

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

ХАРИТОНОВ Микола Борисович

УДК 622.276



**ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВИХ
РОДОВИЩ З НЕРІВНОМІЦНИМИ КОЛЕКТОРАМИ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

**Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук**

**Науковий керівник
Яремійчук Роман Семенович
доктор технічних наук, професор**

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом
Вчений секретар спеціальної ради Д.Ів. 05.15.02
18.04.07*

[Signature] / І. М. Ковбасюк /

Івано-Франківськ – 2007 р.

*Підпис І. М. Ковбасюка
посвідчено [Signature]
18.04.07*



П 304

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОПЛАСТОВИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ У НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРАХ	11
1.1. Огляд наукових досліджень і промислових робіт з експлуатації родовищ вуглеводнів у нестійких колекторах	11
1.2. Методи збереження цілісності привибі́йної зони свердловини	20
1.3. Методи розробки газових багатопластових родовищ	30
1.4. Аналіз розробки майкопських і тортонських відкладів на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря	40
1.5. Висновки	55
РОЗДІЛ 2	
ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВИХ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ, СКЛАДЕНИХ З НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРІВ, ШЛЯХОМ ОРГАНІЗАЦІЇ ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ	58
2.1. Обґрунтування нової технології розробки багатопластового газового родовища в умовах нестійких колекторів шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу	58
2.2. Висновки	96
РОЗДІЛ 3	
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЙМАЛЬНОСТІ ТОРТОНСЬКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ І ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ З МАЙКОПСЬКИХ У ТОРТОНСЬКІ ПОКЛАДИ	100
3.1. Експериментальні дослідження на ЦТП-7 приймальності свердловини	

11 тортонського продуктивного горизонту при контрольованому перепуску газу зі свердловини 13 майкопського продуктивного горизонту Архангельського газового родовища	100
3.2. Стенд для лабораторних досліджень внутрішньосвердловинного перепуску газу	106
3.2.1. Опис випробувального стенда	106
3.2.2. Методика і результати лабораторних досліджень перепуску газу через керн з нестійких колекторів і далі через керн з міцного високопроникного покладу	108
3.3. Висновки	112
РОЗДІЛ 4	
РЕАЛІЗАЦІЯ СПОСОБУ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ШЛЯХОМ ОРГАНІЗАЦІЇ ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ ЧЕРЕЗ СІТКУ ПЕРЕПУСКНИХ СВЕРДЛОВИН І ВІДБОРУ ГАЗУ ЧЕРЕЗ ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ	114
4.1. Реалізація розробки Архангельського багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу	114
4.2. Конструкція дослідно-перепускної свердловини і перепускних свердловин із гравійним фільтром та з гирлом на дні моря	119
4.2.1. Конструкція дослідно-перепускної свердловини	119
4.2.2. Конструкція перепускних свердловин з обладнанням гирла на дні моря	124
4.3. Порівняння техніко-економічних показників варіантів розробки багатопластового газового родовища на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря	127
4.4. Висновки	141
ВИСНОВКИ	144
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	147
ДОДАТКИ	157

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ОРЕ – одночасно-роздільна експлуатація

НКТ – насосно-компресорні труби

ГР – газове родовище

ГКР – газоконденсатне родовище

ДАТ – державне акціонерне товариство

ЦТП – центральна технологічна платформа

СПБУ – самопідйомна плавуча бурова установка

ДПР – дослідно-промислова розробка

ГДС – гідродинамічні дослідження свердловин

ПКС – перфоратор кумулятивний свердловинний

ПАР – поверхнево-активні речовини

БК – блок-кондуктор

УКПГ – установка комплексної підготовки газу

ВСТУП

Актуальність теми. Сукупні сумарні ресурси вуглеводнів українського сектора Чорного та Азовського морів оцінюються в 1,53 мільярдів т умовного палива. Поточні розвідані запаси вуглеводнів в акваторії Чорного та Азовського морів становлять близько 47 млн. т умовного палива, зокрема понад 45 млрд. м³ природного газу і понад 2 млн. т газового конденсату і нафти. Видобуток газу з морських родовищ у 1994 році становив 564 млн. м³, в 2005 р. – 1 млрд. 254 млн. м³. Нині видобуток газу на морських родовищах становить близько 5% від загальноукраїнських показників. В акваторії Чорного та Азовського морів за геологічними прогнозами знаходиться понад 30% неосвоєних ресурсів вуглеводнів України. Враховуючи цей факт, а також необхідність створення умов для енергетичної безпеки нашої держави, поставлено завдання про збільшення, починаючи з 1995 р., видобутку газу на шельфі Чорного та Азовського морів (розпорядження Президента України від 29.08.1995 р. №2-14/472 «Про розробку Державної програми розвитку Азово-Чорноморського нафтогазоносного басейну», постанова Кабінету Міністрів України від 17.09.1996 р. №1141 «Про Програму освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів», розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.12.2000 р. №511-р «Про прискорення проведення геологорозвідувальних робіт та освоєння родовищ нафти і газу на шельфі Чорного та Азовського морів», постанова Верховної Ради України від 24.05.2001 р. №2255-III «Енергетична стратегія України на період до 2030 року»). У «Програмі освоєння вуглеводневих ресурсів Українського сектора Чорного та Азовського морів» (Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К.Ільницький, Київ, 1996 р.) [20] записано: «Необхідною передумовою успішної реалізації Державної програми освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів є створення цілісної системи її науково-технічного забезпечення. Ця система повинна передбачити здійснення фундаментальних та прикладних наукових досліджень, а також проектно-конструкторських розробок у таких основних напрямках: геологія нафти і газу,

закономірності формування, розміщення та методика розвідки родовищ вуглеводнів; техніка і технологія буріння, підвищення якості розкриття продуктивних пластів; розробка родовищ (моделювання, проектування та аналіз розробки); підвищення нафтогазоконденсатовіддачі пластів; ...». Серед таких родовищ є Архангельське газове родовище, яке представлено відкладами нестійких майкопських колекторів та високопроникних міцних тортонських колекторів.

Понад 30% запасів газу, що можуть бути вилученими на шельфі Чорного та Азовського морів, приурочені до майкопських відкладів, що представлені породами, які руйнуються при невеликих депресіях тиску на пласт. Експлуатація свердловин майкопських відкладів супроводжується неконтрольованим руйнуванням продуктивного горизонту у привибійній зоні, постійним винесенням у свердловину великої кількості породи, утворенням глинисто-піщаних пробок на вибої і в стовбурі свердловини, інтенсивним руйнуванням гирлового обладнання. Практикою встановлено, що використання різних фільтрів (щілинних, дротяних, трубних, гравійних, гравійно-намивних, металокерамічних, титаномагнієвих та ін.), кріплення привибійної зони цементним розчином, цементно-піщаною сумішшю, смолами, термохімічне кріплення та ін. не вирішує цієї проблеми. Вченими і спеціалістами України, Азербайджану, Росії досліджувалися різні аспекти цієї проблеми, пов'язані з розробкою технологій розкриття пластів, кріплення привибійної зони свердловини, встановлення фільтрів різної конструкції та призначення (Алієв З.С., Акульшин А.І., Бойко В.С., Булатов А.І., Дорошенко В.М., Закіров С.Н., Зарубін Ю.А., Кондрат Р.М., Коротаєв Ю.П., Качмар Ю.Д., Зотов Г.А., Левикін Є.В., Ширковській А.І., Яремійчук Р.С.). Аналіз опублікованих робіт у цьому напрямку показує, що багато проблем ефективної розробки родовищ з нестійким продуктивним горизонтом залишаються невирішеними. Стосовно Архангельського газового родовища обмеження депресії тиску на пласт призводить до того, що терміни розробки родовища можуть складати сотні років, а розробка родовища стає нерентабельною [12]. Тому проблема розробки родовищ у нестійких майкопських відкладах є актуальною і

вимагає подальшого удосконалення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана відповідно до планів: ДАТ «Чорноморнафтогаз» («Про підвищення рентабельності розробки Архангельського ГР», наказ ДАТ «Чорноморнафтогаз» від 03.12.2004 р. №532 (додаток М); «План реалізації проекту підвищення рентабельності розробки Архангельського ГР», затверджений Генеральним директором ДАТ «Чорноморнафтогаз» 03.12.2004 р. (додаток Н), «Спосіб розробки багатопластового газового родовища», державний патент від 15.11.2004 р. № 3512, Харитонов М.Б., Яремійчук Р.С., Бачеріков О.В., Франчук І.А., Ясюк В.М., Ільницький Р.М., Україна, 2004 р. (додаток П)); за темами («Технологічне обґрунтування спільної розробки майкопських і тортонських відкладів Архангельського родовища», «Теоретичне обґрунтування внутрішньосвердловинного перепуску газу із майкопських відкладів у тортонські відклади з відбором газу із тортонських відкладів для різних характеристик перепускових свердловин і темпів відбору газу із тортонських відкладів, обґрунтування доцільності застосування вибієчних фільтрів», Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат з участю автора дисертації. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Науково-дослідний інститут нафтогазових технологій, 2005 р.; «Робочий проект на буріння експлуатаційної свердловини №20 Архангельського ГР», договір від 01.04.2005 р. №05/05-БТ, ГНТП «Бурова техніка», Полтава (додаток Р,С,Т)), національної програми («Програма освоєння вуглеводневих ресурсів Українського сектора Чорного та Азовського морів», Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К. Ільницький, Київ, 1996 р.). У цих роботах стосовно Архангельського родовища основна частина виконана автором дисертації.

Мета і задачі дослідження. Метою досліджень є удосконалення технології розробки багатопластових газових родовищ в умовах нестійких колекторів, на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря, шляхом організації цілеспрямованого внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів (майкопських відкладів) у контури

живлення експлуатаційних свердловин, пробурених на стійкі колектори (тортонські відклади) з одночасним відбором газу із стійких колекторів.

Основні завдання дослідження:

1. Аналіз існуючих технологій експлуатації газових свердловин у нестійких колекторах.
2. Аналіз розробки майкопських і тортонських відкладів Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря.
3. Оцінка можливих технологічних рішень щодо експлуатації свердловин на нестійкі (майкопські) відклади та їх економічної доцільності при існуючих системах розробки родовища.
4. Удосконалення технології розробки багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу через сітку перепускних свердловин з нестійких відкладів у стійкі відклади і відбору газу із стійких відкладів.
5. Теоретичні, лабораторні і промислові експериментальні дослідження технології видобутку газу з нестійких колекторів шляхом внутрішньосвердловинного перепуску газу через стійкі високопроникні колектори.
6. Напрацювання технічних рішень реалізації технології розробки багатопластового газового родовища через перепускні свердловини з гирлом на дні моря для внутрішньосвердловинного перепуску газу із нестійких у стійкі колектори і відбору газу із стійких колекторів через експлуатаційні, в т.ч. горизонтальні, свердловини з технологічної платформи.
7. Економічна і промислова оцінка різних варіантів розробки багатопластового газового родовища на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря.

Об'єкт дослідження. Нерівноцінні за колекторськими та міцністними властивостями газові колектори з позиції їх сумісної експлуатації.

Предмет дослідження. Режими експлуатації свердловин та системи розробки газового родовища, продуктивна частина якого складена

нерівноцінними за міцністю порід колекторами.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань використані методи математичного моделювання, програмування і статистики, експериментальні дослідження в лабораторних умовах і промислові дослідження експлуатації свердловин у нестійких колекторах.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше запропонована нова система розробки багатопластового газового родовища з нерівноміцними колекторами шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у стійкі колектори через перепускні свердловини і відбору газу із стійких колекторів пробуреними на них видобувними свердловинами, в т.ч. горизонтальними.

2. Вперше розроблена математична модель процесу внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у стійкі високопроникні колектори через перепускні свердловини і відбору всього газу із стійких колекторів через видобувні свердловини, в т.ч. з горизонтальним закінченням стовбура.

Практичне значення одержаних результатів. Значне підвищення ступеня вилучення газу з нестійких (майкопських) відкладів і досягнення рентабельності розробки родовища, скорочення термінів розробки нестійких (майкопських) відкладів, збільшення міжремонтного періоду експлуатації свердловин, зменшення витрат на облаштування і розробку газового родовища.

Основні науково-технічні розробки дисертаційної роботи використані в складеному за участю автора, «Робочому проекті на буріння експлуатаційної (перепускної) свердловини 20 Архангельського газового родовища», договір від 01.04.2005 р. №05/05-БТ ГНТП «Бурова техніка» (додаток Р, С, Т). В експертному висновку ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України» відмічено, що проект виконаний на високому науково-технічному рівні (додаток У).

Одержано державний патент України від 15.11.2004 р. № 3512 «Спосіб розробки багатопластового газового родовища», автори: М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук, О.В. Бачеріков, І.А. Франчук, В.М. Ясюк Р.М. Ільницький (додаток П).

Особистий внесок здобувача. Розроблено вдосконалену технологію

розробки багатопластового газового родовища способом внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у стійкі колектори через перепускні свердловини і відбору газу через видобувні свердловини, в т.ч. з горизонтальним закінчення стовбуру, із стійких колекторів [8, 12, 50 – 55]. Запропонований спосіб розробки багатопластового газового родовища захищено патентом [8]. Розроблена методика промислових і лабораторних експериментальних досліджень приймальності тортонського продуктивного горизонту і внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких (майкопських) у стійкі (тортонські) відклади на прикладі Архангельського газового родовища. Проведено економічну і промислову оцінку різних варіантів розробки багатопластового газового родовища на прикладі Архангельського газового родовища за традиційною схемою облаштування родовища і шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу [45 – 50].

Апробація результатів роботи. Основні результати досліджень доповідалися і обговорювалися на VIII Міжнародній науково-практичній конференції «Нафта і газ України - 2004», Крим, Судак, 2004 р., на VI Міжнародній конференції «Геодинаміка, сейсмічність і нафтогазоносність Чорноморсько-Каспійського регіону», Крим, Гурзуф, 2005 р., на науково-технічних нарадах ДАТ «Чорноморнафтогаз», 2003 – 2006 р.р. У повному об'ємі результати досліджень доповідалися на засіданнях кафедр розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ і морських нафтогазопромислових споруд у 2004 – 2006 р.р.

Публікації. За результатами досліджень, викладених у дисертації, опубліковано 4 наукових статей, 2 тези і одержано патент України.

Автор висловлює подяку науковому керівнику дисертації д.т.н. професору Р.С. Яремійчуку, а також д.т.н. професору Р.М. Кондрату, д.т.н. професору Я.Б. Тарко, доценту О.Р. Кондрату, к.т.н. О.В. Бачерікову за допомогу при розгляді поставлених завдань, їх критичну оцінку, а також інженерно-технічним працівникам ДАТ «Чорноморнафтогаз» за їх допомогу в реалізації програми дослідження.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ У НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРАХ

1.1. Огляд наукових досліджень і промислових робіт з експлуатації родовищ вуглеводнів у нестійких колекторах

У роботах О.І. Акульшина, М.О. Ашрафяна, З.С. Алієва, В.С. Бойко, О.І. Булатова, Ш.К. Гіматудінова, В.М. Дорошенко, С.Н. Закірова, Ю.О. Зарубіна, Г.О. Зотова, М.М. Іванюти, Р.М. Кондрата, О.Р. Кондрата, Ю.П. Коротаєва, Ю.Д. Качмара, Е.В. Левикіна, А.Х. Мірзаджанзаде, О.І. Ширковського, Р.С. Яремійчука та ін. наведені результати досліджень технологій і техніки експлуатації свердловин з нестійких колекторів [1 – 4, 6, 9, 10, 12, 14, 23 – 25, 27 – 30, 33, 35, 37, 39, 40, 42–48, 57–82, 85–121]. Показано, що розробка газових родовищ з нестійкими, слабозцементованими колекторами супроводжується винесенням разом з пластовою продукцією частинок породи. Руйнування слабозцементованих колекторів у привибійній зоні і винесення дисперсної твердої фази із свердловини є дуже складною проблемою розробки родовищ. Ці явища впродовж багатьох років ретельно і всесторонньо вивчалися в Україні і за кордоном. Окрім природної характеристики, на стійкість колекторів впливає додаткове напруження, яке створюється в процесі розкриття колекторів і освоєння свердловин, і порушення міцності порід під час глушіння свердловин і здійснення інших робіт в свердловині в результаті проникнення промивального розчину або його фільтрату в пласт. В цілому стійкість колекторів в привибійній зоні залежить від природних чинників: глибини і умов залягання пласта, дії гірського і бічного тиску, фізико-механічних властивостей порід, властивостей рідин і газу, які насичають породи, а також від техногенних чинників: умов розкриття і освоєння пласта, величин репресії і депресії на пласт, швидкості потоку в привибійній зоні.

Руйнування гірської породи в привибійній зоні можна розглядати як

руйнування скелета пласта в результаті високого напруження у ньому, під дією напору фільтраційного потоку відбувається вимивання і винесення дрібних мінеральних частинок із колектора. У достатньо зцементованих породах механізм руйнування привибійної зони можна розглядати як відколювання частинок породи з поверхні перфораційних каналів і наступне їх винесення, тобто утворення і збільшення каверн з таким перерозподілом механічних напружень, при яких руйнування поступово припиняється. Деформація породи визначається головним чином деформацією її цементуючої речовини. У стійких породах, міцність яких достатня, руйнування викликається механічним напруженням у пласті, яке зумовлено гірським тиском і тиском пластових флюїдів.

В умовах руйнування колекторів під дією фільтраційного напору визначальним чинником є величина допустимої депресії тиску на пласт [1, 9]. За величиною градієнтів тиску, які викликають руйнування, гірські породи умовно розділяють на чотири категорії:

1. Нестійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску до 0,5 МПа/м.
2. Слабостійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску від 0,5 до 10 МПа/м.
3. Середньостійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску від 10 до 15 МПа/м.
4. Стійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску понад 15 МПа/м.

Основними причинами руйнування колекторів у привибійній зоні свердловини, що приводять до утворення глинисто-піщаних пробок в свердловині, є:

- ступінь зцементованості породи пласта, її щільність, проникність, величина стійкості колектора до механічного руйнування; глибина залягання пласта і характеристика породи продуктивного горизонту;
- поточний пластовий тиск; величина зниження пластового тиску; необґрунтовано завищені депресії тиску під час освоєння свердловин;
- неякісне розкриття продуктивного пласта і проникнення бурового розчину в пласт під час буріння, що приводить до створення великих депресій тиску

в ході виклику припливу газу з пласта; погіршення природної проникності (скін-ефект);

- неправильне визначення інтервалу перфорації; поверхні вибою, через яку проходить фільтрація;
- нерівномірний розподіл припливу газу з пласта в інтервалі перфорації;
- невдало підібрана конструкція свердловини;
- невдале розташування насосно-компресорних труб на вибої свердловини, внаслідок чого швидкість підняття частинок породи в зоні фільтру мала і вона не забезпечує винесення вільних частинок породи на поверхню;
- застосування під час ремонтних робіт водних бурових розчинів, які негативно впливають на проникність привибійної зони свердловини, внаслідок чого значно знижується проникність привибійної зони, а в процесі виклику припливу приводить до руйнування привибійної зони;
- від видобувної продукції і її фазового стану (газ, газовий конденсат, нафта або пластова вода); поява в продукції газової свердловини пластової рідини (вода, газоконденсат);
- неправильно вибраний технологічний режим роботи свердловини (велика депресія тиску на пласт, високі швидкості фільтрації у привибійній зоні).

У нестійких, слабозцементованих породах винесення частинок призводить до утворення склепіння обвалу, в процесі розширення якого область додавання вертикального гірського тиску віддаляється від свердловини. Винесення частинок породи значно зростає під час дестабілізації режиму фільтрації, а в результаті стабілізації режиму зменшується (іноді припиняється). Стабілізація винесення частинок породи може наступити в процесі формування в привибійній зоні пласта природного фільтру з частинок породи (арочної структури). Але такий фільтр утворюється рідко, оскільки фракційний склад частинок породи продуктивного горизонту характеризується плавною зміною розмірів частинок, при цьому має місце пульсація потоку. Отже, за таких умов стабілізація суфозії в часі не наступає. Значне винесення породи з продуктивного

горизонту покладу призводить до утворення каверни в привибійній зоні і глинисто-піщаних пробок на вибої та в стовбурі свердловини. А це, у свою чергу, зумовлює необхідність подальшого видалення глинисто-піщаних пробок і пояснює незначний міжремонтний період роботи свердловини. Зі збільшенням об'єму каверни її стійкість знижується і при деяких критичних значеннях цього об'єму відбувається обвалення стінок каверни, а це супроводжується зростанням суфозії. Після обвалення стінок каверни відбувається мимовільне осідання породи і, як наслідок, менш проникні породи або непроникні глинисті різновиди з верхніх пластів частково або повністю перекривають проникний інтервал і призводять до зменшення дебіту свердловини.

Утворення глинисто-піщаних пробок, в основному, пов'язане із незначною стійкістю газоносного продуктивного пласта до механічного руйнування, хоча глинисто-піщані пробки зустрічаються і під час експлуатації свердловин в стійких колекторах. У ряді випадків утворення глинисто-піщаних пробок у свердловинах буває настільки інтенсивним і частим, що навіть при дуже малих відборах і плавному пуску свердловини в роботу (без різких змін тиску на вибої) встановити рентабельну експлуатацію не вдається. Видалення глинисто-піщаної пробки з вибою свердловини є складною ремонтною операцією, яка супроводжується значною втратою поточного видобутку газу. Часто ці операції супроводжуються ускладненнями, пов'язаними з прихвatom насосно-компресорних труб, руйнуванням експлуатаційної колони на вибої свердловини. Застосування водних бурових розчинів для глушіння свердловини при ліквідації піщаних пробок в експлуатаційних свердловинах є причиною передчасного виведення діючого фонду свердловин з ладу, значного зниження поточних дебітів і зменшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. Частина породи разом з буровим розчином проникає в пласт в результаті поглинання, яке присутнє при руйнуванні привибійної зони, що може привести до деформації експлуатаційної колони. При освоєнні свердловини, вільні частинки породи, що проникли в привибійну зону, знову безперешкодно потрапляють в стовбур свердловини, а в привибійній зоні утворюється каверна, яка через деякий час сприяє осіданню і обваленню кривлі пласта, зім'яттю або відведенню

у бік експлуатаційної колони, перекриттю інтервалу продуктивного пласта непроникними верхніми породами його кривлі і виходу з експлуатації свердловини. Під час розкриття нестійких порід густину бурового розчину необхідно підбирати таку, щоб не допустити обвалення стінок свердловини, і в той же час запобігти або звести до мінімуму надходження розчину і його фільтрату в пласт.

Запобігати руйнуванню привибійної зони свердловини необхідно для того, щоб попередити або обмежити виникнення потенційно небезпечних і високовитратних ускладнень, зокрема, таких як зниження дебіту в результаті утворення піщаних пробок на вибої, в обсадних трубах, фонтанних трубах або шлейфах; порушення міцності обсадної колони труб або фільтру (зім'яття та ерозія) в результаті видалення породи із зони, яка безпосередньо оточує свердловину; абразивна ерозія підземного і наземного обладнання; очищення видобутого продукту від частинок породи.

Утворення глинисто-піщаних пробок викликає ускладнення під час експлуатації свердловин:

- зменшення дебіту або повне припинення припливу газу з пласта;
- зупинка свердловини для очищення або промивки пробки, яка призводить до зниження коефіцієнта експлуатації свердловин;
- зношування вибійного обладнання, насосно-компресорних труб, обсадної колони, наземного обладнання газових свердловин;
- прихват насосно-компресорних труб;
- засмічення частинками породи вибою свердловини, насосно-компресорних труб, фонтанної арматури, штуцерних пристроїв, шлейфів, сепараторів, теплообмінників, вузла заміру газу і газопроводів.

Для відновлення дебітів газу глинисто-піщані пробки видаляють. У тих випадках, коли пробки утворюються дуже часто, то для підтримки постійного видобутку може виявитися вигіднішим встановлення на вибої засобів утримання частинок породи.

Для запобігання утворення піщаних пробок на вибої використовують наступні

методи:

- зниження дебітів з метою зменшення інтенсивності винесення породи з пласта, хоча таке зниження може виявитися економічно не вигідним;
- збільшення швидкості руху флюїду в НКТ шляхом зменшення їх діаметра в газових і газоконденсатних свердловинах.

Постійне винесення частинок породи з пласта здебільшого супроводжується руйнуванням обсадної колони в продуктивному інтервалі і втратою свердловини, хоч в деяких випадках успішно здійснювали видобуток з одночасним виносом частинок породи. У газових покладах, де пласт достатньо міцний, наприклад в горизонтах з порівняно високим гірським тиском, руйнування обсадної колони можливе в результаті неоднакового з різних боків бічного тиску внаслідок винесення породи або високої осьової напруги в обсадній колоні, яка викликана просіданням вищезалігаючих пластів, в яких вона зацементована. У газових покладах, де пласт в природному стані не щільний, його ущільнення в процесі експлуатації може викликати перехід обсадної колони в переобтяжений напружений стан. В процесі відбору газу з пласта часто знижується поровий тиск. Це зниження супроводжується відповідним збільшенням вертикального навантаження на скелет породи, оскільки воно дорівнює гірському тиску мінус поровий тиск (різницю між гірським і поровим тиском прийнято називати вертикальною ефективною напругою), і ущільненням порід. Насосно-компресорні труби, спущені в продуктивний інтервал, часто випробовують сильну ерозію вільними частинками породи, які виносяться з пласта разом з газом, що видобувається. Наземне обладнання також випробовує ерозію частинками породи, особливо в місцях зміни площі поперечного перетину або в місцях повороту потоку, тобто в штуцерах і відведеннях.

Одні з причин, які спонукають обмежити винесення частинок породи, є бажання уникнути або істотно зменшити витрати, які пов'язані з очищенням продукції свердловин від породи [1,2,3,4,6,9,10,24,25,30,31,33,34,35,37,38,40,45]. Це створює додаткові труднощі під час морського видобутку газу, де для відділення частинок породи необхідно встановлювати відповідне обладнання на морській

платформі, інакше в підводних трубопроводах утворюватимуться глинисто-піщані пробки, для видалення яких потрібні величезні витрати. Рішення про те, чи потрібно впроваджувати заходи з попередження руйнування породи приймається з урахуванням економічної доцільності та оцінки небезпеки ризику у відповідних умовах видобутку газу. Вартість використання заходів боротьби з руйнуванням привибійної зони пласта і втрати у видобутку газу в результаті зниження продуктивності свердловини співставляються з витратами на встановлення обладнання для уловлювання породи або на встановлення додаткового вибійного обладнання.

При цьому розглядаються наступні чинники:

- ризик руйнування привибійної зони свердловини в період експлуатації, якщо засоби затримки частинок породи не будуть впроваджені при будівництві свердловини;
- додаткові витрати на капітальні ремонтно-відновлювальні роботи;
- ризик отримати незадовільний результат під час ремонтно-відновлювальних робіт для запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини або небезпека зменшення дебітів у результаті зниження проникності пласта.

Складніші наслідки має руйнування привибійної зони в горизонтальних свердловинах. Горизонтальні стовбури, пробурені в слабозцементованих газонасичених пластах, можуть "запливати" вільними частинками породи, які виносяться з пласта та осідають на нижній стороні горизонтального стовбура, тоді як пластовий газ обтікає їх зверху. Вплив цих осаджених частинок породи на рух пластових флюїдів спрогнозувати складно, оскільки не можливо завчасно передбачити де і в якій кількості осідатиме ця порода. Якщо виходити з умов рівномірного надходження газу, то найбільшу кількість осаду можна прогнозувати в крайньому тупиковому кінці стовбура. Утримання частинок породи слід проводити до порушення структури пластової породи в результаті руйнування. У разі подальшого збільшення об'єму винесеної породи, значно складніше забезпечити ефективно її затримання. Заходи для утримання частинок породи, здійснені при будівництві свердловини,

виявляються ефективнішими, ніж подальші ремонтно-відновні роботи. Крім того, проведення капітального ремонту свердловин зумовлює погіршення її продуктивності. Хоча заповнення стовбура вільною породою може відбуватися в будь-якій частині горизонтального стовбура (залежно від ступеня зцементованості породи в цьому інтервалі), а це практично приведе до відключення тупикової частини стовбура. Даний ефект може залишатися непоміченим до тих пір, поки весь горизонтальний стовбур не буде майже повністю заповнений частинками породи. До того, як значна кількість породи поступить з пласта в горизонтальний стовбур, може відбутися обвал слабозцементованої породи із заповненням відкритого стовбура уламками породи. В цьому випадку може повністю припинитися надходження газу з зони за межами закупореного горизонтального стовбура. У разі часткового заповнення стовбура пластовою породою, приплив газу може знизитися настільки, що повністю будуть втрачені переваги свердловини з горизонтальним стовбуром в порівнянні з вертикальним. Ремонтні роботи для видалення глинисто-піщаних пробок з горизонтального стовбура набагато складніше і дорожче; вони ускладнюються інфільтрацією промивальної рідини в продуктивний пласт на великій довжині розкритого інтервалу.

Утримання частинок породи слід проводити до порушення структури пластової породи в результаті руйнування. У разі подальшого збільшення об'єму винесеної породи значно складніше забезпечити ефективне її затримання. Заходи для утримання частинок породи, виконані при будівництві свердловини, виявляються ефективнішими, ніж подальші ремонтно-відновні роботи. Крім того, проведення капітального ремонту свердловин зумовлює погіршення її продуктивності.

Існуючі методи боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини і утворенням глинисто-піщаних пробок у газових свердловинах можна розділити на групи:

- запобігання руйнування привибійної зони і надходження вільних частинок породи в свердловину;

- винесення частинок породи з вибою на поверхню і підбір обладнання для роботи в умовах руйнування привибійної зони свердловини;
- ліквідація глинисто-піщаних пробок на вибоях свердловин.

Існують гідродинамічний, хімічний, фізико-хімічний і механічний методи запобігання суфозії, а значить, і надходження вільних частинок породи з пласта в свердловину. Застосовується також комбінації цих методів.

Існують методи боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини, які мають профілактичний характер, застосовуються при введенні свердловини в експлуатацію і складають невід'ємну частину робіт по закінченню свердловини. Під цим методом розуміють всі операції з моменту розкриття продуктивного об'єкту до виклику припливу газу. Сюди входять: спуск і цементування експлуатаційної колони, розбурювання продуктивного пласта, установка гравієвого фільтру (або інших фільтрів) і освоєння свердловини. Здійснення профілактичних заходів щодо запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини з самого початку введення свердловини в експлуатацію забезпечує високу їх ефективність. Для різкого підвищення ефективності заходу щодо обмеження надходження частинок породи з пласта в свердловину необхідно проводити до початку руйнування порід в привибійній зоні.

Запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини і утворення глинисто-піщаних пробок в свердловинах, пробурених в газоносні пласти з незцементованими або слабозцементованими колекторами, слід приділяти увагу на всіх етапах експлуатації свердловини - від початку розкриття продуктивного горизонту бурінням, під час освоєння, експлуатації свердловини і до закінчення розробки покладу.

З позицій підвищення якості розкриття продуктивного пласта до промивальної рідини висувуються наступні вимоги:

- мінімальне проникнення промивальної рідини і фільтрату в привибійну зону свердловини;
- запобігання набуханню глинистих частинок, які знаходяться в привибійній зоні свердловини;

- легкість видалення з привибійної зони фільтрату і твердої фази промивальної рідини;
- неприпустимість утворення обвалів, які знижують проникність привибійної зони;
- високі швидкості буріння під час розкриття продуктивного горизонту.

Вибій свердловини, з погляду механічної стійкості, повинен бути або відкритим, якщо напруга в породі на поверхні відкритого вибою не виходить за межі міцності цієї породи, або обсадженим фільтром, якщо напруга виходить за межі міцності. Разом з тим, перфорація свердловини знижує опірність породи до руйнування і пластичної деформації (внаслідок наявності штучних отворів і розтріскування породи).

В слабозцементованих колекторах величина депресії тиску на пласт і плавність зміни вибійного тиску під час пуску свердловини в експлуатацію відіграють вирішальну роль у запобіганні руйнування привибійної зони. Значно легше плавною зміною вибійного тиску та обґрунтованими дебітами газу забезпечити збереження цілісності привибійної зони свердловини, ніж припинити руйнування, яке вже почалося.

1.2. Методи збереження цілісності привибійної зони свердловини

Оскільки причиною руйнування колектора є напруження в породі, які виникають під час фільтрації газу, то зі зменшенням швидкості фільтрації (дебіту свердловини) в результаті зменшення депресії тиску на пласт напруження знижується [1,2,3,5,6]. Гідродинамічний метод припускає виключення руйнування порід шляхом зменшення дебіту до певного допустимого рівня, при цьому зменшується швидкість фільтрації, депресія тиску і, як правило, напруження в породі. Для слабозцементованих порід експлуатація свердловин при таких режимах часто виявляється економічно нерентабельною. Внаслідок цього до обмеження дебітів вдаються дуже рідко. Тому, в основному, використовують різні вибійні фільтри (механічний метод)

або здійснюють кріплення порід у привибійної зоні (хімічний метод), тобто на шляху руху частинок (у разі суфозії) створюють різні перешкоди. Такі роботи з кріплення привибійної зони свердловини повинні проводитися відразу ж, в процесі розкриття продуктивних пластів.

До **механічних методів** відносяться технологічні процеси обладнання свердловин різними вибійними фільтрами або ж утворення фільтрів на вибої шляхом намивання фільтруючих матеріалів. Цей метод відомий давно, є найбільш простим, проте широкого технологічного застосування в практиці газонафтовидобутку не знаходив.

Хімічні методи ґрунтуються на штучному закріпленні гірських порід різними закріплюючими речовинами, в основному полімерного типу (водорозчинна фенолформальдегідна смола СФЖ - 3012, речовини на основі сланцевих фенолів, склад на основі спінених синтетичних смол і тому подібне). Вони відносяться до дорогих, хоч і найбільш перспективних методів.

