

ВПЛИВ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ МАТВІЙВСЬКОГО РОДОВИЩА НА УМОВИ ЇХ РОЗРОБКИ

Авторами на прикладі Матвіївського нафтогазоконденсатного родовища висвітлюється питання впливу особливостей геологічної будови великих за розмірами газоконденсатних покладів із значними залишковими запасами вуглеводнів на умови їх експлуатації в умовах водонапірного режиму. Стисло викладена класифікація гідрогеодинамічних систем, а також геолого-промисловий аналіз розробки двох великих газоконденсатних покладів Матвіївського родовища, які є об'єктами досліджень. Відмічено, що належність цих двох покладів до різних зон катагенезу обумовило відмінності їх фільтраційно-ємнісних властивостей.

Приводяться результати аналізу гідрогеологічної будови родовища та особливості просування законтурної пластової води в поклади в процесі їх виснаження. Особливу увагу зосереджено на оцінці впливу проникності порід та темпів вилучення газу в різні етапи освоєння покладів на значення поточного газовилучення та об'єми зацемленого газу. Розроблені рекомендації щодо оптимальної дорозробки залишкових запасів газу обводнених крупних газоконденсатних покладів.

Ключові слова: підземні води, газоконденсатні поклади, обводнення свердловин, запаси газу, темп розробки покладу, газовіддача, проникність порового середовища.

В.В. Аксьонов, Д.К. Німець, І.В. Письменний. ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МАТВЕЕВСКОГО РОДОВИЩА НА УСЛОВИЯ ИХ РАЗРАБОТКИ. Авторами на примере Матвеевского нефтегазоконденсатного месторождения освещается вопрос влияния особенностей геологического строения крупных газоконденсатных залежей со значительными остаточными запасами углеводородов на условия их эксплуатации в условиях водонапорного режима. Кратко изложена классификация гидрогеодинамических систем, а также геолого-промысловый анализ разработки двух больших газоконденсатных залежей Матвеевского месторождения, которые являются объектами исследования. Отмечено, что принадлежность этих двух залежей к разным зонам катагенеза обусловила отличия в их фильтрационно-емкостных свойствах. Приводятся результаты анализа гидрогеологического строения месторождения та особенности продвижения краевой пластовой воды в залежи в процессе их истощения. Особое внимание сосредоточено на оценке влияния проницаемости пород и темпов извлечения газа в разные этапы освоения залежей на значения текущей газоотдачи и объемы зацемленного газа. Разработаны рекомендации для оптимальной разработки остаточных запасов газа обводненных крупных газоконденсатных залежей.

Ключевые слова: подземные воды, газоконденсатные залежи, обводнение скважин, запасы газа, темп разработки залежи, газоотдача, проницаемость порового пространства

Вступ. Обводнення продуктивних горизонтів за умови прояву водонапірного режиму є цілком природним процесом, але який, в свою чергу, має бути контрольованим з метою забезпечення оптимальних умов освоєння покладу (родовища). Такий контроль повинен спиратися на результати аналізів розробки покладів та відповідні висновки та залежності. Отже, аналіз особливостей обводнення двох різних за літолого-фізичними параметрами газових колекторів на прикладі горизонтів С-5а₁ та С-5г₂ центрального блоку II Матвіївського родовища, які, в свою чергу, характеризуються значними початковими запасами газу і розроблялись достатньо тривалий час, дозволяє вирішити ряд актуальних питань щодо освоєння залишкових запасів дуже складних за геологічною будовою родовищ вуглеводнів.

Актуальність. Нажаль, на даний час відсутній системний аналіз обводнення газоконденсатних покладів таких крупних родовищ приосьової зони ДДз, як Матвіївське та ін. Наявна інформація про особливості прояву водонапірного режиму в подібних покладах має фрагментарний характер і повинна бути узагальнена для використання при коригуванні системи розробки та визначенні перспектив вилучення залишкових за-

пасів вуглеводнів. Автори пропонують проаналізувати вплив геологічних чинників та темпів вилучення газу на результати розробки, а також обводнення двох крупних покладів Матвіївського родовища з позицій складання стратегії їх дорозробки.

Аналіз попередніх робіт. Перед тим, як перейти до особливостей розробки горизонтів Матвіївського родовища, вважаємо за необхідне зупинитися на існуючих концепціях генезису підземних вод (ПВ) та сучасних гідрогеологічних зональностях осадових (нафтогазоносних басейнів).

Нині існують три групи гіпотез генезису підземних вод – інфільтрогенна, мантійна (ювенільна) і седиментаційна (літогенетична). Найбільш обґрунтованою фактичним матеріалом і нині пануючою є літогенетична теорія. Так, О. Є. Гуревич, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругліков [1] вважають, що головною ланкою у цепі доказів седиментогенного генезису підземних вод є зв'язок їх концентрацій і складу з характером формацій, що складають чохла артезіанських басейнів. Дані по ізотопному складу по водню і кисню дозволили О. О. Карцеву із співавторами [2] зробити висновок про те, що в нафтогазових басейнах найбільш розповсюдженими є таласо-

генні (седиментогенні) водні розчини. Подібність ізотопного складу вод глибоких горизонтів і вод епіконтинентальних морів і лагун на думку В. О. Терещенка [3] зіграла визначну роль у становленні літогенетичної концепції. Ще одним важливим доказом є показана багатьма дослідниками – В. В. Колодієм [4], Л. Н. Капченком [5] та ін. подібність компонентного складу порових розчинів глинистих відкладів і пластових вод колекторів.

Згідно із сучасними уявленнями про гідрогеологічну будову осадових басейнів дослідниками (О. О. Карцев [2, 6], В. В. Колодій [4], Л. Н. Капченко [5], В. О. Терещенко [7, 8], І. І. Зіненко, О. П. Заріцький [9]) переважно виділяються гідрогеологічні (гідродинамічні) поверхи за ознаками розвитку у їх межах гідрогеодинамічних систем (ГГДС).

