

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГз-21-1

Анжеліка Воронич

2025

Міністерство освіти і науки України
 Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
 Інститут природничих наук і туризму
 Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА АНАЛІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — бакалавр
 Спеціальність — (103) Науки про Землю
 Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,
 геоінформатика, інженерна геологія
 та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 НЗГ

(позначення)

Студентка
 гр. НЗГз–21-1 _____ Воронич А. І.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Михайлів І. Р.
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ ас. Уграк Л. В.
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ ас. Уграк Л. В.
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І. Р.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____ проф. Куровець С. С.
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

Анотація

Бакалаврська робота містить: 88 с., 13 рис., 21 табл., 3 додатків, 14 джерел.

Вивчено геологічну будову сховища, проаналізовано дані про газодинамічний стан газового покладу продуктивної товщі баденських відкладів, проведено аналіз експлуатації Богородчанського ПСГ

Встановлено, що розбіжність фактичних і проектних показників експлуатації ПСГ викликана невідповідністю реальних баричних умов підземного зберігання газу проектним показникам.

Ключові слова: підземне сховище газу (псг), пласт, активний об'єм газу, водоносна система, буферний об'єм газу, продуктивність, пластовий тиск, свердловина, газовий поклад, дкс, нагнітач, програмування, геолого–математична модель.

Abstract

The bachelor's thesis contains: 88 p., 13 fig., 21 tab., 3 appendices, 14 sources.

The geological structure of the storage facility was studied, data on the gas-dynamic state of the gas deposit of the productive layer of the Baden deposits were analyzed, and the operation of the Bogorodchansky UGS was analyzed.

It was established that the discrepancy between the actual and design indicators of the UGS operation is caused by the discrepancy between the real baric conditions of underground gas storage and the design indicators.

Keywords: underground gas storage facility (UGS), reservoir, active gas volume, aquifer system, gas buffer volume, productivity, reservoir pressure, well, gas deposit, DCS, supercharger, programming, geological-mathematical model.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БОГОРОДЧАНСЬКЕ ПСГ.....	8
1.1 Фізико-географічна та економічна характеристика району розташування Богородчанського ПСГ	8
1.2 Формування та створення Богородчанського ПСГ	9
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ.....	13
2.1 Стратиграфія.....	14
2.2 Тектоніка.....	18
2.3 Порівняльна фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів.....	22
3. АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ	30
3.1 Основні показники розробки газового покладу.....	31
3.2 Уточнення запасів газу за даними розробки покладу	35
4. АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ	39
4.1 Динаміка формування ПСГ.....	39
4.1.1 Аналіз роботи Богородчанського ПСГ в сезоні відбору газу 2004 –2005 р.р.	43
4.1.2 Аналіз роботи Богородчанського ПСГ в сезоні закачування газу 2005 р.	44
4.2 Режим роботи газосховища.....	45
4.3 Визначення обсягів природного газу в Богородчанському ПСГ ...	50
4.4 Стан фонду свердловин	53
4.5 Продуктивна характеристика свердловин Богородчанського ПСГ	54

5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВАРІАНТІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ.....	59
6. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА...	63
ВИСНОВКИ	70
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	73
ДОДАТКИ.....	75

ВСТУП

Актуальність теми. Оптимізація роботи підземних газосховищ є важливою складовою енергетичної безпеки держави. Враховуючи зростаючі потреби у гнучкому енергопостачанні, забезпечення надійного функціонування ПСГ набуває особливого значення.

Метою бакалаврської роботи є вивчення геологічної будови Богородчанського ПСГ та проведення аналізу експлуатації сховища та порівняння з проектними показниками.

Завдання дослідження. Контроль та аналіз технічних та геолого-технологічних проблем, пов'язаних із закачуванням та відбиранням газу в продуктивні горизонти ПСГ.

Об'єкт дослідження – Богородчанське ПСГ.

Предмет дослідження – Відклади богородчанської світи ,палеозойські ,крейдові, неогенові.

Методи дослідження – аналіз результатів дослідження свердловин, геолого-промислових даних, параметрів експлуатації ПСГ, технічного стану свердловин та наземного технологічного обладнання.

Практичне значення. Результатом проведення роботи є аналіз геолого-промислових даних експлуатації ПСГ.

В бакалаврській роботі проаналізовано стан пластової системи, що дозволило оцінити характер газодинамічних процесів у продуктивних горизонтах ,величину газоносного порового об'єму та стан герметичності пласта.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БОГОРОДЧАНСЬКЕ ПСГ

1.1 Фізико-географічна та економічна характеристика району розташування Богородчанського ПСГ

Богородчанське підземне сховище газу розташоване на території Богородчанського району Івано-Франківської області. Найближчими населеними пунктами є районний центр смт. Богородчани, с. Старі Богородчани, Тисменичани, Гаврилівка, смт. Солотвино. В 25 км від сховища знаходиться обласний центр Івано-Франківськ. Населені пункти сполучені шосейними і ґрунтовими дорогами. Недалеко від сховища проходить автомагістраль Львів – Івано-Франківськ – Рахів і залізниця Івано-Франківськ – Калуш.

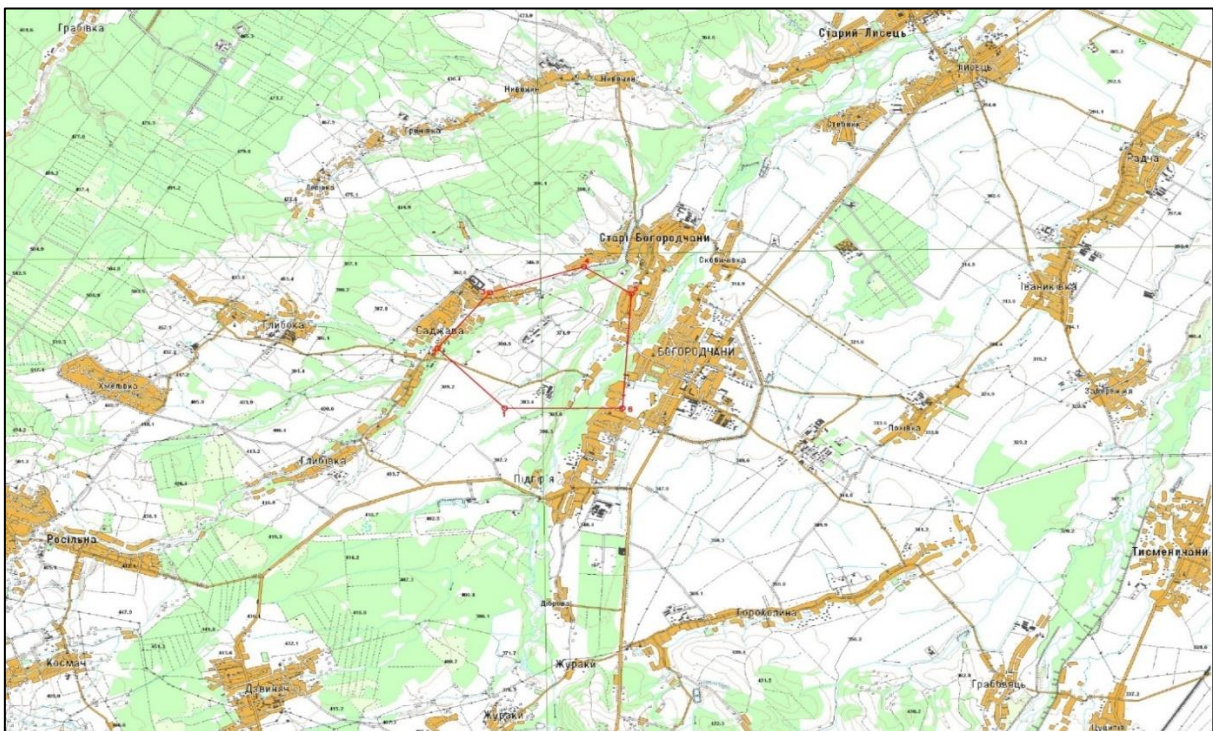


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району Богородчанського ПСГ

В економічному відношенні район відноситься до числа сільськогосподарських. Клімат району помірний. Середньорічна температура плюс 6-8 °С. Абсолютні температури для літніх місяців становлять 35°С для

зимового періоду мінус 30⁰С. Середня температура червня 20⁰С, січня – мінус 5⁰С. Річна кількість опадів досягає 590-800 мм. Кількість днів з опадами 70-90 в рік. Переважаючі напрямки вітрів західний і північно-західний. По швидкості слабкі і помірні, зимою зрідка дують вітри зі швидкістю, більше 15 км/сек.

В орографічному відношенні площа сховища розташована в зоні Станіславської котловини, утвореної долинами рік Бистриця Надвірнянська і Бистриця Солотвинська і представляє собою горбисту місцевість, характерну для передгір'я Карпат. Рельєф місцевості має типово-ерозійний характер, тісно пов'язаний з літологічним складом порід. По території району протікають праві притоки р. Дністер – Бистриця Надвірнянська і Бистриця Солотвинська, Луква, Ворона, Саджавка. Води цих рік і їх притоків є головними джерелами технічної води. Поверхня місцевості складена еоценовими, олігоценними і міоценовими відкладами, які як правило, є малостійкими проти ерозійних процесів. Абсолютні відмітки рельєфу від +210 до +450 м над рівнем моря.

Богородчанське ПСГ з'єднане з системою магістральних газопроводів "Союз" (Dу 1400), "Уренгой – Помари – Ужгород" (Dу 1400), "Прогрес" (DN 1400) і газопроводом Богородчани – Долина (DN 1400)

1.2 Формування та створення Богородчанського ПСГ

Богородчанське підземне сховище газу створене для забезпечення надійної подачі газу на експорт по газопроводах «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород», «Прогрес», а також регулювання сезонної нерівномірності споживання газу споживачами України.

Необхідність створення Богородчанського ПСГ обґрунтовано в роботах «Поетапний ввід внутрішніх газопроводів, забезпечуючи експорт газу в 1976-1980р.р.» і «Техніко-економічне обґрунтування будівництва газопроводу Івацевичі-Долина», затверджені рішенням Мінгазпрому №114 від 24.11.1975р. і №138 від 23.09.1976р. відповідно.

Створення ПСГ розпочато на основі «Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ», виконаної Українським науково-дослідним інститутом природних газів «УкрНДІГаз» в 1976р. В якості об'єкту для створення підземного сховища газу рекомендовано південно-східний поклад газу Богородчанського газового родовища, який приурочений до пісковиків та алевролітів стебницьких та верхньотортонських утворень. Богородчанське ПСГ вступило в дослідну експлуатацію 30 квітня 1979р. з використанням 7 свердловин старого експлуатаційного фонду. В 1980 р. після аналізу розробки родовища і аналізу експлуатації його в режимі ПСГ проведено уточнення початкових і залишкових запасів, прийнято рішення побудувати пікове сховище з продуктивністю 50 млн.м³/добу на протязі перших 10 днів експлуатації з активним об'ємом 2300 млн.м³ газу.

Інститутом «УкрНДІГаз» в 1980 р. виконана уточнена «Технологічна схема створення страхового запасу газу в Богородчанському ПСГ» на газопроводі «Союз». Схемою передбачено буріння 101 свердловини і будівництво ДКС на 6 ГМК типу МК-8. Будівництво ПСГ планувалось в 3 етапи: загальна кількість свердловин до кінця першого етапу мала скласти 28 св., другого – 63 св., третього – 111 св.

В 1984 р. у відповідності з наказом Міністерства газової промисловості СРСР від 16.08.84р. №174 «Про міри по значному збільшенню ємностей ПСГ і потужностей з відбору газу з цих сховищ» встановлювався режим роботи сховища з продуктивністю 23 млн.м³/добу на протязі 100 діб при активному об'ємі газу 2300 млн.м³. В 1984 р. інститутом «УкрНДІГаз» виконано доповнення до «Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ» з метою збільшити його добову продуктивність і можливість скорочення термінів відбору газу. На основі цього доповнення та рішення №109 від 21.05.1986р. Міністерства газової промисловості СРСР передбачається будівництво додатково 52 експлуатаційно-нагнітальних свердловин з доведенням їх кількості до 160 шт. і розширення ДКС до 10 ГМК типу МК-8.

Таблиця 1.1 – Технологічні параметри Богородчанського ПСГ

Загальний об'єм газу,	3 420 млн.м ³
◆ в т.ч. активний	2 300 млн.м ³
◆ залишкові запаси газу (буферний)	1 120 млн.м ³
Продуктивність:	
◆ середня при відборі активн. газу за 100 діб	23 млн.м ³ /добу
◆ максимальна в початковий період відбору	50 млн.м ³ /добу
Кількість експлуатаційних свердловин	160
Пластовий тиск:	
◆ максимальний	10,7 МПа
◆ мінімальний	3,4 МПа
Кількість встановлених ГПА МК-8М	10 шт.

Згідно «Доповнення до Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ» затвердженого Протоколом №35/84 від 12.12.1984 року, першим заступником Міністра газової промисловості СРСР були встановлені технологічні параметри Богородчанського ПСГ. В таблиці 1.1 вказано стислі відомості про об'єкт зберігання газу і встановлене обладнання.

Таблиця 1.2 – Фактично досягнуті показники Богородчанського ПСГ

Загальний об'єм газу,	3 420 млн.м ³
◆ в т.ч. активний	2 300 млн.м ³
◆ буферний	1 120 млн.м ³
◆ (залишкові запаси газу)	
Продуктивність:	
◆ середня при відборі активного газу за 100 діб	19,1 млн.м ³ /добу
◆ максимальна в початковий період відбору	50 млн.м ³ /добу
Кількість експлуатаційних свердловин	156 шт.
Пластовий тиск:	
◆ максимальний	10,5 МПа
◆ мінімальний	3,4 МПа
Кількість встановлених ГПА МК-8М	10 шт.
Тривалість сезону відбору	140 діб

Таблиця 1.3 – Загальні відомості Богородчанського ПСГ

Показники		Богородчанське ПСГ
Підпорядкованість		Богородчанське ВУПЗГ АТ "Укртрансгаз"
Рік початку створення		1979
Рік початку циклічної експлуатації		1984
Тип резервуара ПСГ за умовами створення		створене на базі виснаженого газового родовища
Стратиграфічна і літологічна характеристика об'єкта експлуатації		косівська світа верхньобаденських відкладів неогену, представлена пісковиками та алевролітами
Інтервал глибин (абсолютних відміток) залягання покрівлі пласта-колектора в межах газового покладу, м		-627 -728
Початковий тиск в резервуарі, кгс/см ²		103,5
Початкова температура в резервуарі, К		310
Проектний рівень ГВК, м		-823
Ефективна газонасичена товщина пласта-колектора, м	максимальна	44,4
	середньозважена	22,8
Пористість, %	від...до...	9,8 до 27,8
	середньозважена	18,2
Проникність, мД	від...до...	0,1 д 360
	середньозважена	
Площа ПСГ у межах ділянки надрокористування, км ²		8,65
Загальний фонд свердловин, од.		200
Потужність ДКС, МВт		22
Тип і кількість газоперекачувальних агрегатів, од.		ГМК МК-8М, 10 шт
Магістральні газопроводи, з якими поєднане ПСГ		Союз, АЧБ, Прогрес, УПУ

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

Перші літературні відомості по геології регіону відносяться до XIX сторіччя. Вони стосувалися головним чином родовищ солей, нафти і озокериту. Наприкінці XIX – початку XX сторіч були проведені геолого-знімальні роботи Східних Карпат, їх передгір'їв та південно-західних окраїн Руської платформи. У підсумку був складений «Геологический атлас Галиции» масштабу 1:75000. Проте, до 20-х років минулого віку не існувало узагальненої геологічної карти регіону унаслідок відсутності ув'язок між зйомками окремих листів. На той час основна увага геологів приділялася південно-західній частині передгір'їв Карпат, де були виявлені нафтові родовища. Північно-східна частина Передкарпатського прогину виявилася мало вивченою із-за поганого відслонення корінних порід.

У 1927-1935 роках майже вся територія Передкарпаття була охоплена магнітною зйомкою. Обробка матеріалів привела до висновку, що аномалії магнітного поля не відображають структури осадових порід, а обумовлені будовою кристалічного фундаменту, який зазнає загальне занурення від Руської платформи до Карпат.

З кінця 40-х років територія Передкарпатського прогину охоплена планомірними цільовими регіональними геофізичними зйомками, серед яких домінуючу роль відіграє сейсморозвідка у різних модифікаціях. За результатами цих робіт було рекомендоване під пошукове буріння ряд структур, в тому числі і Богородчанська. У 1965 році розпочато будівництво свердловини 1, із якої в 1967 році при випробуванні відкладів косівської світи одержаний приплив газу і, власне, відкрито Богородчанське газове родовище. Розвідка його завершена у 1969 році, а у наступному підраховані запаси трьох газових покладів, що виявлені у ході робіт

В геологічному відношенні родовище приурочене до центральної частини смуги зчленування Зовнішньої і Внутрішньої зон Передкарпатського прогину.

Загальнорегіональна позиція об'єкту – південно-східна частина Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони (Рис 2.1)

2.1 Стратиграфія

Геологічний розріз району Богородчанського ПСГ представлений стратиграфічним інтервалом від юри до сучасних відкладів включно. Утвореннями, що розкриті свердловинами, є карбонатні породи ймовірно кімериджського віку. Вони розкриті свердловиною 1 від глибини 2370 м і нижче.

Палеозойські відклади по території сховища вивчені погано. Вони представлені пісковиками, алевролітами і глинистими сланцями. Пісковик кварцовий, середньо і дрібнозернистий, сірого кольору, міцнозцементований, відкрита пористість 0,7%. Алевроліт кварцовий, крупнозернистий, темно-сірого кольору, міцнозцементований. відкрита пористість 0,4%

Крейдові відклади представлені пісковиком кварцовим, дрібнозернистим, алевролітистим, світло сірого кольору, міцно зцементованим, вапняком, доломітами, відкрита пористість 6,7-17,7%, проникність менше 0,01млДарсі. Потужність крейди дуже мінлива і становить від 100 м до 560 м.

Неогенові відклади з різким стратиграфічним неузгодження залягають на породах крейдового періоду. До них відносяться породи богородчанської світи нижньобаденського віку та тираської і косівської світ верхньобаденського віку .

Відклади *богородчанської світи* представлені пісковиками кварцовими, слабовапняковистими, дрібнозернистими, світло-сірого кольору, відкрита пористість 7,5%-19,7% , абсолютна проникність менше 0,001 млДарсі. Алевроліти щільні, вапняковисті, сірого кольору, відкрита пористість 8,1%-14,2% , абсолютна проникність менше 0,001 млДарсі. Глини ущільнені, вапняковисті, алевролітисті. Потужність світи від 12м до 99м.

Тираська світа (гіпсо-ангідритовий горизонт) представлена головним чином, ангідритами з рідкими прошарками глин. Цей комплекс є добрим маркуючим репером на всій території Передкарпаття і відбиваючим горизонтом під час

проведення сейсмозондувальних робіт. У розрізах свердловин ангідридо-глиниста товща не завжди виділяється чітко та однозначно. Потужність тираської світи становить від 3 м до 15 м.

На тираську світу узгоджено налягає косівська світа. Це досить одноманітний комплекс глинистих порід із малопотужними прошарками, лінзами, невитриманими горизонтами піскуватих осадів – пісковиків, пісковиків глинистих, алевролітів. Вони зустрічаються по всьому розрізу, але найбільший об'єм займають у нижній половині світи. У певних частинах розрізу піскуваті різновиди зближуються, "злипаються", утворюючи досить потужні пакети-пачки, які стають колекторами для скупчень газу за сприятливих структурних умов. Але навіть поєднані піскуваті інтервали мають досить мінливу товщину.

До відкладів косовської світи відносяться продуктивні горизонти Богородчанського ПСГ.

У зразках керну, що відібрані із розвідувальних свердловин у різних стратиграфічних інтервалах, глини виглядають як аргілітоподібні породи сірого та темно-сірого (до чорного) кольору, у їх мінеральному складі помітні карбонати і слюди, часто відчутна присутність піщаного матеріалу. Пісковики та алевроліти також мають темно-сірий колір, наявна глиниста складова, мають місце карбонати та слюди. Контакти між піщаними та глинистими різновидами порід не завжди чіткі, а розпливчасті, "розмазані", з перехідними зонами між собою. Скоріше за все, відкладення світи проходило в умовах лужного морського середовища на відносно невеликих глибинах. Розкрита потужність косівської світи сягає 1800 метрів.

Четвертинні відклади на піднесених ділянках місцевості представлені ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, супісками, а у долинах річок – гравійно-галечним матеріалом. Відклади складаються з галечнику, піску, глини, в суглинку. Потужність 5-20м.

В процесі розбурювання сховища рядом свердловин випробовувалися горизонти в інтервалах глибин від 300м до 1000м Дані випробувань вказують на непромислові поклади газу, які мають лінзовидний характер (дебіт газу від 100-800м³/добу, води з газом, води (дебіт від 1-5м³/добу), або взагалі відсутність

притоку). Враховуючи результати випробувань, детального вивчення петрофізичних характеристик пласта - покрівлі на проводилося.

У районі Богородчанського ПСГ виділяється ще один стратиграфічний підрозділ (тектонічний елемент) – насунутий комплекс стебницької світи гельветського ярусу нижнього неогену. Цей шар'яж розглядається як крупна самостійна тектонічна структура, яка свої коріння має значно західніше – у внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Тектонічний контакт між стебницькою та косівською світами є майже паралельним основним газовим покладам. Відклади насуву представлені в основному аргілітами, щільними глинами з рідкими прошарками алевролітів. Пісковики майже відсутні.

Потужність світи 0-1200м. Глини темно сірі, ущільнені, дрібно слюдисті, вапняковисті. Пісковики сірі, заглинізовані, середньо зцементовані.

Неогеновий водоносний горизонт розвинутий в межах плато, тобто в область його поширення просторово входить промзона сховища. За даними досліджень вчених ІФНТУНГУ, геологічний розріз неогену зверху донизу в загальному вигляді наступний.

Шар I. Глини та суглинки бурого кольору різних відтінків. Нерідко вони містять гравій та гальку. Кількість уламкового матеріалу місцями досягає 10-20%, утворюючи відносно витримані по площі окремі літологічні прошарки та лінзи. Їхня товщина може досягати 1,5-2,0 метрів і частіше зустрічаються у верхній половині розрізу. Загальна потужність глинистої пачки доходить до 15-24 метрів.

Шар II. Гравійно-галечникова товща з невеликими валунами. Кількість уламкового матеріалу 70-80%, заповнювач – пісок та суглинок. Товщина шару 10-13 метрів. Він добре витриманий по площі.

Шар III. Сірі глини з домішками гальки, гравію та дрібних валунів. У верхній частині на товщину 0,3-1,5 метра порода роздроблена, за що покрівля шару отримала своєрідну назву «кора вивітрювання».

У цьому розрізі водонасиченими є шари I та II. Обводнення шару I спорадичне. Водоносна зона приурочена до галечникових прошарків та лінз у верхній частині розрізу. Живлення зони напряму залежить від атмосферних опадів.

У періоди інтенсивного танення снігу та проливних дощів водозбагаченість шару значна. Він дренується неглибокими рівчачками та бортами схилів, де в місцях виходу ґрунтових вод з'являються дрібні джерела, режим котрих непостійний. В основі цієї водоносної зони залягає глиниста товща, яка є водотривам та відділяє верхній галечниковий горизонт від шару II.

Гравійно-галечникова товща (шар II) достатньо водонасичена, але горизонт безнапірний – при загальній потужності до 13 метрів, обводненими є нижні 3-5 метрів. Дзеркало води нахилене на північний схід, розвантаження горизонту відбувається на вкосах плато у вигляді джерел. Дебіт джерела біля автошляху на сховище – точка випробування 42 – становить близько 28,8 м³/добу (вимір у жовтні 2010 року). Живлення горизонту відбувається у передгір'ях Карпат, ймовірно, за рахунок поверхневих вод та інфільтрації атмосферних опадів. Але і кількість опадів в районі суттєво впливає на його водозбагаченість, тобто режим горизонту непостійний. Статичний рівень його становить близько 14 метрів з коливаннями у певні періоди року. Нижнім водотривом служать сірі глини, що підстиляють шар II. В районі газосховища горизонт не експлуатується, крім окремих джерел з найпростішим каптажем.

В 1992 році ІФНТУНГом виконані дослідні роботи на предмет вивчення водноколекторських властивостей горизонту. Для цього в північно-східній частині сховища була пробурена свердловина 502 глибиною 30 метрів. Результати дослідних відкачок дозволили визначити гідрогеологічні параметри горизонту на цій ділянці. Дебіт під час його стабілізації становив 12,96 м³/добу при зниженні статичного рівня на 2,66 м. Така порівняно невелика водовіддача пов'язана із значною заглинизованістю розрізу. Коефіцієнт фільтрації складає 0,33 м/добу при водопровідності 1,2 – 1,75 м³/добу. Хімічний склад води, в основному, гідрокарбонатно-хлоридний кальцієво-натрієвий, гідрокарбонатний кальцієвий з мінералізацією від 0,1 до 1,0 г/л, частіше 0,4-0,5 г/л.

