

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

На правах рукопису

Деркач Михайло Петрович

УДК 622.691.24 (043)
436

**ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОСХОВИЩ У
ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДАХ**

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища

ДИСЕРТАЦІЯ
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
докт. техн. наук,
професор Р.Ф. Гімер



м. Івано-Франківськ

2002

№ 201

ЗМІСТ

Вступ.....	4
Розділ 1 Особливості прояву пружноводонапірного режиму у виснажених газових покладах гідрогеологічно замкнених пластів	9
1.1. Аналіз стану розробки газових покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища газу.....	10
1.2. Закономірності заводнення басейнів IV-VI горизонтів Опарського родовища газу в процесі їх розробки.....	16
1.3. Оцінка об'єму водоносного басейну IV-VI горизонтів і визначення режиму роботи Опарського ПСГ при його циклічній експлуатації.....	22
1.4. Висновки.....	29
Розділ 2 Пружний запас водоносного басейну крейдяних пісковиків Зовнішньої Зони Передкарпатського прогину (XVI горизонт).....	31
2.1. Гідрогеологічна характеристика крейдяних пісковиків Зовнішньої Зони Передкарпатського прогину (XVI горизонт).....	31
2.2. Газогідродинамічні особливості заводнення газових покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ з врахуванням їх взаємодії.....	42
2.3. Закономірності заводнення газових покладів XVI горизонту з врахуванням їх взаємодії	58
2.4. Висновки.....	63
Розділ 3 Технологічні особливості експлуатації газосховищ у виснажених покладах з пружноводонапірним режимом розробки покладу.....	65

	3
3.1. Опарське ПСГ в покладах IV-VI горизонтів.....	65
3.2. ПСГ в покладі XVI-го горизонту Угерського родовища.....	83
3.3. Більче-Волиця-Угерське ПСГ.....	86
Розділ 4 Ефективність колекторної системи збору газу Більче-Волиця-Угерського ПСГ.....	95
4.1. Основне рівняння для розрахунків колекторної системи збору газу.....	95
4.2. Вплив колекторної системи збору газу на продуктивність експлуатаційних свердловин ПСГ.....	98
4.3. Аналіз роботи системи збору газу на ГПЗ-4 Більче-Волиця-Угерського ПСГ.....	102
4.4. Висновки.....	106
Підсумкові висновки.....	108
Список використаних джерел.....	110
Додатки.....	119

ВСТУП

Актуальність теми. В процесі експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ), створених у виснажених покладах з пружноводонапірним режимом їх розробки (IV-VI горизонти Опарського ПСГ), була виявлена невідповідність фактичного і розрахованого порових газонасичених об'ємів горизонтів, а також наявність застійних зон в пласті, що акумулюють буферний об'єм і зменшують активний об'єм газу.

В 1994 р. було завершено облаштування і введено в експлуатацію Більче-Волиця–Угерське ПСГ, створене на базі виснажених покладів крейдяних пісковиків XVI горизонту з пружноводонапірним режимом їх розробки. В ході виведення на проектний режим активний об'єм газосховища повинен був сягнути 17,6 млрд. м³ при загальній кількості експлуатаційно-нагнітальних свердловин 291 і 50 одиниць, відповідно, для Більче-Волицького і Угерського ПСГ, і зміні пластових тисків у межах, відповідно 9,81-3,43 МПа і 6,37-3,04 МПа. Однак ці показники не були досягнуті як через об'єктивні причини (брак газу), так і через суб'єктивні (неврахування особливостей експлуатації газосховищ з пружноводонапірним режимом їх розробки і особливостей роботи колекторної системи збору газу).

Після впровадження колекторної схеми збору газу на Більче-Волиця–Угерському ПСГ виявилось, що фактичні дебіти всіх свердловин значно зменшились в порівнянні зі значеннями, які були встановлені при дослідженні цих свердловин.

В зв'язку з цим актуальним є вивчення газогідродинамічних особливостей експлуатації газосховищ, що створюються у виснажених покладах з пружноводонапірним режимом їх розробки.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс розробок НАК

“Нафтогаз України”, спрямованих на удосконалення методів розрахунку технологічних показників ПСГ, як невід’ємної складової газотранспортної системи України, і окреслених Національною програмою “Нафта і газ України до 2010 року”. Ця програма розроблялася за участю автора, розглядалася і корегувалася на засіданнях науково-технічної ради НАК “Нафтогаз України”, Головою якої був автор.

Мета і задачі дослідження

Метою роботи є виявлення газодинамічних особливостей експлуатації газосховищ у виснажених покладах з пружноводонапірним режимом їх розробки та дослідження ефективності колекторної системи збору газу.

Задачі досліджень:

- 1) аналіз формування газонасиченого об’єму штучного покладу газосховища в покладах з пружноводонапірним режимом їх розробки;
- 2) виявлення закономірностей прояву пружноводонапірного режиму покладу при його розробці на виснаження і при роботі в режимі ПСГ;
- 3) визначення радіусу впливу штучного покладу на водоносну зону пласта при його циклічній експлуатації в режимі газосховища;
- 4) аналіз роботи колекторної схеми збору і розподілу газу на газосховищі, оцінка її ефективності та впливу на роботу свердловин при відборі газу з газосховища і розробка рекомендацій, направлених на збільшення продуктивності роботи ПСГ.

Об’єкт досліджень – Опарське ПСГ і Більче-Волиця-Угерське ПСГ, які були створені у виснажених газових покладах, що розроблялися з використанням пружноводонапірного режиму.

Предметом дослідження є газогідродинамічні особливості формування газонасиченого об’єму ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму пласта і особливості роботи колекторної системи збору газу Більче-Волиця-Угерського ПСГ.

Методи досліджень. Фізико-математичне моделювання газогідродинамічних процесів у пласті, заводнення газового покладу при розробці на виснаження, витіснення газу водою і води газом при циклічній експлуатації ПСГ. Числові методи розрахунку радіусу впливу штучного покладу ПСГ при його циклічній експлуатації на пружноводонапірний запас водоносного басейну.

Математичний аналіз роботи колекторної системи збору газу.

Наукова новизна одержаних результатів

- 1) На основі обробки дослідних даних і аналітичних досліджень встановлено, що при створенні штучного покладу ПСГ у виснаженому пласті з пружноводонапірним режимом розробки, його кінцевий газонасичений об'єм залежить від середнього за цикл нагнітання-відбору значення тиску в газосховищі, тому важливим для технологічного процесу є підтримання середнього тиску на усталеному рівні.
- 2) Встановлено, що час виведення газосховища на циклічний режим експлуатації відповідає часові розробки покладу з газовим режимом, тобто часові прояву першої фази пружноводонапірного режиму.
- 3) На основі математичного аналізу вперше показано, що для замкненого водоносного басейну радіус впливу штучного покладу газосховища при його циклічній експлуатації залежить від співвідношення часу першої фази пружноводонапірного режиму розробки покладу і тривалості циклу роботи ПСГ. А оскільки для ПСГ час фази значно перевищує тривалість циклу, то всі газодинамічні розрахунки циклічної експлуатації газосховищ можна вести за формулами для газового режиму роботи покладу.
- 4) Розроблена математична модель для аналізу роботи колекторної системи збору газу.
- 5) На основі аналітичних досліджень встановлено, що при колекторній схемі збору газу невиконання умови циліндричності потоку супроводжується виникненням динамічного опору. Це явище було вперше досліджено нами при

вивченні схеми збору газу на ГЗП-4 Більче-Волиця-Угерського ПСГ. Запропоновано новий критерій для визначення допустимої кількості свердловин, приєднаних до колектора заданого діаметра. Встановлено, що поява динамічного опору є однією з причин помпажних явищ у всмоктувальних лініях компресорних станцій.

Практичне значення отриманих результатів. В результаті вивчення закономірностей прояву пружноводонапірного режиму розробки газових покладів на виснаження отримані аналітичні залежності об'єму заводнення від пластового тиску, що дозволить прогнозувати їх роботу в режимі циклічної експлуатації як газосховища, особливо штучні поклади XVI горизонту Більче-Волицького і Угерського ПСГ, які розбудовані і облаштовані, але не виведені на проектний режим. Впровадження отриманих результатів досліджень дозволить підвищити ефективність роботи системи збору газу на ПСГ (особливо ГЗП-3 і ГЗП-4), покращити умови всмоктування газу на компресорних станціях і оптимально використовувати наявні потужності газосховищ-гігантів як в режимі ПСГ, так і в режимі газосховища страхового резерву газу.

Особистий внесок здобувача. Автором встановлені закономірності формування штучних покладів ПСГ [18, 28, 30, 32]; виявлений вплив величини середнього тиску в газосховищі на величину активного газонасиченого об'єму [28, 18, 46]; досліджено радіус впливу штучного покладу ПСГ [28]. Виявлені причини зменшення продуктивності свердловин при колекторній системі збору газу [27, 34], встановлений взаємозв'язок між помпажем на вході КС і виникненням динамічного опору в системі збору газу внаслідок порушення умови циліндричності потоку [34].

Автор приймав безпосередню участь в створенні і експлуатації Опарського і Більче-Волиця-Угерського ПСГ [28, 35, 36, 37, 39, 40], у впровадженні методів інтенсифікації на свердловинах ПСГ [38, 46].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на: науково-практичній конференції УНГА (Львів, 19958 р.) [36]; науково-практичній конференції в УкрНДГаз (Харків, 1996 р.) [40]; науково-практичній конференції УНГА (Полтава, 1998 р.) [38]; міжнародній науково-практичній конференції “Геопетроль – 2000” (Закопане, Польща, 25-28.09.2000) [18]; 6-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 31.10-3.11.2000) [27, 32].

В повному об’ємі результати досліджень доповідались на засіданні кафедри нафтогазової гідромеханіки ІФНТУНГ і на науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів.

Публікації. Матеріали дисертації опубліковані в одній монографії і 12 статтях, з них 4 у фахових виданнях України.

Структура і об’єм дисертації. Дисертація складається з загальної характеристики роботи, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, який налічує 88 найменувань, і 6 додатків. Робота надрукована на 130 сторінках і містить 19 таблиць і 33 рисунки.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЯВУ ПРУЖНОВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ У
ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ ГІДРОГЕОЛОГІЧНО
ЗАМКНЕНИХ ПЛАСТІВ

Теоретичні основи створення підземних сховищ у водоносних пластах на території країн Східної Європи були закладені в роботах І.А. Чарного [74], А.А. Хейна [68, 69, 70], А.Й. Ширковського [75-80], Е.В. Левикіна [55]. Вагомий вклад внесли Cornell D. [84, 85], Katz D.L., Cousts K.H. [86], Chatas A.T. [83], Kristea N. [50] та ін. Ці роботи були теоретичною базою для проектування і створення в Україні Олишевського і Червонопартизанського газосховищ у водоносних пластах, а також використані УкрНДГаз (1969 р.) при проектуванні і створенні ПСГ у виснажених покладах Опарського (IV-VI горизонти) і Угерського (XIV-XVI горизонти) газових родовищ.

При проектуванні газосховищ як у водоносних пластах, так і у виснажених газових покладах використовувались теоретичні основи підземної гідрогазодинаміки, закладені Л.С. Лейбензоном [56], Б.Б. Лапуком [51-54], В.М. Щелкачовим [81, 82], І.А. Чарним [71-74], Е.М. Мінським [58-61], Ю.П. Коротаєвим [41, 48, 49], А.Й. Ширковським [75-80], С.Н. Закіровим [42-44], Қ.С. Баснієвим [3], С.М. Бузіновим [5-14, 63], М.В. Лур'є [57] та ін. і розвинені в роботах Р.Ф. Гімера [28], М.Р. Тек [87, 88] та ін.

Вивченню режиму роботи газових покладів Опарського, Угерського і Більче-Волицького родовищ присвячені роботи Р.Ф. Гімера, І.М. Петріва, А.І. Ткачука, О.В. Солецького і др. [16, 17, 20, 23, 25]. Особливості формування порового об'єму штучних газових покладів ПСГ і закономірності обводнення газових покладів розкриті в наших роботах [18, 28, 30, 32].

Проблеми, які виникали при створенні і формуванні Опарського ПСГ висвітлені також в роботах О.В. Солецького, Р.М. Кондрата, В.П. Войціцького та ін. [65, 64] і в наших роботах [39, 40, 46]. Досвід створення Більче-Волиця-Угерського ПСГ розкритий в наших роботах [37, 38]; стан проблеми і перспективи розвитку ПСГ як гаранта транзитних поставок газу до Європи та газопостачання України висвітлений в роботах [35, 36]. Про особливості формування газонасиченого об'єму ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму роботи водоносного басейну йде мова в наших роботах [18, 32]. Підсумковою є наша спільна праця "Підземне зберігання газу" [28].

1.1. Аналіз стану розробки газових покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища газу

Проведемо аналіз поточного стану покладів Опарського родовища газу станом на дату переведення продуктивних горизонтів у режим циклічної експлуатації.

Поклад IV горизонту. В розробку був введений в 1946 р. з початковим пластовим тиском $61,3 \cdot 10^5$ Па. За період розробки з покладу видобуто 804,9 млн. m^3 (або 86,4%) газу, а пластовий тиск при цьому знизився до $21,7 \cdot 10^5$ Па на 64,4%.

Динаміка основних показників розробки покладу наведена в Табл. А.1 Додатку А. Найбільш інтенсивно поклад розроблявся в 1948-1956 рр., коли річний видобуток коливався в межах 33-49 млн. m^3 і тиск покладі понижувався на $1,5 \cdot 10^5$ - $3,5 \cdot 10^5$ Па за рік. З 1957 р. відбір газу з покладу різко скоротився до 13-16 млн. m^3 в рік в зв'язку з обводненням найбільш продуктивної свердловини О-25. Після успішної пакерної ізоляції підошовної води видобуток газу з покладу був збільшений до 20-25 млн. m^3 .

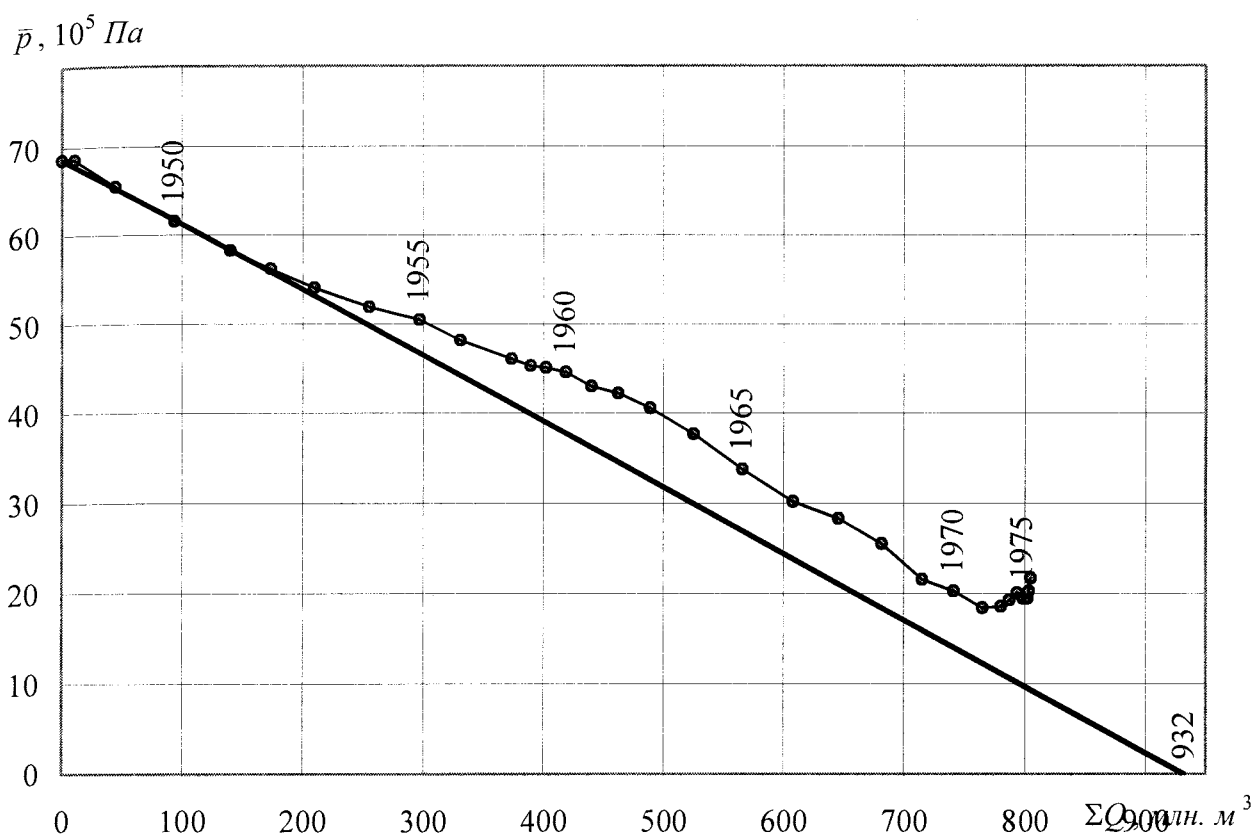


Рис. 1.1 Графік експлуатації покладу IV-го горизонту Опарського родовища

З графіка експлуатації покладу (Рис. 1.1) випливає, що помітний прояв пружноводонапірного режиму, якому відповідає більш полого ділянка кривої залежності приведенного пластового тиску від сумарного відбору, почався після 1952 р., коли було відібрано 173,2 млн. м³ або 18,5% газу.

За даними Львівської КНДЛ УкрНДІгазу [15] початкові запаси газу IV-го горизонту становили 932 млн. м³, а поровий газонасичений об'єм був рівний 13,59 млн. м³. Початкове положення границі газо-водяного контакту (ГВК), встановлене за даними промислової геофізики на відмітці -343 м, є достатньо обґрунтованим, оскільки поклад є покладом масивного типу і ГВК за даними електрокаротажу було відмічено в свердловинах О-15, О-22а, О-35, О-38, О-39, О-40, О-41а, і О-23-а, які охоплюють практично всю площу покладу [19].

Поточне положення ГВК за даними експлуатації [19] і дорозвідки [26] Опарського ПСГ на 9, 12 м вище (в свердловинах О-268 і О-210, відповідно). Результати визначення положення ГВК за даними радіоактивного каротажу наведені в Додатку В.

Кількісну оцінку об'єму заводнення покладу q_e можна дати, використавши рівняння матеріального балансу для пружноводонапірного режиму [82]:

$$q_e \bar{p}_t = Q(t) p_{атм} + \Omega_0 (\bar{p}_0 - \bar{p}_t) \quad (1.1)$$

де \bar{p}_t , \bar{p}_0 – поточний і початковий приведені пластові тиски в покладі;

$Q(t)$ – сумарний відбір газу за час t ;

$p_{атм}$ – атмосферний тиск;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об'єм покладу.

Результати розрахунків об'єму заводнення покладу за формулою (1.1) наведені в Табл. А.1 і свідчать про те, що уже в 1970 р. в поклад надійшло 4,51 млн. м³ води. В наступні роки відбір газу з покладу різко скоротився в зв'язку з плануванням переведення покладу в режим газосховища. В 1971 р. тиск в покладі стабілізується на рівні $17 \cdot 10^5$ Па, а потім зростає в незначній мірі з $18,4 \cdot 10^5$ Па до $21,7 \cdot 10^5$ Па. При цьому за 1971-1977 рр. було видобуто ще 39,7 млн. м³. В кінці 1977 р. розробка покладу повністю припинена. При цьому з покладу було видобуто 804,9 млн. м³ газу, а пластовий тиск понизився на $46 \cdot 10^5$ Па. В поклад надійшло 7,9 млн. м³ води і ступінь його заводнення становив 51,3%. Поточне значення газонасиченого об'єму було рівне 5,69 млн. м³, залишкові запаси газу – 127,1 млн. м³, пластовий тиск – $21,7 \cdot 10^5$ Па.

Поклад V горизонту. Введений в розробку в 1946 р. (свердловина О-20) з початковим тиском $71,6 \cdot 10^5$ Па і початковим запасом газу 1355 млн. м³ [15]. За період розробки було видобуто 1842 млн. м³ газу або біля 90%, при цьому приведений пластовий тиск понизився до $18 \cdot 10^5$ Па, тобто на 77,8%.

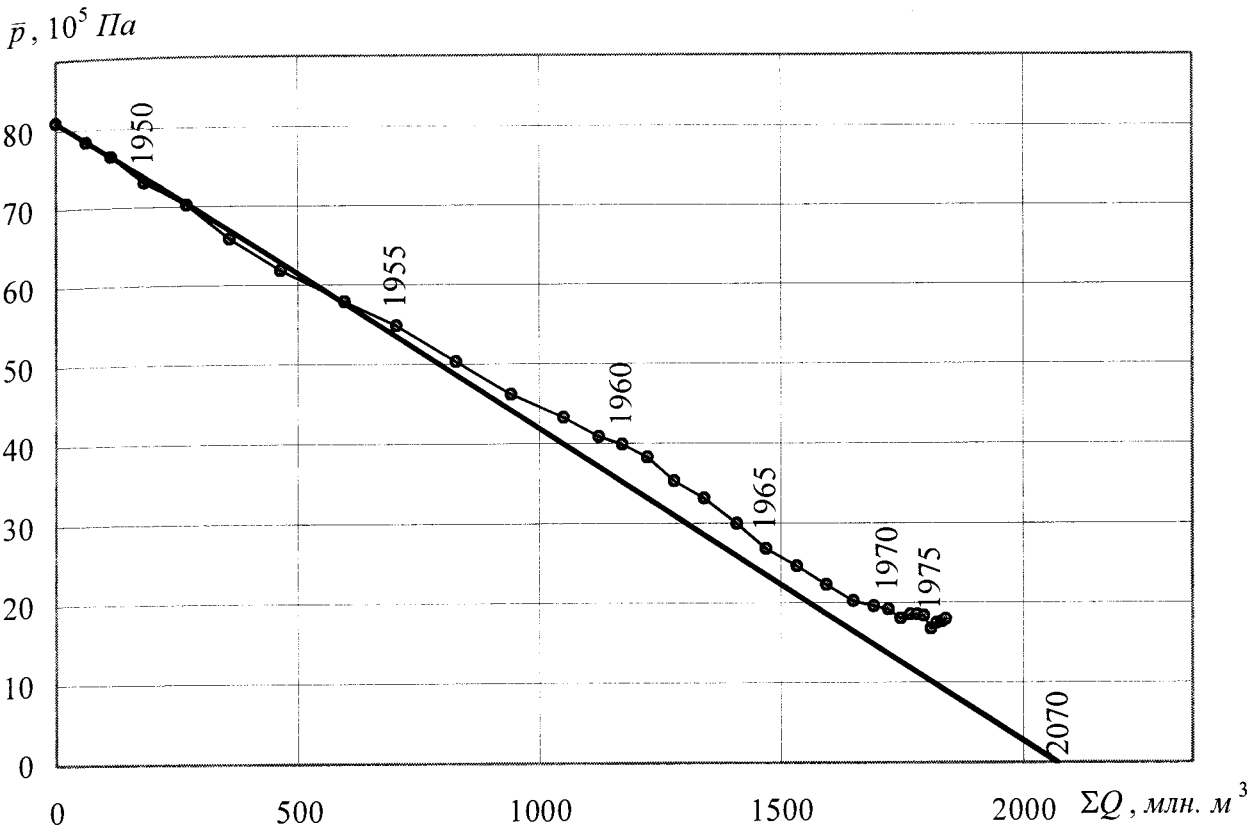


Рис. 1.2 Графік експлуатації покладу V-го горизонту Опарського родовища

Динаміка основних показників розробки покладу V-го горизонту (Табл. А.2, А.4) засвідчує, що найбільш високі темпи відбору газу були в 1952-1957 рр., коли річний видобуток газу сягав 104-133 млн. м³, при цьому щорічне зниження пластового тиску складало $(2\div 4) \cdot 10^5 \text{ Па}$. Починаючи з 1958 р. відбір газу з покладу поступово скорочується внаслідок високих темпів зниження тиску і через обводнення свердловин. Дані графіка експлуатації покладу (Рис. 1.2) засвідчують, що помітний вплив пружноводонапірного режиму має місце починаючи з 1953 р., тобто на 6-му році розробки покладу. На графіку видно, що незважаючи на збільшення темпів відбору газу, крива залежності $\bar{p} = f(Q)$ в цей період стає більш пологою.

Поклад V-го горизонту відноситься до покладів пластового типу. Початкове положення ГВК було встановлене на відмітці -454 м [15, 26]. За даними

контрольних вимірювань в свердловинах О-38, О-39, О-41 і О-23а, як були проведені в 1958-1962 рр., ГВК піднявся на 13-14 м (до відмітки -441 м). Однак дані буріння нових експлуатаційно-нагнітальних свердловин (див. Додаток В) показують, що підняття ГВК неоднакове в різних частинах родовища (див. Рис. 3.1) і міняється від 2-3 м (свердловини №246, 250, 254) до 20 м і більше (свердловини №270, 238) і ГВК нахилений на південний захід в сторону Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Така неоднорідність замірів пояснюється тим, що в першу чергу заводнюються високопроникні пропластки. При цьому, вже до кінця 1977 р., згідно рівняння матеріального балансу (1.1), поклад повинен був бути обводнений на 75% від початкового об'єму в 21,1 млн. м³, що не відповідає реальній картині. Згідно нашої переоцінки, зробленої на основі вихідних даних, взятих з роботи УкрНДІ газ [15], початкові запаси газу V-го горизонту були рівні 2070 млн. м³ (див. Рис.) при значенні приведенного тиску $81,1 \cdot 10^5$ Па і газонасиченого об'єму 25,52 млн. м³. При таких параметрах покладу степінь заводнення складе 52% (див. Табл. А.2), поточний газонасичений об'єм буде рівний 12,24 млн. м³ при кінцевому значенні приведенного пластового тиску $18 \cdot 10^5$ Па.

Поклад VI горизонту. Введений в розробку в 1948 р. Розроблявся нерівномірно (Рис. , Табл. А.3). Якщо за перші п'ять років (включно по 1952 р.) було видобуто 250 млн. м³ газу, то в наступній п'ятирічці з покладу видобуто 750 млн. м³. Тільки збільшенням темпів відбору в три рази можна пояснити той факт, що помітне за даними графіка експлуатації виположування залежності $\bar{p} = f(Q)$, яке відповідає початку заводнення покладу, було відмічене в 1956 р.

Як зауважено в роботах [15, 26], початкова точка графіка експлуатації (див. Рис.) знаходиться дещо вище прямої залежності $\bar{p} = f(Q)$, що, скоріше всього, свідчить про неточність обліку видобутого з покладу газу, оскільки існує декілька замірів пластових тисків, які в незначній мірі відрізняються один від одного.

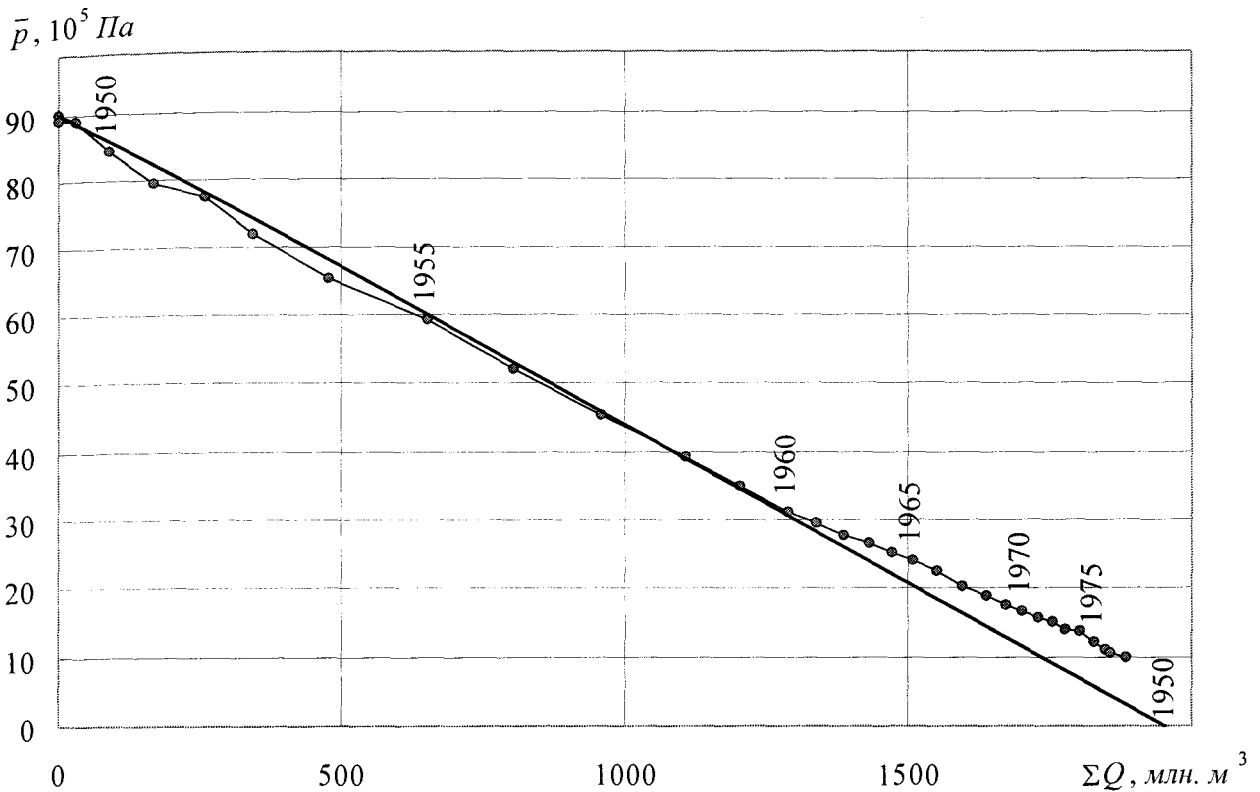


Рис. 1.3 Графік експлуатації покладу VI-го горизонту Опарського родовища

Починаючи з 1958 р. відбір газу з покладу поступово зменшується як внаслідок високих темпів відбирання газу, так і через обводнення свердловин.

За весь період розробки з покладу видобуто 1882 млн. м³ газу, що становить 96,5% від початкових запасів. При цьому проведений пластовий тиск знизився до $9,9 \cdot 10^5$ Па або на 88,2%.

Поклад VI-го горизонту відноситься до покладів пластового типу. Початкове положення ГВК за даними електрокаротажу свердловини О-40 встановлене на відмітці -552 м (1948 р.). Поточні дослідження положення ГВК методом НГК в цій свердловині встановили наявність підняття контакту газ-вода: в 1959 р. – до відмітки -549 м; в 1961 р. – до відмітки -545 м [15, 26]. Дані радіоактивних досліджень в експлуатаційно-нагнітальних свердловинах, проведені в період 1978-1979 рр., відбивають положення ГВК на відмітках $-536 \dots -532$ м (див. Додаток В).

Як доказано В.М.Щелкаовим [81], високі темпи відбирання газу супроводжуються встановленням з часом більш високих темпів і степені заводнення покладів. Підтвердженням цьому є поклад VI-го горизонту, заводнення якого в 1976 р. складало 58,8% (див. Табл. А.3). На той час в поклад прибуло 12,88 млн. м³ води і поточний газонасичений об'єм становив 9,03 млн. м³.

1.2. Закономірності заводнення басейнів IV-VI горизонтів Опарського родовища газу в процесі їх розробки

Розкриємо особливості прояву пружноводонапірного режиму на прикладі виснажених покладів газу IV-VI горизонтів Опарського родовища, переведених в режим циклічної експлуатації ПСГ [18, 28, 30].

Залежність зміни об'єму однорідної рідини зі зміною тиску визначається законом Гука:

$$\frac{dV}{V} = -\beta_p dp, \quad (1.2)$$

де V – об'єм рідини, який відповідає тиску p ;

dV/V – відносна зміна об'єму рідини при зміні тиску на величину dp ;

β_p – коефіцієнт об'ємного стиснення рідини (величина обернена до модуля об'ємної пружності рідини $K = 1/\beta_p$).

В роботі В.Н. Щелкачева [81] показано, що коефіцієнт об'ємного стиснення рідини β_p з достатньою точністю можна розрахувати за формулою:

$$\beta_p = -\frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.3)$$

де $\Delta V = V_0 - V$ – зміна об'єму рідини при зміні тиску на величину $\Delta p = p_0 - p$;

V_0 – геометричний об'єм пор, заповнений водою;

p_0 – початковий тиск в газовому покладі на рівні газоводяного контакту;

p – поточне значення тиску.

За формулою (1.2) величина dV/V є лінійною функцією dp з кутовим коефіцієнтом $\operatorname{tg} \alpha = \beta_p$. При сталому значенні початкового об'єму води V_0 , що може мати місце в гідрогеологічно замкненому (ізольованому) водоносному басейні, величина ΔV дорівнює об'єму води q_e , яка проникла в поклад і прямо пропорційна зниженню тиску в ньому на величину Δp . Такий вигляд функції $q_e = f(\Delta p)$ характерний наприклад для покладу IV горизонту та першої половини періоду розробки покладів газу V і VI горизонтів Опарського газового родовища (Рис. 1.4, 1.5).

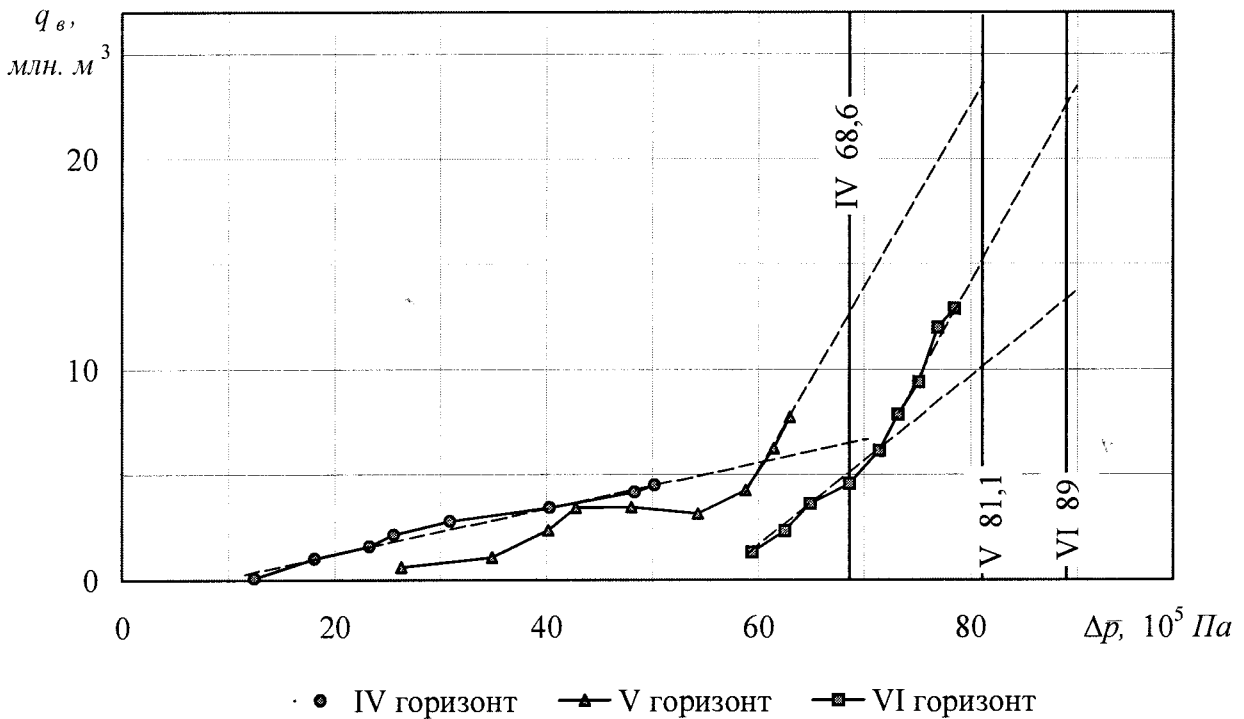


Рис. 1.4 Залежність об'єму заводнення q_e від падіння тиску в пласті $\Delta \bar{p}$ для покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища

№ 201



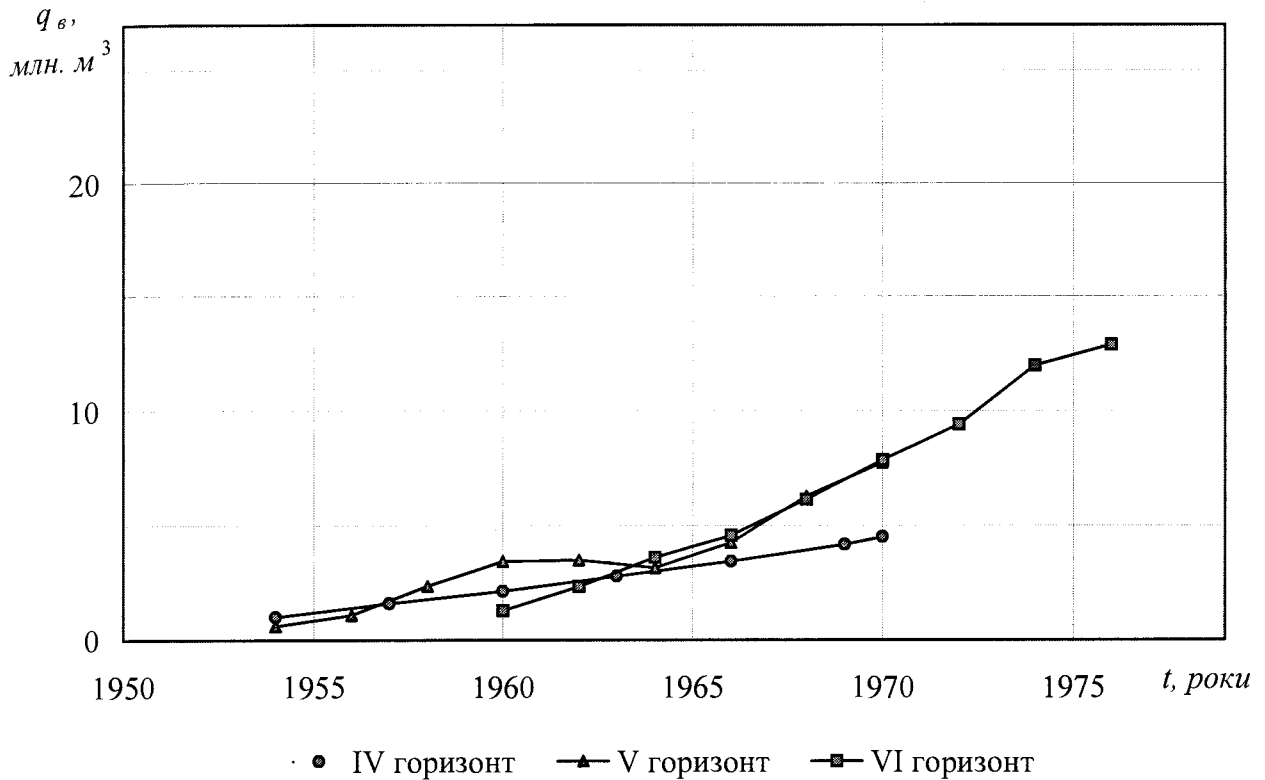


Рис. 1.5 Зміна в часі об'єму заводнення q_e покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища

В загальному випадку, коли $V_0 = var$, такої закономірності не існує і зміна об'єму води ΔV при пониженні тиску описується залежністю:

$$q_e = \Delta V = V_0 \left(1 - e^{\beta_p (p_0 - p)} \right), \quad (1.4)$$

яка, все таки є близька до лінійної, оскільки β_p , за абсолютним значенням, дуже мала величина (для води модуль пружності $K = 1/\beta_p \approx 2,2 \cdot 10^{10} \text{ Па}$).

