатація якого розпочато у 2010 році з початковим градієнтом пластового тиску 1,1, характеризувався досить стрімким падінням цього показника до значення 0,42 лише за шість місяців експлуатації (з 01.04.10 по 01.10.10). Тобто за цей період пластовий тиск

зменшився від початкового на 38 %. Надалі падіння тиску відбувається не так стрімко, але градієнт пластового тиску станом на 1.10.2012 уже становив 0,23, тобто пластовий тиск був учетверо нижчий за гідростатичний.

Для горизонтів Т-1 і В-17 Яблунівського НГКР (рис. 3) значення градієнта пластового тиску на початок розроблення становило приблизно 1. Упродовж 1985–2010 років стрімкіше падіння тиску спостерігалось для горизонту Т-1 (Звіт про науково-дослідну роботу. Уточнений проект промислової розробки газоконденсатних покладів Яблунівського родовища. Харків: УКРНДІГАЗ, 2016. 890 с.). За перші п'ять років його розроблення градієнт зменшився від 1 до 0,53, тобто зменшився на 47 %, тоді як для горизонту В-17 падіння градієнта становило 10 % (від 0,98 до 0,88). З 2010 по 2015 рр. тенденція падіння градієнта пластового тиску для обох горизонтів майже зрівнялася, і у 2015 становила 0,22 для горизонту Т-1 і 0,29 для горизонту В-17.

На графіках, зображених на рис. 4, наведено характеристики падіння градієнта пластового тиску для дев'яти продуктивних горизонтів Солохівського ГКР (Звіт про науково-дослідну роботу. Уточнений проект розробки Солохівського НГКР. Харків: УКРНДІГАЗ, 2016. 950 с.). Лише два з них починали експлуатувати з пластовим тиском, вищим від гідростатичного (горизонти В-14 сверд. 76 та В-6 (С-9в) сверд. 44). На всіх інших горизонтах уже на початковій стадії були АНПТ. Як видно з графіків, для кожного горизонту спостерігається тенденція неабиякого падіння тиску. Максимальне значення градієнта тиску у 2015 році становить 0,58 (гор. В-6 (С-9в), В-7 (С-9н)), що майже удвічі менше за гідростатичний. Для інших горизонтів градієнт пластового тиску у 2015 був узагалі в межах 0,07–0,37.

На рис. 5 представлені графіки зміни градієнта пластового тиску ще для шести продуктивних горизонтів Солохівського ГКР. Лише горизонт В-24 на початку розроблення характеризувався пластовим тиском, більшим за гідростатичний (градієнт тиску 1,2), але внаслідок роботи свердловини до 2015 році він зменшився на 50 % (градієнт пластового тиску – 0,5). Горизонти В-20 та В-16в, г на початок розробки мали початкові значення градієнта пластового тиску 0,82 та 0,98. На 2015 р. вони становили 0,08 і 0,37. Для інших горизонтів уже на початковій стадії розроблення градієнт пластового тиску не перевищував значення 0,5, а до 2015 року зменшився до 0,20–0,38.

На Тимофіївському НГКР (Звіт про науково-дослідну роботу. Проект розробки Тимофіївського НГКР. Харків: УКРНДІГАЗ, 2017. С. 640) від початку розроблення і до 2011 року відбулося падіння градієнта пластового тиску для трьох горизонтів В-16-17, В-21-22, С-4-5 (рис. 6) від значень 1,4–1,7 до 0,25–0,35, що становить приблизно 60 % від початкового значення. Надалі для горизонтів В-16-17, С-4-5 падіння градієнта пластового тиску не характерне, його значення було відносно стабільним, а в горизонті В-21-22 падіння пластового тиску до 2015 р. продовжувалося до значення 0,12. Горизонт ФМ-1 уже на початку експлуатації характеризувався АНПТ з градієнтом 0,78, 2015 року цей показник зменшився до 0,64.

На Дружелюбівському НГКР на початок розроблення в п'яти з восьми продуктивних горизонтів початковий пластовий тиск був більшим за гідростатичний, про що свідчать відповідні градієнти, більші за 1. Як видно з графіків (рис. 7), градієнт пластового тиску для кожного з горизонтів періодично змінювався – спочатку стрімко падав, а потім навіть дещо зростав, циклічно цей процес повторювався. Але попри періодичне відновлення пластової енергії, значення градієнта пластового тиску не перевищувало 1, а для горизонтів М-7н та М-2в узагалі на 2014 рік було менше ніж 0,6 (Звіт про науко-

во-дослідну роботу. Проект промислової розробки Дружелюбівського НГКР. Харків: УКРНДІГАЗ, 2017. С. 650).