Мінералізація води із верхньокрейдового комплексу складає 190-202 г/дм³, коефіцієнт метаморфізації 0,86-0,88, горизонт напірний. Мінералізація води баденських відкладів становить від 170 до 235 г/дм³, коефіцієнт метаморфізації 0,86

і за класифікацією В.А. Суліна води відносяться до хлор-кальцієвого типу. Стебницькі відклади не водозбагачені внаслідок малої потужності колекторів, що містять воду – лінзи, прошарки пісковиків та конгломератів, часто спостерігається фаціальне заміщення їх по латералі на непроникні породи. Горизонт в нижній частині розрізу напірний. Хімічний склад та мінералізація стебницьких вод дуже різні. Прісні сульфатно-натрієві, хлор-магнієві води з мінералізацією до 1 г/дм³ приурочені до приповерхневої, добре промитої частини розрізу. Глибинні води за типом хлор-кальцієві з відносно високою мінералізацією 10-15 г/дм³. Для верхньокрейдяних, баденських та стебницьких (нижньої частини розрізу) водоносних горизонтів характерний високий вміст бромю, йоду, бору, а висока мінералізація вод крейди та бадену обумовлена наявністю у розрізі хемогенних утворень (гіпси, ангідриди).

2.2 Тектоніка

Богородчанське підняття, з яким пов'язані відкриті поклади газу, представляє собою складнопобудовану брахіантиклінальну складку північно-західного простягання, розділену повздовжними та поперечними порушеннями на три блоки.

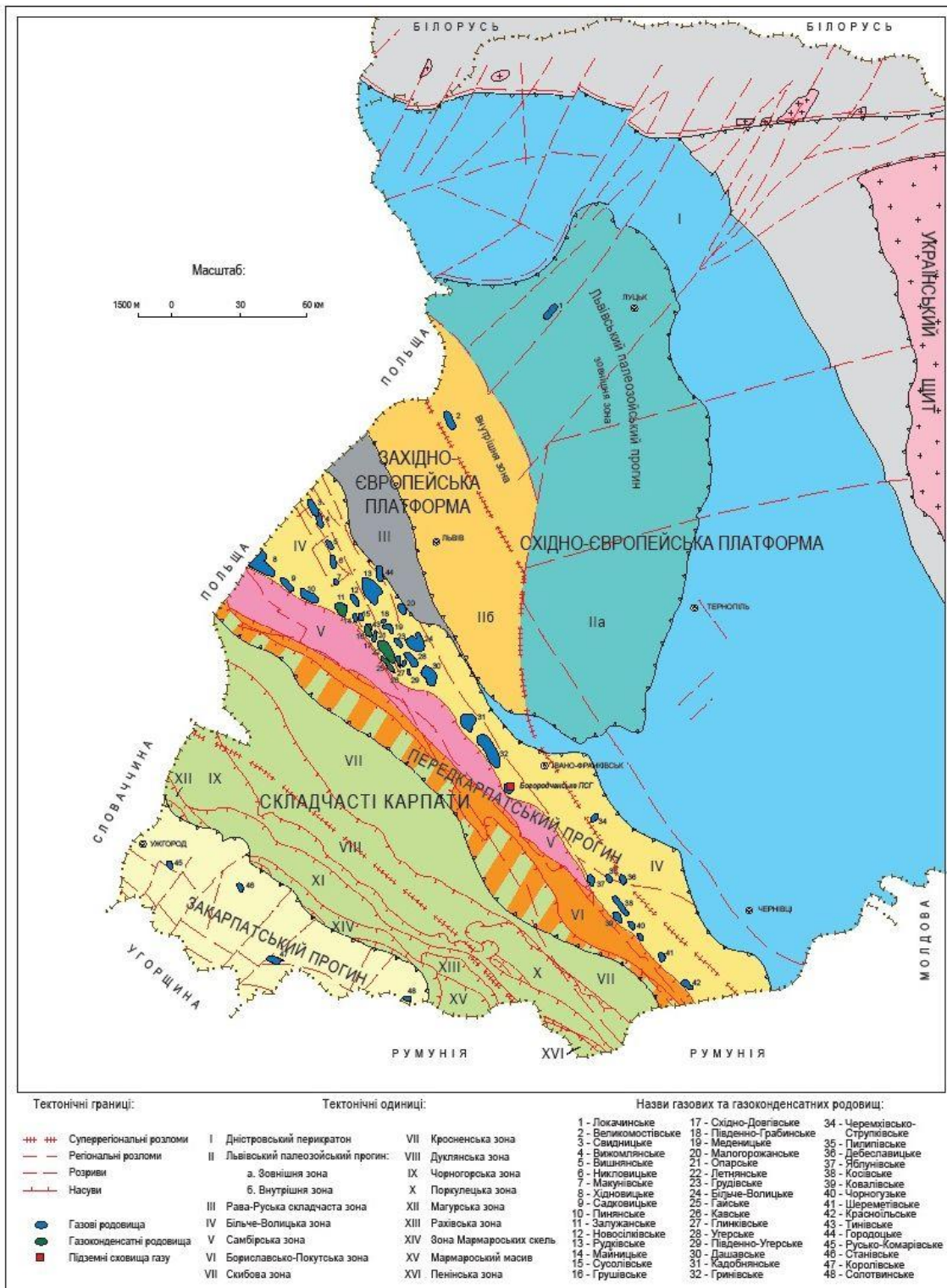


Рисунок 2.1 – Тектонічна карта Західного нафтогазоносного регіону

Південно-західне крило складки зрізане Стебницьким насувом, а з північного-сходу обірване скидом незначної амплітуди. Складна конфігурація ізогіпс на структурній карті, побудованій по покрівлі середнього продуктивного горизонту, можливо вказує на наявність ряду малоамплітудних тектонічних

порушень в склепінній і присклепінній частинах структури. Але самі порушення за даними промислово-геофізичних досліджень не встановлені.

Промислова газонасність пов'язана з трьома піщано-алевролітовими горизонтами (верхній, середній та нижній). Верхній продуктивний горизонт виділяється в підшві насунутого комплексу стебницьких відкладів Внутрішньої зони. Середній та нижній горизонти прурочені до верхньої частини торгонських відкладів.

За даними випробування розвідувальних та експлуатаційних свердловин в різних блоках структури відкриті окремі поклади газу.

Найбільш великий по розмірах і запасах газу є поклад середнього горизонту в межах основного південно-східного блоку. Поклад являє собою серію зближених прошарків (горизонтів, лінз) пісковиків мінливої потужності та літологічного складу. Вони поєднуються у пакети-пачки, які також невитримані за товщиною. Самі верхні піщані горизонти у певних місцях площі можуть бути газонасиченими і тому включені до складу колектора, а в інших – ці ж прошарки не містять газу або заміщені глинистими різновидами і тому не входять в загальний пласт.

По покрівлі пласт-колектор являє собою брахіантиклінальну складку північно-східного простягання.

Найвища точка газонасності зафіксована свердловиною 111 на відмітці -675, нижня межа знаходиться в інтервалі абсолютних відміток -780 – -800. Розміри газонасної області приблизно становлять 3x2 км, висота покладу до 125 метрів. Кути падіння північно-західного крила колектору коливаються у рамках 10-12°, південно-східного – 2-5°; південно-західне замикання має кути падіння від 2 до 5°. Північно-східний фланг структури найбільш складний за своєю будовою – кути падіння колектору тут змінюються від 1-6 до 12°.

Північно-східне крило структури ускладнене кількома тектонічними порушеннями з малою амплітудою зміщення порід – до 20 метрів (графічні додатки 176, 177, 180-183). Простягання розривів широтне і субширотне; кути між простяганнями розривів та віссю складки гострі. Кути та азимути падіння зміщувачів визначити досить важко із-за малої амплітуди зсуву порід. На

геологічних розрізах та структурних картах чітко проглядається своєрідна „клавішна” конструкція північно-східного крила – невеликі за розмірами піднесені блоки чергуються із опущеними. Не виключено існування в цій частині структури порушення, яке має простягання паралельне вісі брахіантикліналі і проходить по лінії свердловин 35-60-131. Воно відокремлює піднесений блок із групою свердловин 35, 60, 131, 160, 169, 16. Опосередковано на існування цього диз’юнктиву вказує глибокий яр у південно-східній частині промислової ділянки.

Можна також припустити наявність підкиду в районі свердловини 25.

До південно-східного блоку приурочений також газовий поклад верхнього продуктивного горизонту, який має лінзовидний характер. По мірі занурення структури піщано-алевролітові складові порід заміщуються на глинисті. Мінімальна гіпсометрична відмітка, з якої отриманий промисловий приплив газу, мінус 730 м (сверд. 1). Висота покладу біля 80 м. Розміри покладу 2,7 x 3,9 км. Початковий пластовий тиск в свердловині 15, де відкрита піщано-алевролітова лінза, яка залягає в підшві горизонту, був практично такий же, як у середньому продуктивному горизонті 10,09 МПа (102,9 кгс/см²).

В свердловині 1, розміщеній в приконтурній південно-західній частині родовища, відкриті сумісно верхня частина середнього горизонту і піщано-алевролітові лінзи верхнього горизонту. Початковий пластовий тиск у ній склав 9,91 МПа (101,0 кгс/см²), що на 0,24 МПа (2,5 кгс/см²) нище, ніж у середньому горизонті. Аналізом розробки встановлено, що відкриті у свердловині 1 лінзи верхнього горизонту гідродинамічно ізольовані від решти частини покладу. Тому пластовий тиск в них міг бути дещо нижчим.

В північно-західному блоці відкрито декілька невеликих по розмірам літологічно і тектонічно обмежених покладів. За результатами випробувань свердловин 4 і 24 початкові пластові тиски в інтервалах випробування 1287-1295, 1269-1240, 1228-1213, 1188-1170 м складали від 7,65 МПа (78,0 кгс/см²) до 11,1 МПа (113,0 кгс/см²). Контакт газ-вода встановлений у нижньому продуктивному горизонті на абсолютній відмітці мінус 895 м.

Хімічний склад газу із родовища наступний: метан - 96÷98 %, етан – 0,14÷0,55 %, пропан – 0,02÷0,29 %, пентан+вищі до 0,001%, CO₂ - 0÷0,6 %, азот – 1,2÷3 %, гелій - 0÷0,0004 %, аргон - 0÷0,014 %. Сірководень відсутній. Відносна густина газу за повітрям знаходиться в межах 0,5630÷0,5723.

2.3 Порівняльна фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів

Колекторами газу за результатами проведених досліджень є лінзи, пласти та пропластки пісковиків і алевролітів. Фізико-літологічна характеристика колекторів по горизонтах наступна:

Верхній продуктивний горизонт складається із декількох піщано-алевролітових лінз, приурочених в основному до кривлі і підшви горизонту. В межах основного південно-східного блоку найбільш витримана по площі є підшвенна лінза. Вона відкрита в свердловинах 1, 9, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23. Її максимальна товщина в районі свердловини 9 складає біля 20 м. В свердловинах 1, 17, 20, 22 товщина лінзи зменшується до 2÷5 м. В покрівельній частині горизонту відкриті три невеликі алевроліто-піщанисті лінзи потужністю від 8 до 18 м.

В північно-західному блоці (сверд. 4) в межах верхнього горизонту виділяється 6 лінз товщиною від 2 до 6 м.

Загальна товщина горизонту в південно-східному блоці досягає 58 м, ефективна – 28,3 м.

Пісковики дрібнозернисті, вапнисті, середньої міцності. Цемент глинисто-карбонатний. Карбонатність породи біля 20 %.

Алевроліти дрібнозернисті та різнозернисті, вапнисті. Карбонатність породи складає 21÷27 %. Цемент алевролітів глинисто-карбонатний.

За даними ГДС відкрита пористість пісковиків та алевролітів коливається в межах 7,6÷17,3 %. Достовірні дані про проникність колекторів верхнього горизонту відсутня.

Середній продуктивний горизонт використовується для підземного зберігання газу і складається з декількох пластів (знизу вверху): "а", "б", "в", "г", "д", "е" (Рис. 2.1 – 2.6).

За даними буріння горизонт представлений пісковиками та алевролітами в тій чи іншій мірі глинистими, сірими за кольором, вапнистими, слюдицими; за структурою – дрібнозернистими, рідше середньозернистими; за ступенем цементації – від середньо- і слабозцементованих до рихлих. За мінеральним складом пісковики кварцові (65-75%) з уламками польових шпатів, кварцитів та лусочками мусковіту, хлориту. Кварц кутастий і напівобкатаний, не зрідка коронований кальцитом. Уламкова частина складає частіше всього до 56%, рідко 91% об'єму породи. Сортування зерен зазвичай хороше, їх середній розмір вагається від 0,03 до 0,22 мм. Цемент за складом глинисто-карбонатний із присутністю зерен глауконіту, за характером – базально-поровий та поровий. Карбонатність пород становить від 3 до 14 % [4]. Текстура пісковиків та алевролітів безладна, косошарувата, нерівномірно-шарувата.

Гранулометричний склад пісковиків по фракціях за вагою:

- 1,0 ÷ 0,5 мм – 0,4%;
- 0,5 ÷ 0,25мм – 3,8-39,1%;
- 0,25 ÷ 0,01мм – 15,4-45,1%;
- 0,1 ÷ 0,05мм – 11-51,4%;
- 0,05 ÷ 0,01мм – 4,4-29,4%.

Гранулометричний склад алевролітів по фракціях за вагою:

- 0,5 ÷ 0,25 мм – 1-2%;
- 0,25 ÷ 0,1мм – 3-35%;
- 0,1 ÷ 0,05мм – 22-58%;
- 0,05 ÷ 0,01мм – 17-78%.

Середній розмір зерен 0,03-0,08 мм.

Середньозважена пористість порід за розрахунками по геофізичним даним коливається від 4 до 26%. За даними лабораторних іспитів зразків керну піщано-

алевролітових порід абсолютна пористість їх становить 8,1-27,3%, відкрита 9,8-26%, проникність від 0,09 до 360 мдарсі.

Як вже помічалось, горизонт складений серією зближених горизонтів-лінз піскуватих порід, що розділені між собою глинистими інтервалами. В цілому, загальна потужність колектора дуже невитримана і коливається від 6-9 метрів в західній частині структури (свр. 55, 92) до 94-102 м на північному сході (свр. 175, 19). Товщина пласта поступово змінюється у напрямках із заходу на схід та з півдня на північ (графічний додаток 190). Нарощування потужності відбувається як за рахунок приєднання нових прошарків до верху чи до низу, так і за рахунок збільшення товщин самих піщаних шарів. У вертикальному напрямку є певна закономірність у потужностях проникних різновидів порід – чим стратиграфічно вище знаходиться горизонт, тим потужність його менше. Пористість окремих піскуватих горизонтів становить від 13-14% (пісковики глинисті) до 21-23, а в окремих випадках і до 26% (чисті пісковики). Товщини глинистих прошарків варіюють від перших десятків сантиметрів до 6-8 метрів. Їх літологічний склад теж неоднорідний – по окремих свердловинах спостерігається розщеплювання глинистих пластів на окремі складові інтервали. Загалом пористість непроникних та умовно непроникних шарів коливається від 4 до 10-12%.

Ефективна потужність колектора також невитримана і змінюється від 6,3 м на заході (свр. 55) до 82,9 м на сході (свр. 19) – графічний додаток 191. Обумовлено це геологічними особливостями району: по-перше, з південного заходу на північний схід потужності пісковикових шарів поступово зростають, а по-друге, к вже існуючим додаються нові. На північному сході та сході помічається найбільша кількість пісковикових прошарків у розрізі. Тут колектор складений з чотирьох-п'яти проникних прошарків потужністю від 2 до 54,4 м. На крайньому заході структури пласт представлений одним проникним прошарком відносно невеликої потужності – свердловини 1, 55, 63.

Сумарна середньозважена пористість по проникних прошарках колектора коливається у досить вузькому інтервалі значень – 18-24%. У змінюванні пористості по латералі є певна закономірність – цей фізичний параметр

погіршується у північному напрямку, тобто зі збільшенням потужності пласта погіршуються його колекторські властивості. По вертикалі знизу-вверх теж помітне зниження пористості тих прошарків, що залягають вище.

Нижній пласт "а" має товщину в межах підняття від 6 до 46 м. Найбільша товщина припадає на північно-східну присклепінну частину структури. З південного заходу пласт зрізається насупом і місцями виклинюється. Пласт "а" є найбільш витриманим по площі.

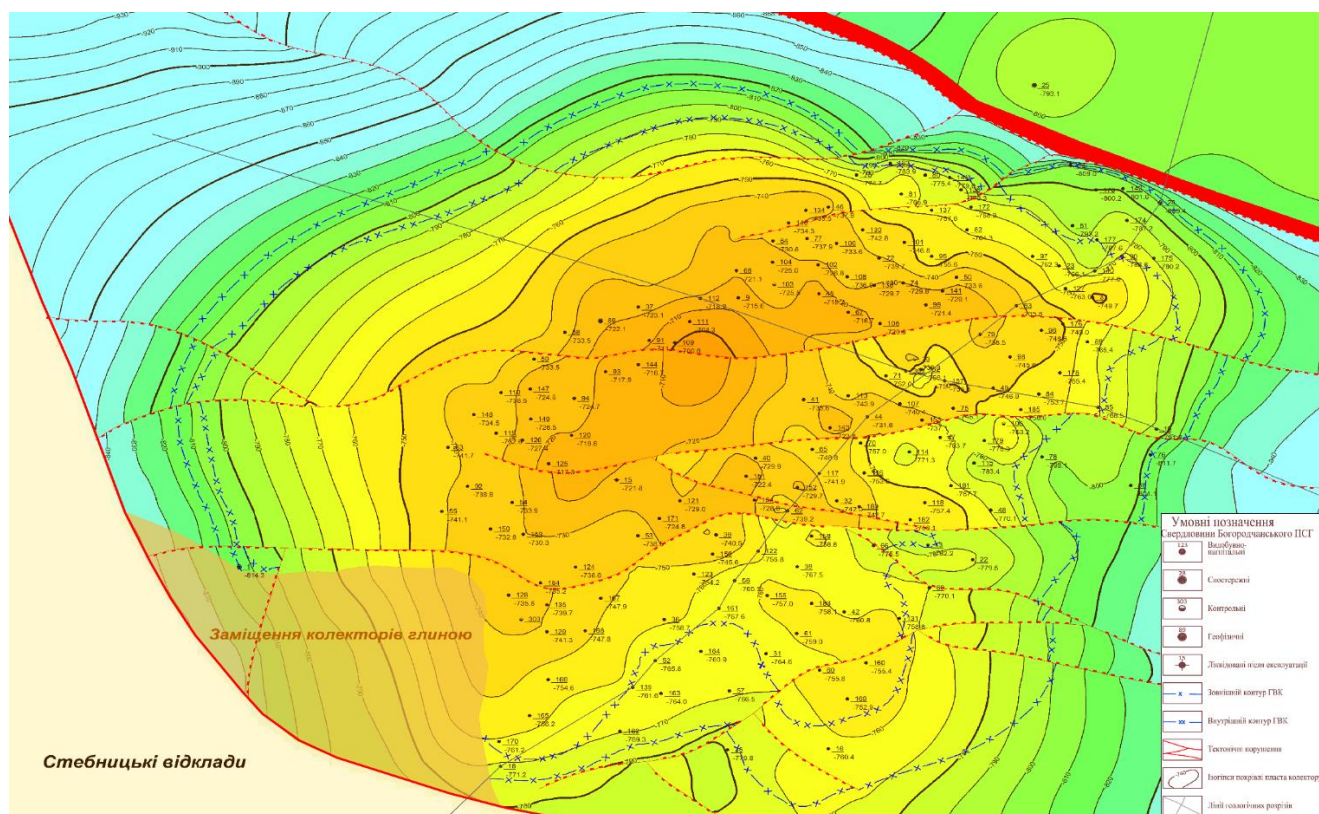


Рисунок 2.2 – Структурна карта по покрівлі пласта "а"

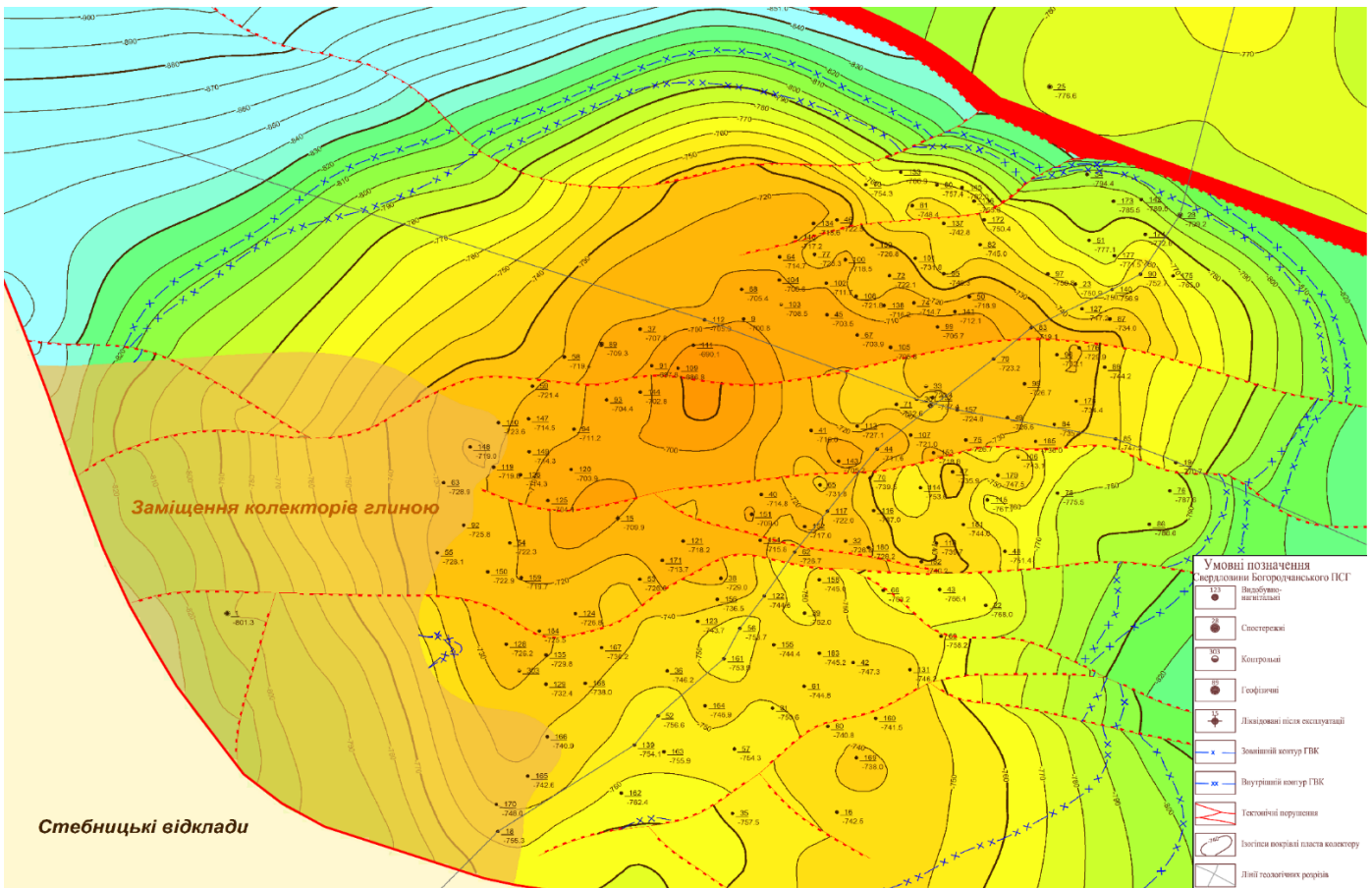


Рисунок 2.3 - Карта ізопакіт пласта "Б"

