

Експлуатація підземних сховищ газу

УДК 622.691.24

ОСОБЛИВОСТІ ЦИКЛІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КРАСНОПОПІВСЬКОГО ПСГ

© О.А. Купчинський

УкрНДІгаз; 20, Красношкільна наб., Харків, 61125. E-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

На опыте 25-летней работы Краснопоповского подземного хранилища газа рассмотрены особенности его циклической эксплуатации в сложных геологических условиях. Описаны причины и динамика образования в искусственной газовой залежи слабодренированных зон, существование которых подтверждается графо-аналитическим методом и расчетами по двухобъемной модели пласта. Рекомендован рациональный режим эксплуатации ПХГ.

Based on the 25-years experience of the Krasnopopivske UGSF operation the features of its cyclic work under complex geological conditions are considered. The reasons and dynamics of the subdrained zones formation in the artificial gas deposit are outlined. These zones existence are validated by the graphic-analytical method and computations according to a stratum two-volume model. The rational mode of UGSF operation is recommended.

Краснопопівське підземне сховище природного газу (ПСГ) створено у виснаженому тріасовому газовому покладі однойменного родовища, яке в тектонічному відношенні розташоване в зоні дрібноскладчастих структур Північно-Західної частини Донбасу.

За геологічною будовою і унікальною структурою дане сховище є досить складним об'єктом, що вимагає особливого підходу при формуванні штучного газового покладу, регулюванні робочих параметрів у періоди нагнітання-відбирання та при розробці режимів експлуатації. Набутий досвід, майже за 25 років його роботи в циклічному режимі, може мати суттєве узагальнювальне значення для теоретичних та практичних основ експлуатації ПСГ у подібних складних умовах.

Штучний газовий поклад ПСГ розташований в антикліналі, що знаходиться на північно-західному закінченні Краснопопівської структури [1]. Його розміри в контурі замкненої ізогіпси на абсолютній позначці мінус 400 м по покрівлі піщано-карбонатного комплексу сягають 4,4 x 2,3 км, а висота 51 м (рис. 1). Вісь складки практично співпадає із умовною лінією проведеною через свердловини 61-26. Кути падіння тріасових відкладів на крилах не перевищують 2°. Зі сходу перикліналь складки обмежена площиною Краснопопівського скиду, з півдня синклінальним прогином, що відділяє її від обводненого структурного виступу цього ж блока.

Пласт-колектор, в якому створено штучний газовий поклад характеризується як зональною, так і пошаровою неоднорідністю. Зональна неоднорідність проявляється кращими фільтраційними характеристиками в південно-східній та гіршими в північно-західній частинах пласта. Пошарова неоднорідність пов'язана з тим, що по товщині продуктивного горизонту є непроникні глинисті ділянки, що розбивають пласт-колектор на чотири пропластки пісковиків із різними параметрами пористості та проникності, між якими існує гідродинамічний зв'язок. Три верхніх пропластки є газонасиченими. Найнижчий четвертий – добре витриманий по площі, має найкращі фільтраційні показники, в основному обводнений, за винятком апікальної частини структури.

Природний газовий поклад вичерпаного родовища пластового типу, з лінійними розмірами 4,51 x 2,75 км та висотою 44,2 м, належав до тріасової піщано-карбонатної товщі антиклінальної складки і розташовувався в контурі газонасиченості на абсолютній відмітці мінус 404 м. Початкові запаси оцінювалися в 1040 млн. м³, газонасичений поровий об'єм сягав 19,5 млн. м³. За час розробки із 1966 по 1972 р. при газовому режимі, шістьма рівномірно розміщеними по площі експлуатаційними свердловинами, вилучено 850 млн. м³ газу. Перші 440 млн. м³ газу відібрано за перші три роки. На кінець розробки тиск в пласті знизився від 51,2 до 10,4 кгс/см². Падіння пластового тиску в газовій частині покладу призвело до часткового обводнення газонасиченої частини і скорочення порового

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- свердловини:**
- експлуатаційно-нагінтальні
 - спостережні на пласт-колектор геофізичні
 - контрольні на водоносний горизонт пласта-покрівлі
 - Житлівського водозабору
 - розвідувальні ліквідовані
 - структурні
- пунктирний контур газонасності
- ізогіпси покрівлі нижньосеребрянської підвиги
- а) достовірні б) передбачувані
- склади
- насуви