Введемо величину питомого заводнення ω , як відношення об'єму заводнення q_e до зміни приведенного пластового тиску $\Delta \bar{p} = \bar{p}_0 - \bar{p}$:

$$\omega = \frac{q_e}{\Delta \bar{p}} = \frac{q_e}{\bar{p}_0 - \bar{p}}, \quad (1.5)$$

де \bar{p}_0 і \bar{p} – приведені до стандартних умов початкове і поточне значення пластового тиску.

Зміна величини ω в часі (а, відповідно, і в залежності від $\Delta\bar{p}$) може віддзеркалювати характер водоносного басейну. Для замкненого басейну [72], в період першої фази пружноводонапірного режиму (за І.А. Чарним), питоме заводнення буде збільшуватись і, коли крива зміни тиску досягне замкненого контуру пласта (початок другої фази), величина ω стає сталою, оскільки починає зменшуватись тиск \bar{p}_0 на контурі і в роботі бере участь весь пружний запас об'єму рідини в пласті, що підтверджується даними обводнення покладу газу IV горизонту, наведеними на Рис. 1.6 та 1.7.

Якщо позначити ступінь заводнення покладу через $\alpha = q_e/\Omega_0 = 1 - \Omega_t/\Omega_0$, то величина питомого заводнення дорівнюватиме:

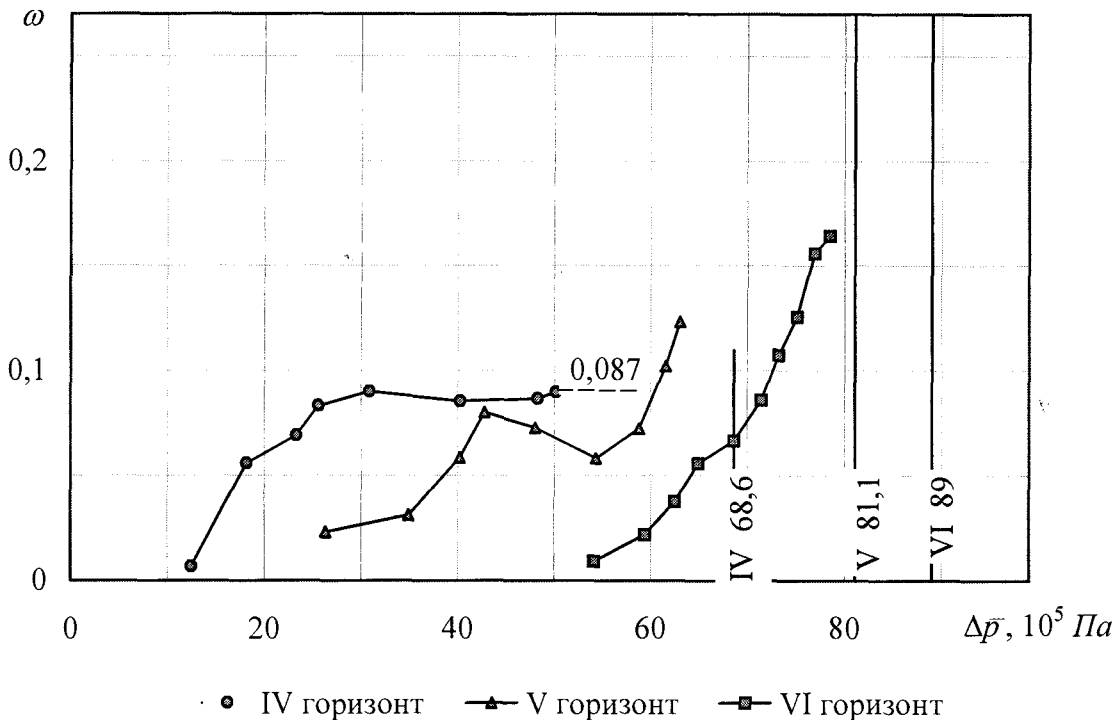


Рис. 1.6 Залежність величини питомого заводнення ω від падіння тиску в пласті $\Delta\bar{p}$ для покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища

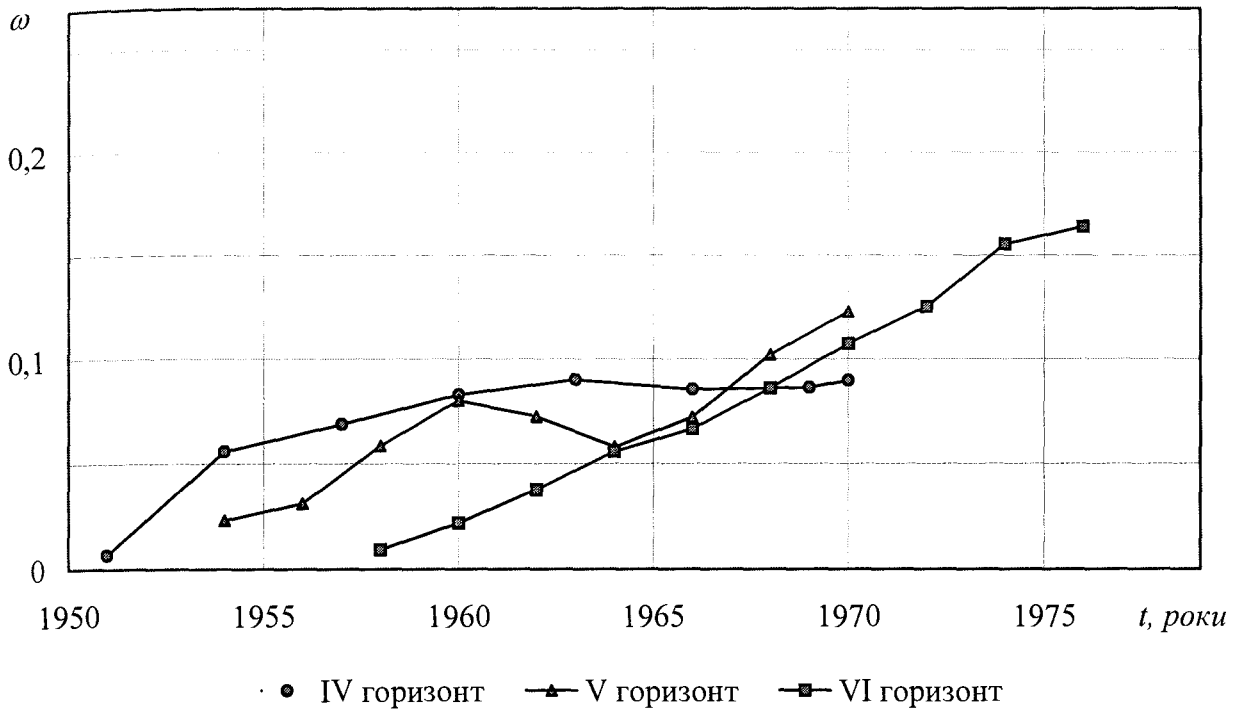


Рис. 1.7 Зміна в часі величини питомого заводнення ω покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища

$$\omega = \frac{\alpha \Omega_0}{\bar{p}_0 - \bar{p}}, \quad (1.6)$$

де Ω_t – поточний газонасичений об'єм пор;

Ω_0 – початковий газонасичений об'єм пор.

При $\alpha = 1$ і зниженні тиску газу в покладах V і VI горизонтів до атмосферного, останні повинні заводнитись (об'єм заводнення q_e дорівнюватиме початковому газонасиченому об'єму пор Ω_0 , Рис. 1.8). При цьому граничне значення питомого заводнення ω_{zp} можна визначити за формулою:

$$\omega_{zp} = \frac{\Omega_0}{\bar{p}_0}, \quad (1.7)$$

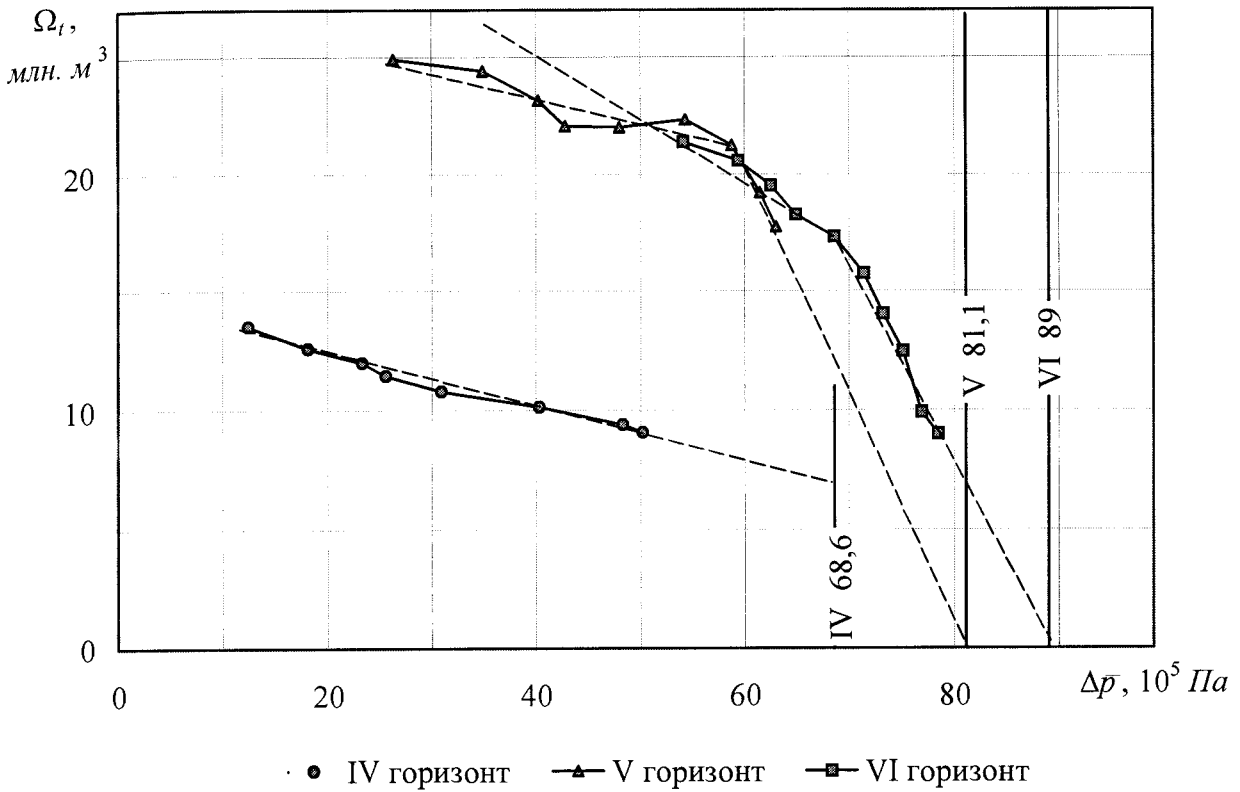


Рис. 1.8 Залежність залишкового газонасиченого об'єму Ω_t від падіння тиску в пласті $\Delta\bar{p}$ для покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища в процесі їх розробки

і воно буде рівне:

- для IV горизонту – $0,198 \text{ млн. м}^3/10^5 \text{ Па}$;
- для V горизонту – $0,297 \text{ млн. м}^3/10^5 \text{ Па}$;
- для VI горизонту – $0,246 \text{ млн. м}^3/10^5 \text{ Па}$.

У разі припинення розробки покладів поточний газонасичений об'єм Ω_t буде визначатися співвідношенням

$$\Omega_t = \omega_{gp} \bar{p}_{ce} , \quad (1.8)$$

де \bar{p}_{ce} – усталене середнє значення приведенного тиску у водоносній частині пласта після зупинки свердловин.

1.3. Оцінка об'єму водоносного басейну IV-VI горизонтів і визначення режиму роботи Опарського ПСГ при його циклічній експлуатації

Зробимо оцінку ймовірного об'єму пласта водоносного басейну IV-VI горизонтів V_{nl} за формулою (1.3), враховуючи, що об'єм води, яка заповнює поровий простір визначається як $V = mV_{nl}$. Тоді

$$V_{nl} = \frac{V}{m} = \frac{q_6 K_n}{m \Delta p}, \quad (1.9)$$

де $K_n = 1/\beta_n$ – модуль пружності пласта ($K_n = 10^3$ МПа);

m – пористість пласта;

$q_6, \Delta p$ – об'єм заводнення та зниження тиску в покладах IV-VI горизонтів (беруться з Додатку А).

Результати розрахунків наведені в Табл. 1.1 і 1.2. Вони свідчать про співмірність площ і умовних радіусів покладів газу і водоносних басейнів IV і VI горизонтів.

Таблиця 1.1

Розрахунок об'єму та площі водоносної частини IV-VI горизонтів

Горизонт	Об'єм заводнення, млн. м ³	Зниження приведенного тиску, Δp	Об'єм води V , млн. м ³	Пористість m , %	Об'єм пласта V_{nl} , млн. м ³	Ефективна потужність, h , м	Площа водоносного басейну S_b , км ²
IV	7,9	46	1717,4	18,5	9283,2	37,6	247
V	13,28	62,5	2124,8	15,4	13797,4	22,8	605
VI	12,88	78,5	1640,8	15,7	10450,9	20,0	523

Таблиця 1.2

Розрахунок умовного радіуса покладу газу і водоносного басейну
IV-VI горизонтів R_k

Горизонт	Площа водоносного басейну $S_b, км^2$	Умовний радіус $R_k,^1 км$	Площа покладу газу $S_c, км^2$	Умовний радіус покладу $R_c, км$	Перевищення	
					S_b/S_c	R_k/R_c
IV	247	8,87	10,52	1,83	23	4,8
V	605	13,88	13,26	2,05	46	6,8
VI	523	12,90	15,26	2,20	34	5,9

Використаємо дані Табл. 1.2 для оцінки часу I-ї фази пружноводонапірного режиму, коли крива зміни тиску сягає контуру пласта (IV горизонт) або контуру живлення (V і VI горизонти). Як встановлено І.А. Чарним [74], цей час:

$$t = \frac{R_k^2 - R_c^2}{4\chi}, \quad (1.10)$$

де χ – коефіцієнт п'єзопровідності, який визначається за формулою:

$$\chi = \frac{k}{\mu_g m \beta_p}, \quad (1.11)$$

де k – проникність, $мкм^2$;

$\mu_g = 1,2 мПа \cdot с$ – коефіцієнт динамічної в'язкості води.

Газопроникність пласта k визначимо для “середньої” свердловини за формулою ізотермічного усталеного радіального припливу газу до її вибою [82]:

¹ Умовний радіус визначався як для покладу у формі круга

$$Q = \frac{\pi k h}{z \mu_2 p_{am}} \frac{p_{nl}^2 - p_{виб}^2}{\ln \frac{R_\kappa}{R_c}}, \quad (1.12)$$

де Q – приведений до атмосферних умов дебіт свердловини;

h – товщина пласта;

$p_{nl}, p_{виб}$ – відповідно пластовий тиск та тиск на вибої свердловини;

z – коефіцієнт стисливості газу;

$\mu_2 = 0,00123 \text{ Па}\cdot\text{с}$ – коефіцієнт динамічної в'язкості газу;

p_{am} – атмосферний тиск;

R_κ, R_c – відповідно радіус контуру живлення і радіус свердловини.

Радіус контуру живлення знаходиться, як:

$$R_\kappa = \sqrt{\frac{S_\kappa}{\pi n}}, \quad (1.13)$$

де S_κ – площа контуру живлення;

n – кількість свердловин.

Запишемо формулу (1.12) у такому вигляді:

$$a = \frac{p_{nl}^2 - p_{виб}^2}{Q} = \frac{z p_{am} \mu_2 \ln \frac{R_\kappa}{R_c}}{\pi k h}, \quad (1.14)$$

де a – коефіцієнт фільтраційного опору двочленної формули припливу газу, який відповідає відтинку на осі ординат графіка $p_{nl}^2 - p_{виб}^2 = f(Q)$ [45].

Тоді проникність може бути визначена, як

$$k = \frac{z p_{am} \mu_e \ln \frac{R_k}{R_c}}{\pi a h} \quad (1.15)$$

Результати розрахунків проникності IV-VI горизонтів за формулою (1.15), п'єзопровідності за формулою (1.11) та часу за формулою (1.10) наведені в Табл. 1.3. Треба відзначити, що п'єзопровідність визначалась за умови рівності газо- і водопроникності пластів, насичених водами невисокої мінералізації і які не взаємодіють з породами-колекторами [50]. При цьому отримані значення проникності значно відрізняються від прийнятих в технологічній схемі створення ПСГ.

Таблиця 1.3

Розрахунок проникності, п'єзопровідності і часу I-ої фази пружноводонапірного режиму для IV–VI горизонтів Опарського ПСГ

Горизонт	Коефіцієнт фільтраційного опору, $a \cdot 0,8315 \cdot 10^{12}$	Середній радіус живлення свердловини, м	Радіус свердловини, м	$\ln R_k/R_c$	Газопроникність k	П'єзопровідність χ	Час I-ої фази пружноводонапірного режиму t_1 , доба	t_1/t_u
IV	1,75	433	0,2	7,68	0,05	0,22	989	5,4
V	1,80	333	0,2	7,42	0,077	0,41	1330	7,2
VI	0,85	534	0,2	7,89	0,198	1,05	437	2,4

Дані Табл. 1.3 засвідчують про те, що період першої фази значно перевищує цикл нагнітання (150 діб) чи відбору газу (120 діб). Тому всі розрахунки циклічної роботи ПСГ можна робити за формулами газового режиму і для середньої величини поточного газонасиченого об'єму пор Ω_i , оскільки, як показують результати дослідження свердловин Опарського ПСГ (Додаток В), коливання положення ГВК буде практично незначним.

При цьому величина Ω_i буде зростати до значення, яке відповідає величині середнього пластового тиску в покладі газосховища:

$$\bar{P}_{сер} = \frac{\bar{P}_{max} + \bar{P}_{min}}{2}, \quad (1.16)$$

де \bar{P}_{max} , \bar{P}_{min} – максимальне при нагнітанні і мінімальне при відборі значення приведенного пластового тиску.

Відповідні значення газонасиченого об'єму пор будуть рівні:

- для покладу IV горизонту – 11,2 млн. м³;
- для покладу V горизонту – 21,3 млн. м³;
- для покладу VI горизонту – 18,35 млн. м³.

За аналогією з формулою (1.10) можна записати, що

$$R_e^2 - R_c^2 = 4\chi t_y, \quad (1.17)$$

де R_e – радіус впливу покладу при циклічній експлуатації ПСГ;

t_y – час циклу відбору або нагнітання газу.

Тоді, враховуючи формулу (1.10), будемо мати:

$$\frac{R_k^2 - R_c^2}{R_e^2 - R_c^2} = \frac{t_1}{t_y}. \quad (1.18)$$

Звідси знайдемо величину R_e :

$$R_e = \sqrt{\left(R_k^2 - R_c^2\right) \frac{t_y}{t_1} + R_c^2}. \quad (1.19)$$

Знаючи радіус впливу R_e легко визначити активний пружний запас q_a частини водоносного басейну, який реагує на зміну тиску при циклічній експлуатації ПСГ, оскільки:

$$\frac{q_e}{q_a} = \frac{R_k^2 - R_c^2}{R_e^2 - R_c^2} = \frac{t_1}{t_u}, \quad (1.20)$$

звідки
$$q_a = q_e \frac{t_u}{t_1}, \quad (1.21)$$

Результати розрахунків, які наведені в Табл. 1.4, засвідчують те, що після стабілізації величини Ω_k режим роботи ПСГ буде практично газовим.

Таблиця 1.4

Об'єм активного пружного запасу водоносного басейну при циклічній експлуатації ПСГ

Горизонт	Радіус контуру живлення R_k , км	Радіус покладу R_c , км	Пр'єзопровідність χ , m^2/c	Радіус контуру впливу R_e , км	Пружний запас басейну q_e , млн. m^3	Об'єм активного пружного запасу водоносного басейну q_a , млн. m^3
IV	8,86	1,82	0,22	3,5	13,59	1,64
V	13,88	2,06	0,41	4,6	25,52	2,30
VI	12,90	2,20	1,07	7,0	21,91	6,02

Наведені вище результати розрахунків також показують, що стабілізація порового об'єму пласта буде відбуватися на протязі не менше 3 років і тільки за умови збереження заданих параметрів циклічної роботи газосховища. При цьо-

му величину можливої зміни порового об'єму за рахунок коливання рівня ГВК можна оцінити за формулою Дюпюї [82]:

$$q_e = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu_e \ln \frac{R_e}{R_c}}, \quad (1.22)$$

де Δp – депресія на пласт, в розрахунках прийнята відповідно $5 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $8 \cdot 10^5 \text{ Па}$ і $10 \cdot 10^5 \text{ Па}$ для IV, V, VI горизонтів.

Підставляючи в формулу k в $\text{Дс} \cdot 0,981 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2/\text{с}$, h в м , Δp в Па , $\mu_e = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ і вираховуючи R_e за формулою (1.19), вважаючи, що з врахуванням нейтральних періодів періоди нагнітання і відбору дорівнюють 182,5 діб, отримуємо можливе зменшення кінцевого об'єму пласта на величину заводнення q_e при відборі газу:

- із покладу IV горизонту на 0,12 млн. м^3 або 1% від Ω_0 ;
- із покладу V горизонту на 0,14 млн. м^3 або 0,5% від Ω_0 ;
- із покладу VI горизонту на 0,26 млн. м^3 або 1,2% від Ω_0 .

Про характер водоносних басейнів покладів газу IV-V горизонтів можна судити, як було сказано вище, із графіків залежності об'єму обводнення від величини зниження тиску в покладі (див. Рис. 1.4) і його зміни в часі (див. Рис. 1.5), а також залежності питомого об'єму обводнення покладу від депресії тиску (див. Рис. 1.6) і його зміни в часі (див. Рис. 1.7), які побудовані за даними Додатку А. З графіків видно, що:

- пружний запас водоносної частини IV-VI горизонтів відповідає закону Гука (формула 1.1);
- сумарний об'єм обводнення покладу прямопропорційний величині зниження в ньому тиску.

Оскільки депресію ми визначали як різницю початкового і поточного приведенного пластового тиску в газовому покладі ($\bar{p}_0 - \bar{p}_t$), то можна вважати, що зниження середнього тиску в водоносній частині пласта для другої фази пружноводонапірного режиму прямопропорційне зниженню тиску в газовому покладі.

Залежності $q_e = f(\Delta p)$ і $q_e = f(t)$ для V і VI горизонтів після 12-14 років розробки змінюють свій характер – має місце порушення їх лінійності, що може пояснюватись як сполученням горизонтів з іншими водоносними пластами чи з зоною живлення, і їх можна розглядати як нескінченні пласти, так і припливом газу із малопроникних зон, які практично не приймають участі в роботі до того часу, або взаємодією з невідкритими ще покладами газу. Останнє є більш вірогідною, бо за промисловими даними (див. Рис. 1.8) до кінця розробки поклади повинні повністю обводнятись ($\Omega_k = 0$ при $\Delta p = \bar{p}_0$), а фактично їх обводнення на кінець 1977 р. (коли з покладів добуто більш як 90-98% запасів) становить, відповідно, 52 і 58%.

Водоносний басейн покладу газу IV горизонту є замкненим, оскільки після 12 років розробки величина питомої обводнення ω стабілізується на рівні $0,087 \text{ млн.м}^3/10^5 \text{ Па}$ за усталених темпів відбору газу. Зміна темпів відбору газу супроводжується зміною величини ω . Так, в 1975 році з покладу було видобуто $3,3 \text{ млн.м}^3$ газу, хоча приведений пластовий тиск в ньому не змінився ($\bar{p} = 19,5 \cdot 10^5 \text{ Па}$). При цьому $\omega = 0,17 \text{ млн.м}^3/10^5 \text{ Па}$.

1.4. Висновки

На основі аналізу розробки газових покладів IV-VI горизонтів Опарського родовища можна зробити такі висновки:

- 1) Враховуючи високі темпи нагнітання і відбору газу, режим роботи техногенних покладів при їх циклічній експлуатації буде газовим. При тривалості циклу роботи ПСГ 120-150 діб час першої фази сягає 3 і більше років.
- 2) В період виводу газосховища на режим циклічної експлуатації активний газонасичений об'єм Ω_i буде змінюватись до величини, яка відповідає середньому сталому тиску в покладі газосховища, з відповідною зміною буферного об'єму газу, який створює потенційний підпір.

РОЗДІЛ 2

ПРУЖНИЙ ЗАПАС ВОДОНОСНОГО БАСЕЙНУ КРЕЙДЯНИХ ПІСКОВИКІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ (XVI ГОРИЗОНТ)

2.1. Гідрогеологічна характеристика крейдяних пісковиків Зовнішньої Зони Передкарпатського прогину (XVI горизонт)

XVI горизонт, який складається з середніх та високопроникливих пісковиків верхньокрейдяного віку, майже повсюдно поширюється в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Рис. 2.1), водоносний басейн якої на пі-

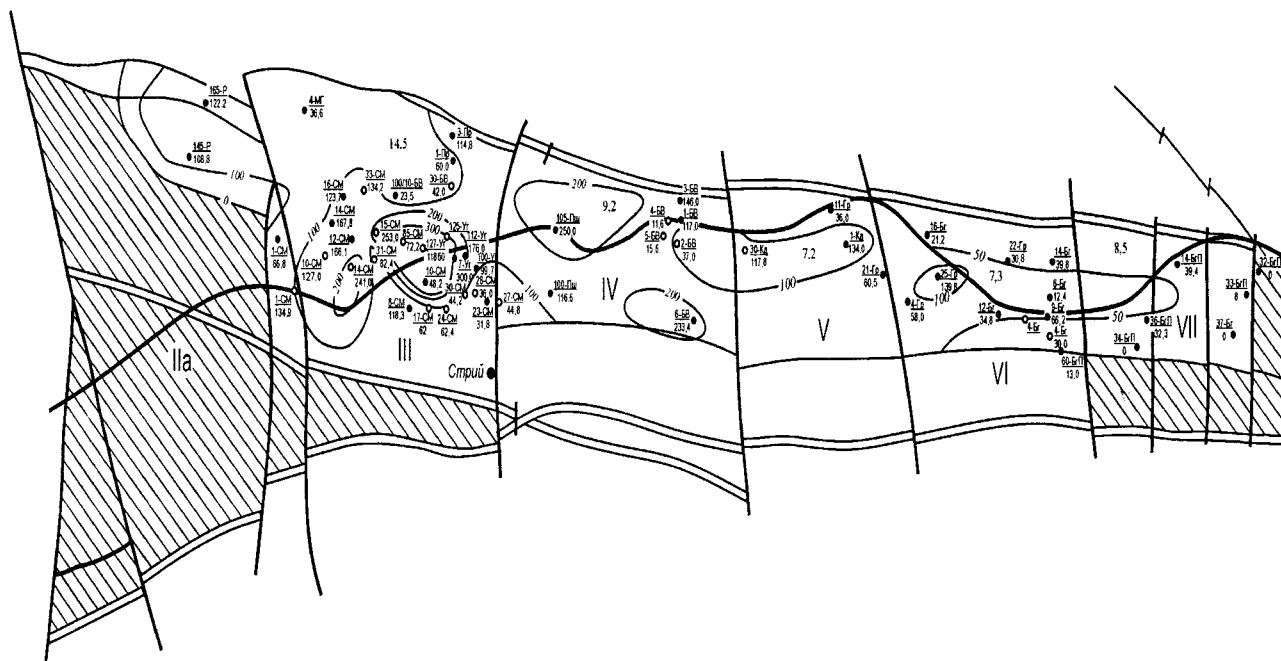


Рис. 2.1 Карта рівних ефективних товщин крейдяного гідрогеологічного комплексу Зовнішньої зони Прикарпатського прогину

вденному заході приєднується до Внутрішньої зони прогину і відділяється від неї глибинним розломом – насувом стебницьких відкладів.

Відмінною рисою гідрогеологічних умов Внутрішньої зони є поширення уже на глибині 50-60 м, в дочетвертних відкладах, високомінералізованих вод і розсолів, чого не спостерігається в Зовнішній зоні. Це вказує на закритість басейну Внутрішньої зони та відсутність водообміну з Зовнішньою зоною.

На північному сході Передкарпатський прогин межує з південно-західним закінченням Руської платформи, т. з. Волино-Подільської плити, яка є типовою розкритою структурою з досить сприятливими умовами для промивання осадочних порід, що в тріасі, пермі, нижній крейді, палеогені і нижньому міоцені піднімались вище рівня моря, звільнялись від морських солених вод і заміщались інфільтраційними водами. В результаті тут до глибини 350-400 м циркулюють прісні гідрокарбонатнатрієві води. Тільки нижче вказаних глибин, в горизонтах палеозоя, починається зона утрудненої циркуляції вод підвищеної мінералізації. В Передкарпатському прогині були менш сприятливі умови для формування прісних вод. Територія прогину в неогені, верхній крейді і юрі була покрита морем і була областю відкладення теригенних осадів, сингенетичних з морськими водами.

Починаючи з середнього сармату, територія прогину стала сушею, але ерозія не могла створити сприятливих умов для активного водообміну, тому що відклади неогену представлені, в основному, глинами. Внаслідок наявності водотривких пластів на території Зовнішньої зони дуже розвинута заболоченість. Тому тут високомінералізовані води залягають на невеликих глибинах. Глибина проникнення прісних вод в загальному збільшується в північно-західному напрямку і залежить від зміни рельєфу поверхні землі. Так, в районі Угерського родовища, де поверхня рівнинна і заболочена, прісні води в дочетвертинних відкладах відсутні. На Рудківському родовищі, де відмітки поверхні колива-

ються в межах 255-300 м, глибина проникнення прісних вод у відкладах нижнього сармату досягає 100-150 м.

Незначна товщина зони активного водообміну визначається не тільки літологічним складом порід, але і палеогідрогеологічними особливостями Передкарпатського прогину, що створили сприятливі умови для зберігання в ньому покладів нафти і газу.

У відкладах Зовнішньої зони прогину розповсюджені, в основному, води хлоркальцієвого і гідрокарбонатнатрієвого типів. На південно-західній окраїні Руської платформи переважають води гідрокарбонаткальцієвого типу, а на окремих ділянках – сульфатнатрієвого.

На Угерському родовищі, як і на інших родовищах Зовнішньої зони, в розкритому розрізі відкладів виділяється два основних водоносних комплекси: верхній – водоносні горизонти неогенових відкладів і нижній, який залягає нижче гіпсоангідритового горизонту, що містить води різновікових відкладів від нижнього тортону до середньої юри, в яких приблизно однакові гідрохімічні показники.

Водоносність верхнього комплексу пов'язана з пластами пісковиків, що залягають серед товщі глин, часто мають обмежене розповсюдження і виклинюються. Води нижнього комплексу пов'язані, головним чином, з потужними товщами пісковиків (верхня крейда) і вапняків (юра), що мають регіональне розповсюдження (див. Рис. 2.1, 2.2).

В межах Угерського родовища пластові води як верхнього, так і нижнього комплексів, хлоркальцієвого типу хлоридної групи, натрієвої підгрупи, тобто є характерними водами нафтових і газових родовищ.

Мінералізація вод різко зростає при переході від верхнього надангідритового комплексу порід (третичного), до нижнього. Густина пластових вод горизонтів нижнього сармату коливається в межах від 1002 до 1028 кг/м^3 і в загальному збільшується з глибиною. Мінералізація їх не перевищує

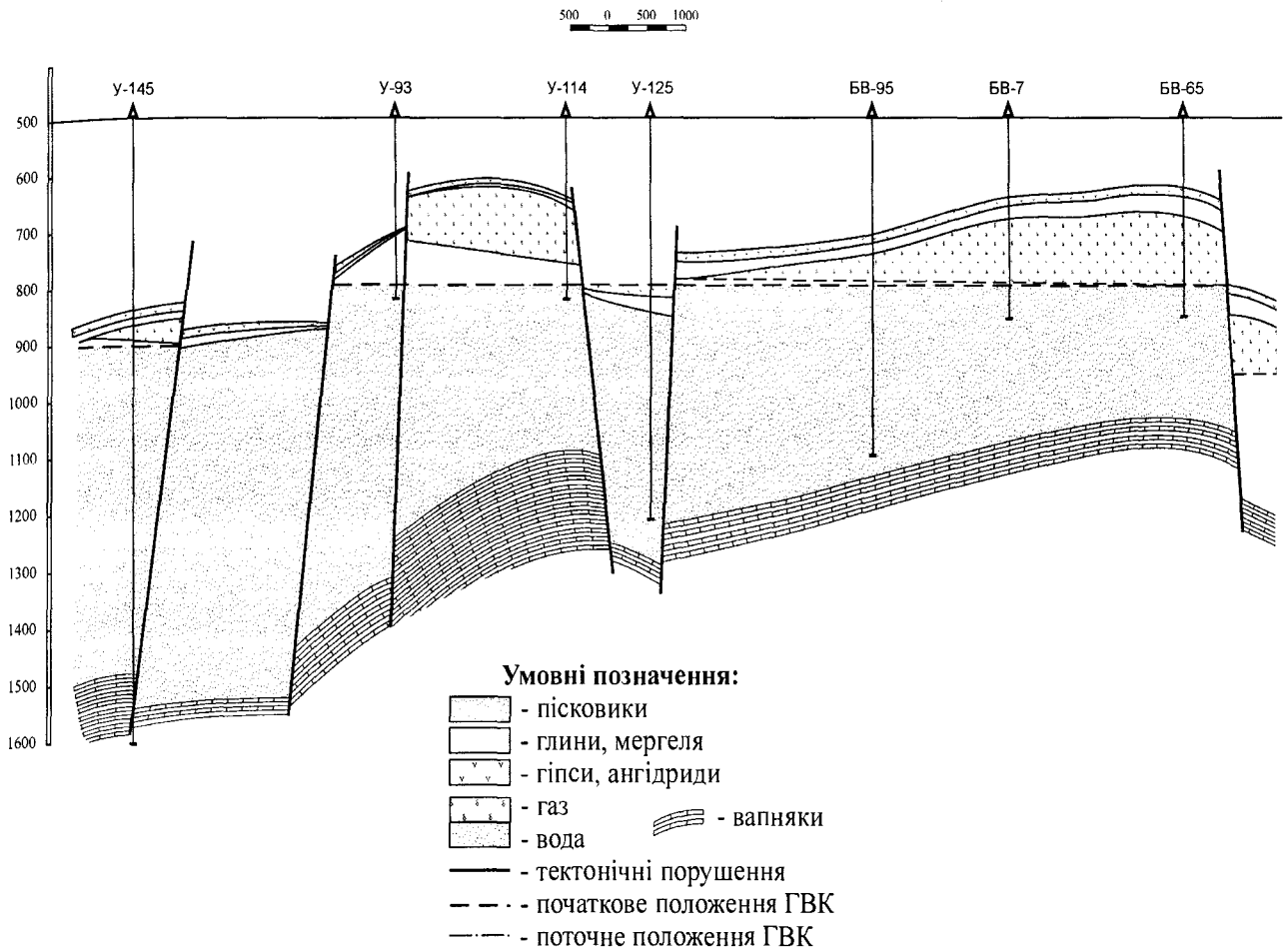


Рис. 2.2 Геологічний профіль побудований за даними досліджень свердловин Угерського і Більче-Волицького родовищ газу

1000 мг.-екв./л. Води верхньокрейдяних відкладів є більш високомінералізованими. Їх густина становить $1040 \div 1075 \text{ кг/м}^3$, мінералізація $6-10 \text{ }^\circ\text{Be}$ і більше.