До **фізико-хімічних методів** можна віднести спосіб кріплення із застосуванням гранульованого магнію. Проте застосування фізико-хімічних методів боротьби з винесенням піску ще не вийшло за межі експериментальних робіт і не знайшло широкого розповсюдження.

Методи збереження цілісності привибійної зони свердловини якнайповніше описані в роботі В.С. Бойко [1].

Свердловини, які обладнують засобами утримання вільних частинок породи, можуть мати в продуктивному інтервалі або відкритий вибій, або перфоровану обсадну колону. У разі відкритого вибою доцільно застосовувати фільтри хвостовики і намивні гравієві фільтри, а в свердловинах з обсадженим продуктивним інтервалом - намивний гравієвий фільтр всередині обсадної колони або здійснити кріплення привибійної зони смолою.

Для закінчування свердловини в продуктивних пластах з слабкоцементованими породами з метою боротьби з винесенням породи необхідно:

- застосування дірчастих фільтрів або труб з просвердленими в них

отворами;

- використання набивного вибійного фільтру, виготовленого з гравію або іншого матеріалу;
- заповнення затрубного простору в інтервалі залягання газонасиченого пласта гравієм;
- штучне кріплення породи в продуктивному пласті.

Застосування ефективних способів кріплення слабозцементованих колекторів і методів боротьби з винесенням породи під час експлуатації свердловин дає можливість підвищити темпи розробки газових родовищ і заощадити значні кошти.

Екранування поверхні слабозцементованого продуктивного пласта в свердловині вибійним фільтром вважається найефективнішим методом запобігання суфозії. За конструкцією і технологією виготовлення розрізняють трубні, гравієві і металокерамічні фільтри.

Гравієві фільтри можуть бути:

- підвісні гравієво-трубні, які створені на поверхні (шар гравію в зазорі між двома концентричними перфорованими трубами);
- гравієво-намивні, які створені в свердловині (намив шару твердих частинок за стінки перфорованої труби).

Гравієві фільтри можуть ефективно працювати тільки у разі правильної підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластової породи. Важливими є і інші параметри, зокрема характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів. Крім того, особливу увагу слід приділяти до вибору матеріалів для боротьби з корозією під впливом агресивних рідин. Необхідно відзначити, що в нетипових ситуаціях, коли інформації виявляється недостатньо для всестороннього наукового підходу, вибір оптимальних конструктивних параметрів потребує досвіду і практики.

Там, де щілинні і дротяні фільтри не можуть затримати частинки дуже тонкозернистої породи і де такі фільтри з дуже малим розкриттям щілин легко

забиваються, широко поширеним і ефективним засобом утримання породи є щілинні фільтри із зовнішнім гравієвим набиванням. Гравій запобігає надходженню пластової породи, стабілізує і підтримує поверхню каверни в пласті і не дає породі рухатися. Утримання породи забезпечується правильним підбором діаметру порових проходів в гравієвому масиві щодо діаметру частинок пластової породи. Зменшення проникності шару гравію, засміченого породою, приводить до зменшення дебіту свердловини.

Щілинні, дротяні і підвісні гравієві фільтри. Гравієві фільтри, встановлені на перфорованій обсадній колоні без зовнішнього гравієвого набивання, не можуть нормально функціонувати в результаті значного обмеження продуктивності, пов'язаного із заповненням вільними частинками пластової породи інтервалу між пластом і експлуатаційною колоною. Якщо ризик можливого обмеження продуктивності не настільки великий, щоб виправдати значні витрати на проведення підземного ремонту, то фільтри можна спускати на насосно-компресорних трубах. З часом біля частини тунелів перфораційних каналів, можливо, сформується стійкі піщані склепіння, які запобігатимуть їх засміченню пластовою породою і дадуть можливість одержувати задовільні дебіти. Там, де можна використовувати щілинні і дротяні фільтри для утримання гравію, застосовуються щілинні хвостовики різних конструкцій. Рекомендується забезпечити абсолютне затримання гравію, оскільки винесення потоком навіть невеликої кількості гравію може створити небезпеку для надійної роботи гравієвого фільтру, оскільки загальний об'єм гравію у фільтрі порівняно малий. Фільтри повинні мати таку ширину щілин, щоб затримати винесення всіх фракцій гравію, виділених під час проведення гранулометричного аналізу. Проведення ситового аналізу необхідного гравію, відмова від використання несортного гравію гарантуватиме, що фільтр з прийнятою шириною щілин повністю затримає гравій.

Дротяні гравієві фільтри часто закупорюються дрібними частинками в процесі видобутку газу. Значний вплив на опір фільтру в зоні його контакту з породою має форма отворів. Частинок з діаметром, рівним половині ширини щілини, можуть забиватися у вигляді стійких мостів і закупорювати щілини з паралельними

стінками, а клиноподібні щілини, вже на зовнішній стороні труби, здатні самоочищатися. Теоретично і експериментально обґрунтовано доцільність застосування у якості каркасу гравієвого шару трубних дротяних фільтрів з отворами, які розширюються всередину. Така форма щілини створюється під час намотування на каркас дроту з трикутним або трапецієвидним перетином. Такі щілини можна зробити як на щілинних, так і на дротяних фільтрах.

Підвісні гравієві і багатошарові дротяні фільтри здатні затримувати тонку пластову породу без зовнішнього гравієвого набивання. Підвісні гравієві фільтри мають внутрішній шар гравію, фракція якого підібрана описаними вище способами так, щоб затримувати вільні частинки пластової породи. Багатошарові дротяні фільтри мають декілька шарів дротяної обмотки, причому кожен наступний шар від зовнішнього до внутрішнього має зазор, який зменшується, між витками. Призначення такого багатошарового фільтру полягає в тому, щоб затримувати частинки більшого розміру в зовнішніх шарах, а дрібніші - у внутрішніх. Таким чином, у фільтрі відбувається селективне відділення великих фракцій піску, які ще і виконують роль гравієвого набивання. Звичайно, фільтри цих двох видів не встановлюють усередині обсадної колони, оскільки тоді необхідно робити зовнішнє гравієве набивання для заповнення каверн і простору за ними, оскільки інакше відбувається значне зниження продуктивності свердловини. Під час установки цих фільтрів без гравієвого набивання у відкритому вибої їх діаметр повинен бути меншим діаметру вибою, а це припускає заповнення зазору між вибоєм і фільтром частинками пластової породи. Таке явище може привести до зниження продуктивності.

Підвісні гравієві фільтри можуть кольматуватися глинистою кіркою, яка залишається на стінках вибою після буріння. Ці ускладнення вдається подолати, якщо застосовувати спеціальні рідини для розкриття газоносного пласта, тверді частинки яких видаляються розчинниками. Підвісні гравієві фільтри чутливі також до обвалів та інших порушень вибою. У підвісних гравієвих фільтрах звичайна глиниста кірка може закупорювати відносно вузькі щілини. У такому разі необхідно застосовувати кіркообразуючі матеріали, залишки яких

видаляються розчинниками. Відомий також фільтр, всі щілини якого спочатку заповнені твердим матеріалом, легко розчинним в кислоті. Це запобігає кольматації щілин під час спуску фільтру в свердловину, а після встановлення фільтру на вибої проводиться намивання гравію з наступним кислотним промиванням фільтру для видалення розчинного матеріалу.

Фільтри повинні мати зовнішній діаметр максимально наближеним до діаметру вибою, щоб застерегти зсування породи і зниження продуктивності свердловини. Внаслідок цього вибій не бажано розширювати до більшого діаметру. Невеликі дротяні або щілинні гравієві фільтри можна підвішувати на насосно-компресорних трубах напроти інтервалу винесення породи. Хоча така конструкція вибою забезпечує низьку продуктивність, але вона достатньо економічна.

Трубні фільтри виготовляють з труб і опускають в свердловину на обсадних трубах під час будівництва свердловини або за допомогою НКТ всередину обсадної колони. Їх ділять на прості і складні, які складаються з простих намотувань дроту, кілець і фільтропакетів. Дротяні фільтри мають вищу пропускну здатність, ніж фільтри з щілинами.

Практика показала, що трубні фільтри в достатній мірі не є ефективними, оскільки при дуже малих отворах вони забиваються породою і в результаті цього створюється великий опір потоку газу з пласта, а при великих отворах - не затримується порода. Дротяна обмотка фільтру недостатньо захищена від механічних пошкоджень під час спуску, який часто приводить до її пошкодження.

Серед **дротяних фільтрів** розрізняють фільтри, в яких дріт намотаний на трубу, на корпус, на підкладні ребра або на підкладні ребра з точковою зваркою дроту у всіх контактах.

Існують **щілинні фільтри** з різним розташуванням вертикальних і горизонтальних щілин. Щілинні фільтри мають відносно низьку початкову вартість, але вони характеризуються певними недоліками під час експлуатації. Найменша можлива ширина щілин може виявитися дуже великою для породи

деяких газонасичених пластів. Порівняно з дротяними фільтрами щілинні фільтри мають малу вхідну площу. Оскільки труби щілинних фільтрів виготовляють з низьковуглеводневої сталі, то вони можуть піддаватися корозії і ерозії. Фільтри з горизонтально нарізаними щілинами в меншій мірі здатні звужуватися або розширюватися під час захоплення ловильними інструментами в ході вилучання їх з свердловини, але вони недостатньо стійкі до розтягу. У разі їх вигину можуть збільшуватися або зменшуватися ширина щілин відповідно на опуклій і увігнутій сторонах дуги.

Гравієво-намивні фільтри є найефективнішим і універсальним засобом запобігання винесенню частинок породи в свердловину, яка розкриває слабозцементовані, нестійкі пласти. Вони можуть бути створені як усередині перфорованої обсадної колони труб, так і в необсадженому трубами стовбурі свердловини. Гравієві фільтри, які намиваються усередині перфорованої обсадної колони, широко застосовуються в свердловинах, які розкривають продуктивні пласти, утворені пачками гірських порід, що перешаровують, або мають невелику товщину, а також там, де необхідно виключати з розкритого інтервалу водоносні або глинисті прошарки. Знизити частоту невдалих результатів і підвищити продуктивність свердловин з внутрішньоколонним намивним гравієвим фільтром вдалося в результаті удосконалення процесів очищення вибою свердловини, кращого використання спеціальних рідин для закінчування свердловин і застосування менших діаметрів зерен гравію. Рекомендуються технології намивання гравію за допомогою в'язких рідин і вдосконалених методів перехресного намивання гравію, причому гравій намивається і в перфораційні канали, і навколо гравієвих, дротяних або щілинних фільтрів.

Металокерамічні фільтри виготовляють шляхом пресування металевого порошку і кераміки в сталевих прес-формах, які має форму фільтруючих елементів, з наступним запіканням в печах при високій температурі в середовищі водню. Металокерамічні фільтри характеризуються корозійною стійкістю і здатні витримувати значні перепади тиску і

температури. В процесі експлуатації їх пропускна здатність, як і будь-яких фільтрів, знижується, але шляхом зворотної промивки її можна відновити майже до початкового рівня. Але металокерамічні фільтри не мають належної міцності проти ударів і можуть розтріскуватися і руйнуватися, особливо під час спуску в свердловину.

Для **кріплення привибійної зони цементним розчином** використовують суміші на основі цементних розчинів, а також з додаванням піску і інших наповнювачів. Цей метод застосовують тільки для добре дренованих пластів, які мають достатню приймальність. Цементний розчин закачують через насосно-компресорні труби в привибійну зону. Залежно від поглинаючої здатності свердловини і товщини пласта проводять одне або декілька закачувань. Розчин заповнює порожнечі в породі і, твердіючи, зв'язує частинки породи в міцну, проникну, стійку до вимивання масу під час фільтрації газу. Проте проникність при цьому значно знижується.

Кріплення привибійної зони цементно-піщаною сумішшю застосовують тільки у разі добре дренованих пластів, які мають достатню приймальність. Для приготування цементно-піщаної суміші застосовують чистий (без глинистих домішок) пісок і тампонажний цемент.

Метод боротьби з винесенням породи методом **кріплення привибійної зони смолами** полягає в закачуванні хімреагентів в незцементовану породу пласта для склеювання її зерен. З цим методом близько пов'язана технологія хімічної обробки гравію під час намивання гравієвих фільтрів, завдяки якій зерна гравію після намивання склеюються один з одним. У нових розробках для гравієвого набивання використовують гравій, покритий незатверділою смолою, яка твердне і склеює зерна гравію один з одним в результаті підвищення температури після намивання гравію за обсадні труби або навколо корпусу фільтру. Мета кріплення порід привибійної зони смолою полягає в тому, щоб зцементувати зерна породи при мінімальному зниженні його проникності. Процес полягає в закачуванні відповідних рідин для попередньої обробки пласта, смолообразуючого розчину і рідини для витіснення смоляного розчину в глибину пласта. При цьому відбувається

очищення зерен пласта і їх склеювання, яке запобігає винесенню породи.

Кріплення привибійних зон смолами можна рекомендувати при наступному поєднанні вибійних умов:

- Невелика довжина оброблюваного інтервалу, якщо не використовується спеціальний інструмент для поінтервального закачування смоли.
- Відсутність умов для винесення частинок породи до обробки.
- При експлуатації свердловиною декілька продуктивних горизонтів можна обробити верхній горизонт, оскільки після обробки в стовбурі свердловини не залишається ніякого механічного підземного обладнання для утримання породи.
- Тенденція до незначного винесення породи з продуктивного пласта.
- Високий пластовий тиск.
- Частинки породи добре відсортовані з достатньою вертикальною проникністю.

Спосіб термохімічного кріплення привибійної зони припускає в смолу додатково вводити гранульований магній, який взаємодіє з солянокислотним розчином. При цьому виділяється газоподібний водень, який сприяє утворенню пор і збільшенню проникності привибійної зони. Розроблений і випробуваний спосіб кріплення привибійної зони на основі використання гранульованого магнію в процесі нагнітання в привибійну зону його в суміші з піском і соляної кислоти, яка приводить за наявності MgO і $MgCl_2$ до утворення магнезійного цементу.

У ДАТ «Чорноморнафтогаз» є багатий досвід використання вибійних фільтрів різної конструкції на експлуатаційних свердловинах майкопських відкладів Джанкойського ГР, Стрілкового ГР, Голіцинського ГКР, Архангельського ГР (табл. А.1). Причина низької продуктивності і нестабільної роботи експлуатаційних свердловин майкопського продуктивного горизонту, представленого слабозцементованими прошарками глинистих алевритів та алевролітів з домішкою пеліту, які чергуються з темно-сірими глинами, полягає в

руйнуванні слабозцементованих, низькопроникних колекторів у привибійних зонах свердловин при незначній депресії тиску пласта, утворенні на вибоях глинисто-піщаних пробок і розбуханні глинистих порід при скупченні води. Для порід-колекторів майкопу визначальною є алевритова фракція з розмірами 0,07-0,01 мм, яка досягає 58,12%, при цьому вміст пелітової фракції становить 32,59%, карбонатність порід низька – 1-4,62%. Особливе місце займає питання обладнання вибою перепускної свердловини майкопського покладу.

На вибої свердловин, що експлуатують майкопський горизонт Джанкойського, Стрілкового, Архангельського газових родовищ, Голіцинського газоконденсатного родовища використовуються фільтри різної конструкції: титаномагнієві, щілинні, лавсанові, склопластикові із зернистим наповнювачем, склопластикові на алюмінієвому каркасі, склопластикові, протипісочні УкрНДІгазу, гравійні. Використовувалися хімічні і фізико-хімічні методи, зокрема термообробка зони перфорації. Але досвід експлуатації свердловин майкопських відкладів вказує на недостатню ефективність різних конструкцій фільтрів. У процесі експлуатації більшість із них забивається породою або руйнується, що призводить до зниження дебіту свердловини і скорочення міжремонтного періоду. Тому ефективність роботи фільтру можна підвищити лише комплексом заходів, що зменшують знакозмінні навантаження на привибійну зону свердловини впродовж тривалого періоду її експлуатації.

У складі порід майкопських відкладів є глинисті включення, а самі породи представляють собою в'язку текучу масу з низькою проникністю. Застосування хімічних чи фізико-хімічних методів кріплення порід призводить до ще більшого зниження їх проникності. Тому до числа основних методів боротьби з піскопроявленнями при відборі газу з майкопських відкладів у перепускних свердловинах слід віднести застосування вибійних фільтрів та забезпечення цілісності привибійної зони свердловини плавною зміною вибійного тиску.

Аналіз способів обладнання вибоїв свердловин у слабозцементованих породах свідчить про доцільність застосування гравійних фільтрів. Багаторічний досвід дослідно-промислових випробувань цих фільтрів показав їх високу

ефективність. Залежно від геолого-технічних умов наливні фільтри встановлюються у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні. Методи наливу гравійних набивок з використанням продувального фільтра і здвоєного фільтра детально розглянуті в роботі [73].

Розроблена технологія кріплення привибійної зони піскопроявляючих свердловин спеціальними полімерними складами з регульованою проникністю від 0,05 до 1,5 мкм² і міцністю на стиснення не менше ніж 1,5 МПа, яка впроваджена у виробництво [75].

Іншим можливим напрямом боротьби з піскопроявленням є кріплення привибійних зон свердловин сумішами на базі полімерів без твердої фази, спінених полімерів, піноцементів емульсійних розчинів [74] та ін. З цим методом близько пов'язана технологія хімічної обробки гравію під час наливання гравійних фільтрів, завдяки якій зерна гравію після наливання склеюються один з одним. У нових розробках для гравійних набивок використовують гравій, покритий незатверділою смолою, яка твердне і склеює зерна гравію один з одним у результаті підвищення температури після наливання гравію за обсадні труби або навколо корпусу фільтру.

1.3. Методи розробки газових багатопластових родовищ

Родовища газу часто є сукупністю покладів газу і вони є багатопластовими родовищами [8, 9, 45 – 50, 57]. Для таких родовищ характерна взаємодія в процесі розробки окремих покладів газу. У разі багатопластових родовищ два або більше продуктивних пласти доводиться розробляти єдиною сіткою свердловин. Тоді поклади газу газодинамічно взаємодіють через систему свердловин. Розглянуті сукупності покладів газу є єдиними цілими з економічної точки зору, і зазвичай задається відбір газу з багатопластового родовища в цілому. Поклади багатопластового родовища, як правило, взаємодіють між собою і в рамках облаштування на денній поверхні.

У роботі С.Н. Закірова виконано науковий аналіз розробки газових багатопластових родовищ [9]. Для теорії і практики розробки газових багатопластових родовищ важливо встановити проникність або непроникність розділюючих перемичок. Якщо одночасно виконуються наступні умови: розподіл початкових пластових тисків по горизонтах підкоряється барометричній формулі; контакти «газ – вода» знаходяться на одній відмітці; склади газів у всіх горизонтах однакові, то з достовірністю можна стверджувати про наявність газодинамічного зв'язку, принаймні, за геологічний час. У таких випадках при проведенні прогнозних розрахунків слід мати на увазі можливість прояву газодинамічного зв'язку в процесі розробки багатопластового родовища. При невиконанні вказаних умов, а також при різниці початкового тиску в горизонтах, визначеного за формулою гідростатики, можна з впевненістю говорити про ізолюваність між собою продуктивних горизонтів. При вказаній ідентифікації слід мати на увазі можливість відсутності газодинамічного зв'язку між пластами і наявності гідродинамічного зв'язку в області водоносності. Тоді одна з перерахованих умов може виконуватися. Доводиться стикатися також із так званими пластово - масивними родовищами газу. Наприклад, Шебелінське родовище, представлене трьома продуктивними горизонтами. При розбурюванні родовища не була виявлена диференціація пластових тисків по горизонтах. Це пояснюється значно розвиненою тріщинуватістю в частині склепіння родовища. При розробці родовища зіткнулися з добрим газодинамічним зв'язком між окремими горизонтами в склепінні. На периферії горизонти виявилися роз'єднаними між собою. Це призвело до відмінностей пластових тисків по горизонтах у процесі розробки. При розробці родовища на периферії горизонтів практично був відсутній газодинамічний зв'язок по нашаруванню. При цьому навіть після значного періоду розробки у периферійних свердловинах при їх освоєнні одержували пластовий тиск, близький до початкового.

При розробці багатопластових родовищ у даний час можуть традиційно використовуватися сумісна (рис. 1.1, 1.2), роздільна (рис. 1.3, 1.4), комбінована (рис. 1.5) сітка свердловин. У першому випадку кожна свердловина одночасно

дренує два і більше пластів. У другому випадку на кожен поклад буриться своя система свердловин.

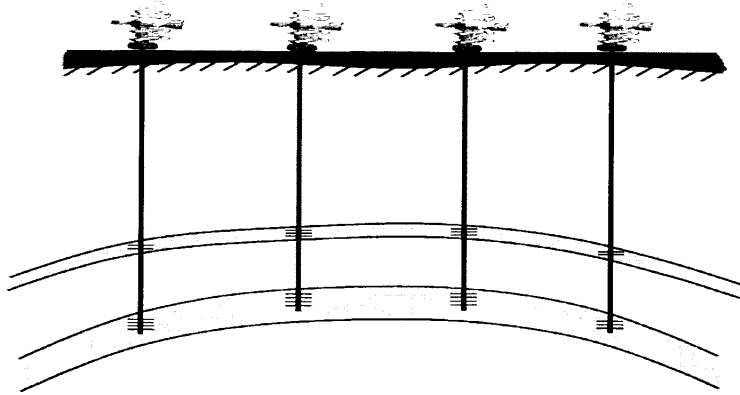


Рис. 1.1. Єдина сітка свердловин

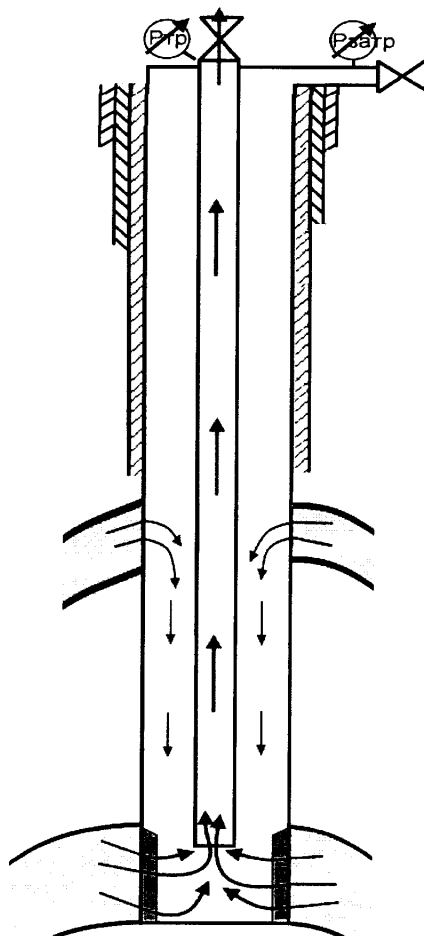


Рис. 1.2. Дренування родовища єдиною сіткою свердловин

Наприклад, з початку розробки газоконденсатних родовищ Краснодарського краю на нижньокрейдіві відклади бурилася єдина сітка видобувних свердловин. У зв'язку з передчасним обводненням газових свердловин у нижньокрейдівих

відкладах стали виділяти окремі продуктивні пачки. Для регулювання вироблення окремих пачок на них добурювали нові свердловини. Так склалася комбінована сітка свердловин. На Ачакському, Крестищенському та інших родовищах впроваджена роздільна експлуатація двох пластів однією свердловиною. Для роз'єднання потоку використовується пакер. Продукція нижнього пласта поступає на поверхню по НКТ, верхнього – по затрубному простору.

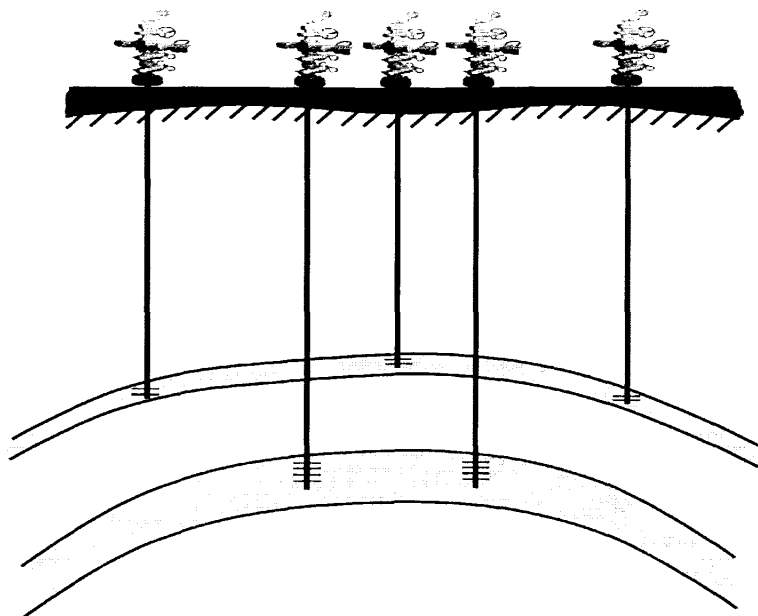


Рис. 1.3. Роздільна сітка свердловин

Роздільна сітка свердловин застосовується у випадках: коли кожний з пластів характеризується високою продуктивністю; один з горизонтів газовий, а інший - газоконденсатний; початкові пластові тиски в горизонтах істотно розрізняються; один із горизонтів може розроблятися при одному, а інший при іншому технологічному режимі експлуатації (наприклад, один представлений рихлим, а інший – стійким колектором).

Якщо немає вказаних обмежень, то економічно доцільною може бути сумісна сітка свердловин. Так, на Газлінському родовищі продуктивні горизонти IX і X розробляються роздільними сітками свердловин. Продуктивні горизонти

XII і XIII розробляються сумісною (єдиною) сіткою свердловин. Компромісним методом роздільної і сумісної (єдиної) розробки служить варіант одночасної роздільної експлуатації однією свердловиною двох пластів.

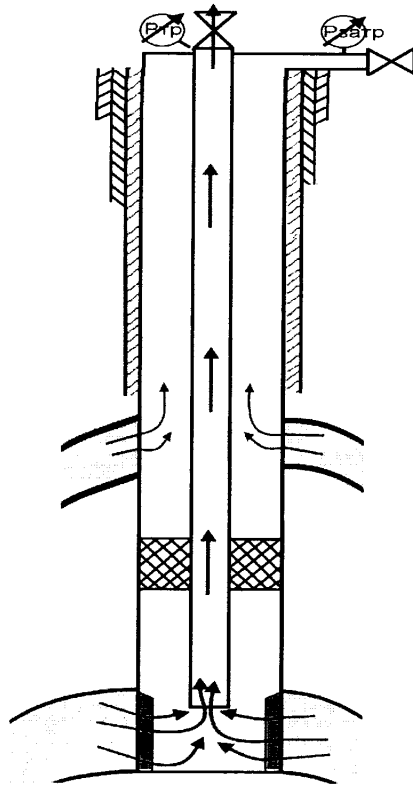


Рис. 1.4. Роздільна експлуатація багатопластового родовища через одну свердловину

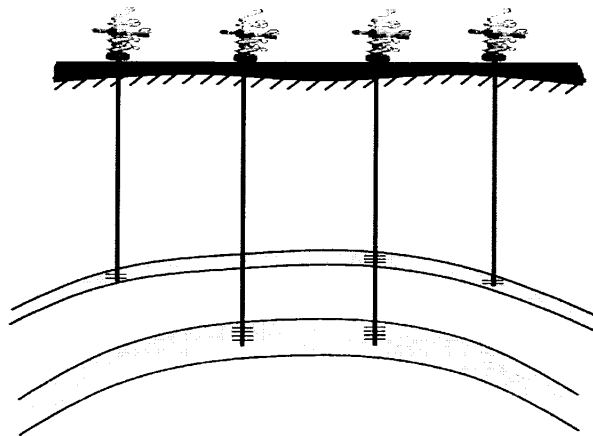


Рис. 1.5. Комбінована сітка свердловин

Наявність газодинамічного зв'язку між пластами може значно впливати на всі техніко-економічні показники розробки багатопластових родовищ. Для

родовищ розглядуваного типу можуть представити інтерес у плані техніко-економічної ефективності різні варіанти розробки. Як і у попередньому випадку, на кожен пласт може буритися своя сітка свердловин (рис. 1.6).

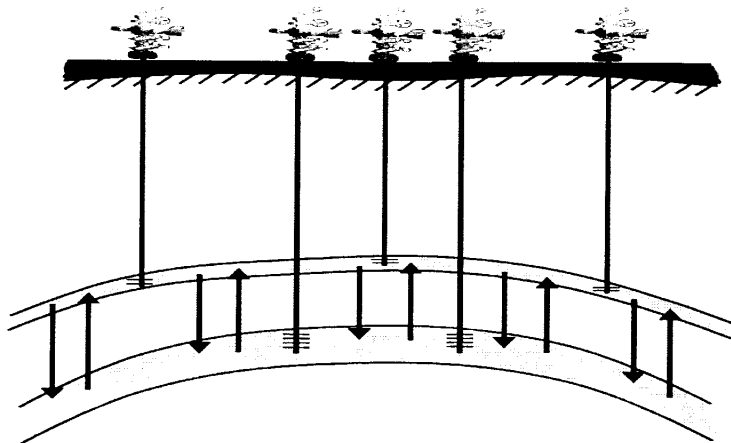


Рис. 1.6. Роздільні сітки свердловин за наявності газодинамічного зв'язку між пластами

Можуть використовуватися сумісна, одночасна роздільна і комбінована сітки свердловин. Багатопластове родовище за наявності газодинамічного зв'язку може розроблятися однією сіткою свердловин, пробурених тільки на один пласт (рис. 1.7).

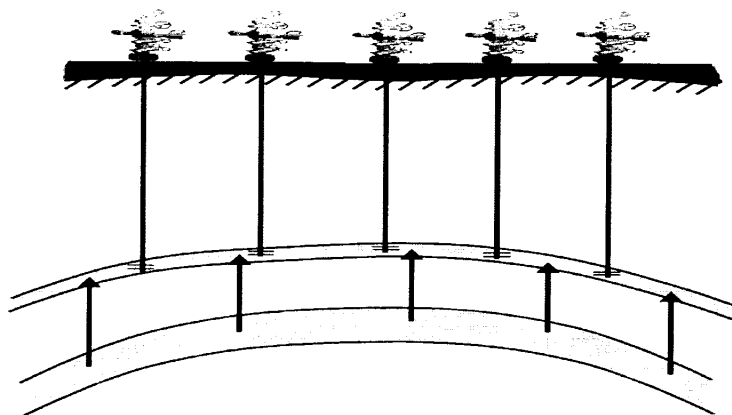


Рис. 1.7. Розробка багатопластового родовища (за наявності газодинамічного зв'язку) за рахунок дренажу свердловин верхнього пласта

Припустимо, що нижній продуктивний пласт представлений рихлим колектором. Дебіти свердловин можуть виявитися малими, внаслідок обмеження у зв'язку з руйнуванням привибійної зони свердловин, а потрібне число свердловин на розробку нижнього горизонту – значним. У випадку, якщо продуктивність свердловин, пробурених на верхній пласт, висока, то доцільно бурити видобувні свердловини тільки на цей горизонт.

Тоді нижній пласт відпрацьовуватиметься за рахунок перетікання газу у верхній пласт внаслідок значної площі контакту між горизонтами, навіть у разі низьких коефіцієнтів проникності слабопроникної перетинки. Обмінні процеси можуть виявитися інтенсивними. При проектуванні і реалізації проекту розробки багатопластового родовища за наявності газодинамічного зв'язку між пластами необхідно зважати на обмінні процеси між окремими горизонтами. Напрямою інтенсивність перетікань газу тут майже цілком залежить від ухвалених проектних рішень. У [57] вказано два методи розробки багатопластових родовищ. При першому методі кожний газовий пласт експлуатується самостійними сітками свердловин, при другому – одночасно, але роздільно два або три пласти однієї свердловини.

Метод одночасної роздільної експлуатації (ОРЕ) двох та більше пластів однією свердловиною має наступні техніко-економічні переваги: зменшується загальне число видобувних свердловин для розробки двох пластів; скорочується загальна протяжність промислових газозбірних трубопроводів; прискорюється введення в розробку нових покладів; зменшуються капітальні вкладення в будівництво свердловин і поверхневе обладнання; скорочується чисельність обслуговуючого персоналу.

Для роз'єднування пластів у свердловині при їх одночасній роздільній експлуатації застосовують пакери, що роз'єднують міжтрубний кільцевий простір між обсадною колоною і колоною НКТ. Газ із верхнього пласта відбирають по міжтрубному простору, з нижнього – по колоні НКТ.

Метод ОРЕ двох пластів однією свердловиною почав застосовуватися на Єлшано-Курдюмському газовому родовищі і набув поширення на родовищах

Туркменії, Узбекистану.

При випробуванні на стаціонарних режимах фільтрації свердловин, що розкрили одночасно декілька гідродинамічно незв'язаних пластів з різною характеристикою, визначення їх параметрів викликає деяку трудність, яка виникає через відсутність даних про дебіти і пластові тиски. Не дивлячись на існування двочленного закону для кожного з пластів багатопластового покладу, сумарний приплив газу з пластів із різною характеристикою і однаковим пластовим тиском описується двочленною формулою. При припущенні, що величина ΔP_i^2 для всіх пластів постійна, вираз для визначення ΔP^2 має вигляд [14]

$$\Delta P^2 = \frac{Q^2 + Q \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{b_i} + \frac{1}{4} \left[\sum_{i=1}^n \frac{a_i}{b_i} \right]^2}{\left[\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{1}{b_i}} \sqrt{1 + \frac{a_i^2}{4b_i \Delta P^2}} \right]^2}, \quad \Delta P^2 = P_{nl}^2 - P_e^2, \quad Q = \sum_{i=1}^n q_i, \quad (1.1)$$

де P_{nl}, P_e - пластовий та вибійний тиск відповідно, МПа;

Q - сумарний дебіт свердловин зі всіх пластів, тис.м³/д;

q_i - дебіт і-го пласта, тис.м³/д;

a_i - коефіцієнт фільтраційного опору і-го пласта, МПа²·д/тис.м³;

b_i - коефіцієнт опору фільтрації і-го пласта, (МПа²·д)/(тис.м³)²;

n - кількість пластів.