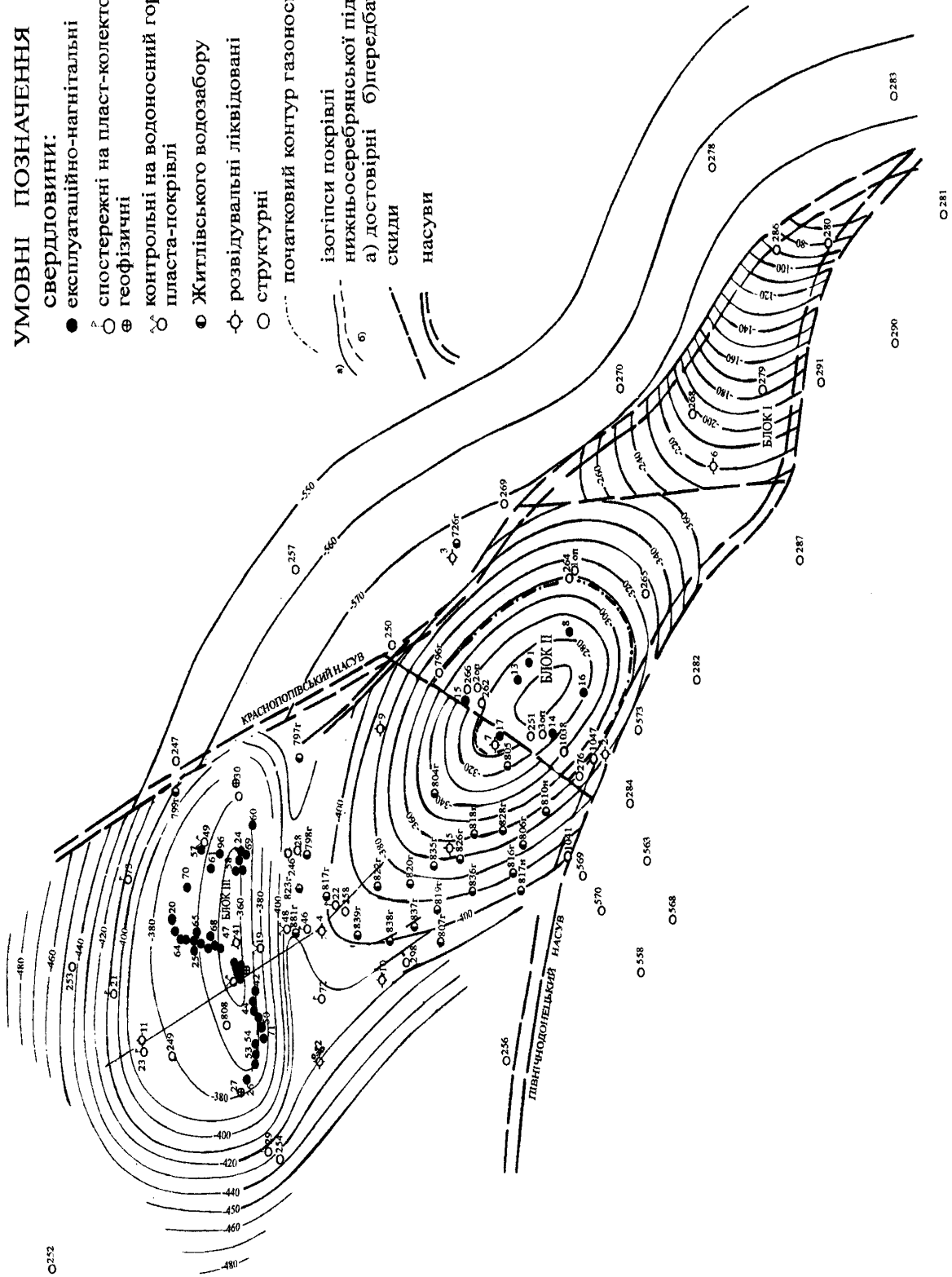


Рисунок 1 - Краснополівське підняття. Структурна карта по покрівлі нижньосеребрянської підвиги (Т₁S₁)

об'єму на 1,7 млн. м³. Пізніше процес обводнення покладу детально не досліджувався і не враховувався при подальшому проектуванні ПСГ.