Одним з перших генетичну класифікацію ГГДС запропонував О. О. Карцев, який виділив інфільтраційні та елізійні системи, що було основою вивчення осадових басейнів у 60-70 роки ХХ століття. Накопичення даних глибинного буріння показало, що за своєю будовою нижній гідрогеологічний поверх є неоднорідним, тому В. О. Терещенко та деякі інші дослідники для давніх палеозойських платформ та внутрішніх прогинів (до яких належить і ДДз) виділили постелізійні (вироджені) ГГДС, а В. В. Колодій запропонував виділяти, крім двох вказаних, ще й термодегідратаційну гідрогеодинамічну систему. Л. Н. Капченко [5] у складі нижнього гідрогеологічного поверху виділяє верхній ярус в основному седиментогенних успадкованих та елізійних вод та нижній ярус активного впливу відроджених розчинів на седиментогенні води.

Раціональній розробці газоконденсатних родовищ в умовах проявів водонапірного режиму присвячено велика кількість досліджень [10-21]. Ряд фундаментальних робіт Закірова С. Н., Кондрата Р. М. і Рассохіна Г. В. [10, 11, 12] вирішують питання оцінки газовіддачі пластів при водонапірному режимі, в них окреслений вплив окремих чинників на особливості проявів водонапірного режиму. Важливе місце в цьому напрямку займають теоретичні роботи Гіматудінова Ш. К., Бернштейна М. Н. та Баренблатта Г. І. [13, 14, 15], в яких детально вивчені питання руху рідини в порових середовищах, у тому числі і неоднорідних, а також праці Мамедова Г. А., Мірзаджанзаде А. Х. і Рижика В. М. [17, 18, 19].

Завдяки лабораторним дослідженням Хейна А. П. Алтухова П. Я. [20] та Пешкіна М. А. [21] з заводнення моделей пласта при зниженні тиску була сформульована гіпотеза про те, що збільшення темпів вилучення газу обумовлює ріст коефіцієнта газовіддачі. Дослідженню геологіч-

них умов вилучення защемлених об'ємів газу також присвячені сучасні роботи українських науковців Лур'є А. Й. та Абеленцева В. М. [22, 23, 24].

Слід зазначити, що на даний час відсутні практичні висновки щодо цього тезису відносно більшості складнобудованих крупних родовищ Східного регіону України. Таким чином, виникає доцільність у дослідженнях впливу геологічної будови покладів таких родовищ на особливості їх обводнення в процесі розробки та обґрунтування стратегії вилучення залишкових запасів газу.

Виклад основного матеріалу. Згідно з гідрогеологічним районуванням у розрізі Матвіївського родовища виділяються два гідрогеологічні поверхи.

Верхній гідрогеологічний поверх охоплює товщу кайнозойських і верхньомезозойських відкладів, у межах яких розвинені регіональні водоносні комплекси, що вміщують прісні та маломінералізовані підземні води. У цілому, верхній поверх відповідає зоні розповсюдження фільтраційної водонапірної системи, яка характеризується активним гідродинамічним режимом підземних вод.

Під регіональним юрським флюїдоупором розташований нижній гідрогеологічний поверх, де переважають високомінералізовані води хлоркальцієвого типу (за В. О. Суліним), для яких є характерним уповільнений і квазізастійний гідродинамічний режим.

Верхня частина тріасових відкладів представляє собою регіонально витриманий флюїдоупор. Під ним залягають багатоводний водоносний комплекс верхньопермських відкладів товщиною 140-150 м. Дебіти свердловин, що його розкрили, можуть досягати 864 м³/добу. Пластові води комплексу відносяться до хлоридних натрієвих розсолів з мінералізацією до 130 г/л (Солахівське родовище).

Верхньокам'яновугільні відклади включають до себе низку пластів пісковиків товщиною до 25 м і більше. Московський ярус кам'яновугільної системи починається з непроникних порід, але приблизно через 60 м від покрівлі у його розрізі також розвинені водоносні пісковики. У середній частині ярусу вони переважають у розрізі. У підшві на каротажних діафрагмах добре виражений проникний пласт товщиною до 38 м. У башкирському ярусі переважають ущільнені породи, серед яких зустрічаються окремі проникні пласти товщиною до 30 м. При випробовуванні горизонту Б-9 на сусідньому Опішнянському родовищі був отриманий приплив пластової води з дебітом 14 м³/добу при середньодинамічному рівні 1500 м. Пластові во-

ди башкирських водоносних горизонтів являють собою седиментогенні розсоли хлоркальцієвого типу (за класифікацією В. О. Суліна) з максимальною мінералізацією до 186 г/л. За складом вони – хлоридні натрієві.

Верхньосерпуховські горизонти випробувалися як на Матвіївському родовищі, так і на сусідніх – Солохівському та Опішнянському. Горизонт С-4д особливо добре виражений на каротажних діафрагмах усіх свердловин, майже на всю товщину представлений проникними породами. При випробуванні горизонтів С-4г та С-4д у законтурній свердловині 9 в інтервалах 3622-3630 м і 3647-3652 м відповідно дебіти води склали 32,7-3,1 м³/добу при середньодинамічному рівні 1000-1500 м. Крім цього, горизонт С-4д випробувався у св. 3, де в інтервалі 3521-3524 м був отриманий приплив води дебітом 0,8 м³/добу при динамічному рівні 1000 м. При випробуванні горизонту С-4в у піднесеному блоці у св. 7 в інтервалі 3652-3673 м дебіт води склав 2,3 м³/добу при динамічному рівні 1620 м. На Солохівському родовищі при випробуванні продуктивних горизонтів С-2, С-4, С-9 були отримані припливи пластових вод з дебітами від 27 до 104 м³/добу при середньодинамічних рівнях 420-570 м. Мінімальний приплив води був отриманий при випробуванні гор. С-9 у св. 28 Солохівського родовища. Дебіт склав 7,7 м³/добу при середньодинамічному рівні 1200 м. Статичні рівні встановлюються на глибинах 70-160 м. Пластові води серпуховських водоносних горизонтів представлені седиментогенними розсолами з мінералізацією 170-205 г/л хлоридного натрієвого складу. За класифікацією В. О. Суліна вони відносяться до хлоркальцієвого типу.