Зараз без вимірювання дебітів окремих покладів точно визначення параметрів цих покладів за даними наземних вимірювань не представляється можливим. Успішне вирішення питання може бути досягнуте тільки з використанням дебітомерії в свердловині при її роботі та після її зупинки.

Методика обробки результатів досліджень з дебітоміром двох пластів з різним пластовим тиском $P_{nl_2} < P_{nl_1}$ і параметрами пласта полягає в наступному. У закритій свердловині, що розкрила два пласти, внаслідок різниці пластових тисків

відбувається перетікання газу з пласта 1 в пласт 2. При цьому дебіт свердловини на поверхні Q_c рівний нулю, тиск на вибої рівний деякій величині $P_{c_{1-0}}$, перетікання з одного пласта в інший при цьому досягають максимуму.

Для кожного з пластів справедливий двочленний закон [14]

$$P_{пл_1}^2 - P_{c_{1-0}}^2 = A_1 Q_{пер} + B_1 Q_{пер}^2, \quad P_{c_{1-0}}^2 - P_{пл_2}^2 = A_2 Q_{пер} + B_2 Q_{пер}^2, \quad (1.2)$$

де $P_{c_{1-0}}$ - вибійний тиск в зупиненій свердловині, МПа;

$P_{пл_1}, P_{пл_2}$ - пластовий тиск першого і другого пластів, відповідно, МПа;

A_1, B_1, A_2, B_2 - коефіцієнти фільтраційного опору першого і другого пластів;

$Q_{пер}$ - дебіт газу, що перетікає з пласта з високим тиском у пласт із низьким тиском в зупиненій свердловині, тис.м³/д.

При пуску свердловини в роботу залежно від її дебіту на гирлі вибійний тиск стає нижчим $P_{c_{1-0}}$. Величини Q_c при цьому можна вибирати такими, при яких $P_{пл_2} < P_{з_j} < P_{c_{1-0}}$. Тоді дебіт газу з пласта з високим тиском буде

$$Q_1 = Q_{пер_j} + Q_{c_j}, \quad (1.3)$$

де Q_1 - дебіт газу з пласта з високим тиском, тис.м³/д;

$Q_{пер_j}$ - дебіт газу, що перетікає в пласт із низьким тиском на режимі j і при $P_{з_j}$, визначається за даними глибинних вимірювань, тис.м³/д;

Q_{c_j} - дебіт на гирлі свердловини на режимі j , тис.м³/д.

Встановлюючи при $P_{пл_2} < P_{з_j} < P_{c_{1-0}}$ декілька режимів і визначаючи дебіт за наземними і глибинними вимірами на кожному режимі можна одержати індикаторну лінію для пласта з високим тиском, що описується формулою

$$P_{nl_1}^2 - P_{z_j}^2 = A_1 Q_1 + B_1 Q_1^2, \quad (1.4)$$

де Q_1 визначається з виразу (1.3) за даними наземних і глибинних вимірів, потім визначаються параметри другого пласта з низьким тиском.

Знаючи за глибинними вимірами відповідну величину Q_{nl} на кожному режимі, за формулою

$$P_{z_j}^2 - P_{nl_2}^2 = A_2 Q_{nep_j} + B_2 Q_{nep_j}^2, \quad (1.5)$$

можна визначити параметри пласта з низьким тиском.

Різні режими для зняття індикаторної лінії і визначення параметрів пластів за умови, що $P_{z_j} < P_{nl_2}$, рівночасній роботі обох пластів. Тоді дебіт, вимірюваний на гирлі свердловини, складатиметься з дебітів пластів з високим і низьким тиском:

$$Q_j = Q_{1_j} + Q_{2_j},$$

де Q_{1_j}, Q_{2_j} - дебіти пластів з високим і низьким тиском на j -му режимі, що визначені у відсотках від Q_j за допомогою глибинних дебітомірів, термометрів або шумомірів.

Провівши дослідження на декількох режимах з вимірюванням дебітів, неважко побудувати індикаторні криві ($\Delta P^2 / Q$ від Q) і (ΔP^2 від Q) для визначення параметрів пластів.

Є багато газових родовищ, які представлені нижніми рихлими продуктивними горизонтами і верхніми зцементованими горизонтами, але між горизонтами відсутній газодинамічний зв'язок. Розглянемо варіанти розробки Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря.

Затверджені запаси газу за категоріями $C_1 = 4909$ млн.м³ і $C_2 = 3921$ млн.м³ в майкопському покладі, продуктивний горизонт якого представлений рихлими, нестійкими породами, що руйнуються при незначній депресії тиску на пласт. Зверху маємо тортонський газовий поклад, продуктивний горизонт якого представлений стійкими породами, але з меншими запасами газу – 770 млн.м³. При цьому між продуктивними горизонтами відсутній газодинамічний зв'язок, а роздільна експлуатація покладів є нерентабельною. Для Архангельського газового родовища ми пропонуємо штучно створити газодинамічний зв'язок і умови для сумісної експлуатації майкопського і тортонського покладів. Тому нами у наступних розділах дисертації розглядаються умови внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких майкопських у стійкі тортонські відклади і відбором газу із тортонського покладу через горизонтальні свердловини.

1.4. Аналіз розробки майкопських і тортонських відкладів на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря

Архангельське газове родовище відкрите у 1987 році в північно-західній частині шельфу Чорного моря, в 55 км від мису Тарханкут [13]. Глибина моря в цьому районі досягає 53 м. У 1990 р. родовище облаштоване Центральною технологічною платформою (ЦТП-7), з якої пробурено вісім експлуатаційних свердловин 10,11,12,13,14,15,16,17 на майкопський продуктивний горизонт, три з них 10 (2002 р.), 11 (2001 р.), 15 (2005 р.) з технічних причин переведені на вищерозміщений тортонський продуктивний горизонт. Через родовище проходить траса газопроводу 426x16 мм з МСП-17 Штормового ГКР на вузол ежектування бухти Очеретай, далі на Глібовську установку комплексної підготовки газу (УКПГ) (рис. 1.8). У межах родовища скупчення газу приурочені до майкопських (горизонти М-3, М-5) і тортонських (горизонти N-1t) відкладів [13,12]. Промислово газоносними є майкопський горизонт і тортонський горизонт, які розробляються роздільними сітками свердловин. З майкопських

відкладів з 1992 року до теперішнього часу відібрано лише 6,45% газу від балансових запасів. Причина низької продуктивності і нестабільної роботи експлуатаційних свердловин майкопського продуктивного горизонту, представленого слабозцементованими прошарками глинистих алевритів і алевролітів з домішками пеліту, полягає в руйнуванні слабозцементованих, низькопроникних колекторів у привибійних зонах свердловин при незначній депресії тиску на пласт, утворення на вибоях глинисто-піщаних пробок і розбуханні глинистих порід при скупченні пластової води. Періодичні продування і промивки свердловин водними концентрованими розчинами поверхнево-активних речовин з метою ліквідації глинисто-піщаних пробок дають короточасний ефект. Тортонський продуктивний горизонт представлений високопроникним, стійким колектором (вапняками), з якого з 2001 року відібрано 28% газу від балансових запасів.

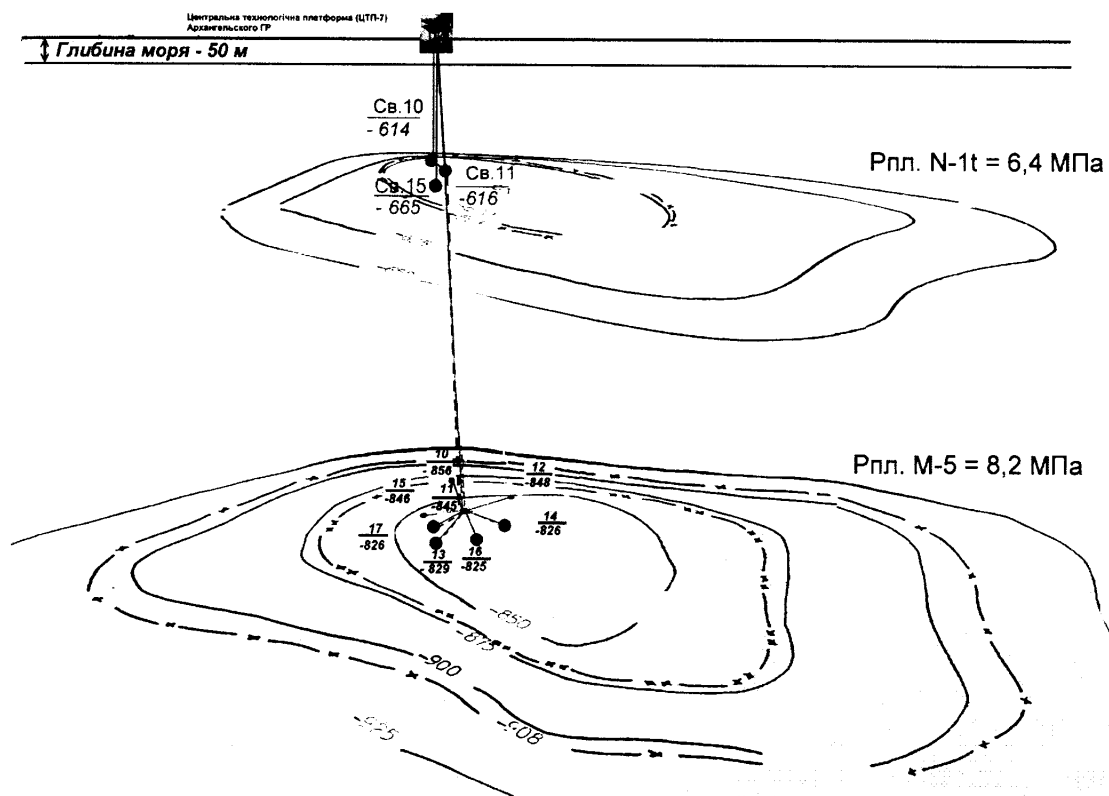


Рис. 1.8. Схема Архангельського багатопластового газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря

Майкопський поклад був випробуваний у розвідувальній свердловині 1. При випробуванні інтервалу глибин 855 – 891 м на діафрагмі 10 мм було одержано приплив газу з дебітом 118 тис.м³/д при депресії тиску на пласт

1,94 МПа (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Результати випробування та дослідження розвідувальної свердловини

Св., Пачка	Інтервал випробування	Діаметр діафрагми, мм	Початковий пластовий тиск, МПа	Робочий тиск на гирлі, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	Депресія тиску на пласт, МПа
	Абсолютна відмітка, м					
Розвід. св. 1, тортон N-1t	619,2–633,6 -594,2–608,6	10,3	6,6	5,79	77,4	0,79
		4,2		6,57	17,5	0,01
		6,0		6,41	33,5	0,17
		8,0		6,02	53,1	0,56
		10,3		5,59	78,1	0,99
		6,0		6,35	34,1	0,23
		11,9		5,31	92,5	1,27
Розвід. св. 1, майкоп M-V	854,6–890 -829,6–865	15,0	10,6	7,82	173,4	2,76
		10,0		8,71	111,2	1,87
		6,0		9,94	56,2	0,64
		8,1		9,43	90,3	1,15
		10,0		8,64	118	1,94
		12,1		8,19	143,3	2,39
		18,0			197,4	
		15,0		7,9	133,3	2,68

У відкладах тортонського ярусу газonosні пласти виділені в свердловині 1. При випробуванні інтервалів глибин 613,5 – 616 м і 620 – 626 м на діафрагмі 10,3 мм одержано приплив газу з дебітом 78,1 тис.м³/д. Депресія тиску на пласт при цьому становить 0,99 МПа. Початковий пластовий тиск у тортонських відкладах у свердловину 1 дорівнює 6,58 МПа, температура пласта – 281 К, абсолютна густина газу – 0,6747.

Майкопська продуктивна пачка M-5 достатньо чітко виділяється в розрізі відкладів майкопу за геофізичними матеріалами. Товщина її відносно витримана за площею і змінюється від 34 м в склепінні до 45 м на периферії. Кількість проникних інтервалів досягає 10, на них доводиться 55% загальної товщини. Газонасичена товщина пачки M-5 в розвідувальній свердловині 1 дорівнює 16,8 м.

За даними опису керну, відібраного зі свердловини 1 (інтервали глибин 861-869 м і 869-877 м), відклади майкопської продуктивної пачки

представлені переважно прошарками глинистих алевритів і алевролітів з домішками пеліту, які чергуються з темно-сірими глинами. Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, неміцні, слюдяні, місцями глинисті, з майже вертикальними тріщинами. Глини сірі, зеленувато-сірі, щільні, місцями алевролітісті, переходять у тонкі прошарки алевролітів, зустрічаються відбитки зруйнованих раковин. Для порід-колекторів визначальною є алеврітова фракція розмірами 0,07-0,01 мм, яка досягає 58,12%. При цьому зміст пелітової фракції складає 32,59%. Карбонатність порід низька (1-4,62%). Відкрита пористість, виміряна за відібраними зразками, коливається в межах 25,67-39,24%. По 4 зразках керна, які підняті з інтервалу ефективної товщини, середнє значення відкритої пористості дорівнює 29%. Проникність по нашаруванню, виміряна за зразками керна, змінюється від $1,78 \times 10^{-15}$ до $57,8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Середнє значення коефіцієнта пористості складає 0,29, коефіцієнти газонасиченості - $0,03 \text{ мкм}^2$.

Продуктивна пачка N-1t приурочена до відкладів тортону і достатньо чітко виділяється і корелюється за геофізичними матеріалами. У розрізі відкладень тортону виявлені прошарки колекторів, що представлені в основному вапняками. Проникні інтервали чергуються з непроникними перетинками, представленими глинистими вапняками і мергелем. Їх товщина коливається від 0,4 до 1 м. Ефективна товщина прошарків коливається від 0,6 до 1,6 м. У свердловині 1 вони характеризуються як газonosні. Сумарна газонасичена товщина колектора в свердловині до 3 м. За аналогією до сусідніх площ і за вибуреним шламом колектори представлені органічно-детритовими вапняками, вапняковими алеврітами і алевролітами. Загальна товщина пачки змінюється від 15 - 18 м у склепінній структури, до 20-25 м на крилах, коефіцієнт пористості дорівнює 0,22, коефіцієнт газонасиченості - 0,6. У розвідувальній свердловині 1 і в експлуатаційних свердловинах 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 колектори характеризуються як газonosні. Пористість, визначена за НГК, змінюється від 14,7 до 23,2 % (св.15). Газонасиченість дорівнює 54 - 57%.

За результатами аналізу газ майкопського і тортонського відкладів є метановим (вміст метану від 98,877 до 99,209%) з незначним (до 0,577%)

вмістом важчих гомологів граничних вуглеводнів. Сумарний вміст неуглеводневих газів коливається від 0,414 до 1,048%. Конденсат (C_{5+}) у газах горизонтів N-1t і M-5 відсутній. Вміст у газі CO_2 змінюється від 0,069 до 0,226%. Середня відносна густина газу пачок M-5 і N-1t дорівнює 0,56.

Майкопський поклад M-5 обмежений контуром газоносності, проведеним на відмітці мінус 908 м, який відповідає підшві газоносного прошарку в свердловині 2. У межах цього контура газоносна площа становить 28,6 км². Тип покладу -пластовий, склепінний розмірами 8x4,25 км. Висота покладу - 82 м. Враховуючи цілком витриманий характер розповсюдження колектора по площі й отримання з нього промислового припливу газу, всі запаси газу в межах встановленого контура газоносності віднесені до категорії C_1 .

Тортонський поклад N-1t має обмежені розміри. Промислово газоносною пачка є в склепінній частині структури в районі свердловини 1 і куца експлуатаційних свердловин. Площа газоносності покладу становить - 7,5 км² при лінійних розмірах 4,25x2 км. Поклад пластовий, склепінний, його висота - 10 м. У зв'язку з незначними розмірами покладу всі запаси газу віднесені до категорії C_1 . На державному балансі по майкопському горизонту M-5 вважаються запаси (початкові) в об'ємах: по категорії C_1 - 4909 млн.м³, C_2 - 3921 млн.м³. До категорії C_1 віднесені запаси газу, зосереджені в межах внутрішнього контура газоносності. Запаси категорії C_2 підраховані на площі між внутрішнім і зовнішнім контурами газоносності. УкрНДГазом у процесі проведення аналізу розробки родовища з урахуванням уточнених структурних побудов була переглянута оцінка категорійності запасів. За покладом пачки M-5 всі запаси газу в межах прийнятого контура газоносності на відмітці - 908 м віднесено до категорії C_1 . Величина їх становить 5887 млн.м³ (додаток Б, табл. Б.1).

У «Проекті дослідно-промислової експлуатації Архангельського газового родовища», що складений у 1988 році Всесоюзним науково-дослідним і проектним інститутом нафтогазопромислових споруд на континентальному шельфі (ВНДПшельф), на підставі техніко-економічних розрахунків, до промислового впровадження рекомендований

варіант з 24-ма експлуатаційними свердловинами на трьох платформах, передбачалося, що інша кількість платформ погіршує технологічні та економічні показники розробки (рис. 1.9).

Основним експлуатаційним об'єктом при складанні проекту ДПР був прийнятий поклад горизонту М-5. Тортонський горизонт N-1t розглядався, як поворотний об'єкт. Передбачалося рівномірне дренавання покладу при максимальному відхиленні свердловин від вертикалі 500 м, для глибини продуктивного горизонту М-5 - 930 м. Відстань між свердловинами у кільцевому ряду проектувалася 450 м. Як показали виконані інститутом ВНДПШельф розрахунки, при зменшенні числа свердловин на БК погіршуються технологічні показники розробки і знижується величина народногосподарського ефекту. Інститут визнав технологічно недоцільним збільшення кількості експлуатаційних свердловин на БК для розробки майкопського продуктивного горизонту Архангельського ГР. Фахівці інституту ВНДПШельф у «Проекті дослідно-промислової експлуатації Архангельського газового родовища» розглянули п'ять варіантів розробки Архангельського ГР (табл. 1.2).

Умовні позначення

- 1 ○ - розвідувальна свердловина
- - блок-кондуктор
- - експлуатаційна свердловина
- - внутрішній контур газоносності М-5
- x—x— - зовнішній контур газоносності М-5

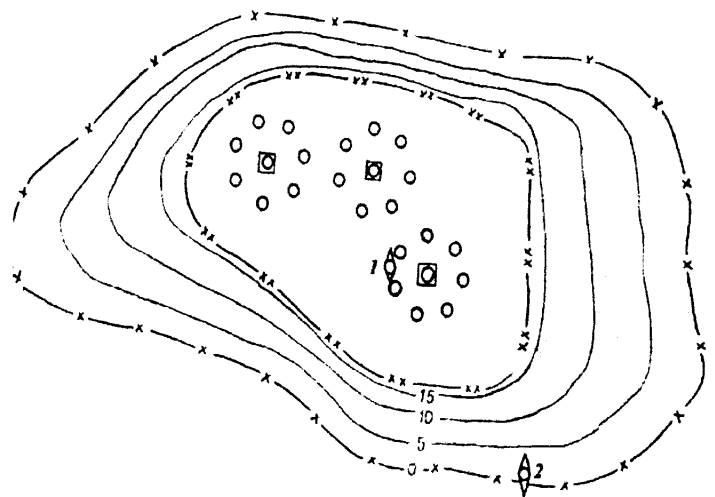


Рис. 1.9. Схема розміщення експлуатаційних свердловин на площі Архангельського ГР за варіантом розробки з ЦТП – 7 та двох блок-кондукторів

Але за результатами ДПР з центральної технологічної платформи ЦТП-7

Таблиця 1.2
 Розглядувані інститутом ВНДПШельф варіанти розробки покладу горизонту М-5 Архангельського ГР

Варіанти	Строк розробки, років	Кількість свердловин, шт.	Максимальний річний відбір газу			Накопичений видобуток газу, млн.м ³	Дебіт св. тис. м ³ /д	Тиск				Приведений Народногоспо-дарський ефект, млн. грн	
			млн. м ³	% від запасів	Рік досягнення			Рпл, МПа	Рст, МПа	Рвиб, МПа	Рр, МПа		
													70
3 1 БК	30	8	194	3,4	2	4156							534
3 2 БК	24	16	388	6,8	3	4839							708
3 3 БК	17	24	553	9,7	4	4846	70	10,58	9,88	9,58	8,9		786
3 4 БК	15	32	656	11,5	5	4896							792
3 5 БК	12	40	778	13,7	5	4874							810

виявлена істотна невідповідність проектних і фактичних показників розробки: дебітів, робочих тисків, об'ємів видобутку газу. У зв'язку з цим виникла необхідність унесення відповідних коректив у проект дослідно-промислової експлуатації. У 1996 р. УкрНДІгазом складений «Аналіз і корективи проекту ДІР Архангельського газового родовища». Для реалізації рекомендований 6-й варіант, згідно з яким, крім семи наявних експлуатаційних свердловин на ЦТП-7, у 2000 р. будується додатково газопровід і блок-кондуктор БК-1.

Вводиться додатково вісім експлуатаційних свердловин на майкопський продуктивний горизонт М-5. У 2002 р. пропонувалося будувати ще один газопровід і блок-кондуктор БК-2 з вісьмома експлуатаційними свердловинами на горизонт М-5. Передбачувані проектні показники розробки продуктивного горизонту М-5 Архангельського газового родовища за 6-м варіантом наведені в таблиці 1.3 та рисунку 1.10. Але і шостий варіант не був реалізований через великі витрати на дооблаштування родовища і низьку рентабельність.

Фактично для проведення дослідно-промислової розробки на родовищі з центральної технологічної платформи (ЦТП-7) пробурені вісім свердловин на майкопський поклад М-5, зокрема одну вертикальну свердловину (11) і сім похило-скерованих (10,12,13,14,15,16,17). Глибина свердловин за профілем залежно від кривизни становить від 931 м (свердловина 11 - вертикальна) до 1210 м (св. 13). Конструкція свердловин у своєму складі містить: водоізолюючу колону діаметром 630 мм і довжиною 94 - 113 м; кондуктор діаметром 324 мм з глибиною спуску до 260 м; експлуатаційну колону діаметром 168 мм (св. 10,12,13,14,17) і 140 мм (св. 11,15,16). Цемент у всіх свердловинах піднятий до гирла, окрім свердловини 10, в якій висота цементу становить 68 м від гирла. Дані про конструкцію і обладнання свердловин наведені в додатку 3, таблиці 1.6. Розкриття продуктивного горизонту в свердловинах 10 і 11 проведено перфоратором ПКС-80 по 13 отворів на один метр (додаток Д, табл. Д.1). Початковий дебіт свердловини 10 на штуцері 8 мм дорівнював 61,6 тис.м³/д, дебіт свердловини 11 – 69,5 тис.м³/д. Свердловини 12, 14, 16, 17 обладнані заколонними склопластиковими фільтрами, які є

Рік	Видобуток газу			Кількість свердловин	Дебіт газу, тис.м ³ /д	Тиск, МПа				
	добовий тис.м ³ /д	річний, млн.м ³	накопичений, млн.м ³			Плас-товий	Вибій-ний	депресія	гірловий	вхід УППГ
1996	99	35,9	211,1	7	14,5	7,96	5,61	2,35	5,20	5,20
1997	99	36,0	247,1	7	14,5	7,86	5,48	2,38	5,08	5,07
1998	99	36,0	283,1	7	14,5	7,73	5,30	2,42	4,92	4,92
1999	99	36,0	319,1	7	14,5	7,59	5,12	2,48	4,75	4,74
2000	302	110,4	429,5	15	22,2	8,44	6,17	2,48	5,71	5,46
2001	302	110,4	539,9	15	22,2	7,91	5,42	2,48	5,03	4,72
2002	506	184,9	724,9	23	24,8	7,88	5,36	2,52	4,97	4,60
2003	471	178,2	903,1	23	23,1	7,34	4,82	2,53	4,47	4,12
2004	442	166,6	1069,7	23	21,7	6,92	4,39	2,53	4,08	3,73
2005	417	156,7	1226,4	23	20,4	6,56	4,03	2,53	3,74	3,41
2006	394	147,8	1374,3	23	19,3	6,24	3,71	2,53	3,45	3,12
2007	379	140,1	1514,4	23	18,6	5,94	3,32	2,61	3,09	2,86
2008	354	133,7	1648,1	23	17,4	5,68	3,13	2,55	2,91	2,72
2009	332	124,9	1773,0	23	16,3	5,46	2,97	2,49	2,76	2,61
2010	312	177,6	1890,6	23	15,3	5,26	2,81	2,45	2,61	2,54
2011	292	110,5	2001,1	23	14,3	5,09	2,67	2,42	2,54	2,52
2012	272	102,6	2103,7	23	13,3	4,94	2,63	2,31	2,50	2,50
2013	252	95,5	2199,2	23	12,4	4,80	2,63	2,17	2,50	2,50
2014	235	88,8	2288,0	23	11,5	4,69	2,63	2,06	2,50	2,50
2015	220	82,9	2371,0	23	10,8	4,58	2,63	1,95	2,50	2,50

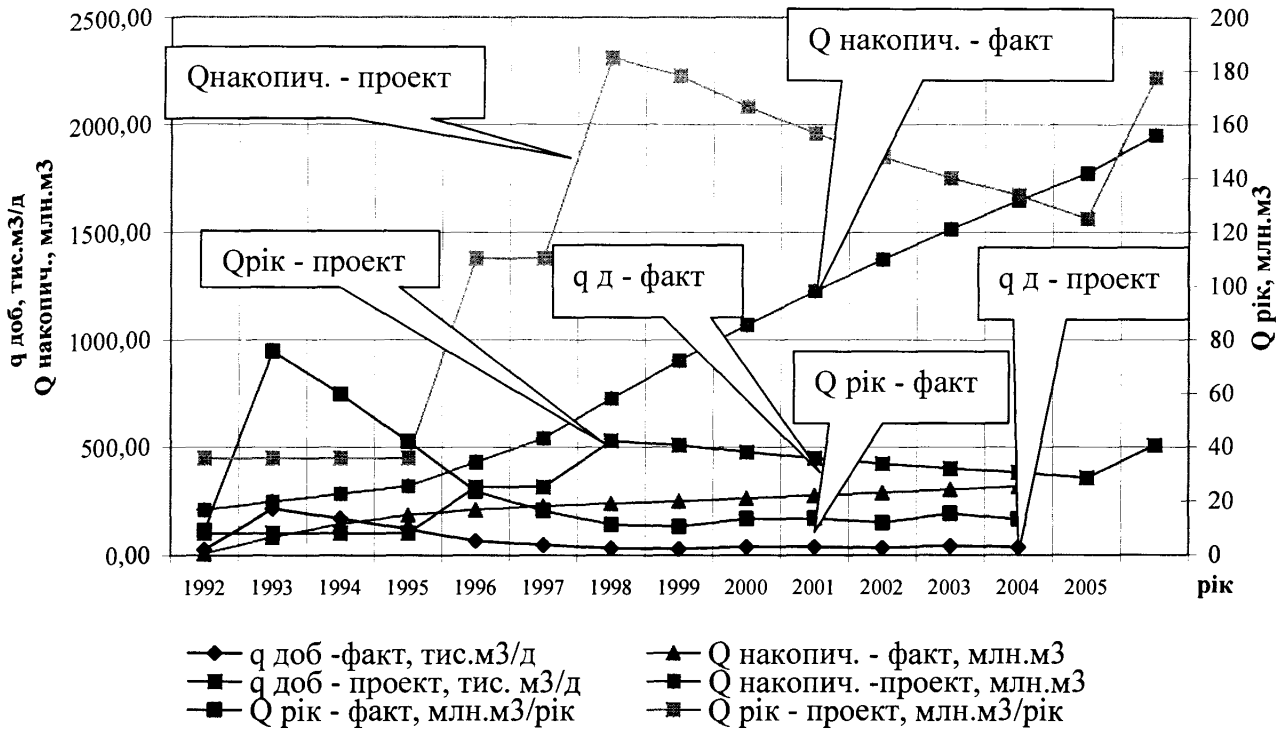


Рис. 1.10. Порівняння шостого проектного варіанту з фактичними показниками розробки майкопського покладу Архангельського ГР

складовою частиною експлуатаційної колони. У свердловині 15, обладнаній склопластиковим фільтром, був втрачений зв'язок з пластом, внаслідок чого проведена перфорація фільтра (ПКС - 80 по 4 отвори на метр довжини), початковий дебіт газу після перфорації на штуцері 6 мм становив 32,7 тис.м³/д. У свердловині 17 склопластиковий фільтр встановлений в інтервалі 982 – 1039 м.

У свердловинах 13 і 16 встановлено вибійне обладнання КСО - 73/140-210. Свердловина 13 обладнана щілинним фільтром в інтервалі 1123 – 1179 м, дебіт на штуцері 8 мм становив 68 тис.м³/д. Свердловина 16 обладнана щілинним фільтром в інтервалі 1048 – 1077 м, дебіт на штуцері 8 мм становив 76 тис.м³/д. Всі експлуатаційні свердловини обладнані 73-мм насосно-компресорними трубами, глибина спуску яких відносно розкритого інтервалу різна. У свердловинах 10, 11, 12 башмак НКТ був на рівні покрівлі або на декілька метрів вище за інтервал перфорації, фільтра. У свердловинах 13 і 16 НКТ частково перекривають інтервал фільтра. У свердловині 15 башмак НКТ був у підшві

інтервалу перфорації, у свердловинах 14, 17 – НКТ перекривають фільтр практично на всю його довжину. У свердловині 11 насосно-компресорні труби були спущені на глибину 863 м при інтервалі перфорації 870,4 - 878,2 м. При уведенні свердловини в експлуатацію виявлена відсутність з'єднання між трубним і затрубним просторами. Для підтримання постійного дебіту газу здійснювалося монотонне зниження робочого тиску. У червні - липні 1993 р. відбулося різке зниження дебіту газу з 39 до 2 тис.м³/доб. З липня 1994 р. свердловина простоювала. У лютому 2001 р. на свердловині 11 встановлено ліквідаційний міст в інтервалі глибин 700 – 931 м. Свердловина переведена на верхній тортонський продуктивний горизонт. Експлуатаційна колона 140 мм перфорована по стовбуру в інтервалі глибин 616 – 657,6 м перфораторами ПКС-80 з розрахунку 12 отворів на 1 м довжини. Одержано приплив газу з дебітом 55,3 тис.м³/д через діафрагму з діаметром отвору 8 мм.

При пуску в експлуатацію свердловини 10 утворилася потужна глиниста пробка на її вибої в інтервалі перфорації (918 - 964 м). Оскільки насосно-компресорні труби були спущені до верхніх отворів інтервалу перфорації на глибину 920 м, то при освоєнні свердловини не вдалося промити вибій від рідини і механічних частинок. Нічого не дали продування свердловин в атмосферу. З 26.05.1995 р. свердловину 10 перевели в категорію контрольних і вона періодично експлуатувалася з дебітом газу 1 тис.м³/д. У грудні 2001 р. на свердловині 10 встановлено ліквідаційний міст в інтервалі глибин 770-964 м. Свердловина переведена на верхній тортонський продуктивний горизонт N-It. Експлуатаційна колона 168 мм перфорована по стовбуру в інтервалі глибин 627,0 – 670 м перфораторами ПКС-80 з розрахунку 12 отворів на 1 м довжини. Одержано приплив газу з дебітом 33,8 тис.м³/д через діафрагму з діаметром отвору 6 мм. У грудні 2005 р. на свердловині 15 встановлено ліквідаційний міст, свердловина переведена на верхній тортонський горизонт. Одержано приплив газу з дебітом 36 тис.м³/д через діафрагму з діаметром отвору 7 мм.

Основним ускладненням при експлуатації свердловин є накопичення на вибої рідини і продуктів руйнування привибійної зони. Низькі дебіти та

швидкості руху газу на вході в НКТ не забезпечують в повному об'ємі винесення рідини і твердих частинок на поверхню, а при збільшенні швидкості руху газу відбувається руйнування пласта. Порода, що виноситься з газом, призводить до руйнування гирлового обладнання (штуцерів, штуцерних камер, замкової арматури та ін.).

За технологічним режимом свердловини на тортонські поклади експлуатуються з депресіями тиску на пласт 0,03 МПа (св. 11) і 0,24 МПа (св.10), які становлять відповідно 0,477% і 3,81% від поточного пластового тиску.

Свердловина 12, що експлуатує майкопські поклади, працює з депресією тиску на пласт 0,71 МПа (8,61% від поточного пластового тиску). Свердловини 13, 14 експлуатуються з депресією тиску на пласт 0,92 МПа (11,15% від поточного пластового тиску), свердловина 16 - з депресією тиску на пласт 1,97 МПа (23,88% від поточного пластового тиску), а свердловина 17 - з депресією тиску на пласт 1,94 МПа (24,62% від поточного пластового тиску). Для незцементованих порід існуючі депресії тиску на пласт в окремих свердловинах є чималими.

На рис. 1.11 – 1.14, у табл. Е.1 – Е.7, Ж.1, 3.1 – 3.2, К.1 – К.2, Л.1 – Л.3 вказані робочі режими експлуатаційних свердловин № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 при видобутку газу з майкопського продуктивного горизонту М-5 з 1991 р., свердловин 10, 11 при переведенні з 2001 р. і свердловини № 15 при переведенні з 2005 р. на тортонський продуктивний горизонт N-lt. Результати дослідження свердловин № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 при видобутку газу з покладу М-5 в період експлуатації 1991 - 1992 р.р.