На базі вичерпаного покладу, згідно до проектних рішень, планувалося створити штучний газовий поклад із загальним об'ємом 815 млн. м³, у тому числі активним об'ємом 435 млн. м³. Передбачалося, що сховище працюватиме в діапазоні пластових тисків від 16,4 до 51,2 кгс/см². Верхня межа пластового тиску прийнята рівною гідростатичному тиску (51 кгс/см²) тому, що над ПСГ залягає Житлівський водозабір і в безпосередній близькості до нього розташована шахта “Кремінна” – відстань від склепінної частини антиклінальної складки до Північнодонецького насуву, який є межаю шахтного поля, сягає не більше 5 км.

Створення штучного газового покладу розпочалося в 1973 р., при залишкових запасах газу 190 млн. м³ і пластовому тиску 10,8 кгс/см², шляхом безкомпресорного нагнітання газу із використанням свердловин, якими проводилася розробка родовища. У подальшому експлуатаційний фонд збільшено до 40 свердловин. У зв'язку з тим, що в північно-західній та центральній частині місцевості, де знаходиться ПСГ, розміщено село Красна Попівка та хутір Піщаний, а східна була зайнята лісом, не вдалося рівномірно розмістити сітку експлуатаційних свердловин і окремі ділянки пласта залишилися не охопленими бурінням.

Процес щорічного формування штучного газового покладу шляхом нагнітання газу в пласта-колектор із наступним його відбиранням, у порівнянні із тривалістю розробки родовища, проводиться в доволі обмеженому часовому проміжку (120-160 діб). За такий короткий термін не встигає відбутися перерозподіл та зрівноваження тиску в пласті між ділянками де розміщені експлуатаційні поля свердловин, та периферійними зонами. Тобто існує процес запізнення їх реагування. Так, після закінчення нагнітання газу в пласт, протягом усього нейтрального періоду та частини наступного періоду відбирання, продовжується зростання пластового тиску на периферії, не дивлячись на його падіння в зоні експлуатаційних свердловин.

У залежності від тривалості нейтрального періоду, інтенсивності проведення нагнітання чи відбирання, черговості включення в роботу експлуатаційно-нагнітальних свердловин, фільтраційних параметрів пласта-колектора – частина газу не встигає перетікати в зони пласта, де розміщені експлуатаційні свердловини і поступово накопичується на периферії. Це, з часом, приводить до того, що його вже неможливо видобути за існуючі терміни відбирання і до фактичного скорочення активного об'єму.

Для підтвердження факту існування в пласті недренованого об'єму газу та для ілюстрації динаміки формування “застійної” зони, побудована графічна залежність зведеного пластового тиску (p_{nz}/z , кгс/см²) від загального об'єму газу (Q , млн. м³). Графік функції $Q = f(p_{nz}(t)/z)$ побудований в режимі так званого “промислового годографа”. При цьому до уваги бралися показники експлуатації ПСГ для певних характерних часових проміжків. А саме: періоду коли на сховищі було розпочато компресорне нагнітання газу з 1976 до 1980 р., для окремих проміжних циклів нагнітання-відбирання (1986-1987 рр. та 1991-1993 рр.) і для теперішнього часу.

Слід зазначити, що методика спостереження за формуванням штучного газового покладу на ПСГ із використанням “годографа підземного сховища газу” вперше була розроблена спеціалістами відділу підземного зберігання газу (ПЗГ) Укрідігазу ще в 1968 р. [2]. Даний метод також ефективно використовується і в зарубіжній практиці.

На отриманих графіках (рис. 2), для кожного наступного робочого циклу, спостерігається поступове зміщення гістерезистних петель від початкового контура, який відповідає циклу нагнітання-відбирання 1976-1977 рр. З чого можна зробити висновок про ймовірне існування зростаючих втрат частини об'єму газу, що знаходився в пласті. Але, оскільки, на сховищі з часу створення ведеться постійний моніторинг наявності газу в покладі за допомогою комплексу спостережних та контрольних свердловин, то про існування в минулому значних втрат газу за межі пастки судити не приходиться. Цілком правомірним поясненням зміщення гістерезисних петель на графіку буде те, що якась частина від загального об'єму газу не бере участі у фільтраційних процесах.