Як бачимо, на кожному із цих родовищ спостерігаються АНПТ з падінням градієнта пластового тиску навіть нижче від показника 0,5, крім цього, ця тенденція й далі триватиме внаслідок максимального виснаження експлуатаційних об'єктів.

Будівництво нових експлуатаційних свердловин на цих площах потребує особливого підходу до вибору бурових, технологічних і тампонажних розчинів [3]. Особливо це стосується густини цементної суспензії. Для кріплення свердловин на цих площах потрібно застосовувати тампонажні розчини зі зниженою густиною для запобігання поглинанню його в пласт і кольматації призабійної зони пласта. Родовища з мінімальними (0,6–0,8) значеннями градієнтів пластового тиску потребують використання легких тампонажних розчинів ( $\rho < 1400 \text{ кг/м}^3$ ) [8].

Істотне перевищення тиску стовпа тампонажного розчину над пластовим тиском може призвести до гідророзриву пласта, кольматації привибійної зони, значного проникнення частинок цементу в пласт [14], що унеможливає приплив до свердловини в майбутньому. Так, за даними праці [10] поглинання тампонажного розчину відбулося у 2003 році на свердловині 101-Біс-Машівська завглибшки 1635 м.

Одним з прикладів наслідків перевищення густини тампонажного розчину є цементування експлуатаційних колон свердловин 1, 2, 5, 7, 30 і 20 Верхньомасловецького родовища в умовах низьких пластових тисків, де спостережено поглинання фільтрату тампонажних рідин, а відсутність ефективних буферних рідин стала причиною збільшення зони змішування технологічних рідин у свердловині. Утворений за таких умов цементний камінь виявився неякісним і нездатним забезпечувати потрібну герметичність за колонного простору, що засвідчили результати акустичної цементометрії (АКЦ) [9].

### Висновки

В усіх нафтогазоносних районах України наявні зони з АНПТ. Також, проаналізувавши падіння градієнта пластового тиску на Чорнухинському, Дружелюбівському, Тимофіївському, Денисівському та Солохівському родовищах, констатуємо, що кожному з експлуатаційних об'єктів притаманне його падіння нижче ніж 1, а в деяких продуктивних горизонтах навіть нижче значення 0,5. Розроблення цих родовищ у сучасних умовах потребує будівництва нових експлуатаційних свердловин із запобіганням забрудненню привибійної зони пласта під час кріплення і забезпеченням надійної ізоляції за колонного простору. Досягнути цього можна, застосовуючи полегшені й легкі тампонажні розчини, які унеможливають велику депресію на пласт і небезпеку непередбачених поглинань тампонажної суспензії та гідророзривів пласта.

### ЛІТЕРАТУРА

1. Бандур Р. В. Аналіз причин неякісного розмежування пластів в умовах Дніпровсько-Донецької западини/Р. В. Бандур, О. В. Лужаниця, С. Г. Михайленко, Я. С. Коцкулич//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 127–130.
2. Вішнікієв Є. Нові системи промивальної рідини для первинного розкриття продуктивних горизонтів при бурінні горизонтальних свердловин для видобутку нафти і газу/Є. Вішнікієв, В. Світлицький, О. Іванків//Вісник Нац. техн. ун-ту “ХПІ”: збірник наук. доп. Темат. вип.: Хімія, хімічна технологія і екологія. – Харків: НТУ “ХПІ”; 2007. – № 9. – С. 41–46.
3. Іванків О. О. Новітні методи розкриття пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ)/О. О. Іванків, В. М. Світлицький, М. М. Яворський, А. А. Писаренко//Науковий вісник ІФНТУНГ. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2007. – № 2 (16). – С. 48–54.
4. Лукин А. Е. Угледородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине/А. Е. Лукин//Вісник Націо-



нальної академії наук України. – Київ, 2014. – № 5. – С. 31–36. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/vnau\\_2014\\_5\\_8](http://nbuv.gov.ua/UJRN/vnau_2014_5_8).

5. Орлов О. О. Тектоніко-геофлюїдинамічна концепція формування термобаричних умов в осадовій оболонці земної кори (частина друга) [Електронний ресурс]/О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко, О. М. Трубенко//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2007. – № 4 (25). – Режим доступу до ресурсу: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4704/1/2579p.pdf>.