В цілому, мінералізація верхньокрейдяних вод зменшується в напрямку до платформи. Так, середня густина пластових вод XVI горизонту на Угерському родовищі становить 1060 кг/м^3 , на Більче-Волицькому – 1040 кг/м^3 і на Мало-Горожанському родовищі, розташованому північно-західніше Більче-Волицького родовища в зоні зчленування з платформою, густина пластової води дорівнює 1020 кг/м^3 .

Треба відмітити, що в напрямку, який розглядається має місце загальне підняття верхньокрейдяних відкладів і в крайній північно-західній частині Мало-Горожанського родовища (св. МГ-45) вже зустрічаються води сульфатнонатрієвого типу, що, можливо, є наслідком водообміну з поверхнею.

Води нижнього водоносного комплексу мають високі напори, однак ніде не досягли поверхні землі. Згідно даних замірів початкові статичні рівні пластової води XVI горизонту в свердловинах 2, 25 і 105 – Більче-Волиця (в Угерських свердловинах такі заміри не проводились) були, відповідно, на глибинах 60, 80 і 70 м, що відповідає абсолютній відмітці +196 м і початковому значенню пластового тиску на рівні початкового положення ГВК (–797 м) 104 *ата*.

Водоносні горизонти нижнього гідрогеологічного комплексу характеризуються також великими дебітами: в деяких розвідувальних свердловинах Північно-Мединичської площі після зниження статичного рівня води на 100-200 м приплив води становив 200-600 $m^3/добу$.

В цілому, гідрогеологічні умови Зовнішньої зони Передкарпатського прогину вивчені ще недостатньо, не дивлячись на те, що останнім часом це питання було в полі зору. Причиною цього є відсутність достатньої кількості даних про зміни, в регіональному плані, статичного рівня пластових вод і їх хімічного складу. Тому до сих пір залишається дискусійним питання: чи є Зовнішня зона закритою геологічною областю, чи областю з активним водообміном?

Більшість дослідників (О.М. Снарський, 1949 р.; С.З. Сайдаковський, 1951 р.; В.М. Щепак, 1965 р.; І.І. Зіненко, 1975 р.; В.В. Колодій, А.Н. Іщенко, О.В. Солецький та ін.) додержуються думки, що Зовнішня зона є практично закритим гідрогеологічним басейном від південно-західної окраїни Руської платформи. При цьому відзначається, що найгірші умови для водообміну є в центральній і північно-західній частинах Зовнішньої зони прогину. Ці висновки підтверджуються даними розробки Угерського і Більче-Волицького родовищ. Дійсно, за наявності доброго гідравлічного зв'язку між вказаними гідрогеологі-

чними регіонами в міоценових відкладах прогину повинні були б бути джерела переливання, оскільки крейдянні відклади платформи розміщені на більш високих гіпсометричних відмітках. Крім того, якщо б перетоки в верхньокрейдяних відкладах (XVI горизонт) мали місце зі сторони платформи, то пружноводонапірний режим повинен був би проявитись в Більче-Волицькому покладі в першу чергу, оскільки останній розміщений ближче до передбачуваної області живлення.

Причиною утрудненого поповнення водного басейну верхньокрейдяних відкладів є, головним чином, фаціальна заміна пісковиків глинами і мергелями, а також система тектонічних екранів в зоні контакту Зовнішньої зони з платформою.

Зниження рівня води в п'єзометричних свердловинах У-6, У-98, БВ-101 і в нових розвідувальних свердловинах площі Північні Медичні (Табл. 2.1), що розміщені за контуром газоносності XVI горизонту засвідчують розповсюдження конуса депресії пластового тиску на значну площу.

Таблиця 2.1

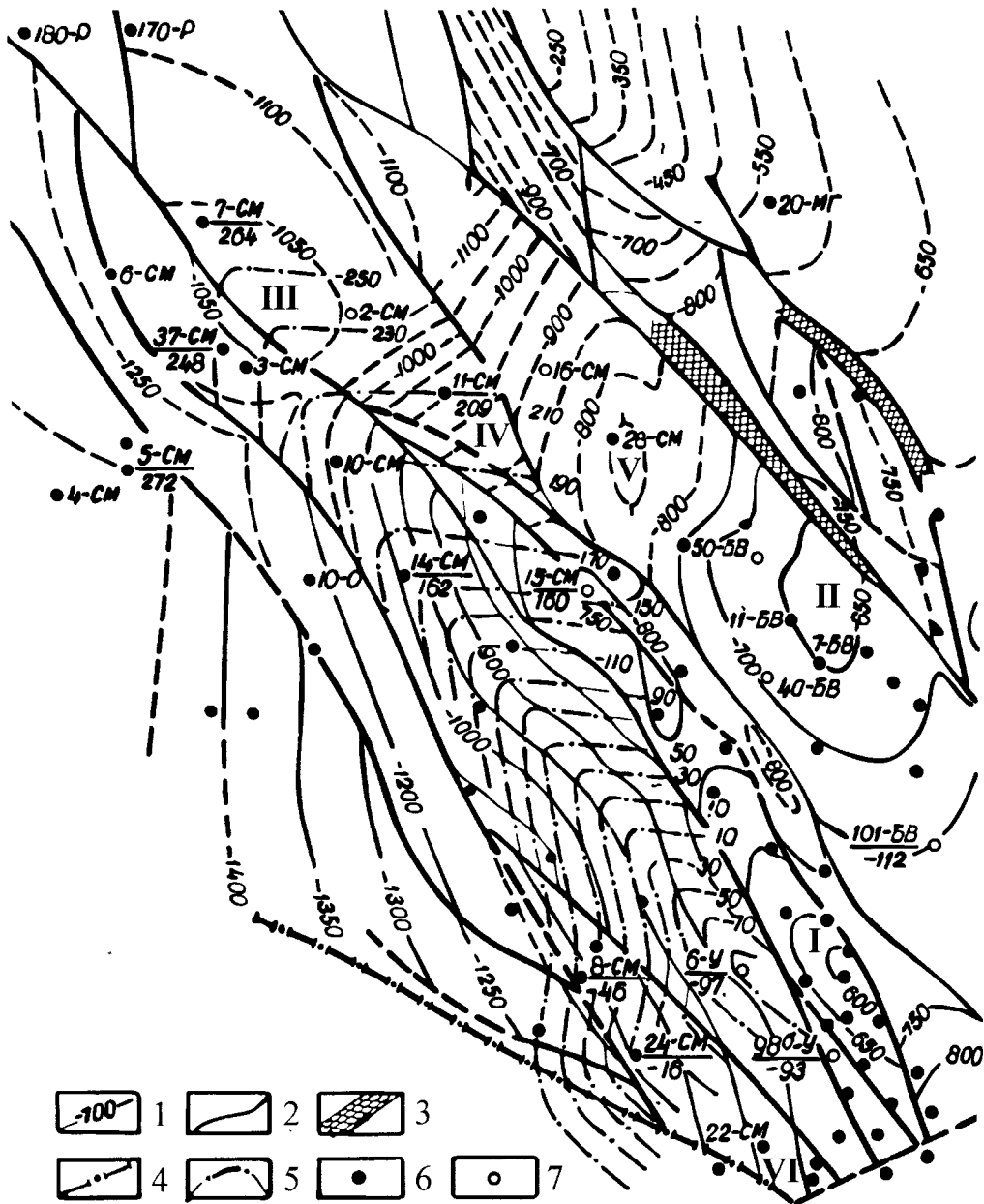
Порівняння темпів падіння тиску в п'єзометричних свердловинах

Рік	Рівень води від устя, м	Висота стовпа рідини вище відм. -797 м	Питома вага води, г/см ³	Гідростатичний тиск на відм. вище -797 м, $\times 10^5$ Па	Початкове положення ГВК, м	Зниження тиску в п'єзометр. свердлов., $\times 10^5$ Па	Середній тиск в газовому покладі, $\times 10^5$ Па	Зниження тиску в газовому покладі, $\times 10^5$ Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свердловина БВ-101 (А = 271,9)								
1958	273,4	795,5	1,04	82,73	-797	-	86,88	-
1959	287,63	781,27		81,25		1,48	83,04	3,84
1960	381,0	747,90		77,78		3,47	79,20	3,84
1961	355,58	713,32		74,18		3,60	75,04	4,16
1962	392,58	676,32		70,33		3,85	70,13	4,91
1963	432,10	636,80		66,23		4,11	65,31	4,82
1964	472,71	596,19		62,00		4,12	60,50	4,81
1965	512,52	556,38		57,86		4,14	55,65	4,85

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1966	555,80	513,10		53,36		4,47	50,65	5,60
1967	599,80	469,10		48,79		4,60	50,05	5,35
1968	639,70	429,20		44,64		4,20	44,79	4,80
1969	-	-		-		-	39,90	5,20
1970	724,0	344,90		36,87		7,77	34,70	4,40
1971	744,8	324,10		33,706		3,164	30,30	4,40
1972	770,8	298,10		31,002		2,704	25,90	2,00
1973	775,0	293,90		30,5		0,502	23,90	-
1974	796,6	272,90		28,38		2,120	-	-
Свердловина У-6 (А = 282)								
1958	306,9	768,1		81,19		-	78,13	-
1959	330,9	749,1	1,057	79,18	-798	2,5	75,00	3,13
1960	353,9	726,1		76,75		2,5	71,81	3,19
1961	383,1	696,9		73,66		3,2	68,49	3,32
1962	409,6	670,4		70,86		2,7	65,33	3,16
1963	445,1	634,9		67,11		3,8	60,93	4,40
1964	473,0	607,0		64,16		3,0	56,50	4,43
1965	482,1	597,9		63,20		0,9	46,80	3,80
1966	550,0	590,0		56,00		7,2	52,70	5,90
1967	594,4	486,0		51,37		4,7	41,90	4,90
1968	628,0	452,0		47,78		3,5	36,90	5,00
Свердловина У-98 (А = 282)								
1961	391,3	688,7		72,3		-	68,19	-
1962	410,4	669,6		70,31		2,0	65,33	3,16
1963	434,1	645,9		67,82		2,5	60,93	4,40
1964	464,9	615,1	1,050	64,59	-798	3,2	56,55	4,43
1965	496,8	583,2		61,24		3,1	52,70	3,80
1966	545,0	535,0		54,57		5,0	46,80	5,90
1967	581,0	499,0		52,395		3,8	41,90	4,90

На кінець 1974 року рівень рідини в п'єзометричних свердловинах У-6, У-98 і БВ-101 знизився, відповідно, до 628, 581 і 796,6 м, що є нижче початкового статичного рівня пластових вод XVI горизонту (абсолютна відмітка +96 м), відповідно, на 442 м (1968 р.), 395 м (1967 р.) і 620,7 м.



1 – відмітка ізопіс розмитої поверхні крейдяних відкладів; 2 – тектонічні порушення; 3 – зона крутих нахилів; 4 – лінія насуву стебницьких відкладів; 5 – лінія ізлп'ез; 6 – свердловини, в яких отриманий приплив газу чи води з XVI горизонту; 7 – свердловини, які розкрили XVI горизонт

Рис. 2.3 Карта рівних ізоп'ез XVI горизонту (за даними В.М. Щепака, 1965)

В свердловинах СМ-8 і СМ-24, які розташовані на віддалі 4 км на південний захід від контуру газоносності XVI горизонту (Рис. 2.3) в 1962 р. статичні рівні пластових вод верхньокрейдяних відкладів були відмічені, відповідно, на 216 і 270 м нижче початкового положення, а нахил ізоп'ез рівний 25 м/км.

Середнє падіння ізоп'єз між свердловинами У-6 і СМ-10, які знаходяться на віддалі 10 км, дорівнює 17 м/км.

Із Табл. 2.1 також видно, що темп падіння тиску в п'єзометричних свердловинах на рівні початкового положення ГВК в XVI горизонті майже співпадає з темпами падіння (зменшення) середнього тиску в газових покладах. Це говорить про те, що водяний басейн цього горизонту є закритою водонапірною системою і режим роботи покладу пружньоводонапірний. Як видно з Рис. 2.4, починаючи з 1964 р., приведений до початкового положення пластовий тиск в свердловині БВ-101 значно перевищує тиск в районі Угерського і Більче-Волицького родовищ, що свідчить про встановлення (з часом) конусу депресії у водоносній частині басейну для покладу XVI горизонту кожного родовища і відсутність помітної їх взаємодії в даний час. Це підтверджується збільшенням

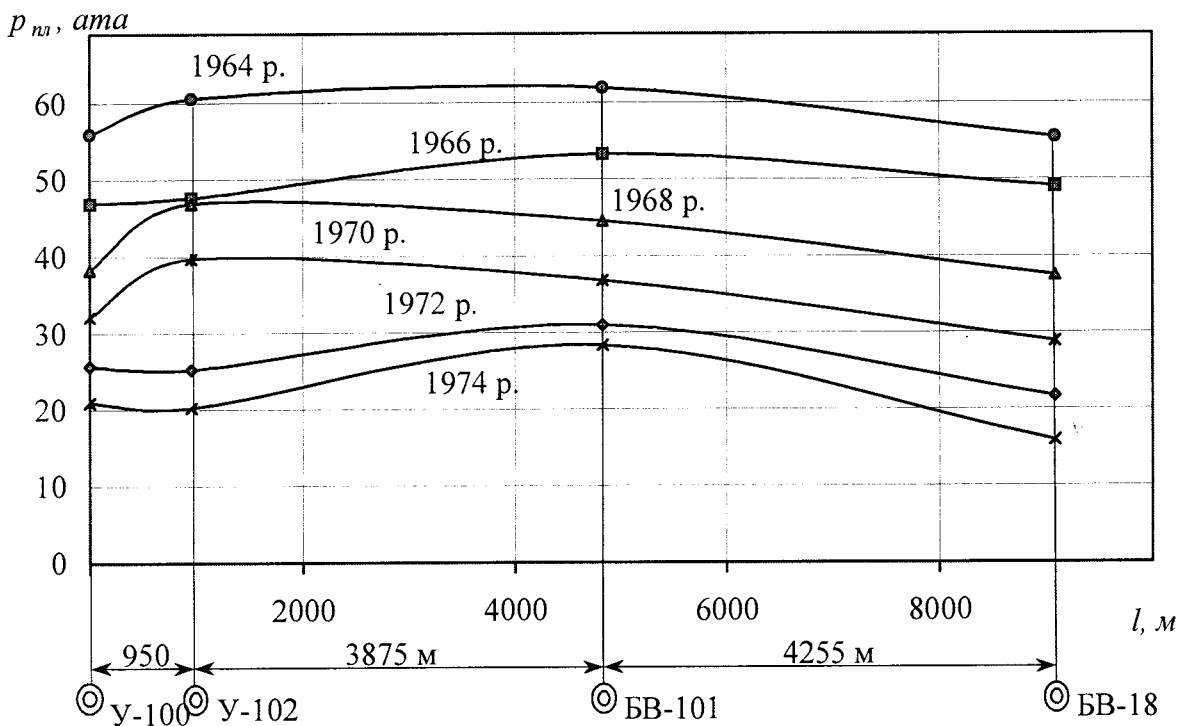


Рис. 2.4 Профіль тисків, приведених до початкового положення ГВК, XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ



Рис. 2.5 Зміна в часі сумарних об'ємів заводнення покладів XVI горизонту

з часом припливу води в поклад (Рис. 2.5) і зростаючим темпом обводнення обох покладів (Табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Темпи обводнення покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ

Роки	Темпи обводнення покладів, млн. м ³ /рік	
	Угерське родовище	Більче-Волицьке родовище
1963-1966	6,38	2,8
1967-1970	10,30	6,3
1971-1974	16,10	19,1

Залежність об'єму заводнення покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ від приведенного до початкового положення ГВК плас-

тових тисків, зважених за поровими газонасиченими об'ємами (Рис. 2.6), засвідчує про те, що до кінця повної їх виробки ($p_k = 1 \text{ ат}$) наступить повне обводнення. Об'єм пружного запасу води в басейні рівний, приблизно, 830 млн. м^3 і на 117 млн. м^3 перевищує газонасичений поровий об'єм XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ, початковий пластовий тиск в яких був рівний гідростатичному. Очевидно, що такого ж порядку повинна бути сумарна величина газонасиченого порового об'єму вже відкритих і ще не відкритих газових покладів, пов'язаних з водоносним басейном крейдяних відкладів.

Для Угерського покладу газу в XVI горизонті величина питомого обводнення рівна $3,04 \text{ млн. м}^3/10^5 \text{ Па}$.

$\lg \Sigma(q_{\text{вУ}} + q_{\text{вБ-В}})$

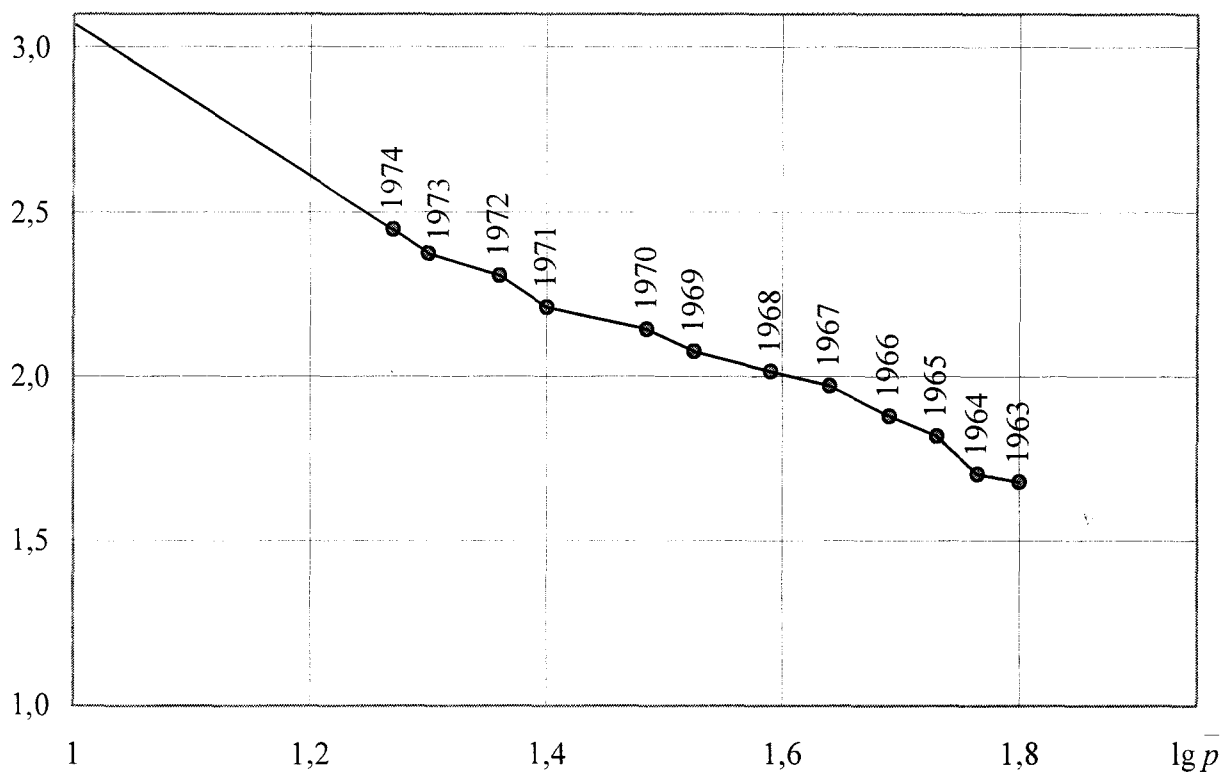


Рис. 2.6 Залежність об'єму заводнення покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ від приведеного пластового тиску середньозваженого за поровими газонасиченими об'ємами

2.2. Газогідродинамічні особливості заводнення газових покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ з врахуванням їх взаємодії

Характерними особливостями цих газових покладів є: висока продуктивність свердловин; газодинамічна взаємодія між собою та іншими покладами газу в крейдяних відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [4], явно виражений пружноводонапірний режим роботи; нахил газоводяного контакту в сторону Більче-Волицького родовища і платформи в зв'язку зі зменшенням товщини крейдяних пісковиків в цьому напрямку і, відповідно, зменшенням його пружного запасу [4, 20, 23].

На основі даних розробки цих покладів було встановлено, що [23, 24, 47]:

- взаємодія Угерського і Більче-Волицького покладу XVI горизонту здійснювалась, головним чином, шляхом перетікання газу із останнього в перший і припинилась в 1958 р., в результаті вирівнювання пластових тисків і підйому підшовної води в Угерському покладі;
- до 1963 р. режим роботи Більче-Волицького покладу був газовим;
- після припинення аварійного фонтанування свердловини У-105, яке тривало майже рік (XI.1946 - XI.1947 рр.), тиск в Угерському покладі повністю вирівнявся до 1951 р.;
- помітний прояв пружноводонапірного режиму в покладі XVI горизонту Угерського родовища (підняття ГВК, виположування залежності приведенного тиску від сумарного відбору) почався з 1954 року, тому, отримана (в результаті підрахунків) і затверджена в ГКЗ, величина запасу XVI горизонту Угерського родовища в об'ємі 32810 млн. м³ є реальною. Відповідний об'єм покладу, зайнятий газом, дорівнює 305,5 млн. м³.

З врахуванням кількості газу, що перетік в Угерський поклад XVI горизонту з Більче-Волицького родовища (4420 млн. м³), загальні його запаси його становлять 37,2 млрд. м³.

Станом на 18.05.1975 (початок дослідно-промислового нагнітання) з покладу видобуто 36,99 млрд. m^3 газу, тобто майже повністю відібрані затверджені ДКЗ запаси, хоча поточний тиск в покладі на цю дату дорівнював $14,6 \cdot 10^5$ Па (приведений $13,7 \cdot 10^5$ Па), в діючому фонді знаходилося 12 свердловин, розміщених на всій структурі (заходились свердловини, що розміщені в її приконтурній частині У-3, У-108, У-98, У-90, У-75, У-102, Рис. 2.7) і максимальна висота обводнення покладу не перевищує 100 м (район св. У-100) при максимальній його висоті 187 м.

В 1975 році рішенням Центральної комісії з розробки газових родовищ і експлуатації газосховищ Мінгазпрому СРСР (протокол № 41/75 від 19 листопада 1975 р.) поклад XVI горизонту Угерського родовища був переведений в режим ПСГ. В зв'язку з цим виникла необхідність оцінки залишкового пасивного об'єму газу, який зібрався в ньому. При цьому потрібно було врахувати виділення розчиненого газу з водоносної частини пласта при зменшенні тиску в ній нижче тиску насичення і уточнити об'єми перетікання газу із Південно-Угерського блоку, вперше розкритого і апробованого свердловиною СМ-22 в 1982 р. (тоді поточний статичний тиск становив $86 \cdot 10^5$ Па проти розрахованого гідростатичного значення $114 \cdot 10^5$ Па).

Згідно даних ІГГГ АН УРСР [22] насиченість вод мезозою становить 600 $см^3/м^3$, відношення тиску насичення до пластового не перевищує 0,6. Якщо допустити, що газонасиченою була тільки верхня частина водоносного басейну товщиною 100 м, то, врахувавши ступінь насичення, середню пористість пісковиків (20 %) і площу родовища 215 $км^2$ (прямокутник, який накриває контури газоносності з меншої сторони по горизонталі 12,5 км між свердловинами СМ-23 і БВ-55 і більшої сторони по вертикалі – 17,2 км між свердловинами СМ-23 і СМ-28), знайдемо, що з водоносної частини пласта виділиться приблизно 2580 млн. $м^3$ газу.

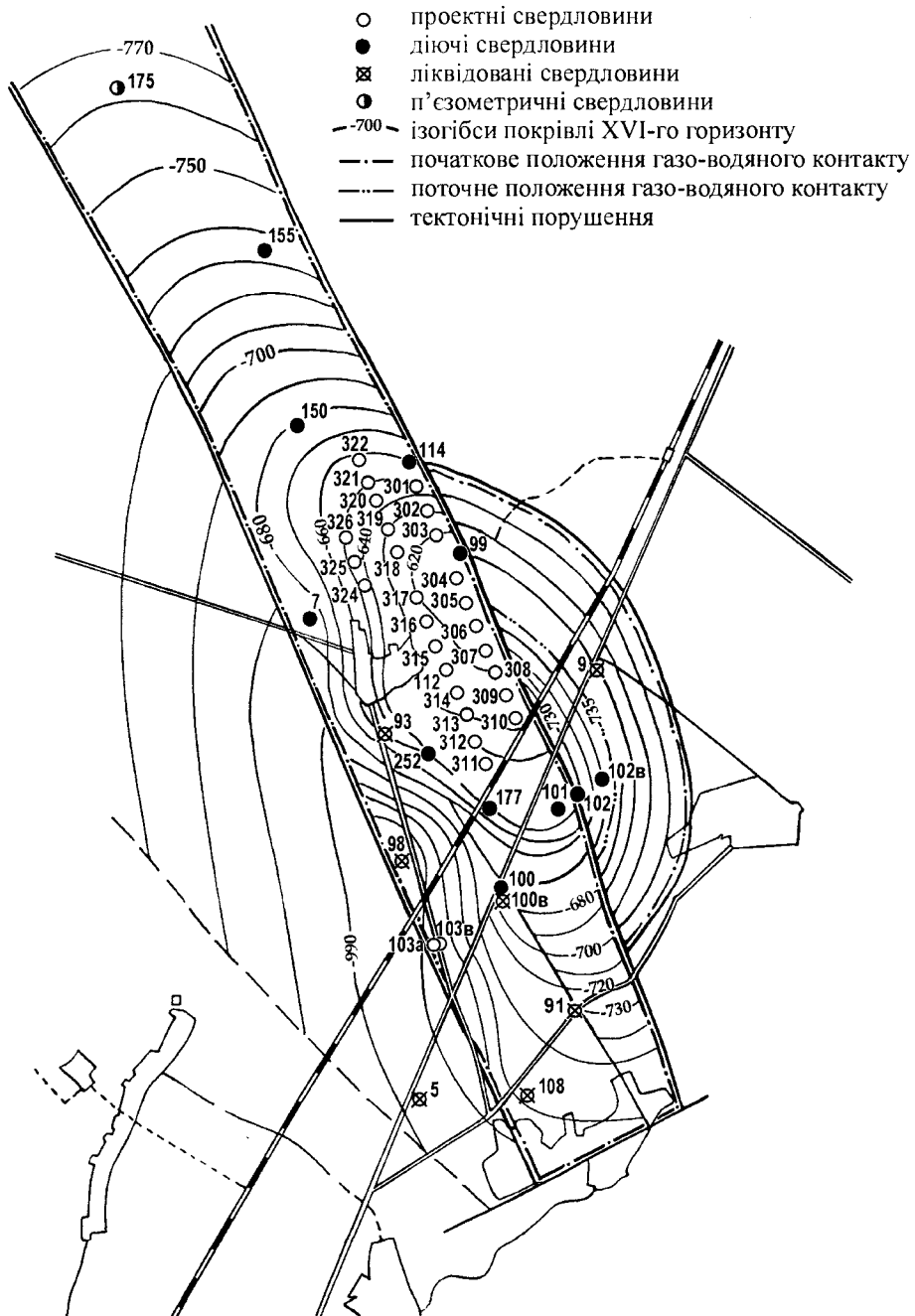


Рис. 2.7 План розміщення свердловин покладу XVI-го горизонту

В умовах пружноводонапірного режиму роботи об'єм покладу Ω_t для будь-якого моменту часу можна визначити з рівняння матеріального балансу:

$$\bar{p}_0 \Omega_0 = \bar{p}_t \Omega_t + \sum Q_t p_{ам}, \quad (2.1)$$

де \bar{p}_0 – початковий приведений пластовий тиск в покладі, 10^5 Па ;

\bar{p}_0 і \bar{p}_t – поточний приведений пластовий тиск в покладі, 10^5 Па ;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об'єм покладу;

$\sum Q_t$ – сумарний відбір газу із покладу за період часу t ;

p_{am} – атмосферний тиск.

Вирахувана за допомогою формули (2.1) величина Ω_t становить 17 млн. м^3 , що більш ніж в сім разів менше величини питомого нагнітання газу на одну атмосферу підвищення (і питомого видобутку газу на одну атмосферу зниження) тиску в покладі при його циклічній роботі в режимі ПСГ. Така невідповідність розрахованої величини Ω_t і його фактичного значення може бути пояснена тільки порушенням балансу запасів газу внаслідок неврахування припливу газу ззовні. Взявши до уваги також те, що запаси газу з покладу майже повністю відібрані (99,4 %), залишковий об'єм газу $Q_{зал}$ може бути визначений з рівняння:

$$Q_{зал} p_{am} = \bar{p}_t (\Omega_0 - q_e) = \bar{p}_t \Omega_t \quad (2.2)$$

де q_e – кількість води, яка поступила в поклад при його виснаженні;

Ω_t – поточний поровий об'єм покладу, заповнений газом, при об'ємі заповнення покладу q_e .

Для визначення q_e була використана методика прогнозування обводнення газового покладу при його розробці, яка використовувалась для складання проєктів дорозробки Опарського (1964 р.), Угерського і Більче-Волицького (1967 р.), а також Рудківського родовищ (1969 р.).

В другій фазі пружноводонапірного режиму роботи покладу кількість води, яка поступає в поклад $q_e(t)$ за час t , пов'язана з сумарним відбором $Q(t)$ степеневою залежністю [25]:

$$q_g(t) = c[Q(t)]^m, \quad (2.3)$$

де m і c – сталі коефіцієнти.

Прологарифмувавши її, отримаємо рівняння прямої

$$\lg q_g(t) = \lg c + m \lg Q(t) \quad (2.4)$$

з кутовим коефіцієнтом m нахилу прямої до осі абсцис (осі відбору). Величина $\lg c$ в цьому рівнянні рівна відрізоку, що відтинається графіком прямої на осі абсцис, і відповідає кількості газу, видобутого на газовому режимі роботи покладу.

Вихідними даними для розрахунку є початковий \bar{p}_0 і поточний \bar{p}_t приведені пластові тиски за стандартних умов і величина початкового газонасиченого об'єму покладу Ω_0 .

Величина початкового значення приведеного пластового тиску дорівнює: для покладу XVI горизонту Угерського родовища – $\bar{p}_0 = 107,4 \cdot 10^5 \text{ Па}$, Більче-Волицького родовища – $106,5 \cdot 10^5 \text{ Па}$. Поточне значення приведеного пластового тиску дорівнює $13,7 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Згідно даних термометрії температура газу в покладі дорівнює $46 \text{ }^\circ\text{C}$.

Об'єм пласта заповненого газом, за аналізами зміни основних показників розробки покладу з врахуванням усіх особливостей і закономірностей, які встановлені в процесі експлуатації, обґрунтований в тих же працях.

Фактична розробка покладу горизонту розпочата в листопаді 1946 року аварійним фонтануванням свердловини У-105. Після його припинення (ХІ.1947 р.) в районі свердловини встановився глибокий конус депресії: згідно даних вимірів на свердловинах У-101 і У-102, статичний тиск дорівнював приблизно $87 \cdot 10^5 \text{ Па}$ проти початкового $94,8 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Поклад XVI горизонту Більче-Волицького родовища був розкритий свердловиною БВ-5 у вересні 1949 року, при цьому статичний тиск на головці дорівнював $94,5 \cdot 10^5$ Па. Ця величина прийнята за початкове значення.

Приблизно до 1951 року (Рис. 2.8) закінчився перерозподіл тиску в покладі XVI горизонту Угерського родовища і далі спостерігається закономірне зниження тиску пропорційно відбору.

У 1950 році відмічено пониження тиску на головці свердловини БВ-5 за відсутності відбору газу з покладу. В наступні чотири роки темп пониження тиску зростає, що стало причиною прискорення вводу родовища в експлуатацію (1955 р.).

Згідно даних промислово-геофізичних досліджень розвідувальних свердловин площі Угерсько з 1953-1954 рр. відмічено підвищення висотного положення ГВК (св. У-150, У-155 та ін.), що пов'язано з проявом пружноводонапірного режиму роботи покладу.

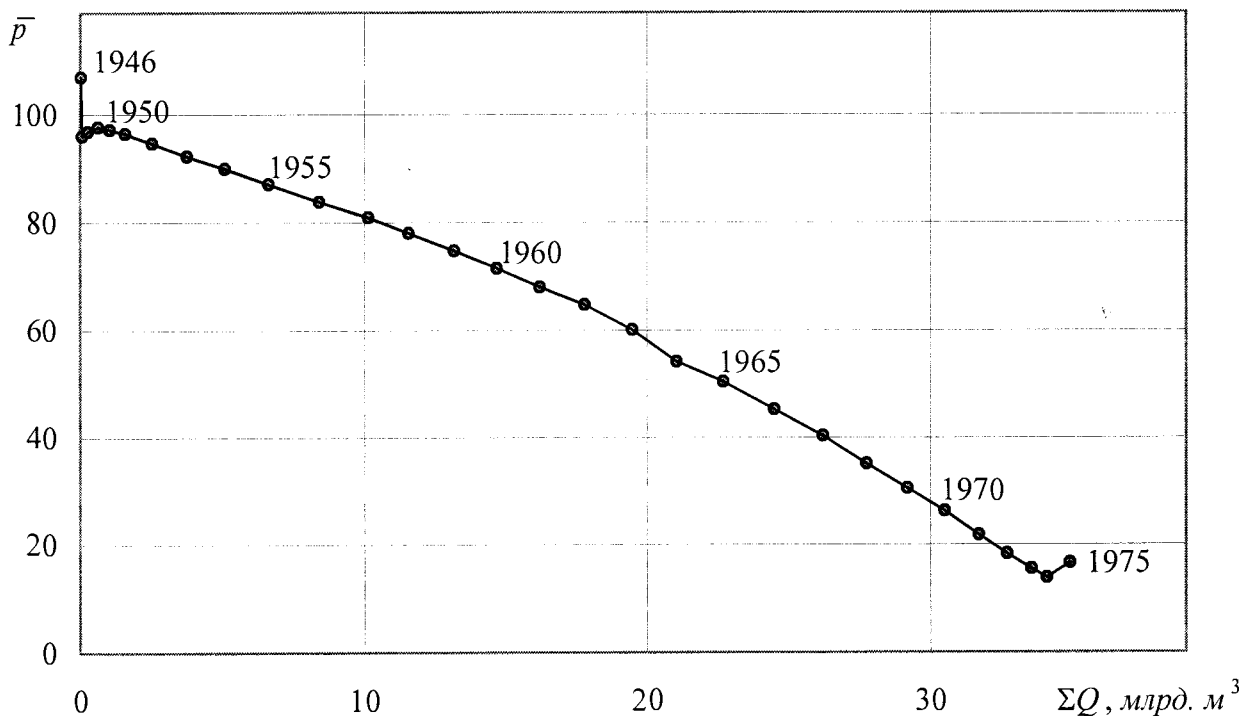


Рис. 2.8 Графік експлуатації XVI горизонту Угерського родовища газу

Це підтверджується більшою пологістю графічної залежності $\bar{p} = f(\Sigma Q)$ (див. Рис. 2.8) і початком обводнення свердловин (У-3, У-98 та ін.).

Якщо проаналізувати графік зміни приведенного тиску від сумарного відбору для Більче-Волицького родовища газу (Рис. 2.9), то видно, що більш-менш помітне відхилення від лінійної залежності починається з 1963 р.