Щоб оцінити, який саме об'єм припадає на “слабкодреновану” зону, на графіку слід провести лінію через дві точки, які відповідають значенню зведеного пластового тиску та об'єму на початок та на кінець досліджуваного періоду. Оскільки, саме в цих точках маємо значення середньозваженого пластового тиску, отримані шляхом побудови карт ізобар. Пряму екстраполюємо до перетину із координатною віссю на якій відкладено об'єми газу в пласті. У точці їх перетину отримаємо числове значення об'єму газу, який не бере участі в процесі дренажування. З аналізу отриманих значень випливає, що з 1976 до теперішнього часу об'єм “слабкодренованої” зони зріс від 80 до 320 млн. м³.

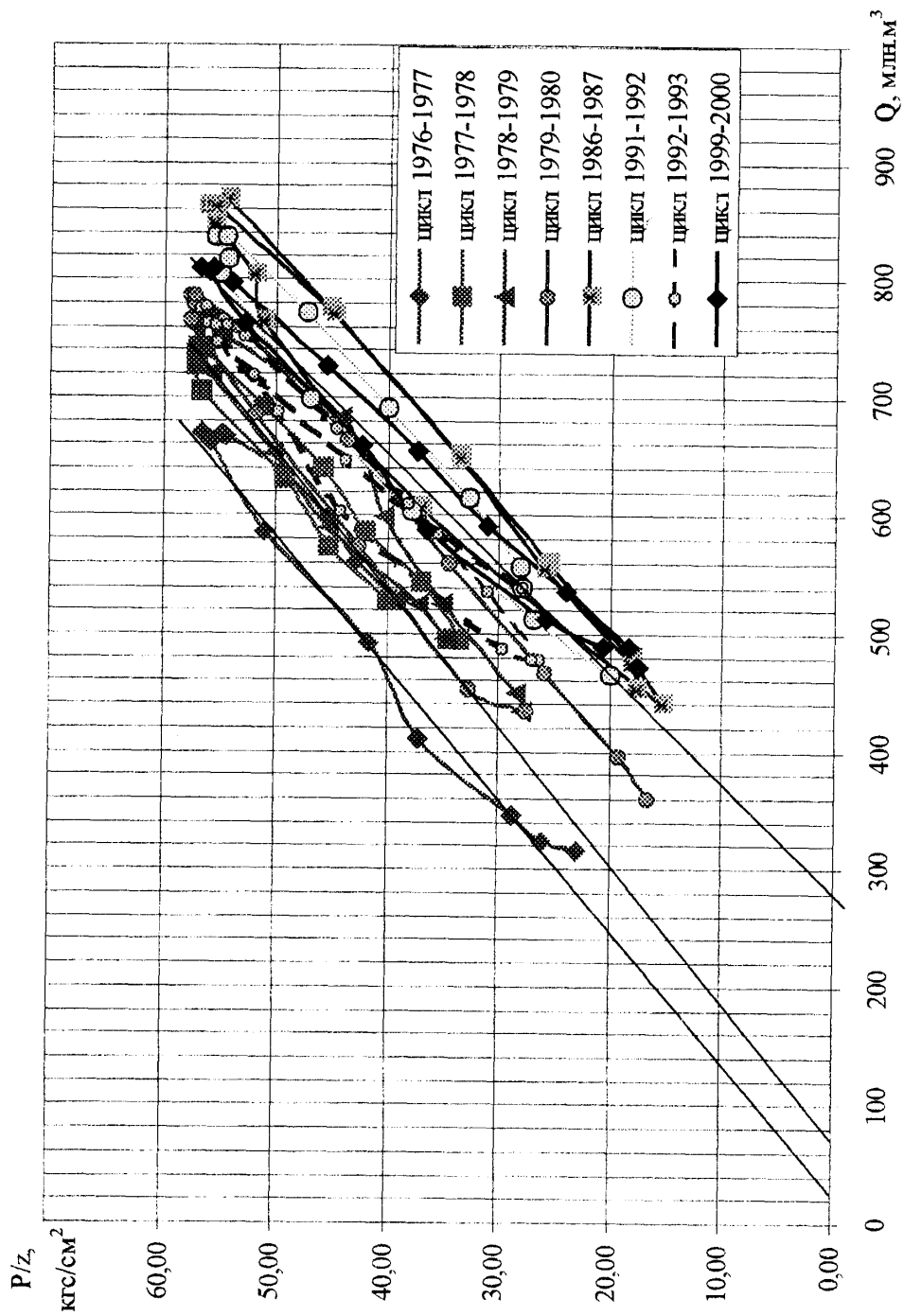


Рисунок 2 - Промисловий годограф Краснопопівського ПСГ

Особливо стрімке його збільшення, на 40-50 млн. м³ за один цикл, відмічалось, коли періоди відбору були нетривалими і відбирався менший об'єм газу ніж той, що був попередньо накопичений у пласт (цикли 1977-1978, 1978-1979 та 1991-1992 рр.).

За останні вісім-десять років зафіксовано призупинення накопичення газу в “застійній” зоні, про що свідчить на графіку проходження контурів гістерезисних петель майже по одній і тій самій траєкторії.

Отже, цілком правомірним буде умовне розділення загального об'єму газу в штучно створеному складі на дві частини: активно дренаваний об'єм, який бере участь у фільтраційних процесах, та слабкодренаваний об'єм, що утворився в результаті впливу негативних факторів.

На підтвердження сказаного вище та для кількісної оцінки величини газу, акумульованого в “застійній” зоні, виконано чисельні розрахунки в межах двохоб'ємної моделі. Загальний об'єм газу, який зберігається в сховищі $V_{заг}$ умовно розділений на два: об'єм газу в активnodренаваній зоні Ω_1 та слабкодренаваної зони Ω_2 при відповідному середньозваженому пластовому тиску зведеному до нормальних умов:

$$V_{заг} = \frac{\tilde{P}_{на}}{Z} (\Omega_1 + \Omega_2).$$

У рамках наближеної двохоб'ємної моделі приймається, що із слабкодренаваного об'єму газу перетікає в активnodренавану зону за рахунок різниці тисків між цими двома зонами. Величина перетікань визначалася за методом розробленим ВНИИгазом [3].