7. Орлов О. О. Можливість утилізації промислових токсичних відходів у пластах з аномально низькими пластовими тисками в Україні. [Електронний ресурс]/О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко, О. М. Трубенко//Доповіді Національної академії наук України. – 2011. – № 2. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis\\_nbuv/cgiirbis\\_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP\\_meta&C21COM=S&2\\_S21P03=FILEA=&2\\_S21STR=dnau\\_2011\\_2\\_21](http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILEA=&2_S21STR=dnau_2011_2_21).

8. Орловський В. М. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали/В. М. Орловський, С. Г. Михайленко, О. В. Лужаниця//Науковий вісник. – Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2010. – № 3. – С. 10–14.

9. Притула Л. Я. Інновації в цементуванні свердловин Верхньомасловецького родовища [Електронний ресурс]/Л. Я. Притула, М. М. Плитус, Ю. М. Величко, І. О. Сеньків//Техніческие науки. Разработка полезных ископаемых и геодезия. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.sworld.com.ua/konfer37/370.pdf>.

10. Ставичний Є. М. Розроблення тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів у свердловинах родовищ Дніпровсько-Донецької западини: дис. канд. техн. наук: 05.15.10 – Буріння нафтових і газових свердловин/Є. М. Ставичний. – Івано-Франківськ, 2015. – 198 с.

11. Судакова А. А. Обґрунтування параметрів технології ізоляції поглинаючих горизонтів бурових свердловин: дис. канд. техн. наук: 05.15.10 – Буріння свердловин/А. А. Судакова. – Дніпро, 2018. – 240 с.

12. Angela Anh Doan (Baker Hughes), Andrew Christopher Holley (Baker Hughes), Li Li (Baker Hughes), Matthew Grady Kellum (Baker Hughes). A Novel Cement System to Ensure Slurry Stability in Horizontal Well/DOI <https://doi.org/10.2118/185123-MS/SPE> Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 27–31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA/2017. Electronic resource: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-185123-MS>.

13. Ferran L. M. Evolution of abnormally high and low pressured Morrow sands in north-western Oklahoma using well logs and water simple data/M. S. Thesis, Univ. of Tulsa. – 1973. – Tulsa, Oklahoma. – 110 p.

14. Hanson P. Investigation of Barite Sag in Weighted Drilling Fluids in High Deviated Wells/P. Hanson, T. Trigg, G. Rachal, M. Zamora//SPE paper 20423 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition. New Orleans. – 1990 Sept. – P. 23–26.

15. Michael K., Bachu S. Fluids and Pressure Distributions in the Foreland-Basin Succession in the West-Central Part of the Alberta Basin, Canada: Evidence for Permeability Barriers and Hydrocarbon Generation and Migration//AAPG Bulletin. – Jul 2001. – 85. – P. 1231–1252.

16. Palmer I. D., Higgs N. Prediction of Sanding Using Oriented Perforation in a Deviated Well, and Validation in the Field, SPE 98252, 2006.

17. Song Ge. Coupling model of transient temperature and pressure in gas wells. – Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

18. Trick M. D. Comparison of Correlations For Predicting Wellbore Pressure Losses in Gas-Condensate and Gas-Water Wells//1 Canadian international petroleum conference. – Paper 2003–019.

19. Wu Y., Bai B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs/SPE 118830/SPE Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. – Texas, 2009. – 13 p.

20. Xu Hao. Influence of tectonic uplift-erosion on formation pressure/Xu Hao, Zhang Junfeng, Jia Chengzao, Tang Dazhen and Yin Wei//Petroleum Science. – December 2010. – Vol. 7. – Iss. 4. – DOI 10.1007/s12182-010-0094-9.

## REFERENCES

1. Bandur R. V., Luzhanytsia O. V., Mykhailenko S. H., Kotskulych Ya. S. Analyzing the source of poor quality cementing in the Dnieper-Donetsk depression condition/Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – Ivano-Frankivsk, 2003. – P. 127–130. (In Ukrainian).

2. Vishnikin Ye., Svitlytskyi V., Ivankiv O. New types of drilling mud for opening oil and gas horizon in process of drilling horizontal wells for oil and gas extraction/Visnyk Nats. tekhn. un-tu “KhPI”: zbirnyk nauk. dop. Temat. vyp.: Khimiia, khimichna tekhnolohiia i ekolohiia. – Kharkiv: NTU “KhPI”; 2007. – № 9. – P. 41–46. (In Ukrainian).

3. Ivankiv O. O., Svitlytskyi V. M., Yavorskyi M. M., Pysarenko A. A. New technology of methods opening abnormal low pressure horizon//Naukovyi visnyk IFNTUNH. Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh i hazovykh rodovyshch. – Ivano-Frankivsk, 2007. – № 2 (16). – P. 48–54. (In Ukrainian).