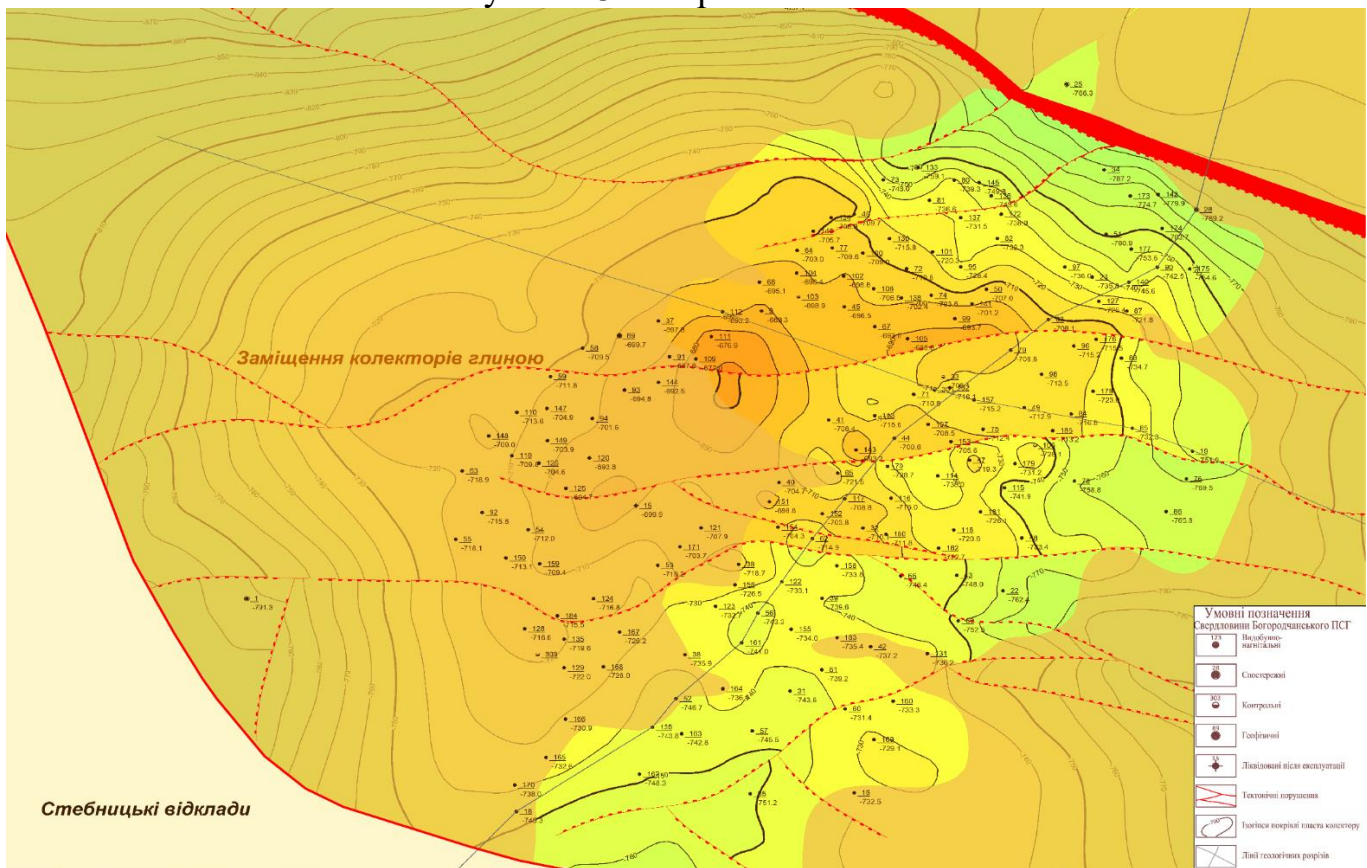


Рисунок 2.4 – Карта ізопакіт пласта "В"

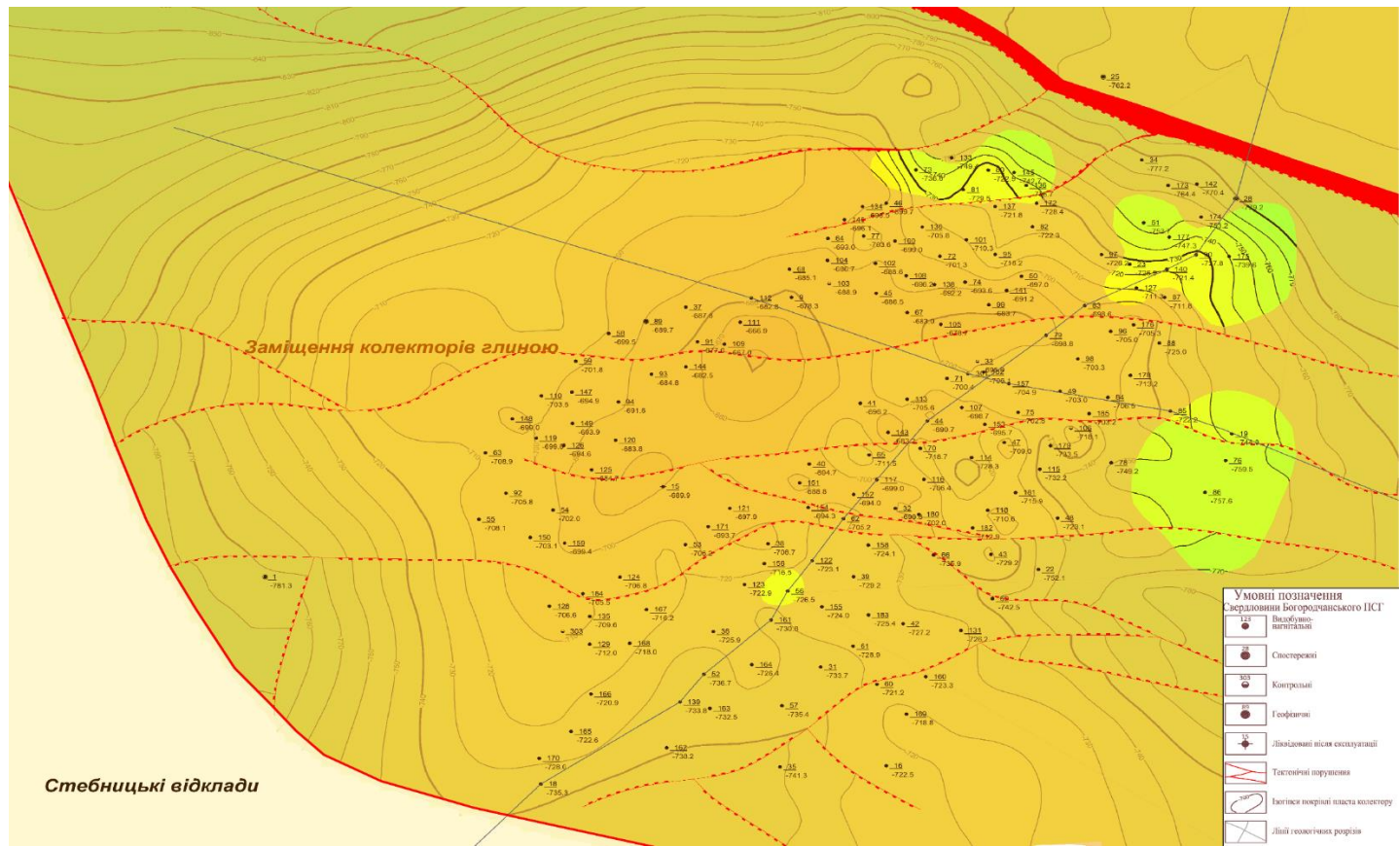


Рисунок 2.5 – Карта ізопахіт пласта “Г”

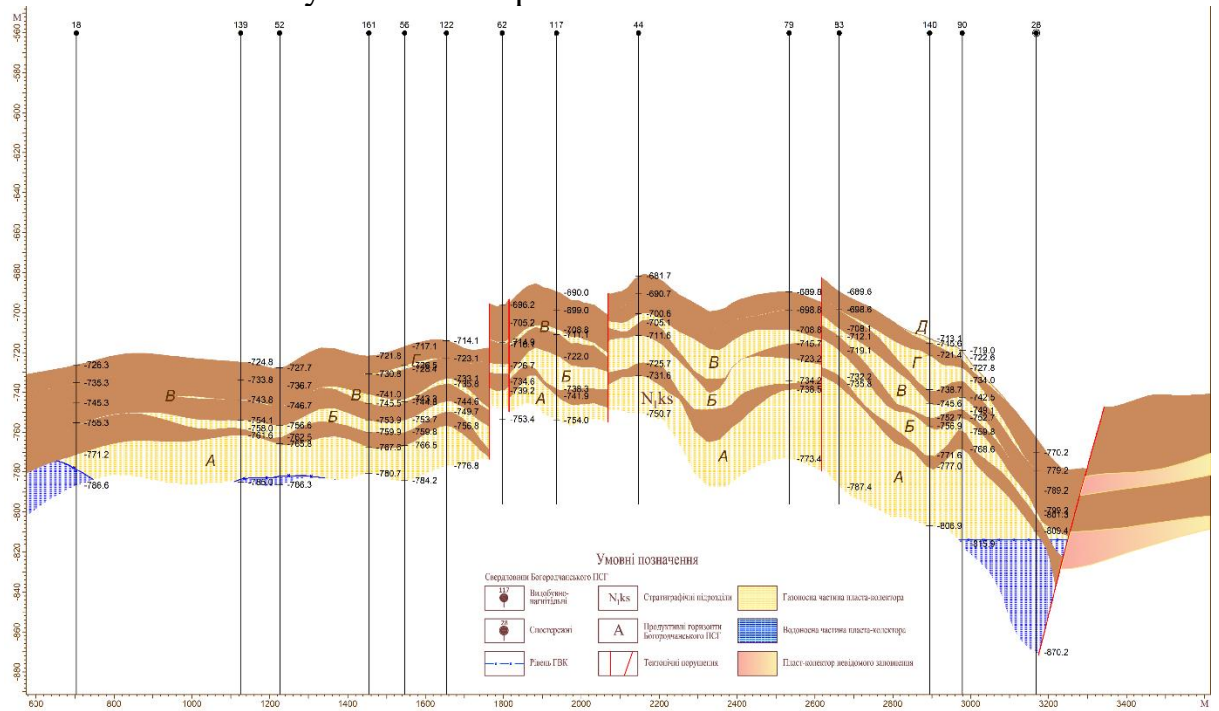


Рисунок 2.6 – Геологічний профіль по лінії I

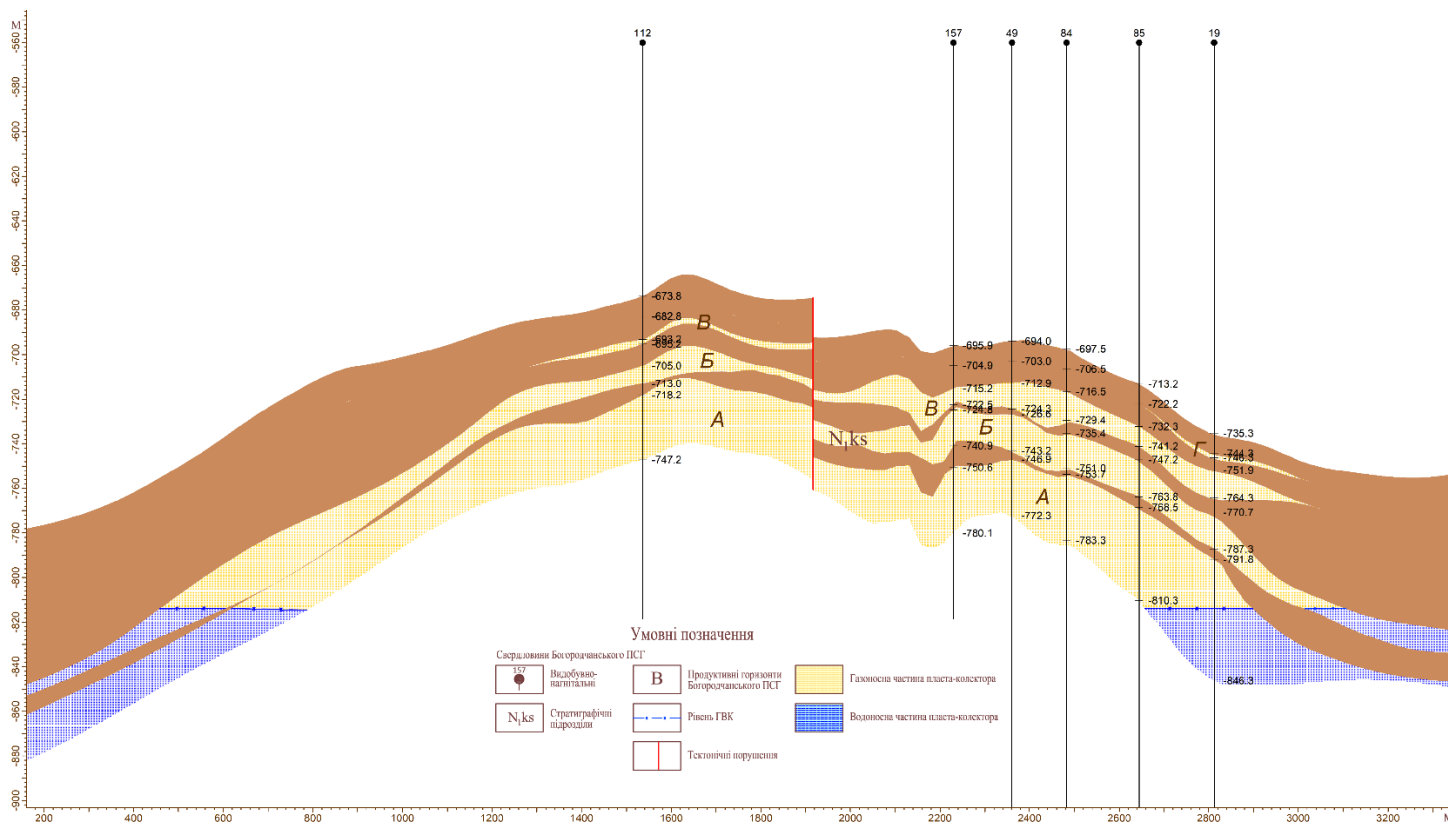


Рисунок 2.7 Геологічні профілі по лінії II

Утворює майже куполовидне підняття з склепінням в районі свердловин 15, 144, 40. ГВК пласта "а" у східній частині структури знаходиться на відмітках від мінус 809 до 824 м і прийнятий в середньому на відмітці мінус 814 м. Вище пласта "а" залягає пласт "б", який відділяється від нижнього глинистою перемичкою товщиною 5÷10 м. Товщина пласта "б" - від 2 до 22 м. В південно-західній частині структури пласт "б" відсутній. Вище залягають пласти "в" і "г", які мають ще меншу товщину і площу. Пласт "в" розповсюджений тільки у східній частині структури, а пласт "г" представляє собою окремі лінзовидні зони. Пласт "д" має невелике лінзовидне поширення у північно-східній частині структури (свердловини 127, 140, 177, 90, 175), де його товщина складає 3÷5 м. В розрізах окремих свердловин зустрічаються газонасичені пласти і вище.

Пласти "д" і "е" лінзовидні, малопотужні і не мають розповсюдження по свердловинах експлуатаційного фонду родовища, ПСГ.

ГВК в пластах "б" і "в" прямо ніде не встановлений. Виходячи із відмітки покрівлі цих пластів у свердловині 25, де вони обводнені, і сусідніх свердловин, де

вони газонасичені, ГВК по всій ймовірності знаходиться на тій же самій відмітці, що і в пласті "а", тобто це один багатопластовий поклад.

Нижній продуктивний горизонт складається із декількох лінзовидних піщаних пачок. Від середнього продуктивного горизонту відділяється аргілітами та глинами з прошарками тонкошарових пісковиків та алевролітів. Товщина цієї перемички, в основному, 3÷10 м, збільшується до 15 м в свердловині 3 і до 60÷70 м в свердловині 20.

Загальна товщина горизонту коливається від 60 м в свердловинах 1, 4 і 22 до 75 м в свердловині 15, ефективна - від 2,2 м (сверд. 17) до 26,7 м (сверд. 21). Пісковики дрібнозернисті, вапнисті, глинисті, щільні. Алевроліти дрібнозернисті, слабовапнисті та вапнисті, глинисті, міцні, масивні. Продуктивні горизонти родовища перекриті товщею (до 1000 м) моласових утворень, які належать насунутому комплексу Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Відклади насуву представлені, в основному, аргілітами, щільними глинами з рідкими прошарками алевролітів. Пісковики майже відсутні. Пластові води верхньотортонських відкладів відносяться до хлор-кальцієвого типу. Мінералізація від 170 до 235 г/л. Багатоводність відкладів коливається в широких межах – від 0,4 м³/д при динамічному рівні 641 м (сверд. 5) до 37 м³ при переливі (сверд. 9).

Група	Система	Відділ	Ярус	Світа	Літологічна колонка	Потужність підрозділу, м	Короткий опис порід	
МЕЗОЗОЙСЬКА MZ	Крейдова K	Верхній Kz				до 250	Перешарування мергелів, глин, вапняків, вапняків глинистих, алевролітів.	
						Богородчанська Nbg	до 40	Глини темно-сірі, шаруваті, вапнисті.
							Тираська Ntr	до 20
КАЙНОЗОЙСЬКА KZ	Неогенова N	Нижній Nt	Баденський Nb	Світа		до 1850	Світа складена переважно глинами, підлегле значення мають алевроліти та пісковики. Глини аргілітоподібні від сірого до темно-сірого кольору, часто піскуваті, вапнисті, слоюні. Алевроліти сірі, середньої міцності, тріщинуваті, вапнисті. Пісковики та пісковики глинисті від сірого до темно-сірого кольору, кварц-польовошпатові, середне-та дрібнозерністі, вапнисті, крихкі, тріщинуваті, місцями шільні. Пісковики та алевроліти залягають у вигляді лінз, малопотужних прошарків та горизонтів, котрі не витримані у розрізі та по площі. Частіше пісковики та алевроліти розвинуті у нижній половині світи і утворюють у певних інтервалах пакети-пачки. У нижній частині розрізу світи виділений основний об'єкт газозбереження Богородчанського ПСГ - пласт-колектор 2. Він складений пісковиками, пісковиками глинистими, алевролітами. Форма залягання піщано-алевролітових різновидів - лінзи, невитримані за товщиною та простяганням горизонти. Потужність колектора 2 поступово збільшується із заходу та південного заходу на схід та північний схід від 6 до 102 м. В 50-60 метрах вище пласта 2 виділений піщано-алевролітовий комплекс, котрий має промисловий індекс колектор 1.	
						Костівська Nks	до 30	Ґрунтово-рослинний шар, суглинки, супіски, в долинах річок жорствано-галечні відклади.

Рисунок. 2.8 – Стратиграфічна колонка Богородчанської площі

3. АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

3.1 Основні показники розробки газового покладу

Богородчанське газове родовище введено в розробку у вересні 1969 р. на основі технологічної схеми ДПЕ [2]. Згідно останньої у 1968-1969 рр. пробурено 9 експлуатаційних свердловин, три з яких (17, 20 і 21) розміщені в центральній частині площі, виявилися непродуктивними і ліквідовані по геологічним причинам, решта - 6 свердловин (15, 16, 18, 19, 22, 23) введені в експлуатацію. Крім цього в експлуатацію введено 3 свердловини (1, 4, 9), які вийшли з розвідувального буріння.

У 1972 р. складений проект розробки [3] родовища. В 1973 р. введена в експлуатацію свердловина 24, яка пробурена згідно проекту розробки як оціночна. В квітні 1979 р. експлуатація комплексу покладів в режимі виснаження була припинена після переведу їх в режим підземного зберігання газу.

Основні запаси газу приурочені до середнього продуктивного горизонту південно-східного підняття. Цей поклад горизонту використовується для підземного зберігання газу і складається з декількох пластів (знизу вверху): "а", "б", "в", "г", "д", "е" (Розділ 2).

Експлуатаційний фонд по південно-східному блоку на протязі всього періоду розробки складався з 8 свердловин: 1, 9, 15, 16, 18, 19, 22, 23.

В процесі експлуатації всі свердловини крім свердловини 1 характеризуються стабільними дебітами і тисками. Суттєвих ускладнень в процесі експлуатації не спостерігалось. Поточні пластові тиски у свердловинах, приведені до середньовагової величини на глибині 1130 м, близькі між собою і склали на момент переведення покладу в режим підземного зберігання газу (квітень 1979 р.) 37,9-39,6 кгс/см² (в середньому, 39,0 кгс/см² проти початкового 103,5 кгс/см²). Слід відмітити, що характер зміни у часі робочого дебіту і пластового тиску в

свердловині 15, де відкриті пласти "а" і "б", такий самий як і в свердловинах 9, 16, 19, 22, 23, в яких відкриті пласти "а", "б", "в" і "г". Динаміка зниження пластового тиску в покладі проілюстрована на рис. 3.1.

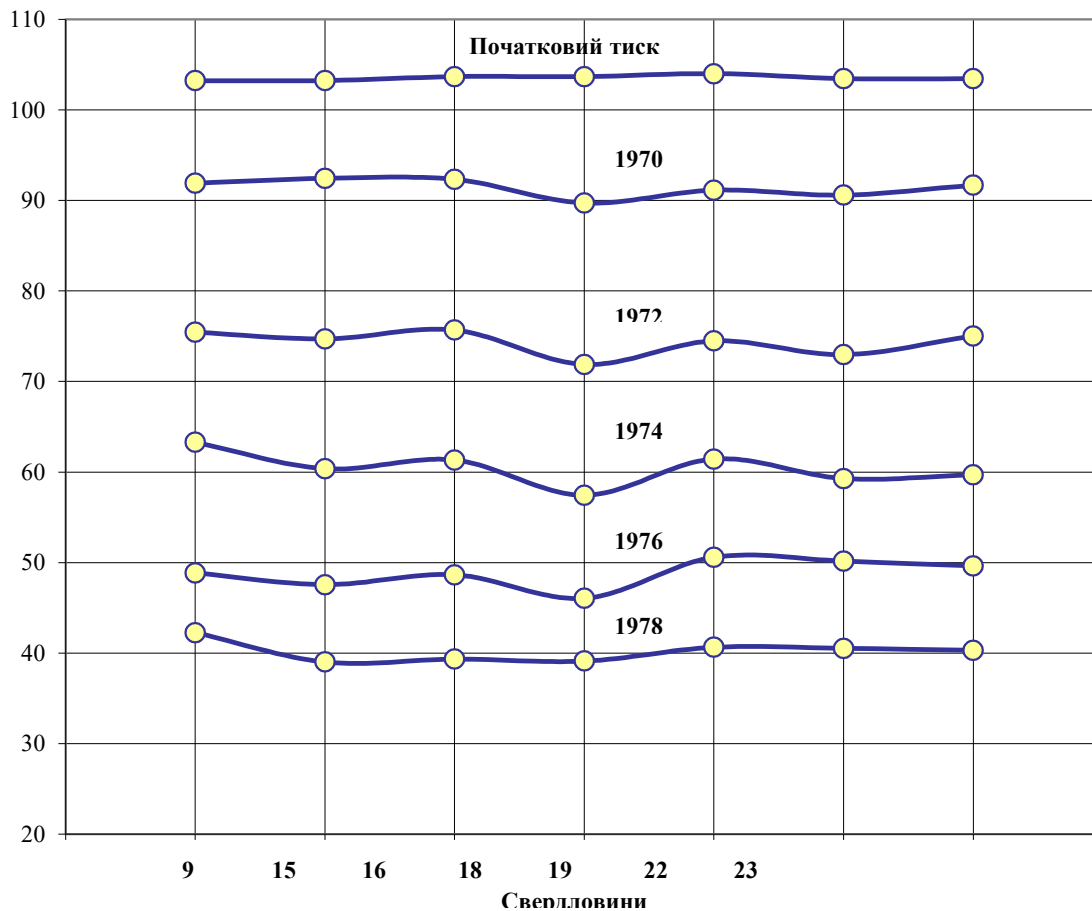


Рисунок 3.1 - Динаміка зміни у часі пластового тиску по свердловинах.

В свердловині 1 після 8 місяців експлуатації відмічалось різке зниження робочого дебіту і пластового тиску. На протязі жовтня 1969 – червня 1970 р. робочий дебіт свердловини складав 80-90 тис.м³/д при робочому тиску 85-75 кгс/см². В липні 1970 р. дебіт свердловини знизився до 40 тис.м³/д при робочому тиску 68 кгс/см². До кінця 1971 р. дебіт свердловини складав всього 5 тис.м³/д при робочому тиску 23 кгс/см². Як показав аналіз, такий газодинамічний стан свердловини 1 по всій ймовірності пов'язаний з її технічним станом. В результаті

обслідування свердловини в липні 1970 р. фактичний вибій виявився на глибині 1183 м. В результаті чого найбільш потужний пласт "а", відкритий перфорацією в інтервалі 1160-1190 м, виявився перекритим глинистою пробкою. Що стосується пласта "б", то в даному районі він складений малопотужними пісковиками, які виклинюються і мабуть є гідродинамічно ізольованими від решти частини покладу. В червні 1977 р. в свердловині провели СКО, що дозволило відкрити пласт "а", в результаті чого робочий дебіт і тиск наблизилися до решти свердловин покладу.

Динаміка зміни основних показників розробки покладу (без даних про видобуток і тиск по свердловині 1) приведена в табл. 3.1. Основні показники експлуатації свердловини 1 наведені в табл. 2.2. На протязі 1969-1972 рр. поклад розроблявся постійним числом свердловин (7) при практично постійних річних об'ємах видобутку газу. Пластовий тиск за цей час знизився з 103,2 до 73,8 кгс/см². Річний відбір газу в цей період складав 300-320 млн.м³ при проектній величині видобутку 280 млн.м³. В подальшому, по мірі зниження пластового тиску, видобуток газу знижувався і в 1970 р. склав 119,5 млн.м³. Слід відмітити, що видобувні можливості діючого фонду свердловин були вищі фактичних відборів і обмежувалися величиною видобутку, передбаченого проектом.

На протязі 1969-1979 рр. депресії на пласт знаходилися в межах 1,5-2,6 кгс/см² при допустимій величині 4-4,5 кгс/см². За період розробки середній дебіт свердловини знизився від 143 до 47 тис.м³/д. Дебіти окремих свердловин знизилися від 100÷250 тис.м³/д в початковий період розробки до 22÷70 тис.м³/д в 1979 р. Середній робочий тиск за цей період зменшився з 81,4 до 32,3 кгс/см².