Із результатів розрахунків наведених в табл. 1 випливає, що до моменту зрівноваження тисків між активно та слабкодренаваною зонами, відмічається відсутність перетікань газу в активnodренавану зону в процесі відбору газу і збільшення накопичення його в застійній зоні після проведення нагнітання (рис. 3). Починаючи із сезону 1977-1978 рр., після накопичення в “застійній” зоні до 286 млн. м³ газу, розпочинаються знакоперемінні перетікання між двома зонами, при зростанні в окремі цикли кількості газу, що перетікає в слабкодренавану ділянку і який неможливо вилучити за існуючі терміни відбирання. Для останніх восьми-десяти циклів перетікання між двома частинами майже однакові, що свідчить про завершення формування “застійної” зони і призупинення накопичення газу в ній.

Слід зазначити, що для різних циклів величини перетікань між двома зонами були різними, але в основному залежали від об'ємів зберігання, тривалості періодів нагнітання-відбирання, нейтральних періодів, значення досягнутих максимальних та мінімальних пластових тисків.

Досягнути кращих показників експлуатації Краснопопівського газосховища можна лише запровадивши цілий комплекс заходів, у результаті яких було б виключено або зменшено вплив описаних вище негативних факторів при обов'язковому врахуванні геологічних особливостей ПСГ.

Однією з необхідних умов розвантаження “застійної” зони є зниження пластового тиску при відбиранні газу до мінімального проектного значення, що не завжди можливо забезпечити в існуючих часових рамках. Неможливо, наприклад, на великий період продовжити тривалість сезону відбирання. Тому в процесі відбору можна запропонувати більш інтенсивно відбирати газ на початку сезону, а в другій половині працювати із періодичними зупинками ряду свердловин для забезпечення міграції газу із периферійних ділянок і зростання пластового тиску в зоні відбору.

Одним із оптимальних варіантів експлуатації може бути режим, на якому інтенсивне відбирання газу проводиться відразу ж після короткого нейтрального періоду (до 10-20 діб) і 70 % усього активного об'єму відбирають за 80-90 діб, а решту 30 % – протягом 50-60 діб. При цьому на кінцевому етапі, в залежності від зниження тиску на гирлах свердловин, необхідно переходити на компресорне відбирання.