Враховуючи вищесказане, стає очевидним, що найкраще для визначення величини порового об'єму зайнятого газом покладу XVI горизонту Більче-Волицького родовища підходять дані за період 1960-1962 рр., оскільки в цей час чітко відслідковується лінійна залежність $\bar{p} = f(\Sigma Q)$. Це підтверджується і розрахунками зміни в часі питомого видобутку газу на одну атмосферу зниження тиску (Табл. 2.3). Як бачимо, після вводу родовища в експлуатацію, питомий видобуток газу поступово збільшувався з 307,15 до 407,19 млн. м³/10⁵ Па (середньоарифметичної величини за 1960-1962 рр.). З 1963 року наявне збіль-

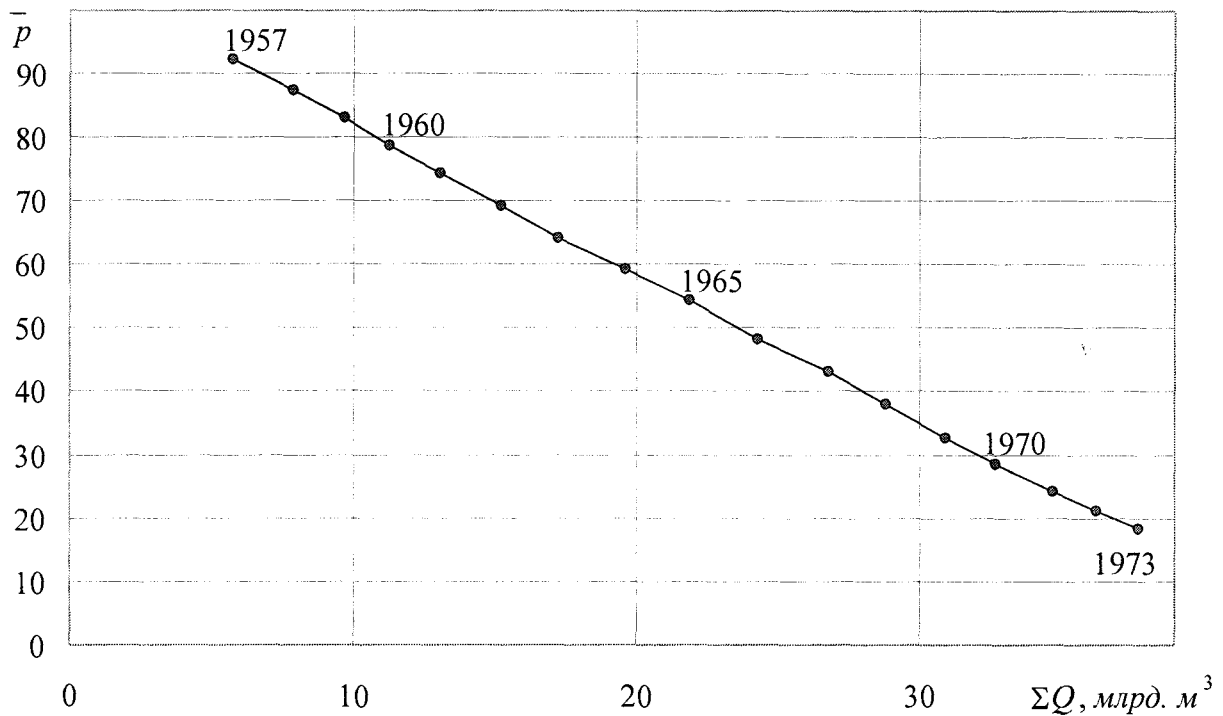


Рис. 2.9 Графік експлуатації XVI горизонту Більче-Волицького родовища газу

шення питомого видобутку, що пояснюється обводненням газоносного об'єму пласта підшовними водами.

Таблиця 2.3

Оцінка порового об'єму Більче-Волицького родовища газу

Роки	Приведений тиск \bar{p} , $\cdot 10^5 \text{ Па}$	Видобуток газу за рік Q , млн. м^3	Видобуток газу з початку експлуатації ΣQ , млн. м^3	Падіння тиску $\Delta \bar{p}$, $\cdot 10^5 \text{ Па}$	Питомий видобуток газу $\Sigma Q / \Delta \bar{p}$
1956	96,1	583,6	757,7	1,9	307,15
1957	92,3	1047,0	1804,7	3,8	269,84
1958	87,3	1637,0	3441,7	5,0	327,40
1959	82,95	1626,6	5068,3	4,35	373,93
1960	78,8	1713,3	6781,5	4,15	412,84
1961	74,38	1801,0	8582,5	4,42	407,46
1962	69,2	2078,6	10661,1	5,18	401,27
1863	64,1	2252,8	12913,9	5,1	441,72
1964	59,3	2232,9	15146,3	4,8	465,18
1965	54,3	2239,5	17385,8	5,1	439,11
1966	48,4	2392,7	19778,6	5,8	478,54

Згідно розрахунків величина питомого видобутку за 1962-1969 рр., яка за газового режиму роботи покладу рівна поровому об'єму покладу, становить $406,75 \text{ млн. м}^3 / 10^5 \text{ Па}$, що відрізняється від середньоарифметичного значення на 0,1%. Це значення порового об'єму ($406,75 \text{ млн. м}^3$) прийняте за початкове.

Величина газонасиченого порового об'єму покладу XVI горизонту Угерського родовища може бути точно визначена, якщо відома кількість газу, що перетекла з Більче-Волицького родовища q_i . Об'єми цих перетоків на відповідну дату, можуть бути визначені з рівняння матеріального балансу, як:

$$q_i = \Omega_0 \frac{(\bar{p}_0 - \bar{p}_i)}{P_{am}} - \Sigma Q_i, \quad (2.5)$$

де \bar{p}_0 і \bar{p}_i – початковий і поточний приведені пластові тиски в покладі, 10^5 Па;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об'єм покладу;

$\sum Q_i$ – сумарний відбір газу із покладу на i -ий період часу;

p_{at} – атмосферний тиск.

Прийнявши величину приведенного пластового тиску виміряного в свердловині БВ-5, за його початкове значення $\bar{p}_0 = 106,3 \cdot 10^5$ Па, для відомих темпів падіння тиску в часі \bar{p}_i , сумарного відбору газу на кожен дату $\sum Q_i$ і величині порового об'єму $\Omega_0 = 406,75$ млн.м³, за формулою (2.5) були проведені розрахунки сумарної кількості газу, який перетікав з Більче-Волицького родовища, результати яких наведені в Табл. 2.4 і показані на Рис. 2.10. Як засвідчують ці да-

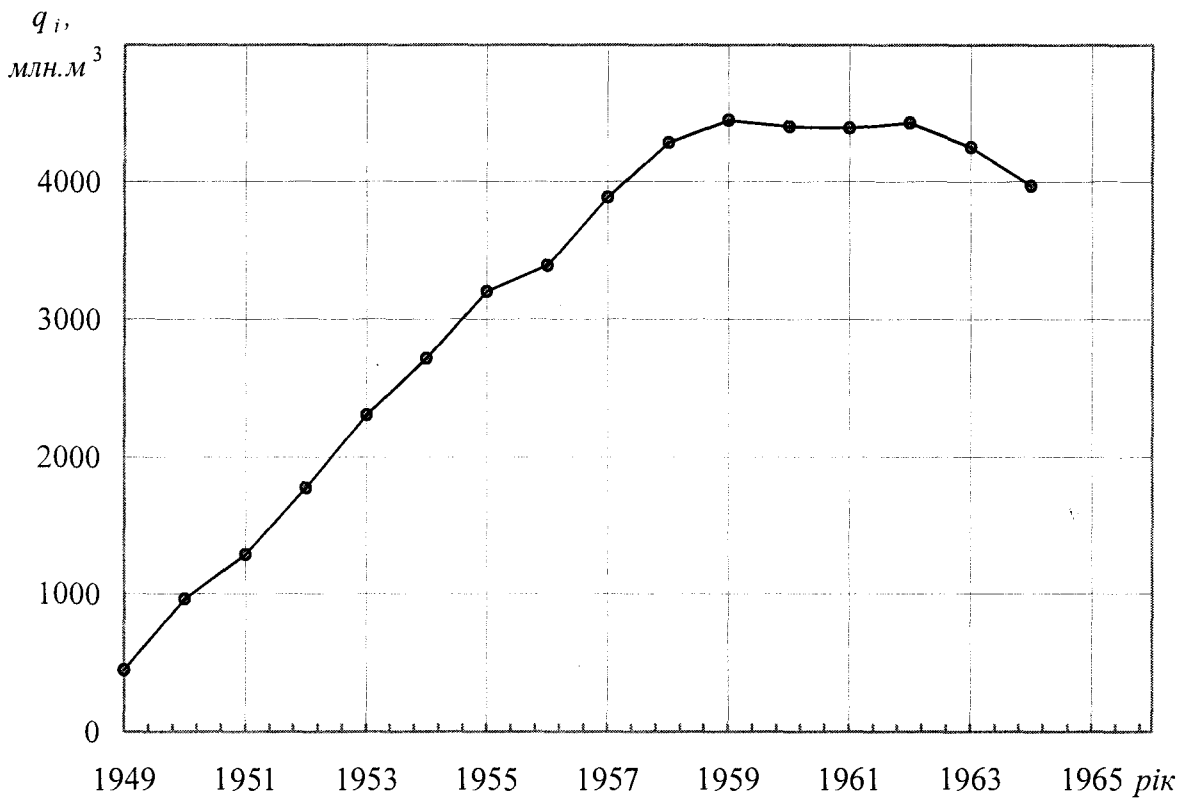


Рис. 2.10 Зміна в часі розрахованого сумарного об'єму перетікання газу з Більче-Волицького в Угерське родовище

ні, перетоки газу мали місце до 1959 року, коли їх сумарний об'єм досяг величини 4,4 млрд. м³ і на протязі чотирьох років роботи покладу з газовим режимом практично не мінявся. Помітне обводнення покладу, яке почалось в 1963 році, спричинило часткове зниження падіння поточного тиску в покладі, тому зменшилась різниця $(\bar{p}_0 - \bar{p}_i)$ і, відповідно, зменшилась розрахована величина перетоків q_i .

Остаточний об'єм перетоків газу визначається як середнє арифметичне значення за чотири роки роботи покладу на газовому режимі (1959-1962 рр.) і дорівнює 4420 млн. м³.

Таблиця 2.4

Визначення об'ємів перетікання газу з покладу XVI горизонту
Більче-Волицького родовища в Угерське родовище

Роки	Тиск в покладі		Видобуток газу з початку експлуатації $\Sigma Q, \text{млн.м}^3$	Об'єм газу, який перетік з покладу $q_i, \text{млн.м}^3$	Примітки
	пластовий, $\cdot 10^5 \text{ Па}$	приведений $\bar{p}, \cdot 10^5 \text{ Па}$			
1949	95,4	105,2	0,40	447	
1950	95,0	103,9	10,84	965	
1951	94,3	103,1	11,03	1290	
1952	91,9	101,9	11,12	1778	
1953	90,8	100,8	13,07	2305	
1954	88,5	99,5	49,07	2717	
1955	86,1	98,0	174,1	3202	
1956	83,4	96,1	757,7	3391	
1957	80,6	92,3	1804,6	3890	
1958	78,1	87,3	3441,7	4287	
1959		82,9	5068,3	4451	$q_{\text{сер}} = 4420$
1960		78,8	6781,5	4406	
1961		74,4	8582,5	4395	
1962		69,2	10661,1	4431	
1963		64,1	12913,9	4253	
1964		59,3	15146,3	3973	

Величину порового газового об'єму пласта покладу XVI горизонту Угерського родовища можна оцінити лише врахувавши об'єм припливу газу за період роботи покладу з газовим режимом, за відомих темпів падіння тиску в покладі, і відбору газу протягом визначеного терміну часу. Оскільки пружноводонапірний режим для цього родовища проявив себе в 1953 році. Тому визначення величини питомого видобутку газу велось для 1951-1953 рр. – періоду роботи покладу з газовим режимом (див. Рис. 2.8), коли залежність $\bar{p}_i = f(\sum Q)$ має лінійний характер. Зважаючи на те, що перетоки газу є процес безперервний, а їх сумарний об'єм визначається на кінець кожного року, величину питомого видобутку Q_{num} (початкового газонасиченого порового об'єму) можна визначити приблизно, як середнє арифметичне значення його суми з врахуванням величини перетоків газу на початок і кінець кожного року, тобто з врахуванням середньої за рік величини компенсації тиску в покладі за рахунок притоку газу:

$$Q_{num} = \frac{1}{2} \left[\frac{(\sum Q_i - \sum Q_{i-1}) - q_{i-1}}{\bar{p}_{i-1} - \bar{p}_i} + \frac{(\sum Q_i - \sum Q_{i-1}) - q_i}{\bar{p}_{i-1} - \bar{p}_i} \right], \quad (2.6)$$

де $\sum Q_i, \sum Q_{i-1}$ – сумарний відбір газу в кінці і на початку i -го періоду розробки;

\bar{p}_i, \bar{p}_{i-1} – відповідні значення приведенного тиску;

q_i, q_{i-1} – об'єми перетікання газу, розраховані для відповідного періоду за формулою (2.5).

Результати розрахунків питомого видобутку газу наведені в Табл. 2.5.

Для визначення середньоарифметичного значення величини питомого видобутку нами взяті: період 1952-1954 рр. з врахуванням притоку газу на початок року, 1951-1953 рр. – з врахуванням величини притоку газу на кінець року. Визначена за цими даними величина порового об'єму покладу газу горизонту Угерського родовища дорівнює 306,5 млн. м³.

Таблиця 2.5

Оцінка порового об'єму XVI горизонту Угерського родовища газу

Роки	Тиск в покладі		Падіння приведе- ного тис- ку за рік $\Delta\bar{p}$, $\cdot 10^5 \text{ Па}$	Видобуток газу з початку експлуатації $\sum Q$, млн.м ³	Об'єм га- зу, який перетікає в покладу q_i , млн.м ³	Питомий видобуток газу на одиницю падіння тиску, млн.м ³ /10 ⁵ Па	
	пластовий, $\cdot 10^5 \text{ Па}$	приведе- ний \bar{p} , $\cdot 10^5 \text{ Па}$				на поча- ток року	на кінець року
1949	95,4	98,1	-	642,3	447		
1950	95,0	97,6	0,5	1028,5	965		
1951	94,3	96,8	0,8	1573,9	1290	33,7	275,5
1952	91,9	95,2	1,6	2524,1	1778	390,6	288,8
1953	90,8	92,7	2,5	3753,9	2305	296,8	281,2
1954	88,5	90,2	2,5	5087,1	2717	322,4	368,8
1955	86,1	87,4	2,8	6609,4	3202	396,6	370,8
1956	83,4	84,3	3,1	8416,1	3391		521,8
1957	80,6	81,3	3,0	10135,9	3890		406,9

Знаючи величину порового об'єму покладу і зміну в часі притоку газу з Більче-Волицького родовища, на основі рівняння матеріального балансу можна визначити об'єм газу $q_{ав.ф.}$, який був випущений в атмосферу протягом аварійного фонтанування свердловини У-105 в період роботи покладу, коли ще не відбувалося його заводнення, за формулою:

$$q_{ав.ф.} = \frac{(\bar{p}_0 - \bar{p}_i)}{p_{ат}} \Omega_0 - \sum Q_i + q_i, \quad (2.7)$$

де \bar{p}_0 і \bar{p}_i – початковий і поточний приведені пластові тиски в покладі, 10^5 Па ;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об’єм покладу;

$\sum Q_i$ – сумарний відбір газу із покладу на i -ий період часу;

q_i – об’єм притоку газу з Більче-Волицького родовища на i -ий період часу.

Результати розрахунків за формулою (2.7) наведені в Табл. 2.6 і подані на Рис. 2.11. Вони засвідчують про те, що в атмосферу було випущено не менше 2640 млн. м³ газу. Ця величина втрат газу нами прийнята для розрахунків, хоча максимальне середнє її значення за 1950-1953 роки становить 2960 млн. м³.

Розрахунок об’єму заводнення покладів q_v слід вести з врахуванням перетоків газу з Більче-Волицького в Угерський поклад XVI-го горизонту, і можна виконати, використовуючи рівняння матеріального балансу [47].

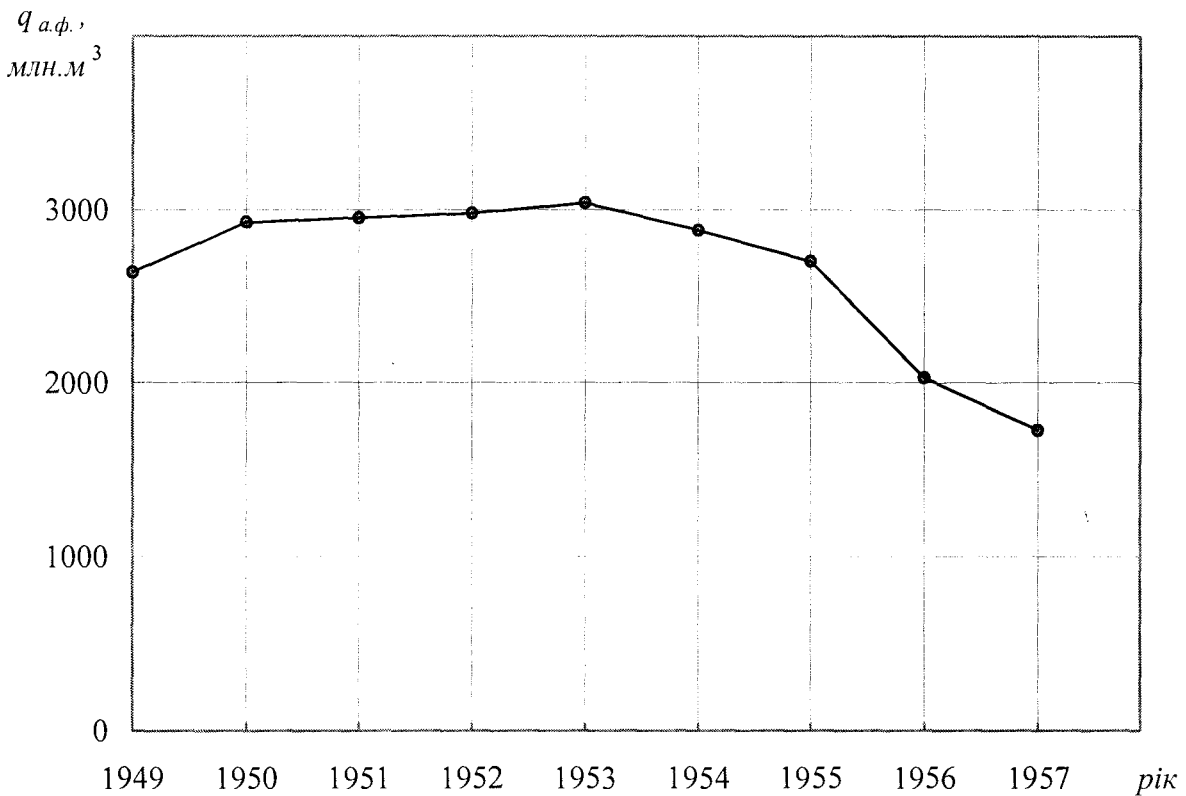


Рис. 2.11 Об’єми аварійних втрат газу $q_{ав.ф.}$ при фонтануванні свердловини У-105

Таблиця 2.6

Визначення втрат газу під час аварійного фонтанування свердловини У-105
(11.1946-11.1947)

Роки	Тиск в покладі		Видобуток газу з початку експлуатації ΣQ , млн.м ³	Об'єм газу, який перетікає з покладу q_i , млн.м ³	Втрати газу внаслідок фонтанування, млн.м ³
	пластовий, кгс/см ²	приведений \bar{p}			
1946	103,5	107,4			
1949	95,4	98,1	642,3	447	2640
1950	95,0	97,6	1028,5	965	2930
1951	94,3	96,8	1573,9	1290	2954
1952	91,9	95,2	2524,1	1778	2981
1953	90,8	92,7	3753,9	2305	3042
1954	88,5	90,2	5087,1	2717	2884
1955	86,1	87,4	6609,4	3202	2703
1956	83,4	84,3	8416,1	3391	2032
1957	80,6	81,3	10135,9	3890	1727

Для Угерського покладу XVI горизонту об'єм заводнення буде рівний:

$$q_v = \frac{(\Sigma Q_i + q_{ав.ф.} - q_i)p_{ат} - \Omega_0(\bar{p}_0 - \bar{p}_i)}{\bar{p}_i}, \quad (2.8)$$

де ΣQ_i – сумарний відбір газу із покладу на i -ий період часу;

$q_{ав.ф.}$ – об'єм аварійного фонтанування свердловини У-105;

q_i – об'єм перетоку газу з Більче-Волицького в Угерський поклад на i -ий період часу;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об'єм покладу;

\bar{p}_0 і \bar{p}_i – початковий і поточний приведені пластові тиски в покладі, 10^5 Па.

Відповідно, для Більче-Волицького покладу XVI горизонту об'єм заводнення визначатиметься за формулою:

$$q_s = \frac{(\sum Q_i + q_i)p_{ам} - \Omega_0(\bar{p}_0 - \bar{p}_t)}{\bar{p}_t}, \quad (2.9)$$

де позначення ті самі, що у формулі (2.8).

Але, якщо виконати розрахунок за формулою (2.8), то станом на 30.X.1976 року в поклад XVI горизонту Угерського родовища повинно було б вклинитись приблизно 300 млн. м³ води (Додаток С), тобто поклад практично повністю б заводнився ($\Omega_0 = 306,5$ млн. м³). Однак дані дослідного нагнітання і відбору газу свідчать про те, що величина порового об'єму, зайнятого газом, на цей час приблизно рівна 120 млн. м³ і ці розрахунки не відповідають дійсності.

Це підтверджується порушенням лінійної залежності кількості води, яка вклинилась в поклад, від сумарного відбору газу, побудованої в логарифмічних координатах (Рис. 2.12). Починаючи з 1969 року має місце її згин і збільшення кута нахилу, що повинно відповідати збільшенню темпів обводнення.

Порушення рівняння матеріального балансу пояснюється як припливом газу в поклад ззовні (наприклад, з району свердловини СМ-35, тобто з Південно-Угерського блоку і ін.), так і виділенням у вільному вигляді, розчиненого в підшовних водах газу, внаслідок зниження тиску насичення та міграцією його в газовий поклад.

Тому для визначення кількості води, яка вклинилась до кінця розробки, нами вибрана перша ділянка логарифмічної залежності. Якщо через ці точки (див. Рис. 2.12) провести пряму до перетину з віссю ординат, проведеною через точку 37,2 млрд. м³, яка відповідає сумарному відбору газу з покладу станом на 18.05.1975, то отримаємо об'єм обводненої частини покладу з початку розробки – 187 млн. м³, що відповідає величині поточного порового газового об'єму по-

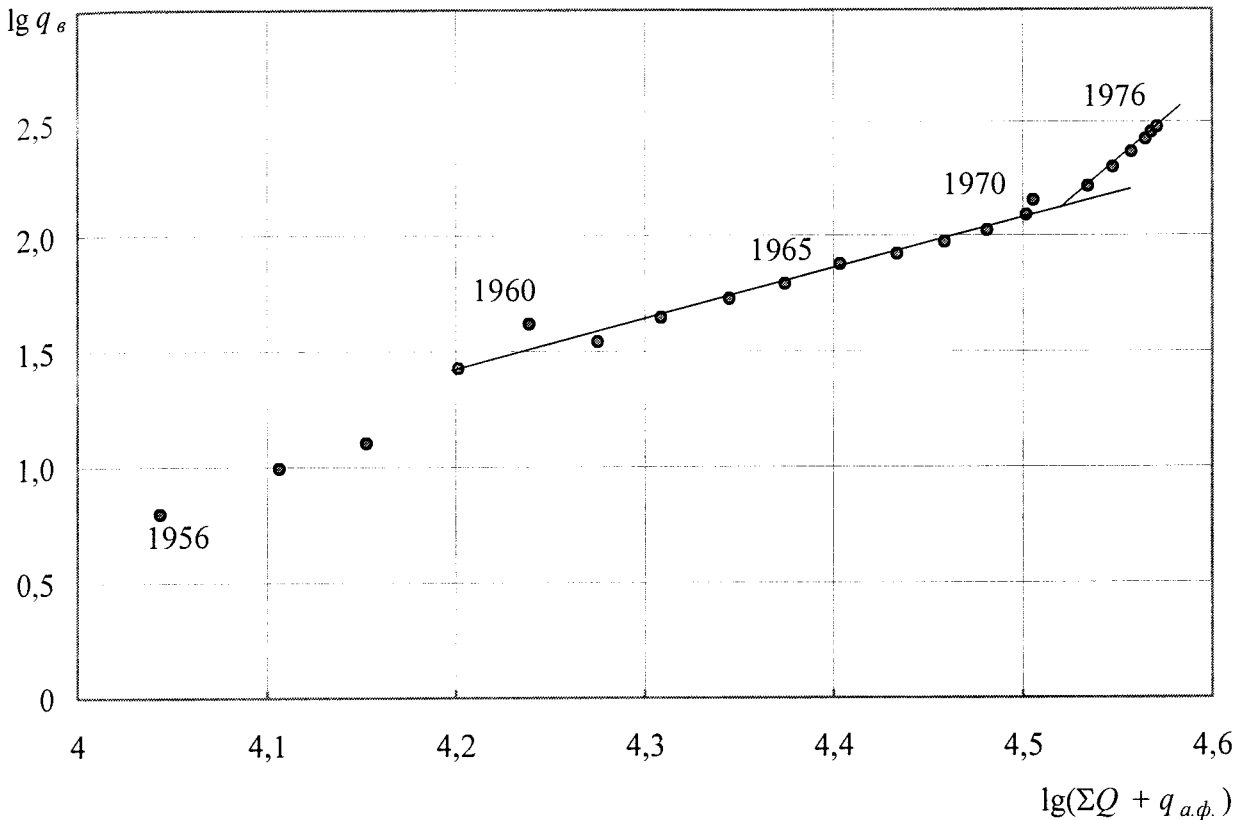


Рис. 2.12 Графік залежності об'єму заводнення q_v покладу XVI горизонту Угерського родовища від сумарного відбору газу

кладу – 119,5 млн. м³. Такого ж порядку величина питомого нагнітання газу на одну атмосферу підвищення тиску в покладі в перші місяці його роботи в режимі ПСГ в 1975 р.

Оскільки залишкові запаси на кожний момент часу визначаються як добуток поточного порового об'єму на приведений пластовий тиск, то за станом на 1.01.1975 їх об'єм дорівнює 1649,1 млн. м³ (з врахуванням кількості газу 41,9 млн. м³, який поступив в поклад в 1974 р.).

2.3. Закономірності заводнення газових покладів XVI горизонту з врахуванням їх взаємодії

Дані розробки покладу XVI горизонту Угерського родовища, в комплексі з результатами геофізичних та промислових досліджень свердловин свідчать про те, що помітне обводнення покладу виявлене на дев'ятому році відбору газу. Станом на 1.01.1975 поклад обводнився на 51,5 %. Причому поточне значення газонасиченого об'єму на цю дату було рівне 159,1 млн. м³. Поточне положення ГВК має нахил в північно-західному напрямку, в сторону Більче-Волицького родовища і середня висота підняття ГВК, визначена з графіка залежності ефективного газонасиченого об'єму покладу від його висоти, дорівнює 41 м.

В процесі розробки покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовища встановився глибокий конус депресії в водоносній частині басейну в цілому, і окремо в районі кожного родовища. Внаслідок цього всі поклади характеризується своїми темпами обводнення, які зростають в часі, незалежно один від одного (див. Рис. 2.5).

Точки залежності сумарних об'ємів заводнення покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ від приведенного пластового тиску на кінець кожного року, групуються навколо кривої типу $y = A/x^m$ [25]. Для побудови цього графіка визначався середньозважений за величиною поточного газонасиченого об'єму покладів XVI горизонту приведений пластовий тиск.

Як видно з Рис. 2.13 точки залежності $\lg \Sigma q_e = f(\lg \Sigma Q_e)$ лягають на криву параболічного виду. В логарифмічних координатах залежність $\lg \Sigma q_e = f(\lg p_i)$ (див. Рис. 2.6) є лінією, що відтинає на осі абсцис величину початкового тиску на площині ГВК (приблизно $125 \cdot 10^5$ Па) при розрахованому значенні $113 \cdot 10^5$ Па, на осі ординат – об'єм пружного запасу води у водоносному басейні при зниженні тиску в покладі газу до нульової відмітки (830 млн. м³ при сумарному

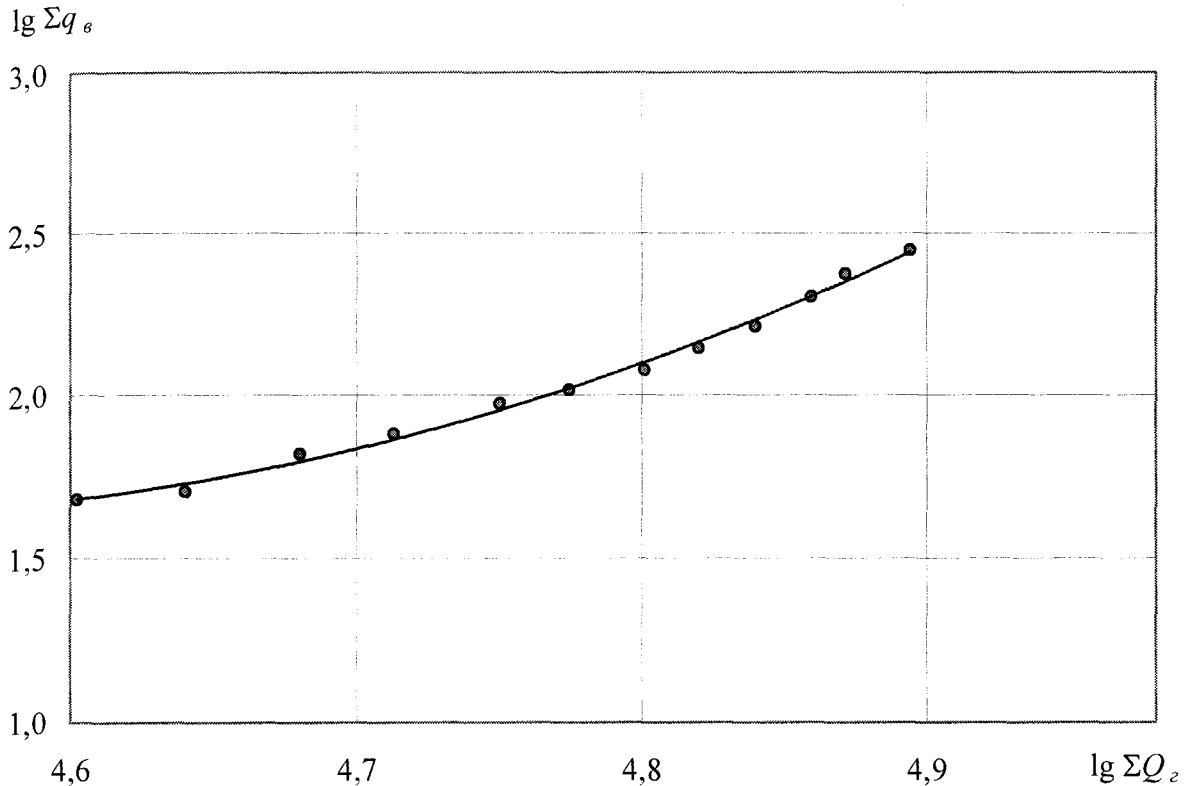


Рис. 2.13 Залежність об'єму заводнення покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ від сумарного відбору з них газу

об'ємі покладів XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького 713 млн. м³). Перевищення експериментальних даних над фактичними може пояснюватись неврахуванням частини порових об'ємів, що зайняті газом в крейдяних пісковиках як в інших площах (поклади Південно-Угерського блоку, Мало-Горожанського і Північно-Мединицького родовищ та можливо, інших невеликих, ще невідомих родовищ), так і в межах самих родовищ (район свердловин СМ-35, СМ-28, в яких були отримані промислові припливи газу).

Слід відмітити, що залежність об'єму заводнення від приведеного пластового тиску $q_e = f(\bar{p}_i)$, побудована в логарифмічних координатах, відхиляється від лінійної в період 1967-1969 рр. (див. Рис. 2.6 і Рис. 2.14). В цей період розробки приведений пластовий тиск в XVI горизонті Угерського родовища знизився до $(40-30) \cdot 10^5$ Па, а в Більче-Волицькому до $(43-32) \cdot 10^5$ Па, тобто

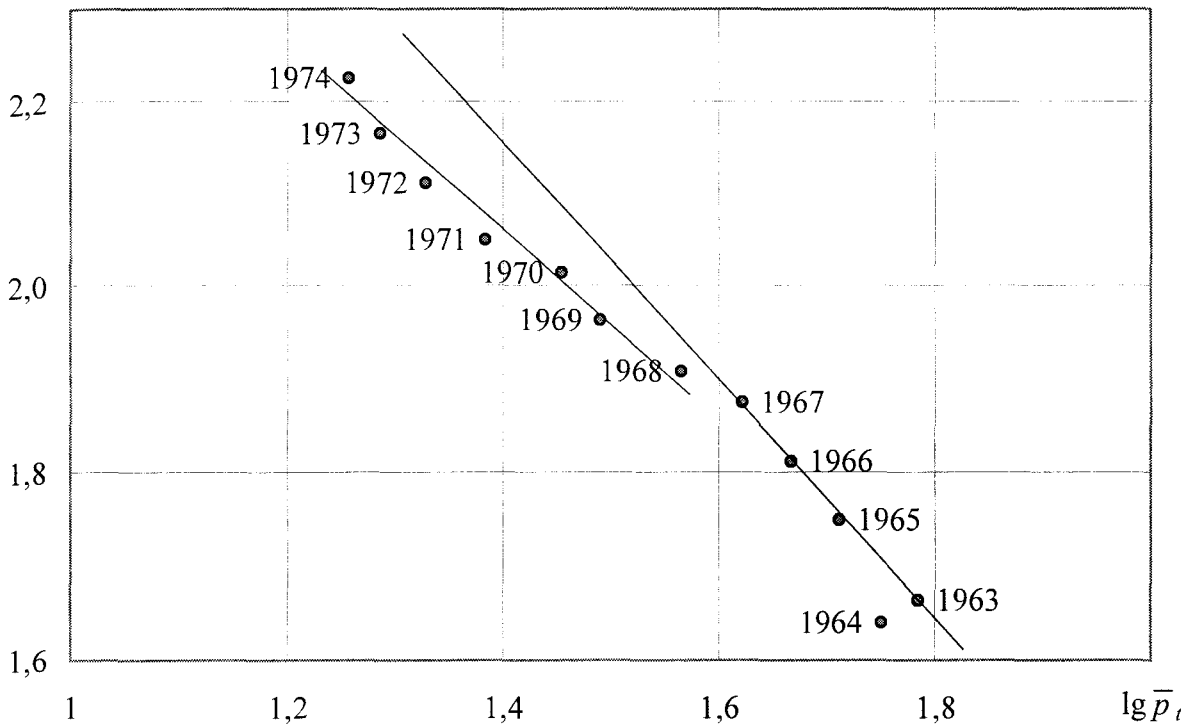
$\lg \Sigma q_{e,y}$


Рис. 2.14 Графік залежності $\lg q_e = f(\lg p_t)$ для покладу XVI горизонту Угерського родовища

більш ніж в 2,5-3,5 рази в порівнянні з початковим. Проведені дослідження показують, що в підземних водах мезозою в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину відношення тиску насичення до пластового $p_n/p_{пл.о}$ не перевищує 0,6 і газонасиченість вод газами становить приблизно $0,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ води. Тому закономірно припустити, що зниження пружного запасу водоносного басейну, в цілому, з 3100 до 830 млн. м^3 (величини одержані при перетині початкової прямої залежності $\lg q_e = f(\lg \bar{p}_t)$ і прямою ділянкою після її порушення) пояснюється зниженням середнього пластового тиску в басейні нижче тиску насичення і виділенням вільного газу в об'ємі приблизно 2320 млн. м^3 .

Як відзначалося вище, залежність сумарної витрати води від приведенного до початкового положення ГВК пластового тиску має вигляд гіперболи, тобто

$$\sum q_{\sigma(V)} + \sum q_{\sigma(B.B.)} = \frac{A}{\bar{p}^m}, \quad (2.10)$$

де $q_{\sigma(V)}$, $q_{\sigma(B.B.)}$ – сумарний об'єм заводнення покладу XVI-го горизонту, відповідно, Угерського і Більче-Волицького родовища;

\bar{p} – середньозважений по порових об'ємах покладів приведений пластовий тиск;

A , m – сталі коефіцієнти, які описують графічну залежність.

В логарифмічних координатах – це буде рівняння прямої:

$$\lg\left(\sum q_{\sigma(V)} + \sum q_{\sigma(B.B.)}\right) = \lg A - m \lg \bar{p} \quad (2.11)$$

Для визначення параметрів A і m використаний метод найменших квадратів (Додаток Е).