Таблиця 3.1- Основні показники розробки газового покладу

Рік	Об'єм видобутку за рік млн.м ³	Об'єм видобутку з початку розробки млн.м ³	Пластовий тиск		Робочий тиск		Кількість експл. свердловин од.	Середній дебіт свердловини тис.м ³ /д	Пластова депресія кгс/см ²
			МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²			
На поч.									
розробки									
			10,15	103,5			7		
1969	62,6	62,6	9,99	101,9	7,98	81,4	7	143	2,5
1970	321,3	383,9	8,96	91,4	7,68	78,3	7	127	1,6
1971	297,7	681,6	8,10	82,6	6,49	66,2	7	118	1,8
1972	300,3	981,9	7,29	74,3	5,94	60,6	7	118	1,9
1973	256,8	1238,7	6,61	67,4	5,34	54,4	7	101	1,6
1974	227,4	1466,1	5,92	60,4	4,86	49,6	7	89	1,5
1975	212,0	1678,1	5,34	54,4	4,15	42,3	7	83	1,5
1976	193,5	1871,6	4,79	48,8	3,92	40,0	7	75	1,5
1977	158,6	2030,2	4,24	43,2	3,73	38,0	7	48	1,5
1978	119,5	2149,7	3,94	40,2	3,23	32,9	7	46	1,5
1979	28,1	2177,8	3,83	39,0	3,17	32,3	7	47	1,5

В процесі експлуатації у більшості свердловин винесення пластової води не спостерігалось. Кількість конденсаційної води не перевищує вологовміст газу для даних пластових умов і складає в основному 0,5-1,0 л/тис.м³ газу.

За станом на момент переводу газового покладу в режим ПЗГ (30 березня 1979 р.) з нього видобуто з врахуванням втрат 2180 млн.м³ газу що складає 66% початкових запасів газу, Пластовий тиск знизився з 103,5 кгс/см² до 38,1 кгс/см² або на 63,2%.

Як показав аналіз розробки, газовий поклад Богородчанського родовища на протязі всього періоду експлуатації працював при газовому режимі. Залежність зниження приведенного пластового тиску від сумарної величини видобутку газу має лінійний характер. Активність невеликого по розмірам водоносного басейну невелика. Свердловини в основному виносили конденсаційну воду у кількості 0,4÷1,0 л/1000 м³.

Обводнення нижньої частини відкритого інтервалу в свердловині 18 і надходження пластової води у свердловину 19 пов'язані з вибіркоким рухом пластової води по найбільш прониклим пропласткам.

Характерним є те, що свердловини 9 і 23, в яких нижні отвори інтервалу перфорації розміщені всього на декілька метрів вище площини ГВК, весь період експлуатації працювали без винесення пластової води.

3.2 Уточнення запасів газу за даними розробки покладу

Підрахунок запасів газу Богородчанського газового родовища проводився неодноразово. У 1970 році ДКЗ (протокол засідання ДКЗ №6002 від 01.07.1970 р.) затвердила початкові запаси по південно-східному блоку в об'ємі 3560 млн.м³ (по категорії С₁).

Запаси газу в сховищі визначають шляхом оброблення промислових даних про зміну в часі відібраного чи закачаного газу і середньозваженого по активндренованому поровому простору пластового тиску за рівнянням матеріального балансу в цілому для газового покладу. Якщо дані по сезонах закачування і відбору газу достовірні, можна проводити адаптацію і визначати початкові запаси в сховищі .

Основою підрахунку запасів газу за методом падіння пластового тиску є графічне рішення рівняння матеріального балансу:

$$\Omega_0 \bar{P}_0 = \Omega_0 \bar{P}_t \pm Q_r,$$

де Ω_0 – величина порового газонасиченого об'єму покладу, млн м³;

\bar{P}_0 і \bar{P}_t , – приведений середньозважений пластовий тиск на початкову і поточну дату розрахунку, кгс/см²;

Q_r – сумарний об'єм відібраного (закачаного) газу за проміжок часу $\Delta t = t_0 - t$, млн м³.

Цей метод дозволяє за залежністю середньозваженого приведенного пластового тиску від об'єму відібраного газу з ПСГ визначити запаси газу в умовах газового режиму і відсутності перетоків газу.

Розділивши всі члени рівняння на Ω_0 , маємо:

$$\bar{P}_t = \bar{P}_0 \pm \frac{1}{\Omega_0} Q_r$$

Графік рівняння (рисунок 3.2) в координатах \bar{P}_t і Q_r для умов відбирання представляє собою пряму лінію, що має кутовий коефіцієнт $\frac{1}{\Omega_0}$ і відтинає на осі абсцис відрізок, чисельно рівний запасам газу в ПСГ на початок розробки.

Величини початкових запасів уточнювались при складенні технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ [1] у 1976 р. Згідно результатів розрахунку по методу падіння пластового тиску за період розробки з 1969 р. по 1975 р. початковий об'єм газу в основному південно-східному блоку склав 3520 млн.м³. Відповідно, газонасичений об'єм порового простору склав 31,75 млн.м³

Залишкові запаси за даними роботи [1] становлять:

$$\text{південно-східний блок } 3520 \text{ млн.м}^3 - 2180 \text{ млн.м}^3 = 1340 \text{ млн.м}^3$$

При розробці "Технологічної схеми створення страхового запасу газу в Богородчанському ПСГ на газопроводі "Союз" [4] у 1980 р. проводилася переоцінка початкових і залишкових запасів газу також за методом падіння пластового тиску. До уваги брався вже повний період розробки з 1969 р. до 1979 р. Згідно результатів роботи початкові запаси, визначені на основі графіка залежності приведенного пластового тиску від сумарного об'єму видобутого газу, склали 3300 млн.м³. До уваги бралось дренування тільки основного південно-східного блоку. Відповідно, залишковий об'єм газу в покладі на момент його переведення в режим підземного зберігання становив

$$3300 \text{ млн.м}^3 - 2180 \text{ млн.м}^3 = 1120 \text{ млн.м}^3.$$

~~Ця величина залишкових запасів газу і була затверджена ЦКР. Відповідний їй газонасичений порговий об'єм становить 30,66 млн.м³.~~

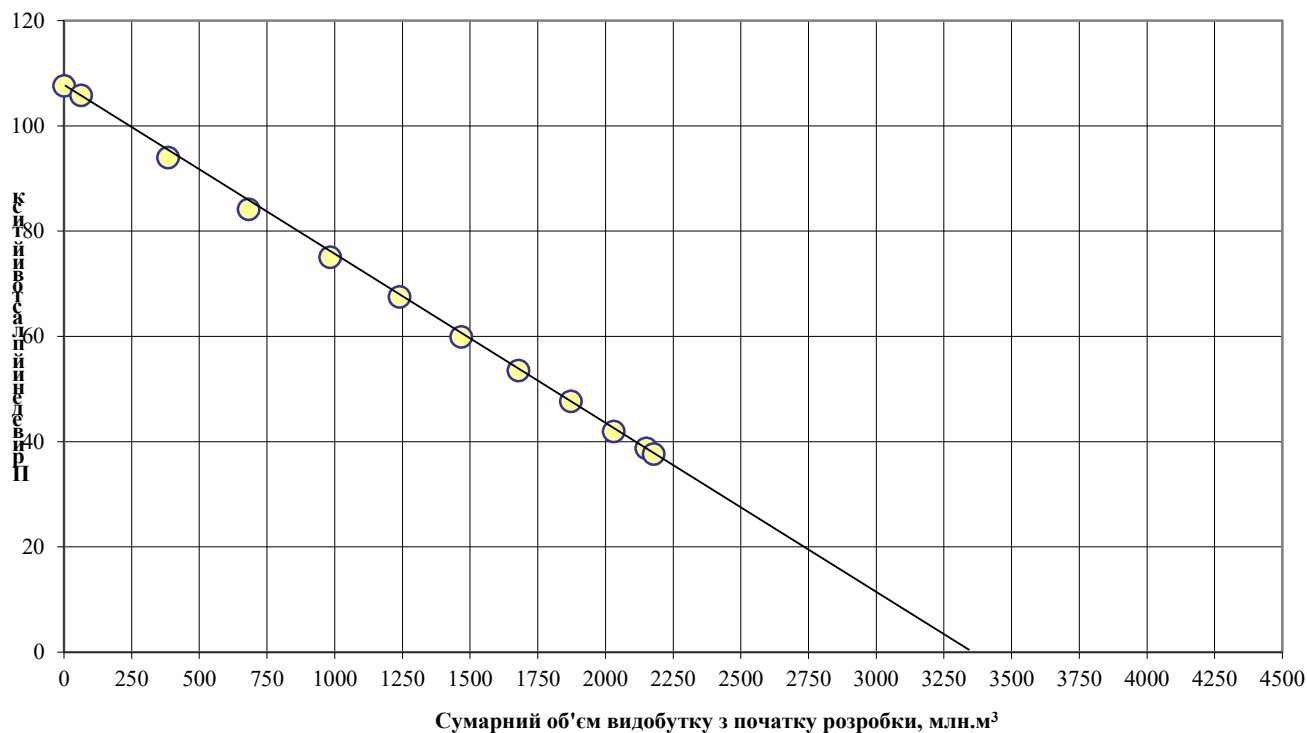
Таблиця 3.2- Пластові тиски по свердловинах Богородчанського родовища

Свердловини	Один. виміру	30.09.69	31.12.69	31.12.70	31.12.71	31.12.72	31.12.73	31.12.74	31.12.75	31.12.76	31.12.77	31.12.78	15.04.79
9	кгс/см ²	103,23	101,82	91,90	82,86	75,46	68,17	63,29	56,23	48,86	43,56	42,26	39,56
15	"-	103,23	101,60	92,44	81,77	74,70	67,74	60,36	53,74	47,56	42,48	39,02	38,58
16	"-	103,67	103,45	92,33	82,21	75,68	69,04	61,33	54,60	48,65	43,45	39,34	39,66
18	"-	103,67	99,64	89,72	81,77	71,87	65,68	57,42	49,62	46,05	41,07	39,12	37,93
19	"-	104,00	102,69	91,14	83,84	74,48	68,94	61,44	57,10	50,59	44,53	40,64	39,66
22	"-	103,45	101,49	90,59	82,64	72,96	65,13	59,27	54,50	50,16	44,42	40,53	39,45
23	"-	103,45	102,91	91,68	82,97	75,03	67,31	59,70	54,82	49,62	43,23	40,31	38,48
Рср.	кгс/см ²	103,53	101,94	91,40	82,58	74,31	67,43	60,40	54,37	48,78	43,25	40,17	39,05
Рпр.		107,64	105,84	94,00	84,19	75,06	67,55	59,96	53,54	47,68	41,95	38,80	37,66
Об'єм видобутку													
з поч. розробки	млн.м ³	0	62,6	383,9	681,6	981,9	1238,7	1466,1	1678,1	1871,6	2030,2	2149,7	2177,8

Таблиця 3.3 - Основні дані для побудови графіка залежності Рпр. = F (ΣQ) по свердловині

Свердловини	Один. виміру	30.09.69	31.12.69	31.12.70	31.12.71	31.12.72	31.12.73	31.12.74	31.12.75	31.12.76	31.12.77	31.12.78	15.04.79
Рпл.	кгс/см ²	101,00	98,00	57,00	39,00	34,00	32,00	29,00	34,30	34,60	34,80	37,00	39,80
Рпр.	-	104,78	101,40	56,34	37,61	32,57	30,57	27,59	32,87	33,17	33,37	35,58	38,42
Об'єм видобутку з поч. розробки	млн.м ³		6,2	26,7	31,6	34	35,4	37,4	39	41,2	43,6	47,9	48,9

Богородчанське газове родовище

Рисунок 3.2 - Графік залежності $P_{пр.} = F(\Sigma Q)$

Слід відмітити, що в зв'язку з відсутністю замірів пластового тиску у приконтурних ділянках, середній пластовий тиск у покладі визначався як середньоарифметичне значення його величин в експлуатаційних свердловинах. Тобто, при визначенні початкових, залишкових запасів газу враховувались тільки понижені ділянки пьезометричного рівня.

Як показують результати проведеного моделювання[11] процесу фільтрації газу в покладі різниця між величинами пластового тиску в свердловинах і тиском у периферійних ділянках становить 0,2-0,3 МПа. Тому і середнє значення тиску в покладі повинно було бути би вищим.

4. АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

4.1 Динаміка формування ПСГ

Промислова експлуатація Богородчанського підземного газосховища в циклічному режимі розпочата 30 квітня 1979 р. на основі затвердженої в 1976 році "Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ"[1] з наступними показниками (табл. 4.1):

- Загальний об'єм газу – 3520 млн.м³ ;
- Активний об'єм газу – 2440 млн.м³ ;
- Буферний об'єм газу – 1080 млн.м³ ;
- Максимальний пластовий тиск – 10,16 МПа (103,6 кгс/см²) ;
- Мінімальний пластовий тиск – 3,33 МПа (34,0 кгс/см²) ;
- Кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин – 93.

Ємністю для зберігання газу вибрані газові поклади верхнього та середнього продуктивних горизонтів основного південно-східного блоку, які представляють собою єдиний експлуатаційний об'єкт.

Так як розробка Богородчанського газового родовища була припинена 30 березня при пластовому тиску 3,83 МПа (39,0 кгс/см²), то об'єм газу в покладах, що залишився (1120 млн.м³ згідно протоколу Центральної комісії по запасам від 27.05.1985 р.) був використаний як буферний об'єм для підземного сховища газу. Наявність буферного об'єму і експлуатаційного фонду свердловин (8 одиниць) дозволило ввести ПСГ в циклічну експлуатацію відразу після припинення розробки.

~~Згідно рішення засідання ЦКР по розгляду "Технологічної схеми створення страхового запасу газу ..." (протокол 17/81 від 21.05.1981 р.) Богородчанське ПСГ переведено в режим експлуатації з піковим відбором газу. Збільшення експлуатаційного фонду свердловин до 108 одиниць повинно було забезпечити~~

добову продуктивність газосховища в об'ємі 50 млн.м³/д на протязі перших 10 днів сезону відбору і 11,9 млн.м³/д в кінці.

Таблиця 4.1- – Проектні і досягнуті технологічні показники експлуатації Богородчанського ПСГ

Показники	Одиниця виміру	Технологічна схема 1976 р. протокол /76	Технологічна схема 1980 р. протокол 17/81 від 21.05.1981 р.	Доповнення до техн. схеми 1984 р. протокол 35/84 від 12.12.1984 р.	Досягнуті
Загальний об'єм	млн.м ³	3520	3300	3420	3444,3 ¹
Активний об'єм	млн.м ³	2440	2300	2300	2242,0 ²
Буферний об'єм	млн.м ³	1080	1000	1120	1156,3 ²
в т.ч. залишкові запаси			1000	1120	1120
Пластовий тиск:					
Максимальний	МПа (кгс/см ²)	10,16 (103,6)	10,15 (103,5)	10,50 (107,0)	10,62 (108,3) ¹
Мінімальний	МПа (кгс/см ²)	3,33 (34,0)	3,33 (34,0)	3,40 (34,7)	3,39 (34,6) ²
Максимальна продуктивність при відборі	млн.м ³ /д	22,1	50,0	50,0	42,7 ²
Середня продуктивність за 100 діб	млн.м ³ /д	16,4		23,0	21,1 ²
Тривалість відбору	доба	151	120	100	106 ²
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	93	108	160	156

Період експлуатації ПСГ з 1979 р. до 1986 р. характеризується бурінням і введенням в експлуатацію нових свердловин і відповідно, збільшенням об'єму нагнітання і відбирання газу за сезон: з 180,6 млн.м³ у 1979 р. до 1710,7 млн.м³ у 1986 р. в процесі нагнітання і з 151,3 млн.м³ у 1979-80 рр. до 2186,8 млн.м³ в 1986-87 рр. в процесі відбирання газу. У 1989 році будівництво і облаштування всіх технічних ланок транспортування, підготовки і компримування газу на сховищі було закінчене (див.додаток А1-А2).

У 1984 р. згідно наказу Мінгазпрому № 174 було виконане "Доповнення до Технологічної схеми .[6] .", згідно з яким було прийняте рішення про збільшення кількості експлуатаційних свердловин до 160 одиниць. Враховуючи особливе і важливе положення Богородчанського ПСГ відносно газопроводів "Союз" та "Уренгой-Помари-Ужгород", і те що однією із його функцій є забезпечення газопостачання у випадку аварійних ситуацій на цих газопроводах, дана кількість свердловин повинна була забезпечити постійну добову продуктивність в об'ємі 23 млн.м³ на протязі 100 днів відбору і збільшити тривалість максимального відбору в об'ємі 50 млн.м³ до 25 днів.

Ці показники дійсні і на сьогоднішній день.

На 30.06.2005 р. фонд свердловин Богородчанського ПСГ складає 172 одиниці, в тому числі - 156 експлуатаційно-нагнітальних свердловин, 10 спостережних свердловин, 1 експлуатаційна свердловина ліквідована, 2 свердловини в консервації і 3 свердловини знаходяться в геологічному збереженні в очікуванні їх переведення в спостережні.

Експлуатаційні свердловини мають двохколонну конструкцію і з'єднані з УКПГ шлейфами. 146 свердловин мають індивідуальні шлейфи і 10 свердловин працюють попарно в 5 шлейфів.

Богородчанська ДКС обладнана 10 ГПА МК-8, системою підготовки газу (10 блоків первинного сепаратора і 15 блоків сепаратора індивідуального заміру, 4 блоки горизонтального фільтра-сепаратора, 12 вертикальних абсорберів), системою охолодження і вузлом заміру.

За об'ємом активного газу ПСГ виведене на проектні показники в кінці сезону нагнітання 1986 року. Загальний об'єм газу в газосховищі склав 3455,8 млн.м³ при пластовому тиску 10,40 МПа (106,0 кгс/см²). Подальший період роботи ПСГ (1987-2005 рр.) характеризується, в основному, стабільними об'ємами експлуатації. Об'єми нагнітання і відбирання газу коливаються в межах 1604,7 ÷ 2242,0 млн.м³ за сезон. Пластові тиски – в межах 3,39 ÷ 10,62 МПа. Кількість свердловин, що знаходиться в експлуатації, становить в середньому 148 ÷ 151 одиницю. Максимальний об'єм відбору газу був досягнутий в сезон 1990-91 рр. і становив 2242,0 млн.м³. В той же сезон була досягнута і мінімальна величина пластового тиску – 10,62 МПа (34,6 кгс/см²). При цьому в пласті залишилося на кінець сезону 36,3 млн.м³ активного газу. Слід відмітити, що повністю весь активний газ ні разу не був відібраний з ПСГ. На кінець сезону в газосховищі залишається як правило 100 ÷ 200 млн.м³ активного газу.

Це пояснюється тим, що в процесі експлуатації Богородчанського ПСГ досягнуті показники по продуктивності становлять в середньому 85% від проектних. Зменшення величини продуктивності обумовлене як процесом розтікання газу по пласту і його накопиченням в низькодренованих периферійних ділянках покладу, так і припиненням відбирання газу в зв'язку з весняним потеплінням.

До 1993 р. газосховище працювало в піковому режимі. Експлуатація останнього в режимі відбирання газу починалася тільки після загального похолодання в європейській частині країни – наприкінці грудня, на початку січня. Продуктивність ПСГ в період безкомпресорного відбору обмежується пропускною здатністю системи підготовки газу і як правило не перевищує 35÷37 млн.м³/д.

В середньому, в цей період біля 2000 млн.м³ активного газу відбиралося за 95÷110 днів. Максимальна продуктивність під час відбирання була досягнута на початку сезону у січні 1990 року – 43 млн.м³/д.

З 1993 р. газосховище переведене в режим циклічної експлуатації. Тривалість сезону відбирання коливається в межах 131 ÷ 170 днів. Введення ПСГ в експлуатацію в режимі відбору газу припадає на жовтень - початок листопада. На

кінець сезонів відбирання в пласті залишається біля $100 \div 150$ млн.м³ активного газу, який може бути довідібраний при введенні в роботу на заключній стадії Богородчанської ДКС.

Безкомпресорним способом відбирається до 82% активного газу завдяки тісній ув'язці роботи газосховища і режиму експлуатації лінійних компресорних станцій на газопроводах. З початку газ подається на вхід Богородчанської лінійної КС ($P_{\text{роб.}} - 7,5$ МПа), з пониженням пластового тиску - на вихід цієї КС ($P_{\text{роб.}} - 5,5$ МПа) і далі на вхід лінійної КС газопроводу ($P_{\text{роб.}} - 3,6$ МПа). І тільки після зниження робочого тиску на виході ПСГ до $3,5 \div 3,6$ МПа вводиться в роботу дожимна компресорна станція на ПСГ.

В сезон нагнітання $41 \div 55\%$ загального об'єму газу подається безкомпресорним способом із системи експортних газопроводів ($P_{\text{роб.}} = 5,0 \div 6,9$ МПа). Решта донагнітається за допомогою ДКС.

На сьогоднішній день продуктивність ПСГ обмежується пропускною здатністю системи осушення газу. При $P_{\text{роб.}} = 7,0$ МПа її максимальна продуктивність становить 43,1 млн.м³/д, при $P_{\text{роб.}} = 6,0$ МПа - 40,5 млн.м³/д, при $P_{\text{роб.}} = 5,0$ МПа - 35,7 млн.м³/д, при $P_{\text{роб.}} = 4,0$ МПа - 30,7 млн.м³/д, при $P_{\text{роб.}} = 3,5$ МПа - 27,5 млн.м³/д, при $P_{\text{роб.}} = 3,0$ МПа - 24,1 млн.м³/д.

Отже, виведення Богородчанського ПСГ на проектні показники обмежується, з одного боку, умовами дренажу пласта, з другого боку, технологічними можливостями технічних засобів осушення газу

4.1.1 Аналіз роботи Богородчанського ПСГ в сезоні відбору газу 2004 –2005 р.р.

Сезон відбирання газу з Богородчанського ПСГ розпочався 28 жовтня 2004 р. Активний об'єм газу на початок відбирання склав 2 247 037 600 м³

Пластовий тиск 106.2 ата.

За нейтральний період, який склав 19 діб, пластовий тиск змінився від 106,2 до 105,0 ата в результаті вирівнювання воронки репресії на 1,2 ата.

За сезон відібрано 2 045 433 640 м³ газу. Період відбору склав 145 календарних днів.

За період відбирання максимальна добова продуктивність досягла 26,768 млн.м³. Середньодіючий фонд становив 131 свердловин.

Відбирання газу проводилось самопливом без включення КС ПСГ з використанням лінійних компресорних станцій КС Богородчани і КС –7 Богородчани, шляхом переключення під'єднуючих газопроводів.

На початку сезону сховище працювало безпосередньо в експортні газопроводи при тиску 68,6 кгс/см², 20.12.04 р. провели переключення на вхід КС-Богородчани при тиску 50,2 кгс/см², а з 27.01.05 р. ПСГ переключили на КС-7 Богородчани при тиску 38,5 кгс/см².

До переключення на вході КС Богородчани ПСГ пропрацювало 90 днів. На цей час було відібрано 1 433 261 200 м³ газу і пластовий тиск склав 58 ата. Максимальна продуктивність в цей період склала 26,768 млн. м³/доб, а мінімальна – 1,265 млн.м³/доб. Середньодіючий фонд свердловин складав 74 одиниці.

Після переключення сховище відпрацювало 55 днів до пластового тиску 39,7 ата. Відбір газу склав 813 776 400 м³.

Відбір газу зі сховища зупинено 24.03.05 р. Залишок газу на кінець відбирання - 201 603 960 м³.

4.1.2 Аналіз роботи Богородчанського ПСГ в сезоні закачування газу 2005 р.

З 11.04. по 05.10.2005р. Богородчанське ПСГ працювало в режимі заповнення газом . Всього за сезон закачано 2 098 396 210 м³ газу. Об'єм активного газу на кінець сезону - 2 300 000 170 м³ газу. Пластовий тиск на початку сезону становив 40,3 ата, а в кінці сезону - 106,4 ата. Максимальна добова продуктивність сховища в сезон заповнення - 25 060 тис.м³/добу газу, мінімальна-1131 тис.м³ газу/добу. Максимальний дебіт однієї свердловини 194,3 тис.м³/доб газу, а

мінімальний – 8,1 тис.м³/добу. Середньодіючий фонд свердловин при закачці – 137 одиниць. Середня добова продуктивність ПСГ склала 12 343 тис.м³. Регулювання процесу закачування газу ведеться кількістю включених свердловин.

Закачка газу в ПСГ проводилася двома способами : самопливом і з допомогою компресорів. Графік добового закачування газу на рис.5.1.7.

Безкомпресорним способом ПСГ працювало 63 дні, закачано 843 278 640 м³ газу. Пластовий тиск на початку закачки самопливом становив 40,3 ата , а в кінці 70,9 ата. Максимальна добова продуктивність в цей період склала 25 060 тис.м³ , а мінімальна – 1131 тис.м³/добу .

Компресорним способом ПСГ працювало 107 діб, закачано 1 255 117 570 м³ газу. Закачування газу проводилося газомотокомпресором МК-8М. В середньому працювало 4 машин, максимально – 6 машин. Пластовий тиск на початку закачування компресорним способом становив 70,9 ата, а в кінці закачки - 106,4 ата. Максимальна добова продуктивність в цей період склала 20 920 тис.м³.