Крім того, що експлуатація газосховища ускладнюється обмеженими часовими рамками тривалості періодів нагнітання та відбирання, існують інші фактори, які істотно впливають на її характер. Так, вирішальне значення в роботі сховища мають сезонні коливання температури. Також слід враховувати вимоги, що диктуються власниками, які зберігають свій газ на ПСГ. Наприклад, існують одномоментні, так звані “пікові” потреби газу, а при нагнітанні часто виникають проблеми стабільності постачання газу видобувними компаніями. Тому диспетчерські служби, регулюючи об'єми нагнітання чи відбирання газу зі сховища, насамперед керуються реальними ринковими потребами.

Потрібно створити умови керованого рівномірного формування штучного газового покладу. При цьому необхідно не допускати розтікання газу в південно-східному напрямку через загрозу його міграції до сусіднього структурного виступу. Так, нагнітання газу в пласт необхідно проводити з

поступовим включенням в роботу нагнітальних свердловин за спеціальною схемою, розробленою для Краснопопівського газосховища відділом ПЗГ УкрНДІгазу, згідно з якою на першому етапі включаються в роботу свердловини, що розкривають пласт в північній та східній його частині, а на другому – через 30 - 40 діб, решту свердловин.

Поряд із дотриманням оптимальних режимів роботи сховища, покращувати продуктивні характеристики свердловин. Потрібно розглянути можливість спорудження нових свердловин у зонах пласта, які раніше не були розбурені.

Отже, ефективна роботи Краснопопівського ПСГ, що характеризується складною геологічною будовою та особливими умовами циклічної роботи, вимагає вирішення цілого ряду проблем: удосконалення технології експлуатації, здійснення постійного моніторингу робочих параметрів, проведення комплексу геофізичних та гідрогазодинамічних досліджень свердловин, створення на основі одержаних достовірних даних, детальних цифрових фільтраційних та газодинамічних моделей. Усе це в комплексі забезпечить своєчасне виявлення характерних відхилень у його роботі, ефективного формування штучного газового покладу, досягнення кращих показників в обслуговуванні наземного та підземного обладнання, покращення екологічних характеристик ПСГ.

Таблиця 1 – Розрахункові показники експлуатації ПСГ для окремих циклів за двохоб'ємною моделлю

Період експлуатації	Зведений пластовий тиск, кгс/см ²		Об'єм газу, млн.м ³				
	Активно дренажна зона (фактично)	"Застійна" зона	Накопичено (відібрано)	Усього в пласті	В активно дренажній зоні	У "застійній" зоні	Перетікання
1973	15,0	15,0	40	230	125	105	-15
1973/74	13,6	14,8	17	213	110	103	+2
1974	20,3	16,2	66	179	166	113	-10
1974/75	19,3	16,2	8	271	158	113	0
1975	25,6	16,7	54	325	209	116	-3
1975/76	22,5	19,0	9	316	184	132	-16
1976	55,5	30,9	354	670	455	215	-83
1976/77	38,1	31,2	142	528	311	217	-2
1977	55,8	31,2	213	742	456	286	-69
1977/78	33,0	32,4	247	495	270	225	+61
1978	56,1	44,3	272	766	458	308	-83
1978/79	27,2	30,5	332	434	222	212	+96
1979	56,4	46,6	351	785	461	324	-112
1979/80	17,3	31,5	425	360	141	219	+105
1980	55,6	48,9	376	794	454	340	-121
1980/81	18,4	36,0	394	400	150	250	+90
1981	56,3	51,5	424	818	460	358	-108
1981/82	18,5	36,6	412	406	151	255	+103
1986	55,4	53,6	407	867	453	414	-116
1986/87	15,2	40,8	427	440	125	315	+99
1987	55,5	53,0	422	862	453	409	-94
1987/88	17,7	39,8	410	452	145	307	+102
1990	55,6	49,5	377	836	454	382	-69
1990/91	19,9	39,2	370	466	163	303	+79
1991	55,4	49,7	384	837	453	384	-81
1991/92	28,0	40,2	298	539	229,0	310	+74
1992	56,4	40,9	238	777	461	316	-6
1992/93	26,4	34,0	299	478	216	262	+54
1996	55,4	39,9	299	763	455	308	-36
1996/97	31,3	35,9	229	534	257	277	+31
1997	54,0	40,9	225	759	443	316	-39
1997/98	17,8	39,3	287	472	146	329	+10
1998	55,4	45,5	334	806	455	351	-25
1998/99	19,4	39,8	317	489	159	330	+21
1999	56,8	44,8	321	810	464	346	-16
1999/00	17,6	39,6	338	472	144	328	+18
2000	55,2	44,5	324	796	453	343	-15
2000/01	17,3	39,6	327	469	141	323	0
2001	56,7	40,2	306	775	465	310	-23