В цілому для гідрогеологічних горизонтів Матвіївського родовища є притаманною пряма гідрогеохімічна зональність, суть якої полягає у поступовому зростанні загальної мінералізації підземних вод з глибиною.

Важливим є те, що горизонти С-5г, С-5д згідно з моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності [9] за величинами пластових температур відносяться до перехідної зони між верхнім (елізійним) та нижнім (термодегідратаційним) ярусами нижнього гідрогеологічного поверху. Перехідна зона у середньому по ДДз контролюється температурним інтервалом 110-120⁰С, який відповідає початку пізнього катагенезу порід і розсіяної органічної речовини. Відповідні зміни фільтраційно-емісійних властивостей порід-колекторів вказаних горизонтів обумовлюють специфічні особливості їх розробки. З впливом перехідної зони пов'язане існування на сусідніх з Матвіївським родовищем площ – Солохівській та Опішнянській у нижньосерпуховських

та візейських горизонтах проявів зворотної гідрогеохімічної зональності. Так, на Солохівському родовищі у водоносних горизонтах нижньосерпуховських відкладів мінералізація знижується до 154-179 г/л, а у верхньовізейському водоносному комплексі – до 57-167 г/л. Зниження мінералізації підземних вод при переході від верхньосерпуховського водоносного комплексу до верхньовізейського супроводжується зміною їх хімічного складу. Суттєво збільшується вміст гідрокарбонатів, бору, зменшується вміст бромиду.

Поклад горизонту С-5а₁ (рисунок 1) за своїми початковими запасами вуглеводнів (балансові запаси - 4660 млн м³) це - основний експлуатаційний об'єкт на родовищі. Об'єкт почав розроблятися у 1988 році високодебітною свердловиною 51.

В подальшому річні відбори газу стрімко зростали через підключення нових свердловин 14 і 65 з початковими дебітами 600 та 640 тис.м³/добу відповідно. Максимальний річний видобуток був зафіксований в 1990 році на рівні 578 млн м³. Протягом 1991-1994 рр. річні відбори поступово знижувались, що супроводжувалось зростанням водогазового фактору по свердловинах з 3,1 до 100 см³/м³.

Введення свердловини 67 з початковим дебітом 300 тис.м³/добу в 1994 році дозволило сповільнити темп падіння річного видобутку. Проте через високі дебіти свердловини 14, 51, 65 в 1996 році передчасно обводнились та згодом були переведені на вищезалегаючі горизонти. Протягом 1997-1999 рр. річні обсяги видобутку знижувались з 110 до 56 млн м³ та цілком залежали від продуктивності свердловини 67.

В 2000 р. з метою залучення в розробку частини покладу горизонту С-5а₁, що не була охоплена розробкою, введено в експлуатацію свердловину 77. Це дало змогу збільшити річний видобуток газу в 2001 та 2002 році.

Останньою діючою була свердловина 67, яка розташована у присклепінній частині покладу.

Важливим питанням є встановлення джерела її обводнення. Можливих варіантів є декілька. По-перше, у верхній частині розрізу розташовані водоносні горизонти башкирського віку, і при порушенні цілісності колони ймовірними можуть бути вертикальні перетоки пластової води башкирських водоносних горизонтів. По-друге, обводнення свердловини може бути пов'язане з вибірковою надходженням пластових вод розкритого продуктивного горизонту С-5а₁. Деяку інформацію може дати аналіз проби супутньої води (таблиця 1), що була відібрана з св. 67 у жовтні 2009 року.