4.2 Режим роботи газосховища

Особливістю геологічної будови газового покладу Богородчанського ПСГ є приуроченість запасів газу до декількох пластів або прошарків середнього і верхнього продуктивних горизонтів, які проіменовані (знизу ввєрх) як пласти “а”, “б”, “в” і “г”. Вони літологічно екрановані на периферії і займають різне положення на структурному плані ПСГ.

Разом із високопроникливими породами пісковиків у розрізі зустрічаються пласти і пропластки з дуже низькою проникливістю: 10÷20 мД і нижче, які слабо дренуються при нагнітанні і відбиранні газу. Вони як правило, накопичують активний газ і утворюють додатковий буферний об’єм у сховищі (так звані “застійні зони”). До таких зон слід віднести ділянки колекторів покладу в районі розміщення спостережної свердловини 1; західно-північну периферійну частину покладу; периферійні ділянки, розміщені північніше спостережної свердловини 25. До того

ж експлуатаційним фондом свердловин охоплено лише 80÷85% газоносною товщі. По площі ще менше.

Відповідно, вплив цих чинників знаходить своє відображення у збільшенні інерційності фільтраційних процесів, їх інтенсивності. Зниження пластового тиску в “робочій зоні” на 0,5 ÷ 1,0 МПа не призводить до його миттєвого падіння на периферії покладу. Тому процес підземного зберігання газу у Богородчанському ПСГ проходить у складних геологічних умовах при постійній взаємодії основної частини покладу, розкритої фондом свердловин, з периферійними ділянками порового об’єму об’єкта.

Досить наглядно особливості цього процесу видно на графіку залежності приведенного середнього пластового тиску від об’єму газу в ПСГ (рис.4.1). Неповне дренавання газонасиченого порового об’єму знаходить своє відображення у формі кривої, яка нагадує сплюснутий еліпс, а також у утворенні відрізка на осі абсцис між початком координат і місцем перетину результуючої прямої з віссю абсцис. Виходячи з числових даних графіка, визначимо величину порового газонасиченого об’єму газового покладу ПСГ Ω за формулою:

$$\Omega = \frac{V_2(t-1) - V_2(t)}{\bar{P}(t-1) - \bar{P}(t)},$$

де $V_2(t-1), V_2(t)$ – об’єм газу в ПСГ на моменти часу $(t-1)$ і t ; $\bar{P}(t-1), \bar{P}(t)$ – приведені величини пластового тиску на моменти часу $(t-1)$ і t .

Середнє значення Ω , визначене за даними експлуатації ПСГ в період 2000-2005 рр., становить 30,4 млн.м³ (Табл. 3.3).

Величина відрізка на осі абсцис, що відтинається результуючою прямою, складає біля 240 млн.м³. Тобто, даний об’єм газу по своїй суті є додатковим буферним газом окрім залишкових запасів, який утворився внаслідок заповнення низькопроникливих слабодренуючих ділянок покладу активним газом і це тільки в межах дренауючої товщі.

Богородчанське ПСГ

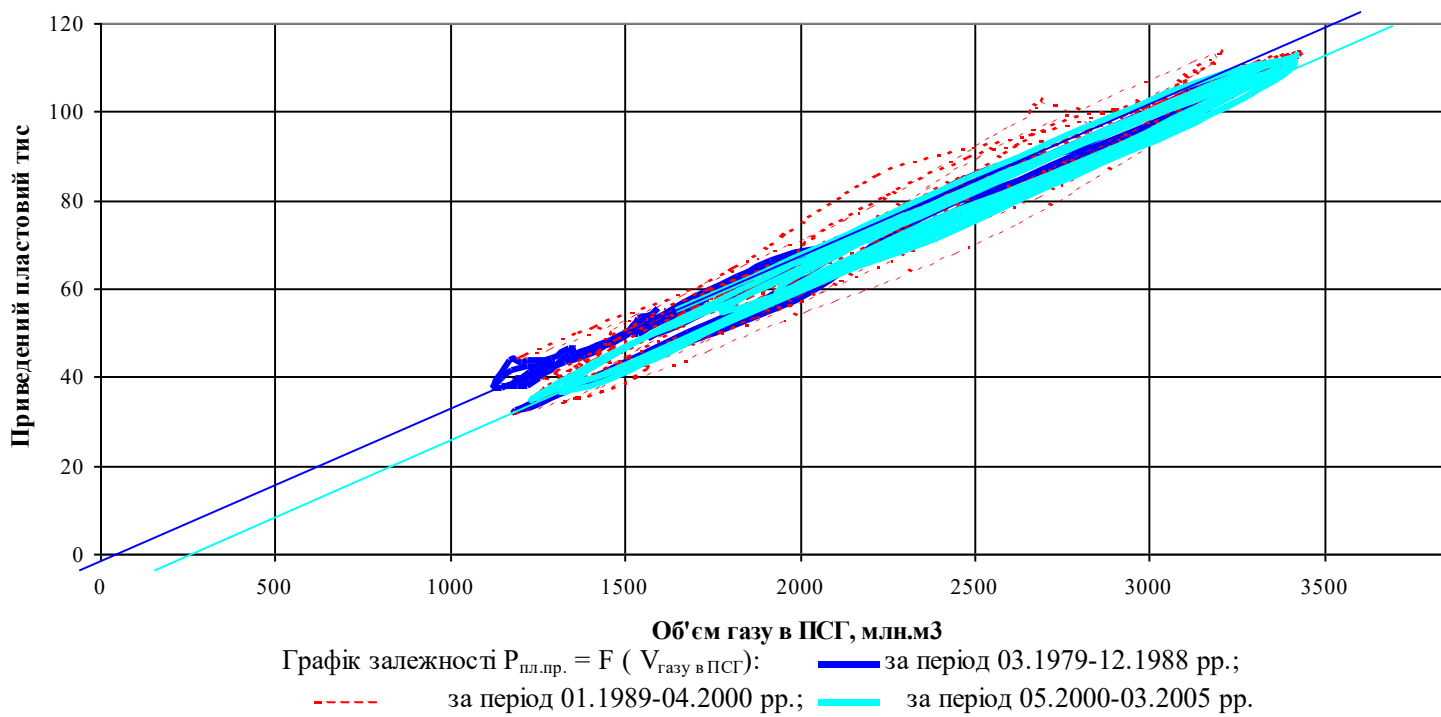


Рисунок 4.1- Графік залежності $P_{пл.пр.} = F (V_{газу в ПСГ})$: за період 03.1979-12.1988 рр.; за період 01.1989-04.2000 рр.; за період 05.2000-03.2005 рр.

Таблиця 4.3 - Визначення порового газонасиченого об'єму ПСГ за даними експлуатації в період 2000-2005 рр.

Дата	Об'єм газу в ПСГ млн.м ³	Пластовий тиск, середнє значення по свердловинах кгс/см ²	Приведений пластовий тиск	Об'єм нагнітання-відбирання газу за декаду млн.м ³	Поровий газонасичений об'єм, визначена величина млн.м ³
1	2	3	4	5	6
31.01.00	1984,3	56,9	56,2		
29.02.00	1565,3	46,5	45,3	-419,0	38,366
31.03.00	1344,8	40,5	39,1	-220,5	35,731
30.04.00	1314,2	40,5	38,4	-30,6	41,528
31.05.00	1647,7	55,7	55,0	333,5	20,145
30.06.00	2090,2	70,2	70,6	442,5	28,321
31.07.00	2479,8	83,1	84,8	389,7	27,461
31.08.00	3116,5	101,9	105,8	636,6	30,276
30.09.00	3419,8	107,8	112,5	303,3	45,519
10.10.00	3426,2	106,1	112,7	6,4	32,274
31.10.00	3415,5	105,9	112,3	-10,6	32,476
30.11.00	3279,3	99,8	103,4	-136,3	15,306
31.12.00	2864,9	86,9	89,0	-414,4	28,679
31.01.01	2392,7	70,7	71,1	-472,1	26,446
28.02.01	1976,1	59,5	59,0	-416,6	34,378
31.03.01	1505,5	42,3	41,0	-470,6	26,105
30.04.01	1311,8	37,8	36,4	-193,7	42,264
31.05.01	1520,5	48,7	47,6	208,7	18,636
30.06.01	1836,3	60,4	60,0	315,8	25,526
31.07.01	2149,6	70,9	71,3	313,3	27,541
31.08.01	2724,2	88,4	90,6	574,6	29,763
30.09.01	3149,4	100,3	104,0	425,2	31,868
31.10.01	3340,4	104,2	108,4	191,0	43,308
30.11.01	3187,5	98,1	101,5	-152,876	22,207
31.12.01	2549,8	78,0	79,1	-637,701	28,470
31.01.02	2036,6	62,3	62,0	-513,218	29,990
28.02.02	1860,9	56,9	56,2	-175,670	30,432
31.03.02	1768,8	55,2	54,4	-92,083	50,977
30.04.02	1843,8	58,9	58,4	74,975	19,021
31.05.02	2100,2	67,4	67,5	256,436	28,017
30.06.02	2373,2	77,4	78,5	272,931	24,958
31.07.02	2815,8	90,3	92,8	442,603	30,915
31.08.02	3211,5	101,1	104,9	395,685	32,644
30.09.02	3419,9	106,1	110,6	208,402	36,810
02.10.02	3422,5	105,8	110,7	2,621	26,636
31.10.02	3348,5	102,5	106,5	-73,986	17,708
30.11.02	3083,7	93,0	95,8	-264,813	24,813
31.12.02	2451,7	73,7	74,4	-631,989	29,520
31.01.03	1929,5	57,3	56,7	-522,196	29,443
28.02.03	1495,1	43,3	42,0	-434,441	29,652

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6
31.03.03	1302,8	38,4	37,0	-192,232	38,430
12.04.03	1239,9	36,4	35,0	-62,890	31,094
30.04.03	1507,6	48,1	47,0	267,635	22,324
31.05.03	1816,0	57,9	57,3	308,441	29,866
30.06.03	2210,4	71,9	72,4	394,372	26,062
31.07.03	2746,5	88,7	91,0	536,111	28,896
31.08.03	3208,3	103,0	107,0	461,793	28,759
30.09.03	3420,1	107,1	111,7	211,824	45,711
31.10.03	3311,4	102,4	106,4	-108,757	20,470
30.11.03	3036,1	92,8	95,6	-275,302	25,528
31.12.03	2667,2	81,2	82,7	-368,838	28,558
31.01.04	2460,0	76,1	77,0	-207,190	36,752
28.02.04	2039,3	62,7	62,4	-420,700	28,835
15.03.04	1937,8	59,6	59,3	-101,538	32,530
31.03.04	1950,9	60,9	60,7	13,1	9,368
30.04.04	2032,9	64,0	64,1	82,0	24,405
31.05.04	2188,6	70,2	70,9	155,7	22,897
30.06.04	2212,8	70,6	71,3	24,2	55,000
31.07.04	2423,9	77,5	78,9	211,1	27,740
31.08.04	2838,3	90,9	93,9	414,4	27,627
30.09.04	3289,7	104,1	108,9	451,4	30,214
08.10.04	3367,0	106,2	111,3	77,3	32,208
31.10.04	3359,7	104,7	109,6	-7,3	4,269
30.11.04	2851,4	87,7	90,3	-508,3	26,419
31.12.04	2301,3	71,6	72,4	-550,1	30,732
31.01.05	1854,2	56,1	55,6	-447,1	26,518
28.02.05	1456,2	42,5	41,3	-398,0	27,871
24.03.05	1321,6	39,7	38,4	-134,6	46,899
Середньо-арифметичне значення порового газонасиченого об'єму становить					
					30,4 млн.м³

На рисунках 4.2, 4.3, 4.4 зображені криві залежності $P_{пл.пр.} = F(V_{газу в ПСГ})$, побудовані для різних проміжків часу. З них видно, що утворення додаткової буферної зони припадає на перший період створення газосховища (1979-86 рр.). Інтенсивний процес розбурювання площі і ввід нових свердловин в експлуатацію супроводжувався відтоком і

Загалом, представлені побудови свідчать про газовий режим експлуатації покладу. Період експлуатації ПСГ з 1986 р. і до 2005 р. характеризується накладенням кривих залежностей $P_{пл.пр.} = F(V_{газу в ПСГ})$, що говорить про стабілізацію фільтраційних потоків газу в покладі.

4.3 Визначення обсягів природного газу в Богородчанському ПСГ

При аналізі створення і експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах проводиться перевірка поточних запасів газу в сховищі. Величина запасів газу в ПСГ впливає на всі параметри його експлуатації і в цьому розділі проводиться визначення запасів газу в Богородчанському ПСГ за результатами відбирання газу в сезон 2004-05 рр.

Оцінка порового простору пласта-колектора наведена на Рисунку 4.4. Приведені дані дозволяють зробити оцінку загального і активного об'ємів газового покладу. Вони різняться, оскільки в геологічній будові Богородчанського ПСГ поряд з високопроникними різновидами пісковиків зустрічаються пласти і пропластки з проникністю 10-20 мД і нижче, які погано дренуються при закачці і відборі газу. Слабо дренуються також і при контурні, досить великі ділянки покладу.

Наглядно цей процес видно на графіку залежності приведенного середнього пластового тиску від об'єму газу в ПСГ Рисунок 4.4. Неповне дренування газонасиченого порового об'єму виявляється у формі кривої, яка нагадує сплюснутий еліпс, верхня частина якого відповідає умовам закачки, а нижня – відбору і наявності відрізка між початком координат і місцем перетину результуючої прямої з віссю абсцис. Величина відрізка на осі абсцис, що відтинається результуючою прямою, за період 2000-2005рр., складає біля 250 млн.м³. Звичайно точність визначення залежить від нахилу результуючої прямої і є досить суб'єктивною. Тобто даний об'єм газу додатково до залишкових запасів став буферним, внаслідок заповнення низько проникливих слабо дренуючих ділянок покладу активним газом.

Відповідно до Методики проведення оцінювання та перевірки об'єму природного газу в підземних сховищах, було підраховано об'єм газу в Богородчанському ПСГ на початок відбору 2004-2005р.р.

Величину наявного об'єму газу в ПСГ визначаємо за формулою:

$$V = V_{\text{акт_др}} + V_{\text{сл_др}}, \quad (12)$$

де V – наявний об'єм газу в ПСГ, м³;

$V_{\text{акт_др}}$ – активнодренований об'єм газу, м³;

$V_{\text{сл_др}}$ – слабкодренований об'єм газу, м³.

Графік залежності $P_{\text{пл.пр.}} = F(\sum Q_c)$, побудований за даними таблиці 4.4 представлений на Рисунку 4.5. Із побудови видно, що результуюча пряма лінія проходить через всі комплекси значень таблиці і відтинає на осі абсцис відрізок, який за своїм числовим значенням становить 3100 млн.м³.

Таблиця 4.4 – Фактичні дані експлуатації Богородчанського ПСГ в сезон відбирання 2004-05рр.

п/н	Дата	Об'єм відбору газу зпочатку сезону млн.м ³	Пластовий тиск, середнєзначення по сверд. кгс/см ²	Приведений середньо-зважений пластовий тиск
1	10.10.04	0	104,7	111,17
2	30.11.04	508	87,7	91,8
3	30.12.04	1058	71,6	73,66
4	31.01.05	1505	56,1	56,6
5	28.02.05	1902	42,5	41,99
6	28.03.05	2037	39,7	39,05

Слабко дренований об'єм газу, згідно годографу (Рисунок 4.4), становить близько 250 млн.м³, а об'єм газу в активній зоні обчислений методом матеріального балансу Рисунок 4.5, становить близько 3100 млн.м³. Отже, загальний об'єм газу на початок сезону відбору 2004-2005р.р., згідно зроблених підрахунків, становить 3350 млн.м³, а об'єм газу в сховищі, згідно даних обліку, 3367 млн.м³. Різниця вимірів складає 17 млн.м³, що становить 0,4% і знаходиться в межах похибки вимірювання, оскільки припустима розбіжність результатів аналітичних

(оціночних) розрахунків з даними обліку та результатами документальної перевірки, згідно Методики проведення оцінювання та перевірки об'єму природного газу в підземних сховищах, може складати до 15 %.

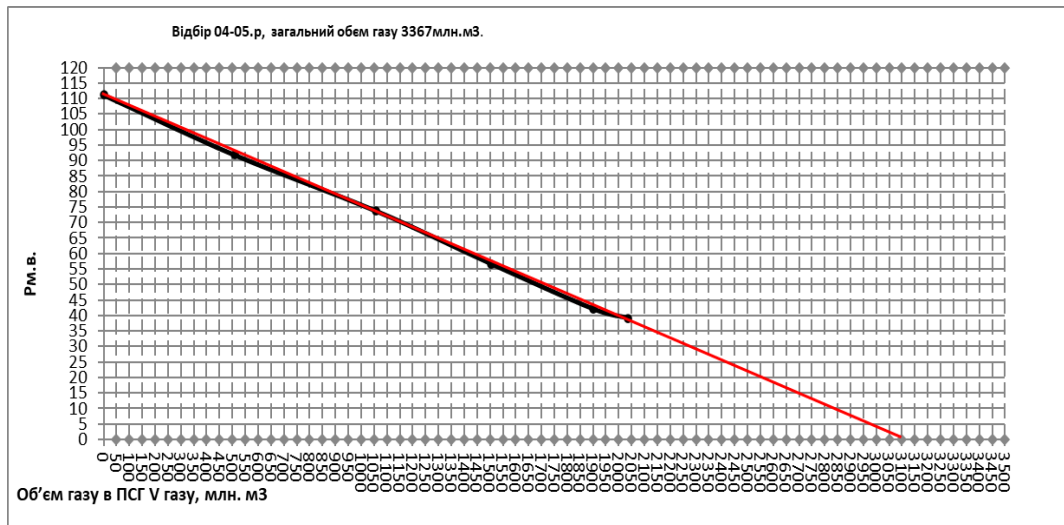


Рисунок 4.5 – Графік залежності приведенного середньозваженого пластового тиску від сумарного об'єму відібраного газу з ПСГ

4.4 Стан фонду свердловин

Станом на 01.04.2005р. в межах контуру газоносності Богородчанського підземного сховища пробурено 169 глибоких свердловин, з них 8 свердловин пробурено в процесі розвідки і розробки родовища, 161 свердловина пробурена в процесі створення ПСГ.

Експлуатаційний фонд складають 158 свердловин. Діючий фонд на кінець сезону відбору складають 150 свердловин, 6 свердловин (76, 94, 101, 108, 118, 175) в капітальному ремонті з різних причин і в очікуванні капітального ремонту. Свердловини 58 і 89 знаходяться в тимчасовій консервації.

Спостережний фонд складають 10 свердловин. Свердловини 1 і 25 спостережні на газовий поклад, свердловина 28 – п'єзометрична, свердловини 33, 103, 106 і 301 – контрольні на верхні горизонти, свердловини 26 і 27 – спостережні і поглинаючі для закачки промстоків.

На території ПСГ знаходиться 28 свердловин (401-420, 502-504) глибиною до 50м, які призначені для контролю за приповерхневим гальковим горизонтом, який залягає на глибині 10-30 м. При необхідності ці свердловини можуть бути використані, як розвантажувальні.

Свердловина 15 ліквідована після експлуатації з технічних причин.

Крім того, три свердловини 17, 20 і 21 знаходяться на геологічному збереженні і можуть, при необхідності, бути використані, як спостережні.

Склад фонду свердловин приведений в таблиці 4.5.

Свердловини мають двоколонну конструкцію:

324 мм кондуктор - до глибини до 100 м;

245 мм технічна колона - до глибини 900 м;

168 мм експлуатаційна колона - до глибини 1300 м.

Цементаж колон, в основному, проведений до гирла

Виходячи із багаторічних спостережень видно, що дані свердловини придатні для експлуатації і на даний момент.

Гирла експлуатаційних свердловин обладнані колонними головками ОКК1-210-168x245x324 та фонтанними арматурами АФК 3-65x210.

Таблиця 4.5 - Склад фонду свердловин Богородчанського ПСГ на 01.04.2005 р.

Склад фонду свердловин	Всього на ПСГ	№№ свердловин
Працюючі на нагнітання та відбір	150	9,16,18,19,22,23,31,32,34-47,49-57,59-75,77-88,90-93,95-100, 102,104,105,107,109-117,119-174,176-185
Придатні до роботи, але не використовуються при поточних об'ємах нагнітання та відбору	-	
Всього діючих	150	
Всього бездіючих свердловин	6	76,94,108,118,101,175
Всього облаштованих і підключених свердловин	156	
В консервації	2	58,89
Весь експлуатаційний фонд	158	
Спостережні всіх видів	10	1,25,26,27,28,33,103,106,301,303
Ліквідовані після буріння		
Ліквідовані після експлуатації	1	15
Всього свердловин	169	
Геохімічні	28	401-425, 502-504
Знаходяться на геологічному збереженні	3	17,20,21

4.5 Продуктивна характеристика свердловин Богородчанського ПСГ

Для контролю за експлуатацією і встановлення технологічного режиму роботи експлуатаційно-нагнітальних свердловин на ПСГ проводяться систематичні газодинамічні дослідження. Дослідження свердловин на продуктивність проводяться по скороченій методиці УкрНДІГАЗу згідно "Тимчасової інструкції дослідження експлуатаційних свердловин на ПСГ. При цьому використовуються дані замірів дебіту, статичного і робочого тисків на одному режимі роботи свердловини.

Експлуатаційно-нагнітальні свердловини, які знаходяться в експлуатації, досліджуються кожного сезону нагнітання. Спостережні свердловини

досліджуються при необхідності. Дослідження на стаціонарних режимах фільтрації в сезоні відбору після 1991 року не проводились за винятком сезону відбору 2004-05 рр. Свердловини не досліджувалися через утворення гідратів при зміні режиму фільтрації при низькій температурі навколишнього середовища, неможливість їх закриття для визначення статичного тиску по причині дефіциту газу в зимовий період. В сезон відбору 2004-05 рр. досліджено всі експлуатаційно-нагнітальні свердловини, що працювали на відбір.

Результати розрахунків газодинамічних досліджень порівнюються з аналогічними результатами попередніх сезонів, первинних досліджень та з проектними показниками на основі визначення розрахункового дебіту свердловин при однакових умовах експлуатації.

Розрахунковий дебіт свердловин визначається при пластовому тиску 6,86 МПа (70 кгс/см²) і робочому тиску на гирлі свердловини 5,10 МПа (52 кгс/см²) за стандартною формулою.

Проектні коефіцієнти фільтраційного опору свердловин Богородчанського ПСГ складають: "а" $\text{=}1,00$; "в" $\text{=}0,007$.

Середній проектний розрахунковий дебіт по всьому фонду свердловин при $R_{пл}=70$ кгс/см² і $R_{роб.}=52$ кгс/см² становить 302 тис. м³/д.

Розрахунковий проектний дебіт свердловин з ліфтовими трубами діаметром 73 мм складає 162 тис. м³/д., свердловин з ліфтовими трубами діаметром 89 мм – 242 тис. м³/д., свердловин з ліфтовими трубами діаметром 114 мм – 348 тис. м³/д.

В таблиці 4.6 представлені результати газодинамічних досліджень, проведених в сезон відбирання 2004-05 рр. В даній таблиці, крім значень коефіцієнтів фільтраційного опору, приведені пластові та робочі тиски, при яких досліджувалися свердловини, а також робочі дебїти та депресії. Досліджено 142 свердловини. Дослідження проводились у грудні місяці при високому пластовому тиску 8,34 МПа (85 кгс/см²) і, відповідно, високих фактичних робочих дебїтах свердловин. Заміри продуктивності при дослідженні показують, що фактичні робочі дебїти при відборі у високодебїтних свердловинах складали 400÷200 тис. м³/д. і 50÷10 тис. м³/д. у низькодебїтних. Робочі депресії на пласт для більшості

свердловин коливалися в межах $0,5 \div 3,0$ кгс/см². В окремих свердловинах (18, 48, 54, 114, 117) досягали 5,0 кгс/см².

В таблиці 4.6 представлені аналогічні результати газодинамічних досліджень, проведених в сезон нагнітання 2005 р. Досліджено 141 свердловину. Фактичні робочі дебіти при нагнітанні у високодебітних свердловинах склали близько 180 тис. м³/д. і біля 10 тис. м³/д. у низькодебітних свердловинах. Робочі репресії в основному коливалися в межах $0,5 \div 3,0$ кгс/см². Величина репресії на пласт при нагнітанні в деяких свердловинах (139, 162, 165, 166, 167, 168, 169, 184) досягала 20,0 кгс/см² і більше.

Свердловини 45, 48, 55, 58, 64, 66, 67, 76, 89, 94, 101, 108, 118, 127, 132, 136, 175 (17 свердловин) не були досліджені при нагнітанні 2005 р. з різних причин. Як видно із таблиць 4.6 і 4.7, в сезон відбирання газу 2004-05 рр. продуктивності свердловин вища, ніж в сезон нагнітання 2005 р. на 26% (див. додаток А3).