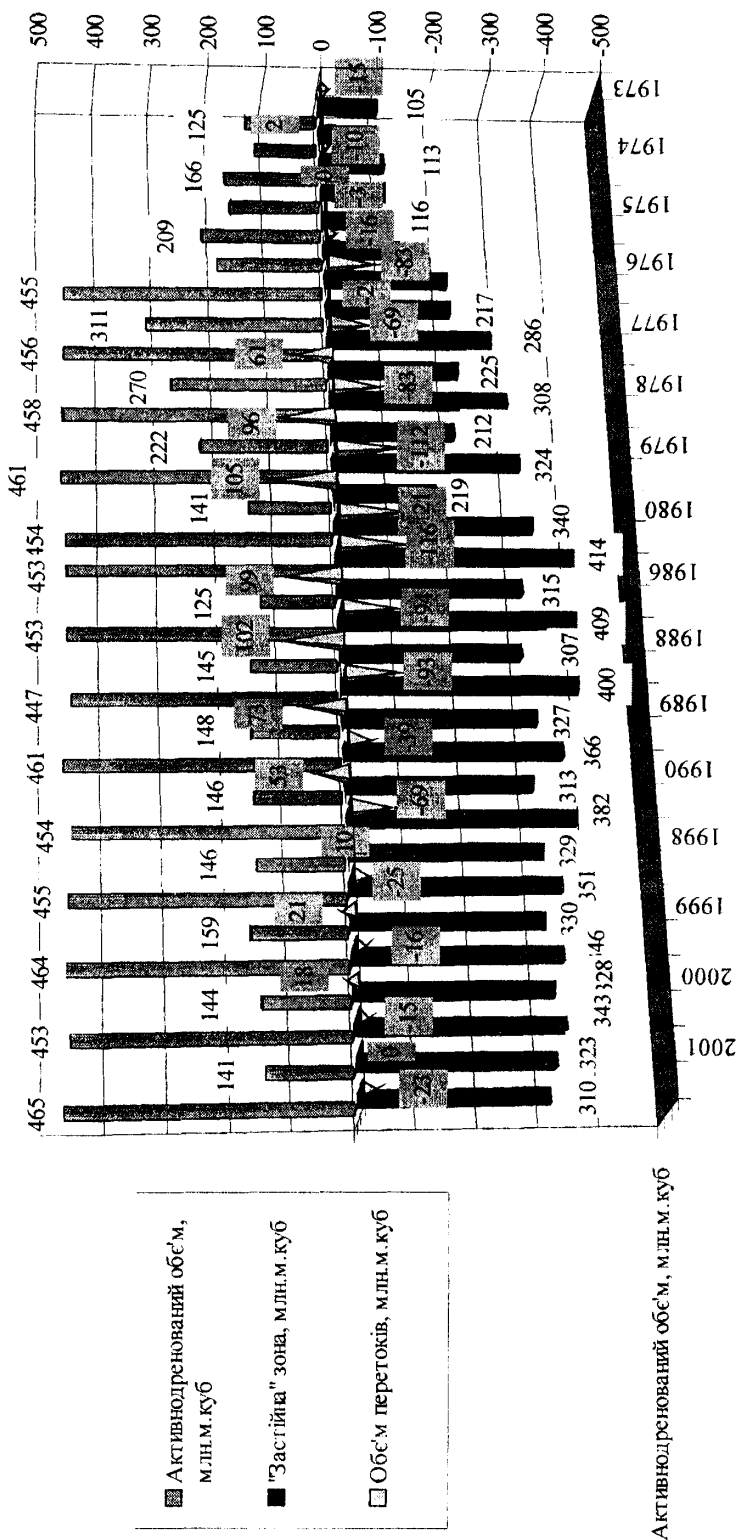


Рисунок 3 - Характеристика сезонного розподілу об'єму газу в пласті-колекторі між активною зоною та застійною зоною