4. Lukin A. E. Hydrocarbon potential of deep depth and perspective of the exploitation of interior part of the Earth in Ukraine/Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. – Kyiv, 2014. – № 5. – P. 31–36. (In Russian).

5. Orlov O. O., Stavitskyi E. A., Fedoryshyn D. D. Technical geo fluid dynamical conception of pressure-and-temperature conditions formation in sedimentary basins and practical employment in oil-gas search, oil-gas-field exploration and extraction. – Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2013. – 245 p. (In Ukrainian).

6. Orlov O. O., Yevdoshchuk M. I., Omelchenko V. H., Trubenko O. M. The conception of geodynamical origin of abnormally low formation pressure in sedimentary shell of the Earth/Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – Ivano-Frankivsk, 2007. – Vol. 4. – № 25. – P. 30–41. (In Ukrainian).

7. Orlov O. O., Yevdoshchuk M. I., Omelchenko V. H., Trubenko O. M. Salvageability the hazardous materials and factory waste in the formation with abnormal low pressure in Ukraine/Dopovidi Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. – 2011. – № 2. (In Ukrainian).

8. Orlovskiy V. M., Mykhailenko S. H., Luzhanytsia O. V. New lightweight cementing materials//Naukovyi visnyk. – Ivano-Frank. nats. tekhn. un-t nafty i hazu, 2010. – № 3. – P. 10–14. (In Ukrainian).

9. Prytula L. Ya., Plytus M. M., Velychko Yu. M., Senkiv I. O. Innovation in the cementing wells of Verkhnomaslovetsky field//Tehnicheskie nauki. Razrobka poleznykh iskopaemykh i geodeziya. – 2014. – Electronic resource: <https://www.sworld.com.ua/konfer37/370.pdf>. (In Ukrainian).

10. Stavitskyi Ye. M. Development the plugging materials for cementing well chemogenic rock Dnieper-Donetsk depression condition: dys. kand. tekhn. nauk: 05.15.10 – Burinnia naftovykh i hazovykh sverdlolvyn. – Ivano-Frankivsk, 2015. – 198 p. (In Ukrainian).

11. Sudaкова А. А. Discourse about parameters of lost circulation zone plugging technology of drilling well: dys. kand. tekhn. nauk: 05.15.10 – Burinnia sverdlolvyn. – Dnipro, 2018. – 240 p. (In Ukrainian).

12. Angela Anh Doan (Baker Hughes), Andrew Christopher Holley (Baker Hughes), Li Li (Baker Hughes), Matthew Grady Kellum (Baker Hughes). A Novel Cement System to Ensure Slurry Stability in Horizontal Well/DOI <https://doi.org/10.2118/185123-MS/SPE> Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 27–31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA/2017. Electronic resource: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-185123-MS>.

13. Ferran L. M. Evolution of abnormally high and low pressured Morrow sands in north-western Oklahoma using well logs and water simple data/M. S. Thesis, Univ. of Tulsa. – 1973. – Tulsa, Oklahoma. – 110 p.

14. Hanson P. Investigation of Barite Sag in Weighted Drilling Fluids in High Deviated Wells/P. Hanson, T. Trigg, G. Rachal, M. Zamora//SPE paper 20423 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition. New Orleans. – 1990 Sept. – P. 23–26.

15. Michael K., Bachu S. Fluids and Pressure Distributions in the Foreland-Basin Succession in the West-Central Part of the Alberta Basin, Canada: Evidence for Permeability Barriers and Hydrocarbon Generation and Migration//AAPG Bulletin. – Jul 2001. – 85. – P. 1231–1252.

16. Palmer I. D., Higgs N. Prediction of Sanding Using Oriented Perforation in a Deviated Well, and Validation in the Field, SPE 98252, 2006.

17. Song Ge. Coupling model of transient temperature and pressure in gas wells. – Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

18. Trick M. D. Comparison of Correlations For Predicting Wellbore Pressure Losses in Gas-Condensate and Gas-Water Wells//1 Canadian international petroleum conference. – Paper 2003–019.

19. Wu Y., Bai B. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs/SPE 118830/SPE Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. – Texas, 2009. – 13 p.

20. Xu Hao. Influence of tectonic uplift-erosion on formation pressure/Xu Hao, Zhang Junfeng, Jia Chengzao, Tang Dazhen and Yin Wei//Petroleum Science. – December 2010. – Vol. 7. – Iss. 4. – DOI 10.1007/s12182-010-0094-9.

Рукопис отримано 7.10.2019.