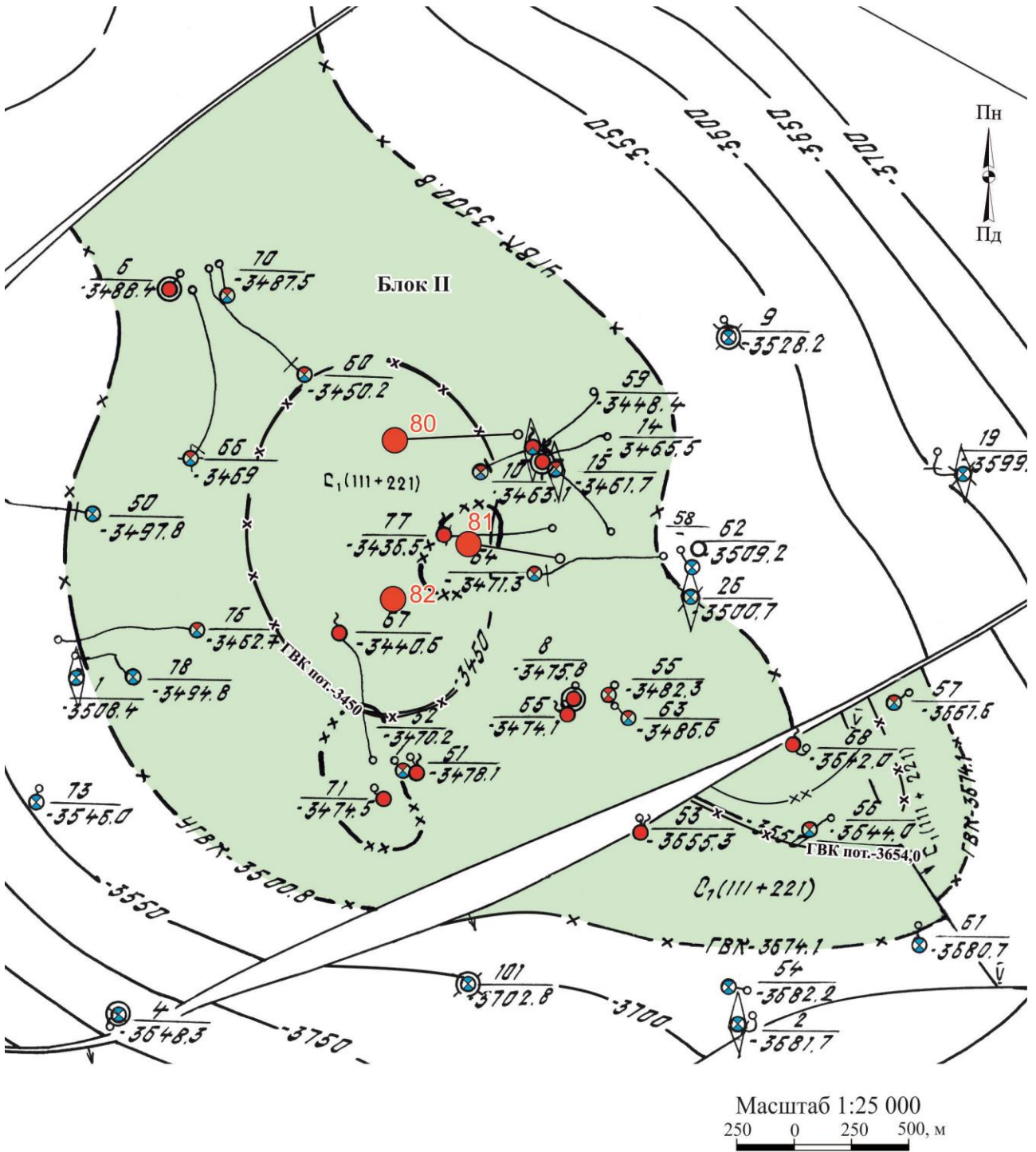


Рис. 1. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту С-5а₁ Матвіївського НГКР

Таблиця 1

Компонентний склад супутньої води св. 67

№ св.	Інт. перф., м	Дата відбору	Компонентний склад мг/л, мг-екв/л, %-екв							Корелятивні показники		
			М, г/л	Аніони			Катіони			rNa/rCl	rCa/rMg	rCl-rNa/rMg
				Густина, г/см ³	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺			
Горизонт	рН											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
67	3637-3660	5,10,2009	<u>183.3</u>	114093	16,46	122	53356,3	12024	3648	0,72	2,00	2,99
	C-5		<u>1,147</u>	3217,5	0,34	2	2319,84	600	300			
			5,5	49,96	0,01	0,03	36,02	9,32	4,66			

Як свідчать корелятивні показники, проба води вільна від штучних хімічних домішок, тобто відсутні сліди метанолу, хлористого кальцію, магнію, натрію або калію. Вона представлена супутньою водою, яка за величиною мінералізації, аніонним та катіонним складом ідентична пластовим водам серпуховських водоносних горизонтів. Для порівняння можна узяти пластові води на Опішнянському родовищі. Башкирська пластова вода, відібрана з св. 22 (гор. Б-10) мала мінералізацію 186 г/л, вміст натрію с калієм 40,39%-екв, корелятивний показник Na/Cl дорівнював 0,81. З св. 23 (гор. С-7) була відібрана вода з мінералізацією 163,8 г/л, вміст натрію с калієм 37,21%-екв, корелятивний показник Na/Cl дорівнював 0,75. Відібрана з св. 67 супутня вода (табл.) за величиною мінералізації, аніонним та катіонним складом ідентична відібраній воді з св. 23 Опішнянського родовища і являє собою пластову воду серпуховського водоносного горизонту. Згідно з результатами ГДС-К (від 15.03.2012 р.) стовбур свердловини заповнений водою з густиною 1,06 г/см³. У межах досліджуваного інтервалу (3200-3630 м) обводнених та водонасичених пластів не було виявлено. Надходження пластової води, ймовірно, пов'язане з інтервалом глибин 3601,2-3606,8 м, який має неоднозначну характеристику і може бути обводненим. У такому разі підтверджується зроблений нами вище висновок, що пластова вода, яка була відібрана з св. 67 має сингенетичний розкритим серпуховським горизонтам генезис.

Накопичений видобуток вуглеводнів з покладу горизонту С-5а₁ становить 3413 млн м³ газу, що складає 73,2 % від запасів які числяться на Держбалансі України, та 144 тис т конденсату.

На даний час поклад не розробляється через обводнення свердловин 14, 51, 65, 77 та переведення їх на вищезалягаючі горизонти, а також свердловини 67, яка на перебуває в капремонті з метою буріння другого стовбуру.

Що стосується покладу горизонту С-5г₂ (рисунк 2), то він є другим за величиною запасів газу на Матвіївському родовищі (початкові балансові запаси складають 3236 млн м³). Освоєння покладу розпочалось з введенням в експлуатацію свердловини 15 в 1988 році з початковим дебітом 200 тис.м³/добу. В наступні роки річні видобутки газу поступово зростали та були зафіксовані на рівні 220 млн м³ в 1990 році. Протягом 1991-1992 рр. було введено свердловини 64 та 59 з початковими дебітами 200 та 30 тис.м³/добу відповідно, що дало змогу стабілізувати річні відбори газу на рівні близько 215 млн м³. Аналіз історії розробки родовища свідчить, що максимальний річний видобуток газу був

досягнутий в 1993 році та становив 245 млн м³. В подальшому річні видобутки газу поступово знижувались; це пояснюється тим, що експлуатація свердловин ускладнювалась через збільшення надходження рідини до вибою. Так, водогазовий фактор по свердловинах зріс з 4 до 184 см³/м³. Останньою діючою була свердловина 59, розташована гіпсометрично вище від інших, практично у склепінні. За висновками геофізичних досліджень по свердловинах 59, 60, 64 поточний ГВК знаходиться на абсолютній відмітці - 3600 м. Накопичений видобуток вуглеводнів з покладу горизонту С-5г₂ становить 1826 млн м³ газу, що складає 56,4 % від запасів які числяться на Держбалансі України, та 79 тис т конденсату.