Будуючи залежність (2.10) треба врахувати, що, як видно з графіка (див. Рис. 2.6), має місце два комплекси точок, які дають дві різні прямі. Точки 6 і 7 важко віднести до будь-якої сукупності (в цій частині залежність має деякий зсув), тому при обробці ці точки не враховувалися.

Таким чином, перша залежність будувалась на основі точок від 1 до 5, а друга – на основі точок від 8 до 12 (згідно даних Додатку D).

Величини A і m визначались з системи рівнянь:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 \lg \bar{p}_i \lg \Sigma(q_{\sigma(V)} + q_{\sigma(BB)})_i - m \sum_{i=1}^5 \lg \bar{p}_i^2 - \lg A \cdot \sum_{i=1}^5 \lg \bar{p}_i = 0 \\ \sum_{i=1}^5 \lg \Sigma(q_{\sigma(V)} + q_{\sigma(BB)})_i - m \sum_{i=1}^5 \lg \bar{p}_i - 5 \cdot \lg A = 0 \end{cases} \quad (2.12)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=8}^{12} \lg \bar{p}_i \lg \Sigma (q_{e(Y)} + q_{e(BB)})_i - m \sum_{i=8}^{12} \lg \bar{p}_i^2 - \lg A \cdot \sum_{i=8}^{12} \lg \bar{p}_i = 0 \\ \sum_{i=8}^{12} \lg \Sigma (q_{e(Y)} + q_{e(BB)})_i - m \sum_{i=8}^{12} \lg \bar{p}_i - 5 \cdot \lg A = 0 \end{cases} \quad (2.13)$$

Перша система рівнянь дає для m і A значення $m = -1,2$ і $\lg A = 3,8$, друга система дає $m = -1,75$ і $\lg A = 5,75$.

Для перших п'яти точок ($i = 1 \dots 5$) залежність (2.10) матиме такий вигляд:

$$\Sigma (q_{e(Y)} + q_{e(B.B.)}) = \frac{6310}{\bar{p}^{1,2}}, \quad (2.14)$$

де $q_{e(Y)}$, $q_{e(B.B.)}$ – сумарний об'єм заводнення покладу XVI-го горизонту, відповідно, Угерського і Більче-Волицького родовищ, *млн. м³*;

\bar{p} – середньозважений по порових об'ємах покладів приведений пластовий тиск, 10^5 Па.

Для точок $i = 8 \dots 12$ ця залежність набуде вигляду:

$$\Sigma (q_{e(Y)} + q_{e(B.B.)}) = \frac{562300}{\bar{p}^{1,75}}. \quad (2.15)$$

Аналогічно, обробка за методом найменших квадратів залежності $\lg \Sigma Q_{eY} = f(\lg \bar{p})$ для покладу XVI горизонту Угерського родовища (Додаток Е) дає для перших чотирьох точок функцію:

$$\Sigma q_{e(Y)} = \frac{2859}{\bar{p}^{0,975}}, \quad (2.16)$$

де $q_{в(V)}$ – сумарний об'єм заводнення покладу XVI-го горизонту Угерського родовища, млн. м³;

\bar{p} – середньозважений по порових об'ємах покладу приведений пластовий тиск, 10⁵ Па.

Для кінцевої ділянки прямої (після перелому), що будується за сімома точками:

$$\sum q_{в(V)} = \frac{910}{\bar{p}^{0,561}} \cdot \quad (2.17)$$

За формулою (2.17) завжди можна визначити об'єм заводнення покладу XVI горизонту Угерського родовища при зниженні тиску в покладі, на рівні початкового положення ГВК до величини \bar{p} , а відповідно, і поточне значення газонасиченого об'єму покладу Ω_t :

$$\Omega_t = \Omega_0 - q_{в} \quad (2.18)$$

Формула (2.15) дозволяє виконувати аналогічні розрахунки параметрів покладів XVI горизонту Угерського та Більче-Волицького родовищ з врахуванням їх взаємодії.

2.4. Висновки

На основі аналізу режиму роботи XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ можна зробити такі висновки:

- 1) Питома кількість води на 10⁵ Па зниження тиску, при повному виснаженні покладу XVI горизонту Угерського родовища, становить приблизно 3,04

млн. м³ [28]. Такого ж порядку ($5,69 \text{ млн. м}^3/10^5 \text{ Па}$) пружний запас вод відкладів мезозою в цілому, підрахований ІГГГК АН Україна.

- 2) Період повної стабілізації середнього тиску в басейні, у випадку припинення відбору газу при деякому значенні поточного пластового тиску (наприклад, $15 \cdot 10^5 \text{ Па}$) буде дорівнювати періоду роботи покладу з газовим режимом (9 років для Угерського родовища).
- 3) Пружний запас водоносного басейну XVI горизонту Угерського і Більче-Волицького родовищ пропорційний гідростатичному тиску.

РОЗДІЛ 3
ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОСХОВИЩ У
ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДАХ З ПРУЖНОВОДОНАПІРНИМ
РЕЖИМОМ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ

3.1. Опарське ПСГ в покладах IV-VI горизонтів

Опарське ПСГ побудоване згідно технологічної схеми [66] з проектними параметрами, які наведені в Табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Проектні технологічні показники Опарського ПСГ

Показники	Горизонти			Разом
	IV	V	VI	
Загальний об'єм газу, млн. м ³ :	1310	2310	2165	5785
в т.ч.				
• активний об'єм газу:	656	1160	1082	2898
• буферний об'єм газу:	654	1150	1083	2887
Максимальний пластовий тиск в період ДПЕ, $\cdot 10^5$ Па	61,6	71,6	78,8	—
Мінімальний пластовий тиск, $\cdot 10^5$ Па	48	48	48	—
Максимальний пластовий тиск в період промислової експлуатації, $\cdot 10^5$ Па	70	90	90	—
Робочі дебіти, тис. м ³ /добу:				
• при відборі	280	260	530	—
• при нагнітанні	470	430	899	—
Максимальна добова продуктивність, млн. м ³ :				
• при відборі	5	10	9	24
• при нагнітанні	4	8	7	19
Кількість свердловиншт.	18	38	17	73

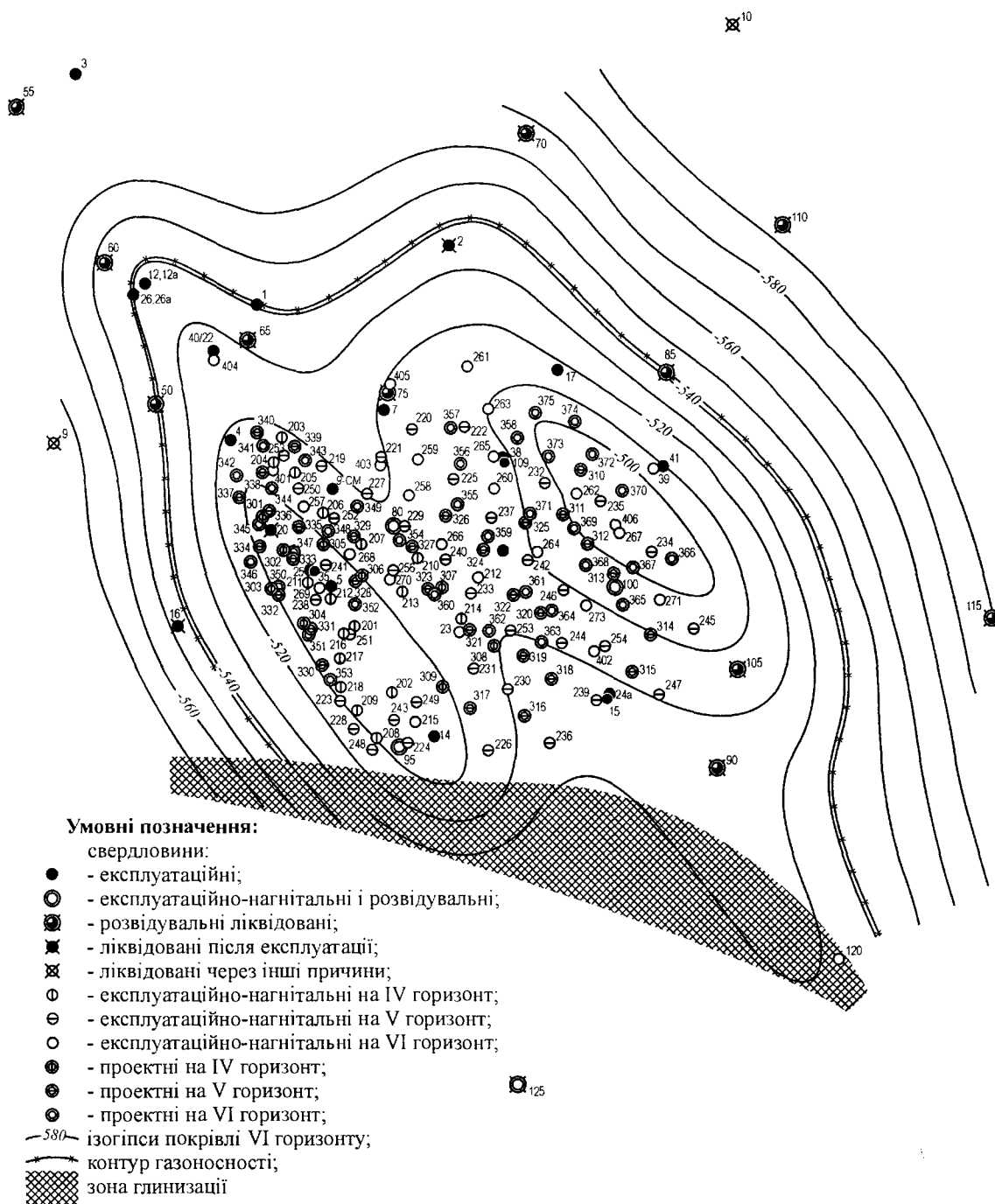


Рис. 3.1 Карта фонду свердловин Опарського ПСГ

Для підземного зберігання газу були вибрані виснажені поклади IV, V, VI горизонтів нижньосарматських відкладів, які складені в пологу антиклінальну складку карпатського простягання (Рис. 3.1). В межах площі газоносності IV-VI горизонтів конфігурація структур продуктивних горизонтів в загальних рисах зберігається.

Газові поклади IV-VI горизонтів залягають на глибинах 610-670 м. Початкові тиски в них відповідали гідростатичним, запаси газу становили, відповідно, в IV горизонті – 850 млн. м³, в V горизонті – 1850 млн. м³ і в VI горизонті – 1850 млн. м³.

На режим циклічної експлуатації поклади IV, V і VI горизонтів були виведені в 1979 році. З 21 травня 1982 року нагнітання та відбір газу здійснювався за допомогою компресорної станції, обладнаної ГМК типу МК-8 спеціальної модифікації. У вересні 1983 року, в кінці періоду нагнітання, вперше були досягнуті граничні значення максимального пластового тиску:

- IV горизонт – $70 \cdot 10^5$ Па при проектній величині $90 \cdot 10^5$ Па;
- V-VI горизонти – $90 \cdot 10^5$ Па – величина, яка відповідає проекту.

В 1984 році тиск в покладі IV горизонту підвищили до $73 \cdot 10^5$ Па.

Зниження верхньої межі тиску в IV горизонті в порівнянні з проектною величиною пояснюється небезпекою заколонного прориву газу в свердловинах крізь 20-25 м перемичку у розміщений вище III горизонт [33, 62].

3.1.1 Визначення об'єму “застійних” зон в процесі формування штучного покладу. Циклічна експлуатація газосховищ, створених у виснажених газових родовищах, відрізняється високими темпами нагнітання і відбору газу (до 0,4-0,6 від загальних запасів газу за цикл). Якщо поклад складається з прошарків неоднорідної проникності (як в горизонтальній площині, так і по вертикалі), то очевидно, що окремі частини покладу будуть по різному приймати участь в його роботі. Особливо ця вибірковість зон дронування покладу відчутна при нерівномірному або зосередженому розміщенні свердловин (наприклад, внаслідок врахування заселення місцевості або з інших причин). Тому частина об'єму покладу фактично заповнена газом, який не приймає активної участі в роботі ПСГ і є лише потенційним підпором: створюють-

ся так звані “застійні” зони. Для визначення їх об’єму використаємо відоме рівняння виснаження газового покладу [54]:

$$q dt = -\frac{\Omega}{p_{am}} d\bar{p}, \quad (3.1)$$

де q – темпи відбору газу з покладу на протязі часу dt приведені до стандартних умов ($T_0 = 293K$, $p_{am} = 101325 Pa$);

Ω – газонасичений поровий об’єм покладу;

$\bar{p} = p_{nl}/z$ – приведений пластовий (p_{nl}) тиск з врахуванням коефіцієнта стисливості газу z .

Будемо вважати, що рух газу в покладі описується ізотермічним процесом.

У випадку пружноводонапірного режиму роботи покладу загальний робочий об’єм покладу Ω складається з поточного газонасиченого об’єму покладу Ω_t і об’єму заводненої частини покладу q_g :

$$\Omega = \Omega_t + q_g. \quad (3.2)$$

Для газового режиму роботи ПСГ водонасичений об’єм пор покладу $q_g = 0$.

В свою чергу об’єм Ω_t можна розділити на активний газонасичений об’єм покладу Ω_a і газонасичений об’єм “застійних” зон Ω_z :

$$\Omega_t = \Omega_a + \Omega_z. \quad (3.3)$$

Величина Ω_a може бути визначена з розв’язку диференційного рівняння (3.1). Якщо після відбору об’єму газу Q_g приведений пластовий тиск в покладі

знижується від максимального значення \bar{p}_{max} до своєї мінімальної величини \bar{p}_{min} , то активний газонасичений об'єм покладу буде рівний:

$$\Omega_a = \frac{Q_g p_{am}}{\bar{p}_{max} - \bar{p}_{min}}. \quad (3.4)$$

Об'єм газу, що знаходиться в “застійних” зонах, знаходимо через середній пластовий тиск в ПСГ $\bar{p}_{сер}$, як

$$Q_z = \bar{p}_{сер} \Omega_z. \quad (3.5)$$

А величина середнього тиску, за умови рівності об'ємів нагнітання і відбору газу для газопружного режиму роботи покладу, визначається через відповідні мінімальне і максимальне значення пластового тиску:

$$\bar{p}_{сер} = \frac{\bar{p}_{max} + \bar{p}_{min}}{2}. \quad (3.6)$$

Згідно балансового рівняння об'єм газу в пласті на кінець кожного циклу, так званий буферний об'єм Q_b , дорівнює:

$$Q_b = Q_k + \sum Q_n - \sum Q_g, \quad (3.7)$$

де $Q_k = \bar{p}_k \Omega$ – кінцеві (залишкові) запаси газу в покладі перед початком його експлуатації в режимі ПСГ, які визначаються через відповідний приведений тиск \bar{p}_k і газонасичений об'єм пор покладу Ω ;

$\Sigma Q_n, \Sigma Q_b$ – відповідно, сумарний об’єм нагнітання і відбору газу з початку циклічної експлуатації ПСГ.

В формулі (3.7) не враховані технологічні об’ємні втрати газу в процесі циклічної експлуатації ПСГ.

З іншої сторони об’єм газу в пласті дорівнює сумі активного і пасивного (який знаходиться в застійних зонах) буферного об’ємів. Тоді розв’язок рівняння (3.1) за умови циклічної експлуатації ПСГ і з врахуванням співвідношень (3.2) і (3.3) дає наступний вираз для знаходження буферного об’єму:

$$Q_b p_{at} = \Omega_z \bar{p}_{сер} + \Omega_a \bar{p}_{min} + q_b \bar{p}_{сер}. \quad (3.8)$$

Звідки об’єм “застійних” зон дорівнює:

$$\Omega_z = \frac{Q_b p_{at} - \Omega_a \bar{p}_{min} - q_b}{\bar{p}_{сер}}. \quad (3.9)$$

Величину буферного об’єму Q_b для знаходження Q_z можна визначити з рівняння (3.7).

Аналіз результатів розрахунків циклічної експлуатації Опарського ПСГ за 1979-84 рр. дозволив оцінити величини $Q_b, \bar{p}_{сер}, \Omega_a, \Omega_z$ і динаміку їх зміни в часі. Виявлено, що газонасичений об’єм “застійних” зон всіх трьох об’єктів ПСГ до 1984 р. стабілізувався і складає в IV-му горизонті 2,5 млн. м³, V-му – 8,5 млн. м³ і VI-му (найглибшому) – 0,5 млн. м³ (Табл. 3.2).

Ці результати дали можливість зробити кореляцію технологічних режимів циклічної експлуатації ПСГ в цілому і привести їх у відповідність з фактом.

Вони підтвердили також достовірність отриманої на основі диференційного рівняння виснаження газового покладу аналітичної залежності для визначення об’єму “застійних” зон.

Таблиця 3.2

Розрахунок об'єму газу "застійних" зон Опарського ПСГ (в млн. м³)

Горизонт	Залишкові запаси газу, $Q_{зал}$	Приведений пластовий тиск покладу, \bar{p} , кгс/см ²	Залишковий об'єм газу в ПСГ на 01.05.84	Розрахунковий залишковий об'єм	Об'єм газу в "застійних" зонах	Поровий об'єм "застійних" зон Ω_3
IV	127,1	22,55	442,7	282,6	160,1	2,45
V	228,0	18,56	1277,6	681,1	596,5	8,5
VI	67,4	10,05	903,9	799,1	104,8	0,5
Разом	422,5	—	2624,2	1762,8	861,4	—

Динаміка зміни основних показників циклічної експлуатації Опарського ПСГ в IV, V і VI горизонтах за 1982-1984 рр. наведена в Табл. 3.3, яка укладена на основі даних замірів статичних тисків на головках свердловин в кінці кожного циклу відбору та нагнітання газу. При цьому пластовий тиск в горизонтах визначався як середньоарифметичне значення, оскільки різниця в їх величинах незначна (не більше $2 \cdot 10^5$ Па).

Таблиця 3.3

Динаміка зміни основних показників покладів IV-VI горизонтів при циклічній експлуатації Опарського ПСГ

№ циклу	Горизонт	Тиск пластовий приведений, $\cdot 10^5$ Па	Об'єм газу нагнітання (видобування) млн. м ³	Сумарний об'єм газу, млн. м ³	Активний газонасичений об'єм пор, млн. м ³	Сумарний об'єм "застійних" зон (газонасичений) і води, яка вклинилася в поклад, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7
0	На початок створення ПСГ					
	IV	21,7/22,5	804,9	127,1	5,64	7,94
	V	18,0/18,56	1842,0	228,0	12,89	13,25
	VI	9,9/10,05	1882,6	67,4	6,7	15,21
	Разом		4529,5	422,5		

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7
1	Нагнітання IV.1979 – X.1979					
	IV	37,9/40,54	122,281	249,381	6,15	7,43
	V	29,0/30,49	95,395	323,395	10,61	14,92
	IV	14,7/15,06	39,163	106,563	7,57	14,34
	Разом		255,839	679,339		
	Відбір XI.1979 – IV.1980					
	IV	21,8/22,6	49,705	199,676	4,78	8,81
	V	22,4/23,29	44,890	278,505	13,56	11,96
VI	–	–	–	–	–	
Разом		94,595	478,181			
2	Нагнітання IV.1980 – X.1980					
	IV	30,2/31,86	48,289	247,965	7,78	5,81
	V	27,8/29,17	57,790	336,295	11,96	13,56
	VI	16,9/17,38	24,964	131,527	12,15	9,75
	Разом		131,043	1432,822		
	Відбір XI.1980 – IV.1981					
	IV	23,6/24,61	44,658	203,307	8,26	5,32
	V	23,8/24,82	28,693	307,602	12,39	13,13
VI	–	–	–	–	–	
Разом		73,351	510,909			
3	Нагнітання IV.1981 - X.1981					
	IV	46,0/49,95	202,544	405,851	8,13	5,46
	V	43,6/47,80	286,621	594,223	12,62	12,90
	VI	39,8/42,52	385,201	516,728	12,15	9,75
	Разом		874,366	1516,802		
	Відбір XI.1981 - IV.1982					
	IV	26,0/27,23	114,975	290,891	10,68	2,81
	V	28,8/30,28	140,960	453,263	14,96	10,55
VI	28,0/29,37	86,492	430,236	14,65	7,26	
Разом		342,427	1174,390			

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7
4	Нагнітання IV.1982 - X.1982					
	IV	66,1/74,35	318,833	609,724	8,2	5,39
	V	65,1/73,24	766,180	1219,443	16,65	8,87
	VI	62,0/68,81	639,396	1069,632	15,54	6,37
	Разом		1724,409	2898,799		
	Відбір XI.1982 - IV.1983					
	IV	37,1/39,64	163,623	446,101	11,25	2,34
	V	38,0/40,60	376,736	841,707	20,76	4,76
	VI	43,7/46,99	273,775	795,857	16,94	4,97
	Разом		814,134	2033,665		
5	Нагнітання IV.1983 - X.1983					
	IV	68,1/76,86	268,187	714,288	9,3	4,29
	V	84,6/98,60	1140,757	1962,464	20,1	5,40
	VI	87,5/101,39	965,052	1760,909	17,4	4,50
	Разом		2373,996	4457,661		
	Відбір XI.1983 - IV.1984					
	IV	36,4/38,76	270,916	443,372	11,4	2,19
	V	39,7/42,41	704,856	1277,608	30,1	4,50
	VI	44,0/47,23	857,028	903,881	19,1	2,80
	Разом		1832,800	2624,861		
6	Нагнітання IV.1984 - X.1984					
	IV	73,1/83,25	289,755	733,127	8,8	4,79
	V	90,6/105,71	864,691	2142,299	20,3	5,20
	VI	–	867,238	1771,119	17,7	4,20
	Разом		2021,684	4646,535		

Треба відмітити, що при замірах статичних тисків витримується однако-
вий час стабілізації в кожній свердловині і хоча визначені таким чином пластові
тиски не відповідають його фактичним величинам (при нагнітанні він дещо за-
вищений, при відборі – занижений), відносно його значення (темп росту та
зниження), приблизно, відповідає реальним умовам роботи ПСГ.

Динаміка пластових тисків в покладах V і VI горизонтів (див. Рис. 3.3, 3.4) повністю підтверджує вищевикладене. При відборі газу середнє значення пластового тиску в покладі V горизонту на $(2-4) \cdot 10^5$ Па нижче, а при нагнітанні – вище, приблизно, на таку ж величину. Аналогічна картина спостерігається в покладі VI горизонту.

Про величину відхилення пластового тиску в зоні відбору від його поточного значення на контурі радіуса дренажу свердловин можна приблизно судити також по за даними його стабілізації в кінці циклу відбору 1984 року, коли поклади IV і V горизонтів працювали незначний час. На кінець квітня місяця тиск підвищився в покладі IV горизонту на $4,9 \cdot 10^5$ Па, а в покладі V горизонту на $6,9 \cdot 10^5$ Па.

Контроль продуктивності свердловин здійснювався періодично шляхом короткочасних (від декількох годин до діб) щоквартальних (деколи і один раз в місяць) їх замірів при наявності єдиного загального заміру продуктивності ПСГ в цілому, а не по горизонтах, що позбавляє нас можливості дати оцінку точності розподілу газу по них.

Баланс газу по циклах для Опарського ПСГ (див. Табл. 3.3) засвідчує те, що поточний загальний об'єм газу в сховищі на 1.10.84 р. становить всього 4646 млн. м³ і на 1039 млн. м³ (на 17,99%) менший проектного. При цьому для всіх горизонтів характерне:

- перевищення об'ємів нагнітання газу над об'ємами відбору і, відповідно, заповнення об'єму “застійних” зон та ріст мінімального тиску в них;
- поступове зростання максимального тиску ПСГ і, відповідно, зростання його середнього значення;
- стабілізація порових об'ємів (див. Табл. 3.3).

3.1.2 Формування штучних покладів при виводі газосховища на режим циклічної експлуатації. Проведемо аналіз формування штучних покладів IV-VI горизонтів Опарського ПСГ.

IV горизонт. Нагнітання газу розпочато 29 липня 1979 р., велось в 16 (з 18 за проектом) свердловин, оскільки на цей час свердловина 205 не була прийнята з буріння, а свердловина 214 не була приєднана до газорозподільного пункту. За цикл нагнітання було подано 122,2 млн. м³ газу, при цьому пластовий тиск зріс з $22,6 \cdot 10^5$ до $37,9 \cdot 10^5$ Па. Пробний відбір газу почався 1.12.1979 р. і здійснювався 15 свердловинами, бо не експлуатувались спочатку свердловини О-203 та О-213, в яких під час випробовувань було отримано слабкий приплив газу і води. При цьому за цикл відбору середньодобова продуктивність понизилась з 923 до 445 млн. м³.

В наступні роки циклічна експлуатація газосховища в IV горизонті здійснювалась усім фондом свердловин і показники його роботи (див. Табл. 3.3) [18, 28, 30] говорять про збільшення газонасиченого порового об'єму і стабілізацію середнього значення його активно працюючої частини для наявної кількості експлуатаційно-нагнітальних свердловин на рівні 1983 року – 7,72 млн. м³ [1, 64, 65]. Це наглядно підтверджується графіком циклічної експлуатації покладу цього горизонту, який виражає залежність поточного приведенного тиску від величини сумарного відбору газу (Рис. 3.2). Як бачимо, лінії циклічної експлуатації на цьому графіку в період 1983 і 1984 років накладаються.

При нагнітанні газу в 1983 році середня добова продуктивність всіх свердловин склала 4,1 млн. м³, тобто перевищила проектну (4,0 млн. м³). Максимальний добовий відбір газу на його початку становить 3,39 млн. м³ при проектній величині 5 млн. м³/добу.

До кінця 6-го циклу нагнітання (1984 р.) загальний об'єм газу в покладі становив 739 млн. м³, або 56% від проектного (1310 млн. м³), об'єм нагнітання –

295,895 млн. м³, максимальний тиск (на 16 жовтня 1984 р.) – $72,1 \cdot 10^5$ Па (до кінця місяця знизився до $70 \cdot 10^5$ Па).

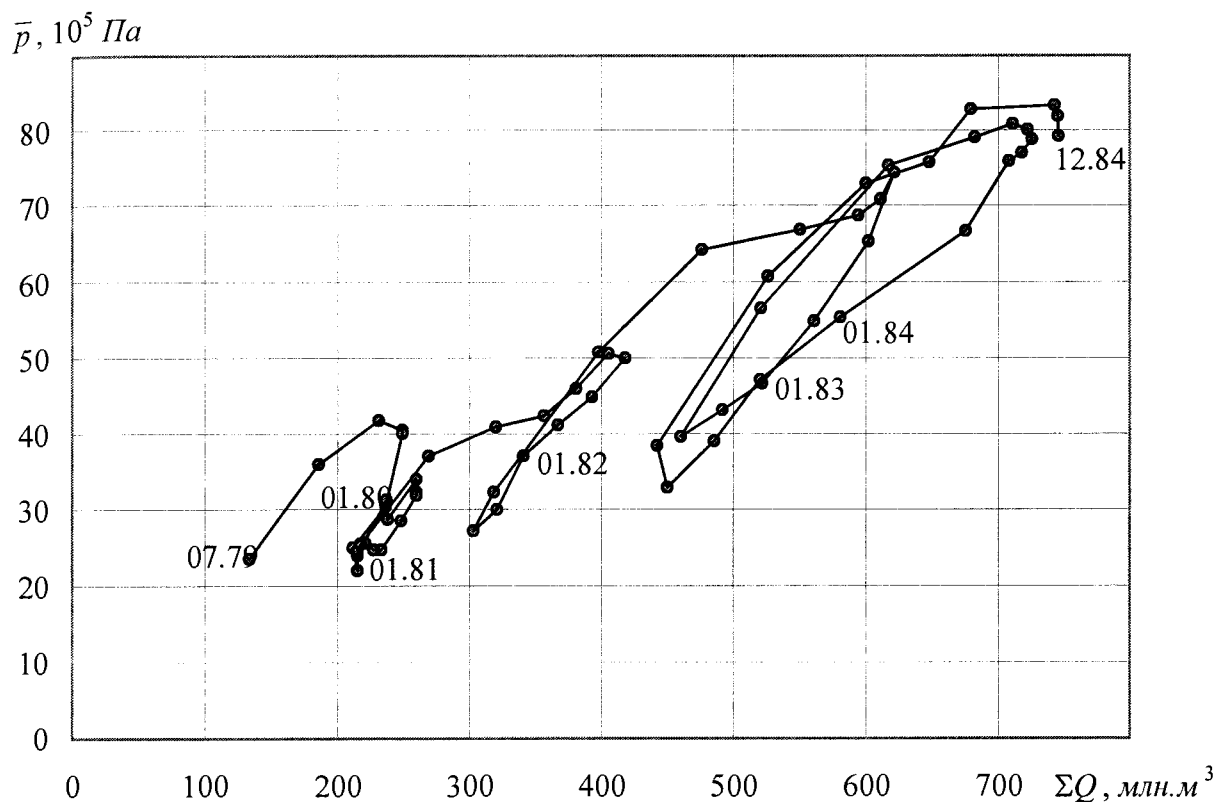


Рис. 3.2 Графік циклічної експлуатації IV горизонту Опарського ПСГ

V горизонт був введений в експлуатацію 15 свердловинами 8 серпня 1979 року. Динаміка показників його циклічної експлуатації наведена в Табл. 3.3.

З 1983 року діючий фонд свердловин досяг проектної кількості – 38 свердловин. Загальний об'єм нагнітання склав 1124 млн. м³, при цьому тиск в покладі зріс до $89,4 \cdot 10^5$ Па (тобто практично до проектної величини) і загальний об'єм газу в покладі збільшився до 1965,7 млн. м³ – 85% від проектного (2310 млн. м³). Середньодобове нагнітання при цьому досягло проектної величини 8 млн. м³ газу. Максимально можливий відбір газу на початку циклу може становити 11,62 млн. м³/добу (при проекті – 10 млн. м³/добу). Середньодобове значення відбору за цикл становить 5,89 млн. м³.

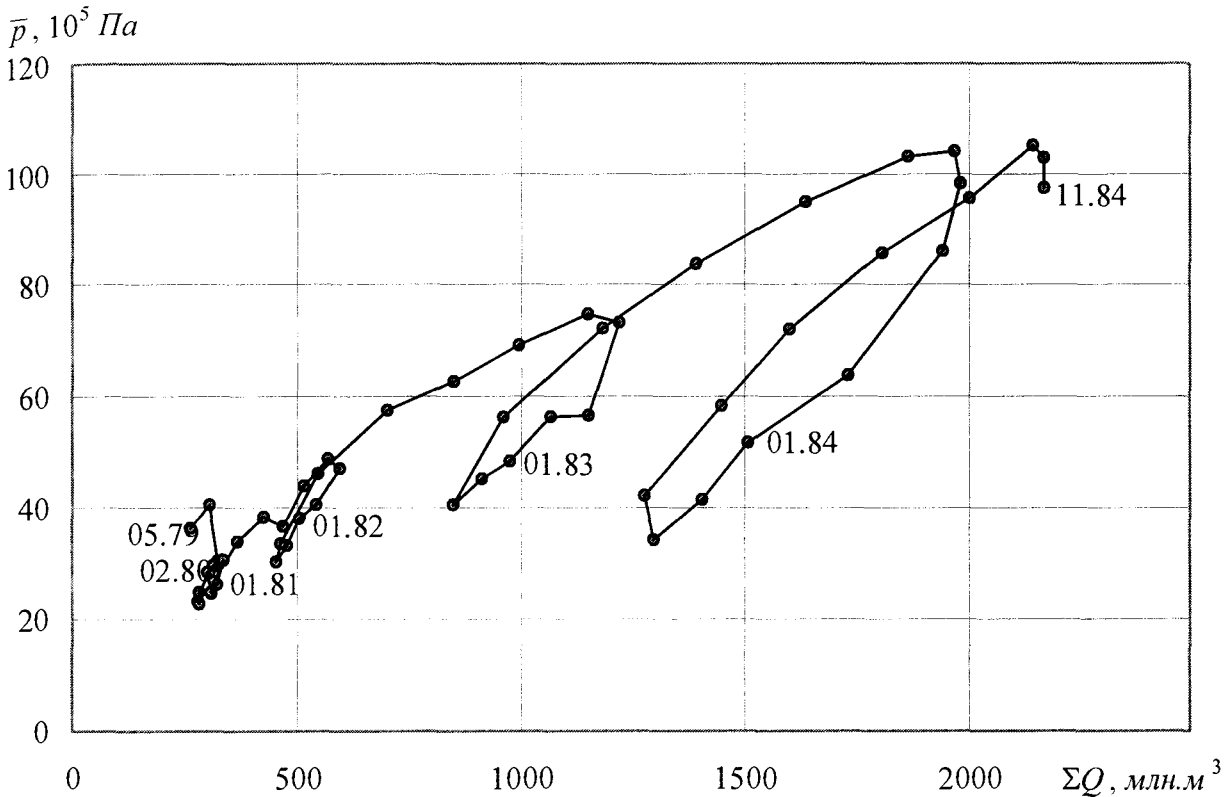


Рис. 3.3 Графік циклічної експлуатації V горизонту Опарського ПСГ

В 1984 році в поклад подано 891,836 млн. m^3 газу, при цьому загальний об'єм газу в покладі склав 2169,4 млн. m^3 , середній пластовий тиск став рівним $88,5 \cdot 10^5$ Па і, внаслідок малих об'ємів нагнітання газу, в жовтні місяці знизився на $2,1 \cdot 10^5$ Па. В кінці нейтрального періоду (з 16.10 по 31.10.84) тиск дорівнював $84,5 \cdot 10^5$ Па. Дані графіка циклічної експлуатації покладу цього горизонту (Рис. 3.3) підтверджують дальше заповнення “застійних” зон: петля динаміки тиску циклів відбору 1983-1984 р.р. – нагнітання 1984 р. зміщена вправо, практично при тому ж нахилі її середньої лінії, що говорить про приблизну рівність середніх значень активно працюючих порових об'ємів (приблизно 15,35 млн. m^3 згідно даних 1983 р.). Загальний об'єм газу в покладі виріс на 177 млн. m^3 . При цьому поровий об'єм “застійних” зон становить приблизно 8,5 млн. m^3 , а загальний об'єм газу в них приблизно дорівнює 626 млн. m^3 . Фактично ж досягну-

тий рівень – 596 млн. м³ – близький до розрахункового і підтверджує достовірність зробленого висновку, що стабілізація порового об’єму покладу V горизонту буде досягнута в циклі нагнітання 1985 р. – відбору 1985-1986 р.р. і для наявного фонду експлуатаційно-нагнітальних свердловин величина активно працюючого порового об’єму якщо і зміниться в більшу сторону, то в незначній мірі.

VI горизонт введений в експлуатацію 16.08.1979. Динаміка його технологічних показників наведена в Табл. 3.3.

Максимальний об’єм нагнітання досягнутий в 1983 році – 950,3 млн. м³, при цьому тиск в покладі досяг проектної величини $90,1 \cdot 10^5$ Па і загальний об’єм газу в покладі виріс до 1746 млн. м³, середньодобовий об’єм нагнітання склав 9 млн. м³ (проект 7 млн. м³/добу) при тискові на головці свердловини $70 \cdot 10^5$ Па і в колекторі $84 \cdot 10^5$ Па. Максимально можливий відбір газу на початку циклу дорівнював 7,85 млн. м³/добу при проекті 90 млн. м³/добу, середньодобовий протягом циклу – 4,7 млн. м³

В 1984 році в поклад подано 944,568 млн. м³ газу, при цьому тиск на кінець циклу виріс до $88 \cdot 10^5$ Па і в нейтральний період (з 16.10. по 31.10) знизився на $3 \cdot 10^5$ Па. Загальний об’єм газу в покладі дорівнював 1848,4 млн. м³.

Дані графіка циклічної експлуатації ПСГ в VI горизонті (Рис. 3.4) підтверджують стабілізацію порового об’єму на рівні 1983 року (18,35 млн. м³). Незначне його коливання в межах 17,7-19,1 млн. м³ вказує на наявність невеликих за об’ємом “застійних” зон (приблизно 0,5 млн. м³), що підтверджується розрахунками, які були наведені раніше. На основі цього можна зробити висновок про те, що збільшення темпів відбору газу з горизонту можливе тільки за рахунок вводу в експлуатацію додаткової кількості свердловин.