Робота свердловин майкопського покладу ускладнюється утворенням глинисто-піщаних пробок у насосно-компресорних трубах і кільцевому просторі та скупченням рідини на вибоях. Привибійні зони у свердловинах, які експлуатують майкопський поклад, зруйновані. Постійно виноситься пластова порода з утворенням глинисто-піщаних пробок. Накопичення на вибоях свердловин води і продуктів руйнування пласта призводить до утворення

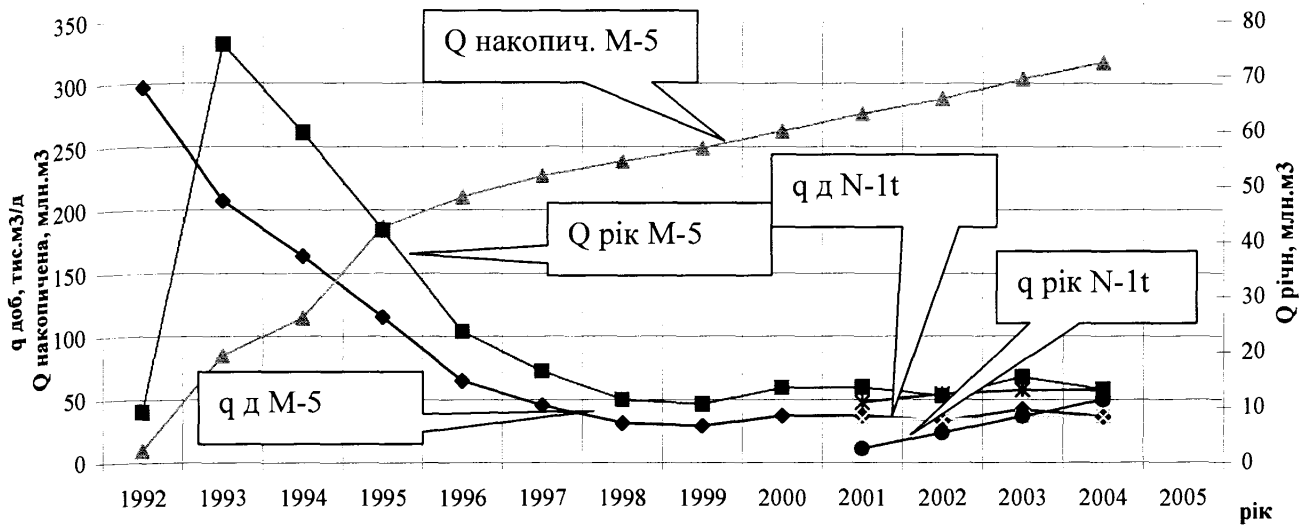


Рис. 1.11. Фактичні показники розробки майкопського М-5 і тортонського N-1t покладів Архангельського ГР

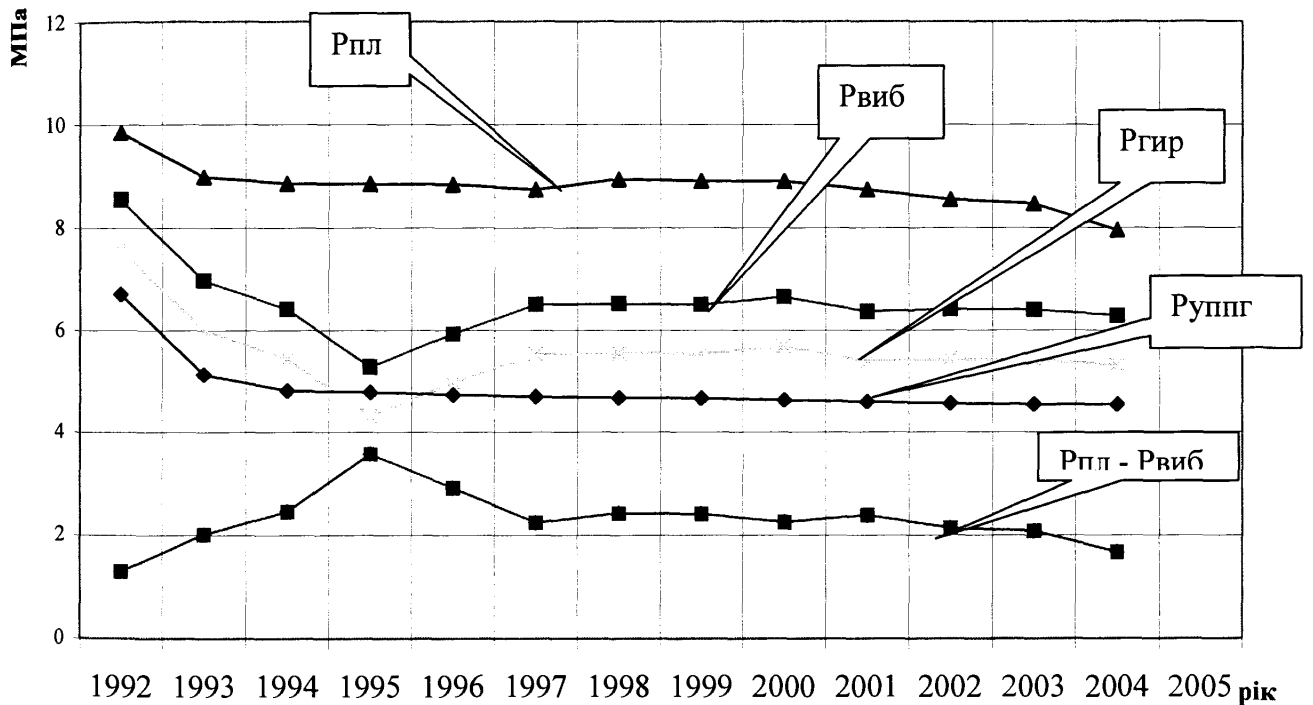


Рис. 1.12. Фактичні тиски при розробці майкопського покладу М-5 Архангельського ГР

в стовбурі свердловини "рідких" глинисто-алевритових пробок. Ліквідація їх шляхом періодичних продувань на факел в атмосферу призводить до безповоротних втрат газу, подальших ускладнень у процесі експлуатації свердловин, оскільки підвищені швидкості руху газового потоку в процесі продувань свердловин викликають ще більше руйнування пласта. Утворення

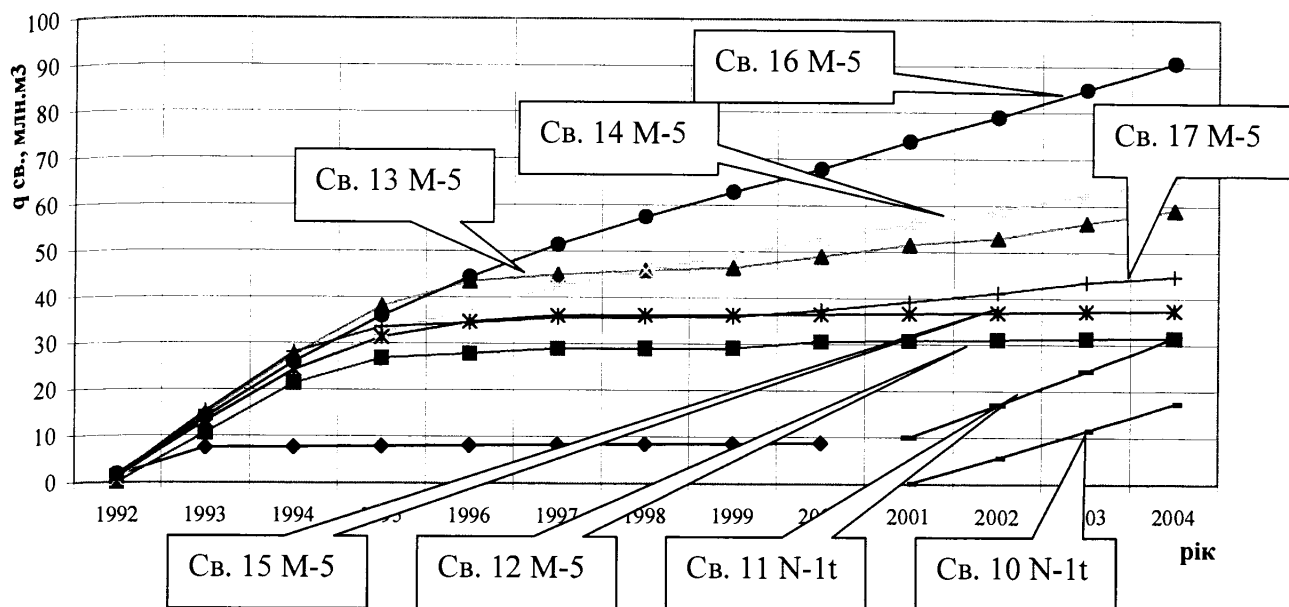


Рис. 1.13. Фактичні показники експлуатації свердловин майкопського покладу М-5 Архангельського ГР

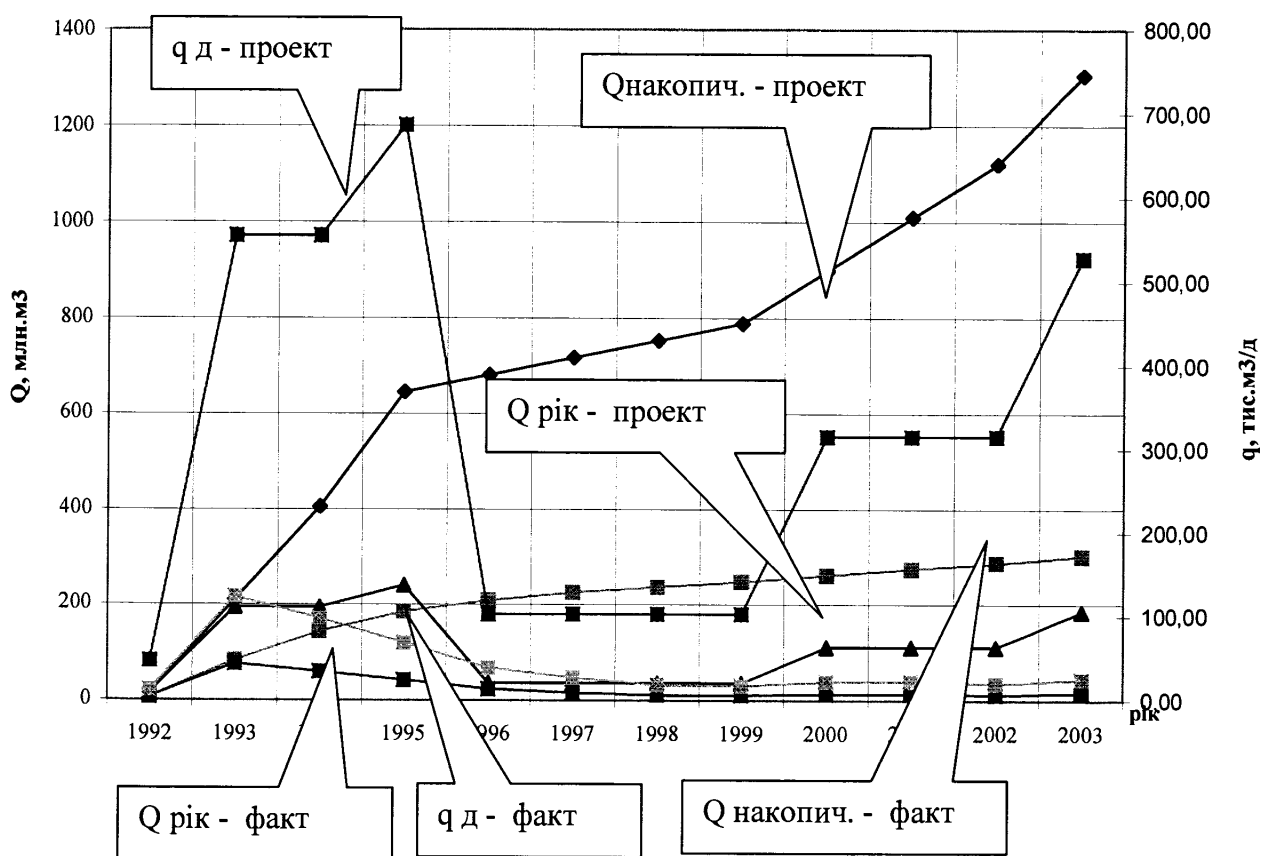


Рис. 1.14. Порівняння проектних і фактичних показників розробки майкопського покладу

глинисто-піщаних пробок у насосно-компресорних трубах супроводжується різким зменшенням тиску на гирлі свердловини. Для їх ліквідації

здійснюється періодичне закачування в затрубний простір концентрованого водного розчину ПАР (50 - 100 л), який в газовому середовищі переміщується з водою пласта, що накопичується на забої, сприяє піноутворенню і винесенню рідини з глинисто-піщаними частинками із вибою свердловини.

У 1999 р. провели кріплення привибійної зони у свердловині 17 (М-5), закачавши в привибійну зону компоненти на нафтовій основі, за технологією науково-дослідного інституту. Результат був негативний, свердловина 17 більше одного року не проявляла себе. У квітні 2000 р. повторно виконали ремонт свердловини 17. Свердловину заповнили полімерним розчином і промили впродовж трьох циклів. З метою обробки інтервалу перфорації встановили кислотну ванну з соляної кислоти з додаванням оцтової і лимонної кислот впродовж 2 годин 50 хвилин. У результаті одержано приплив газу з дебітом 8 тис.м³/д через діафрагму діаметром 3 мм. Аналогічні роботи були виконані на свердловині 15 (М-5). Через руйнування привибійної зони Позитивного результату не одержано.

Існуюча технологія інтенсифікації винесення з вибою свердловин механічних частинок не дає позитивного результату, оскільки це призводить до інтенсивнішого руйнування породи і в результаті - до зім'яття експлуатаційної колони в майкопському продуктивному горизонті. За рекомендацією ДП "Центр Геотехнологій" (Дніпропетровськ, 2004 р.) у свердловинах Архангельського газового родовища виконано очищення привибійної зони пласта методом зворотної промивки з використанням комплексної суміші, яка є водним розчином 5% триполіфосфата натрія і 3,5% рідкого скла. Для винесення з вибою свердловин механічних частинок і води подавали на вибій свердловин водний розчин 2% неолу АФ₉₋₁₀, 5% триполіфосфата натрія і 3,5% рідкого скла. За даними за лютий 2004 р. періодичне закачування суміші здійснювалося в чотирьох свердловинах 10,13,14,17 по 4-5 операцій тривалістю по 30 хвилин.

За одну обробку закачувалося по 2,5 л реагенту. Всього закачано за місяць 62,5 л реагенту. Приріст дебіту газу по окремих свердловинах змінюється

від 0,2 тис.м³/д (свердловини 13,17) до 0,5 тис.м³/д (свердловина 14). Додатковий місячний видобуток газу змінюється від 5,8 тис.м³ (свердловини 13,17) до 14,5 тис.м³ (свердловина 14). Одержано незначний ефект, що не виправдав понесені витрати.

Із початку розробки на 1.01.2005 р. з майкопських покладів М-5 відібрано 316,661 млн.м³ газу (6,450% від початкових балансових запасів газу в об'ємі 4909 млн.м³). Враховуючи сумарний видобуток газу з майкопського покладу М-5 за попередній період, то 75% від балансових запасів газу в обсязі 3682 млн.м³ можливо відібрати через 450 років.

Із початку розробки на 1.01.2005 р. з тортонських покладів N-1t відібрано 48,76 млн.м³ (28,023% від початкових балансових запасів газу в об'ємі 174 млн.м³). Враховуючи сумарний видобуток газу з тортонського покладу N-1t за попередній період і, якщо прийняти подальший річний видобуток газу на рівні 13 млн.м³, то 75% від балансових запасів газу в об'ємі 130,5 млн.м³ можливо відібрати через 9,5 років.

Всього за 14 років з початку розробки, на 01.01.2005 р., з Архангельського родовища відібрано 365,421 млн.м³ газу (7,189% від початкових балансових запасів газу в родовищі в об'ємі 5083 млн.м³).

Низькі значення річного відбору газу і коефіцієнту поточного газовилучення з майкопського покладу порівняно з тортонським покладом пояснюються руйнуванням привибійної зони і утворенням на вибої (у насосно-компресорних трубах і затрубному просторі) глинисто-піщаних пробок.

1.5. Висновки

1. Проаналізовані наукові дослідження та промислові роботи в галузі експлуатації газових родовищ у нестійких майкопських колекторах, існуючі методи збереження цілісності привибійної зони свердловини, методи розробки багатопластових газових родовищ, у тому числі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря. Проведено аналіз способів

формування вибою в нестійких колекторах. Показано, що робота свердловин ускладнюється руйнуванням привибійної зони з утворенням на вибоях глинисто-піщаних пробок із скупченням рідини, а технології, які застосовуються (промивка привибійних зон розчинами ПАР, продування свердловин, подача на вибій спінуючих розчинів ПАР), не забезпечують стабільну експлуатацію свердловин.

2. Встановлено, що в слабозцементованих колекторах темп зміни депресії тиску на пласт відіграє вирішальну роль у запобіганні руйнування привибійної зони свердловини. Тому легше плавною зміною вибійного тиску забезпечити цілісність привибійної зони свердловини слабозцементованого колектора, тим самим тривалий час зберігаючи рентабельний дебіт свердловини, ніж припинити руйнування, яке вже почалося.

3. Встановлено, що фактичні і проектні показники розробки майкопського покладу Архангельського газового родовища істотно відрізняються між собою, спостерігаються значно менші фактичні дебіти свердловин, річні і накопичені відбори газу, більші поточні пластові і робочі тиски. Початкові запаси газу в майкопських відкладах Архангельського родовища піддаються сумнівам та викликають потребу в їх перегляді. Фактичні дебіти свердловин (6,83 тис.м³/д) значно нижчі за проектні дебіти (58,88 тис.м³/д).

4. Встановлено, що у природі зустрічаються багатопластові родовища за наявності газодинамічного зв'язку в яких, природним чином з нижнього продуктивного горизонту, представленого нестійким колектором, газ перетікає у верхній продуктивний горизонт, оскільки між ними існує проникний контакт. Є багато газових родовищ, які представлені нижніми рихлими продуктивними горизонтами і верхніми зцементованими горизонтами, але між горизонтами відсутній газодинамічний зв'язок. Приклад – Архангельське газове родовище на шельфі Чорного моря. Для таких багатопластових родовищ ми пропонуємо штучно створити газодинамічний зв'язок внутрішньосвердловинним перепуском газу з нестійких у зцементовані поклади і відбором газу зі зцементованого покладу.

5. Аналіз розробки багатопластових газових родовищ в умовах нестійких колекторів показує, що необхідно підвищити ефективність розробки майкопських покладів за рахунок попередження руйнування порід у привибійній зоні свердловин способом виключення різкозмінних навантажень на привибійну зону і створення оптимальної сітки розміщення свердловин на газонасиченій площі родовища. Одним з можливих методів досягнення рентабельної розробки багатопластового родовища може бути технологія внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у стійкі колектори через перепускі свердловини і відбору газу через видобувні свердловини, в т.ч. з горизонтальним закінчення стовбура, із стійких колекторів [8, 12, 50 – 55].

6. Враховуючи вищенаведене, необхідно провести дослідження можливості технології розробки багатопластових газових родовищ, складених з нестійких колекторів, шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВИХ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ, СКЛАДЕНИХ З НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРІВ, ШЛЯХОМ ОРГАНІЗАЦІЇ ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ

2.1. Обґрунтування нової технології розробки багатопластового газowego родовища в умовах нестійких колекторів шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу

Проаналізувавши наукові дослідження та промислові роботи в галузі експлуатації газових родовищ у нестійких колекторах, існуючі методи збереження цілісності привибійної зони свердловини, методи розробки газових багатопластових родовищ, у тому числі Архангельського газowego родовища, розташованого на шельфі Чорного моря, бачимо, що робота свердловин у нестійких колекторах ускладнюється руйнуванням привибійної зони з утворенням на вибоях глинисто-піщаних пробок зі скупченням рідини, а технології, які застосовуються, не забезпечують нормальну експлуатацію свердловин. У слабозцементованих колекторах зміни тиску на пласт відіграють вирішальну роль у запобіганні руйнування привибійної зони свердловини. Тому легше плавною зміною вибійного тиску забезпечити цілісність привибійної зони свердловини слабозцементованого колектора, тим самим тривалий час зберігаючи рентабельний дебіт свердловини, ніж припинити руйнування, яке вже почалося.

Аналіз розробки газових багатопластових родовищ в умовах нестійких колекторів показує, що необхідно підвищити ефективність розробки за рахунок попередження руйнування порід у привибійній зоні свердловин способом виключення різкозмінних навантажень на привибійну зону і створення оптимальної сітки розміщення свердловин на газонасиченій площі родовища. Досягненням рентабельної розробки багатопластового родовища може бути технологія внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у

стійкі колектори через перепускні свердловини і відбору газу через видобувні свердловини, в т.ч. з горизонтальним закінченням стовбура, зі стійких колекторів [8, 12, 50 – 55].

Проведемо дослідження можливості технології розробки багатопластових газових родовищ, складених з нестійких колекторів, шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу.

Згідно з пропозицією автора дисертації (рис. 2.1) передбачено здійснити на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря, контрольованого внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких (майкопських) колекторів у стійкі (тортонські) відклади через перепускні свердловини і відбору газу через горизонтальні свердловини [8]. Проведено теоретичні дослідження технології розробки багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу [8, 12, 50, 51, 52, 54, 55].

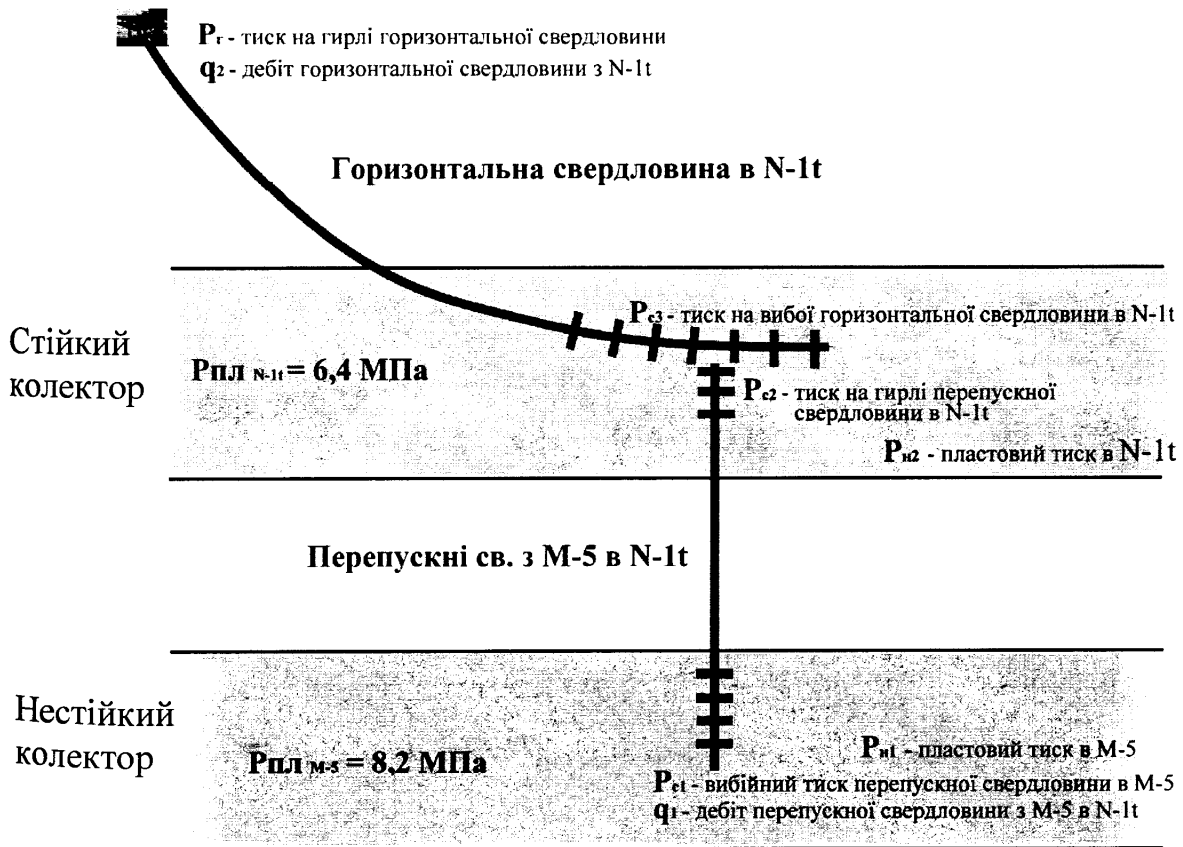


Рис. 2.1. Схема внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини та експлуатації горизонтальними свердловинами

Визначаємо технологічні параметри розробки багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких (майкопських) відкладів у стійкі (тортонські) відклади через перепускні свердловини і відбору газу зі стійких відкладів (рис. 2.1) [1 – 3, 5, 9 – 11, 14, 27, 31, 57, 59, 63 – 65, 69, 70, 75 – 77, 80 – 82, 85, 86, 97].

Для визначення надійності покритки у верхнього (тортонського) горизонту за умови внутрішньосвердловинного перепуску через нього газу з нижнього майкопського покладу розраховуємо можливі допустимі навантаження на кривлю вищерозміщеного тортонського покладу. Для чого визначаємо бічний гірський тиск, гірничостатичний тиск для покрівлі і максимально допустимий тиск у тортонському покладі [1, 2, 3, 9, 10, 11, 14, 97].

Умови для колектора із задовільною приймальністю [11]:

- проникність не повинна бути менше 0,2 – 0,3 мкм²;
- товщина не менша 4 – 6 м;
- пористість не нижче 10 – 15%;
- проникність покрівлі не повинна бути більшою сотих часток мілідарсі.

Підвищення тиску у верхньому стійкому (тортонському) відкладі при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу обмежується максимально допустимим тиском, який витримує покрівля покладу. При перевищенні максимально допустимого тиску може відбутися руйнування покрівлі над покладом і відхід газу у верхні пласти та подальший прорив його на денну поверхню. При розгляді питання про максимальний тиск перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад звернемося до теорії гідророзриву, хоча внаслідок відносно високої проникності стійкого колектора, а також малої в'язкості газу, що перепускається в стійкий колектор, реально неможливо створити у привибійній зоні перепускної свердловини перепад тиску, який міг би призвести до гідророзриву пласта N-1t. При перепуску газу з нестійкого в стійкий колектор можна припустити розриви порід під впливом не стільки динамічних, скільки статичних навантажень, причому не тільки поблизу перепускної свердловини, але і на видаленні від неї. Якщо покрівля над покладом достатньо

еластична і непроникна, як у випадку, що розглядається нами, то з підвищенням тиску в пласті понад гірничостатичного верхні породи припадуться і пласт розшарується. При цьому істотно змінюються умови фільтрації газу, почнеться швидкий процес перерозподілу тиску.

Враховуючи вищенаведене, визначаємо величину бічного гірського тиску, що становить частку гірничостатичного тиску [11] (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Розрахунок гірничостатичного та бічного гірничого тиску в пласті

Но, м	ρ_{cp} , кг/м ³	g , м/с ²	$P_{гс}$, МПа	α , ($\alpha=0,6-0,8$)	$P_{бг}$, МПа
600	2500	9,8	14,99	0,8	11,99

Припустимо, що

$$P_{max} \leq P_{бг} = \alpha P_{гс}, \quad (2.1)$$

$$P_{гс} = g \rho_{cp} H_0 / 980600, \quad (2.2)$$

$$\rho_{cp} = \frac{\sum g \rho_i h_i}{H_0}, \quad (2.3)$$

$$\alpha_{max} \leq \alpha \sum g \rho_{cp} h_i, \quad (2.4)$$

де P_{max} – максимальний тиск газу в будь-якій точці газового об'єму, МПа;

$P_{бг}$ – бічний гірський тиск, МПа;

α – коефіцієнт, що залежить від кута внутрішнього тертя гірської породи (для глини $\alpha = 0,6 - 0,8$);

$P_{гс}$ – гірничостатичний тиск, МПа; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$;

ρ_{cp} – середня густина гірських порід (густина породоутворюючих мінералів становить 1900 – 3500 кг/м³, густина осадових порід – 2100 – 2900 кг/м³), кг/м³;

H_0 – товщина гірських порід, м;

ρ_i – середня густина гірських порід товщиною h_i , кг/м³;

h_i – товщина гірських порід, яку можна вважати постійною, м.

За формулою (2.3) розраховуємо гірничостатичний тиск для покришки стійкого колектора при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу (табл. 2.1), при $H_o = 600$ м, $\rho_{cp} = 2500$ кг/м³,

$$P_{zc} = \frac{g\rho_{cp}H_o}{980600} = 9,8 \times 2500 \times 600 / 980600 = 14,99 \text{ МПа.} \quad (2.5)$$

За формулою (7) розраховуємо бічний гірський тиск

$$P_{\beta z} = \alpha P_{zc} = 0,8 \times 14,99 = 11,99 \text{ МПа.}$$

Враховуючи коефіцієнт запасу, максимально допустимий тиск у стійкому колекторі приймаємо на 30% меншим за бічний гірський тиск

$$P_{\max} \leq 0,7 P_{\beta z} = 0,7 \times 11,99 = 8,39 \text{ МПа.} \quad (2.6)$$

Величину максимально допустимого тиску в стійкому колекторі також можна визначити, виходячи з нормального гідростатичного натиску, який відповідає глибині залягання покладу (табл. 2.2)

$$P_{\max} = \frac{rg\rho_g H_o}{980600} \quad (2.7)$$

де ρ_g – густина прісної води, кг/м³;

$r = 1,2 - 1,5$ (залежить від ступеня надійності покрівлі та доброякісного цементування свердловин).

Таблиця 2.2

Розрахунок максимально допустимого тиску в пласті

Но, м	ρ_v , кг/м ³	g, м/с ²	R, (r=1,2-1,5)	$P_{\max 1}$, МПа	$P_{\max 2}$, МПа
600	1000	9,8	1,5	8,39	8,99

Максимально допустимий тиск у стійкому колекторі відповідає 8,39 МПа, що вище поточного пластового тиску в нестійкому колекторі, тому при

організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого у стійкий колектор виключається ймовірність руйнування колектора і непроникної покрівлі стійкого колектора.

З метою виключення руйнування привибійної зони перепускної свердловини в нестійкому колекторі розраховуємо допустимі навантаження на нестійкий газоносний колектор і необхідні умови для ефективного внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого у вищерозміщений стійкий колектор при сумісній їх експлуатації через перепускні свердловини і відборі газу зі стійких колекторів через горизонтальні свердловини [1, 3, 8, 9, 10, 11, 14, 27, 48, 57, 69].

Визначимо критичний дебіт газу, допустиму депресію тиску і швидкість руху газу на вибої перепускної свердловини з нестійкого колектора.

Рівняння припливу газу до вибою перепускної свердловини з нестійкого в стійкий колектор, що характеризує залежність втрат пластової енергії $P_{н_1}^2(t) - P_{c_1}^2(t)$ від дебіту газу, запишемо таким чином [14]:

$$P_{н_1}^2(t) - P_{c_1}^2(t) = A_1 q_1(t) + B_1 q_1^2(t), \quad (2.8)$$

$$\text{де } A_1 = \frac{116 \mu_1 Z_1 T_1}{\pi k_1 h_1 P_{ам} T_{см}} \ln \frac{R_{к_1}}{R_{c_1}}, \quad B_1 = \frac{\rho_{см} Z_1 P_{ам} T_1}{2\pi^2 l_1 h_1^2 T_{см}} \left(\frac{1}{R_{c_1}} - \frac{1}{R_{к_1}} \right). \quad (2.9)$$

Запишемо рівняння припливу газу до вибою свердловини у наступному вигляді

$$A_1 q_1(t) + B_1 q_1^2(t) - P_{н_1}^2(t) + P_{c_1}^2(t) = 0.$$

Вирішуючи квадратне рівняння, знаходимо дебіт газу при способі внутрішньосвердловинного перепуску газу

$$q_1(t) = -\frac{A_1}{2B_1} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2B_1}\right)^2 + \frac{P_{н_1}^2(t) - P_{c_1}^2(t)}{B_1}}, \quad (2.10)$$

де A_1, B_1 – коефіцієнти фільтраційного опору, залежні від параметрів привибійної зони нестійкого колектора і конструкції вибою перепускної свердловини; $P_{н_1}(t), P_{c_1}(t)$ – відповідно поточний пластовий і вибійний тиск у нестійкому колекторі, МПа;

$$P_{ам} = 0,1013 \text{ МПа};$$

$q_1(t)$ – дебіт газу перепускної свердловини, тис. м³/д;

μ_1 – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при $P_{н1}$ і T_1 , мПа с;

k_1 – коефіцієнт проникності нестійкого колектора, мкм²;

h_1 – ефективна товщина нестійкого колектора, м;

ρ_{cm} – густина газу при $P_{ат}$ і $T_{ст}$, кг/м³; l_1 – коефіцієнт макрошорсткості;

$R_{к1}, R_{c1}$ – радіуси контура живлення і перепускної свердловини відповідно, м; T_1

– пластова температура нестійкого колектора, К;

$$T_{cm} = 293 \text{ К}.$$

Якщо невідомий радіус контура живлення, то величина $R_{к1}$ замінюється на R_{np} і визначається за формулою

$$R_{np} = R_{c1} + 1,772\sqrt{\chi_1 t_1}, \quad (2.11)$$

де t_1 – тривалість роботи перепускної свердловини з нестійкого в стійкий колектор на даному режимі, с;

χ_1 – коефіцієнт п'єзопровідності нестійкого колектора, см²/с.

$$\chi_1 = k_1 P_{н_1} / \mu_1 m_1, \quad (2.12)$$

де k_1 – коефіцієнт проникності майкопського пласта, мкм²;

m_1 – коефіцієнт відкритої пористості майкопського пласта;

μ_1 – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при $P_{н1}(t)$ і T_1 , мПа с.