На сьогодні поклад не розробляється. Свердловини 59 та 60 обводнені та переведені на вищезалягаючі горизонти, свердловина 15 - ліквідована, а свердловина 64 очікує ліквідації по технічним причинам.

Розглядаючи питання обводнення покладів, перспективним напрямком є оцінка впливу проникності пористого середовища як одного із важливіших геологічних чинників на просування законтурної води та на коефіцієнти вилучення вуглеводнів в цілому.

Горизонт С-5а₁ характеризується кращими колекторськими властивостями: середньозважене значення коефіцієнту проникності сягає 0,260 мкм². В свою чергу, відповідне значення для горизонту С-5г₂ складає 0,040 мкм². Таким чином, маємо два об'єкти дослідження, які, поперше, відрізняються параметром проникності, а по-друге, характеризуються подібними фізичними розмірами, поровими об'ємами та активними крайовими пластовими водами.

Досвід розробки газоконденсатних покладів свідчить про те, що їх темп розробки може складати від десятих часток одного відсотку до 10-15 % від поточних залишкових запасів газу. Вивчення впливу темпу розробки на виснаження покладів та особливості прояву водонапірного режиму має велике значення для освоєння складних за геологічною будовою газоконденсатних родовищ. Основні результати такого аналізу для покладів горизонтів С-5а₁ та С-5г₂ приведені на рисунках 3-4.

Поклад горизонту С-5г₂ розроблявся п'ятьма свердловинами 21, 54, 56, 57, 61 практично одночасно в період з 1989 по 2001 роки, з поступово зростаючим темпом вилучення газу через підключення нових свердловин, який сягнув свого максимального значення 12 % у 1993 році, а потім почав монотонно знижуватися. Що стосується покладу горизонту С-5а₁, то для нього характерний певний період стабільно високих темпів видобутку газу: вже за два роки після по-

чатку його експлуатації свердловинами 14, 51, 65 темп видобутку склав біля 15 % від залишкових запасів газу і з невеликими коливаннями залишався в межах 15-18% протягом 1990-1995 рр.

Протягом початкового періоду із збільшенням темпів відборів газу зростає темп падіння пластового тиску. Уповільнення цього падіння можна пояснити інтенсивним обводненням газоносної області покладу та впливом високого пластового тиску в водоносній області. Для покладів горизонтів С-5_{г2} та С-5_{а1} зазначений спад

темпу падіння пластового тиску приходить на початок падіння темпів вилучення газу (рис. 5). Але на цей момент часу обидва горизонти характеризувались суттєво різними ступенями виснаження – 40 % і 70 % відповідно.

Зменшення темпів відбору газу в кінцевий період розробки покладу уповільнює темпи падіння пластового тиску і це, очевидно, напряму залежить від проникності пластів. Так, для відносно високопроникного горизонту С-5_{а1} зростання компенсації відбору газу за рахунок над-



Рис. 2. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту С-5_{а2} Матвіївського НГКР