Особливості циклічної експлуатації Опарського ПСГ полягають в наступному:

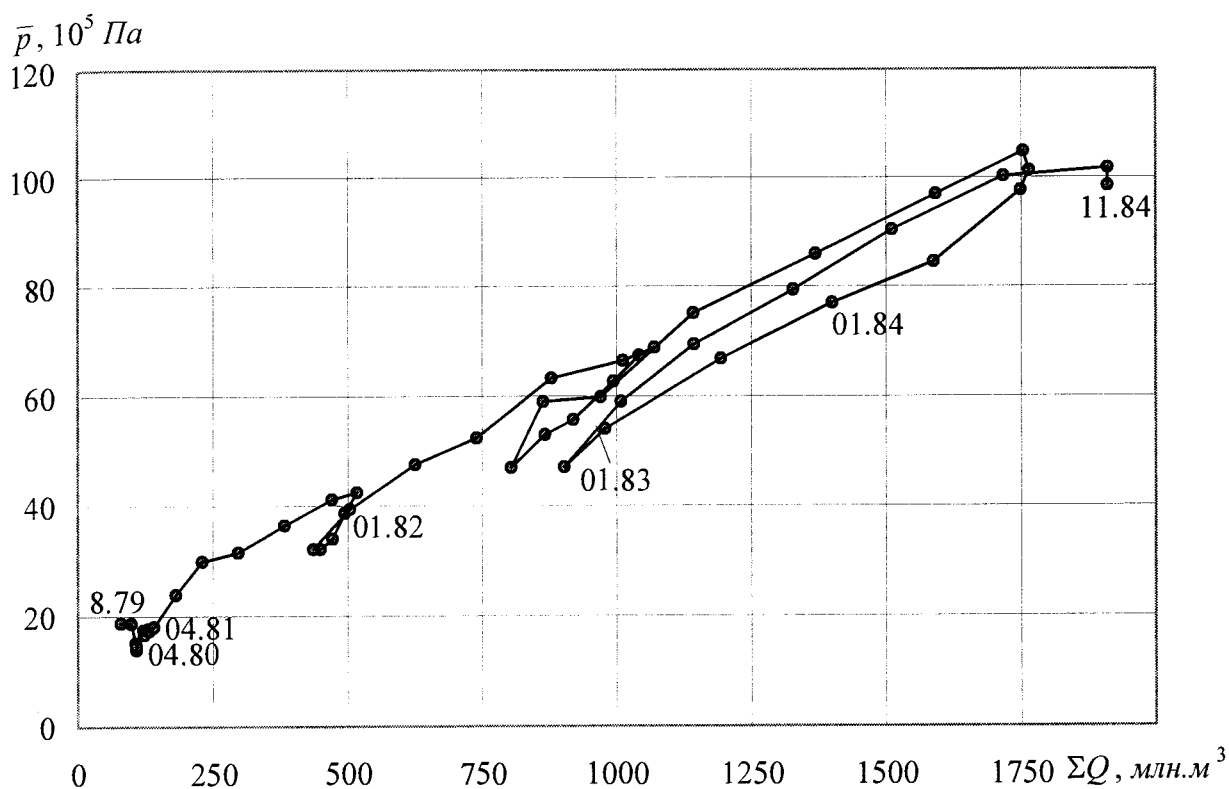


Рис. 3.4 Графік циклічної експлуатації VI горизонту Опарського ПСГ

- з огляду на пружноводонапірний режим роботи покладу IV-VI горизонтів протягом 3-5 років мало місце формування порового об'єму, який відповідає величині середнього тиску в ПСГ;
- завищені показники продуктивності свердловин, які були прийняті в технологічній схемі створення ПСГ, викликали невідповідність проектних та фактичних показників роботи ПСГ як за продуктивністю, так і за об'ємом;
- нерівномірне охоплення об'єму пласта дренаванням свердловинами супроводжується утворенням так званих "застійних" зон. Залучення їх в експлуатацію може бути досягнуте тільки за рахунок буріння додаткового числа свердловин, розміщених на площі з врахуванням фактичного радіуса їх дренавання, що дозволить вийти на проектні показники експлуатації ПСГ за діючих рівнів максимального пластового тиску в IV-VI горизонтах.

Результати газодинамічних розрахунків підтверджують, що досягнення проектних об'ємів нагнітання і відбору газу можливе за умови охоплення об'ємів “застійних” зон шляхом додаткового буріння 61 свердловини, в т.ч.:

- на IV горизонт – 9 свердловин,
- на V горизонт – 31 свердловину,
- на VI горизонт – 21 свердловину.

3.1.3 Моніторинг в процесі циклічної експлуатації газосховища. Активний газонасичений об'єм пласта Ω_a визначається за відомими величинами максимального \bar{p}_{max} і мінімального \bar{p}_{min} приведенного пластового тиску в ПСГ і об'ємами нагнітання Q_n чи відбору Q_v газу за цикл. Очевидно, що за умови стабілізації величини порового газонасиченого об'єму “застійних” зон Ω_z (чи об'єму газу в них, рівному добутку $\bar{p}_{cep} Q_z$, див. п.3.1.1), значення Ω_a , яке рівне при нагнітанні газу

$$\Omega_{a(n)} = \frac{Q_n p_{atm}}{\bar{p}_{max} - \bar{p}_{min}}, \quad (3.10)$$

а при відборі газу

$$\Omega_{a(v)} = \frac{Q_v p_{atm}}{\bar{p}_{max} - \bar{p}_{min}}, \quad (3.11)$$

повинні бути однаковими.

Тобто
$$Q_a = Q_{a(n)} = Q_{a(v)}, \quad (3.12)$$

і для газового (пружногазового) режиму циклічної експлуатації покладу загальний газонасичений поровий об'єм покладу Ω_0 буде рівний:

$$\Omega_0 = \Omega_a - \Omega_3, \quad (3.13)$$

а для пружноводонапірного режиму [5], потрібно ще врахувати об'єм заводнення покладу q_6 :

$$q_6 = \Omega_0 - \Omega_a - \Omega_3. \quad (3.14)$$

На протязі періоду стабілізації об'єму “застійних” зон значення $\Omega_{a(n)}$ буде завжди більшим за величину $\Omega_{a(e)}$, в зв'язку з наповненням їх об'єму Ω_3 до відповідного тиску $\bar{p}_{сер}$. Це наглядно підтверджується графіками залежності приведенного тиску \bar{p} від величини сумарного об'єму газу в покладі (пласті ΣQ) на кінець кожного місяця циклу (див. Рис. 3.2-3.4).

Залежності (3.10) – (3.14) підтверджуються фактичними даними циклічної експлуатації Опарського ПСГ, які наведені вище.

Об'єм газу в малопроникних пропластках і “застійних” зонах IV горизонту в ході експлуатації ПСГ поступово збільшувався (цикл нагнітання-відбору залежності $\bar{p} = f(\Sigma Q)$ паралельно зміщується вправо, вздовж осі відборів (див. Рис. 3.2)) і в 1984 р. сягає величини 161 млн. м³, при цьому $\Omega_3 = 2,45$ млн. м³, $q_6 = 3,42$ млн. м³, (див. Табл. 3.2). На кінець 6-го циклу нагнітання (1984 р.) загальний об'єм газу в покладі цього горизонту досяг 739 млн. м³ (58% від проектної величини) і збільшився на 295,9 млн. м³ газу. При цьому максимальний тиск на вибої свердловини зріс до $72,1 \cdot 10^5$ Па (16.10.84). За місяць нейтрального періоду, тиск понизився на $2,1 \cdot 10^5$ Па.

В 1983 р. в поклад V горизонту через 38 нагнітально-експлуатаційних свердловин було подано 1124 млн. м³ газу, при цьому тиск зріс до $89,4 \cdot 10^5$ Па (проект $90 \cdot 10^5$ Па) і загальний об'єм газу в покладі збільшився до 1965,5 млн. м³ (до 85% від проектного – 2310 млн. м³). Після циклу відбору в 1984 р., в період

нагнітання об'єм газу в покладі зріс на 891,8 млн. м³, середній пластовий тиск при цьому став рівним $88,5 \cdot 10^5$ Па і за 15 діб нейтрального періоду знизився до $86,4 \cdot 10^5$ Па (на 31.10.84). Дані графіка циклічної експлуатації цього горизонту (див. Рис. 3.3) підтверджують подальше заповнення “застійних” зон: графік залежності $\bar{p} = f(\Sigma Q)$ циклу відбору-нагнітання 1983-84 р.р. переміщається вправо при практично тому ж нахилі середньої лінії, тобто відповідає рівності (3.61): $\Omega_{a(n)} = \Omega_{a(v)} = \Omega_a = 15,35$ млн. м³. При цьому загальний об'єм газу в покладі зріс на 177 млн. м³, поровий об'єм газу “застійних” зон становить 8,5 млн. м³, об'єм заводнення – 1,6 млн. м³ (див. Табл. 3.2).

В покладі VI горизонту максимальний об'єм нагнітання був досягнутий в 1983 р. – 950,3 млн. м³. При цьому тиск в покладі досяг проектного значення і був рівний – $90,1 \cdot 10^5$ Па. Такого ж рівня показники 1984 року: в пласт подано 944,5 млн. м³ газу, тиск в кінці нагнітання – $88 \cdot 10^5$ Па і за 14 діб понизився на $3 \cdot 10^5$ Па. При цьому загальний об'єм газу в покладі збільшився на 102,2 млн. м³ (до 1984,4 млн. м³). Дані графіка циклічної експлуатації ПСГ цього горизонту (див. Рис. 3.4) підтверджують стабілізацію порового об'єму вже в 1983 р. на рівні 18,35 млн. м³. Незначне його коливання в межах $19,7 \div 19,1$ млн. м³ свідчить про наявність невеликих за об'ємом (приблизно 0,5 млн. м³) “застійних” зон. При цьому об'єм обводнення покладу рівний 3,06 млн. м³.

Таким чином, в процесі формування техногенних покладів ПСГ Опари в IV-VI виснажених і, частково обводнених горизонтах загальний об'єм газу в “застійних” зонах на кінець циклу нагнітання в 1984 р. був рівний 861 млн. м³. Стабілізувалась практично величина середнього тиску в покладах і відповідні йому величини Ω_z , q_v і Ω_a . Остання відповідає рівності (3.14), а це засвідчує герметичність покладу.

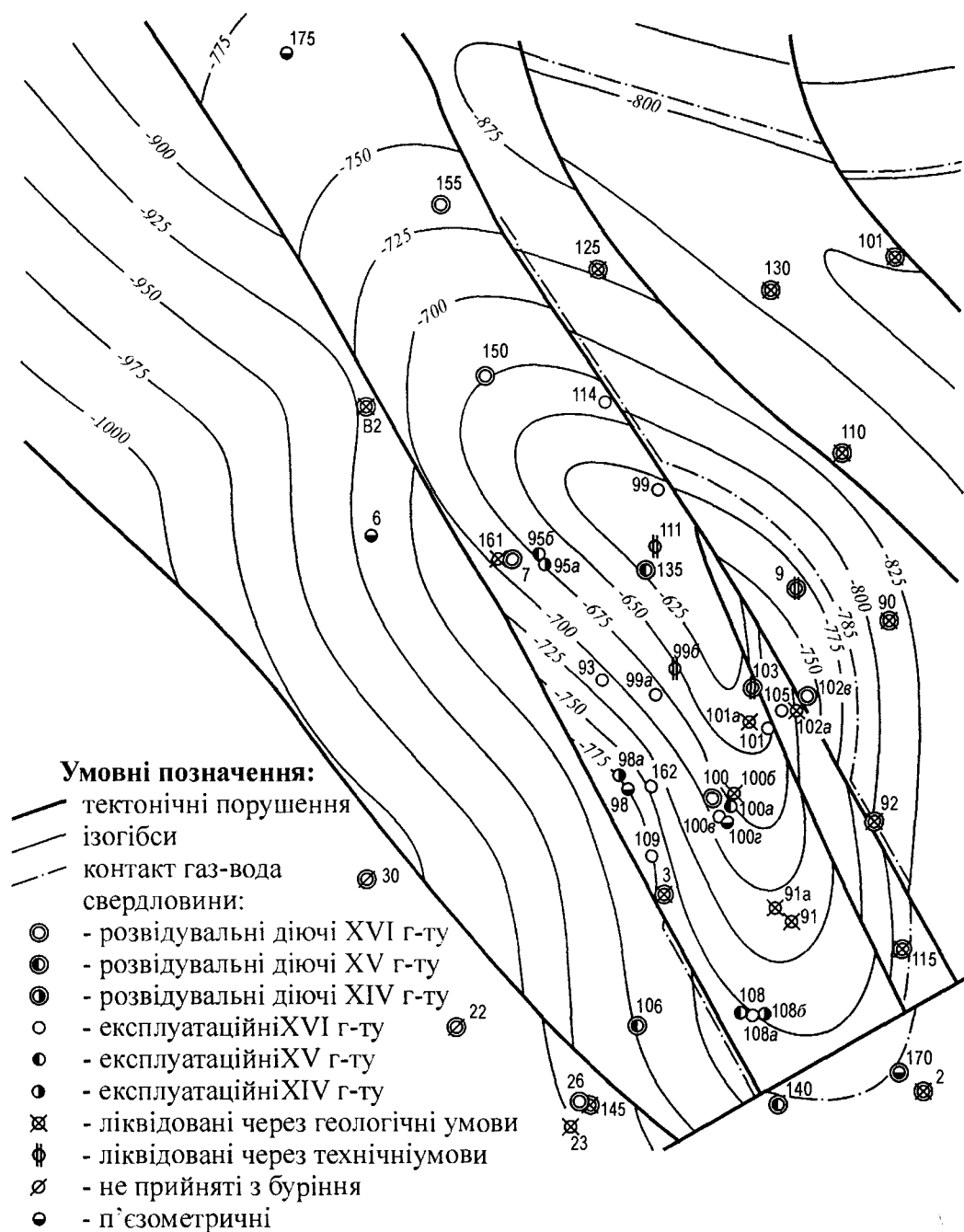
3.2. ПСГ в покладі XVI-го горизонту Угерського родовища

Можливість використання XVI горизонту Угерського родовища, як ємності для підземного зберігання нафти і газу, була обґрунтована ще в 1973 р. [21]. В 1975 р. в ЦКР Мінгазпрому було представлено “Технологічний проект дослідно-промислових робіт переводу XVI горизонту Угерського родовища в режим роботи ПСГ”, затверджений 7.01.1976 р. (Протокол бюро ЦКР № 41/75 від 19.11.75 р.) як “Проект створення резервної ємності в XVI горизонті Угерського ПСГ” з максимально можливим об’ємом нагнітання і відбору газу діючим (12 одиниць) фондом свердловин – 1 млрд. м³.

В межах Угерського родовища XVI горизонт є брахіантиклінальною складкою північно-західного (карпатського) простягання, склепіння якої знаходиться в районі свердловин У-99 – У-102 (Рис. 3.5).

Підняття розбите поздовжніми розломами зсувного характеру на окремі блоки. Центральний блок має вигляд горста. Довжина його 13-14 км, ширина – 1,2-1,6 км, амплітуда – 170-180 м. Горизонт складається з дрібно та середньозернистих кварцових вапнякових пісковиків, товщина яких збільшується в сторону Карпат, від 576 м (св. У-9) до 601 м (св. У-145). Середня ефективна пористість пісковиків становить 25%, ефективна газонасичена товщина 91,2 м при висоті покладу газу 187 м. Проникність, згідно даних лабораторних досліджень, дорівнює 1,0-1,1 Дс. Початкове положення ГВК встановлено на відмітці –798 м. Поклад масивного типу. Площа газонасиченості – 24,1 км².

Початкові запаси газу становили 32,81 млрд. м³ при пластовому тискові $103,5 \cdot 10^5$ Па та температурі 46°C. Станом на 01.01.1975 р., з врахуванням кількості газу, який перетік з Більче-Волицького родовища (4420 млн. м³) і газу випущеного в повітря під час аварійного фонтанування свердловини У-105 (2640 млн. м³), з покладу видобуто 37,415 млрд. м³ газу. При цьому поточний приведений пластовий тиск дорівнював $15 \cdot 10^5$ Па.



останні три роки становив більш ніж 18 млн. м³/рік. До кінця 1974 року поточний газонасичений об'єм пласта становив 159,1 млн. м³ [28, 32].

Дослідне нагнітання газу розпочато в вересні 1974 року. Динаміка основних показників перших років роботи XVI горизонту в режимі ПСГ наведена в Табл. 3.4. Через відсутність достатнього об'єму газу для нагнітання помітне значне коливання питомого нагнітання-відбору газу, однак, в цілому, ці дані підтверджують правильність висновків про зміну порових об'ємів та режиму роботи покладу, наведених в роботі [28]. Так, за період, який розглядається (IV.1975-IV.1977) в поклад подано 470 млн. м³ газу і відібрано 524 млн. м³, при цьому тиск в покладі не залишався на рівні 1975 року, а збільшувався з $14,6 \cdot 10^5$ до $16,7 \cdot 10^5$ Па.

Правомірними є висновки, наведені в нашій роботі [28] про те, що:

- пружний запас покладу XVI горизонту пропорційний гідростатичному тиску і для Угерського покладу дорівнює $3,04$ млн. м³/10⁵ Па;

Таблиця 3.4

Динаміка основних показників роботи XVI горизонту Угерського газового родовища в режимі ПСГ (1975-1977 р.р.)

Період	Середній тиск на кінець циклу, $\cdot 10^5$ Па		Приведений пластовий тиск \bar{p} , $\cdot 10^5$ Па	Підвищення (+) або зниження (-) тиску \bar{p} , $\cdot 10^5$ Па	Нагнітання (+) або відбір (-) газу, $\cdot 10^5$ Па	Відбір (нагнітання) на одиницю зниження тиску, млн. м ³ /10 ⁵ Па
	$p_{ст}$	$p_{пл}$				
1.I.1975-30.IV.1975	12,60	14,60	13,7	-	-191,156	-
19.V.1975-15.X.1975	15,91	18,09	17,0	+3,3	+428,312	129,79
16.X.1975-30.IV.1976	15,20	17,33	16,29	-0,71	-218,246	307,390
1.V.1976-12.VI.1976	15,45	17,60	16,54	+0,25	+25,705	102,82
25.XI.1976-30.IV.1977	14,60	16,69	15,68	-0,86	-111,993	130,22

- за умови усталеної циклічної експлуатації газосховища поточний газонасичений об'єм встановиться на рівні

$$\Omega_t = 3,04 \bar{p}_{сер}, \quad (3.15)$$

де $\bar{p}_{сер}$ – середній за сезон нагнітання і відбору приведений тиск в ПСГ при його циклічній експлуатації, 10^5 Па.

- при значенні максимального тиску в ПСГ $55 \cdot 10^5$ Па і мінімального $15 \cdot 10^5$ Па активний його об'єм становить 3046 млн. м³, буферний – 1370 млн. м³, при цьому газонасичений об'єм газосховища становитиме приблизно, 90 млн. м³. Фонд експлуатаційних свердловин – 33 одиниці.

3.3. Більче-Волиця-Угерське ПСГ

В 1983 році УкрНДІгазом було розроблено проект створення ПСГ на базі вироблених покладів XVI горизонту Більче-Волицького і Угерського родовищ. Це газосховище, поряд з Північно-Ставропольським в Росії, стало найбільшим за величиною активного об'єму газу і добовою продуктивністю газосховищем в Європі.

Геолого промислова характеристика покладів XVI горизонту Більче-Волиця–Угерського ПСГ наведена в Табл. 3.5.

Облаштування Угерського покладу проводилось згідно технологічного проекту, виконаного ВНДПІтрансгаз (м. Київ). Пробурено додатково 46 свердловин. До ГЗП-2 підключено 50 свердловин (в т.ч. 4 свердловини старого фонду).

За цей час на площі Більче-Волицького покладу пробурено 189 свердловин, з них 59 свердловин великого діаметру. Згідно листа Мінгазпрому СРСР за

Таблиця 3.5

Геолого-промислова характеристика покладів Більче-Волиця-Угерського ПСГ

Показники	Одиниця виміру	Поклади	
		Угерський	Більче-Волицький
Глибина покрівлі	м	983-1080	937-1055
Початковий пластовий тиск	кгс/см ²	103,5	103,8
Поточний (перед створенням ПСГ) пластовий тиск	кгс/см ²	14,6	9,0
Площа газонасиченості (початкова)	км ²	24,1	52,6
Висота покладу	м	18,7	138
Відкрита пористість	%	25,1	21,4
Проникність пласта	мДс	20-480	20-650
Газонасиченість	%	86	83
Газонасичений об'єм:			
– початковий	млн. м ³	327	410
– поточний	млн. м ³	150	180

№РВ-515 від 25.11.1986 подальше буріння свердловин здійснювалось згідно проекту. Було підключено 159 свердловин: 70 свердловин індивідуально до ГЗП-1 за променевою схемою; 89 свердловин – до ГЗП-3 за колекторною схемою збору (розподілу) газу. Пізніше кількість підключених до ГЗП-3 свердловин була доведена до 119 штук. Введені в експлуатацію компресорні цехи №1, 2, 3. Пробурені пізніше 102 свердловини були підключені до ГЗП-4 за колекторною схемою збору (розподілу) газу.

Облаштування газосховища практично було закінчене в 1996 році. 341 свердловина лінійно-колекторною системою збору газу згруповані в чотири газозбірні пункти (ГЗП) з компресорними цехами загальною потужністю 321,9 МВт. ГЗП з'єднані між собою газопроводом Ø1200 мм протяжністю 18 км, а далі газопроводом Більче-Волиця–Долина Ø1400 мм, розрахованим на робочий тиск 7,5 МПа. На сховищі вперше використані вітчизняні компресори типу

ГПА-16. 59 свердловин мають експлуатаційні колони $\varnothing 219$ мм і фонтанні – $\varnothing 168$ мм. У всіх інших свердловинах НКТ $\varnothing 114$ мм. Система осушення і підготування газу доведена до проектної потужності.

Для забезпечення надійної роботи газосховища пробурений і введений в дію 10% резерв свердловин.

Згідно технологічного проекту (Протокол ЦКР 18/83 від 21.09.1983) активний об'єм Більче-Волиця–Угерського ПСГ складає 17,6 млрд. м³ при загальному об'ємі газу в сховищі 27,9 млрд. м³ (Табл. 3.6).

Таблиця 3.6

Технологічні показники Більче-Волиця–Угерського ПСГ

Показники	Сховище		Всього
	Більче-Волиця	Угерське	
Загальний об'єм газу, млн.м ³	18320	9600	27920
в т.ч.			
– активний об'єм газу	12370	5270	17640
– буферний об'єм газу	5950	4330	10280
– в т.ч. залишкові запаси газу	1300	2200	3500
Максимальний тиск, $\frac{МПа}{ат}$	$\frac{9,81}{100}$	$\frac{6,37}{65}$	
Мінімальний тиск, $\frac{МПа}{ат}$	$\frac{3,43}{35}$	$\frac{3,04}{31}$	
Кількість свердловин, шт.	146	31	174
– з них пробурених, шт.	146	28	166
Добовий дебіт, млн.м ³ :			
– при відборі газу	110	20	130
– при нагнітанні газу	105	20	125
Старий фонд свердловин в початковий період, шт.	19	13	32
Поточний газонасичений об'єм, млн.м ³	180	150	330

Дані експлуатації ПСГ за 1983-1988 рр. виявили невідповідність деяких проектних і фактичних параметрів циклічної роботи сховища. На кінець циклу

нагнітання кількість газу в пласті перевищувала проект на 820 *млн.м³*. Пластовий тиск в Угерському покладі був на 1,93 *МПа*, а в Більче-Волицькому – на 3,42 *МПа* нижчий від проектного значення. Фактичний газонасичений об’єм пласта в 1,7 раз перевищував його розрахункову величину. Тому Львівським комплексним науково-дослідним відділом УкрНДІгаз були виконані “Корективи...” до технологічного проекту, які були затверджені Мінгазпромом СРСР у 1989 р. (Протокол 36/89 від 08.09.1989). Згідно цих коректив, активний об’єм газу зріс в 1,2 рази при загальному об’ємі газу в ПСГ 33450 *млн.м³* (Табл. 3.7)

Таблиця 3.7

Основні технологічні показники Більче-Волиця–Угерського ПСГ після коректив проекту

Показники	Сховище		Всього
	Більче-Волиця	Угерське	
Загальний об’єм газу, <i>млн.м³</i>	24810	8640	33450
в т.ч.			
– активний об’єм газу	18030	3140	21170
– буферний об’єм газу	6780	5500	12280
в т.ч.			
– залишкові запаси газу	1300	2200	3500
– залишкові запаси газу	5480	3300	8780
Максимальний тиск, <i>МПа</i>	9,9	10	
Мінімальний тиск, <i>МПа</i>	2,3	2,6	

Однак після 1990 року, в зв’язку в відсутністю вільного об’єму транзитного газу з Росії в країни Західної Європи, Більче-Волиця-Угерського ПСГ працювало на 0,3÷0,5 від проектної потужності, при цьому спостерігається коливання як мінімального, так і середнього тисків в ПСГ (Додаток F, Рис. 3.6-3.9). Тому робити кінцеві висновки про реальність цих показників неможливо, але виявлені нами газогідродинамічні особливості прояву пружноводонапірного режиму в

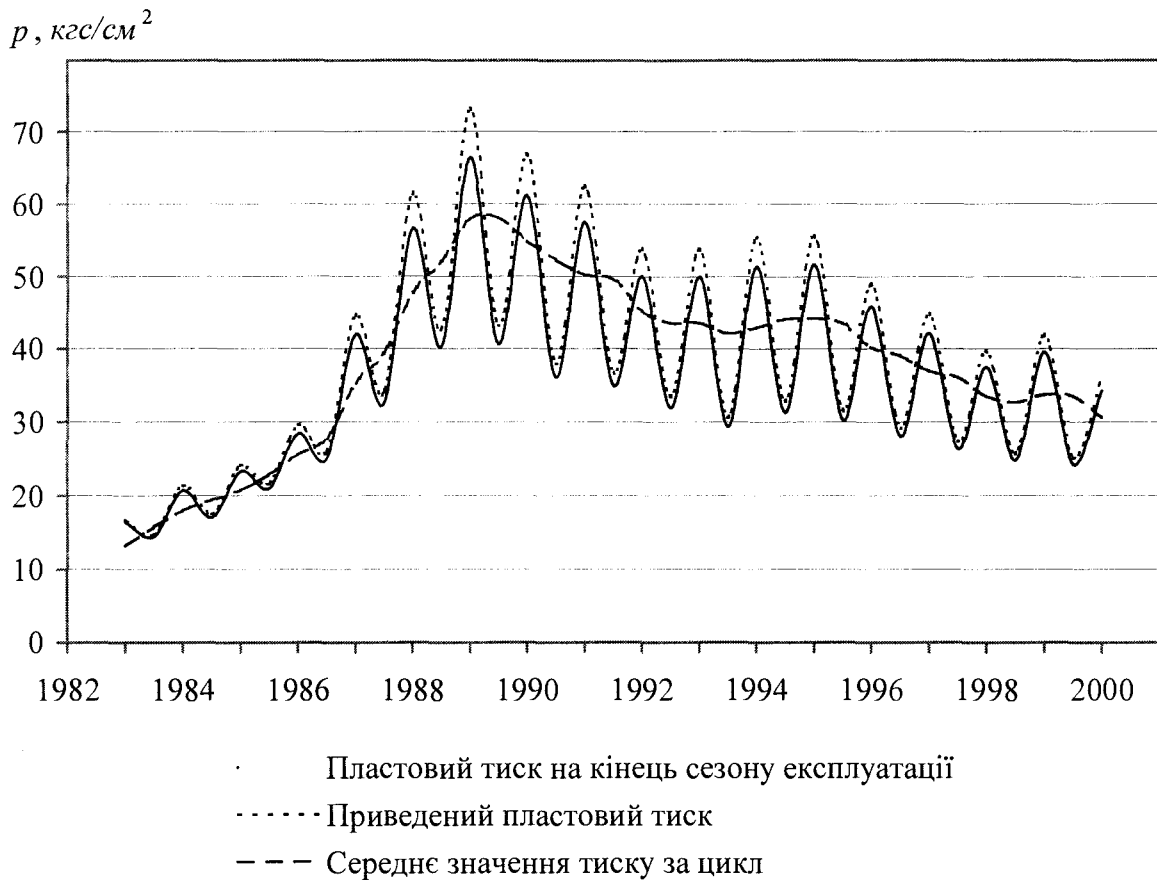


Рис. 3.6 Динаміка зміни пластового тиску Більче-Волицького покладу XVI-го горизонту в процесі циклічної експлуатації

процесі циклічної експлуатації штучних покладів XVI-го горизонту підтверджуються.

Аналіз циклічної експлуатації Більче-Волиця-Угерського ПСГ засвідчує, (див. Рис. 3.6-3.9), що зміна фактичних показників циклічної експлуатації газосховища, особливо Угерського штучного покладу, відповідає газопружному (газовому) режиму його експлуатації. Визначальним параметром для оцінки величини поточного усталеного активного порового об'єму пласта є середній тиск за період відбору-нагнітання тиск в газосховищі і період стабілізації порового об'єму відповідає часові розробки покладу на виснаження з газовим режимом експлуатації. На Рис. 3.6 і 3.7 видно, що протягом 1987-1995 рр. з ростом середнього тиску в Більче-Волицькому покладі газосховища і подальшою його

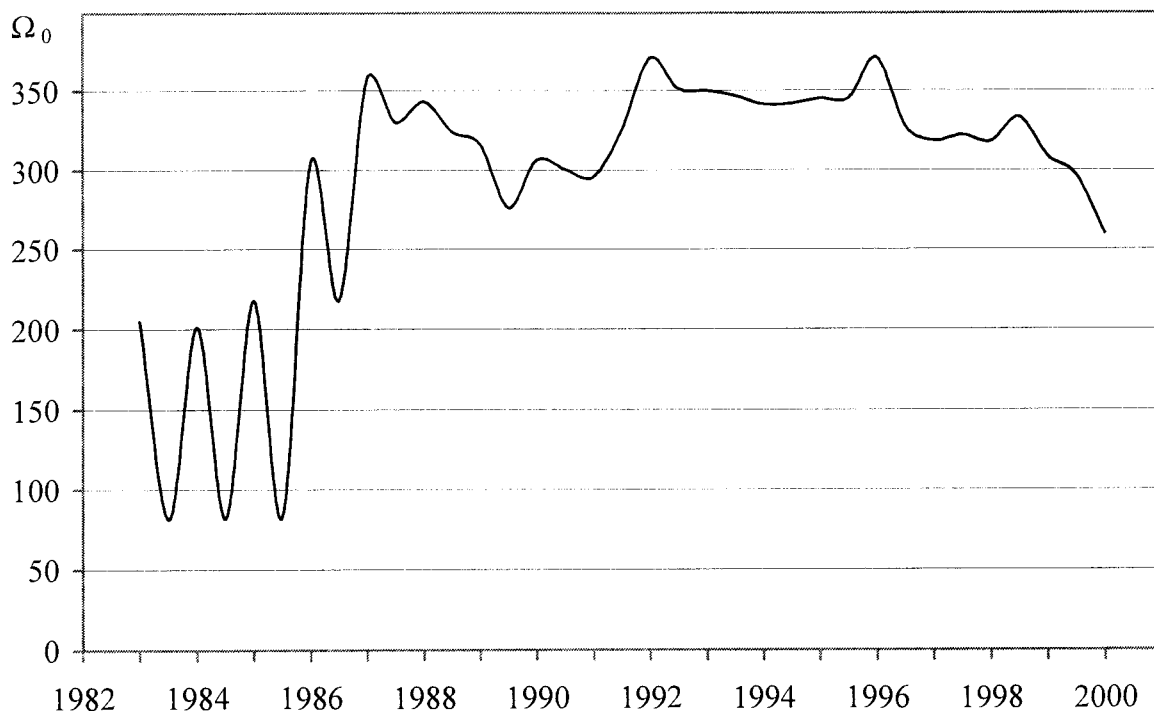


Рис. 3.7 Зміна активного порового об'єму Ω_0 в млн. $m^3/(кгс/см^2)$

Більче-Волицького покладу XVI-го горизонту

в процесі циклічної експлуатації

стабілізацією спочатку на рівні ~ 5 МПа (1988-1991 рр.), а потім – $\sim 4,5$ МПа (1992-1995 рр.) активний газонасичений поровий ПСГ збільшувався до величини 345-350 млн. m^3 і потім стабілізувався на цьому рівні. При коливанні середнього тиску газосховищі Угерського покладу в межах 3,8-4,4 МПа протягом 1987-1997 рр. його активний газонасичений об'єм зріс до 240-250 млн. m^3 .

Слід відмітити, що за перших п'ять років циклічної експлуатації газосховища, починаючи з циклу нагнітання 1983 р., покращились коефіцієнти фільтраційного опору "a" і "b", що входять в формулу притоку газу до свердловини. Так, коефіцієнт "a" зменшився в два рази: в свердловинах Угерського покладу з 0,2 до 0,1, в свердловинах Більче-Волицького покладу з 0,4 до 0,2. При цьому коефіцієнт "b" зменшився на порядок: з 0,01 до 0,001. Таке покращення продуктивної характеристики свердловин ми пояснюємо як осушенням привибійної

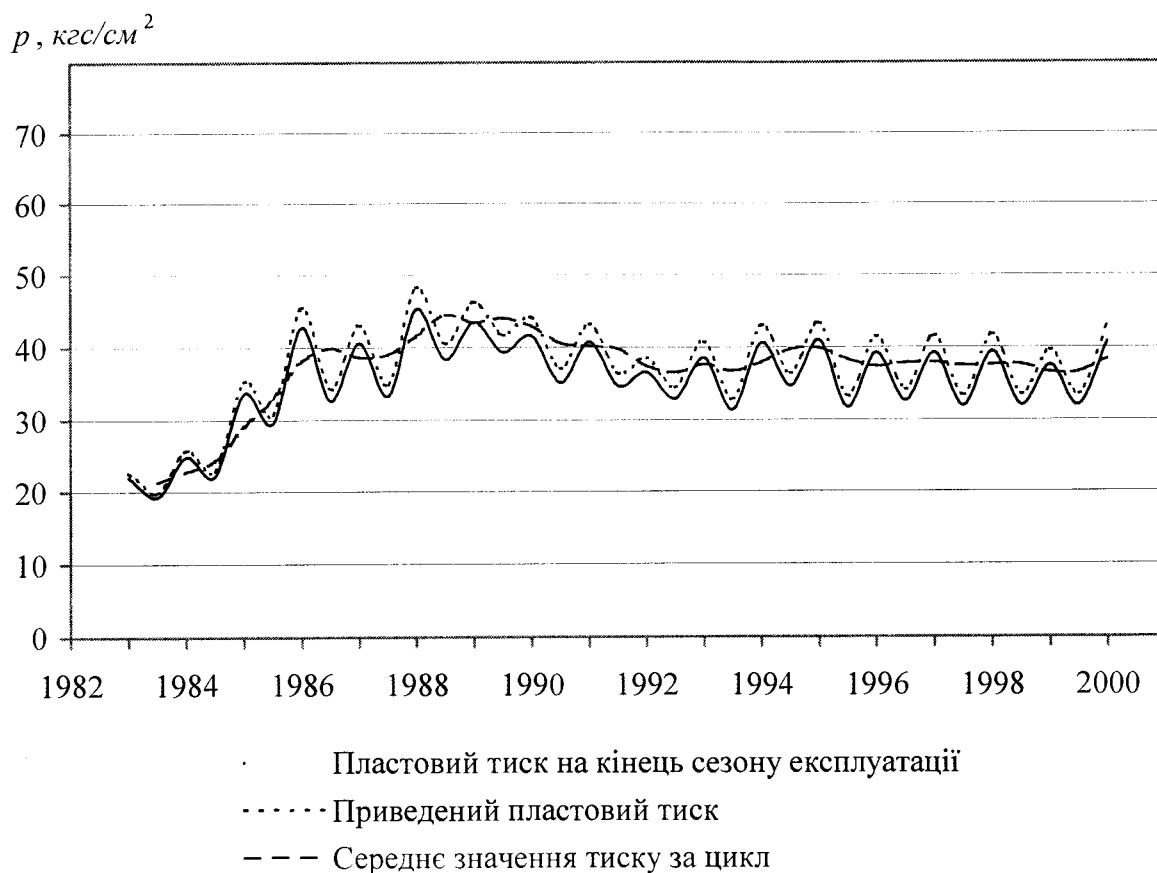


Рис. 3.8 Динаміка зміни пластового тиску Угерського покладу XVI-го горизонту в процесі циклічної експлуатації

зони пласта внаслідок циклічного нагнітання осушеного до точки роси -10°C природного газу, так і деяким збільшенням фільтраційно-ємнісної характеристики колектора. Ці проблеми потребують окремого дослідження і вивчення.