Для стійкого колектора умовний радіус впливу експлуатаційної свердловини (у метрах) можна оцінити за формулою [14]

$$R_{yc} = \sqrt{\frac{\chi_2 t}{0,135(1 - \delta_2^2) \frac{k_2 h_2}{\mu_2} \frac{P_{н2}^2(t)}{P_{ат}} \frac{1}{q_2(t)} + 0,67}}, \quad \delta_2(t) = \frac{P_{н2}(t)}{P_{к2}}, \quad (2.13)$$

де $P_{к2}, P_{н2}(t), P_{ат}$ – відповідно початковий, поточний пластовий тиск у стійкому колекторі і атмосферний тиск, МПа;

$q_2(t)$ – дебіт газу експлуатаційної свердловини з N-1т, тис. м³/д;

t – час роботи, год; $\delta_2(t)$ – задане умовне відношення поточного $P_{н2}$ і початкового $P_{к2}$ пластових тисків стійкого колектора.

Результати розрахунку умовного радіуса впливу в нестійкому та стійкому колекторі для перепускної, експлуатаційної вертикальної і горизонтальної свердловин за початкових умов наведені в табл. 2.3, 2.4, 2.5.

Таблиця 2.3

Результати розрахунку умовного радіуса впливу $R_{ум1}$ для перепускної свердловини з майкопського покладу М-5 в тортонський поклад

Середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення перепускної свердловини в М-5, $P_{н1}$	МПа	8,20
Початковий пластовий тиск в М-5, $P_{к1}$	МПа	10,60
Атмосферний тиск, $P_{ат}$	МПа	0,1013
Середньозважена ефективна газонасичена товщина М-5, h_1	м	16,00
Початковий дебіт газу перепускної свердловини з М-5 в N-1т, q_1	тис.м ³ /д	90
Коефіцієнт проникності в М-5, k_1	мкм ²	0,5
Коефіцієнт пористості в М-5, m_1	-	0,2

Продовження табл. 2.3

Динамічний коефіцієнт в'язкості газу в М-5, m_1	МПа х с	0,012
Час, t	рік	24
Коефіцієнт п'єзопровідності пласта, χ_1	м ² /с	16753,03
Задане відношення поточного і початкового пластового тиску, δ_1	-	0,7736
$R_{ум1}$ - умовний радіус впливу перепускної свердловини в майкопському покладі М-5, м	м	12,40

Таблиця 2.4

Результати розрахунку умовного радіуса впливу $R_{ум2}$ для експлуатаційної вертикальної свердловини з тортонського покладу

Середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення експлуатаційної похилої свердловини в N-1t, $P_{н2}$	МПа	6,20
Початковий пластовий тиск в N-1t, $P_{к2}$	МПа	6,60
Атмосферний тиск, $P_{ат}$	МПа	0,1013
Середньозважена ефективна газонасичена товщина N-1t, h_2	м	2,50
Початковий дебіт газу експлуатаційної похилої свердловини з N-1t, q_2	тис.м ³ /д	40
Коефіцієнт проникності в N-1t, k_2	мкм ²	0,5
Коефіцієнт пористості в N-1t, m_2	-	0,2
Динамічний коефіцієнт в'язкості газу в N-1t, m_2	МПа х с	0,012
Час, t	рік	24
Коефіцієнт п'єзопровідності пласта (провідність тиску), що характеризує тип перерозподілу тиску, χ_2	м ² /с	12666,92
Задане відношення поточного і початкового пластового тиску, δ_2	-	0,9394
$R_{ум2}$ - умовний радіус впливу похилої свердловини в тортонському покладі N-1t, м	м	44,37

Для забезпечення роботи перепускної свердловини без руйнування пласта необхідно створити градієнт тиску в радіусі $R_{1кр}$, що не перевищує критичний.

Якщо позначити критичний градієнт тиску газу $\alpha = \left. \frac{dp_1}{dr} \right|_{кр}$, то критични

дебіт при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу визначатиме за формулою [14]

$$q_{1кр}(t) = \frac{a^* R_{1кр}}{2b^*} \left[-1 + \sqrt{\frac{4\alpha b^*}{a^{*2}}} \right], \quad (2.14)$$

$$\text{де } a^* = \frac{A}{[2Rc^* \text{Ln}(R\kappa / Rc)]}, \quad b^* = \frac{B}{2Rc^2 \left(\frac{1}{Rc} - \frac{1}{R\kappa} \right)}, \quad (2.15)$$

Параметр α – основний показник при встановленні технологічного режиму роботи свердловини в умовах руйнування пласта. Він визначається для кожного газоносного колектора, здатного руйнуватися при експлуатації свердловин.

Таблиця 2.5

Результати розрахунку умовного радіуса впливу $R_{ум3}$ для експлуатаційної горизонтальної свердловини з тортонського покладу

Середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення експлуатаційної горизонтальної свердловини в N-1t, $P_{н3}$	МПа	6,20
Початковий пластовий тиск в N-1t, $P_{к3}$	МПа	6,60
Атмосферний тиск, $P_{ат}$	МПа	0,1013
Середньозважена ефективна газонасичена товщина N-1t, h_3	М	2,50
Початковий дебіт газу експлуатаційної похилої свердловини з N-1t, q_3	тис.м ³ /д	250
Коефіцієнт проникності в N-1t, k_3	мкм ²	0,5
Коефіцієнт пористості в N-1t, m_3	-	0,2
Динамічний коефіцієнт в'язкості газу в N-1t, μ_3	мПа х с	0,012
Час, t	рік	24
Коефіцієнт п'єзопровідності пласта (провідність тиску), що характеризує тип перерозподілу тиску, χ_3	м ² /с	12666,92
Задане відношення поточного і початкового пласта тиску, δ_3	-	0,9394
$R_{ум3}$ - умовний радіус впливу горизонтальної свердловини в тортонському покладі N-1t, м	м	109,67

Результати розрахунку критичного дебіту газу $q_{1кр}(t)$ перепускної свердловини з нестійкого колектора в стійкий колектор (формула 2.14) для колон діаметром 146 мм, 168 мм, 245 мм при градієнті тиску 0,5–10 МПа/м і заданих величинах коефіцієнтів фільтраційних опорів A_1 і B_1 наведено в табл. 2.6 і на рис. 2.2.

Таблиця 2.6

Градiєнт тиску, критичний дебіт, допустима депресія, швидкість руху газу на вибої свердловини дебіт газу для експлуатаційної колони 245 мм, 168 мм, 146 мм перепускної свердловини з М-5 в N-1т

	245 мм (внутрішній діаметр 216 мм)	168 мм (внутрішній діаметр 140,3 мм)	146 мм (внутрішній діаметр 124 мм)
α (градієнт тиску), МПа/м	3,5	5,0	5,5
$P_{пл}$, МПа	8,14	8,14	8,14
P_y , МПа	6,16	6,16	6,16
A , МПа ² х д/тис.м ³	0,15	0,15	0,15
B , (МПа ² х д/тис.м ³) ²	0,00142	0,00142	0,00142
a^* , МПа ² х д х м/тис.м ³	0,05442	0,06385	0,06726
b^* , (МПа ² х д х м/тис.м ³) ²	0,00319	0,00385	0,0041
R_c , м	0,2225	0,184	0,173
R_k , м	109	109	109
$d_{вн}$, м	0,216	0,1403	0,124
F , м ²	0,03662	0,01545	0,01207
L , м	209	209	209
ρ , кг/м ³	0,559	0,559	0,559
λ	0,4	0,4	0,4
$Z_{ср}$	0,85	0,85	0,85
$T_{ср}$, К	300	300	300
T_z , К	300	300	300
$2S$	0,03129	0,03129	0,03129
e^{2S}	1,03179	1,03179	1,03179
$q_{кр}$ (критичний дебіт), тис.м ³ /д	110,784	106,725	103,636
$P_{виб}$, МПа	6,26	6,27	6,29
δ (допустима депресія), МПа	2,39	2,25	2,15
v (швидкість руху газу на вибої свердловини), м/с	0,5	1,14	1,42
q (дебіт газу), тис.м ³ /д	95,35	94,84	94,40

Розрахунок тиску на вибої $P_{cl}(t)$ перепускної свердловини з нестійкого колектора і допустимої депресії δ_1 зведені в табл. 2.7 і наведені на рисунку 2.7 (D=146 мм, $d_{вн}$ =124 мм; D=168 мм, $d_{вн}$ =140.3 мм; D=245 мм, $d_{вн}$ =216 мм).

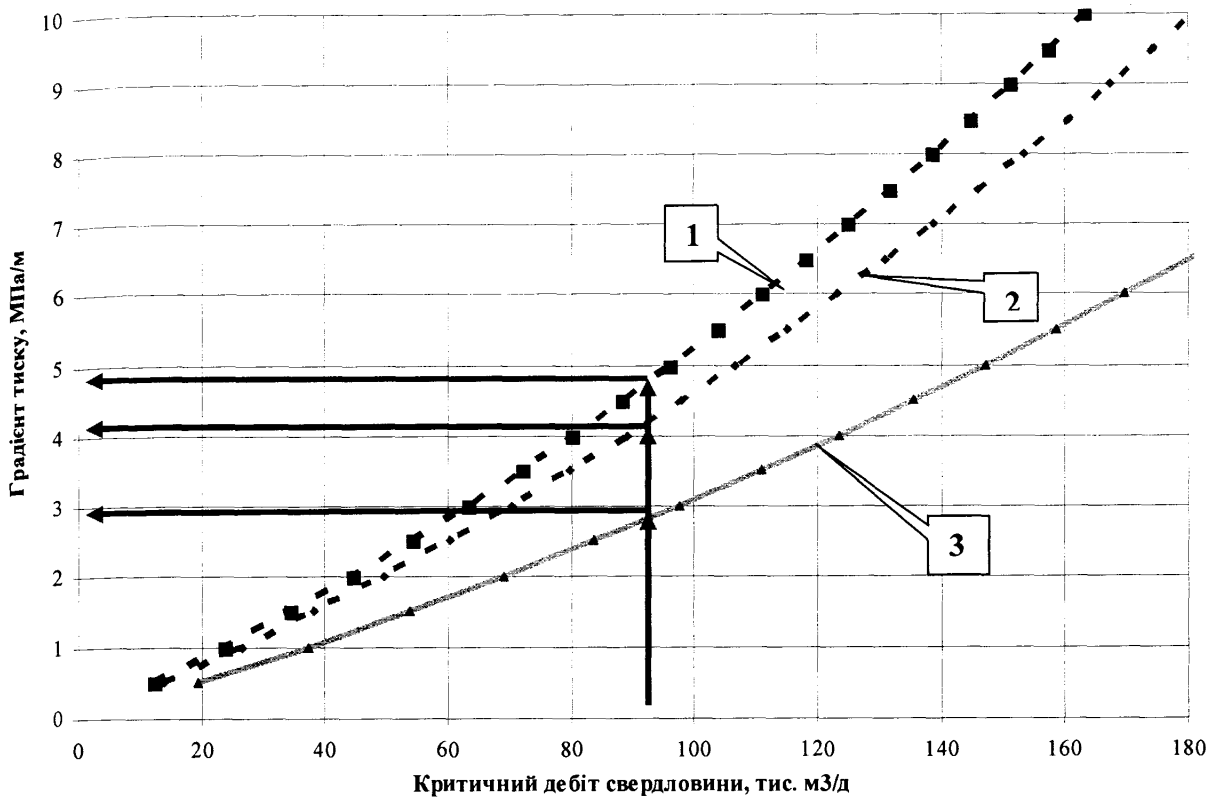


Рис. 2.2. Залежність критичного дебіту свердловини від градієнта тиску для фонтанних колон умовним діаметром 146 мм (1), 168 мм (2), 245 мм (3)

Вибійний тиск перепускної свердловини при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу визначаємо за формулою [10]

$$P_{c_1}(t) = \sqrt{P_{c_2}^2(t)e^{2s} + 0,0133\lambda \frac{Z^2 T^2}{d_g^5} (e^{2s} - 1) q_1^2(t)}, \quad (2.17)$$

де λ - безрозмірний коефіцієнт гiдралiчного опору;

d_g - внутрішній діаметр фонтанних труб (експлуатаційної колони) перепускної свердловини, см;

$q_1(t)$ - дебіт газу перепускної свердловини при 20°C і 760 мм рт. ст., тис.м³/д;

Z - коефіцієнт стисливості газу при середніх P і T ;

$P_{c_1}(t), P_{c_2}(t)$ - відповідно вибійний тиск у нестійкому колекторі і гирловий тиск у

стійкому колекторі перепускної свердловини, МПа;
 T - середня температура газу, К;
 e - основа натурального логарифма $e = 2,7183$.

$$S_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L_1}{Z_{cp} T_{cp}}, \quad (2.18)$$

де $\bar{\rho}$ - відносна густина газу;

L_1 - глибина перепускної свердловини від майкопського до тортонського покладу, м.

Залежно від конструкції перепускної свердловини визначаємо швидкість руху газу $v_{кр}(t)$ на вибої нестійкого колектора. Вибираємо оптимальний діаметр експлуатаційної колони і оптимальну конструкцію перепускної свердловини [7].

При перепуску газу з нестійкого колектора в стійкий колектор необхідно розрахувати такий діаметр експлуатаційної колони (фонтанних труб), при якому не відбувається руйнування привибійної зони при максимально можливому дебіті і максимально можливій депресії тиску ($\delta_{початкове} = 8,2 - 6,4 = 1,8$ МПа).

Утворення піщаної пробки безпосередньо пов'язане з вибором діаметра фонтанних труб, розподілом дебіту в інтервалі гравійного фільтра (на вибої) і дебітом перепускної свердловини.

Швидкість руху газу на вибої перепускної свердловини при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу $v(t)$ при відомому критичному дебіті $q_{1кр}(t)$ визначаємо за формулою [52]

$$v(t) = \frac{0,52 q_{1кр}(t) T_2 Z_2}{d_1^2 P_{c_2}(t)} \quad (2.19)$$

де $v(t)$ – швидкість руху газу на вибої перепускної свердловини, м/с;

$q_{\text{кр}}(t)$ – дебіт (критичний), тис. м³/д;

d_1 – діаметр фонтанних труб (експлуатаційної колони) перепускної свердловини, см;

$P_{c2}(t)$ – тиск у стійкому колекторі перепускної свердловини, МПа;

T_2 – температура газу у стійкому колекторі перепускної свердловини, К;

Z_2 – коефіцієнт стисливості при P_{c2} і T_2 .

Розрахунок швидкості руху потоку газу $v(t)$ на вибої перепускної свердловини в нестійкому колекторі (формула (2.19)) і дебіту газу $q_1(t)$ (формула (2.14)) зведені в табл. 2.7 та рис. 2.3 ($D=146$ мм, $d_{\text{вн}}=124$ мм; $D=168$ мм, $d_{\text{вн}}=140.3$ мм; $D=245$ мм, $d_{\text{вн}}=216$ мм).

Таблиця 2.7

Розрахунок дебіту газу перепускної свердловини, при якому краплі рідини критичного діаметра виноситимуться з вибою свердловини

T	π	d_1, м	$P_{c1}(t)$, МПа	P_o, МПа	Z_1	Z_o	T_1, К	T_o, К	$Q_{\text{min}}(t)$, тис.м³/д
Початкові умови	3,1	0,216	8,2	0,1	0,85	1	300	293	31,15

При заданому діаметрі НКТ зміна у часі дебіту перепускної свердловини при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу $Q_1(t)$, що забезпечує винесення крапель рідини з вибою свердловини, визначається методом послідовних наближень [57].

Винесення крапель рідини з вибою перепускної свердловини з нестійкого колектора в стійкий колектор характеризується тим, що розмір і форма краплі змінюються при зміні температури і тиску. Підвищення тиску в області прояву прямих процесів конденсації та випаровування призводить до збільшення розміру краплі. Збільшення температури призводить до зменшення розміру краплі в результаті випаровування рідини з її поверхні. Збереженню розміру краплі сприяє поверхневий натяг σ , зменшенню розміру, подрібненню краплі – швидкісний

напір.

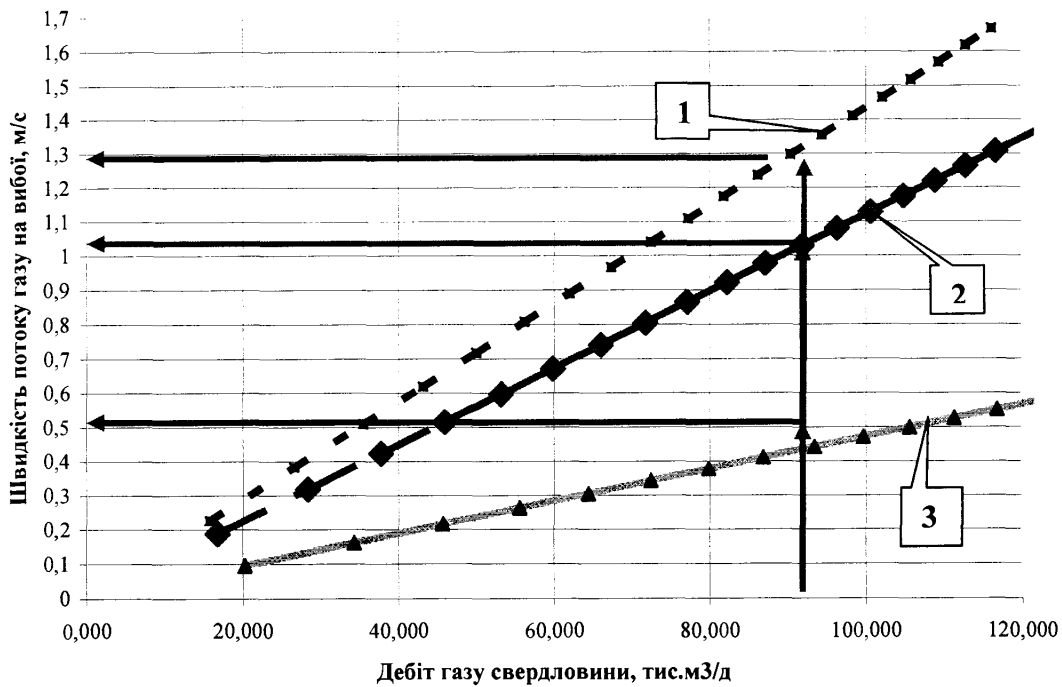


Рис. 2.3. Залежність швидкості руху потоку газу від дебіту газу для фонтанних колон умовним діаметром 146 мм (1), 168 мм (2), 245 мм (3)

Використовуємо нижченаведену формулу для розрахунку дебіту газу перепускної свердловини, при якому краплі рідини критичного діаметра виноситимуться з вибою свердловини [57] (див. табл. 2.7)

$$Q_{\min}(t) = 10(45 - 0,455P_c(t))^{1/4} P_c^{1/2}(t) \left(\frac{\pi d_1^2}{4} \frac{Z_0 T_0 P_c(t)}{Z_1 T_1 P_0} \right), \quad (2.20)$$

де $Q_{\min}(t)$ - мінімально необхідний дебіт перепускної свердловини, при якому краплі рідини виноситимуться з вибою перепускної свердловини, тис.м³/д;

d_1 - внутрішній діаметр НКТ, м;

$P_c(t)$ - тиск на вибої перепускної свердловини у нестійкому колекторі, МПа;

Z_1 - коефіцієнт стисливості газу в нестійкому колекторі;

T_1 - середня температура газу на вибої перепускної свердловини, К;

$$p_0 = 0,1 \text{ МПа}; Z_0 = 1; T_0 = 293 \text{ К}.$$

При організації внутрішньосвердловинного перепуску газу результати розрахунків дозволяють зробити наступні висновки:

1. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм, при різному критичному дебіті $q_{1,кр} = 103,6; 106,7; 110,7$ тис.м³/д і депресії тиску $\Delta P = 2,1; 2,2; 2,4$ МПа, градієнт тиску значно менший ($\alpha = 3,5$ МПа/м), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($\alpha = 5,5$ МПа/м) і 168 мм ($\alpha = 5,0$ МПа/м).

2. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм, при різному дебіті $q_1 = 96,53; 96,97; 97,47$ тис.м³/доб і значно меншим градієнтом тиску $\alpha = 3,5$ МПа/м (у колоні 146 мм $\alpha = 5,5$ МПа/м, у колоні 168 мм $\alpha = 5,0$ МПа/м), допустима депресія $\delta_1 = 2,4$ МПа (тоді як в експлуатаційній колоні 146 мм $\delta_1 = 2,26$ МПа, а в колоні 168 мм $\delta_1 = 2,16$ МПа).

3. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм, при різному вибійному тиску P_{c1} і допустимій депресії $\delta_1 = 2,16; 2,26; 2,4$ МПа, при градієнті тиску α значно меншим ($\alpha = 3,5$ МПа/м), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($\alpha = 5,5$ МПа/м) і 168 мм ($\alpha = 5,0$ МПа/м), при рівному дебіті газу ($q_1 = 97,47$ тис.м³/д в колоні 245 мм, $q_1 = 96,97$ тис.м³/д в колоні 168 мм і $q_1 = 96,53$ тис.м³/д в колоні 146 мм), маємо швидкість руху потоку газу на вибої меншу ($v = 0,5$ м/с), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($v = 1,15$ м/с) і 168 мм ($v = 1,43$ м/с), що зменшує ймовірність руйнування привибійної зони перепускної свердловини в нестійкому колекторі.

4. Дебіт перепускної свердловини з експлуатаційною колоною 245 мм, при якому краплі рідини виноситимуться з вибою, повинен бути не менше ніж 31,15 тис.м³/д.

Побудуємо фізико-математичну модель, що дозволяє розраховувати основні показники розробки газового багатопластового родовища при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого коректора у стійкий колектор через перепускні свердловини і відборі всього газу зі стійких колекторів

через видобувні свердловини [1 – 3, 9, 10, 12, 14, 23, 27, 29, 31, 37, 42, 48, 57, 69, 70, 72, 73, 75, 76, 80 – 82, 85, 86, 90, 92 – 95].

Визначаємо оптимальні умови перепуску газу з нестійкого (майкопського) колектора в стійкий (тортонських) колектор за умов, указаних у табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Вихідні дані для розрахунків параметрів перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад

Початкові вилучені запаси газу з майкопського (М-5) покладу, Q_{M-5}	млн. м ³	3681
Початкові вилучені запаси газу з тортонського (N-1t) покладу, Q_{N-1t}	млн. м ³	770
Початковий пластовий тиск у майкопському покладі М-5, $P_{к1}$	МПа	10,60
Початковий пластовий тиск у тортонському покладі N-1t, $P_{к2}$	МПа	6,60
Середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення перепускну свердловини в М-5 (максимально можливий тиск у перепускну свердловині в N-1t), $P_{н1}$	МПа	8,20
Середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення перепускну свердловини в N-1t, $P_{н2}$	МПа	6,20
Атмосферний тиск, $P_{ат}$	МПа	0,1013
Об'єм порового простору в N-1t, Ω_2	м ³	54000000
Середньозважена ефективна газонасичена товщина М-5, h_1	м	16,00
Середньозважена ефективна газонасичена товщина N-1t, h_2	м	2,50
Радіус горизонтальної свердловини з N-1t, R_{c2}	м	0,0395
Радіус перепускну свердловини з М-5 в N-1t, R_{c1}	м	0,108
Внутрішній діаметр експлуатаційної колони 245 мм перепускну свердловини з М-5 в N-1t, d_1	м	0,216
	см	21,6
Внутрішній діаметр насосно-компресорних труб 89 мм горизонтальної свердловини з N-1t, d_2	м	0,079
	см	7,9
Відстань між покрівлею майкопського покладу М-5 і подошвою тортонського покладу N-1t, L_1	м	195
Відстань від покрівлі тортонського покладу N-1t до гирла горизонтальної свердловини, L_2	м	610
Середня температура газу в перепускну свердловині з М-5 в N-1t, T_1	К	300
	°С	27

Продовження табл. 2.8

Середня температура газу в горизонтальній свердловині з N-1t, T_2	К	300
	°С	27
Коефіцієнт проникності в М-5, k_1	мкм ²	0,5
Коефіцієнт проникності в N-1t, k_2	мкм ²	0,5
Коефіцієнт пористості в М-5, m_1	-	0,2
Коефіцієнт пористості в N-1t, m_2	-	0,2
Коефіцієнт динамічної в'язкості газу в М-5, μ_1	МПа х с	0,012
Коефіцієнт динамічної в'язкості газу в N-1t, μ_2	МПа х с	0,012
Коефіцієнт гідравлічного опору труб перепускної свердловини з М-5 в N-1t, λ_1	-	0,4
Коефіцієнт гідравлічного опору труб горизонтальної свердловини з N-1t, λ_2	-	0,4
Відносна густина газу по повітрю, Δ	-	0,559
Коефіцієнт надстисливості газу, Z	-	0,85
Коефіцієнт фільтраційного опору майкопського покладу, B_1	(МПа ² х д/ тис.м ³) ²	0,00142
Коефіцієнт фільтраційного опору майкопського покладу, A_1	МПа ² х д/ тис.м ³	0,15
Коефіцієнт фільтраційного опору тортонського покладу, B_2	(МПа ² х д/ тис.м ³) ²	0,000629
Коефіцієнт фільтраційного опору тортонського покладу, A_2	МПа ² х д/ тис.м ³	0,138
π	-	3,14

Відомі необхідні для розрахунків параметри. Зокрема, за даними досліджень свердловин у період дослідно-промислової експлуатації встановлена продуктивна характеристика кожного пласта. Потрібно визначити основні показники розробки багатопластового газового родовища.

Припустимо, що фільтрація газу в пластах ізотермічна, плоскорадіальна, закон фільтрації газу – нелінійний (див. рис. 2.1).

Рівняння матеріального балансу газу при перепуску його з нестійкого колектора у стійкий колектор запишемо в наступному вигляді [9]

$$q_1(t)dt = \Omega_2 d(P(t)/Z_2), \quad (2.21)$$

де $q_1(t)$ – середній дебіт перепускних свердловин, що сполучають нестійкий колектор зі стійким колектором; м³/д;

Ω_2 – газонасичений об'єм порового простору стійкого колектора, м³;

$P(t) = \frac{P_{H_2}(t)T_{cm}}{P_{am}T_{nl}}$ – безрозмірний середньозважений тиск за об'ємом порового простору стійкого колектора;

Z_2 – коефіцієнт стисливості газу.

Балансові початкові запаси газу [13, 88] в нестійкому (майкопському) колекторі - 4909 млн.м³, у стійкому (тортонському) колекторі - 174 млн.м³.

Уточнені об'ємним методом початкові запаси газу в майкопському покладі - 5887 млн.м³, у тортонському покладі - 168 млн.м³ [61].

У майкопському покладі запаси газу відрізняються на 19,92%, а в тортонському покладі - на 3,5%. Проте промислові дані про зміну пластового тиску залежно від кількості відібраного газу свідчать про можливу невідповідність фактичних і затверджених запасів газу щодо темпів зниження пластового тиску. В майкопському покладі спостерігається більший темп зниження пластового тиску, що може бути пов'язано як із завищенням початкових запасів газу, так із нерівномірним дренаванням майкопських покладів за площею. В умовах слабопроникних колекторів і групового розміщення видобувних свердловин у радіусі близько 1200 м у процесі розробки майкопського покладу утворюються дві зони: активна зона, в якій розміщені свердловини, і пасивна, периферійна зона, в якій відсутні свердловини, і з якої газ в процесі розробки покладу перетікає в активну зону. Внаслідок низької проникності колекторів газ із пасивної зони не встигає перетікати в активну зону, яка призводить до "заниження" значень тиску газу в активній зоні [12].

Приймаємо початкові запаси газу нестійкого колектора в об'ємі 75% від балансових запасів - $0,75 \times 4909 = 3681$ млн.м³.

Запаси газу для стійкого колектора, дорівнюють біля 1026 млн.м³.

Приймаємо для розрахунків запаси газу стійкого колектора в об'ємі 75% від розрахованих запасів: $0,75 \times 1026 = 770$ млн.м³ [61].

Інтегруючи рівняння (2.21) від 0 до t і від P_n до, одержимо [9]

$$Q_3(t) = \int_0^t q_1(t) dt = \Omega_2 \left(\frac{P_{c_2}(t)}{Z_2} - \frac{P_{n_1}(t)}{Z_2} \right), \quad (2.22)$$

де $Q_3(t)$ - максимальний об'єм газу, що перепускається з нестійкого колектора у стійкий колектор за період часу t ;

$P_{c_2}(t)$ - тиск на гирлі перепускної свердловини з нестійкого у стійкий колектор, МПа;

$P_{n_1}(t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні дренування експлуатаційної свердловини в нестійкому колекторі, МПа.

Виходячи з рівняння припливу реального газу до свердловини з нестійкого колектора у стійкий колектор [9]

$$P_{n_1}^2(t) - P_{c_1}^2(t) = A_1 q_1(t) + B_1 q_1^2(t), \quad (2.23)$$

і рівняння технологічного режиму експлуатації свердловини стосовно нестійкого колектора

$$P_{n_1}(t) - P_{c_1}(t) = \delta_1(t), \quad (2.24)$$

визначаємо дебіт газу q_1 з нестійкого колектора в початковий момент часу

$$q_1(t) = -\frac{A_1}{2B_1} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2B_1}\right)^2 + \frac{\delta_1(2P_{n_1}(t) - \delta_1(t))}{B_1}}, \quad (2.25)$$

Знаходимо вибійний тиск перепускної свердловини $P_{c_1}(t)$, використовуючи рівняння припливу газу до перепускної свердловини в нестійкому колекторі

$$P_{c_1}(t) = \sqrt{P_{n_1}^2(t) - A_1 q_1(t) - B_1 q_1^2(t)}, \quad (2.26)$$

Для наближеного визначення тиску $P_{c_2}(t)$ на гирлі (у стійкому колекторі) перепускної свердловини з нестійкого колектора у стійкий колектор при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з постійним темпом використовуємо наступні формули [9, 10, 14]

$$P_{c_2}(t) = \sqrt{\frac{P_{c_1}^2(t) - 0,0133 \lambda_1 \frac{Z_1^2 T_1^2}{10^2 d_1^5} (e^{2s_1} - 1) \left(\frac{Q_1}{n_1}\right)^2(t)}{e^{2s_1}}}, \quad (2.27)$$

$$Q_1(t) = q_1(t) * n_1, \quad (2.28)$$

$$Q_2(t) = q_2(t) * n_2,$$

де $n_1(t), n_2(t)$ – кількість перепускних свердловин з нестійкого у стійкий колектор та горизонтальних свердловин з стійкого колектора;

$Q_1(t), Q_2(t)$ – сумарний дебіт перепускних свердловин з нестійкого у стійкий колектор та горизонтальних свердловин з стійкого колектора, тис.м³/д.

Визначаємо дебіт газу $q_2(t)$ з другого пласта за формулою [14]

$$q_2(t) = -\frac{A_2}{2B_2} + \sqrt{\left(\frac{A_2}{2B_2}\right)^2 + \frac{P_{n_2}^2(t) - P_{c_2}^2(t)}{B_2}}. \quad (2.29)$$

Тиск на вибої $P_{c_3}(t)$ експлуатаційної свердловини зі стійкого колектора при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу визначимо за формулою

$$P_{c_3}(t) = \sqrt{P_{c_2}^2(t) - A_2 \left(\frac{Q_2}{n_2}(t) - \frac{Q_1}{n_1}(t) \right) - B_2 \left(\frac{Q_2}{n_2}(t) - \frac{Q_1}{n_1}(t) \right)^2}. \quad (2.30)$$

Знаходимо гирловий тиск горизонтальної свердловини $P_e(t)$ зі стійкого колектора, використовуючи рівняння руху газу по стовбуру горизонтальної свердловини

$$P_e(t) = \sqrt{\frac{P_{c_3}^2(t) - 0,0133\lambda_2 \frac{Z_2^2 T_2^2}{10^2 d_2^5} (e^{2s_2} - 1) \left(\frac{Q_2}{n_2} \right)^2(t)}{e^{2s_2}}}. \quad (2.31)$$

Знайдене рішення задачі на початковий момент дозволяє перейти до визначення показників розробки багатопластового газового родовища шляхом внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого колектора у стійкий колектор через сітку перепускних свердловин і відбору газу зі стійкого колектора через горизонтальні свердловини з інтервалами часу Δt . Розглядаємо визначення показників розробки на будь-який момент у припущенні, що відомо рішення задачі на попередній (початковий) момент.