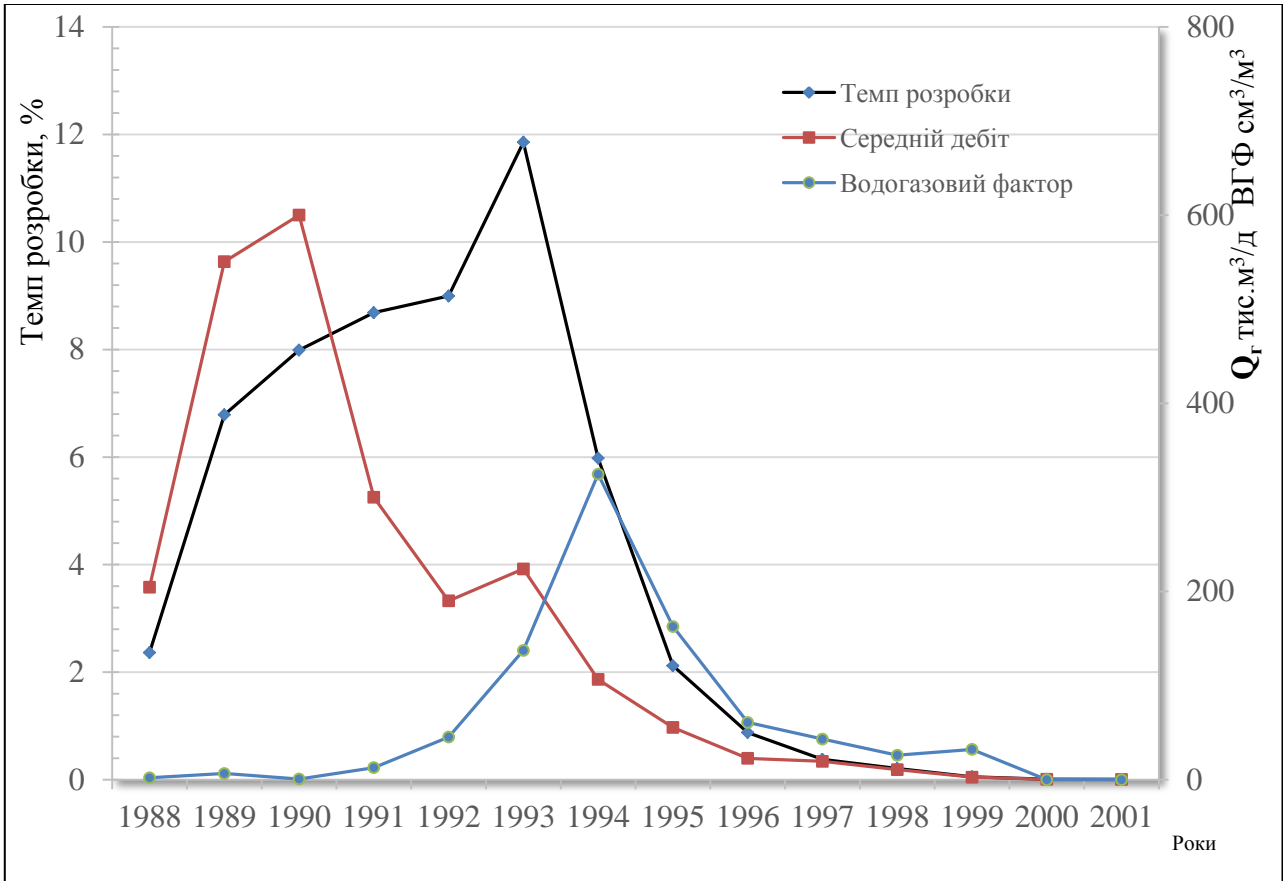


Рис. 3. Основні показники розробки покладу горизонту С-5Г₂

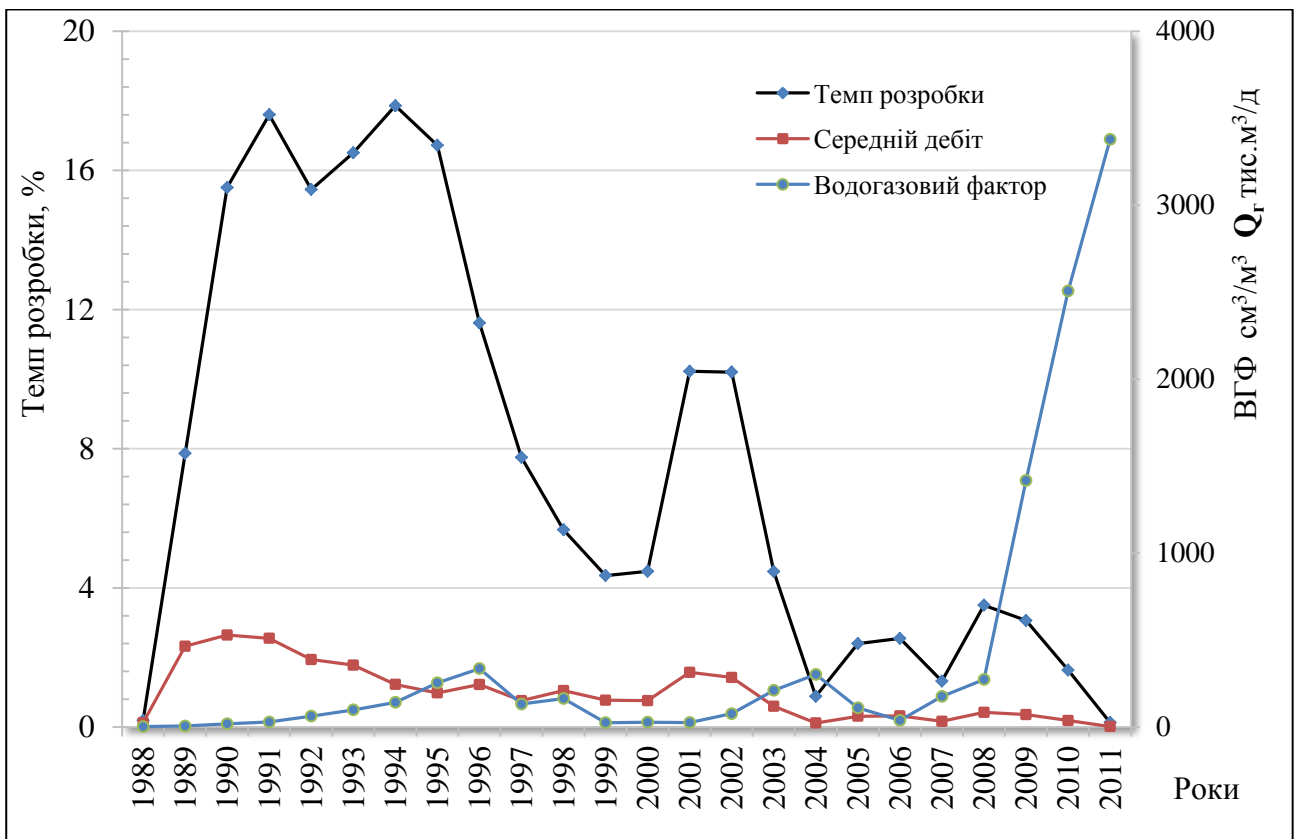


Рис. 4. Основні показники розробки покладу горизонту С-5a₁

ходження пластової води у поклад відмічається починаючи з 1991 року, а стрімкий його ріст – у 1997 році, коли темпи видобутку газу скоротились майже вдвічі від попередніх значень. Одночасно відбувалось збільшення обводненого об'єму покладу. В період низьких темпів відбору газу, який слідує за періодом значних відборів, пластовий тиск в газовому покладі поступово стабілізується на певному рівні, що видно на рисунку 5. Але очевидно, що для більш проникних відкладів покладу горизонту С-5а₁ компенсація зниження пластового тиску набула більш масштабного характеру.

Очевидно, просування води в поклад за умови водонапірного режиму уповільнює темп

падіння пластового тиску, а також зменшує газонасичений поровий об'єм. Відмітимо, що за даними підрахунку запасів вуглеводнів на даний час залишкові запаси газу у покладі горизонту С-5а₁ оцінюються в 1247 млн.м³, що складає 25 % від початкових запасів; ступінь обводнення газонасиченого порового об'єму складає 72 %. Поклад горизонту С-5г₂ характеризується залишковими запасами газу в кількості 1410 млн м³ (40 % від початкових запасів), а газонасичений поровий об'єм скоротився на 95 % (таблиця 2). Але ці об'єми залишкових запасів включають і защемлений газ, який знаходиться в обводненій зоні пласта і механізм видобутку якого відрізняється від вилучення газу в газовій частині.