Література

1. Розробити корективи до технологічного проекту циклічної експлуатації Краснопопівського ПСГ : Звіт про НДР (заключний)/ Укрндігаз. – Харків. 2002. – 229 с.
2. Баранов А.В., Карачинський В.Е. Использование метода экспериментального изучения движения газового объема в пластовых условиях подземных хранилищ газа // Труды УкрНИИгаза. – М., 1971. – Вып.6. – С. 114-119.
3. Бузинов С.Н., Григорьев А.В. Определение запасов газа методом материального баланса // Газовая пром-ность.– 1987. – №1. – С. 34-35.

УДК 622.691.024

АДАПТИВНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ НАГНІТАННЯ ГАЗУ В ПЛАСТ ЗА УМОВ ПРУЖНОВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

© Р.Я. Шимко

ДК "Укртрансгаз"; 9/2, Кловський узвіз, м. Київ, 01001.
Тел.(044)4612005, e-mail: utg@ugp.viaduk.net

Построена адаптивная математическая модель пластового подземного хранилища газа, работающего в условиях упруговодонапорного режима, параметром идентификации которой служит суммарный дебит разгрузочных скважин. Показано, что использование модели при расчетах процесса закачки газа позволит обеспечить более полный охват продуктивного пласта.

The adaptive mathematical model of layer underground gas storage subject to water drive mode is built. A total debit of unloading wells is used as a parameter of authentication of the model.

It is shown, that the use of the model for calculations of gas injection process will allow providing a more complete scope of the productive layer.

При нагнітання газу в продуктивний горизонт за умов високої рухливості контурних вод режим роботи ПСГ близький до водонапірного. В ідеальному варіанті середня швидкість фільтрації води в кожному з перерізів пласта повинна бути однаковою. Реально має місце певне пружне стискання води, у зв'язку з чим швидкість фільтрації змінюється вздовж просторової координати. Тому швидкості фільтрації води в зоні газоводяного контакту (ГВК) і на контурі в кожен момент часу будуть різними. Це викликає труднощі в математичному моделюванні газогідродинамічних процесів у продуктивному горизонті, пов'язані з невизначеністю граничних умов.

Класичною математичною моделлю гідрогазодинамічних процесів у сховищах газу, створених у водоносних горизонтах, вважається модель І.А. Чарного [2]. Згідно з запропонованою моделлю період відбору чи нагнітання газу розбивається на дві фази, що характеризують нестационарну фільтрацію газу в пористому середовищі покладу.

Перша фаза нестационарної фільтрації характеризується тим, що збурення, викликане роботою свердловини, розповсюджується від вибою свердловини вздовж радіуса до контура газоносності. Друга фаза нестационарної фільтрації характеризується переміщенням ГВК і відповідним збільшенням об'єму газової області. Для кожної з фаз створено відповідні математичні моделі, які стикаються між собою на межі ГВК. Вказується, що для першої фази фільтрації закон розповсюдження збурення вздовж радіуса можна вважати лінійним, а розрахунок основних параметрів процесу можна вести за формулами, справедливими для газового режиму роботи покладу. Для другої фази нестационарної фільтрації вказані залежності не справедливі. Математична модель має складну структуру. Ряд припущень, прийнятих при її побудові і реалізації спотворюють реальну картину процесу.

Такий підхід до рішення складної задачі нестационарної фільтрації газу в пласті був на той час оправданим і давав задовільні прогностичні результати. Однак, на сьогоднішній день, враховуючи розвиток обчислювальної техніки, математична модель Чарного І.А. не дає результатів, що від неї очікуються. Це, в першу чергу, стосується умовного розбиття неперервного процесу на дві фази, які штучно відокремлені одна від одної. Тому неперервний природний процес не сприймається як єдине ціле, що не дозволяє глобально оцінити загальну фізичну картину.