На момент t для нестійкого колектора маємо наступну систему початкових рівнянь [9]

$$A_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) + B_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 (t) = P_{n_1}^2(t) - P_{c_1}^2(t), \quad (2.32)$$

$$0,0133\lambda_1 \frac{Z_1^2 T_1^2}{10^2 d_1^5} (e^{2s_1} - 1) \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 (t) = P_{c_1}^2(t) - P_{c_2}^2(t) e^{2s_1}, \quad (2.33)$$

$$P_{n_1}(t) - P_{c_1}(t) = \delta_1(t). \quad (2.34)$$

Відповідно для стійкого колектора при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу маємо [автор]

$$A_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) + B_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) = P_{c_2}^2(t) - P_{c_3}^2(t), \quad (2.35)$$

$$0,0133\lambda_2 \frac{Z_2^2 T_2^2}{10^2 d_2^5} (e^{2S_2} - 1) \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) = P_{c_3}^2(t) - P_2^2(t) e^{2S_2}, \quad (2.36)$$

Позначимо

$$\theta_1 = 0,0133\lambda_1 \frac{Z_1^2 T_1^2}{10^2 d_1^5} (e^{2S_1} - 1), \quad \theta_2 = 0,0133\lambda_2 \frac{Z_2^2 T_2^2}{10^2 d_2^5} (e^{2S_2} - 1), \quad (2.37)$$

$$2S_1 = 0,0683 \Delta L_1 / (Z_1 T_1), \quad 2S_2 = 0,0683 \Delta L_2 / (Z_2 T_2).$$

Після складання рівнянь (2.32, 2.33, 2.35, 2.36) одержимо залежність розробки багатопластового газового родовища шляхом внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого колектора у стійкий колектор через перепускну свердловину і відбору газу зі стійкого колектора

$$\begin{aligned} & A_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) + B_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 (t) + \theta_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 (t) + A_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) + \\ & + B_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) + \theta_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) = \\ & = P_{n_1}^2(t) - P_{c_2}^2(t) e^{2S_1} + P_{c_2}^2(t) - P_2^2(t) e^{2S_2} \end{aligned}, \quad (2.38)$$

$$P_2(t) = \sqrt{P_{n_1}^2(t) + P_{c_2}^2(t) - P_{c_2}^2(t) e^{2S_1} - A_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) - B_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 - \theta_1 \left(\frac{Q_1}{n_1} \right)^2 - A_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) - B_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t) - \theta_2 \left(\frac{Q_2}{n_2} \right) (t) - \left(\frac{Q_1}{n_1} \right) (t)}, \quad (2.39)$$

де $q_1(t)$ - дебіт перепускну свердловини з нестійкого колектора в стійкий колектор, тис.м³/д;

$q_2(t)$ - дебіт горизонтальної свердловини зі стійкого колектора, тис.м³/д;

$Q_1(t)$ - сумарний дебіт перепускних свердловин з нестійкого колектора у стійкий колектор, тис.м³/д;

$Q_2(t)$ - сумарний дебіт експлуатаційних свердловин із стійкого колектора, тис.м³/д;

$P_{н1}(t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення перепускної свердловини в нестійкому колекторі в момент часу t , МПа;

$P_{c1}(t)$ - тиск на вибої перепускної свердловини в нестійкому колекторі, МПа;

$P_{н2}(t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні впливу перепускної свердловини в стійкому колекторі в момент часу t , МПа;

$P_{c2}(t)$ - поточний тиск на гирлі перепускної свердловини у стійкому колекторі, МПа;

$P_{c3}(t)$ - тиск на вибої горизонтальної свердловини у стійкому колекторі, МПа;

$q_1(t)$ - дебіт перепускної свердловини з нестійкого колектора у стійкий колектор, тис.м³/д;

$q_2(t)$ - дебіт горизонтальної свердловини зі стійкого колектора, тис.м³/д;

A_1, A_2 - коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони нестійкого і стійкого колекторів, МПа² х д/тис.м³;

B_1, B_2 - коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони нестійкого і стійкого колекторів, (МПа² х д/тис.м³)²;

Z_1, Z_2 - коефіцієнти стисливості газу нестійкого і стійкого колекторів;

T_1, T_2 - середня температура газу в перепускній свердловині нестійкого колектора і горизонтальній свердловині стійкого колектора, К;

λ_1, λ_2 - коефіцієнти гідравлічного опору фонтанних труб;

L_1 - відстань між серединами інтервалу перфорації нестійкого і стійкого колекторів у перепускній свердловині, м;

L_2 – довжина фонтанних труб у горизонтальній свердловині зі стійкого колектора, м;

d_1, d_2 – внутрішній діаметр фонтанних труб у перепускній свердловині нестійкого колектора і горизонтальній свердловині стійкого колектора, см;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу.

Безпосереднє визначення за рівняннями (2.35 – 2.37), (2.38 – 2.39) припливу газу з нестійкого і стійкого колекторів у момент часу t не представляється можливим, оскільки невідомо, як перерозподілиться перепуск і відбір газу на момент часу t .

Тому при розрахунках у першому наближенні кількість газу з нестійкого колектора і видобуту кількість газу зі стійкого колектора, що перепускається, оцінюємо за формулами [9]

$$\begin{aligned} Q_{nep}(t) &\approx Q_{nep}(t - \Delta t) + n_1(t - \Delta t)q_1(t - \Delta t)\Delta t, \\ Q_{доб}(t) &\approx Q_{доб}(t - \Delta t) + n_2(t - \Delta t)q_2(t - \Delta t)\Delta t, \end{aligned} \quad (2.40)$$

де n_1 - кількість перепускних свердловин, шт.;

n_2 - кількість горизонтальних свердловин, шт.

Тоді при розв'язуванні системи рівнянь (2.32 – 2.34) знаходимо $P_{n_1}(t), P_{c_1}(t), q_1(t), P_{c_2}(t)$.

У результаті розв'язування системи рівнянь (2.36 – 2.37) обчислюємо $P_{n_2}(t), P_{c_3}(t), q_2(t), P_{c_2}(t)$.

Потрібне число перепускних свердловин з нестійкого колектора у стійкий колектор визначаємо за формулою

$$n_1(t) = \frac{Q_1(t)}{q_1(t)}. \quad (2.41)$$

Потрібне число горизонтальних свердловин зі стійкого колектора

визначаємо за формулою

$$n_2(t) = \frac{Q_2(t)}{q_2(t)}. \quad (2.42)$$

Далі розраховуємо показники розробки у другому наближенні за формулами

$$Q_1(t) = Q_1(t - \Delta t) + [n_1(t - \Delta t)q_1(t - \Delta t) + n_1(t)q_1(t)] \frac{\Delta t}{2}, \quad (2.43)$$

$$Q_2(t) = Q_2(t - \Delta t) + [n_2(t - \Delta t)q_2(t - \Delta t) + n_2(t)q_2(t)] \frac{\Delta t}{2}, \quad (2.44)$$

Проведення розрахунків у вказаній послідовності дозволили знайти залежності зміни в часі основних показників розробки багатопластового газового родовища при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого колектора у стійкий колектор та їх сумісної експлуатації через перепускні і горизонтальні свердловини.

На підставі науково-дослідної роботи з оптимізації облаштування і розробки Архангельського родовища [13] для технологічного і техніко-економічного розгляду вибрано два традиційних способи розробки газового родовища. Враховуючи геологічну будову і для створення рівномірної сітки розміщення перепускних свердловин, з метою вилучення максимальної кількості газу з нестійкого майкопського колектора, розглянуто два варіанти внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини з нестійкого майкопського колектора в стійкий тортонський колектор і відбору всього газу через горизонтальні свердловини зі стійкого тортонського колектора. За формулами (2.21 – 2.44) розраховуємо основні параметри розробки:

- перший традиційний спосіб – сітка свердловин Архангельського ГР для роздільної експлуатації майкопського покладу через існуючі свердловини з ЦТП-7 і вісім свердловин з БК-1 та експлуатації тортонського покладу з ЦТП-7;
- другий традиційний спосіб – сітка свердловин Архангельського ГР для

роздільної експлуатації майкопського покладу через існуючі свердловини з ЦТП-7 і вісім свердловин з БК-1, вісім свердловин з БК-2 та експлуатації тортонського покладу з ЦТП-7 через існуючі свердловини;

- варіант внутрішньосвердловинного перепуску газу – сітка свердловин з ЦТП-7 Архангельського ГР при сумісній експлуатації майкопського і тортонського покладів, через чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10, 11, 15 з тортонського покладу, шість перепускних свердловин з майкопського у тортонський поклад і три горизонтальні свердловини з тортонського покладу.

Результати розрахунків наведені у табл. 2.9 – 2.11 і рис. 2.4 – 2.9.

При першому традиційному способі маємо такі результати:

- З першого по шостий роки дорозробки необхідні значні фінансові та матеріальні ресурси для будівництва блок-кондуктора БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7 і лише після цього, використовуючи СПБУ, буріння восьми експлуатаційних свердловин на БК-1.

- З досвіду експлуатації свердловин майкопського покладу з ЦТП-7, при фактичному середньому дебіті газу експлуатаційної свердловини до 30 тис.м³/д (депресія тиску на пласт 1,18 МПа) термін розробки майкопського покладу до сумарного відбору газу 3651 млн. м³ (99% від прийнятих вилучених запасів) становитиме не менше 40 років.

- Фактичний середній дебіт експлуатаційної свердловини з тортонського покладу рівний 23 тис.м³/д (депресія тиску на пласт 0,52 МПа). Термін розробки тортонського покладу при сумарному відборі газу до 376 млн. м³ (49% від прийнятих вилучуваних запасів газу) становить близько 16 років. При цьому пластовий тиск у зоні дренавання трьома експлуатаційними свердловинами 10, 11, 15 знизиться до 2,29 МПа, що значно підвищить імовірність передчасного обводнення свердловин та виведення їх з експлуатації. Розрахунки та геологічна будова тортонського покладу показують, що неможливо відібрати затверджені запаси (770 млн.м³) з тортонського покладу, 51% від передбачуваних запасів газу залишаться ізольованими в пласті, оскільки зони перфорації свердловин 10, 11, 15

Перший традиційний слосіб – сітка свердловин Архангельського ГР для роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1 і торгонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10, 11, 15

з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10, 11, 15

рік	P _{пл} , МПа	Q _{М-5} тис. м ³ / д	Q ₁ , тис. м ³ / д	ΣQ _{М-5} , млн.м ³	P _{сі} , МПа	ΔP ₁ , МПа	P _{М-5} , МПа	q ₂ , тис.м ³	Св. N-1t п ₂ , шт.	Q ₂ N-1t, тис.м ³	ΣQ _{доб N-1t} , млн.м ³	P _{сз} виб, МПа	ΔP ₂ , МПа	P _{тир} N-1t, МПа	ΣQ _{М-5 i} N-1t, млн.м ³
1	8,32	29	0	85,05	7,98	0,34	7,78	23,0	3	69,0	25,185	6,36	0,27	5,66	110,23
2	8,21	29	0	95,63	7,86	0,35	7,66	22,8	3	68,4	50,151	5,54	0,31	4,88	145,78
3	8,10	29	0	106,22	7,75	0,35	7,55	22,6	3	67,8	74,898	4,89	0,34	4,25	181,11
4	7,96	29	30	160,60	7,04	0,92	6,85	22,4	3	67,2	99,426	4,35	0,38	3,73	260,03
5	7,79	29	30	214,99	6,85	0,94	6,67	22,2	3	66,6	123,735	3,91	0,41	3,29	338,72
6	7,64	29	30	313,17	6,67	0,96	6,48	22,0	3	66,0	147,825	3,53	0,45	2,91	461,00
7	7,49	29	30	411,36	6,50	0,99	6,31	21,8	3	65,4	171,696	3,21	0,48	2,58	583,05
8	7,35	29	30	509,54	6,34	1,01	6,15	21,6	3	64,8	195,348	2,92	0,52	2,28	704,89
9	7,21	29	30	607,73	6,18	1,03	6,00	21,4	3	64,2	218,781	2,67	0,55	2,01	826,51
10	7,08	29	30	705,91	6,03	1,05	5,85	21,2	3	63,6	241,995	2,45	0,59	1,77	947,91
11	6,96	29	30	804,10	5,88	1,07	5,71	21,0	3	63,0	264,990	2,25	0,62	1,54	1069,09
12	6,84	29	30	902,28	5,74	1,10	5,57	20,8	3	62,4	287,766	2,07	0,66	1,32	1190,05
13	6,73	29	30	1000,47	5,61	1,12	5,44	20,6	3	61,8	310,323	1,91	0,69	1,11	1310,79
14	6,62	29	30	1098,65	5,48	1,14	5,31	20,4	3	61,2	332,661	1,76	0,73	0,89	1431,31
15	6,52	29	30	1196,84	5,35	1,16	5,19	20,2	3	60,6	354,780	1,62	0,76	0,66	1551,62
16	6,42	29	30	1295,02	5,23	1,18	5,07	20,0	3	60,0	376,680	1,50	0,80	0,38	1671,70
17	6,32	29	30	1393,21	5,12	1,21	4,96								1393,21
18	6,23	29	30	1491,39	5,00	1,23	4,84								1491,39
19	6,14	29	30	1589,58	4,89	1,25	4,74								1589,58
20	6,06	29	30	1687,76	4,79	1,27	4,63								1687,76

Продовження табл. 2.9

рік	$P_{н1}$, МПа	Q_{M-5} тис. м ³ / д	q_1 , тис. м ³ / д	Св. БК-1	Q_1 , тис. м ³ / д	ΣQ_{M-5} , млн.м ³	$P_{с1}$, МПа	ΔP_1 , МПа	$P_{с2}$ М-5, МПа	$\Sigma Q_{M-5 i}$ N-It, млн.м ³
21	5,98	29	30	8	269	1785,95	4,68	1,29	4,53	1785,95
22	5,90	29	30	8	269	1884,13	4,58	1,32	4,43	1884,13
23	5,82	29	30	8	269	1982,32	4,49	1,34	4,34	1982,32
24	5,75	29	30	8	269	2080,50	4,39	1,36	4,24	2080,50
25	5,68	29	30	8	269	2178,69	4,30	1,38	4,15	2178,69
26	5,61	29	30	8	269	2276,87	4,21	1,40	4,07	2276,87
27	5,55	29	30	8	269	2375,06	4,12	1,43	3,98	2375,06
28	5,49	29	30	8	269	2473,24	4,04	1,45	3,90	2473,24
29	5,43	29	30	8	269	2571,43	3,96	1,47	3,82	2571,43
30	5,37	29	30	8	269	2669,61	3,88	1,49	3,74	2669,61
31	5,31	29	30	8	269	2767,80	3,80	1,51	3,66	2767,80
32	5,26	29	30	8	269	2865,98	3,72	1,54	3,59	2865,98
33	5,21	29	30	8	269	2964,17	3,65	1,56	3,51	2964,17
34	5,15	29	30	8	269	3062,35	3,57	1,58	3,44	3062,35
35	5,11	29	30	8	269	3160,54	3,50	1,60	3,37	3160,54
36	5,06	29	30	8	269	3258,72	3,43	1,62	3,30	3258,72
37	5,01	29	30	8	269	3356,91	3,37	1,65	3,24	3356,91
38	4,97	29	30	8	269	3455,09	3,30	1,67	3,17	3455,09
39	4,93	29	30	8	269	3553,28	3,24	1,69	3,11	3553,28
40	4,88	29	30	8	269	3651,46	3,17	1,71	3,04	3651,46

- віддалені від куполу і розташовані в зведенні покладу.

При другому традиційному способі маємо такі результати:

- З першого по дев'ятий роки дорозробки необхідно більше ніж у два рази, порівняно з першим стандартним способом, фінансових і матеріальних ресурсів для будівництва блок-кондуктора БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми експлуатаційних свердловин на БК-1, будівництва блок-кондуктора БК-2, підводного газопроводу від БК-2 до БК-1 і після цього будівництва ще восьми експлуатаційних свердловин з БК-2. Внаслідок значних фінансових витрат розробка родовища стає нерентабельною.

При варіанті внутрішньосвердловинного перепуску газу, при сумісній експлуатації майкопського і тортонського покладів через чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10, 11, 15 з тортонського покладу, шість перепускових свердловин з майкопського у

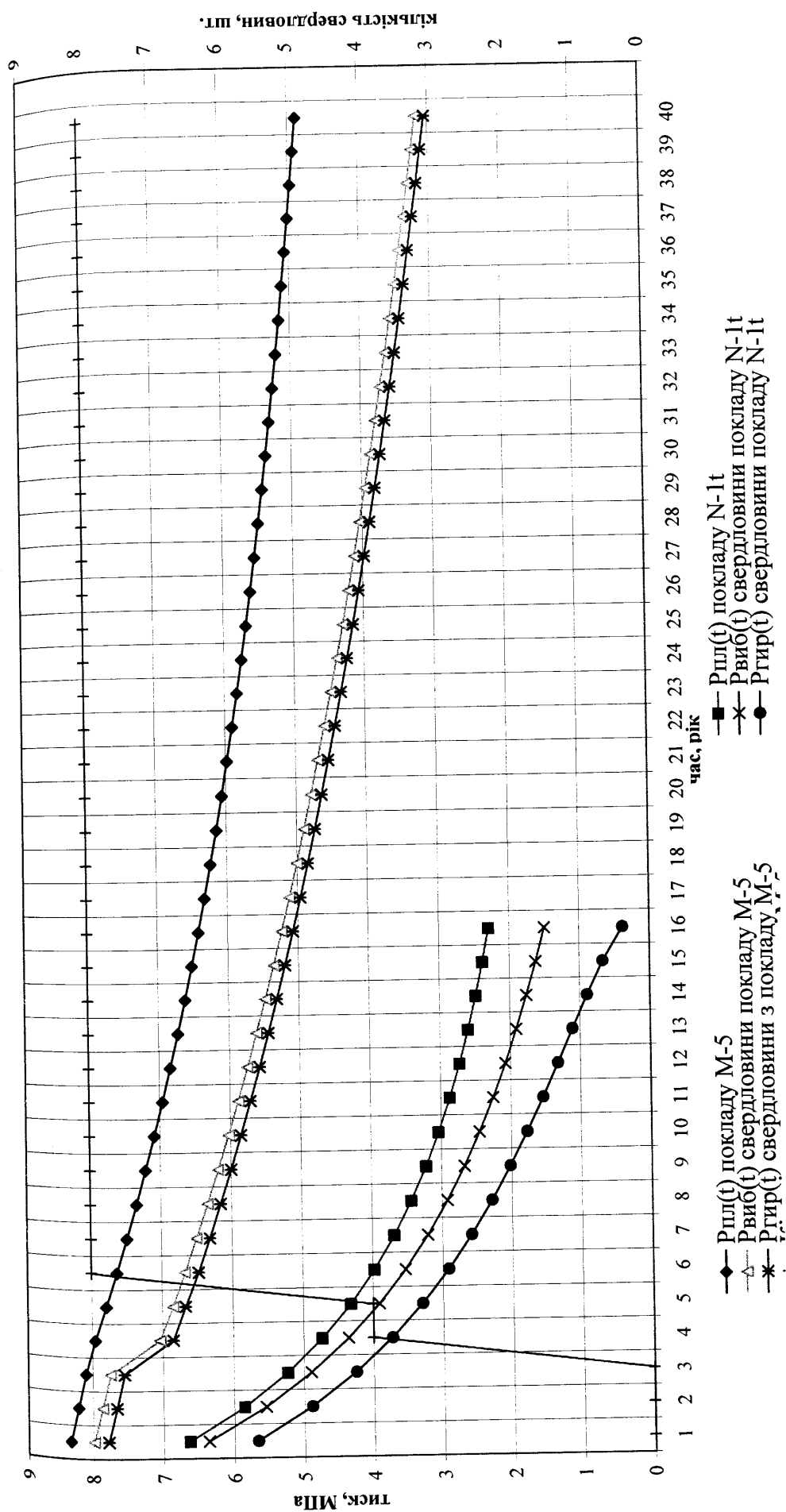
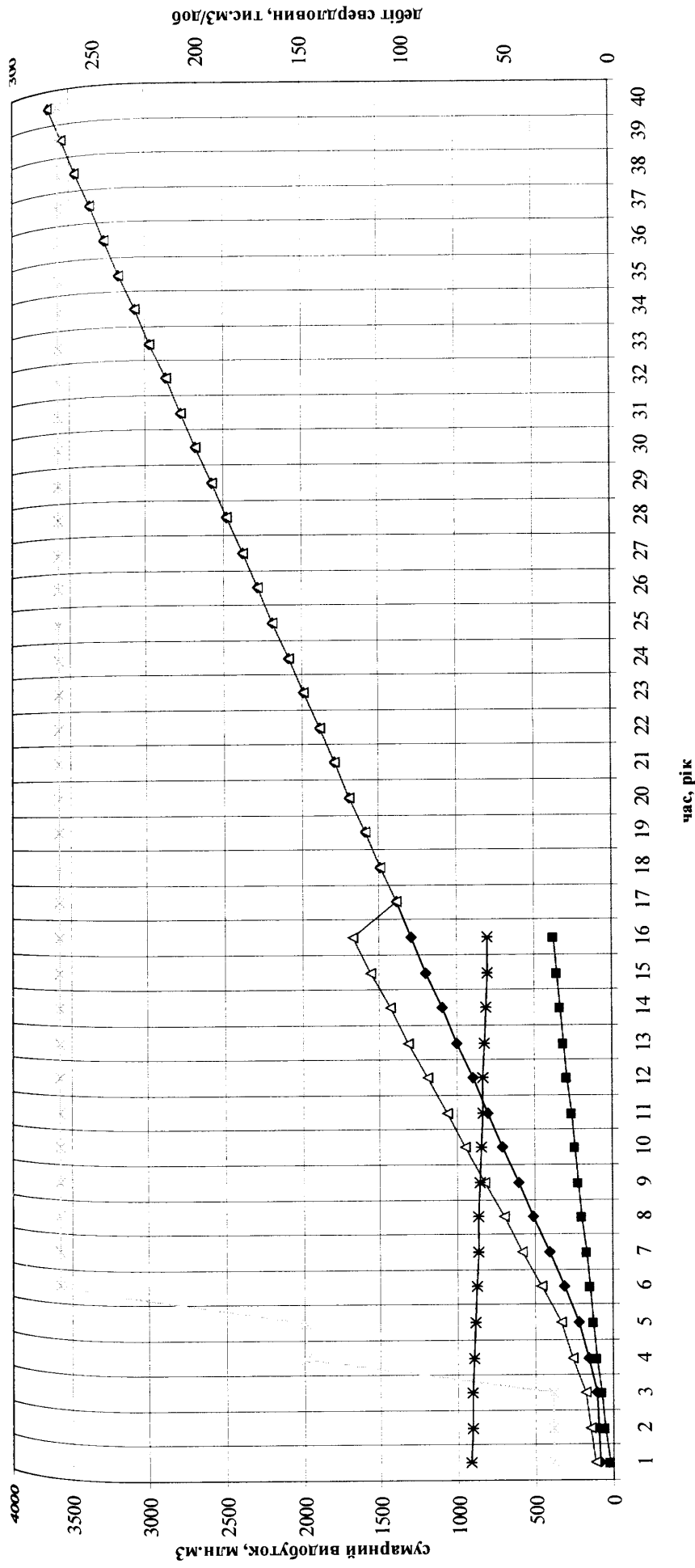


Рис. 2.4. Показники розробки Архангельського ГР шляхом роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1 та експлуатації торгонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10, 11, 15



◆ Сумарний видобуток газу з М-5 ■ Сумарний видобуток газу з N-1t
 ▲ Сумарний видобуток газу з М-5 і N-1t * Сумарний видобуток газу з М-5
 * Сумарний видобуток газу з N-1t

Рис. 2.5. Показники розробки Архангельського ГР шляхом роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1 та експлуатації тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15

Другий традиційний спосіб — сітка свердловин Архангельського ГР для роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1, вісім свердловин з БК-2 і тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15

рік	P _{н1} , МПа	q _{м-5} тис. м ³ / м ² / д	q ₁ , тис. м ³ / м ² / д	Св. БК-1 п1, шт.	Q ₁ , тис. м ³ / м ² / д	ΣQ _{м-5} , млн.м ³	P _{с1} , МПа	ΔP ₁ , МПа	P _{с2} м-5, МПа	P _{н2} пл, МПа	q ₂ , тис.м ³ / д	Св. N-1т п2, шт.	Q ₂ N-1т, тис.м ³	ΣQ _{доб} N-1т, млн.м ³	P _{с3} виб, МПа	ΔP ₂ , МПа	P _{гир} N-1т, МПа	ΣQ _{м-5i} N-1т, млн.м ³
1	8,32	29	0	0	29	10,59	7,98	0,34	7,78	6,63	23,0	3	69,0	25,185	6,36	0,27	5,66	35,77
2	8,21	29	0	0	29	21,17	7,86	0,35	7,66	5,85	22,8	3	68,4	50,151	5,54	0,31	4,88	71,32
3	8,10	29	0	0	29	31,76	7,75	0,35	7,55	5,23	22,6	3	67,8	74,898	4,89	0,34	4,25	106,65
4	7,96	29	30	4	149	86,14	7,04	0,92	6,85	4,73	22,4	3	67,2	99,426	4,35	0,38	3,73	185,57
5	7,79	29	30	4	149	140,53	6,85	0,94	6,67	4,32	22,2	3	66,6	123,73	3,91	0,41	3,29	264,26
6	7,64	29	30	8	269	238,71	6,67	0,96	6,48	3,98	22,0	3	66,0	147,82	3,53	0,45	2,91	386,54
7	7,49	29	30	8	269	336,90	6,50	0,99	6,31	3,69	21,8	3	65,4	171,69	3,21	0,48	2,58	508,59
8	7,35	29	30	8	269	435,08	6,34	1,01	6,15	3,44	21,6	3	64,8	195,348	2,92	0,52	2,28	630,43
9	7,15	29	30	12	389	577,07	6,10	1,04	5,90	3,22	21,4	3	64,2	218,781	2,67	0,55	2,01	795,85
10	6,96	29	30	12	389	719,05	5,88	1,07	5,68	3,03	21,2	3	63,6	241,995	2,45	0,59	1,77	961,05
11	6,73	29	30	16	509	904,84	5,61	1,12	5,37	2,87	21,0	3	63,0	264,990	2,25	0,62	1,54	1169,83
12	6,52	29	30	16	509	1090,6	5,35	1,16	5,12	2,73	20,8	3	62,4	287,766	2,07	0,66	1,32	1378,39
13	6,32	29	30	16	509	1276,4	5,12	1,21	4,88	2,60	20,6	3	61,8	310,323	1,91	0,69	1,11	1586,73
14	6,14	29	30	16	509	1462,1	4,89	1,25	4,66	2,48	20,4	3	61,2	332,661	1,76	0,73	0,89	1794,85
15	5,98	29	30	16	509	1647,9	4,68	1,29	4,45	2,38	20,2	3	60,6	354,780	1,62	0,76	0,66	2002,76
16	5,82	29	30	16	509	1833,7	4,49	1,34	4,25	2,29	20,0	3	60,0	376,680	1,50	0,80	0,38	2210,44
17	5,68	29	30	16	509	2019,5	4,30	1,38	4,07									2019,55
18	5,55	29	30	16	509	2205,3	4,12	1,43	3,89									2205,33
19	5,43	29	30	16	509	2391,1	3,96	1,47	3,72									2391,12
20	5,31	29	30	16	509	2576,9	3,80	1,51	3,56									2576,90

рік	$P_{н1}$, МПа	q_{M-5} тис. м ² /д	q_1 тис. м ² /д	Св. БК-1	Q_1 тис. м ² /д	ΣQ_{M-5} млн.м ²	$P_{с1}$, МПа	ΔP_1 , МПа	$P_{с2}$ М-5, МПа	ΣQ_{M-51} N-1t, млн.м ²
21	5,21	29	30	16	509	2762,6	3,65	1,56	3,41	2762,69
22	5,11	29	30	16	509	2948,4	3,50	1,60	3,26	2948,47
23	5,01	29	30	16	509	3134,2	3,37	1,65	3,12	3134,26
24	4,93	29	30	16	509	3320,0	3,24	1,69	2,99	3320,04
25	4,84	29	30	16	509	3505,8	3,11	1,73	2,86	3505,83
26	4,77	29	30	16	509	3691,6	2,99	1,78	2,73	3691,61

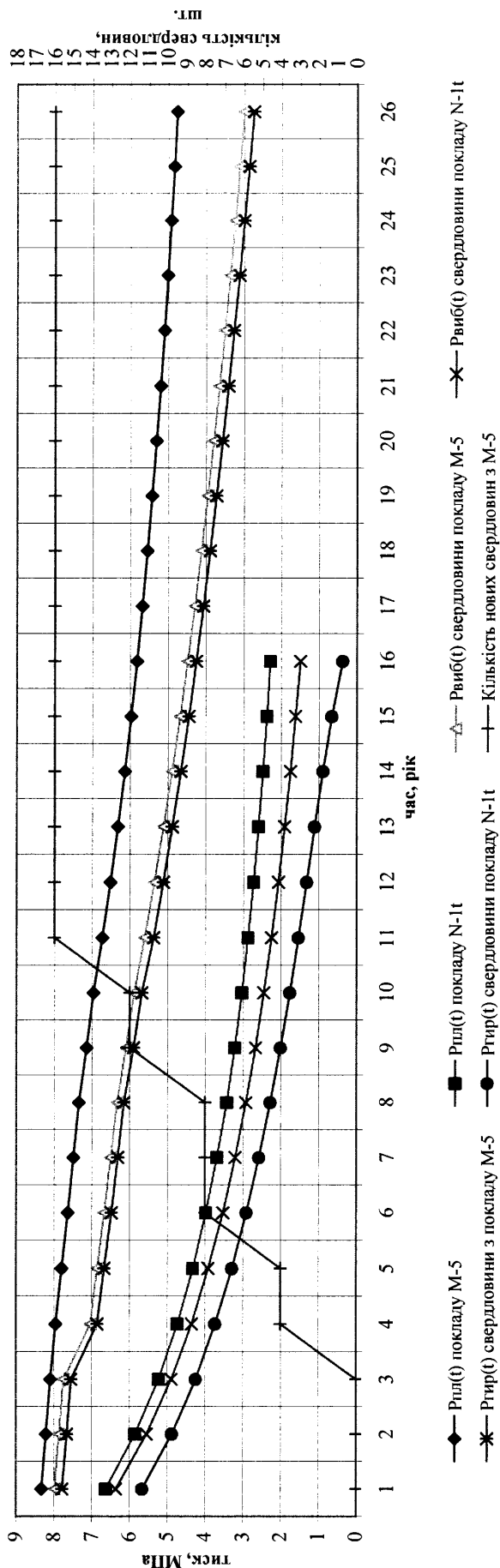


Рис. 2.6. Показники розробки Архангельського ГР шляхом роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, 16 свердловин з БК-1, БК-2 та експлуатації тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15

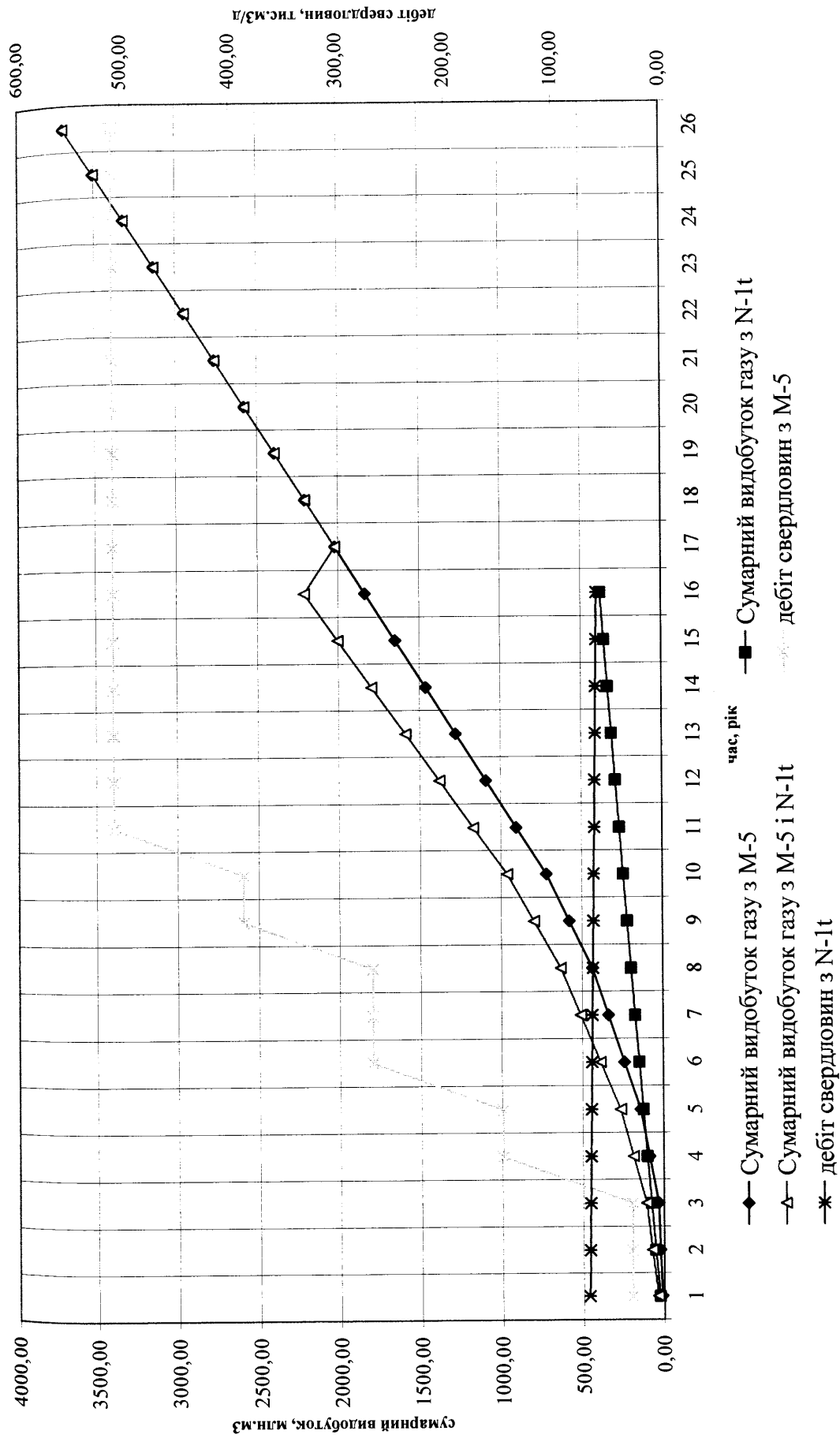


Рис. 2.7. Показники розробки Архангельського ГР шляхом роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з ЦТП-7, 16 свердловин з БК-1, БК-2 та експлуатації торгонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10, 11, 15