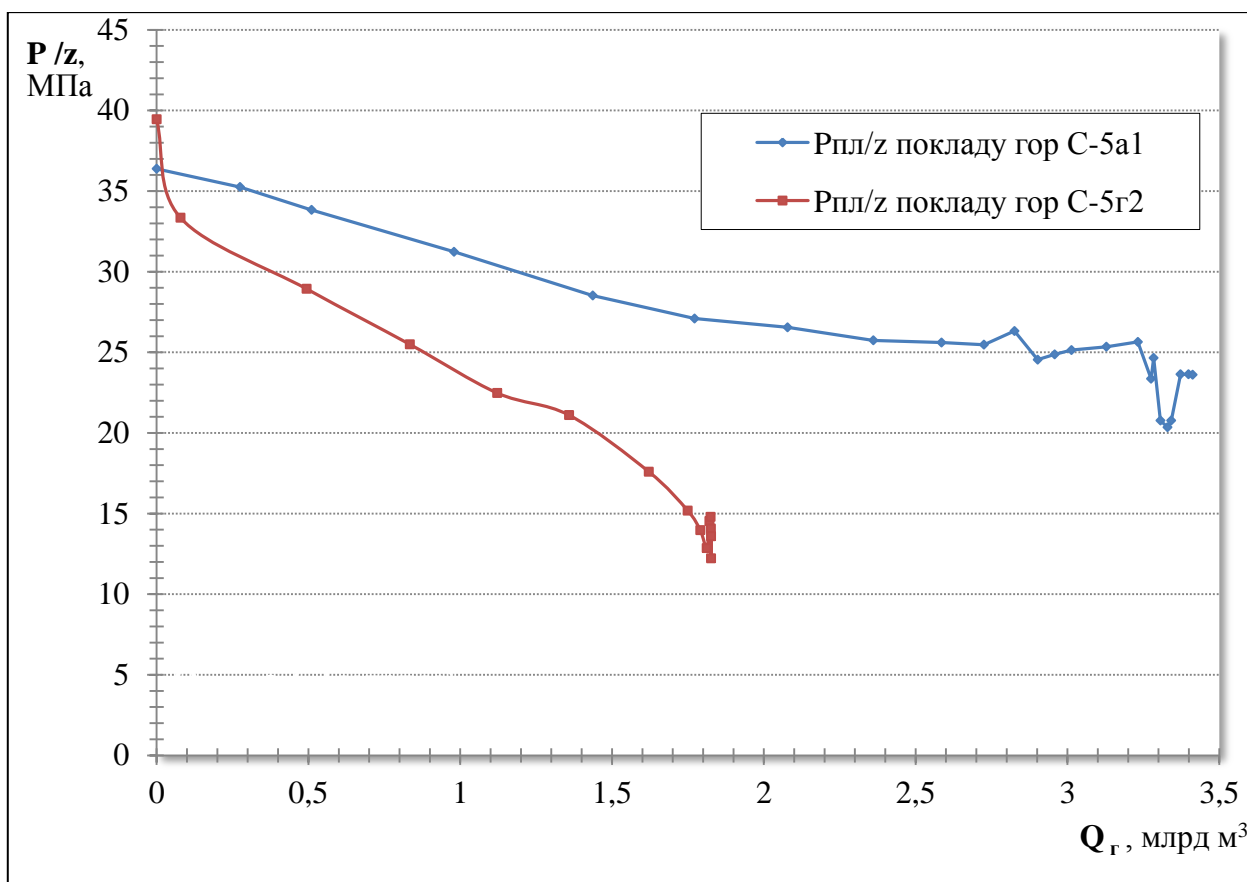


Рис. 5. Графік залежності приведенного пластового тиску від сумарного видобутку газу по горизонтах С-5а₁ та С-5г₂

Таблиця 2

Стан запасів газу покладів гор. С-5г₂ та С-5а₁

Поклад	Початкові запаси газу, млн м ³	Сумарний видобуток, млн м ³	Защемлений об'єм газу, млн м ³	Поточні залишкові запаси, млн м ³
С-5а ₁	4660	3413	738	509
С-5г ₂	3236	1826	1361	49

Зниження пластового тиску в процесі розробки покладів при водонапірному режимі викликає розширення защемленого газу та наступне збільшення залишкової газонасиченості і зниження фазової проникності для води – а це, в свою чергу, призводить до того, що частина защемленого газу стає рухомою. Зазначене явище обумовлює можливість надходження такого рухомого газу в газонасичену частину покладу та його наступного видобутку [16].

За результатами оцінки поточних видобувних можливостей двох покладів горизонтів С-5а₁ та С-5г₂ методом матеріального балансу, їх защемлені об'єми газу характеризуються величинами 738 та 1361 млн м³ відповідно. Враховуючи активну компенсацію падіння пластового тиску в покладі горизонту С-5а₁, зазначена вище рухомість частини защемленого газу для даного об'єкта стає проблематичною і може негативно впливати на вилучення залишкових запасів. Що стосується покладу горизонту С-5г₂, то очевидно, що більш виражена літологічна неоднорідність могла сприяти защемленню великих об'ємів газу водою в поровому середовищі.

Але, існує обґрунтований висновок, що зі збільшенням проникності збільшується і кількість защемленого газу внаслідок збільшення розмірів заводненої зони і середнього пластового тиску в ній [12, 16]. З огляду на це, можна стверджувати, що темпи вилучення запасів із високопроникного порового об'єму стають більш вагомим чинником для вилучення залишкових запасів газу, ніж його фільтраційні властивості.

Висновки. Отже, з огляду на результати проведеного аналізу, проникність порового середовища безпосередньо обумовлює особливості обводнення газового покладу в процесі його розробки внаслідок руху флюїдів у напрямку від зовнішньої краю водоносного пласта до склепінної частини. Поклади з більш проникними колекторами характеризуються високою інтенсивністю обводнення газонасної області покладу та масштабним впливом високого пластового тиску

в водоносній області, що відбивається у більш повільному зниженні пластового тиску в процесі розробки.