На продуктивну характеристику свердловин при нагнітанні негативно впливає робота ДКС. Коефіцієнти фільтраційного опору, одержані під час відбору, є достовірніші, оскільки газодинамічні дослідження проводились без стороннього впливу на роботу свердловин - безкомпресорному способі відбирання газу. Для аналізу експлуатаційних характеристик свердловин і газосховища в цілому використовуються результати досліджень, отримані в сезони відбору. В таблиці 4.8 приведена класифікація свердловин за величиною продуктивності у порівнянні до проектної величини (при відборі 2004-05 рр. і нагнітанні 2005 р.). В сезон відбирання газу 2004-05 рр. з продуктивністю близькою до проектної працювало 85 свердловин, що складає приблизно 54% від експлуатаційного фонду. В сезон нагнітання газу 2005 р. кількість свердловин з продуктивністю близькою до проектної складає всього 36 одиниць (23% фонду). При цьому у два рази більше свердловин, які працювали з продуктивністю нижчою від проектної на 50%. Це - 40 свердловин (26% фонду), проти 18-ти під час відбирання газу (11% фонду).

До свердловин, у яких стабільна висока продуктивна характеристика можна віднести свердловини – 16, 31, 38, 41, 50, 64, 68, 71, 72, 73, 78, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 91, 93, 94, 98, 109, 110, 125, 126, 185.

Таблиця 4.8 - Класифікація свердловин Богородчанського ПСГ по продуктивності досліджених при відборі 2004-05 рр. і нагнітанні 2005 р.

Продуктивність у порівнянні до проектної	Відбір 2004-05 рр.		Нагнітання 2005 р.	
	Кількість свердловин	Номери свердловин	Кількість свердловин	Номери свердловин
Близька до Проектної	85	9,16,19,34,36,38,39,42,43,44,49,50,51,52,56,59,61,63,64,65,67,68,70,71,72,73,74,78,80,81,82,83,84,85,88,90,91,93,94,96,97,98,99,100,102,104,105,108,109,110,111,112,113,119,120,125,126,128,131,134,136,137,141,143,145,146,147,148,151,153,157,158,160,161,170,172,173,177,178,179,180,181,182,183,185	36	9,16,19,22,41,51,52,65,68,78,79,81,82,85,86,88,91,93,96,98,102,104,105,107,109,110,117,121,124,125,126,129,131,141,146,185
< на 10%	13	37,47,54,57,62,79,86,114,115,133,144,156,174	9	31,36,39,49,75,84,100,134,183
< на 20%	11	31,32,53,55,66,69,77,92,127,150,169	15	18,44,57,61,63,70,71,72,73,80,83,111,115,128,151
< на 30%	11	18,40,41,48,116,117,121,122,124,138,167	28	32,38,43,46,47,50,59,60,62,90,97,99,119,120,123,130,140,145,147,153,157,158,160,161,173,178,179,182
< на 40%	4	142,152,154,171	13	40,53,74,77,114,143,149,155,163,172,177,180,181
< на 50% і більше	18	23,45,46,87,95,123,130,135,139,149,155,159,163,164,165,166,168,176,	40	23,34,35,37,42,54,56,69,87,92,95,112,113,116,122,133,135,137,138,139,142,144,148,150,152,154,156,159,162,164,165,166,167,168,169,170,171,174,176,184
не досліджені	16	22,35,58,60,75,76,89,101,107,118,129,132,140,162,175,184	17	45,48,55,58,64,66,67,76,89,94,101,108,118,127,132,136,175
Всього	158		158	

У кінці 80-х років продуктивна характеристика була вищою за проектну приблизно на 30%. Забруднення пласта на той час було меншим. Досліджували меншу кількість свердловин. Не були досліджені деякі низькодебітні свердловини, що могло суттєво негативно вплинути на середньозважені коефіцієнти.

Продуктивна характеристика ПСГ за результатами газодинамічних досліджень при відборі 2004-05 рр. близька до проектної.

За результатами одержаними при нагнітанні продуктивна характеристика ПСГ складає 80% проектної і має тенденцію до погіршення.

Основною причиною погіршення продуктивної характеристики свердловин є забруднення привибійної зони свердловин маслами, що попадають в пласт при компресорному нагнітанні морально застарілими поршневыми газомотокомпресорами МК-8. Забруднення привибійної зони пласта свердловин відбувається також механічними домішками, що попадають в пласт при нагнітанні. Причиною такого забруднення є неякісне очищення газу на першому ступені очищення у пиловловлювачах.

5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ВАРІАНТІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

Розрахунок техніко-економічних показників експлуатації Богородчанського ПСГ виконаний по проектних даних. Основою для розрахунків є фактичні показники експлуатації Богородчанського ПСГ за 2004 рік таблиці 5.1 та результати газодинамічних розрахунків експлуатації сховища. Розрахунок зроблений на п'ять років. Первісна вартість основних фондів Богородчанського ПСГ становила 243733,0 тис.грн. До основних фондів не відноситься буферний газ (як на інших газосховищах), оскільки цю функцію виконують залишкові запаси газу.

Залишкова вартість основних фондів на 01.01.2005 року становить 144696,0 тис.грн. Амортизаційні відрахування начисляються як для ОФ, що відносяться до І групи і введені в експлуатацію до 01.01.2004 року, тобто по нормі 5,0 % річних. Величина цих відрахувань подана в таблиці 5.2. Додаткові капіталовкладення поки що не передбачаються. Обладнання, що є в наявності, ремонтується, проходить реконструкцію і буде продовжувати використовуватись для експлуатації газосховища. В таблицях 5.1-5.3 приведені розрахунки основних очікуваних економічних результатів по експлуатації газосховища.

Таблиця 5.1 Богородчанське ПСГ. Фактичні витрати на підземне зберігання газу
на 01.01.2005 р.

№.№ п/п	Найменування статей	Одиниці виміру	Показник
1	2	3	4
1.	Витрати на виробництво всього	тис.грн.	73472,705
	в т. ч.:		
2.	Матеріальні витрати	-*-	13861,108
3.	Витрати на оплату праці	-*-	5918,288
4.	Відрахування на соціальні заходи	-*-	2139,628
5.	Амортизація	-*-	8826,806
6.	Інші витрати	-*-	42726,875
	в т. ч.:		
	податки та збори	-*-	301,225
7.	Собівартість підземного зберігання газу	грн./тис.м ³	40,93
8.	Активний газ за рік	тис.м ³	1795172,41

Таблиця 5.2 Богородчанське ПСГ. Амортизаційні відрахування на основні фонди
(в тис.грн.).

Роки	1-й, 2-й, 3-й варіанти I група ОФ (5,0 % річних), в тис.грн.		
	Нарахування амортизації	Сума зносу	Балансова вартість
1	2	3	4
На 01.01.2005 р.			144696,00
1	7234,80	7234,80	137461,20
2	6873,06	14107,86	130588,14
3	6529,41	20637,27	124058,73
4	6202,94	26840,20	117855,80
5	5892,79	32732,99	111963,01

Таблиця 5.3 Фактичні показники експлуатації Богородчанського ПСГ за 2004 р.

2004 р., місяці	Відбір, тис.м ³	Закачування, тис.м ³
1	2	7
січень	207190,200	
лютий	420700,100	
березень	101537,910	13133,660
квітень		81942,980
травень		155790,660
червень		24145,300
липень		211152,720
серпень		414397,100
вересень		449571,100
жовтень	7337,700	79121,470
листопад	508283,080	
грудень	550123,420	
Разом:	1795172,410	

Вартість закачування-відбору-підземного зберігання прийнята рівною 12 грн./тис.м³ (з ПДВ) на основі Постанови Національної комісії регулювання електроенергетики № 447 від 27.04.2000 р. Тариф на транспортування газу для Івано-Франківської області становить 27,6 грн./тис.м³ (з ПДВ).

Такий показник, як собівартість видобутку практично не відрізняється і його можна рахувати однаковим по всіх варіантах (39,0-38,8 грн./тис.м³).

Оскільки економічні показники на сучасному етапі не є привабливими, але варіант експлуатації при повному проектному заповненні сховища (2300 млн.м³) є кращим за технологічними показниками.

При сучасних умовах оподаткування платежі в бюджет (ПДВ + податок на прибуток + інші податки і збори) перевищують результуючі величини дисконтованого грошового потоку. Можлива зміна тарифів за підземне зберігання і транспортування газу дозволить підприємству отримати прибутки.

6. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

В процесі експлуатації Богородчанського ПСГ утворюються газоподібні, рідкі та тверді відходи, які забруднюють навколишнє природне середовище. Основними джерелами забруднення є продукти згоряння з компресорів МК-8М викиди природного газу, продукти згоряння вогневих випарювачів установки осушення газу, ГФУ, котельні.

Сховище обладнане 158 експлуатаційними свердловинами. Дожимна компресорна станція обладнана 10 газомотокомпресорами МК-8М. На площадці ДКС сходяться шлейфи з свердловин в газозбірний пункт (ГЗП). Крім цього, на площадці встановлене слідуюче обладнання: установка очищення газу, установка осушення та охолодження газу, установка регенерації діетиленгліколю (ДЕГ), склад паливно-змащувальних матеріалів (ПЗМ), котельня підприємства.

Технологічні процеси на ДКС і на ГЗП передбачають викиди в атмосферу природного газу, оксиду азоту, діоксиду азоту, оксиду вуглецю та інших забруднюючих речовин, що складають небезпеку для навколишнього середовища.

Згідно будівельних норм проектування промислових підприємств [], навколо об'єктів зберігання газу передбачається санітарно-захисна зона (СЗЗ). Для ДКС СЗЗ складає 1000 м, а для ГЗП - 500 м. Вказані норми дотримано на об'єктах Богородчанського ПСГ. Навколо ГЗП і ДКС в допустимих радіусах відсутні об'єкти інших виробництв, а також об'єкти цивільного будівництва. Богородчанська ДКС використовується при нагнітанні газу. Відбір газу із ПСГ здійснюється самоплином. Для компримування газу на ДКС встановлено 10 ГМК типу МК-8М 46-(67-103)/(23-43)-55. Число одночасно працюючих машин залежить від режиму роботи ПСГ. Максимальне число одночасно працюючих – 8 од. Компримування потрібних об'ємів газу в 2000-2004 рр. забезпечували 1÷7 МК працюють на природному газі, при його згоранні через вихлопні труби в атмосферне повітря попадають оксиди азоту (NO₂, NO), оксид вуглецю CO.

Технологічний процес на ДКС передбачає викиди в атмосферу природного газу при запуску та зупинці ГМК, при проведенні ремонтно-профілактичних робіт на комунікаціях станції і т.п. Викиди природного газу здійснюються через свічі розсіювання. Джерелами постійних викидів при роботі ГПА є свічі вентиляції картера, сальників, маслобака, через які в повітря потрапляють пари мінерального масла ТП-22, а також свічі дегазаторів, через які випускається природний газ. Для регенерації ДЕГу застосовують вогняний випарювач, при його роботі в атмосферу викидаються оксиди азоту, оксид вуглецю. На ГЗП джерелами забруднення є пилоуловлювачі, сепаратори, запірні арматура гребінки. В опалювальний період на природному газі працюють котельні, що викидають в атмосферу оксиди азоту та оксид вуглецю.

На ПСГ нараховується 291 стаціонарне джерело забруднення. Державним управлінням екології та природних ресурсів в Івано-Франківській обл. видано 23.09.1999р. “Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами забруднення Богородчанського ВУПЗГ” №260001 Цей нормативно-дозвільний документ періодично переглядається та продовжується на встановлені терміни. Термін дії продовжений до 31.12.2005р. Згідно нього в таблиці 6.1 приведено перелік шкідливих речовин, які викидаються через джерела забруднення Богородчанської СПЗГ

Таблиця 6.1 - Перелік забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферу

Назва забруднюючої речовини	Одиниці виміру	Клас небезпеки	Викиди речовин, т/рік
Азоту діоксид	т/р	2	26,690
Азоту оксид	т/р	2	330,930
Сажа	т/р	4	0,029
Вуглецю оксид	т/р	4	231,034
Метан	т/р	4	5167,760
Бензин	т/р	2	0,022
Масло мінеральне	т/р	4	2,762
Вуглеводні граничні	т/р	4	0,045
Всього	т/р		5759.272

За період нагнітання 2004 року в ПСГ закачано 1429,3 млн. м³ газу, із них - 1154,242 млн.м³ компресорами ДКС. У таблиці 6.2 приведені величини викидів забруднювальних речовин за 2004 рік. Як видно із таблиці 6.2, сумарні викиди

забруднюючих величин за 2004 рік, викиди по сполуках азоту, оксиду вуглецю, природнього газу нижчі від величин вказаних у дозволі.

Таблиця 6.2 - Сумарні викиди забруднювальних речовин Богородчанської СПЗГ за 2004 рік

Код забруднювальної речовини	Найменування забруднювальної речовини	Викинуто в атмосферне повітря, тонн
А	В	1
00000	Всього по підприємству:	5261.391
03000	Речовини у вигляді суспензованих твердих частинок (мікрочастинки і волокна)	0,074
03002	Речовини у вигляді суспен.твердих частинок менше 2,5 мкм	
03004	Сажа	0,029
04000	Сполуки азоту	122,338
04001	Діоксид азоту	121,729
04002	Азоту оксид	0,609
06000	Оксид вуглецю	170,349
07000	Вуглецю діоксид	1396,885
11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС)	
12000	Метан	3466,391

Найбільша маса викиду спостерігається за період III кварталу при роботі ПСГ в режимі закачування газу, коли в роботу включені ГМК. Відповідно, і плата за забруднення навколишнього середовища в III кварталі по Богородчанському ПСГ була найбільшою і становила 12556,1 грн. Плата за забруднення навколишнього середовища по Богородчанському ПСГ за період 2004 р. становила 20698,81 грн. В таблиці 6.3 приведені техніко-економічні показники по використанню паливного газу і масла за період експлуатації 2001-2004 рр.

Таблиця 6.3 - Показники по використанню паливного газу

Роки	Закачано компресорами ДКС, млн. м ³	Розхід паливного газу, тис, м ³	Питомий розхід паливного газу, м ³ /тис.м ³	Розхід масла, кг ³	Викиди природнього газу, т/рік
2001	1192,628	6302,0	5,284	93155	4382,322
2002	1106,237	5570,4	5,036	82881	3152,586
2003	1209,728	6738,824	5,571	79792	3675,490
2004	1154,242	6546,2	5,671	99947	3466,391

Як видно із таблиці 6.3 на період нагнітання 2004р. питомі витрати паливного газу зросли. На протязі 2002.р. спостерігається зниження витрат паливного газу на компримування 1 тис. м³, який становив 5,036 м³. Якісно

проведені ремонти ГМК та іншого допоміжного обладнання зменшують кількість вимушених зупинок, повторних запусків ГМК, витрат мастила і паливного газу і як наслідок призводять до зменшення викидів продуктів згорання.

Однак, проведені заходи приводять до покращення ситуації на недовготривалий проміжок часу (1-2 сезони роботи). Зменшення викидів оксидів азоту і вуглецю для ГМК можливе за рахунок відрегулювання кута запалення ГМК, що зменшує об'єм паливного газу компресорів і така робота постійно виконується. Газомотокомпресори ДКС підтримуються в роботоздатному стані шляхом раціонального технічного обслуговування, а також проведення усіх видів ремонтів. Зменшення CO, NO₂, NO, аналогічних викидів від парової котельні досягалось шляхом відрегулювання оптимальної подачі повітря у пальники котлів. Зменшення викидів граничних вуглеводних і мінеральних масел через дихальні патрубки ємностей полягає у використанні мінімальної кількості ємностей для зберігання цих продуктів. Для контролю за наявними джерелами шкідливих викидів в атмосферу проводиться їх інвентурзація.

На ДКС і на ГЗП ведеться робота по зниженню викидів природного газу і збрудненню атмосфери його компонентами. Основні заходи по охороні атмосферного повітря від забруднення метаном є одночасно важливими заходами по економії природного газу. Фактичні дані по викидах природного газу в 2001-2004 рр. приведені в таблиці 6.3. Як видно із таблиці викиди природного газу в атмосферу по ПСГ менші від проекту нормативів, що становив 4428,712 тонн за рік. Зменшення викидів природного газу на ДКС і ГЗП досягалось шляхом проведення техоглядів і ревізій запірною обладнання, фланцевих з'єднань, максимального відпрацювання газу газовикористовуючим обладнанням перед стравленням з трубопроводів. Для зменшення викидів природного газу в атмосферу постійно проводяться ремонт запірної арматури та інші види ремонтів основного і допоміжного обладнання. За останні роки за рахунок вчасного та якісного проведення технічних оглядів, різного виду ремонтів, за рахунок вчасної заміни силових циліндрів, поршнів, усунення пропусків газопускних клапанів, повністю

усунуло пропуски газу на газовпускних клапанах, що покращило технічний стан основного обладнання ДКС.

На ДКС проводяться заходи для зменшення витрат масла і його виносу компримованим газом. Постійно ведеться контроль за надійністю роботи сальникових ущільнень компресорних штоків ГМК МК-8М. В 2003 році досягнуто найменших витрати мастила. На Богородчанському ПСГ немає в наявності ніяких установок для очищення чи вловлювання забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферу, що відповідає світовій технології транспорту природного газу, а тому основні заходи спрямовані на зменшення викидів через нещільні обладнання, відрегулювання режимів роботи обладнання для мінімізації об'ємів викидів.

При експлуатації ПСГ із експлуатаційних свердловин разом із газом виносяться супутні пластові води (СПВ). При підготуванні газу проходить відокремлення СПВ в сепараторах, абсорберах і направлення їх на очисні споруди. З пластів Богородчанського ПСГ з газом поступає, в основному, конденсаційна волога з невеликою кількістю пластової води. Загальна кількість води, що уловлена засобами підготування газу на ПСГ за сезон відбору 2003-04 рр., - 301,7 м³, за сезон відбору 2004-05 рр. - 345,0 м³ Мінералізація СПВ незначна – 26,6 г/л, проти 170 – 235 г/л в пластовій воді тортонських відкладів. Агресивні речовини в складі СПВ відсутні. В 1981 році для повернення СПВ пробурена свердловина 27-Богородчани. Приймальна здатність свердловини невелика - 0,2 м³/д. проти 20 м³/д, що передбачено проектом.

Згідно з “Проектом на облаштування Богородчанського газосховища” (1984 р.) передбачено спалювати промстоки і СПВ на факельній установці. УМГ “Прикарпаттрансгаз” супутні пластові води в кількості 300 - 600 м³, які поступають із свердловин ПСГ за сезон відбору, подає на факельну установку для спалювання.

Технологічний процес підземного зберігання газу включає використання надр. Високі пластові тиски можуть стати причиною різного роду газопроявів, а також привести до зміни компонентного складу підземних вод на прилеглих до сховища територіях. Тому, щорічно проводяться ряд заходів, метою яких є контроль за впливом ПСГ на надра, оцінки стану його герметичності і виявлення

ділянок з аномальною концентрацією вуглеводневих газів на території ПСГ і навколишніх сіл. Ці роботи включають в себе :

- газогеохімічні спостереження за роботою сховища, які виконувалися науково-дослідним інститутом нафтогазових технологій ІФНТУНГУ, Львівським КНДВ УкрНДІГазу.
- проведення аналізів води спостережних свердловин

Спостережний фонд складають 10 свердловин. Свердловини 1 і 25 спостережні на газовий поклад, свердловина 28 – п'єзометрична, свердловини 33, 103, 106 і 301 – контрольні на верхні горизонти, свердловини 26 і 27 – спостережні і поглинаючі для закачки промстоків.

На території ПСГ знаходиться 28 свердловин (401-421, 502-504) глибиною до 50м, які призначені для контролю за приповерхневим гальковим горизонтом, який залягає на глибині 10-30 м. Два рази в рік, в нейтральний період, після нагнітання та відбору газу проводяться газогеохімічні дослідження приповерхневих відкладів і ґрунтових вод. Так, в криницях сіл Старі Богородчани, Саджава вміст метану за весь період експлуатації 2004р. не перевищував ГДК для питних вод (2,8 см³/л) і знаходився в межах 0,009-1,24 см³/л.

Практично вміст метану в підґрунтовому газі приповерхневих відкладів незалежно від режиму роботи ПСГ не перевищував фонового показника 0,01% об. Комплекс газогеохімічних досліджень за 2004 рік, виконаний науково-дослідним інститутом нафтогазових технологій ІФНТУНГУ, вказав на задовільну герметичність Богородчанського ПСГ. Робота по охороні навколишнього середовища включає охорону і раціональне використання водних ресурсів. Головним напрямком охорони водних ресурсів є зменшення негативного впливу на природні водні об'єкти при скиданні стічних вод. Розроблений проект нормативів по встановленню гранично-допустимого скиду (ГДС) забруднюючих речовин Богородчанською СПЗГ, що надходять з зворотними (дощовими та талими) водами у водотік. Визначено фактичний внесок Богородчанської СПЗГ в загальне забруднення водного басейну Чорного моря, а зокрема його притоки I-го порядку –р. Дністер, притоки II-го порядку – р. Бистриця, притоки III-го порядку р.

Бистриця Солотвинська, притоки IV-го порядку - р. Саджавка. На підставі затверджених у даній роботі Держуправлінням екобезпеки обсягів скиду здійснюється державний контроль за досягненням відповідних величин по забруднюючих речовинах. Для видалення із стоків шкідливих компонентів і очищення їх до безпечних рівнів наявні:

- очисні споруди виробничих стоків;
- станція біоочищення побутових стічних вод.

Івано-Франківською СЕС щоквартально проводиться аналітичний контроль дощових та талих вод, що надходять з виробничих майданчиків Богородчанської СПЗГ. Результати досліджень оформляються протоколами, в яких дається заключення про відповідність наданих проб води нормативним показникам затверджених в проекті нормативів ГДС.

Робота по охороні природнього середовища також включає активну співпрацю з екоінспекціями для виявлення і усунення порушень природоохоронного законодавства України. На ПСГ ведеться постійний контроль за дотриманням природоохоронного законодавства комісіями Державного управління екології та природних ресурсів у Івано-Франківській області. Виявлені порушення враховуються і приймаються заходи по його як найшвидшому усуненню.

ВИСНОВКИ

В результаті проведеної роботи детальніше вивчено геологічну будову сховища, проаналізовано дані про газодинамічний стан газового покладу продуктивної товщі баденських відкладів, проведено аналіз експлуатації Богородчанського ПСГ з початку розробки та до 2005р., та порівняння з проектними показниками

Залишкові запаси газу підземного сховища на початок його створення (30 квітня 1979 р.) становили 1120,0 млн.м³. Газонасичений поровий об'єм ПСГ - 30,66 млн.м³. Проведене на основі застосування методу падіння пластового тиску як модифікації методу матеріального балансу визначення запасів газу в Богородчанському ПСГ за результатами відбирання газу в сезон 2004-05 рр. Запаси газу, визначені за даним методом, відповідають обліковим даним УМГ "Прикарпаттрансгаз" і на кінець сезону нагнітання 2004 р. становлять 3367,0 млн.м³.

В результаті аналізу показників експлуатації Богородчанського ПСГ встановлено:

1. Досягнуті показники за продуктивністю становлять в середньому 85 % від проектних. Зменшення продуктивності, з одного боку, викликане процесом розтікання активного газу у покладі і його накопиченням в низькодренованих периферійних ділянках, з другого боку, недостатніми потужностями системи осушення газу, а також зниженням інтенсивності відбирання газу в результаті зменшення його споживання.

2. Процес відбирання газу з продуктивних горизонтів супроводжується виникненням глибокої депресійної воронки. Перепад тиску між експлуатаційними свердловинами досягає 0,5-0,7 МПа, між останніми і периферійними ділянками покладу - 2,3 МПа і більше. Такий високий ступінь впливу неоднорідності пластів-колекторів на газодинамічні показники експлуатації ПСГ не був передбачений проектом. Крім цього, відтік активного газу і накопичення останнього в

низькопроникливих прошарках покладу призводить до зниження величини мінімального пластового тиску на кінець сезону при відбиранні проектної величини об'єму активного газу до $3,09 \div 3,12$ МПа ($30,9 \div 31,8$ кгс/см²) проти $3,40$ МПа ($34,7$ кгс/см²).

3. Для оцінки реального стану експлуатаційних можливостей ПСГ при використанні фонду свердловин в 156 одиниць проведені газодинамічні розрахунки показників нагнітання-відбирання газу при затвердженій величині продуктивності - 23 млн.м³/д.

Результати розрахунків показують, що експлуатація ПСГ в режимі відбору газу з проектним значенням продуктивності 23 млн.м³/д. можлива лише протягом 80 днів. Після чого настає різке зниження продуктивності газосховища із-за низького пластового тиску в покладі. Всього за 100 проектних днів експлуатації можливо відібрати 2100 млн.м³ природного газу. На кінець відбору середній тиск в "робочій зоні" становитиме $3,62$ МПа, в свердловинах - від $3,15$ МПа до $4,0$ МПа.

4. В результаті вивчення результатів газодинамічних досліджень встановлено, що продуктивна характеристика свердловин нижча від проектної в середньому на $24,5$ %. Середній розрахунковий дебіт за $1994-2005$ рр. становить 228 тис³/д. проти проектного в 302 тис³/д. В сезон нагнітання газу 2005 р. кількість свердловин з продуктивністю близькою до проектної складає всього 36 одиниць (23% фонду). При цьому 40 свердловин (26% фонду) працювали з продуктивністю нижчою від проектної на 50% .