Таблиця 2.11

Варіант внутрішньосвердловинного перепуску газу – сітка свердловин з ЦТП-7 Архангельського ГР при сумісній експлуатації майкопського і торгонського покладів, через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17

з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10,11,15 з торгонського покладу, шість перепускних свердловин з

майкопського у торгонський поклад і три горизонтальні свердловини з торгонського покладу

рік	P _{ні} , МПа	q ₁ , тис. м ³ /д	M-5		Q _{пер} , тис. м ³ /д	ΣQ _{пер} , млн.м ³	P _{с1} , МПа	ΔP ₁ , МПа	P _{с2} , МПа	q ₂ , тис. м ³ /д	N-11	q _{10,1} 1,15, тис. м ³ /д	Q _{2дб} , тис.м ³ /д	ΣQ _{дб} , млн.м ³	ΣQ _{д-пер} , млн.м ³	P _{с3} , МПа	P _{н2} , МПа	ΔP ₂ , МПа	P _{гир} , МПа
			n ₁ , шт.	n ₂ , шт.															
1	8,26	80,4	2	2	160,81	133,16	6,86	1,40	6,67	94,40	1	76	169,91	62,01	-71,13	6,57	7,86	1,29	6,06
2	8,18	79,6	2	2	159,27	191,29	6,78	1,40	6,59	93,98	1	75	169,16	142,0	-49,24	6,48	7,78	1,30	5,97
3	7,98	77,8	4	4	311,42	304,96	6,59	1,39	6,39	101,7	2	102	305,27	253,4	-51,49	6,45	7,89	1,43	5,95
4	7,90	77,0	4	4	308,32	417,49	6,51	1,39	6,31	100,8	2	101	302,49	363,8	-53,61	6,37	7,81	1,43	5,87
5	7,94	77,4	6	6	464,80	587,15	6,55	1,39	6,31	114,7	3	115	459,19	531,4	-55,66	6,37	8,05	1,67	5,87
6	7,62	74,5	6	6	447,10	750,34	6,25	1,37	6,02	113,8	3	114	455,39	697,6	-52,64	5,92	7,68	1,75	5,46
7	7,43	72,7	6	6	436,35	909,61	6,07	1,36	5,85	113,0	3	113	452,17	862,7	-46,86	5,65	7,45	1,81	5,19
8	7,35	71,9	6	6	431,67	1067,1	5,99	1,36	5,77	112,3	3	112	449,29	1026	-40,43	5,54	7,36	1,82	5,09
9	7,16	70,1	6	6	420,87	1220,7	5,82	1,35	5,61	111,6	3	112	446,76	1189	-30,98	5,24	7,12	1,88	4,79
10	7,08	69,3	6	6	416,17	1372,6	5,74	1,34	5,53	111,1	3	111	444,57	1352	-20,62	5,12	7,02	1,90	4,67
11	6,90	67,5	6	6	405,33	1520,6	5,57	1,33	5,37	110,6	3	100	431,68	1509	-11,05	4,97	6,91	1,93	4,55
12	6,82	66,7	6	6	400,61	1666,8	5,50	1,33	5,30	110,3	3	99	430,25	1666	-0,186	4,84	6,80	1,97	4,41
13	6,64	64,9	6	6	389,72	1809,1	5,33	1,31	5,13	110,0	3	88	418,18	1819	10,201	4,68	6,69	2,01	4,27
14	6,57	64,1	6	6	384,98	1949,6	5,26	1,31	5,06	109,8	3	88	417,49	1971	22,068	4,53	6,58	2,05	4,11
15	6,39	62,3	6	6	374,03	2086,1	5,09	1,30	4,91	109,7	3	88	417,15	2123	37,804	4,12	6,30	2,18	3,67
16	6,31	61,5	6	6	369,27	2220,9	5,02	1,29	4,84	109,7	3	88	417,16	2276	55,286	3,92	6,17	2,25	3,45
17	6,14	59,7	6	6	358,27	2351,7	4,86	1,27	4,69	107,2	3	86	407,55	2424	73,273	3,69	5,97	2,28	3,22
18	6,06	58,9	6	6	353,48	2480,7	4,80	1,27	4,62	104,7	3	84	397,85	2570	89,470	3,74	5,94	2,20	3,30
19	5,89	57,0	6	6	342,42	2605,7	4,64	1,25	4,47	102,1	3	82	388,02	2711	106,11	3,52	5,75	2,23	3,08

Продовження табл. 2.11

рік	$P_{ні}$, МПа	q_1 , тис. м ³ /д	М-5	$Q_{пер}$, тис. м ³ /д	$\Sigma Q_{пер}$, млн. м ³	$P_{с1}$, МПа	ΔP_1 , МПа	$P_{с2}$, МПа	q_2 , тис. м ³ /д	Н-11	$q_{10,1}$, тис. м ³ /доб	$Q_{д1}$, тис. м ³ /д	$\Sigma Q_{д1}$, млн. м ³	$\Sigma Q_{д1-пер}$, млн. м ³	$P_{с3}$, МПа	$P_{н2}$, МПа	ΔP_2 , МПа	$P_{гир}$, МПа
20	5,82	56,2	6	337,60	2728,9	4,58	1,24	4,41	99,48	3	80	378,01	2849	120,86	3,58	5,72	2,14	3,18
21	5,65	54,4	6	326,48	2848,0	4,43	1,23	4,26	96,77	3	77	367,72	2984	135,91	3,38	5,54	2,16	2,98
22	5,58	53,6	6	321,63	2965,4	4,36	1,22	4,20	93,97	3	75	357,09	3114	148,85	3,46	5,52	2,06	3,09
23	5,42	51,7	6	310,44	3078,8	4,22	1,20	4,06	91,07	3	73	346,08	3240	161,86	3,28	5,34	2,06	2,92
24	5,35	50,9	6	305,56	3190,3	4,15	1,19	4,00	88,07	3	70	334,65	3362	172,47	3,39	5,34	1,95	3,05
25	5,18	49,0	6	294,30	3297,7	4,01	1,17	3,87	84,93	3	68	322,74	3480	182,85	3,24	5,17	1,93	2,92
26	5,11	48,2	6	289,39	3403,3	3,95	1,16	3,81	81,65	3	65	310,29	3593	190,48	3,37	5,18	1,81	3,07
27	4,96	46,3	6	278,05	3504,8	3,82	1,14	3,68	77,99	3	62	296,38	3702	197,17	3,28	5,04	1,75	3,00
28	4,89	45,5	6	273,09	3604,5	3,76	1,13	3,62	74,09	3	59	281,54	3804	200,26	3,45	5,06	1,61	3,17

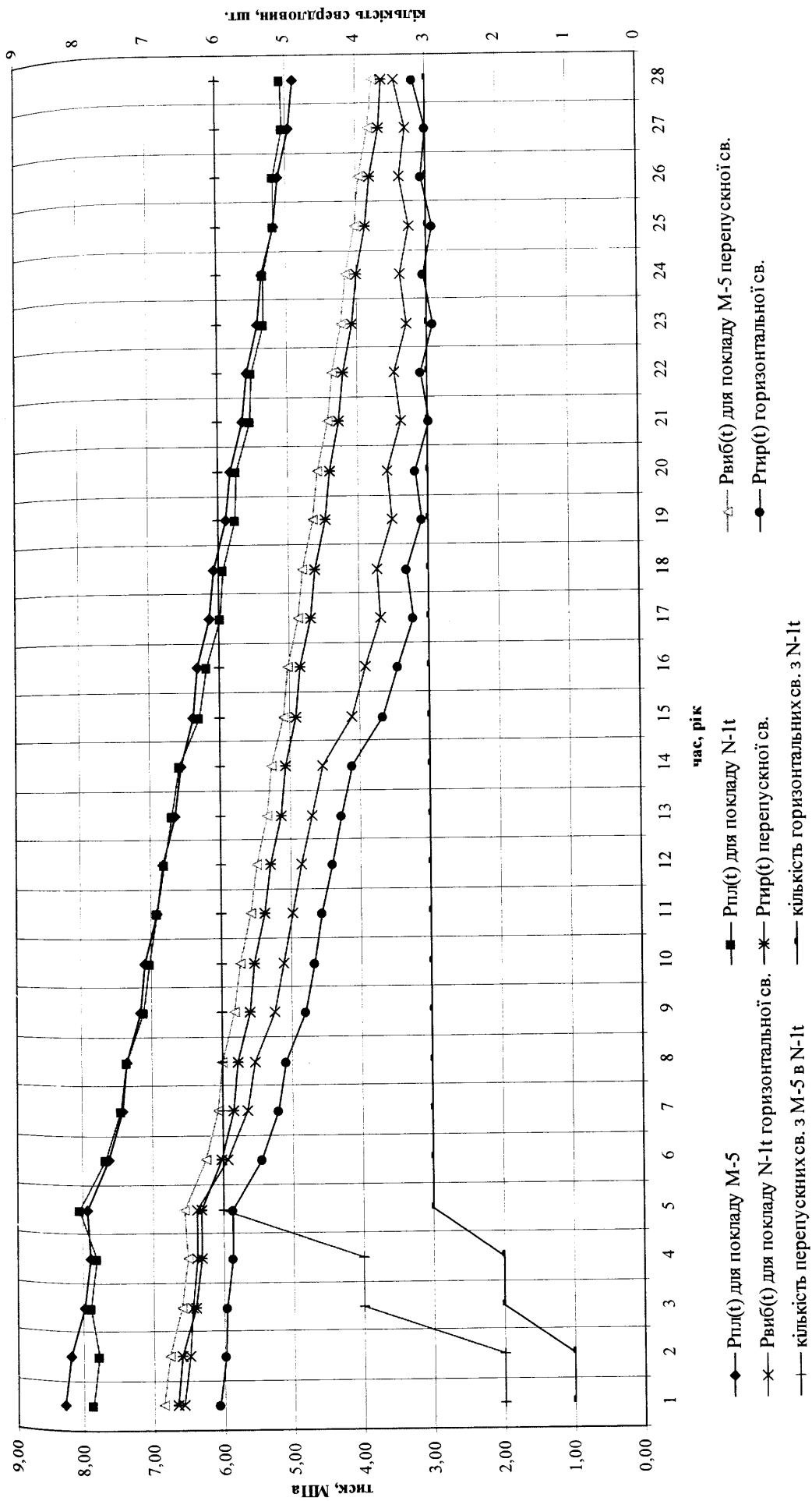


Рис. 2.8. Показники розробки Архангельського ГР шляхом сумісної експлуатації існуючих свердловин майкопського і тортонського покладів, перепуском газу з майкопського у тортонський поклад через шість перепускних свердловин та відбором газу з тортонського покладу через три додатково пробурені горизонтальні свердловини

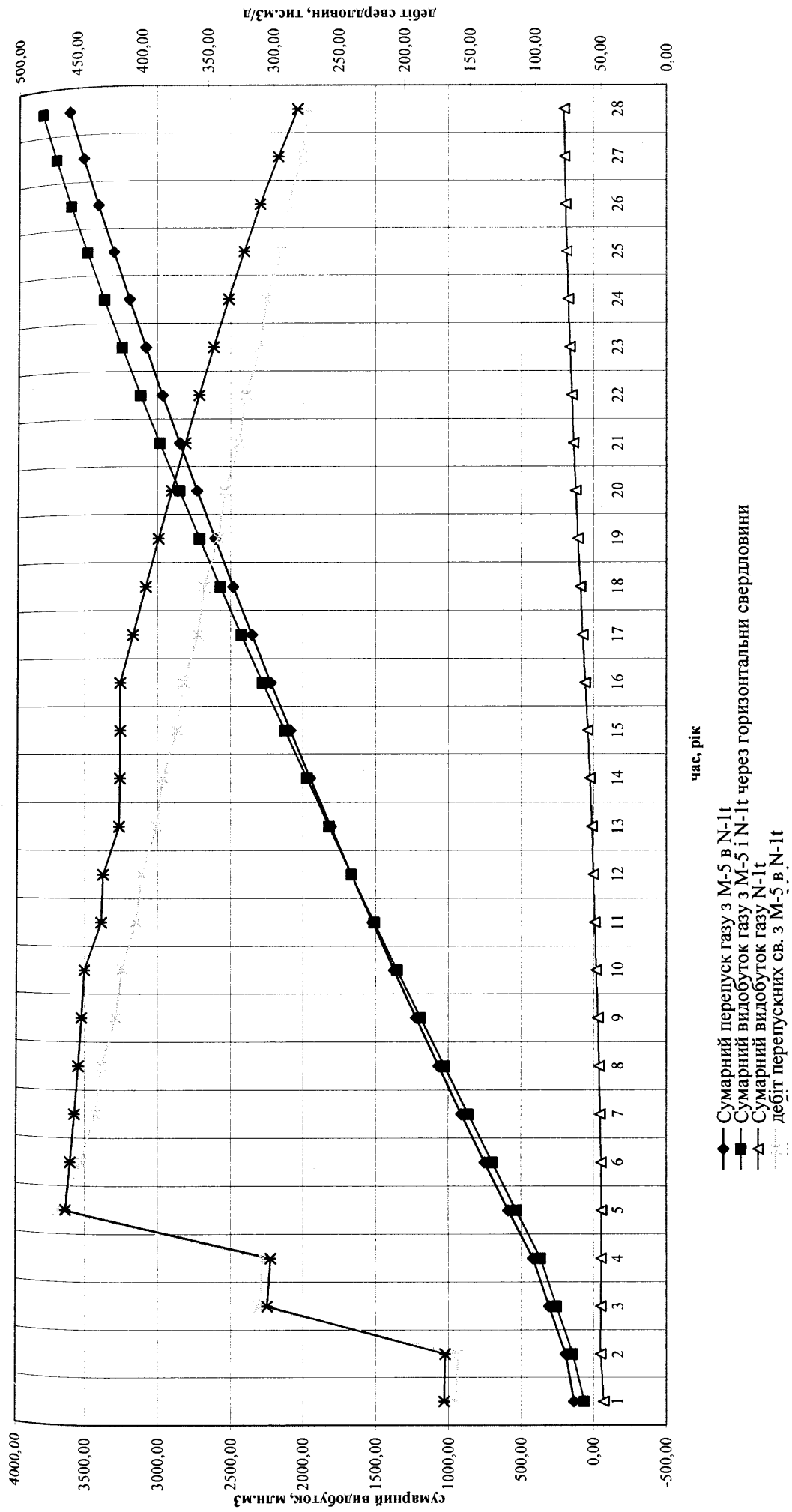


Рис. 2.9. Показники розробки Архангельського ГР шляхом сумісної експлуатації існуючих свердловин майкопського і тортонського покладів, перепуском газу з майкопського у тортонський поклад через шість перепускних свердловин та відбором газу з тортонського покладу через три додатково пробурені горизонтальні свердловини

тортонський поклад і три горизонтальні свердловини з тортонського покладу маємо такі результати:

- Основні фінансові і матеріальні ресурси необхідні з 1 по 5 роки дорозробки для буріння з ЦТП-7 трьох горизонтальних свердловин і шести перепускних свердловин. Для буріння їх не треба додаткового будівництва гідротехнічних споруд.
- При розрахунковому середньому дебіті перепускної свердловини з майкопського в тортонський поклад 50 – 80 тис. м³/д (депресія тиску на пласт 1,3 МПа) за 28 років розробки об'єм газу, що перепускається з нестійкого колектора становить 3604 млн. м³ (98% від прийнятих вилучуваних запасів газу), а сумарний об'єм видобутого газу з майкопського і тортонського покладів становить 3804 млн. м³.

2.2. Висновки

Проведено дослідження можливості реалізації технології розробки багатопластових газових родовищ, складених з нестійких і стійких колекторів, шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу. Передбачено здійснити на прикладі Архангельського газового родовища внутрішньосвердловинний перепуск газу з нестійких (майкопських) колекторів у стійкі (тортонські) відклади через перепускні свердловини і наступним відбором газу через горизонтальні свердловини зі стійких (тортонських) колекторів.

Результати розрахунків показують, що:

1. Максимально допустимий тиск у стійкому колекторі відповідає 8,39 МПа, що вище поточного пластового тиску в нестійкому колекторі. Тому при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого у стійкий колектор виключається ймовірність руйнування колектора і непроникної покрівлі стійкого колектора.

2. Зона перфорації перепускної свердловини з нестійкого у стійкий колектор

повинна розташовуватися в умовному радіусі впливу експлуатаційної горизонтальної свердловини зі стійкого колектора (не більше 109 м).

3. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм при однаковому критичному дебіті 103,6; 106,7; 110,7 тис.м³/д і депресії тиску на пласт 2,1; 2,2; 2,4 МПа градієнт тиску значно менший ($\alpha = 3,5$ МПа/м), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($\alpha = 5,5$ МПа/м) і 168 мм ($\alpha = 5,0$ МПа/м).

4. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм при однаковому дебіті 96,53; 96,97; 97,47 тис.м³/д і значно меншим градієнтом тиску $\alpha = 3,5$ МПа/м (у колоні 146 мм $\alpha = 5,5$ МПа/м, у колоні 168 мм $\alpha = 5,0$ МПа/м) допустима депресія тиску на пласт дорівнює 2,4 МПа (тоді як в експлуатаційній колоні 146 мм $\delta_1 = 2,26$ МПа, а в колоні 168 мм $\delta_1 = 2,16$ МПа).

5. У перепускній свердловині з експлуатаційною колоною 245 мм при однаковому вибійному тиску P_{c1} і допустимій депресії тиску на пласт 2,16; 2,26; 2,4 МПа, при градієнті тиску α значно меншому ($\alpha = 3,5$ МПа/м), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($\alpha = 5,5$ МПа/м) і 168 мм ($\alpha = 5,0$ МПа/м), при рівному дебіті газу ($q_1 = 97,47$ тис.м³/д в колоні 245 мм, $q_1 = 96,97$ тис.м³/д в колоні 168 мм і $q_1 = 96,53$ тис.м³/д в колоні 146 мм) швидкість руху потоку газу на вибої менша ($v = 0,5$ м/с), ніж в експлуатаційних колонах 146 мм ($v = 1,15$ м/с) і 168 мм ($v = 1,43$ м/с), що зменшує ймовірність руйнування привибійної зони перепускної свердловини в нестійкому колекторі.

6. Дебіт перепускної свердловини з експлуатаційною колоною 245 мм, при якому краплі рідини виноситимуться з вибою, повинен бути не меншим 31,15 тис.м³/д.

7. При традиційних способах, коли сітка свердловин Архангельського ГР для роздільної експлуатації тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15 і майкопського покладу через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1 або шістьнадцять свердловин з БК-1 і БК-2, потрібні значні фінансові і матеріальні витрати для будівництва блок-кондуктора БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7,

блок-кондуктора БК-2, підводного газопроводу від БК-2 до БК-1 і лише після цього, використовуючи СПБУ, буріння по вісім експлуатаційних свердловин з БК-1 і БК-2. При цьому, у першому традиційному способі термін розробки майкопського покладу до сумарного відбору газу 3651 млн. м³ (99% від прийнятих вилучуваних запасів газу) становить не менше 40 років. У другому традиційному способі термін розробки майкопського покладу до сумарного відбору газу 3691 млн. м³ (100% від прийнятих вилучуваних запасів газу) становить близько 26 років, але внаслідок значних фінансових витрат розробка родовища стає нерентабельною. При цьому немає гарантії, що свердловини не вийдуть з експлуатації внаслідок руйнування привибійної зони через значні депресії тиску при зміні режимів експлуатації, наприклад, при пуску в експлуатацію після зупинки. В обох випадках термін розробки тортонського покладу при сумарному відборі газу до 376 млн. м³ (49% від прийнятих вилучуваних запасів газу) становить близько 16 років. При цьому пластовий тиск у зоні дренажу трьох експлуатаційних свердловин 10,11,15 знизиться до 2,29 МПа, що значно підвищить їх імовірність передчасного обводнення та виведення з експлуатації. Розрахунки і геологічна будова тортонського покладу показують, що існуючим фондом експлуатаційних свердловин (10,11,15) неможливо відібрати передбачені вилучувані запаси газу (770 млн.м³) з тортонського покладу, 51% від передбачуваних запасів газу залишаться ізольованими в пласті, оскільки зони перфорації свердловин 10,11,15 віддалені від куполу і розташовані в периферійній зоні покладу.

8. При варіантах розробки Архангельського газового родовища способом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських у тортонські поклади технологічно найбільш ефективним є другий варіант сумісної експлуатації майкопського і тортонського покладів через чотири існуючі свердловини 13,14,16,17 з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10,11,15 з тортонського покладу, шість перепускних свердловин з майкопського у тортонський поклад і три горизонтальні свердловини з тортонського покладу. У цьому випадку основні фінансові і матеріальні витрати доводяться на період від

одного до п'яти років дорозробки для буріння з ЦТП-7 трьох горизонтальних свердловин та шести перепускних свердловин. При цьому горизонтальні свердловини буряться з існуючої центральної технологічної платформи ЦТП-7, а перепускні свердловини з гирлом на дні моря буряться з самопідйомної бурової установки у зручному з геологічної точки зору місці. При розрахунковому середньому дебіті перепускної свердловини з майкопського у тортонський поклад 50 – 80 тис. м³/д (депресія тиску на пласт 1,3 МПа), середньому дебіті горизонтальної свердловини з N-1t 110 тис. м³/д (депресія тиску на пласт 2,0 МПа) і дебіті тортонських свердловин 10,11,15 в середньому до 35 тис. м³/доб за 28 років розробки об'єм газу, що перепускається з майкопського покладу становить 3604 млн. м³ (98% від прийнятих вилучуваних запасів з майкопського покладу), а сумарний об'єм видобутого газу з майкопського і тортонського покладів становить 3804 млн. м³ (85% від загальних вилучуваних запасів з майкопського і тортонського покладів). При цьому виключається потреба в додатковому будівництві дорогих гідротехнічних споруд (блок-кондуктор, підводний газопровід), до мінімуму зменшуються експлуатаційні витрати.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЙМАЛЬНОСТІ ТОРТОНСЬКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ І ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ З МАЙКОПСЬКИХ У ТОРТОНСЬКІ ПОКЛАДИ

3.1. Експериментальні дослідження на ЦТП-7 приймальності свердловини 11 тортонського продуктивного горизонту при контрольованому перепуску газу зі свердловини 13 майкопського продуктивного горизонту Архангельського газового родовища

З метою підтвердження приймальності верхнього продуктивного горизонту тортон (N-1t) 30 квітня 2005 р. на центральній технологічній платформі ЦТП-7 Архангельського газового родовища на шельфі Чорного моря під керівництвом автора група з дослідження свердловин Управління видобутку газу ДАТ «Чорноморнафтогаз» (Кім Л.П., Бутримов А.Ф. та ін.) провела експеримент з перепуску газу зі свердловини 13, що експлуатує нестійкий колектор майкопського покладу, у свердловину 11, що експлуатує верхній стійкий колектор тортонського покладу [8] (рис. 3.1). Для цього, перемикаючи запірну арматуру, через технологічне об'язування свердловин та установку попередньої підготовки газу з'єднали трубний простір свердловини 13_{М-5} з трубним простором свердловини 11_{N-1t}. З передчасно встановленою періодичністю за часом провели зняття показів зразкових манометрів: МО-100 №93287 – тиск на буфері свердловини 13_{Ртр13 М-5}; МО-160 №2596 – тиск у затрубному просторі свердловини 13_{Рзатр13 М-5}; МО-100 №2573 – тиск на буфері свердловини 11_{Ртр11 N-1t}; МО-160 №2594 - тиск у затрубному просторі свердловини 11_{Рзатр11 N-1t}. Покази манометрів зафіксовані в таблиці зміни тиску $P_{тр}$, $P_{затр}$ при перепуску газу з майкопської свердловини 13_{М-5} у верхній тортонський продуктивний горизонт через свердловину 11_{N-1t} (табл. 3.1). За результатами досліджень побудована

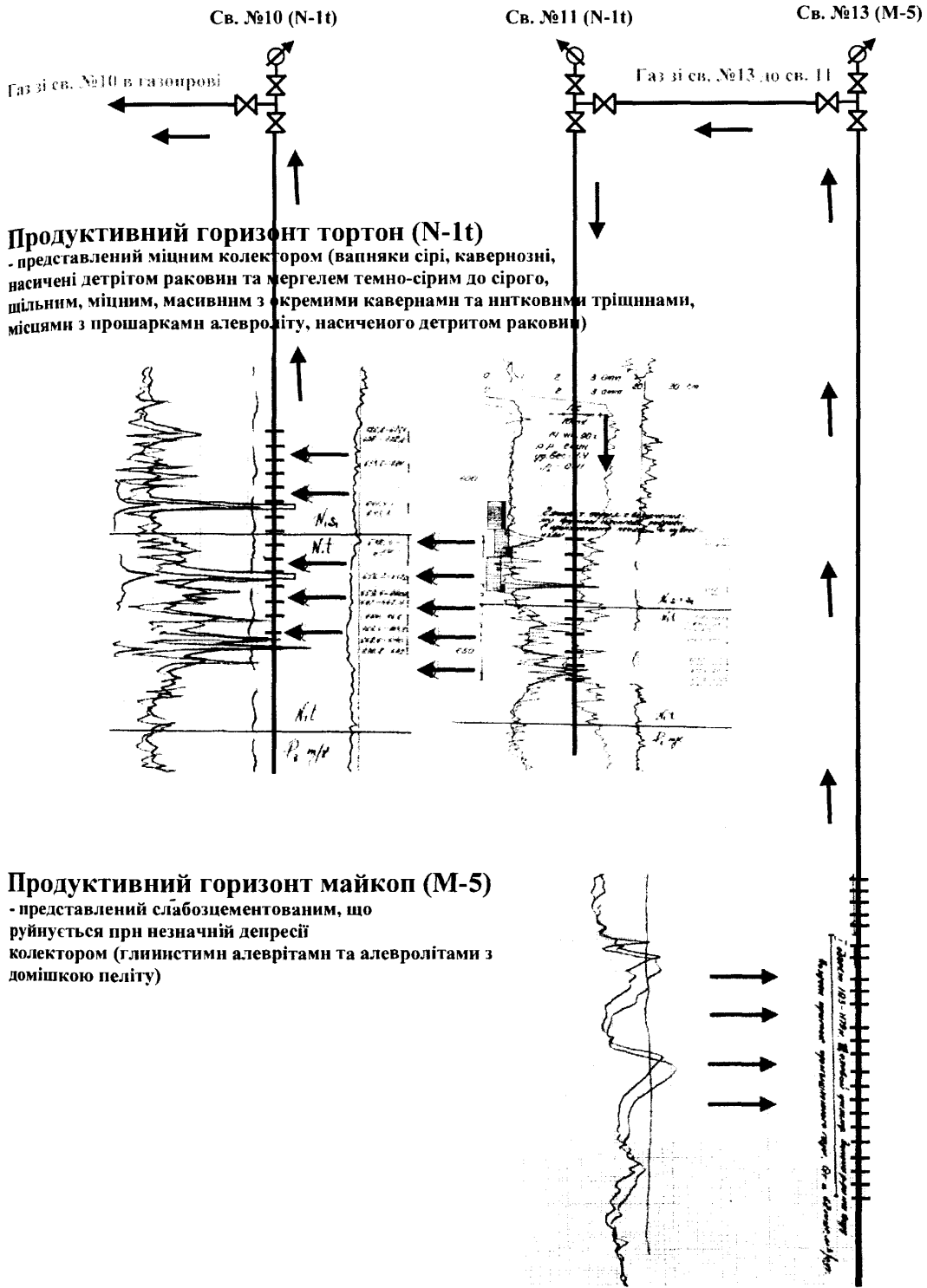


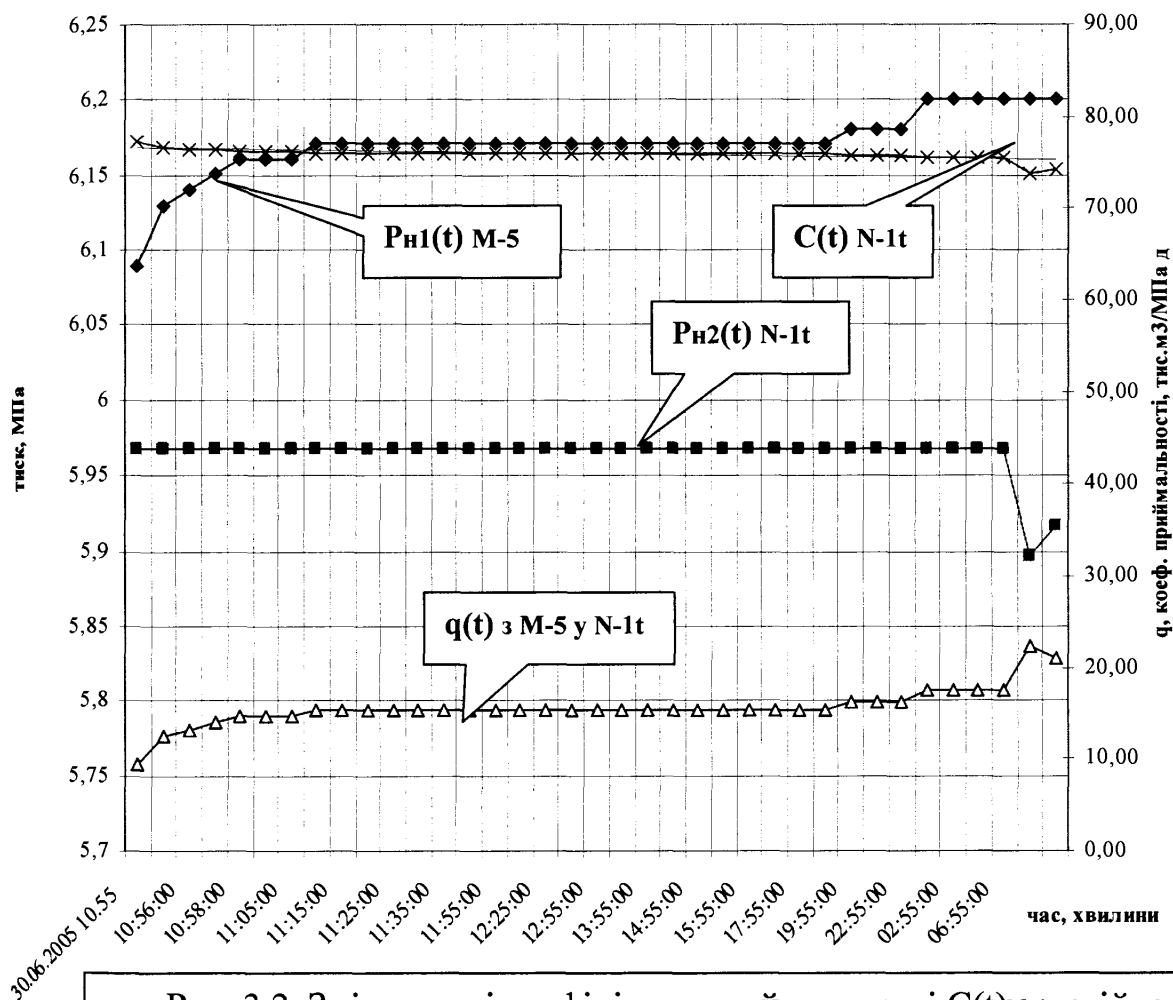
Рис. 3.1. Схема експерименту з перепуску газу з свердловини 13, що експлуатує майкопський продуктивний горизонт у свердловину 11, що експлуатує верхній тортонський продуктивний горизонт

графічна залежність $P_{тр}$, $P_{затр}$ свердловин 11N-1t, 13M-5, 10N-1t у часі (рис. 3.2).
 Не зважаючи на труднощі з експлуатацією майкопської свердловини 13 (наявність

Таблиця 3.1

Визначення середнього дебіту газу перепускної свердловини з майкопського покладу в тортонський поклад

C_{N-1t} , тис.м ³ /МПа•д	P_{H1} , МПа	P_{H2} , МПа	q , тис.м ³ /д	A , МПа ² •д/ тис.м ³	B , (МПа ² х д/ тис.м ³) ²
74,233	8,2	8	15,188	0,15	0,000629
74,233	8,2	7,4	60,743		
75,929	8,1	6,6	113,894		
75,929	8	6,4	121,486		
75,929	7,9	6,2	129,079		



глинисто-піщаної пробки і стовпа рідини на вибої) внаслідок передчасного обводнення свердловини, через розкриття майкопського продуктивного горизонту в безпосередній близькості до газоводяного контакту, перепуск газу з неї в свердловину 11N-1t показав добру приймальність тортонського продуктивного

горизонту. За час перепуску газу тиск на буфері свердловини 11N-1т змінився з 6,16 до 6,19 МПа, тоді як робочий тиск на буфері при експлуатації свердловини в газопровід становить 6,09 МПа. Зростання тиску з 6,09 до 6,16 МПа спостерігалось впродовж двох хвилин, далі відбувалося коливання в межах 6,16 – 6,19 МПа. Тиск у затрубному просторі свердловини 11N-1т змінився з 6,12 до 6,21 МПа, тоді як статичний тиск дорівнює 6,21 МПа. Зростання тиску з 6,12 до 6,18 МПа спостерігалось також упродовж двох хвилин. Після цього відбулася стабілізація тиску на рівні 6,21 МПа.