Історія освоєння покладів Матвіївського родовища свідчить про те, що надзвичайно важливим з точки зору максимального видобутку газу із покладів, розробка яких відбувається при водонапірному режимі, є характер їх виснаження протягом початкового періоду. Забезпечення високих темпів видобутку газу за умови прискелпінного розташування найбільш продуктивних свердловин протягом цього періоду може обумовити певні високі коефіцієнти газовилучення та покращання техніко-економічних показників родовища в цілому. Дані результати доцільно використовувати під час складання або коригування систем розробки багатопластових родовищ природного газу та встановлення технологічних режимів свердловин.

За таких умов вилучення залишкових запасів двох великих обводнених покладів набуває актуальності. Створення позитивних умов для цього можна очікувати від процесу розформування можливих язиків обводнення, які утворювались раніше, протягом тривалої перерви в розробці покладів. З огляду на досвід розробки великих родовищ – Матвіївського, Опішнянського, Солохівського та ін., які приурочені до центрального грабену ДДз та інших структурно-тектонічних районів басейну, перспективи нарощування видобутку вуглеводнів можуть бути пов'язані з вилученням залишкового та защемленого газів.

З цією метою авторами запропоновано буріння трьох проектних експлуатаційних свердловин 80, 81 і 82 в апікальній частині структури: перші дві – на поклад горизонту С-5г₂, а остання – на поклад горизонту С-5а₁. Очікуємо, що з експлуатацією даних свердловин буде також пов'язано вилучення частини защемленого газу внаслідок можливого його перетікання в газову частину в процесі дорозробки покладів Матвіївського родовища вуглеводнів.

Література

1. Гуревич А. Е. *Теоретические основы нефтяной гидрогеологии [Текст]* / А. Е. Гуревич, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликов. – Л.: Недра, 1972. – 271 с.
2. Карцев А. А. *Нефтегазовая гидрогеология [Текст]* / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1992. – 208 с.: ил.
3. Терещенко В. А. *Литогенетическая теория формирования солёных и рассольных подземных вод на современном этапе [Текст]* / В. А. Терещенко // *Вісник Харківського університету*, 2002. – №563. – С. 75–78.
4. Колодий В. В. *Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере Юга Советского Союза) [Текст]* / В. В. Колодий. – Киев, Наук. думка, 1983. – С. 248.
5. Капченко Л. Н. *Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления [Текст]* / Л. Н. Капченко. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
6. Карцев А. А. *Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений [Текст]* / А. А. Карцев. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 353 с.

7. Терещенко В. А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско–Донецкого артезианского бассейна [Текст] / В. А. Терещенко // Вест. Харьк. ун–та. сер. Рациональное природопользование, 1987. – № 306. – С. 48–50.
8. Терещенко В. А. Гидродинамическая модель Днепровско–Донецкого артезианского бассейна [Текст] / В. А. Терещенко // Вісник Харківського університету, 2001. – №521. – С.102–105.
9. Зарицкий А. П. Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью Днепровско–Донецкой впадины [Текст] / А. П. Зарицкий, И. И. Зиненко. – М.: ВНИИГаз, 1991. – С.69–80. – (Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений).
10. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
11. Рассохин Г. В. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку [Текст] / Г. В. Рассохин, И. А. Леонтьев, В. И. Петренко и др. – М.: Недра, 1973. – 264 с.
12. Закиров С. Н. Теория водонапорного режима газовых месторождений [Текст] / С. Н. Закиров, Ю. П. Коротаев, Р. М. Кондрат и др. – М.: «Недра», 1976. – 240 с.
13. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш. К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
14. Бернштейн М. Н. Особенности разработки газовых залежей, приуроченных к неоднородным по проницаемости коллекторам [Текст] / М. Н. Бернштейн // Газовая промышленность, 1956. – №2. – С.7–10.
15. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах [Текст] / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
16. Закиров С.Н. Некоторые вопросы анализа разработки газовых месторождений при водонапорном режиме [Текст] / С. Н. Закиров, О. П. Шмыгля. – М.: ВНИИЭГазпром, 1971. – 37 с.
17. Мамедов Г. А. О вытеснении газа (воздуха) водой из неоднородно–слоистых пористых сред [Текст] / Г. А. Мамедов, Я. Г. Фарзани // издание «Известник Вузов» серия «Нефти и газ», 1964. – №1. – с.29–34.
18. Мирзаджанзаде А. Х. Разработка газоконденсатных месторождений [Текст] / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Дурмишьян, А. Г. Ковалев. – М.: Недра, 1967. – 356 с.
19. Рыжик В. М. О форме установившейся границы раздела при вытеснении газа жидкостью из двухслойного пласта [Текст] / В. М. Рыжик // «Известия АН СССР» ОНТ. серия «Механика и машиностроение», 1960. – №5. – С. 40–44.
20. Хейн А. П. Экспериментальное изучение влияния динамических параметров на процесс извлечения газа из водонасыщенного пласта [Текст] / А. П. Хейн, П. Я. Алтухов // Газовая промышленность, 1964. – №9. – С. 44–48.
21. Пешкин М. А. Экспериментальное исследование газоотдачи модели обводняющегося пласта [Текст] / М. А. Пешкин // сборник «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» ВНИИЭгазпром, 1968. – №3. – С. 32–43.
22. Абеленцев В.М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної прибережної зони Дніпровсько–Донецької западини : монографія [Текст] / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, Л. О. Міщенко. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2014. – 192 с.
23. Абеленцев В. М. Умови виникнення зацемлених газових скупчень в процесі вибіркового обводнення покладів [Текст] / В. М. Абеленцев, Т. Я. Сусяк // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна, серія «геологія–географія–екологія». – Харків, 2015. – № 1157, випуск 42. – С. 7–11.
24. Абеленцев В.М. Особливості обводнення газоконденсатних та нафтових покладів родовищ Дніпровсько–Донецької западини [Текст] / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, М. Ю. Нестеренко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна, серія «геологія–географія–екологія». – Харків, 2013.– №1084, випуск 39. – С. 9–14.