Основною причиною погіршення продуктивної характеристики свердловин є забруднення привибійної зони свердловин маслами, що попадають в пласт при компресорному нагнітанні поршневыми газомотокомпресорами МК-8. Забруднення привибійної зони пласта свердловин відбувається також механічними домішками, що попадають в пласт при нагнітанні. Для покращення техніко-економічних показників експлуатації та оптимізації роботи ПСГ необхідно виконати ремонти свердловин з метою очистки ПЗП від компресорних оливо з застосуванням ПАР миючої дії

5. Експлуатація Богородчанського ПСГ відбувалась в межах затверджених

технологічних показників, загазованість приповерхневих вод та повітря знаходиться в межах дозволених нормативних величин.

Список використаних джерел

1. Баранов А.В. Технологічна схема створення Богородчанського ПСГ. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1976.
2. Мізіна В.Г. та ін. Технологічна схема дослідно-промислової експлуатації Богородчанського газового родовища. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1967.
3. Швадчак М.С. та ін. Проект розробки Богородчанського газового родовища. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1972.
4. Войціцький В.П. Технологічна схема створення страхового запасу газу в Богородчанському ПСГ на газопроводі „Союз”. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1980.
5. Войціцький В.П. Уточнений аналіз формування Богородчанського ПСГ. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1983.
6. Войціцький В.П. Доповнення до "Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ" з метою збільшення його добової продуктивності. Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1984.
7. Войціцький В.П. Вдосконалювати технологію створення та експлуатації підземних сховищ газу по ВО "Прикарпаттрансгаз". Фонди УМГ "Прикарпаттрансгаз", Івано-Франківськ, 1988.
8. Збірник законодавчих, нормативно-методичних і інструкційних документів з питань охорони навколишнього середовища. Том 3. Частина 1, розділ II. Природоохоронні норми та правила. – Харків: ВАТ "УЦЕБОП нафтогаз", 1998. – С. 101 – 147.
9. Стандарт підприємства. Підземні сховища газу. Контроль комплексний за створенням та експлуатацією. ДК "Укртрансгаз". Київ, 2003.
10. Стандарт компанії. Інструкція з дослідження і визначення умов використання свердловин з міжколонним тиском на підземних сховищах газу. НАК "Нафтогаз України". Київ, 2000.
11. Корективи до технологічної схеми експлуатації Богородчанського ПСГ-2005 р.

12. Збірник «Підземне зберігання газу» -Р.Ф .Гімер., П.Р.Гімер., М.П.Деркач
13. Інструкція по дослідженні газових свердловин-1961 р.
14. Інструкція по комплексному дослідженню газових і газоконденсатних свердловин -1980 р.

Додатки

Додаток А1

Таблиця 4.2 - Показники експлуатації Богородчанського ПСГ за період 1979 - 2005 рр.

№ п/п	Сезон	Термін продовження сезонів	Об'єм нагнітання газу за сезон млн. м ³	Об'єм відбирання газу за сезон млн. м ³	Кількість днів експлуатації в сезон	Кількість свердловин од.	Пластовий тиск на кінець сезону, середнє значення		Об'єм газу в ПСГ млн. м ³	Об'єм активного газу в ПСГ млн. м ³	Добова продуктивність, сер. млн. м ³ /д
							МПа	кгс/см ²			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Початок експлуатації						3,83	39,0	1120,0	0,0	
1	Нагнітання	30.04.79 - 04.10.79	180,6	-	155	8	4,38	44,7	1300,6	180,6	1,17
2	Відбір	25.10.79 - 22.04.80	-	151,3	180	7	3,84	39,2	1149,3	29,3	0,84
3	Нагнітання	29.04.80 - 25.08.80	116,5	-	102	8	4,28	43,6	1265,8	145,8	1,14
4	Відбір	17.10.80 - 26.03.81	-	140,9	164	8	3,86	39,4	1124,9	4,9	0,86
5	Нагнітання	07.05.81 - 13.10.81	231,3	-	98	8	4,65	47,4	1356,2	236,2	2,36
6	Відбір	10.11.81 - 01.04.82	-	169,4	142	8	4,00	40,8	1186,8	66,8	1,19
7	Нагнітання	03.04.82 - 06.10.82	406,1	0,7	139	9	5,33	54,3	1592,2	472,2	2,92
8	Відбір	21.10.82 - 31.03.83	-	257,9	145	12	4,41	45,0	1334,3	214,3	1,78
9	Нагнітання	05.04.83 - 03.10.83	596,6	-	173	15	6,39	65,2	1930,9	810,9	3,45
10	Відбір	25.10.83 - 28.04.84	-	427,8	167	17	5,00	51,0	1503,1	383,1	2,55
11	Нагнітання	15.04.84 - 12.10.84	642,4	-	135	20	7,14	72,8	2145,5	1025,5	4,76
12	Відбір	19.10.84 - 07.04.85	-	576,7	165	22	4,96	50,6	1568,8	448,8	3,50
13	Нагнітання	15.04.85 - 14.10.85	1450,0	-	174	27	9,34	95,2	3018,8	1898,8	8,33
14	Відбір	20.11.85 - 28.03.86	-	1273,5	119	59	5,08	51,8	1745,2	625,2	10,70
15	Нагнітання	10.04.86 - 08.10.86	1710,7	-	178	74	10,40	106,0	3455,8	2335,8	9,61
16	Відбір	08.12.86 - 18.04.87	-	2186,8	113	96	3,34	34,1	1269,0	149,0	19,35
17	Нагнітання	30.04.87 - 11.10.87	2180,1	-	165	88	10,24	104,4	3449,0	2329,0	13,21
18	Відбір	29.12.87 - 02.04.88	-	1819,5	95	131	4,66	47,5	1629,1	509,1	19,15
19	Нагнітання	13.04.88 - 28.09.88	1796,5	-	160	125	10,39	105,9	3426,2	2306,2	11,23
20	Відбір	22.01.89 - 25.04.89	-	1604,2	93	155	5,50	56,1	1822,0	702,0	19,38
21	Нагнітання	05.05.89 - 10.10.89	1598,2	-	149	154	10,53	107,4	3420,0	2300,0	10,73

2 2	Відбір	10.12.89 - 16.04.90		1966,7	91	155	4,50	45,9	1453,3	333,3	21,61
2 3	Нагніт ання	08.05.90 - 04.10.90	1945, 1	-	148	155	10,50	107,1	3398,4	2278,4	13,14
2 4	Відбір	20.12.90 - 04.04.91	-	2242,0	106	151	3,39	34,6	1156,3	36,3	21,15
2 5	Нагніт ання	16.04.91 - 19.10.91	2230, 9	-	181	152	10,50	107,1	3387,2	2267,2	12,33
2 6	Відбір	04.12.91 - 06.04.92	-	2114,9	125	152	4,02	41,0	1272,3	152,3	16,92
2 7	Нагніт ання	02.05.92 - 10.10.92	1914, 5	-	159	152	10,54	107,5	3186,8	2066,8	12,04
2 8	Відбір	07.12.92 - 06.04.93	-	1768,4	110	151	4,47	45,6	1418,4	298,4	16,08
2 9	Нагніт ання	29.04.93 - 03.09.93	1411, 4	-	109	151	9,71	99,0	2829,8	1709,8	12,95
3 0	Відбір	21.09.93 - 10.04.94	-	1638,7	137	151	4,46	45,5	1191,1	71,1	11,96
3 1	Нагніт ання	17.04.94 - 28.09.94	2014, 8	-	159	150	10,62	108,3	3206,0	2086,0	12,67
3 2	Відбір	23.10.94 - 14.04.95	-	1761,5	115	151	4,89	49,9	1444,5	324,5	15,32
3 3	Нагніт ання	22.04.95 - 20.10.95	2030, 6	-	170	152	10,49	107,0	3446,0	2326,0	11,94
3 4	Відбір	25.10.95 - 21.03.96	-	2158,3	125	151	3,48	35,5	1316,8	196,8	17,27
3 5	Нагніт ання	21.04.96 - 21.10.96	2127, 4	-	176	150	10,62	108,3	3444,3	2324,3	12,09
3 6	Відбір	17.11.96 - 26.04.97	-	2105,8	155	150	3,93	40,1	1338,5	218,5	13,59
3 7	Нагніт ання	09.05.97 - 18.10.97	1909, 4	-	147	150	9,85	100,4	3247,9	2127,9	12,99
3 8	Відбір	29.10.97 - 11.04.98	-	1974,5	160	151	3,74	38,1	1273,4	153,4	12,30
3 9	Нагніт ання	25.04.98 - 10.10.98	2150, 0	-	148	150	10,55	107,6	3423,4	2303,4	14,5
4 0	Відбір	15.10.98 - 27.03.99	-	2159,0	154	151	3,68	37,5	1264,4	144,4	14,0
4 1	Нагніт ання	10.04.99 - 13.10.99	2157, 8	-	174	148	10,56	107,7	3422,2	2302,2	12,4
4 2	Відбір	10.11.99 - 16.04.00	-	2127,0	159	153	3,97	40,5	1295,2	175,2	13,4
4 3	Нагніт ання	28.04.00 - 02.10.00	2129, 1	-	154	151	10,57	107,8	3424,3	2304,3	13,8
4 4	Відбір	24.10.00 - 28.04.01	-	2114,4	170	152	3,71	37,8	1309,9	189,9	12,4
45	Нагніт ання	18.05.01 - 16.10.01	2030, 4	-	147	150	10,38	105,8	3340,4	2220,4	13,8
4 6	Відбір	17.11.01 - 29.03.02	-	1571,5	131	152	5,41	55,2	1768,8	648,8	12,0
4 7	Нагніт ання	19.04.02 - 02.10.02	1653, 7	-	161	151	10,38	105,8	3422,5	2302,5	10,3
4 8	Відбір	21.10.02 - 12.04.03	-	2182,5	165	148	3,57	36,4	1239,9	119,9	13,2
4 9	Нагніт ання	15.04.03 - 24.09.03	2180, 2	-	150	148	10,50	107,1	3420,1	2300,1	14,5
5 0	Відбір	16.10.03 - 13.03.04	-	1482,3	137	148	5,85	59,6	1937,8	817,8	10,8
5 1	Нагніт ання	25.03.04 - 08.10.04	1429, 2	-	167	150	10,42	106,2 0	3367,0	2247,0	8,5

5 2	Відбір	28.10.04 - 24.03.05	-	2045,4	148	150	3,89	39,70	1321,6	201,6	13,8
--------	--------	------------------------	---	--------	-----	-----	------	-------	--------	-------	------

Додаток А2

Таблиця 4.6 - Результати дослідження свердловин Богородчанського ПСГ при відборі газу 2004-05рр.

№ св.	Дата дослідження	Робочий дебіт, тис. м ³ /д	Тиск надлишковий МПа x10 ⁻¹				Тиск абс. МПа x10 ⁻¹			Коефіцієнти фільтр. опору		Розрах. дебіт, при Рпл.=70 ата Рбуф.=5 ата	Абсолютний дебіт тис.м ³ /д.	Діаметр НКТ, мм
			Рро б.	Рбу ф.	Рза тр.	Рст .	Рпл л.	Рви б.	Депресія	а	в			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9	03.12.04	209,2	73,4	72,8	75,2	76,4	83,9	82,6	1,3	0,313	0,00349	274	1354	89
16	16.02.05	104,7	39,0	40,0	41,5	42,5	47,0	45,9	1,1	0,290	0,00647	258	549	89
18	16.02.05	51,9	38,5	39,0	40,5	42,7	47,2	44,9	2,4	1,267	0,05695	120	177	73
19	03.12.04	320,5	75,0	75,5	78,5	80,0	87,9	86,2	1,6	0,266	0,00193	285	1893	89
23	03.12.04	20,2	69,0	69,0	72,5	73,8	81,1	79,7	1,4	3,391	0,39167	61	123	89
31	02.12.04	163,4	73,6	74,0	75,0	76,5	84,1	82,4	1,6	0,501	0,00716	250	940	89
32	03.12.04	128,2	73,8	75,2	75,6	76,1	83,6	83,1	0,5	0,211	0,00383	274	1314	89
34	03.12.04	168,7	69,5	70,6	72,5	74,0	81,3	79,7	1,6	0,470	0,00649	378	953	114
36	02.12.04	115,2	73,3	73,5	75,2	76,3	83,8	82,6	1,2	0,520	0,01054	162	781	73
37	10.12.04	152,6	69,8	70,5	71,5	74,0	81,3	78,6	2,7	0,858	0,01312	290	654	114
38	02.12.04	172,0	72,5	73,3	74,0	75,6	83,1	81,3	1,8	0,502	0,00681	371	949	114
39	02.12.04	172,0	73,4	73,6	74,3	76,4	83,9	81,7	2,3	0,661	0,00897	239	826	89
40	02.12.04	99,8	73,0	73,7	73,5	75,5	83,0	80,8	2,2	1,073	0,02509	187	489	89
41	03.12.04	113,0	72,6	73,2	73,5	76,1	83,6	80,8	2,8	1,235	0,02550	185	482	89
42	03.12.04	261,5	72,6	72,6	73,2	77,2	84,8	80,5	4,4	0,829	0,00739	349	881	114
43	03.12.04	204,1	73,8	74,3	74,5	77,5	85,1	81,9	3,3	0,803	0,00918	328	812	114
44	03.12.04	180,5	72,5	73,0	73,5	76,0	83,5	80,8	2,7	0,745	0,00964	161	785	73
45	03.12.04	20,2	72,7	79,0	73,5	75,6	83,1	80,8	2,3	5,573	0,64369	47	96	114
46	03.12.04	28,6	72,5	72,9	73,5	75,5	83,0	80,8	2,2	3,744	0,30548	67	140	89
47	10.12.04	152,6	69,5	69,8	70,7	73,0	80,2	77,7	2,5	0,779	0,01192	226	680	89
48	03.12.04	155,2	71,0	71,1	71,8	77,4	85,0	78,9	6,1	1,936	0,02911	200	430	114
49	10.12.04	157,2	69,5	71,3	72,5	73,0	80,2	79,7	0,5	0,168	0,00249	176	1563	73

50	03.12.04	212,5	71,1	71,3	72,3	73,5	80,8	79,5	1,3	0,296	0,00325	457	1348	114
51	03.12.04	168,7	69,5	70,4	72,2	74,0	81,3	79,4	2,0	0,560	0,00775	247	866	89
52	06.12.04	133,8	68,7	68,7	69,0	70,0	77,0	75,9	1,1	0,377	0,00657	380	907	114
53	06.12.04	71,9	71,8	72,0	72,8	74,5	81,9	80,0	1,9	1,256	0,04077	129	381	73
54	03.12.04	50,1	42,0	42,8	43,5	47,7	52,7	48,1	4,6	2,751	0,12814	104	124	114
55	16.12.04	155,5	69,2	70,0	70,4	73,2	80,5	77,4	3,1	0,932	0,01398	282	622	114
56	06.12.04	105,8	72,0	72,5	73,5	74,5	81,9	80,8	1,1	0,503	0,01109	318	745	114
57	06.12.04	105,8	69,0	-	70,5	-	77,5	76,2	1,3	0,567	0,01250	303	659	114
59	10.12.04	164,8	71,4	71,5	72,0	74,0	81,3	79,1	2,2	0,637	0,00902	336	799	114
61	06.12.04	118,9	74,0	74,2	75,0	76,2	83,7	82,4	1,3	0,549	0,01078	234	769	89
62	06.12.04	64,5	71,5	71,8	72,3	74,0	81,3	79,5	1,8	1,384	0,05005	165	342	114
63	06.12.04	168,9	71,9	72,4	76,0	78,5	86,2	83,5	2,7	0,823	0,01137	227	748	89
64	07.12.04	209,0	73,2	73,3	74,0	74,2	81,5	81,3	0,2	0,051	0,00057	588	3349	114
65	06.12.04	132,1	73,2	73,4	72,8	74,4	81,8	80,0	1,8	0,643	0,01136	230	723	89
66	06.12.04	117,4	74,0	74,5	75,0	76,7	84,3	82,4	1,9	0,792	0,01575	274	632	114
67	06.12.04	167,2	72,3	72,6	73,0	74,5	81,9	80,2	1,6	0,477	0,00666	167	948	73
68	10.12.04	152,6	72,5	72,6	73,0	73,5	80,8	80,2	0,5	0,174	0,00266	484	1523	114
69	06.12.04	110,4	73,5	73,8	74,5	76,3	83,8	81,9	2,0	0,883	0,01865	255	576	114
70	06.12.04	135,4	73,0	73,2	73,7	74,4	81,8	81,0	0,8	0,278	0,00478	420	1142	114
71	07.12.04	112,5	72,5	72,9	73,3	73,8	81,1	80,6	0,5	0,233	0,00483	421	1135	114
72	07.12.04	167,2	72,5	72,7	73,3	74,0	81,3	80,6	0,8	0,221	0,00308	468	1416	114
73	07.12.04	176,8	71,5	71,7	72,3	74,5	81,9	79,5	2,4	0,657	0,00867	339	816	114
74	07.12.04	135,0	72,0	72,1	72,4	73,9	81,2	79,6	1,6	0,586	0,01013	325	762	114
77	07.12.04	96,4	68,9	69,0	70,7	72,0	79,1	77,7	1,4	0,693	0,01678	269	580	
78	03.12.04	283,4	75,5	75,7	76,5	77,3	84,9	84,1	0,9	0,157	0,00130	540	2275	114
79	07.12.04	250,8	72,5	72,8	73,9	74,2	81,5	81,2	0,3	0,064	0,00060	300	3268	89
80	07.12.04	125,4	72,5	72,6	73,8	74,2	81,5	81,1	0,4	0,171	0,00319	468	1410	114
81	07.12.04	257,2	73,1	73,2	73,9	74,0	81,3	81,2	0,1	0,021	0,00019	616	5849	114
82	09.12.04	191,7	72,5	72,6	73,0	73,4	80,7	80,2	0,4	0,111	0,00135	542	2144	114
83	07.12.04	215,4	73,0	73,2	74,0	74,5	81,9	81,3	0,6	0,125	0,00135	540	2164	114

84	07.12.04	201,0	73,9	74,3	74,8	75,2	82,6	82,2	0,4	0,108	0,00126	546	2276	114
85	03.12.04	447,1	76,6	77,2	78,5	79,1	86,9	86,2	0,7	0,078	0,00041	596	4184	114
86	03.12.04	221,0	71,5	72,3	75,1	79,4	87,2	82,5	4,7	1,083	0,01143	298	726	114
87	07.12.04	104,5	74,2	74,5	76,5	77,0	84,6	84,1	0,5	0,266	0,00595	397	1068	114
88	09.12.04	260,5	73,0	73,0	75,2	76,5	84,1	82,6	1,4	0,273	0,00244	175	1617	73
90	09.12.04	152,2	71,4	71,6	72,6	73,5	80,8	79,8	1,0	0,313	0,00480	417	1119	114
91	10.12.04	406,0	72,3	72,5	73,0	74,1	81,4	80,2	1,2	0,143	0,00082	565	2709	114
92	16.12.04	92,7	69,2	69,2	69,8	70,9	77,9	76,7	1,2	0,601	0,01512	282	604	114
93	10.12.04	265,5	72,3	72,4	73,0	74,0	81,3	80,2	1,1	0,199	0,00175	517	1862	114
94	08.12.04	377,2	72,0	72,8	74,3	74,9	82,3	81,7	0,6	0,085	0,00052	588	3486	114
95	09.12.04	111,2	70,5	71,5	72,9	73,4	80,7	80,1	0,5	0,239	0,00501	171	1109	73
96	09.12.04	278,1	72,5	72,6	73,5	74,0	81,3	80,8	0,5	0,094	0,00079	298	2811	89
97	09.12.04	146,8	73,0	73,2	73,8	74,0	81,3	81,1	0,2	0,073	0,00116	554	2349	114
98	09.12.04	206,4	72,5	72,7	73,6	74,0	81,3	80,9	0,4	0,104	0,00117	551	2318	114
99	09.12.04	131,7	72,8	72,4	72,9	73,5	80,8	80,1	0,7	0,242	0,00429	433	1196	114
100	09.12.04	171,2	71,0	71,0	71,3	73,4	80,7	78,4	2,3	0,641	0,00874	339	803	114
102	10.12.04	180,5	71,5	71,7	72,3	72,7	79,9	79,5	0,4	0,114	0,00147	536	2033	114
104	10.12.04	132,7	72,1	72,2	72,6	73,0	80,2	79,8	0,4	0,159	0,00280	481	1480	114
105	09.12.04	185,9	71,8	72,0	72,5	73,5	80,8	79,7	1,1	0,285	0,00358	449	1293	114
108	09.12.04	125,9	72,0	72,1	72,4	73,3	80,6	79,6	1,0	0,378	0,00700	373	924	114
109	10.12.04	314,4	71,6	71,8	72,8	73,9	81,2	80,0	1,2	0,185	0,00137	534	2095	114
110	08.12.04	359,9	72,5	73,2	74,5	75,0	82,4	81,9	0,5	0,074	0,00048	592	3663	114
111	10.12.04	328,1	71,5	71,6	72,5	74,0	81,3	79,7	1,6	0,241	0,00172	514	1854	114
112	10.12.04	152,6	71,0	71,1	72,5	73,0	80,2	79,7	0,5	0,173	0,00264	485	1517	114
113	09.12.04	146,4	71,5	71,8	72,5	73,5	80,8	79,7	1,1	0,362	0,00576	395	1018	114
114	08.12.04	193,3	72,3	72,5	72,9	77,4	85,0	80,1	4,9	1,258	0,01519	266	610	114
115	08.12.04	193,3	73,0	73,3	73,9	77,5	85,1	81,2	3,9	1,015	0,01225	293	694	114
116	03.02.05	55,2	41,0	42,0	43,5	44,5	49,2	48,1	1,1	0,576	0,02436	235	296	114
117	08.12.04	150,9	72,6	72,8	73,2	77,4	85,0	80,5	4,6	1,507	0,02330	224	496	114
119	08.12.04	207,5	73,1	73,6	74,5	77,4	85,0	81,9	3,2	0,763	0,00857	337	841	114

120	08.12.04	315,9	72,5	72,8	73,6	75,0	82,4	80,9	1,5	0,237	0,00175	513	1865	114
121	08.12.04	92,7	71,3	71,4	72,0	73,6	80,9	79,1	1,7	0,901	0,02268	236	506	114
122	03.02.05	48,2	41,0	42,1	42,6	44,3	49,0	47,1	1,9	1,106	0,05356	147	193	89
123	03.02.05	48,2	41,2	42,0	42,5	44,5	49,2	47,0	2,2	1,299	0,06290	150	177	114
124	10.02.05	71,7	41,0	42,2	41,5	43,0	47,6	45,9	1,6	0,638	0,02075	249	304	114
125	08.12.04	242,0	73,2	73,4	74,2	74,6	82,0	81,5	0,4	0,089	0,00086	568	2729	114
126	08.12.04	337,9	73,5	73,8	74,5	75,0	82,4	81,9	0,5	0,079	0,00054	587	3439	114
127	14.12.04	74,5	69,4	69,5	70,0	70,7	77,7	77,0	0,8	0,473	0,01483	287	616	114
128	16.12.04	115,9	69,0	69,0	69,2	70,2	77,2	76,1	1,1	0,432	0,00870	347	791	114
130	08.12.04	37,7	72,0	72,3	73,8	77,4	85,0	81,1	3,9	5,195	0,32156	65	135	114
131	08.12.04	303,3	72,9	73,3	74,7	77,6	85,3	82,1	3,2	0,523	0,00402	424	1231	114
133	15.12.04	74,8	68,9	69,0	69,4	70,0	77,0	76,3	0,7	0,406	0,01266	306	662	114
134	15.12.04	124,8	69,0	69,1	69,5	70,5	77,5	76,4	1,1	0,403	0,00754	364	854	114
135	13.12.04	68,4	69,1	69,5	70,0	73,0	80,2	77,0	3,3	2,254	0,07691	132	263	114
136	15.12.04	71,1	67,7	68,0	69,7	70,0	77,0	76,6	0,3	0,214	0,00702	380	900	114
137	15.12.04	99,8	69,0	69,0	69,4	69,7	76,6	76,3	0,3	0,152	0,00355	458	1260	114
138	14.12.04	43,4	69,0	69,1	69,6	70,0	77,0	76,5	0,4	0,467	0,02510	234	474	114
139	13.12.04	61,0	69,0	69,9	70,1	72,5	79,7	77,1	2,6	2,020	0,07725	133	264	114
141	03.02.05	218,2	45,0	45,5	46,0	46,5	51,4	50,8	0,5	0,076	0,00081	572	1738	114
142	14.12.04	51,0	69,4	69,6	70,5	71,3	78,4	77,5	0,9	0,798	0,03650	196	395	114
143	03.02.05	84,7	41,0	43,0	43,5	43,8	48,4	48,1	0,3	0,113	0,00311	474	845	114
144	15.12.04	114,8	69,3	69,4	69,8	71,1	78,2	76,7	1,4	0,575	0,01168	310	686	114
145	15.12.04	99,8	68,7	68,0	69,7	70,0	77,0	76,6	0,3	0,152	0,00356	458	1263	114
146	10.12.04	140,4	72,4	72,3	72,8	73,6	80,9	80,0	0,9	0,299	0,00497	171	1105	73
147	15.12.04	133,5	69,2	69,4	70,5	71,0	78,1	77,5	0,5	0,192	0,00336	461	1309	114
148	15.12.04	163,4	69,0	69,2	69,8	71,1	78,2	76,7	1,4	0,404	0,00577	393	976	114
149	15.12.04	38,6	69,0	69,1	69,7	71,1	78,2	76,6	1,5	1,841	0,11126	114	222	114
150	15.12.04	93,6	68,7	68,9	70,3	71,5	78,6	77,3	1,3	0,654	0,01631	273	585	114
151	02.12.04	98,0	74,5	74,8	75,0	75,4	82,9	82,4	0,4	0,223	0,00530	411	1111	114
152	13.12.04	55,0	69,0	69,0	70,0	71,1	78,2	77,0	1,2	1,015	0,04307	180	359	114