В межах водонапірного басейну Більче-Волицького покладу наявна область пониженого тиску, хоча в п'єзометричній свердловині БВ-302, розміщеної в районі південно-східної частини Дашавського ПСГ, тиск не міняється і рівний початковій величині. Крім того, відсутня взаємодія з нижньокрейдяними та юрськими відкладами, про що свідчать заміри тиску в свердловинах У-200 (в 1984 р.) та У210 (в 1994 р.). Цей факт є додатковим підтвердженням того, що основна частина водоносного басейну знаходиться південно-західніше від Біль-

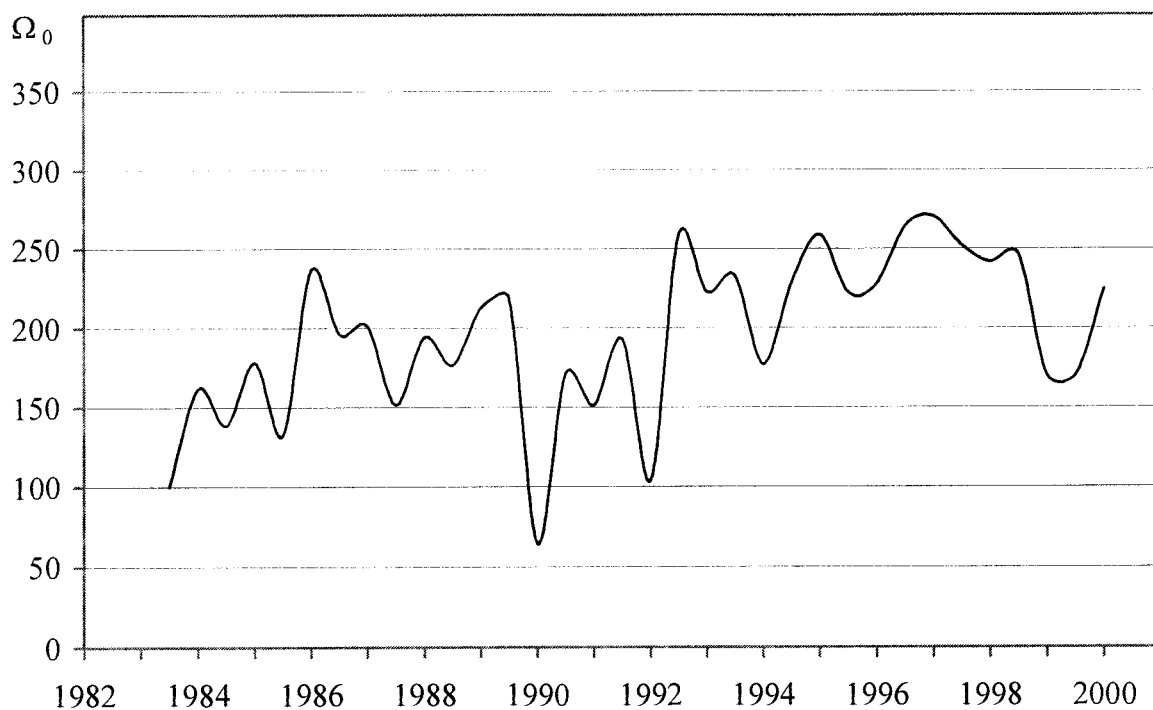


Рис. 3.9 Зміна активного порового об'єму Ω_0 в млн. м³/(кгс/см²)

Угерського покладу XVI-го горизонту в процесі циклічної експлуатації

че-Волиця-Угерського ПСГ, перекрита насувом стебницьких відкладів і контактує з внутрішньою зоною Передкарпатського прогину. Тому в процесі розробки цих покладів газоводяний контакт має нахил в сторону платформи. Так, повністю заводнилились і були ліквідовані свердловини У-3 (1950 р.), У-98 (1956 р.), У-103 (1961 р.), У-91, У-1008, У-100в, У-98 (1974 р.), БВ-90. В 1966 р., після тривалого простоювання через заводнення, ліквідована свердловина У-175. Дані досліджень підтверджують, що поточне положення ГВК в свердловині У-100, яка розміщена в південно-східній частині покладу, знаходиться на 90 м вище від першопочаткового, а в свердловині У-150, що в північно-західній частині родовища, рівень ГВК піднявся на 48 м. Така ж тенденція зміни ГВК в свердловині У-102, розміщеній в південно-східній частині покладу. Ці дані підтверджують, що приплив води в поклад наявний в основному лише з південно-східної і південно-західної сторін, а це, в свою чергу, спричинило нахил ГВК в

сторону Більче-Волиці і платформи. Такий характер заводнення покладів є причиною нерівномірного розподілу пластового тиску у водоносній частині басейну XVI-го горизонту і його пониженням у водоносній частині басейну Більче-Волицького покладу, що знаходиться в зоні впливу при циклічній експлуатації ПСГ, оскільки, за розрахунками, період першої фази пружноводонапірного режиму роботи рівний 270 діб [67].

Аналіз циклічної експлуатації Більче-Волиця–Угерського ПСГ дозволяє зробити певні висновки:

- 1) Зміна фактичних показників при циклічній експлуатації газосховища (особливо Угерського штучного покладу) відповідає газопружному режиму його експлуатації. Визначальним параметром для визначення величини поточного усталеного активного об'єму пласта є середній тиск в газосховищі.
- 2) Як засвідчують дані, наведені на Рис. 3.6-3.9, динаміка зміни тисків і питомих об'ємів покладів підтверджує, що стабільний режим роботи газосховища можливий за умови збереження в процесі циклічної експлуатації сталої величини середнього тиску в газосховищі. Від його значення залежить величина активного і буферного об'єму газу.

РОЗДІЛ 4
ЕФЕКТИВНІСТЬ КОЛЕКТОРНОЇ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ
БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЯ-УГЕРСЬКОГО ПСГ

4.1. Основне рівняння для розрахунків колекторної системи збору газу

Для здійснення розрахунків колекторної системи збору газу, який рухається з дозвуковою швидкістю, необхідно мати стільки рівнянь, скільки є змінних невідомих параметрів.

Для одновимірного ізотермічного ($T = const$) руху газу в трубопроводі постійного перерізу ($S = const$) змінними величинами є швидкість течії w , абсолютний тиск p , коефіцієнт стисливості газу z . Взаємозв'язок цих величин описується наступною системою рівнянь [29]:

рівняння нерозривності $Q_m = (\rho w S) = const$ (4.1)

де ρ – густини газу;

w – швидкість газу;

S – площа нормального перерізу потоку.

• рівняння газового стану $p = \rho z R T$, (4.2)

де p – абсолютний тиск газу;

z – коефіцієнта стисливості газу;

R – універсальна газова стала газу;

T – абсолютна температура газу;

- коефіцієнт стисливості газу z можна визначити за формулою В.К. Касперовича (1995 р., ІФІНГ):

$$z = 1 - 5,5 \frac{p\Delta^{1,3}}{T^{3,3}}, \quad (4.3)$$

де p – абсолютний тиск газу, Па;

Δ – відносна густина газу;

T – абсолютна температура газу, К.

- рівняння енергії в диференціальній формі запису:

$$gdz + \frac{dp}{\rho} + wdw + gdh_{мер} = 0 \quad (4.4)$$

Для колекторної системи збору газу, яка об'єднує n свердловин, в кожному перерізі підключення шлейфа від i -ої свердловини ($i = 1, 2, 3, \dots, n$) рівняння неперервності масової витрати газу (4.1) можна записати а такому вигляді:

$$\sum_{i=1}^n (\rho w S)_{шл_i} = (\rho w S)_{кол}, \quad (4.5)$$

де $(\rho w S)_{шл_i}$ – масова витрата газу в шлейфі i -ої свердловини;

$(\rho w S)_{кол}$ – масова витрата газу в колекторі.

Величину ρw в газовій динаміці називають “густина” або “щільність ліній течії” [29, 73]. Згідно рівняння (4.5) сумарний масовий дебіт приєднаних до колектора свердловин завжди рівний масовій витраті газу в даному перерізі колектора. З цього ж рівняння випливає, що якщо сума площ нормальних перерізів шлейфів приєднаних свердловин $\sum S_{шл}$ буде перевищувати площу нормального

перерізу колектора $S_{кол}$, то це приведе до виникнення додаткового динамічного опору, який можна охарактеризувати, як місцевий опір типу “звуження”, еквівалентний величині збільшення щільності ліній течії $(\rho w)_i$. Для того, щоб такого опору не виникало, повинна виконуватися умова рівності щільності ліній течії в шлейфах і колекторі:

$$(\rho w)_{шл} = (\rho w)_{кол}. \quad (4.6)$$

Якщо виконується ця умова, то рівняння (4.5) можна переписати в наступному вигляді:

$$(\rho w)_{шл} \sum_{i=1}^n S_{шл_i} = (\rho w)_{кол} S_{кол} \quad (4.7)$$

або

$$\sum_{i=1}^n S_{шл_i} = S_{кол}. \quad (4.8)$$

Рівняння (4.8) формулює умову циліндричності потоку, згідно якої, для того, щоб щільність ліній течії залишалися незмінною, загальна сума площ перерізів шлейфів $S_{шл_i}$ повинна бути рівна площі колектора $S_{кол}$, до якого вони приєднані.

З рівняння (4.7) видно, що динамічний опір внаслідок збільшення щільності ліній течії не виникатиме в колекторній системі лише за умови, коли сумарна площа перерізів шлейфів не буде перевищувати площі перерізу збірного колектора:

$$\sum_{i=1}^n S_{шл_i} \leq S_{кол}. \quad (4.9)$$

Таким чином, на кожній ділянці телескопічного газозбірного колектора допустима (розрахункова) кількість діючих свердловин n , які мають однаковий внутрішній діаметр шлейфів, і які можна приєднувати до колектора без того, щоб в ньому збільшувалась щільність ліній течії (виникав динамічний опір), може бути визначена з нерівності:

$$n \leq \frac{S_{кол}}{S_{шл}} = \left(\frac{d_{кол}}{d_{шл}} \right)^2, \quad (4.10)$$

де $d_{кол}$, $d_{шл}$ – відповідно, внутрішні діаметри колектора і шлейфів.

При різних значеннях діаметрів шлейфів свердловин допустиму кількість свердловин з певним діаметром шлейфа k можна визначити з нерівності:

$$k \leq \frac{S_{кол} - \sum_{i=k+1}^n S_{шл_i}}{S_{шл_k}}. \quad (4.11)$$

4.2. Вплив колекторної системи збору газу на продуктивність експлуатаційних свердловин ПСГ

З метою оцінки впливу роботи збірного колектора на продуктивність експлуатаційних свердловин ПСГ розглянемо наступну модельну задачу [27]. Вважаємо, що певна кількість свердловин з однаковою глибиною і конструкцією приєднуються до початку газозбірного колектора. Рух газу у привибійній зоні свердловин описується двохчленним рівнянням [45]:

$$p_{пл}^2 - p_{виб}^2 = Aq + Bq^2, \quad (4.12)$$

де $p_{пл}$ – пластовий тиск;

$p_{виб}$ – тиск на вибої свердловини;

q – дебіт однієї свердловини;

A, B – фільтраційні коефіцієнти привибійної зони свердловини, які вважаються однаковими для усіх свердловин.

Рух газу в свердловині описується рівнянням [45]:

$$p_{виб}^2 - p_{гол}^2 e^{2S} = K_{св} q^2, \quad (4.13)$$

де $p_{гол}$ – абсолютний тиск на головці свердловини;

$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{z_{сер} T_{сер}}$ – коефіцієнт, який враховує вплив гравітаційних сил на

рух газу в колоні свердловини і залежить від відносної густини газу $\bar{\rho}$, глибини свердловини L , коефіцієнта стисливості газу $z_{сер}$ і середньої температури газу в колоні $T_{сер}$;

$K_{св}$ – коефіцієнт, який враховує гідравлічний опір під час руху газу в свердловині.

Коефіцієнти S і $K_{св}$ для всіх свердловин також будуть однакові.

Рух газу в колекторі описується рівнянням [73]:

$$p_{гол}^2 - p_{ГЗП}^2 = K_{кол} Q^2, \quad (4.14)$$

де $p_{ГЗП}$ – тиск в кінці колектора на вході в ГЗП;

$K_{кол}$ – коефіцієнт, який враховує гідравлічний опір під час руху газу в колекторі;

$Q = nq$ – сумарний дебіт n свердловин.

Пластовий тиск $p_{пл}$ і тиск в кінці колектора $p_{ГЗП}$ вважаються постійними.

Розв'язуючи спільно систему рівнянь (4.12)-(4.14), отримаємо формулу, яка описує сумісну роботу n свердловин і колектора в процесі відбору газу з газосховища:

$$p_{nl}^2 - p_{ГЗП}^2 e^{2S} = \frac{A}{n} Q + \left(\frac{B + K_{св}}{n^2} + K_{кол} e^{2S} \right) Q^2. \quad (4.15)$$

Розв'язуючи рівняння (4.15) відносно Q , отримаємо наступний вираз для обчислення сумарного дебіту n свердловин, які приєднані до одного колектора:

$$Q = \sqrt{\left(\frac{nA}{2(B + K_{св} + n^2 K_{кол} e^{2S})} \right)^2 + \frac{n^2 (p_{nl}^2 - p_{ГЗП}^2 e^{2S})}{B + K_{св} + n^2 K_{кол} e^{2S}}} - \frac{A^2}{2(B + K_{св} + n^2 K_{кол} e^{2S})} \quad (4.16)$$

Аналіз цієї залежності показує, що при збільшенні кількості експлуатаційних свердловин до нескінченості ($n \rightarrow \infty$) сумарний дебіт газу в системі свердловини-колектор прямує до максимальної величини Q_{max} , яка визначається перепадом пластового тиску p_{nl} і тиску на виході з колектору $p_{ГЗП}$, а також гідравлічним опором самого колектора (коефіцієнт $K_{кол}$):

$$Q_{max} = \sqrt{\frac{p_{nl}^2 - p_{ГЗП}^2 e^{2S}}{K_{кол} e^{2S}}}. \quad (4.17)$$

Характер залежності сумарного дебіту від кількості одночасно працюючих свердловин, побудований за формулою (4.16), показаний на Рис. 4.1. Це є гіпербола, яка прямує до максимального значення, що відповідає величині, знайденій за формулою (4.17). Причому, починаючи з деяких значень n , збільшення кількості приєднаних свердловин з однієї сторони дуже мало впливає на

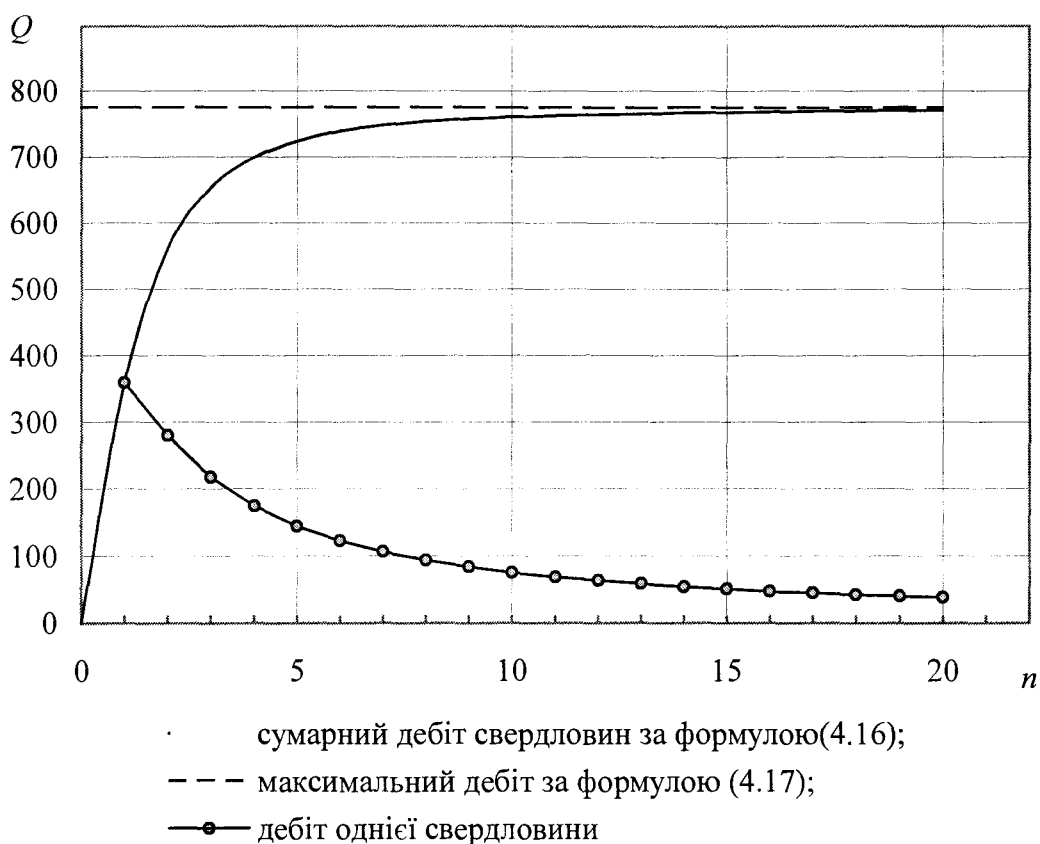


Рис. 4.1 Залежність сумарного відбору газу Q від кількості свердловин n , які підключені до початку колектора

величину сумарного дебіту, а з іншої сторони приводить до суттєвого зменшення продуктивності окремих свердловин.

Таким чином, можна зробити висновок, що колекторна система збору газу може при певних умовах приводити до обмеження відбору газу. Крім того, для даної системи існує певна обмежена кількість свердловин, яку доцільно використовувати для відбору газу, оскільки використання додаткових свердловин не дасть суттєвого виграшу в кількості газу, який видобувається і веде до різкого пониження ефективності використання окремих свердловин, зменшення їх продуктивності, а значить, і до збільшення експлуатаційних затрат.

4.3. Аналіз роботи системи збору газу на ГПЗ-4 Більче-Волиця-Угерського ПСГ

На Більче-Волиця-Угерському ПСГ в діючому фонді є 341 експлуатаційно-нагнітальна свердловина, з них 221 свердловина підключена з використанням колекторної системи збору газу: 119 свердловин до ГЗП-3 і 102 свердловини до ГЗП-4 [34]. Колекторна система збору газу є досить ефективною, оскільки, з одного боку, дозволяє зменшити затрати на приєднання свердловин до пункту збору, очистки, осушення і заміру газу, а з іншого – є більш безпечною з огляду на охорону навколишнього середовища. Газозбірний колектор виконують, переважно, телескопічного типу. Діаметри ступенів колектора послідовно збільшуються із зростанням кількості приєднаних експлуатаційних свердловин. Як засвідчує практика, до одного ГЗП може бути підключено до чотирьох колекторів, які об'єднують сто і більше свердловин.

Для прикладу, розглянемо роботу колекторної системи збору газу ГЗП-4 Більче-Волиця-Угерського ПСГ. До цього ГЗП підведені чотири колектори, кожний з яких має три ступені: 1-ша ступінь – $\varnothing 325 \times 14$ мм; 2-га ступінь – $\varnothing 520 \times 12$ мм; 3-тя ступінь – $\varnothing 720 \times 16$ мм. Структура цієї системи збору газу наведена в Табл. 4.1, а її схема зображена на Рис. 4.2.

Всього ця система збору газу об'єднує 102 свердловини. Для шлейфів свердловин використані труби $\varnothing 159 \times 8$ мм. Довжина шлейфів, як правило, не перевищує 150 м. Тільки десять свердловин (св. №№ 180, 177, 164, 171, 286, 290, 262, 136, 138, 150) мають довші шлейфи, максимально до 355 м (св. №164).

В процесі експлуатації газосховища було виявлено, що розрахований за даними газодинамічних досліджень сумарний дебіт свердловин значно перевищує фактичні показники, отримані при дослідженнях свердловин. Так, згідно даних досліджень, проведених у 1996 р. (Табл. 4.2), сумарний відбір газу з ГПЗ-4 становив $20,1 \text{ млн. м}^3/\text{добу}$, що становить 59% від розрахункової величини-

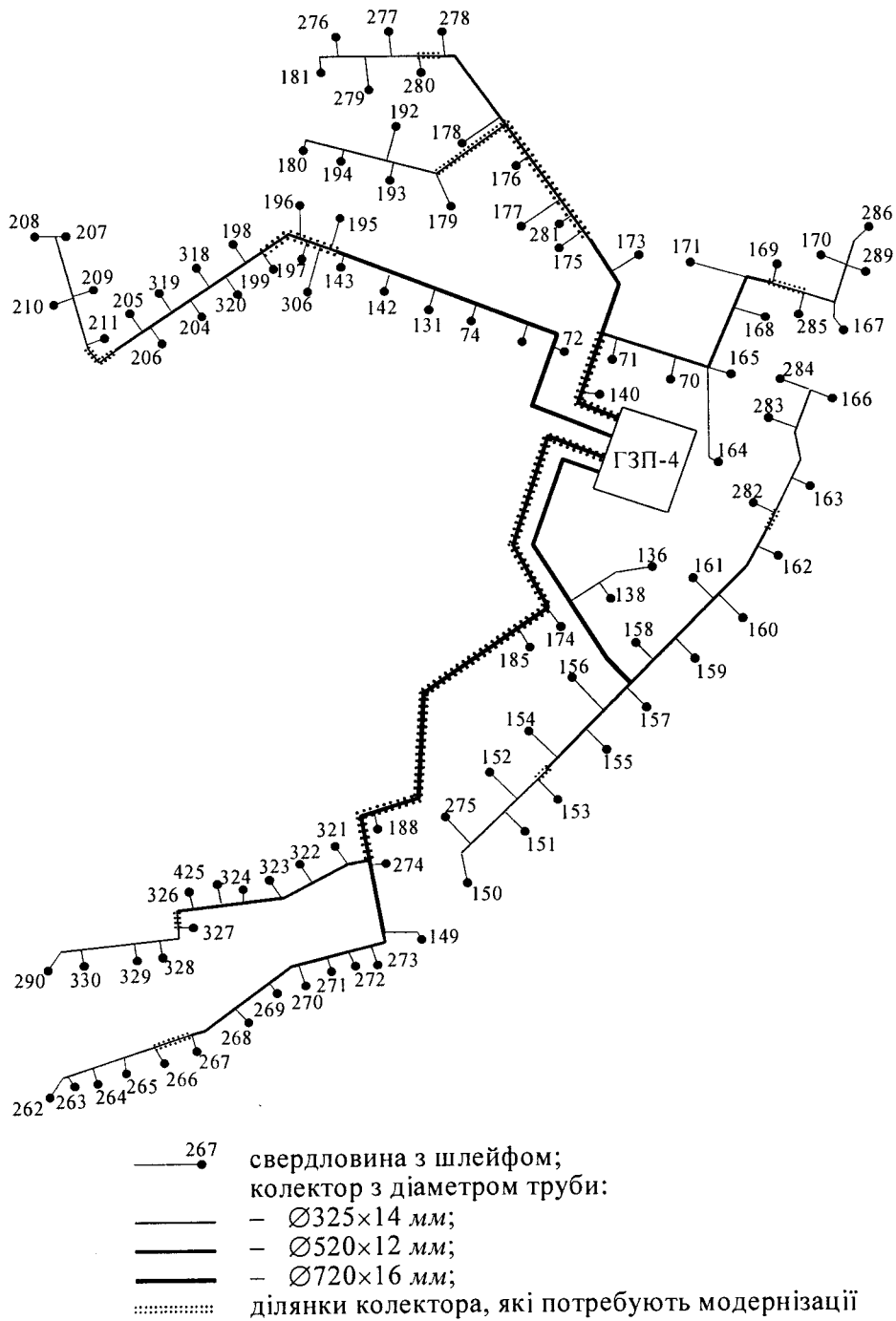


Рис. 4.2 Схема колекторної системи збору газу ГЗП-4

Більче-Волиця-Угерського ПСГ

ни. Відповідне зменшення кількості відібраного газу характерне для кожного з колекторів газозбірного пункту. Як уже говорилося вище, однією з причин такого обмеження кількості газу, що відбирається, може бути виникнення динамічного опору в колекторній системі збору газу.

Таблиця 4.1

Структура колекторної системи збору газу ГЗП-4

№ колектора	№ ділянки	Внутрішній діаметр колектора, мм		Внутрішній діаметр шлейфів, мм	Довжина ділянки, м	Кількість приєднаних свердловин	Сумарна кількість приєднаних до ділянки свердловин	
		дійсний	розрахований				фактична	розрахована
1	1	297	320	143	635	5	5	4
	2	496	590	143	952	12	17	12
	3	688	—	143	1324	6	23	23
2	1	297	320	143	612	5	5	4
	2	297	320	143	395	5	5	4
	3	297	320	143	168	5	5	4
	4	496	572	143	890	6	16	12
	5	496	—	143	824	7	12	12
	6	688	784	143	636	2	30	23
3	1	297	320	143	758	5	5	4
	2	297	320	143	638	5	5	4
	3	496	—	143	881	6	11	12
	4	496	—	143	1017	7	12	12
	5	688	757	143	2371	5	28	23
4	1	297	320	143	568	5	5	4
	2	297	320	143	471	5	5	4
	3	496	—	143	621	6	11	12
	4	496	—	143	417	3	8	12
	5	688	—	143	1003	2	21	23

Для діаметрів ділянок колектора і шлейфів, які використовуються в системі збору газу ГЗП-4 допустима максимальна кількість свердловин, які можуть бути приєднані до відповідних ділянок колектора без того, щоб в них виникав додатковий динамічний опір, згідно рівняння (4.10) буде становити:

- $\varnothing 325 \times 14$ мм: $n \leq (297/143)^2 = 4,31 \approx 4$;
- $\varnothing 520 \times 12$ мм: $n \leq (496/143)^2 = 12,03 \approx 12$;
- $\varnothing 720 \times 16$ мм: $n \leq (688/143)^2 = 23,14 \approx 23$.

Таблиця 4.2

Результати досліджень свердловин ГЗП-4 Більче-Волиця-Угерського ПСГ при відборі газу 1995-1996 рр.

№ колектора	Кількість свердловин	Сумарний відбір газу, тис.м ³ /добу		Середній дебіт однієї свердловини, тис.м ³ /добу		Процентне відхилення
		фактичний	розрахунковий	фактичний	розрахунковий	
1	23	4606,3	7486	200,3	325,5	38%
2	30	6074,1	10262	202,5	342,1	41%
3	27	5325,5	9041	197,2	334,9	41%
4	21	4128,4	7609	196,6	362,3	46%
Разом		20134,3	34398	199,3	340,6	41%

Перевіримо виконання умови (4.9) для колектора ГЗП-4. На тих ділянках колекторів, де кількість приєднаних свердловин перевищує розраховану (див. Табл. 4.1), буде виникати додатковий динамічний опір. Такі ділянки показані на Рис. 4.2 пунктирними лініями. Наприклад, для колектора $\varnothing 325 \times 14$ мм це ділянки після свердловин №№ 211, 179, 280, 285, 327, 266, 153, 282. Для забезпечення нормального гідравлічного режиму роботи колектора на цих ділянках необхідно або прокласти лупінги, або провести заміну труб відповідних ділянок колектора на труби більшого діаметра.

Необхідний внутрішній діаметр труб колектора можна визначити з нерівності:

$$d_{\text{кол}} \geq \sqrt{\sum_{i=1}^n d_{\text{шл}_i}^2}, \quad (4.18)$$

або, за умови, що діаметри шлейфів однакові:

$$d_{\text{кол}} \geq d_{\text{шл}} \sqrt{n_{\text{св}}}. \quad (4.19)$$

Тоді, наприклад, для першого колектора внутрішні діаметри перших двох ступенів повинні, відповідно, бути рівні:

$$d_{кол1} = 143\sqrt{5} \approx 320 \text{ мм},$$

$$d_{кол2} = 143\sqrt{17} \approx 590 \text{ мм}.$$

Результати розрахунку для інших ділянок колекторів наведені в Табл. 4.1.

Проведений аналіз можна розповсюдити і на ділянку трубопроводу, який з'єднує ГЗП і компресорну станцію. Оскільки труба $\varnothing 1020 \times 18$ мм на цій ділянці не забезпечує виконання умови (4.9), то тут теж виникатиме додатковий опір, який веде до значного падіння тиску, і, як наслідок, до виникнення помпажу на вході в турбіни компресора.

4.4. Висновки

1) Колекторна система збору газу на ПСГ ефективна за умови, що в будь-якому нормальному перерізі колектора з площею $S_{кол}$, до якого підключена i -та свердловина з шлейфом площею $S_{шл}$, виконується умова:

$$\sum_{j=1}^i S_{шл_j} \leq S_{кол}$$

2) Порушення умови циліндричності потоку, коли $\sum S_{шл_j} > S_{кол}$, супроводжується виникненням додаткового динамічного опору, еквівалентного збільшенню щільності ліній течії.

- 3) Аналіз моделі колекторної системи збору газу показує, що її максимальна пропускна здатність обмежена гідравлічним опором колектора і не залежить від кількості приєднаних до колектора свердловин. При чому існує певна обмежена кількість свердловин, яку доцільно використовувати для відбору газу, оскільки використання додаткових свердловин не дає суттєвого виграшу в кількості газу, який видобувається і веде до пониження ефективності використання окремих свердловин внаслідок значного зменшення їх дебіту.
- 4) Внаслідок виникнення динамічного опору пропорційно знижується продуктивна характеристика всіх працюючих свердловин, які підключені до місця виникнення цього опору.
- 5) Приведення у відповідність фактично досягнутих дебітів свердловин при колекторній схемі збору газу і дебітів, отриманих при дослідженнях свердловин, можливе лише за умови укладання на необхідних ділянках колектора лупінга або секції колектора з більшим діаметром.
- 6) Порушення умови циліндричності є також причиною виникнення помпажу на вході турбін у випадку необхідності компримування газу, оскільки всі ГЗП з'єднані з компресорними цехами ділянками газопроводів $\varnothing 1020$ мм.

ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

- 1) На підставі досліджень газогідродинамічних особливостей експлуатації газосховищ, створених у виснажених газових покладах з пружноводонапірним режимом розробки, розв'язано важливу науково технічну задачу виявлення закономірностей формування штучного газонасиченого покладу ПСГ і режиму його експлуатації.
- 2) Пружний запас водоносної частини IV-VI горизонтів Опарського ПСГ і XVI горизонту Більче-Волиця-Угерського ПСГ відповідає закону Гука і сумарний об'єм заводнення штучних покладів прямопропорційний величині середнього тиску в газосховищі, а тому, для стабілізації показників циклічної експлуатації газосховищ необхідно підтримувати величину середнього тиску в сховищі сталою. При повному виснаженні покладів пружний запас водоносної частини басейну буде пропорційний початковому гідростатичному тиску, тобто рівний початковому газонасиченому об'єму.
- 3) Період повної стабілізації середнього тиску в газосховищі і в водоносній частині басейну рівний часові розробки покладу на виснаження з газопружним режимом роботи, тобто часові прояву першої фази пружноводонапірного режиму. В цей період формується газонасичений об'єм штучного покладу, величина якого відповідатиме середньому за цикл відбору-нагнітання тискові в газосховищі.
- 4) Оскільки для замкненого водоносного басейну радіус впливу штучного покладу газосховища при його циклічній експлуатації залежить від співвідношення між часом першої фази пружноводонапірного режиму розробки покладу і тривалістю циклу роботи ПСГ, і час фази значно перевищує тривалість циклу, то об'єми заводнення покладу ПСГ будуть незначні і всі газодинамічні розрахунки циклічної експлуатації газосховищ можна вести за формулами для газового режиму роботи покладу. При цьому похибка у ви-

значенні величини газонасиченого об'єму, наприклад, для Опарського ПСГ не перевищує 1,2%.

- 5) Нерівномірне охоплення газонасиченого об'єму пласта експлуатаційними свердловинами супроводжується утворенням т.зв. “застійних зон”. Залучення їх в експлуатацію може бути досягнуте тільки за рахунок буріння додаткової кількості свердловин, розміщених на площі з врахування їх фактичного радіуса дренажу. Газодинамічні розрахунки підтверджують необхідність буріння на Опарському ПСГ додатково 61 свердловини, в т.ч. на IV горизонт – 9, на V горизонт – 31, і на VI горизонт – 21 свердловину.
- 6) Невиконання в системах збору газу умови циліндричності потоку супроводжується появою додаткового динамічного опору, еквівалентного раптовому звуженню, який впливає на роботу всіх ланок системи збору газу як до, так і після місця його появи. Тому при проектуванні або модернізації існуючої колекторної системи збору газу допустиму кількість свердловин n , приєднаних до колектора, необхідно визначати з умови $n \leq S_{кол}/S_{ил}$.
- 7) Економічна ефективність від впровадження рекомендацій з модернізації колекторної системи збору газу полягає в тому, що це тільки на Більче-Волиця-Угерському ПСГ призведе до збільшення продуктивності свердловин на 35-40%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *Анализ* эксплуатации Опарского ПХГ и коррективы технологической схемы его создания с учетом результатов электро моделирования: Отчет о НИР / Ивано-Франковский институт нефти и газа; Гимер Р.Ф. – №5/83–3; № гос. регистрации 01830037261. – Ивано-Франковск, 1983. – 172 с.
2. *Арсенин В.Я.* Математическая физика. – М.: Недра, 1986.
3. *Басниев К.С.* Добыча и транспорт газа и газового конденсата. – М.: Недра, 1985. – 246 с.
4. *Бобошко А.В., Войцицкий В.П., Гимер Р.Ф. и др.* Опыт разработки газовых месторождений Предкарпатья. – Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, ВНИИЭГазпром, 1974.– 52 с.
5. *Бузинов С.Н., Гаспарян В.Р. и др.* Проблемы проектирования и ускоренного строительства базовых и региональных ПХГ в истощенных месторождениях. // Реф.сб.: Транспорт и хранение газа. Обзорная информация. – М.: ВНИИ-Эгазпром, 1984, вып.4. – С. 60.
6. *Бузинов С.Н., Левыкин Е.В.* Методика расчета основных параметров ПХГ. – Газовая промышленность, 1961, №11. – С. 40-46.
7. *Бузинов С.Н., Левыкин Е.В., Солдаткин Г.И.* О буферном и активном объеме при хранении газа в водоносных пластах. – Газовая промышленность, 1964, №11. – С. 33-38.
8. *Бузинов С.Н., Плотыцын А.С.* Оптимальное число скважин, объем буферного газа и мощность КС на подземном хранилище. – Труды ВНИИГАЗ, 1963. – С. 69-74.
9. *Бузинов С.Н., Плотыцын А.С.* Оптимизация числа скважин, объема буферного газа и мощности компрессорной станции на подземном газохранилище. // Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 7-14.