153	14.12.04	155,9	69,5	69,5	70,1	70,5	77,5	77,1	0,4	0,131	0,00196	513	1708	114
154	03.02.05	137,4	43,5	44,0	44,8	45,0	49,7	49,5	0,2	0,048	0,00081	180	1711	114
155	13.12.04	66,9	69,0	69,0	69,5	71,6	78,7	76,4	2,3	1,593	0,05555	157	310	114
156	13.12.04	61,0	68,9	69,0	70,1	70,5	77,5	77,1	0,4	0,334	0,01279	307	668	114
157	14.12.04	82,8	69,3	69,5	69,8	70,1	77,1	76,7	0,3	0,178	0,00503	420	1065	114
158	13.12.04	130,2	68,8	69,0	69,8	71,3	78,4	76,7	1,6	0,583	0,01044	322	724	114
159	15.12.04	47,4	69,0	69,0	69,5	71,1	78,2	76,4	1,8	1,712	0,08428	130	253	114
160	14.12.04	153,1	69,4	69,6	70,3	72,3	79,5	77,3	2,2	0,673	0,01025	321	731	114
161	16.12.04	78,6	69,0	69,0	69,3	69,6	76,5	76,2	0,3	0,192	0,00571	405	991	114
163	13.12.04	72,9	69,0	69,0	69,4	72,2	79,4	76,3	3,1	1,960	0,06274	146	289	114
164	13.12.04	68,4	69,0	69,0	69,1	72,4	79,6	76,0	3,6	2,456	0,08378	126	248	114
165	13.12.04	89,2	69,5	69,6	70,4	72,9	80,1	77,4	2,7	1,446	0,03783	185	379	114
166	13.12.04	47,6	69,0	69,3	70,5	73,0	80,2	77,5	2,7	2,714	0,13303	102	203	114
167	13.12.04	89,2	69,4	69,6	70,3	71,6	78,7	77,3	1,4	0,745	0,01949	253	535	114
168	13.12.04	61,0	68,9	69,5	72,0	73,5	80,8	79,1	1,6	1,290	0,04934	124	343	73
169	16.02.05	90,4	39,0	39,5	40,5	42,5	47,0	44,9	2,2	0,662	0,01708	268	324	114
170	02.12.04	347,6	70,8	71,5	72,4	78,5	86,2	79,6	6,7	0,955	0,00641	358	922	114
171	06.12.04	75,2	71,8	72,0	72,5	74,5	81,9	79,7	2,2	1,411	0,04379	175	365	114
172	15.12.04	124,8	69,0	69,1	69,5	70,2	77,2	76,4	0,8	0,281	0,00525	410	1028	114
173	14.12.04	110,4	69,5	69,5	69,8	70,7	77,7	76,7	1,0	0,411	0,00869	348	800	114
174	14.12.04	71,7	69,6	69,6	70,0	70,7	77,7	77,0	0,8	0,492	0,01601	217	593	89
176	14.12.04	16,5	69,4	69,5	71,0	73,4	80,7	78,1	2,6	7,561	1,06921	37	72	114
177	14.12.04	144,9	69,3	69,4	70,0	70,8	77,8	77,0	0,9	0,279	0,00449	426	1118	114
178	14.12.04	176,6	69,8	69,9	70,8	73,0	80,2	77,8	2,4	0,644	0,00851	342	806	114
179	14.12.04	147,6	69,2	69,2	69,5	71,0	78,1	76,4	1,6	0,515	0,00814	351	816	114
180	14.12.04	125,5	69,4	69,5	70,5	71,0	78,1	77,5	0,5	0,205	0,00380	448	1230	114
181	14.12.04	162,8	69,4	69,6	70,4	71,2	78,3	77,4	0,9	0,250	0,00358	451	1260	114
182	14.12.04	121,4	69,4	69,6	70,5	71,3	78,4	77,5	0,9	0,335	0,00644	384	940	114
183	13.12.04	150,2	69,6	69,8	70,2	71,5	78,6	77,2	1,4	0,442	0,00686	373	900	114
185	08.12.04	262,5	73,1	73,4	74,0	77,1	84,7	81,3	3,4	0,643	0,00572	383	1021	114
n=142					Середньозважені:					0,495	0,00843			

Середньозважений дебіт:

296 тис.м³/добу

Додаток АЗ

Таблиця 4.7 - Результати дослідження свердловин Богородчанського ПСГ при нагнітанні 2005 р.

№ св.	Дата дослідження	Робочий дебіт, тис. м ³ /д	Тиск надлишковий Мпа x10 ⁻¹				Тиск абс. Мпа x10 ⁻¹			Коефіцієнти фільтр. опору		Розрах. дебіт, при Рпл.=70 ата Рбуф.=5 2ата	Абсолютний дебіт тис.м ³ /д.	Діаметр НК Т, мм
			Рпри л.	Рбу ф.	Рзаг р.	Рс т.	Рви б.	Рпл.	Реп - ресія	а	в			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9	08.06.05	149,6	66,5	66,0	64,2	63,2	70,63	69,54	1,09	0,306	0,00478	267	974	89
16	06.06.05	160,1	66,2	65,0	62,5	60,5	68,77	66,59	2,18	0,553	0,00806	245	708	89
18	06.06.05	144,6	66,2	65,2	64,2	57,8	70,63	63,65	6,98	1,945	0,03138	132	330	73
19	08.06.05	183,3	66,5	65,2	62,5	60,5	68,77	66,59	2,18	0,483	0,00615	256	811	89
22	07.06.05	168,6	66,2	65,5	62,8	60,2	69,10	66,27	2,83	0,682	0,00943	237	647	89
23	08.06.05	41,0	66,5	65,8	65,6	63,3	72,16	69,65	2,51	2,604	0,14822	94	172	89
31	06.06.05	137,7	66,2	65,2	64,4	62,0	70,85	68,23	2,62	0,794	0,01345	221	559	89
32	07.06.05	94,4	66,2	65,8	65,5	63,0	72,05	69,32	2,73	1,227	0,03032	176	378	89
34	08.06.05	11,8	67,5	66,1	66,0	64,0	72,59	70,41	2,18	7,926	1,56721	31	54	114
35	06.06.05	11,8	66,2	65,6	65,5	59,5	72,05	65,51	6,54	22,872	4,52276	17	28	114
36	06.06.05	91,4	66,2	65,5	63,5	61,7	69,87	67,90	1,97	0,891	0,02274	146	431	73
37	25.05.05	49,4	60,8	60,7	60,5	59,3	66,59	65,29	1,30	1,041	0,04918	170	284	114
38	06.06.05	112,0	66,2	65,5	65,1	63,0	71,61	69,32	2,29	0,864	0,01801	259	493	114
39	06.06.05	108,2	66,2	65,5	64,7	63,3	71,17	69,65	1,52	0,593	0,01280	226	593	89
40	06.06.05	68,8	66,2	65,6	65,2	63,6	71,72	69,97	1,75	1,081	0,03667	167	351	89
41	07.06.05	101,5	66,2	65,0	64,5	64,2	70,96	70,63	0,33	0,138	0,00317	280	1232	89
42	06.06.05	70,8	66,2	65,4	64,8	62,5	71,28	68,77	2,51	1,490	0,04909	166	296	114
43	07.06.05	119,2	66,2	65,7	65,5	62,4	72,05	68,67	3,38	1,197	0,02343	228	424	114
44	07.06.05	57,8	66,2	65,4	65,2	64,0	71,72	70,41	1,31	0,966	0,03901	132	344	73
46	08.06.05	80,2	67,5	66,3	66,0	63,3	72,59	69,65	2,94	1,564	0,04551	152	310	89
47	07.06.05	62,8	66,2	65,5	65,3	64,0	71,83	70,41	1,42	0,965	0,03585	170	359	89
49	07.06.05	92,9	66,2	65,2	64,5	63,0	70,96	69,32	1,64	0,743	0,01866	151	488	73
50	08.06.05	97,6	66,5	66,3	66,0	64,0	72,59	70,41	2,18	0,958	0,02291	234	445	114

51	08.06.05	140,0	66,5	66,0	64,7	63,5	71,17	69,87	1,30	0,393	0,00655	256	834	89
52	19.05.05	183,1	66,3	65,6	54,6	52,5	60,17	57,88	2,29	0,443	0,00564	394	732	114
53	19.05.05	141,8	66,3	65,4	68,8	55,0	75,65	60,61	15,04	4,336	0,07134	102	199	73
54	19.05.05	83,6	66,3	66,0	65,7	51,0	72,27	56,25	16,02	7,388	0,20621	74	107	114
55	12.09.05	54,1	96,0	95,9	95,8	94,2	105,15	104,40	0,75	0,872	0,03759	192	527	114
56	19.05.05	39,9	62,7	62,5	62,4	61,7	68,67	67,90	0,77	0,791	0,04624	177	307	114
57	02.06.05	105,3	62,7	62,4	61,9	60,2	68,12	66,27	1,85	0,708	0,01570	276	507	114
59	25.05.05	57,8	60,8	60,0	59,7	59,0	65,72	64,96	0,76	0,515	0,02081	251	438	114
60	02.06.05	46,0	62,7	62,6	62,2	60,1	68,45	66,16	2,29	2,010	0,10198	99	198	73
61	02.06.05	79,6	62,7	62,6	62,2	60,8	68,45	66,92	1,53	0,781	0,02288	195	426	89
62	02.06.05	21,0	62,7	62,5	62,4	62,3	68,67	68,56	0,11	0,216	0,02396	243	438	114
63	02.06.05	125,9	62,7	62,3	61,3	57,7	67,47	63,54	3,93	1,227	0,02274	190	395	89
65	01.06.05	56,4	63,0	62,2	62,3	62,0	68,56	68,23	0,33	0,240	0,00993	243	673	89
68	25.05.05	136,9	60,8	60,0	59,6	59,3	65,61	65,29	0,32	0,092	0,00156	533	1621	114
69	01.06.05	69,1	63,0	62,5	62,2	59,7	68,45	65,72	2,73	1,590	0,05370	159	269	114
70	01.06.05	61,0	63,0	62,8	62,6	62,0	68,88	68,23	0,65	0,438	0,01677	275	514	114
71	31.05.05	86,6	63,6	63,5	63,3	62,0	69,65	68,23	1,42	0,678	0,01827	261	486	114
72	31.05.05	106,1	63,6	63,4	63,0	61,5	69,32	67,68	1,64	0,635	0,01397	290	550	114
73	31.05.05	89,7	63,6	63,1	62,7	61,5	68,99	67,68	1,31	0,599	0,01558	279	523	114
74	31.05.05	71,3	63,6	63,4	63,1	61,5	69,43	67,68	1,75	1,010	0,03304	201	357	114
75	01.06.05	71,0	63,0	62,8	62,5	61,9	68,77	68,12	0,65	0,376	0,01236	310	598	114
77	31.05.05	67,5	63,6	63,4	63,1	61,5	69,43	67,68	1,75	1,066	0,03686	192	338	114
78	01.06.05	120,8	63,0	62,5	62,0	61,7	68,23	67,90	0,33	0,112	0,00215	507	1437	114
79	31.05.05	112,2	63,6	63,3	63,0	61,6	69,32	67,79	1,53	0,561	0,01166	231	604	89
80	31.05.05	85,1	63,6	63,2	63,0	61,9	69,32	68,12	1,20	0,581	0,01594	277	522	114
81	31.05.05	142,8	63,6	63,2	62,6	62,0	68,88	68,23	0,65	0,187	0,00306	470	1203	114
82	23.05.05	25,5	62,0	61,2	61,1	60,0	67,25	66,05	1,20	1,882	0,17220	93	154	114
83	31.05.05	96,8	63,6	63,4	63,2	61,7	69,54	67,90	1,64	0,699	0,01684	269	503	114
84	01.06.05	86,2	63,0	62,8	62,4	61,5	68,67	67,68	0,99	0,470	0,01272	304	582	114
85	01.06.05	178,4	63,0	62,5	60,7	59,5	66,81	65,51	1,30	0,289	0,00378	443	1027	114

86	01.06.05	167,7	63,0	62,3	61,0	58,5	67,14	64,42	2,72	0,640	0,00891	337	648	114
87	01.06.05	11,5	63,0	61,8	61,7	60,0	67,90	66,05	1,85	6,465	1,31165	34	55	114
88	26.05.05	106,1	60,6	60,3	57,9	56,8	63,76	62,56	1,20	0,429	0,00943	164	622	73
90	26.05.05	61,9	60,6	60,0	60,3	59,3	66,38	65,29	1,09	0,696	0,02622	226	390	114
91	25.05.05	171,8	60,8	60,5	59,5	58,5	65,51	64,42	1,09	0,247	0,00336	458	1075	114
92	24.05.05	55,9	61,7	58,0	57,7	53,7	63,54	59,19	4,35	2,865	0,11960	107	160	114
93	25.05.05	134,1	60,8	60,3	60,0	58,5	66,05	64,42	1,63	0,476	0,00828	351	680	114
95	23.05.05	62,6	62,0	61,3	61,0	52,5	67,14	57,88	9,26	5,548	0,20679	71	115	73
96	23.05.05	163,3	62,0	61,8	61,5	59,0	67,68	64,96	2,72	0,663	0,00947	237	633	89
97	23.05.05	113,2	62,0	61,7	61,5	59,1	67,68	65,07	2,61	0,918	0,01893	253	449	114
98	23.05.05	135,3	62,0	61,6	61,4	59,7	67,58	65,72	1,86	0,550	0,00948	334	647	114
99	23.05.05	80,8	62,0	61,5	61,3	60,0	67,47	66,05	1,42	0,704	0,02033	250	446	114
100	23.05.05	60,5	62,0	60,1	60,0	59,5	66,05	65,51	0,54	0,352	0,01359	300	549	114
102	25.05.05	100,1	60,8	60,8	60,0	59,8	66,05	65,83	0,22	0,087	0,00203	514	1441	114
104	25.05.05	101,0	60,8	60,6	60,4	59,5	66,49	65,51	0,98	0,384	0,00888	347	674	114
105	09.06.05	160,6	66,5	66,2	65,5	64,2	72,05	70,63	1,42	0,378	0,00550	400	919	114
107	23.05.05	147,3	62,0	61,5	61,0	60,3	67,14	66,38	0,76	0,207	0,00327	463	1129	114
109	25.05.05	138,8	60,8	60,2	59,8	58,6	65,83	64,52	1,31	0,369	0,00620	387	790	114
110	24.05.05	176,8	61,7	60,2	59,0	57,3	64,96	63,11	1,85	0,402	0,00531	402	829	114
111	25.05.05	106,3	60,8	60,7	60,4	58,7	66,49	64,63	1,86	0,688	0,01511	280	503	114
112	25.05.05	48,0	60,8	60,8	60,7	58,0	66,81	63,87	2,94	2,401	0,11673	110	177	114
113	23.05.05	64,7	62,0	61,8	61,5	60,0	67,68	66,05	1,63	1,011	0,03645	193	332	114
114	26.05.05	50,5	60,6	60,6	60,4	59,7	66,49	65,72	0,77	0,605	0,02794	222	382	114
115	26.05.05	76,7	60,6	60,5	60,3	59,2	66,38	65,18	1,20	0,617	0,01879	260	459	114
116	26.05.05	22,6	60,6	60,0	60,3	60,0	66,38	66,05	0,33	0,580	0,05989	159	265	114
117	26.05.05	63,4	60,6	60,6	60,4	60,0	66,49	66,05	0,44	0,276	0,01016	335	642	114
119	24.05.05	131,1	61,7	61,0	60,6	57,2	66,70	63,00	3,70	1,098	0,01954	246	423	114
120	24.05.05	142,5	61,7	61,0	60,0	57,2	66,05	63,00	3,05	0,829	0,01357	288	511	114
121	24.05.05	108,2	61,7	60,6	60,4	59,2	66,49	65,18	1,31	0,478	0,01031	327	619	114
122	26.05.05	11,3	60,6	60,1	60,6	58,8	66,70	64,74	1,96	6,840	1,41229	32	52	89

123	24.05.05	66,5	61,7	60,5	60,2	59,0	66,27	64,96	1,31	0,776	0,02721	221	380	114
124	24.05.05	158,9	61,7	59,0	58,7	56,8	64,63	62,56	2,07	0,497	0,00730	364	699	114
125	24.05.05	165,3	61,7	60,4	59,9	58,5	65,94	64,42	1,52	0,360	0,00508	409	869	114
126	24.05.05	54,7	61,7	60,3	58,9	57,6	64,85	63,44	1,41	0,992	0,04232	182	297	114
127	26.09.05	74,1	97,0	96,8	96,5	96,0	105,91	105,36	0,55	0,470	0,01481	288	850	114
128	24.05.05	176,8	61,7	60,0	59,5	55,0	65,51	60,61	4,90	1,049	0,01384	280	479	114
129	24.05.05	151,8	61,7	60,5	61,7	60,0	67,90	66,10	1,80	0,477	0,00733	364	740	114
130	26.05.05	45,2	60,6	60,6	60,5	60,0	66,59	66,05	0,54	0,475	0,02454	236	412	114
131	31.05.05	179,4	63,6	63,2	62,3	59,5	68,56	65,51	3,05	0,684	0,00889	336	657	114
133	18.05.05	47,7	67,5	66,4	66,0	57,4	72,59	63,22	9,37	8,003	0,39150	57	91	114
134	13.05.05	184,7	67,6	66,8	63,7	57,5	70,08	63,33	6,75	1,463	0,01848	244	428	114
135	13.05.05	99,3	61,5	61,2	60,6	46,3	66,70	51,14	15,56	5,540	0,13017	94	122	114
137	03.06.05	22,9	62,5	62,4	62,3	62,0	68,56	68,23	0,33	0,591	0,06026	159	273	114
138	18.05.05	119,2	67,5	67,0	66,4	60,6	73,03	66,70	6,33	2,226	0,04358	168	295	114
139	12.05.05	86,1	65,5	64,5	64,0	43,4	70,41	47,99	22,42	9,249	0,25066	66	79	114
140	03.06.05	45,9	62,5	62,4	62,3	61,9	68,56	68,12	0,44	0,393	0,01998	258	472	114
141	18.05.05	142,7	66,6	66,3	65,6	64,3	72,16	70,74	1,42	0,427	0,00698	372	817	114
142	18.05.05	58,4	67,5	67,5	67,9	55,6	74,66	61,26	13,40	9,356	0,37382	56	88	114
143	03.06.05	22,9	62,5	62,3	62,2	62,0	68,45	68,23	0,22	0,394	0,04014	192	336	114
144	16.05.05	128,2	65,0	64,6	64,0	57,0	70,41	62,78	7,63	2,378	0,04328	167	275	114
145	18.05.05	180,9	67,5	66,7	64,2	57,4	70,63	63,22	7,41	1,645	0,02122	229	397	114
146	25.05.05	55,5	60,8	60,2	60,0	59,6	66,05	65,61	0,44	0,313	0,01316	160	560	73
147	16.05.05	163,9	65,0	64,8	64,0	54,6	70,41	60,17	10,24	2,447	0,03484	180	289	114
148	16.05.05	155,3	65,0	64,4	63,8	55,0	70,19	60,61	9,58	2,421	0,03637	178	286	114
149	16.05.05	33,1	65,0	64,3	64,1	54,5	70,52	60,06	10,46	12,379	0,87267	38	58	114
149	29.06.05	132,6	78,8	78,5	78,0	74,3	85,69	81,65	4,04	1,530	0,02691	211	470	114
150	16.05.05	33,1	65,0	64,4	64,2	60,4	70,63	66,49	4,14	5,145	0,36270	62	104	114
151	06.06.05	86,7	66,2	65,6	65,3	62,8	71,83	69,10	2,73	1,331	0,03583	191	347	114
152	13.05.05	55,8	61,5	61,0	61,8	52,5	68,01	57,88	10,13	6,856	0,28670	66	97	114
153	03.06.05	50,0	62,5	62,4	62,3	61,8	68,56	68,01	0,55	0,451	0,02103	252	458	114

154	02.06.05	74,5	62,7	62,4	62,1	61,7	68,34	67,90	0,44	0,241	0,00756	168	765	114
155	13.05.05	15,3	61,5	61,3	60,0	51,5	66,05	56,80	9,25	22,282	3,39807	19	28	114
156	13.05.05	82,1	61,5	61,5	61,0	51,5	67,14	56,80	10,34	4,683	0,13309	96	139	114
157	18.05.05	184,4	67,5	67,0	65,4	59,0	71,94	64,96	6,98	1,555	0,01967	237	425	114
158	02.06.05	65,0	62,7	62,6	62,2	61,4	68,45	67,58	0,87	0,546	0,01961	257	469	114
159	16.05.05	80,5	65,0	64,5	64,0	58,1	70,41	63,98	6,43	3,220	0,09334	117	193	114
160	02.06.05	97,5	62,7	62,3	62,0	60,2	68,23	66,27	1,96	0,811	0,01941	253	455	114
161	26.05.05	106,1	60,6	60,5	60,1	58,0	66,16	63,87	2,29	0,842	0,01852	256	447	114
162	12.05.05	68,5	65,5	64,3	64,0	42,5	70,41	47,02	23,39	12,029	0,40976	51	60	114
163	02.06.05	106,6	62,7	62,3	62,1	58,6	68,34	64,52	3,82	1,428	0,03126	201	343	114
164	16.05.05	132,4	65,0	64,7	64,5	55,5	70,96	61,15	9,81	2,937	0,05175	151	242	114
165	12.05.05	144,9	65,5	65,3	62,5	41,0	68,77	45,39	23,38	5,526	0,08899	109	124	114
166	12.05.05	102,2	65,5	65,2	64,0	41,0	70,41	45,39	25,02	8,505	0,19417	74	83	114
167	12.05.05	44,0	65,5	64,6	64,4	43,4	70,85	47,99	22,86	18,523	0,98227	33	40	114
168	12.05.05	112,4	65,5	63,8	62,3	44,5	68,56	49,19	19,37	6,088	0,12637	83	116	73
169	06.06.05	108,2	66,2	65,3	64,8	60,8	71,28	66,92	4,36	1,671	0,03603	187	330	114
170	06.06.05	131,4	66,2	65,2	64,6	58,0	71,06	63,87	7,19	2,215	0,03933	175	295	114
171	19.06.05	152,3	66,3	65,4	64,0	55,0	70,41	60,61	9,80	2,529	0,03875	172	277	114
172	03.06.05	44,4	62,5	62,4	62,3	61,9	68,56	68,12	0,44	0,406	0,02135	251	457	114
173	02.06.05	176,9	67,5	66,8	65,5	56,5	72,05	62,24	9,81	2,234	0,02947	195	327	114
174	02.06.05	106,6	67,5	66,7	66,0	56,7	72,59	62,46	10,13	3,850	0,08427	112	193	89
176	03.06.05	11,5	62,5	62,4	62,2	62,0	68,45	68,23	0,22	0,784	0,15916	100	169	114
177	03.06.05	39,7	62,5	62,4	62,3	61,9	68,56	68,12	0,44	0,454	0,02671	228	408	114
178	03.06.05	45,9	62,5	62,4	62,2	61,8	68,45	68,01	0,44	0,392	0,01995	258	472	114
179	18.05.05	180,9	67,5	67,2	65,8	59,9	72,37	65,94	6,43	1,475	0,01902	242	441	114
180	03.06.05	64,9	62,5	62,4	62,1	60,5	68,34	66,59	1,75	1,091	0,03924	186	322	114
181	03.06.05	64,4	62,5	62,3	62,1	61,0	68,34	67,14	1,20	0,757	0,02744	221	392	114
182	03.06.05	76,1	62,5	62,3	62,0	60,6	68,23	66,70	1,53	0,814	0,02495	229	406	114
183	02.06.05	96,2	62,7	62,4	62,1	61,0	68,34	67,14	1,20	0,507	0,01230	307	585	114
184	12.05.05	79,7	65,5	64,5	64,1	45,0	70,52	49,73	20,79	9,410	0,27550	63	79	114

18 5	26.05. 05	94,6	60,6	60,4	60,1	59, 5	66,1 6	65,5 1	0,6 5	0,271	0,0066 9	383	781	114
						Середньозважені				1,054	0,0239 5			
						Середньозважений дебіт						219 тис.м³/добу		
						Середній робочий дебіт						102,7 тис.м³/добу		
						Серед. розрахунковий дебіт						252 тис.м³/добу		