10. Бузинов С.Н., Солдаткин Г.И. О буферном и активном объеме при хранении газа в водоносных пластах. – Газовая промышленность, 1964, №11. – С. 33-38.
11. Бузинов С.Н., Толкушин Г.Ф. Методы оптимизации технологических параметров подземных хранилищ газа. – Транспорт и хранение газа, 1979, №8. – С. 34-37.
12. Бузинов С.Н., Толкушин Г.Ф. Расчет технологической цепочки пласт–скважина–шлейф–КС–соединительный газопровод при циклической эксплуатации ПХГ. – Транспорт и хранение газа, 1980, №7. – С. 13-20.
13. Бузинов С.Н., Толкушин Г.Ф. Способ расчета оптимальных диаметров скважин и шлейфов на подземных хранилищах. – Транспорт и хранение газа, 1980, №6. – С. 24-27.
14. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
15. Войцицкий В.П. и др. Оперативный анализ эксплуатации Опарского ПХГ: Отчет о НИР / КНИЛ УкрНИИГАЗ; Войцицкий В.П. – №17-78 ПК; Львов, 1978. – 85 с.
16. Гимер Р.Ф. Исследование и прогноз обводнения газовой залежи в процессе ее разработки при упруговодонапорном режиме. // Тезисы докладов VII конференции по исследованию скважин и пластов СНТИВНИИ. 1966.
17. Гимер Р.Ф., Васюта Д.М., Липчук М.А. Оценка упругого запаса водоносного бассейна XVI горизонта в связи с использованием его как резервной ёмкости для подземного хранения газа. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Республиканский науч.-техн. сборник. Из-во Львовского гос. Университета, 1984, вып. 21. – С. 95-99.
18. Гимер Р.Ф., Деркач М.П. Формирование газонасыщенного объема газохранилища в истощенных залежах с упруговодонапорным режимом их разработки // Wydanie konferencyjne. Problemy naukowo-badawcze i rozwojowe

- pozukiwań i eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. – Kraków, 2000. – С. 721-723
19. *Гимер Р.Ф., Клочко Ю.С., Ткачук А.И.* Проект доработки Опарского газового месторождения. – Фонды ДП «Львовтрансгаз», 1963.
 20. *Гимер Р.Ф., Крывко Я.С., Натына П.М. и др.* О возможности сброса промышленных вод в верхнемеловый продуктивный горизонт месторождений Угерско и Бильче-Волица. – Газовое дело, 1967, №4. – С. 23-28.
 21. *Гимер Р.Ф., Крывко Я.С., Петрив И.М. и др.* О целесообразности расширения подземных хранилищ газа в Угерско и Дашаве. – Транспорт и хранение газа, 1973, №11.
 22. *Гимер Р.Ф., Петрив И.М., Павлюх И.С.* Характер распределения пластового давления в Угерском ПХГ и его учет при прогнозировании закачки газа. – Транспорт и хранение газа, 1975, №5.
 23. *Гимер Р.Ф., Петрив И.М., Ткачук А.И.* О характере взаимодействия верхнемеловых залежей газа месторождений Угерско и Бильче-Волица. – Газовое дело, 1963, №5.
 24. *Гимер Р.Ф., Солецкий Е.В., Петрив И.М. и др.* Продвижение подошвенной воды в верхнемеловых залежах газовых месторождений Угерско и Бильче-Волица и характер пластовой водонапорной системы. – Газовое дело, 1967, №3. – С. 19-27.
 25. *Гимер Р.Ф., Ткачук А.И.* Методика прогнозирования показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме. – Газовое дело, 1967, №3. – С. 27-33.
 26. *Гимер Р.Ф., Ткачук А.И.* Предварительные результаты доразведки Опарского ПХГ и оценка поровых объемов / Отчет по х/д теме №315, этапы III-IV. – ИФИФНГ, 1974.
 27. *Гімер П.Р., Деркач М.П.* Вплив сумісної роботи свердловин і збірного колектора на продуктивність свердловин ПСГ // Збірник наукових праць. Мате-

- ріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”. Івано-Франківськ, 31.10-3.11.2000. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – т.3. – С. 98.
28. *Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П.* Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.
29. *Гімер Р.Ф., Гімер П.Р.* Основи газової динаміки. Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 228 стор.
30. *Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П.* Формування газонасиченого об’єму газосховища. – Нафтова і газова промисловість, 2000, №5. – С. 57-59.
31. *Гімер Р.Ф., Гораль Л.Т., Андрійшин М.П.* Розрахунок коефіцієнта п’єзопровідності по картах ізобар. – Нафтова і газова промисловість, 1992, №2. – С. 52-53.
32. *Гімер Р.Ф., Деркач М.П.* Закономірності обводнення газового покладу XVI горизонту Угерсько-Більче-Волицького ПСГ // Збірник наукових праць. Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”. Івано-Франківськ, 31.10-3.11.2000. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – т.3. – С. 97-98
33. *Даниленко В.А., Иванов В.В., Покрышко М.С.* Оценка надежности пород-покрышек подземных хранилищ газа. – Нефтяная и газовая промышленность, 1985, №3. – С. 45.
34. *Деркач М.П.* Ефективність колекторної схеми збирання і розподілу газу. – Нафтова і газова промисловість, 2001, № 2. – С. 48
35. *Деркач М.П.* Роль підземних сховищ газу в надійності транзитних поставок газу до Європи та газопостачання споживачів України. – Нефть и газ, 2001, № 4. – С. 2-8.
36. *Деркач М.П., Буняк Л.К.* Стан, проблеми і перспективи розвитку трубопровідного транспорту нафти і газу та підземних газосховищ у Західному регіоні України // Стан, проблеми і перспективи розвитку Нафтового комплексу

- у Західному регіоні України. Матеріали однойменної конференції. НТЗ УНГА, Львів, 1995. –
37. *Деркач М.П., Войціцький В.П.* Досвід створення та циклічної експлуатації Більче-Волицько-Угерського підземного газосховища // *Нафта і газ України. Збірник наукових праць*, Харків, 1996. –
38. *Деркач М.П., Войціцький В.П., Бойко Р.В.* Досвід проведення інтенсифікації роботи свердловин на ПСГ “Львівтрансгаз” // *Матеріали науково-практичної конференції УНГА “Нафта і газ України”, т.2.* – Полтава, 1998. – С. 151
39. *Деркач М.П., Войціцький В.П., Гришук С.Г.* Забезпечення надійності експлуатаційних свердловин на ПСГ (на прикладі ПСГ ДП “Львівтрансгаз”) // *Наук.-техн. збірник: Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. № 35 (том 5).* – Івано-Франківськ, 1998. – С. 53-58.
40. *Деркач М.П., Войціцький В.П., Савків Б.П., Спанчак В.І* Саморозгвинчування фонтанних труб при експлуатації підземних сховищ газу та його попередження // *Нафта і газ України, МНПК УНГА, Харків, 1996.* –
41. *Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах.* / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984, т. 1. – 360 с.
42. *Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И. и др.* Прогноз и регулирование разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
43. *Закиров С.Н., Коршунов Л.Г.* Решение задачи с подвижной границей раздела газ-вода. – *Газовая промышленность*, 1977, №3. – с.45-46.
44. *Закиров С.Н., Лапук Б.Б.* Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 374 с.
45. *Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных пластов и скважин.* / Под ред. Г.А. Зотова и З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

46. *Іващенко О.М., Войціцький І.В., Деркач М.П.* Вплив основних геолого-промислових чинників на досконалість підземних сховищ газу західних областей України // НТЗ “Питання розвитку газової промисловості України”, вип. XXVII (до 40-річчя УкрНДІгазу), Харків, 1999 р. С. 129-134.
47. *Козлов А.А., Минский Е.М.* Взаимодействие газовых месторождений в процессе их эксплуатации. – Газовая промышленность, 1958, №3.
48. *Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Колбиков С.В. и др.* Опыт эксплуатации подземных хранилищ газа. // Реф. сб.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977, вып.15.– 60 с.
49. *Коротаев Ю.П., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 486 с.
50. *Кристеа Н.* Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1961. Т.1. – 342 с.
51. *Ланук Б.Б. и др.* О конусах подошвенной воды в газовых залежах. – Газовая промышленность, 1961, №2.
52. *Ланук Б.Б.* О степени и характере вскрытия пластов в газовых залежах с подошвенной водой. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Труды МИНХ и ГП, вып.42.
53. *Ланук Б.Б.* Применение методов ядерной физики для определения предельного дебита скважин и предельной депрессии в газовых и нефтяных скважинах с подошвенной водой в газонефтяных и нефтегазовых месторождениях. // Труды МИНГ и ГП. М.: Гостоптехиздат, 1963, вып. 42.
54. *Ланук Б.Б.* Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.
55. *Левикин Е.В.* Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
56. *Лейбензон Л.С.* Нефтепромысловая механика. Часть II. Подземная гидравлика воды, нефти и газа. – М.: Недра, 1934.

57. *Лурье М.В.* Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. – М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУНГ им. И.М. Губкина, 2001. – 350 с.
58. *Минский Е.М.* О притоке газа к забою несовершенной скважины при нелинейном законе распределения. // Труды ВНИИГаз, 1954, вып V. – М.: Гостоптехиздат, 1954.
59. *Минский Е.М., Малых А.С.* О центральном расположении скважин (на примере Северо-Ставропольского месторождения) // Труды ВНИИГаз, 1963, вып. 18/26. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
60. *Минский Е.М., Марнов П.П.* Экспериментальные исследования сопротивления несовершенной скважины. // Труды ВНИИНефть, 1956, вып. VIII.
61. *Минский Е.М., Хейн А.Л.* Высокодебитные газовые скважины. – Газовая промышленность, 1958, №1.
62. *Пилип Я.А., Даниленко В.А., Иванов В.В., Трушкевич Р.Т.* Изучение экранирующих свойств сарматских глин Предкарпатья. // Геология и геохимия нефтегазовых провинций Украины. – К.: Наукова думка, 1977. – С. 41-47.
63. *Размещение эксплуатационно-нагнетательных скважин на ПХГ / С.Н. Бузинов, Г.С. Крапивца, Б.В. Скрипунов, Г.И. Солдаткин.* // Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – С. 42-48.
64. *Солецкий О.В., Савків Б.П., Войціцький В.П.* Підвищення ефективності експлуатації ПСГ з підшовною водою. – Нафтова і газова промисловість, 1996, №1. – С. 36-37
65. Способ подземного хранения газа в водоносных пластах. А.с. 1564924 / Солецкий О.В., Кондрат Р.М., Войцицкий В.П., Савкив Б.П., Маковский С.А.
66. *Технологическая схема создания подземного хранилища природного газа в Опарах.* Выполнено в УкрНИИГАЗе. Научн. рук. Баранов А.В., Харьков, 1969.
67. *Технологический проект опытно-промышленных работ по переводу XVI горизонта Угерского месторождения в режим ПХГ: Отчет о НИР / Ивано-*

- Франковский институт нефти и газа; Гимер Р.Ф. – №315 (I –II этапы), № гос. регистрации 7429923, – Ивано-Франковск, 1975. – 206 с.
68. *Хейн А.Л.* Газодинамические расчеты ПХГ. – М.: Недра, 1968. – 314 с.
69. *Хейн А.Л.* Использование метода последовательной смены стационарных состояний для решения задач по вытеснению воды газом. – Труды ВНИИ-Газ. – М.: 1961, вып.11. – С. 162-195.
70. *Хейн А.Л.* Приближенная теория установившегося притока жидкости и газа к несовершенным скважинам с меридиально симметричной конструкцией забоя. // Труды ВНИИГаз, М.: Гостоптехиздат, 1956, вып. VIII.
71. *Чарный И.А.* О притоке к несовершенным скважинам при одновременном существовании различных законов фильтрации в пласте. // Изв. АН СССР, ОТН, 1950, №5.
72. *Чарный И.А.* О продвижении подошвенной воды в газовых залежах купольного типа. // Изв. АН СССР, ОТН, 1950, №9. – С. 1326-1344.
73. *Чарный И.А.* Основы газовой динамики. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.
74. *Чарный И.А.* Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
75. *Ширковский А.И.* Подземное хранение газа. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 75 с.
76. *Ширковский А.И.* Техничко-экономическое определение числа скважин, объема буферного газа, мощности компрессорной станции и глубины поисков ловушек при подземном хранении природного газа. – Газовая промышленность, 1958, №11. – С. 33-38.
77. *Ширковский А.И., Гершанович Г.Г.* Анализ процесса обводнения газохранилищ при его циклической эксплуатации. // Реф. сб.: Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИГазпром, 1973, вып. 3. – С. 18-26.

78. *Ширковский А.И., Гершанович Г.Г.* Анализ процесса обводнения подземного газохранилища при его циклической эксплуатации. // Реф. сб.: Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИГазпром, 1978, вып. 12. – С. 18-26.
79. *Ширковский А.И., Гершанович Г.Г.* Оптимизация технико-экономических показателей ПХГ при упруговодонапорном режиме эксплуатации. – Газовая промышленность, 1980, №3. – С. 46-50.
80. *Ширковский А.И., Левыкин Е.В.* Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
81. *Щелкачев В.Н.* Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
82. *Щелкачев В.Н., Ланук Б.Б.* Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.
83. *Chatas, A.T:* A. Practical Treatment of Nonsteady-state Flow Problems in Reservoir System. *Petrol. Engr.*, 25 (5): B 42; 25 (6): B 38; 25 (9): B 44 (1953)
84. *Cornell, D:* Applying Van Everdingen and Hurst Solutions to Natwal Gas Flow Problems, *World Oil*, 142 (2): 134 (1956).
85. *Cornell, D:* Unsteady State Flow in Gas Reservoirs, *World Oil*, 144 (2): 133 (1957).
86. *Katz D.L., Coats K.H.* Underground Storage of Fluids. – Ann Arbor, MI., 1968. – 575 p.
87. *Tek M.R.* Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. – Penn-Well Publishing Co., 1996. – 425 p.
88. *Tek M.R.* Underground Storage of Natural Gas. – Houston: Gulf Publishing, 1987.

ДОДАТКИ

Додаток А – Розрахунок обводнення і зміни порового об'єму Опарського ПСГ

Таблиця А.1

Розрахунок обводнення покладу газу IV горизонту Опарського родовища
 ($p_0 = 68,6 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $\Omega_0 = 13,59 \text{ млн. м}^3$)

Роки	\bar{p}_t , 10^5 Па	Сумарний відбір з по- чатку експлуатації, млн. м^3	Зниження приведеного тиску $\Delta\bar{p}$, 10^5 Па	$\Delta\bar{p}\Omega_0$	Об'єм за- воднення q_v , млн. м^3	Поточний газовий поровий об'єм Ω_t , млн. м^3	Величина пи- тогого обвод- нення $q_v/\Delta\bar{p}$, $\frac{\text{млн. м}^3}{10^5 \text{ Па}}$
1947	68,6	—	—	—	—	—	—
1951	56,2	173,2	12,4	168,52	0,08	13,51	0,0067
1954	50,5	297,0	18,1	245,98	1,01	12,58	0,0558
1957	45,3	389,5	23,3	316,65	1,61	11,98	0,0690
1960	43,0	439,5	25,6	347,90	2,14	11,46	0,0832
1963	37,7	525,0	30,9	419,93	2,79	10,80	0,0902
1966	28,3	645,3	40,3	547,68	3,45	10,14	0,0856
1969	20,3	741,3	48,3	656,40	4,18	9,41	0,0866
1970	18,4	765,2	50,2	682,22	4,51	9,08	0,0898
1979	22,55	804,9	46,05	625,82	7,94	5,65	0,1725

Таблиця А.2

Розрахунок обводнення покладу газу V горизонту Опарського родовища
 ($p_0 = 81,1 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $\Omega_0 = 25,52 \text{ млн. м}^3$)

Роки	\bar{p}_t , 10^5 Па	Сумарний відбір з по- чатку експлуатації, млн. м^3	Зниження приведеного тиску $\Delta\bar{p}$, 10^5 Па	$\Delta\bar{p}\Omega_0$	Об'єм за- воднення q_v , млн. м^3	Поточний газовий поровий об'єм Ω_t , млн. м^3	Величина пи- тогого обвод- нення $q_v/\Delta\bar{p}$, $\frac{\text{млн. м}^3}{10^5 \text{ Па}}$
1947	81,1	—	—	—	—	—	—
1954	54,8	704,4	26,3	671,18	0,61	24,91	0,0231
1956	46,2	940,9	34,9	890,65	1,09	24,43	0,0312
1958	40,9	1122,3	40,2	1025,90	2,36	23,16	0,0586
1960	38,3	1223,8	42,8	1092,26	3,43	22,09	0,0802
1962	33,1	1340,5	48,0	1224,96	3,49	22,03	0,0727
1964	26,8	1470,5	54,3	1385,74	3,16	22,36	0,0582
1966	22,3	1595,5	58,8	1500,58	4,26	21,26	0,0724
1968	19,6	1692,5	61,5	1569,48	6,28	19,24	0,1021
1970	18,1	1748,1	63,0	1607,76	7,75	17,77	0,1231
1979	18,56	1842,0	62,54	1596,02	13,25	12,27	0,2119

Таблиця А.3

Розрахунок обводнення покладу газу VI горизонту Опарського родовища
 ($p_0 = 89 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $\Omega_0 = 21,91 \text{ млн. м}^3$)

Роки	\bar{p}_t , 10^5 Па	Сумарний вдбір з по- чатку ек- плуатації, млн. м^3	Зниження приведеного тиску $\Delta\bar{p}$, 10^5 Па	$\Delta\bar{p}\Omega_0$	Об'єм за- воднення q_w , млн. м^3	Поточний газовий порівний об'єм Ω_t , млн. м^3	Величина пи- тогого обвод- нення $q_w/\Delta\bar{p}$, $\frac{\text{млн. м}^3}{10^5 \text{ Па}}$
1947	90,3	—	—	—	—	—	—
1948	89,0	32,0	—	—	—	—	—
1954	59,2	651,9	29,8	652,92	0	21,91	0
1956	45,3	957,9	43,7	957,47	0	21,91	0
1958	34,9	1202,8	54,1	1185,33	0,50	21,41	0,0093
1960	29,6	1340,2	59,4	1301,45	1,31	20,60	0,0220
1962	26,5	1431,7	62,5	1369,38	2,35	19,56	0,0376
1964	24,1	1509,3	64,9	1421,96	3,62	18,29	0,0558
1966	20,4	1596,2	68,6	1503,03	4,57	17,34	0,0666
1968	17,6	1672,6	71,4	1564,37	6,15	15,76	0,0861
1970	15,8	1728,0	73,2	1603,81	7,86	14,05	0,1074
1972	13,9	1776,4	75,1	1645,44	9,42	12,49	0,1255
1974	12,1	1829,8	76,9	1684,88	11,98	9,93	0,1557
1976	10,5	1855,2	78,5	1719,94	12,88	9,03	0,1641
1977	9,9	1882,0	79,1	1733,08	15,04	6,87	0,1902

Таблиця А.4

Розрахунок зміни питомого видобутку (порового об'єму) в покладах IV-VI горизонтів Опарського родовища

Роки	Приведений тиск \bar{p} , 10^5 Па	Зниження приведенного тиску від початкового $\Delta\bar{p}$, 10^5 Па	Відбір газу з початку експлуатації ΣQ_i , млн. м ³	Питомий видобуток газу $\Sigma Q_i / \Delta\bar{p}$	Середнє значення $\Sigma Q_i / \Delta\bar{p}$ за вибраний період
Поклад IV горизонту ($\bar{p}_0 = 68,6 \cdot 10^5$ Па, $\Omega_0 = 13,59$ млн. м ³)					
1948	65,3	3,3	44,8	13,57	13,60
1949	61,6	7,0	93,6	13,37	
1950	58,3	10,3	140,0	13,59	
1951	56,2	12,4	173,2	13,90	
1952	54,03	14,57	209,1	14,25	
1953	51,9	16,7	255,1	15,20	
1954	50,4	18,3	297,0	16,23	
1955	48,2	20,4	331,2	16,23	
1956	46,1	22,5	375,5	16,69	
1957	45,3	23,3	389,5	16,72	
Поклад V горизонту ($\bar{p}_0 = 81,1 \cdot 10^5$ Па, $\Omega_0 = 25,52$ млн. м ³)					
1947	78,5	2,6	63,9	24,58	25,10
1948	76,6	4,5	114,9	25,53	
1949	73,2	7,9	183,7	23,25	
1950	70,3	10,8	271,8	25,17	
1951	65,9	15,2	360,0	23,68	
1952	61,9	19,2	464,2	24,18	
1953	57,9	23,2	597,6	25,76	
1954	54,8	26,3	704,4	26,78	
1955	50,3	30,8	827,1	26,85	
1956	46,2	34,9	940,9	26,96	
Поклад VI горизонту ($\bar{p}_0 = 90,3 \cdot 10^5$ Па)					
1948	89,0	1,3	32,0	24,60	21,88
1949	84,6	5,7	90,8	15,93	
1950	79,7	10,6	169,3	15,97	
1951	77,6	12,7	258,7	20,37	
1952	72,0	18,3	344,6	18,83	
1953	65,4	24,9	475,9	19,11	
1954	59,2	31,1	651,9	20,99	
1955	52,0	38,3	804,0	20,96	
1956	45,3	45,0	957,9	21,29	
1957	39,2	51,1	1108,1	21,68	
1958	34,9	55,4	1202,8	21,71	
1959	31,2	59,1	1288,0	21,79	
1960	29,6	60,7	1340,2	22,01	
1961	27,8	62,5	1386,8	22,19	

Таблиця А.5

Динаміка запасів газу і порового об'єму покладів IV-VI горизонтів Опарського ПСГ (в млн. м³)

Показники	Горизонти			Примітки
	IV	V	VI	
Початкові запаси газу	932,0	2070,0	1950,0	
Залишкові запаси газу	127,1	228,0	67,4	
Початковий поровий об'єм:				прийнятий для розрахунків
• за даними графіка експлуатації	13,59	25,52	21,91	
• за величиною питомого видобутку	13,60	25,10	21,88	
Кінцевий газонасичений поровий об'єм:				прийнятий для розрахунків
• за величиною залишкових запасів	5,64	12,28	6,71	
• за умовами матеріального балансу для пружноводонапірного режиму	5,65	12,13	9,55	
• за даними дослідно-промислової циклічної експлуатації	6,15	12,88	7,57	
Газонасичений поровий об'єм покладів, відновлений в процесі циклічної експлуатації ПСГ	10,22	23,85	18,55	
Активно працюючий об'єм покладів	7,72	15,35	18,35	
Об'єм "застійних" зон	2,5	8,5	0,5	
Об'єм води, яка залишилась в покладі	3,37	1,67	3,06	

Додаток В – Результати визначення положення ГВК за даними радіоактивного каротажу свердловин IV-VI горизонтів Опарського ПСГ

Номер свердловини	Дата заміру	Глибина відмітки ГВК, м	Абсолютна відмітка ГВК, м	Висота підйому ГВК, м
1	2	3	4	5
IV горизонт (поч. ГВК -343 м)				
250	04.01.79	620	-334,6	8,4
	07.04.81	618	-332,6	10,4
218	20.06.79	626	-320,3	22,7
	27.03.80	нижче 629	-323,3	19,3
	24.09.81	нижче 629	-323,3	19,3
	16.11.82	нижче 629	-323,3	19,3
238	19.06.79	624	-323,3	19,7
210	25.04.79	634	-331,2	11,8
	27.03.80	635	-331,6	114,0
202	03.01.80	623	-322,1	20,9
	28.01.81	623	-322,1	20,9
	05.02.82	623	-322,1	20,9
	05.10.82	625	-324,1	18,9
	30.03.83	625	-324,1	18,9
246	01.11.80	нижче 629	-330,9	12,1
268	10.09.82	627	-334,0	9,0
65	08.12.82	покрівля 605	-338,3	Обводнення
208	08.10.81	636	-336,4	6,6
	29.12.82	636	-336,4	6,6
201	16.02.82	631	-332,2	10,8
	05.04.83	631	-332,2	10,8
V горизонт (поч. ГВК -454 м)				
230	17.10.80	нижче 755	-459,9	-5,9
	23.11.82	не прослідковується		
243	26.12.80	нижче 750	-446,8	7,2
254	26.12.80	нижче 744	-451,0	3,0
	24.09.81	740,8	-447,8	6,2
250	04.01.80	737	-451,6	2,4
	07.04.81	736	-450,6	3,4
	19.02.82	735,6	-450,9	3,1
	16.05.83	736	-452,5	1,5
227	03.01.79	754,4	-456,1	-2,1
	27.03.80	756	-456,1	-2,1
	10.04.81	759,6	-456,1	-2,1
	19.11.81	759,6	-456,1	-2,1
	12.10.82	759,6	-427,7	26,3
	26.04.83	759,6	-428,9	25,1

Продовження Додатку В

1	2	3	4	5
238	19.04.79	728,8	-428,9	25,1
	16.11.82	730	-438,6	20,4
	27.04.83	730	-451,9	2,1
270	20.09.79	737	-442,9	11,1
246	07.02.80	нижче 750	-446,9	7,1
	27.02.81	741	-451,0	3,0
	17.02.82	745	-452,3	1,7
268	10.09.82	744		
65	08.12.12	719		
228	24.09.82	755		
VI горизонт (поч. ГВК -552 м)				
266	16.11.78	838,4	-536,2	15,8
	05.11.81	843,0	-540,8	11,2
	22.11.82	не прослідковується		
268	14.11.78	824	-531,0	21,0
	17.04.81	826	-533,0	19,0
	09.08.82	826	-533,0	19,0
	10.09.82	832	-539,0	13,0
261	28.12.78	827	-525,9	26,1
	04.03.82	не прослідковується		
267	18.05.79	нижче 824	-528,5	23,5
	12.10.81	823,4	-527,9	24,1
270	22.09.79	835,6	-532,2	19,8
	16.04.80	833,6	-530,2	21,8
	27.05.81	840	-536,6	15,4
	05.07.82	не змінився		
272	30.06.82	837		
265	02.07.82	847		
65	08.12.82	810	-543,9	8,1

Додаток С – Розрахунок заводне ння покладу XVI горизонту Угерського
родовища (в млн. м³)

Роки	Видобуток га- зу з початку експлуатації	Видобуток газу з вра- хуванням свердловин фонтанування	Об'єм притоку Бі- льче-Волицького родовища	Кількість води, яка появилася в покладі	Поточ- ний об'єм пор
1946-47	14,3-62,7	–			
1948	281,6	–			
1949	642,3	9246,0	438,4		
1950	1028,5	3668,0			
1951	1573,9	4213,9			
1952	2524,1	5164,0			
1953	3753,9	6393,9			
1954	5087,1	7724,1	2731,4		
1955	6609,4	9246,0	3246,1		
1956	8416,1	11051,8	3433,5	6,32	300,18
1957	10135,9	12770,9	3936,7	9,89	296,68
1958	11570,7	14205,3	4362,5	12,77	293,80
1959	13177,3	15898,9	4420,0	26,77	80,05
1960	14685,3	17316,7	4420,0	41,45	265,05
1961	16205,6	18839,7	4420,0	34,94	271,56
1962	17772,6	20357,2	4420,0	44,28	262,22
1963	19486,8	22121,5	4420,0	53,27	253,23
1964	21033,8	23677,8	4420,0	62,13	244,37
1965	22680,8	25325,1	4420,0	75,40	231,10
1966	24504,67	27149,0	4420,0	83,50	273,00
1967	25287,84	28762,4	4420,0	93,70	212,80
1968	30357,421	30278,1	4420,0	105,60	200,90
1969	31821,135	31743,3	4420,0	123,00	183,50
1970	33104,3	32028,4	4420,0	142,60	163,60
1971	34300,2	34218,7	4420,0	164,00	142,50
1972	35364,84	35283,4	4420,0	200,08	106,42
1973	36076,302	36094,8	4420,0	233,04	73,54
1974	41643,0	36700,2	4420,0	265,60	40,90
1975	34344,2	36981,0	4420,0	285,20	21,30
1976	34581,2	37221,0	4420,0	300,40	6,10

Додаток D – Розрахунок поточного приведенного пластового тиску газу в XVI горизонті Угерського і Більче-Волицького родовищ газу

Таблиця D.1

Розрахунок поточного приведенного пластового тиску газу в XVI горизонті Угерського родовища на відмітці -798 м

Роки	$Q_{ст},$ млн. м ³	$\Omega_t,$ млн. м ³	$\Delta H_t,$ м	$\Delta p = \frac{1,04\Delta H}{10}, 10^5$ Па	$\bar{p}_t,$ 10^5 Па	$\bar{p} + \Delta p = p^*,$ 10^5 Па
1960	24,1	302,9	4	0,416	71,6	72,02
1961	30,9	296,1	5	0,520	68,1	68,62
1962	39,3	287,7	7	0,728	64,8	65,53
1963	46,1	280,9	8	0,832	60,1	60,93
1964	44,2	282,8	7,5	0,780	54,2	54,98
1965	56,2	270,8	9,5	0,990	50,5	51,49
1966	64,8	262,2	12	1,250	45,2	46,45
1967	75,1	251,9	14,5	1,510	40,3	41,81
1968	81,0	246,0	15,5	1,612	35,1	36,70
1969	91,9	235,1	18	1,870	30,5	31,92
1970	103,2	223,8	21	2,180	26,3	28,48
1971	112,7	438,1	22	2,290	21,9	24,19
1972	129,8	197,2	28	2,900	18,4	21,30
1973	146,4	180,6	33	3,430	15,6	19,03
1974	167,9	159,1	40	4,160	13,9	18,06

Таблиця D.2

Розрахунок поточного приведенного пластового тиску в XVI горизонті Більче-Волицького родовища на відмітці -798 м

Роки	$Q_{ст},$ млн. м ³	$\Delta H_t,$ м	$\Delta p = \frac{1,04\Delta H}{10}, 10^5$ Па	$\bar{p}_t,$ 10^5 Па	$\bar{p} + \Delta p = p^*,$ 10^5 Па
1963	1,8	15	1,56	64,1	65,66
1964	6,4	16	1,66	59,3	60,96
1965	9,7	16,3	1,695	54,2	55,885
1966	11,2	16,7	1,77	48,4	50,17
1967	19,0	17	1,768	43,1	44,87
1968	22,7	18	1,87	38,0	39,87
1969	27,7	19	1,976	32,8	34,776
1970	36,5	20	2,08	28,5	30,580
1971	50,1	23	2,392	24,4	26,79
1972	73,3	26	2,704	21,3	24,01
1973	91,0	28	2,912	18,5	21,41
1974	112,9	32	3,328	15,9	19,23

Таблиця D.3

Розрахунок середньозваженого за поровим об'ємом поточного приведенного
пластового тиску на відмітці -798 м

Роки	P_y^* , 10^5 Па	$P_{Б-В}^*$, 10^5 Па	$P_{зв}^*$, 10^5 Па	$\lg P_{зв}$	$Q_{в.у}$, млн. м ³	$Q_{в.Б-В}$, млн. м ³	$\Sigma(Q_{в.у} + Q_{в.Б-В})$	$\lg \Sigma(Q_{в.у} + Q_{в.Б-В})$
1960	72,02				24,1		24,1	1,382
1961	68,62				30,9		30,9	1,490
1962	65,53				39,3		39,3	1,5944
1963	60,93	65,66	63,57	1,8028	46,1	1,8	47,9	1,6803
1964	54,93	60,96	58,32	1,7658	44,2	6,4	50,6	1,7042
1965	51,49	55,895	53,998	1,7323	56,2	9,7	65,9	1,8189
1966	46,45	50,17	48,50	1,6857	64,8	11,2	76,0	1,8808
1967	41,81	44,87	43,51	1,6386	75,1	19,0	94,1	1,9736
1968	36,70	39,87	38,47	1,5851	81,0	22,7	103,7	2,0156
1969	31,92	34,776	33,51	1,5250	91,9	27,7	119,6	2,0777
1970	28,48	30,58	29,652	1,4720	103,2	36,5	139,7	2,1452
1971	24,19	26,79	25,64	1,4089	112,7	50,1	162,8	2,2115
1972	21,30	24,01	22,81	1,3581	129,8	73,3	203,1	2,3077
1973	19,03	21,41	20,36	1,3087	146,4	91,0	237,4	2,3754
1974	18,06	19,23	18,71	1,2780	167,8	112,9	280,7	2,4483

Додаток Е – Обробка методом найменших квадратів залежності об'єму
заводнення від приведенного пластового тиску

Таблиця Е.1

Обробка методом найменших квадратів залежності $\sum(Q_{e,y} + Q_{e,b-B}) = f(\lg \bar{p}_{36})$
для Угерського і Більче-Волицького родовищ газу

$x_i = \lg \bar{p}_{36}$	$y_i = \lg \sum(Q_{e,y} + Q_{e,b-B})$	x_i^2	$x_i y_i$
1,803	1,673	3,851	3,016
1,766	1,704	3,119	3,009
1,732	1,819	3,000	3,150
1,687	1,886	2,845	3,182
1,639	1,974	2,687	3,235
1,472	2,145	2,167	3,157
1,409	2,212	1,986	3,117
1,358	2,308	1,845	3,134
1,309	2,376	1,714	3,110
1,273	2,450	1,620	3,119

Таблиця Е.2

Обробка методом найменших квадратів залежності $\lg Q_{e,y} = f(\lg p)$
для Угерського родовища газу

Роки	i	$\lg Q_{e,y_i} \cdot \lg \bar{p}_i$	$(\lg \bar{p})^2$	$\lg \bar{p}_i$	$\lg Q_{e,y}$
1963	1	2,97	3,186	1,7848	1,6637
1964	—	—	—	—	—
1965	2	2,995	2,931	1,7119	1,7497
1966	3	3,02	2,779	1,6670	1,8116
1967	4	3,041	2,629	1,6213	1,8756
1968	5	2,99	2,450	1,5647	1,9085
1969	6	2,93	2,220	1,4903	1,9633
1970	7	2,93	2,120	1,4545	2,0136
1971	8	2,84	1,91	1,3836	2,0492
1972	9	2,80	1,76	1,3284	2,1106
1973	10	2,78	1,65	1,2862	2,1644
1974	11	2,796	1,58	1,2566	2,2250

Додаток F – Динаміка показників в циклічній експлуатації XVI-го горизонту
Більче-Волиця-Угерського ПСГ

Таблиця F.1

Показники циклічній експлуатації XVI горизонту Більче-Волицького покладу

Дата сезону	Об'єм нагнітання (+) або відбору (-) газу за сезон, млн.м ³	Пластовий тиск на кінець сезону експлуатації		Приведений пластовий тиск	Середнє за цикл значення приведенного тиску	Активний поровий об'єм покладу, млн.м ³ кгс/см ²
		МПа	кгс/см ²			
		0,93	9,5	9,63		
1983	1464,82	1,61	16,4	16,78	13,20	204,73
1983-84	-170,33	1,41	14,4	14,69	15,74	81,57
1984	1329,87	2,03	20,7	21,31	18,00	200,93
1984-85	-319,25	1,67	17,0	17,41	19,36	81,83
1985	1451,96	2,28	23,3	24,08	20,74	217,76
1985-86	-202,93	2,06	21,0	21,63	22,85	82,89
1986	2419,08	2,79	28,4	29,56	25,60	304,87
1986-87	-775,34	2,46	25,1	26,01	27,79	217,84
1987	6639,85	4,12	42,0	44,60	35,30	357,11
1987-88	-3488,93	3,19	32,5	34,03	39,32	330,26
1988	9406,11	5,55	56,6	61,42	47,73	343,43
1988-89	-6078,07	3,95	40,3	42,69	52,05	324,40
1989	9631,30	6,51	66,4	73,14	57,91	316,29
1989-90	-8286,51	3,99	40,7	43,14	58,14	276,20
1990	7236,49	5,99	61,1	66,76	54,95	306,33
1990-91	-8639,60	3,54	36,1	38,00	52,38	300,45
1991	7247,30	55,64	57,5	62,48	50,24	296,04
1991-92	-8368,19	3,43	35,0	36,79	49,64	325,63
1992	6278,91	4,90	50,0	53,73	45,26	370,64
1992-93	-7114,19	3,14	32,0	33,49	43,61	351,49
1993	7084,02	4,90	50,0	53,73	43,61	350,00
1993-94	-8003,59	2,88	29,4	30,65	42,19	346,83
1994	8433,26	5,04	51,4	55,35	43,00	341,48
1994-95	-7705,59	3,08	31,4	32,83	44,09	342,22
1995	7852,82	5,06	51,6	55,58	44,20	345,20
1995-96	-8266,75	2,97	30,3	31,63	43,60	345,18
1996	6447,54	4,50	45,9	49,02	40,33	370,72
1996-97	-6488,65	2,75	28,1	29,24	39,13	328,01
1997	4966,04	4,14	42,2	44,82	37,03	318,66
1997-98	-5614,02	2,59	26,4	27,40	36,11	322,26
1998	3902,34	3,69	37,6	39,67	33,54	318,15
1998-99	-4666,31	2,43	24,8	25,68	32,68	333,65
1999	5010,08	3,88	39,6	41,90	33,79	308,91
1999-00	-4979,23	2,38	24,3	25,15	33,52	297,19
2000	2854,33	3,37	34,4	36,12	30,64	260,05

Таблиця F.2

Показники циклічної експлуатації XVI-го горизонту Угерського покладу

Дата сезону	Об'єм нагнітання (+) або відбору (-) газу за сезон, млн.м ³	Пластовий тиск на кінець сезону експлуатації		Приведений пластовий тиск	Середнє за цикл значення приведенного тиску	Активний поровий об'єм покладу, млн.м ³ кгс/см ²
		МПа	кгс/см ²			
	295,58					
1983	877,83	2,16	22,0	22,69		
1983-84	-286,87	1,89	19,3	19,83	21,26	100,25
1984	965,18	2,44	24,9	25,79	22,81	161,94
1984-85	-399,80	2,18	22,2	22,91	24,35	138,56
1985	2203,54	3,30	33,6	35,24	29,07	178,61
1985-86	-595,37	2,89	29,5	30,76	33,00	132,78
1986	3487,83	4,20	42,8	45,50	38,13	236,58
1986-87	-2208,49	3,21	32,7	34,25	39,88	196,35
1987	1765,97	3,98	40,6	43,02	38,64	201,38
1987-88	-1229,96	3,27	33,3	34,91	38,97	151,65
1988	2609,25	4,44	45,3	48,34	41,63	194,36
1988-89	-1376,68	3,77	38,4	40,56	44,45	177,02
1989	1220,27	4,27	43,5	46,29	43,43	212,85
1989-90	-1010,69	3,86	39,4	41,68	43,99	218,97
1990	160,04	4,08	41,6	44,15	42,91	64,80
1990-91	-1223,20	3,45	35,2	37,01	40,58	171,30
1991	943,94	4,00	40,8	43,25	40,13	151,25
1991-92	-1313,33	3,40	34,7	36,45	39,85	193,34
1992	218,75	3,59	36,6	38,56	37,51	104,02
1992-93	-1055,93	3,23	32,9	34,47	36,52	258,53
1993	1405,32	3,79	38,6	40,78	37,63	222,69
1993-94	-1853,88	3,08	31,4	32,83	36,81	233,08
1994	1806,71	3,98	40,6	43,02	37,93	177,25
1994-95	-1500,25	3,40	34,7	36,45	39,74	228,41
1995	1803,76	4,02	41,0	43,42	39,94	259,10
1995-96	-2253,43	3,12	31,8	33,29	38,35	222,52
1996	1884,44	3,85	39,3	41,54	37,42	228,30
1996-97	-1936,76	3,20	32,7	34,22	37,88	264,48
1997	2000,40	3,86	39,3	41,61	37,92	270,69
1997-98	-2080,54	3,13	31,9	33,38	37,49	252,68
1998	2036,06	3,87	39,5	41,79	37,58	242,02
1998-99	-2049,00	3,14	32,0	33,49	37,64	246,77
1999	1054,65	3,69	37,6	39,67	36,58	170,58
1999-00	-1055,32	3,14	32,0	33,49	36,58	170,69
2000	2195,37	4,00	40,8	43,25	38,37	224,91