З урахуванням динаміки зміни тиску при перепуску газу у свердловину 11N-1т зі свердловини 13M-5 зроблено висновок, що при існуючому перепаді тиску між майкопським та тортонським продуктивними горизонтами весь об'єм газу зі свердловини 13M-5 без опору приймається свердловиною 11N-1т. Проведений експеримент підтверджує теоретичне обґрунтування достатньої приймальності верхнього тортонського продуктивного горизонту Архангельського газового родовища. Свердловина майкопського продуктивного горизонту 13M-5 не змінила свого звичайного режиму експлуатації. Тиск на буфері свердловини 13M-5 залежно від об'ємів пластової води, що виноситься, змінювався впродовж експерименту. Тиск у затрубному просторі свердловини 13M-5 упродовж семи годин 30.06.2005 р. не змінювався і дорівнював 7,7 МПа. Перепад тиску між робочим тиском свердловини 13M-5 і статичним тиском свердловини 11N-1т достатній для стабільного перепуску газу з майкопської свердловини 13 в тортонський продуктивний горизонт, через свердловину 11N-1т. У цьому випадку режим експлуатації свердловини 13M-5 у тортонський продуктивний горизонт практично не відрізняється від режиму експлуатації в газопровід.

Визначаємо приймальність стійкого колектора тортонського покладу за наслідками експерименту 29-30 липня 2005 р. з перепуску газу з майкопського покладу через свердловину 13, установку попередньої підготовки газу ЦТП-7 у свердловину 11 тортонського покладу.

Витрата газу, що перепускається при постійному тиску з майкопського покладу в тортонський поклад, практично пропорційна перепаду тиску [11]

$$q_1 = C_{N-1t} (P_{n_1}(t) - P_{n_2}(t)) \text{ звідки } C_{N-1t} = \frac{q_1(t)}{P_{n_1}(t) - P_{n_2}(t)} = \text{const}, \quad (3.1)$$

де C_{N-1t} коефіцієнт приймальності колектора тортонського покладу, тис.м³/МПа•д;

$P_{n_1}(t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні контура живлення перепускної свердловини в майкопському покладі, МПа;

$P_{n_2}(t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні впливу перепускної свердловини тортонського покладу, МПа;

$q_1(t)$ - дебіт газу перепускної свердловини з майкопського покладу в тортонський поклад, тис.м³/д.

Величину коефіцієнта приймальності визначаємо при сталому процесі, коли не відбувається наповнення або зменшення об'єму газу, що перепускається, за рахунок зміни тиску в тортонському покладі.

Формулу (3.1) можна записати у вигляді, коли витрата газу, що перепускається, вимірюється, як величина середня за відрізок часу Δt

$$C_{N-1t} = \frac{Q(\Delta t)}{\Delta t (P_{n_1}(\Delta t) - P_{n_2}(\Delta t))}, \quad (3.2)$$

де $P_{n_1}(\Delta t)$ - середній пластовий тиск у зоні контуру живлення перепускної свердловини в майкопському покладі в період часу Δt , МПа;

$P_{n_2}(\Delta t)$ - середній поточний пластовий тиск у зоні впливу перепускної свердловини тортонського покладу в період часу Δt , МПа;

$Q(\Delta t)$ – кількість газу, що перепускається з майкопського покладу в тортонський поклад за період часу, тис.м³.

За результатами практичних досліджень (29-30 червня 2005 р.) з визначення

приймальності колектора тортонського покладу методом організації перепуску газу з майкопського покладу через свердловину 13_{М-5}, установку попередньої підготовки газу ЦТП-7 і свердловину 11_{Н-1т} отримано наступні початкові умови:

- свердловина 13_{М-5} працює через штуцер 3 мм з дебітом газу 6 тис.м³/д при тиску після штуцера ФА – 6,21 МПа;
- у зоні впливу свердловини 11_{Н-1т} поточний пластовий тиск рівний 6,09 МПа, при цьому свердловина 10_{Н-1т}, вибій якої знаходиться в 60 м від вибою свердловини 11_{Н-1т}, продовжує працювати з дебітом газу 16 тис. м³/д і тиском на гирлі 5,7 МПа.

Підставляючи результати експерименту у формулу (3.2), одержимо коефіцієнт приймальності $C_{N-1т}$ (див. табл. 3.1). Визначаємо дебіт перепускнуої свердловини q для початкових умов у майкопському і тортонському покладах (рис. 3.2, табл. 3.2).

Таблиця 3.2

Значення коефіцієнта приймальності тортонського покладу за експериментальними даними

Дата	Час	$P_{н1}(t)$, МПа	$P_{н2}(t)$, МПа	$q_1(t)$, тис.м ³ /д	C , тис.м ³ /МПа
30.06.2005	10.55	6,08	5,96	9,40	77,33
	10.55.05	6,13	5,96	12,43	76,65
	10.56	6,14	5,96	13,18	76,49
	10.57	6,15	5,96	13,92	76,33
	10.58	6,16	5,96	14,66	76,17
	11.00	6,16	5,96	14,66	76,17
	11.05	6,16	5,96	14,66	76,17
	11.10	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.15	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.20	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.25	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.30	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.35	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.45	6,17	5,96	15,40	76,01
	11.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	12.10	6,17	5,96	15,40	76,01
	12.25	6,17	5,96	15,40	76,01
	12.40	6,17	5,96	15,40	76,01
12.55	6,17	5,96	15,40	76,01	

Продовження табл. 3.2

	13.25	6,17	5,96	15,40	76,01
	13.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	14.25	6,17	5,96	15,40	76,01
	14.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	15.25	6,17	5,96	15,40	76,01
	15.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	16.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	17.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	18.55	6,17	5,96	15,40	76,01
	19.55	6,18	5,96	16,14	75,85
	20.55	6,18	5,96	16,14	75,85
	22.55	6,18	5,96	16,14	75,85
	24.55	6,20	5,96	17,61	75,54
01.07.2005	02.55	6,20	5,96	17,61	75,54
	04.55	6,20	5,96	17,61	75,54
	06.55	6,20	5,96	17,61	75,54
	08.55	6,20	5,89	22,41	73,72
	10.55	6,20	5,91	21,06	74,23

Звідси витікає, що при підтримуванні пластового тиску в тортонському покладі не більше 6,4 МПа, дебіт перепускної свердловини з майкопського у тортонський поклад при вищенаведеному значенні коефіцієнта приймальності тортонського покладу становитиме не менше 90 тис.м³/д.

При пониженні поточного пластового тиску в тортонському покладі, відбираючи з нього газ через свердловини 10N-1t, 11N-1t, 15N-1t і знову пробурені горизонтальні свердловини на тортонських поклад, дебіт перепускних свердловин збільшуватиметься.

3.2. Стенд для лабораторних досліджень внутрішньосвердловинного перепуску газу

3.2.1. Опис випробувального стенда. Лабораторний стенд для досліджень технологічних параметрів при традиційному способі, коли газ пропускається тільки через керн продуктивного горизонту, що складається з нестійкого колектора, який руйнується при незначних депресіях тиску. Другий спосіб, коли газ послідовно пропускається через керн нестійкого колектора, який руйнується

при незначних депресіях і через kern стійкого зцементованого колектора. Лабораторний стенд складається з наступних елементів (рис. 3.3):

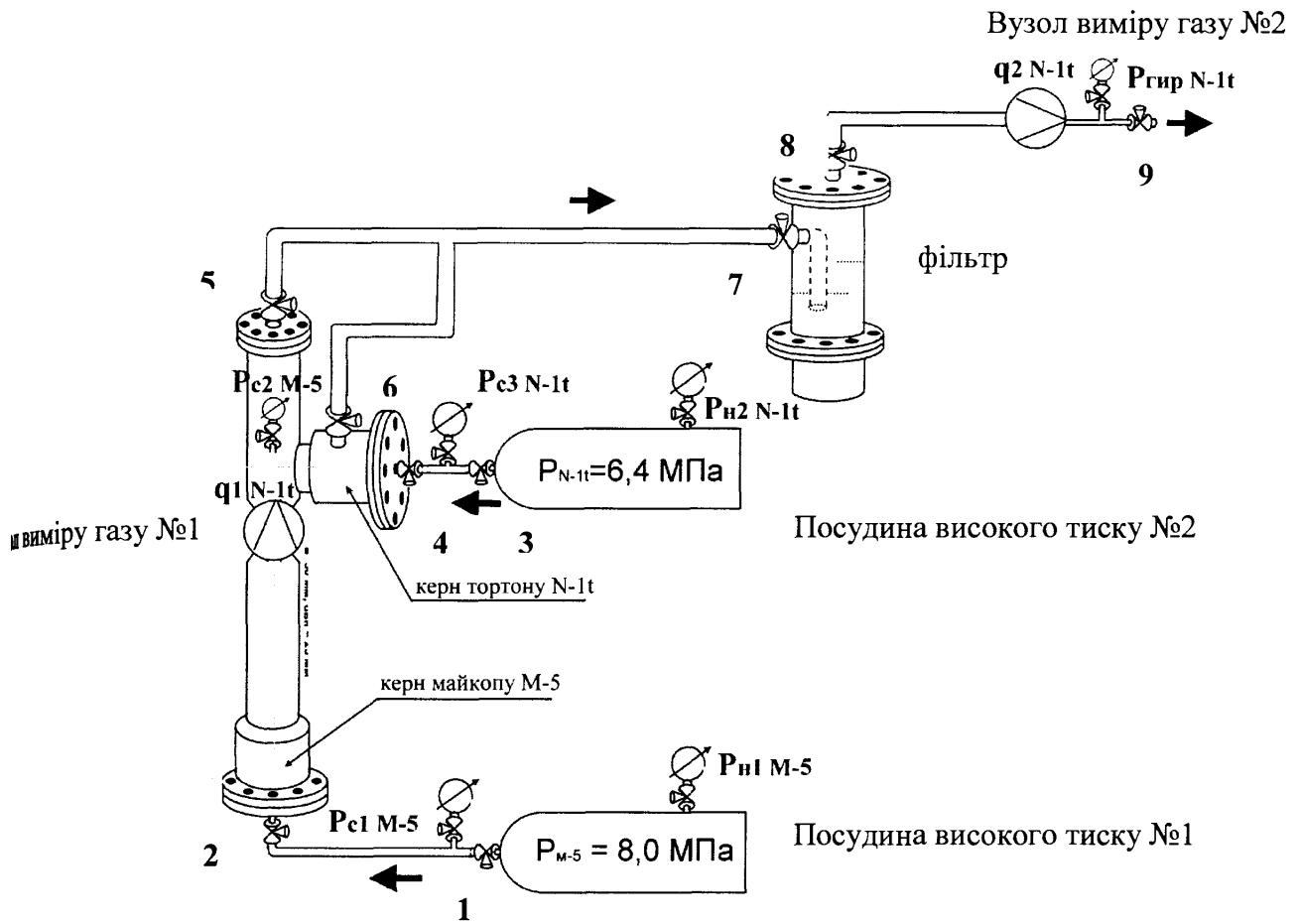


Рис. 3.3. Принципова схема лабораторної установки для дослідження перепуску газу через керни нестійкого і стійкого колекторів

посудина високого тиску, в якій знаходиться газ під тиском 8,2 МПа; штуцер 1; камера для керну з майкопського продуктивного горизонту; посудина високого тиску, в якій знаходиться газ під тиском 6,4 МПа; штуцер 3; камера для керну з тортонського продуктивного горизонту; вузол виміру газу 1 для виміру газу, що пропускається через kern з майкопського продуктивного горизонту; фільтр для уловлювання частинок породи з кернів майкопського і тортонських продуктивних горизонтів, що виносяться в процесі пропускання газу; вузол загального виміру витрати газу №2; штуцер 9.

3.2.2. Методика і результати лабораторних досліджень перепуску газу через kern з нестійких колекторів і далі через kern з міцного високопроникного покладу. Автор дисертації, використовуючи стенд (див. рис. 3.3), провів лабораторні дослідження, моделюючи змінні навантаження на вибій експлуатаційної свердловини при традиційних умовах, коли ведеться розробка тільки майкопського продуктивного горизонту, що складається з нестійкого колектора, що руйнується при незначних депресіях тиску. Для імітації подібних умов газ пропускався з посудини високого тиску №1, через штуцер 1, вентиль 2, камеру з керном майкопського продуктивного горизонту, вентилі 5,7, фільтр для уловлювання породи, вентиль 8, вузол міри витрати газу №2, штуцер 9. Для того, щоб газ не проходив через камеру з керном стійкого колектора тортонського покладу, вентилі 4,6 закрили. Результати досліджень зафіксовані в додатку У, таблиці 3.4, побудовані графіки залежності тиску в посудині високого тиску №1 $P_{н1}(t)$ між штуцером і камерою з керном нестійкого колектора майкопського покладу $P_{с1}(t)$, між фільтром і штуцером на виході зі стенду $P_{гир}(t)$ (рис. 3.4).

У процесі досліджень упродовж п'яти хвилин газ із витратою 12 – 11,4 тис. м³/д пропускався через kern майкопського продуктивного горизонту. Від 6 до 10 хвилини був закритий штуцер 9, внаслідок чого рух газу був припинений. Від 11 до 14 хвилини штуцер 9 був відкритий і рух газу поновився з витратою 11 – 10 тис. м³/д. Від 15 до 18 хвилини знову був закритий штуцер 9, внаслідок чого рух газу був припинений. Від 19 до 22 хвилини штуцер 9 був відкритий і рух газу поновився з витратою 10,2 – 9,5 тис. м³/д. Від 23 до 26 хвилини штуцер 9 знову був закритий, внаслідок чого рух газу припинився. Після експерименту, при розтині, у фільтрі були виявлені частинки породи керну з майкопського продуктивного горизонту. З рисунку 3.4 видно, що при закритті (відкритті) штуцера 9 відбувається різке підвищення (зниження) тиску в камері з керном із майкопського продуктивного горизонту.

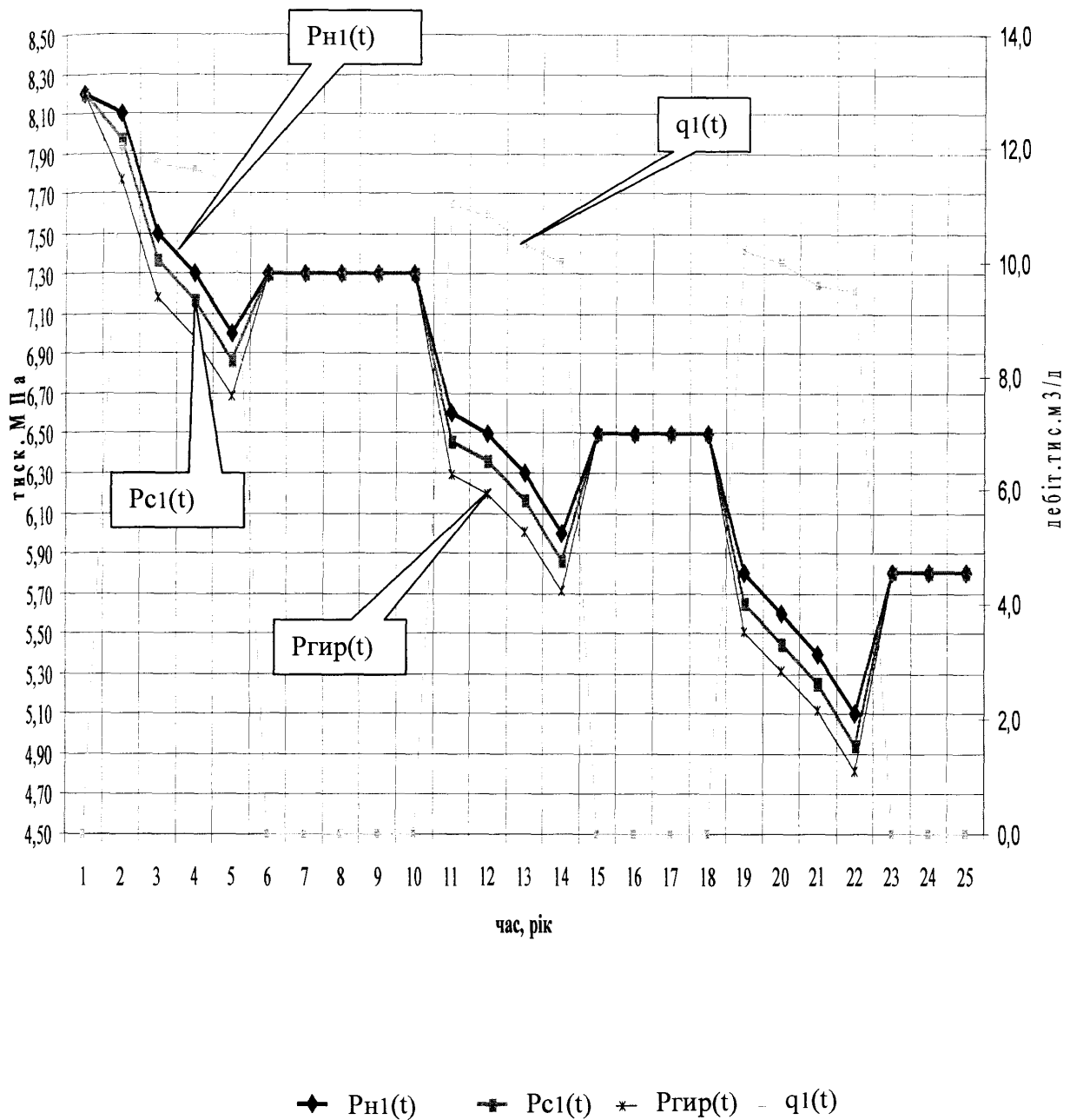
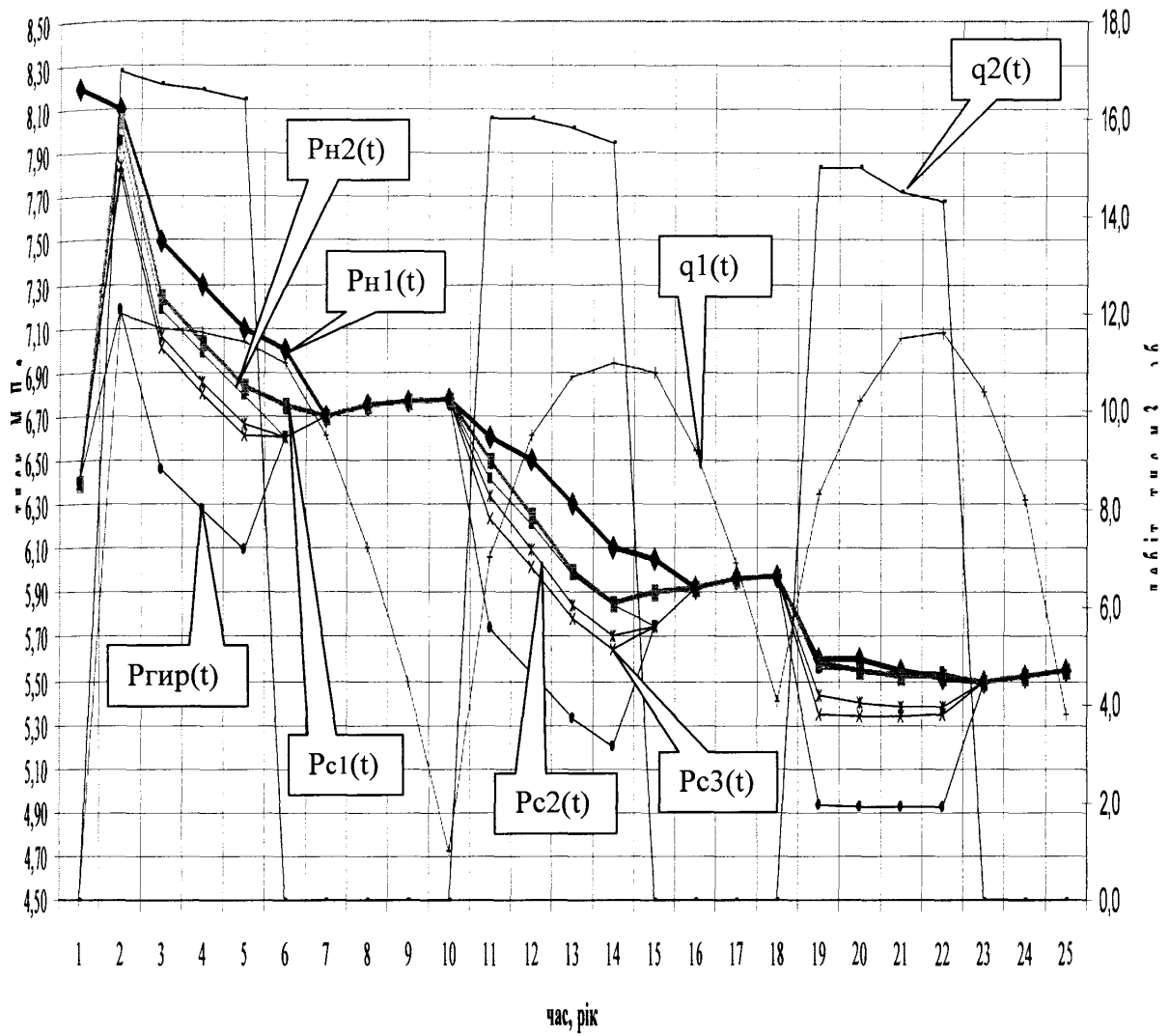


Рис. 3.4. Залежність $P_{n1}(t)$, $P_{c1}(t)$, $P_{гир}(t)$, $q_1(t)$ при лабораторних дослідженнях (традиційний спосіб)

З великою ймовірністю можна припустити, що подібні явища відбуваються і на вибої експлуатаційної свердловини, що призводить до миттєвих позамежних навантажень на привибійну зону і внаслідок цього до руйнування слабозцементованих порід колектора.

Другий експеримент полягав у моделюванні змінних навантажень на вибій експлуатаційної свердловини при перепуску газу з майкопського продуктивного горизонту, що складається з нестійкого колектора, що руйнується при незначних депресіях тиску, через стійкий колектор тортонського горизонту. Для імітації подібних умов газ пропускався з посудини високого тиску №1, через штуцер 1, вентиль 2, камеру з керном нестійкого колектора майкопського горизонту, вузол виміру витрати газу №1, камеру з керном стійкого тортонського горизонту. При цьому, для зв'язку з посудиною високого тиску №2 були відкриті вентилі 3, 4 і 7, фільтр для уловлювання породи, вентиль 8, вузол виміру газу №2, штуцер 9. Для того, щоб газ із камери з керном нестійкого колектора майкопського горизонту не попадав у фільтр поза камерою з керном стійкого колектора тортонського горизонту, закрили вентиль 5. Результати досліджень зафіксовані в додатку Ф, таблиці 3.5, побудовані графіки залежності тиску в посудині високого тиску №1 $P_{н1}(t)$, між штуцером і камерою з керном нестійкого колектора майкопського горизонту $P_{с1}(t)$, між камерою з керном нестійкого колектора майкопського горизонту і камерою з керном стійкого колектора тортонського горизонту, в посудині високого тиску №2 $P_{н2}(t)$, між штуцером і камерою з керном стійкого колектора тортонського горизонту $P_{с2}(t)$, між фільтром і штуцером на виході зі стенда $P_{гир}(t)$ (рис. 3.5).

У процесі досліджень упродовж п'яти хвилин газ із посудин високого тиску №1 і 2, із загальною витратою 17 – 16,4 тис. м³/д на другому вимірному вузлі, пропускався через керн нестійкого колектора майкопського горизонту і керн стійкого колектора тортонського горизонту. При цьому, перший вимірний вузол фіксував витрату газу через керн нестійкого колектора майкопського горизонту в межах 12 – 11,4 тис. м³/д. Від 6 до 10 хвилини був закритий штуцер 9, внаслідок чого рух газу спостерігався тільки з посудини високого тиску №1, через камеру з керном нестійкого колектора майкопського горизонту, через камеру з керном стійкого тортонського горизонту, в посудину високого тиску №2 з витратою 11 – 1 тис. м³/д. Від 11 до 14 хвилини штуцер 9 був відкритий і рух газу поновився із загальною витратою на другому вимірному вузлі 16 – 15,5 тис. м³/д.



◆ P_{H1}(t) ▬ P_{H2}(t) ⊕ P_{C1}(t) × P_{C3}(t) * P_{C2}(t) ▲ P_{гир}(t) ◆ q1(t) ▽ q2(t)

Рис. 3.5. Зміна в часі $P_{H1}(t)$, $P_{C1}(t)$, $P_{H2}(t)$, $P_{C2}(t)$, $P_{C3}(t)$, $P_{гир}(t)$, $q1(t)$, $q2(t)$
при лабораторних дослідженнях (варіант
внутрішньосвердловинного перепуску газу
з нестійких відкладів у стійкі відклади)

Перший вимірний вузол фіксував витрату газу через камеру з керном нестійкого колектора майкопського горизонту в об'ємі 7 – 11 тис. м³/д. Від 15 до

18 хвилини штуцер 9 був закритий, внаслідок чого рух газу спостерігався тільки з посудини високого тиску №1, через камеру з керном нестійкого колектора майкопського горизонту, через камеру з керном стійкого колектора тортонського горизонту, в посудину високого тиску №2 з витратою 10,8 – 4,1 тис. м³/д. Від 19 до 22 хвилини штуцер 9 був відкритий і рух газу поновився із загальною витратою на другому замірному вузлі 15 – 14,3 тис. м³/д. Перший вимірний вузол фіксував витрату газу через камеру з керном нестійкого колектора майкопського горизонту в об'ємі 8,3 – 11,6 тис. м³/д. З 23 хвилини штуцер 9 був закритий, внаслідок чого рух газу спостерігався тільки з посудини високого тиску №1 у посудину високого тиску №2 з витратою 10,4 – 3,8 тис. м³/д. Після експерименту, при розтині, у фільтрі не були виявлені частинки породи керна нестійкого колектора майкопського і стійкого колектора тортонського горизонтів. З рисунку 3.5 видно, що при закритті (відкритті) штуцера 9 відбуваються плавні зміни тиску в камері з керном нестійкого колектора майкопського продуктивного горизонту. Це досягається в результаті можливості перетікання газу, що залишається, з посудини високого тиску №1 у посудину нижчого тиску №2, не зважаючи на повне закриття (відкриття) штуцера 9. З великою ймовірністю можна припустити, що подібні явища відбуваються і на вибої перепускної свердловини нестійкого колектора майкопського горизонту, що виключає миттєві позамежні депресії на привибійну зону і внаслідок цього запобігає руйнуванню слабозцементованих порід колектора.

3.3. Висновки

Результати проведених експериментів дозволяють зробити такі висновки:

1. Підтверджується теоретичне обґрунтування достатньої приймальності стійкого тортонського продуктивного горизонту Архангельського газового родовища.
2. При підтримуванні пластового тиску в тортонському покладі не більше 6,4 МПа, дебіт перепускної свердловини з майкопського у тортонський поклад становитиме не менше 90 тис.м³/д. При зниженні поточного пластового тиску в

тортонському покладі, відбираючи з неї газ через свердловини 10N-1t, 11N-1t, 15N-1t і пробурені горизонтальні свердловини на тортонський поклад, дебіт перепускних свердловин збільшуватиметься.

3. Перепад тиску між робочим тиском свердловини 13M-5 і статичним тиском свердловини 11N-1t є достатнім для стабільної експлуатації майкопської свердловини 13M-5 у тортонський продуктивний горизонт. У цьому випадку режим експлуатації свердловини 13M-5 у тортонському продуктивному горизонті практично не відрізняється від режиму експлуатації в газопровід.
4. При моделюванні на лабораторній установці дослідження пропускання газу через керн нестійкого колектора майкопського горизонту при традиційних умовах, що при закритті (відкритті) штуцера 9 відбувається різке підвищення (зниження) тиску в камері з керном нестійкого колектора майкопського горизонту. З великою ймовірністю можна припустити, що подібні явища відбуваються і на вибої експлуатаційної свердловини, що призводить до миттєвих позамежних навантажень на привибійну зону і внаслідок цього до руйнування слабозцементованих порід колектора.
5. При моделюванні на лабораторній установці процесу пропускання газу через керн нестійкого колектора майкопського та стійкий колектор тортонського горизонтів при перепуску газу через стійкий тортонський керн, при закритті (відкритті) штуцера 9 відбуваються плавні зміни тиску в камері з керном нестійкого колектора майкопського горизонту. Це досягається в результаті можливості перетікання газу, що залишається, з посудини високого тиску №1 у посудину нижчого тиску №2, не зважаючи на повне закриття (відкриття) штуцера 9. З великою ймовірністю можна припустити, що подібні явища відбуваються і на вибої перепускної свердловини нестійкого колектора майкопського горизонту, що виключає миттєві позамежні депресії на привибійну зону і внаслідок цього запобігає руйнуванню слабозцементованих порід колектора.

РОЗДІЛ 4

РЕАЛІЗАЦІЯ СПОСОБУ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ШЛЯХОМ ОРГАНІЗАЦІЇ ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ ЧЕРЕЗ СІТКУ ПЕРЕПУСКНИХ СВЕРДЛОВИН І ВІДБОРУ ГАЗУ ЧЕРЕЗ ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ

4.1. Реалізація розробки Архангельського багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу

Для запобігання руйнування привибійної зони експлуатаційної свердловини нестійкого колектора майкопського покладу автором дисертації розглянута можливість організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого колектора, що руйнується при незначній депресії тиску на пласт, у стійкий колектор, що складається з високопроникних, стійких до руйнування, тріщинуватих порід. Запропоновані оригінальні конструкції перепускних свердловин із гирлом на дні моря та сітка їх розміщення на родовищі.

Для збільшення ступеня вилучення газу з майкопського покладу, використовуючи колекторські властивості тортонського покладу на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря, нами досліджено умови контрольованого перепуску газу. Технологічно найбільш обґрунтований третій варіант перепуску з майкопського в тортонський поклад через чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10, 11, 15 з тортонського покладу, шість перепускних свердловин з майкопського у тортонський поклад і три горизонтальні свердловини з тортонського покладу.

Зараз на Архангельському газовому родовищі є центральна технологічна платформа ЦТП-7, чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з майкопського покладу, три існуючі свердловини 10, 11, 15 з тортонського покладу. Пропонуємо з ЦТП-7 пробурити дослідно-перепускную свердловину з майкопського у

тортонський поклад, в купол тортонського покладу і три горизонтальні свердловини. Використовуючи СПБУ, в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити шість перепускних свердловин, що сполучає майкопський і тортонський поклади (рис. 4.1).

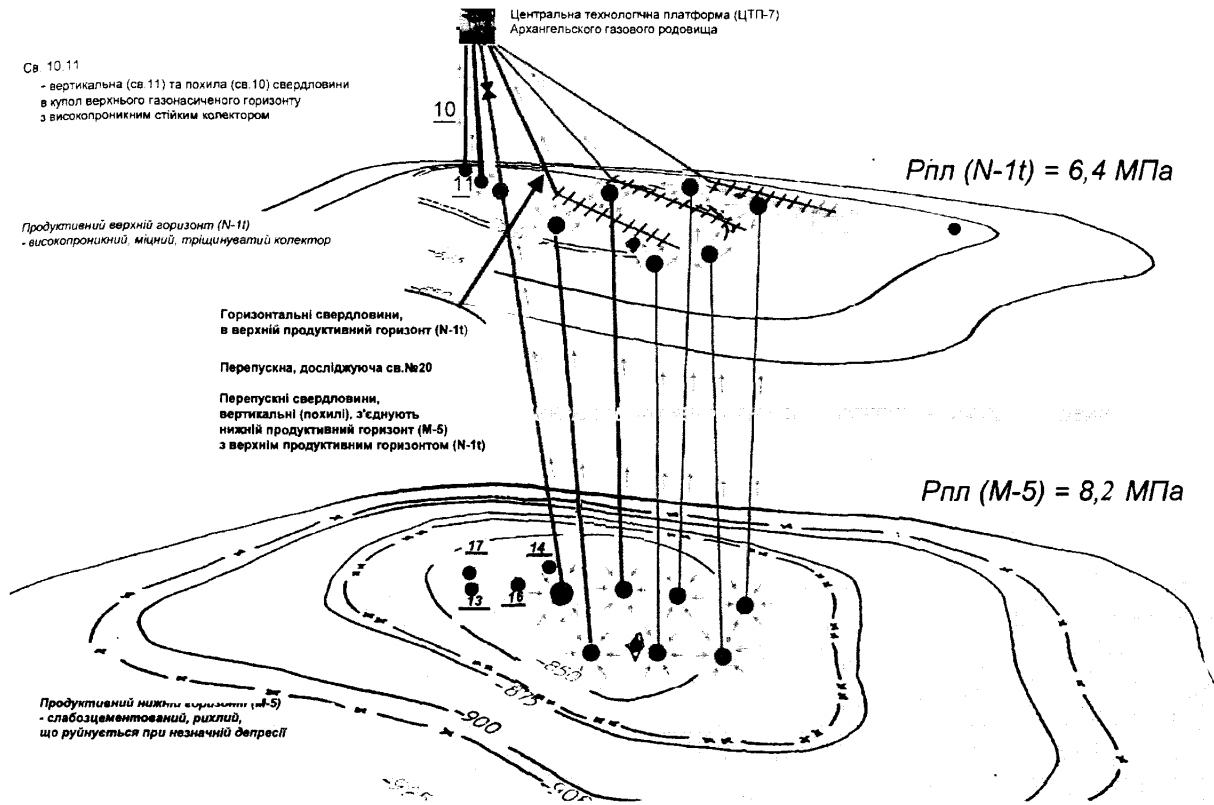


Рис. 4.1. Технологічна схема розробки Архангельського газового родовища способом внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад

Пропонується наступна послідовність свердловин:

- З ЦТП-7 пробурити дослідно-перепускну свердловину, що сполучає майкопський і тортонський поклади, яка дозволить перепустити газ із майкопського покладу в контур живлення трьох існуючих свердловин 10, 11, 15 з тортонського покладу (рис. 4.2). При цьому гирло свердловини вивести на ЦТП-7 для технологічного і геологічного контролю за процесом перепуску газу з майкопського в тортонський поклад. Також для контролю за технологічними і геологічними параметрами розробки майкопського та тортонського покладів необхідно використовувати чотири існуючі свердловини 13, 14, 16, 17 з

майкопського покладу, три існуючі свердловини 10, 11, 15 з тортонського покладу.

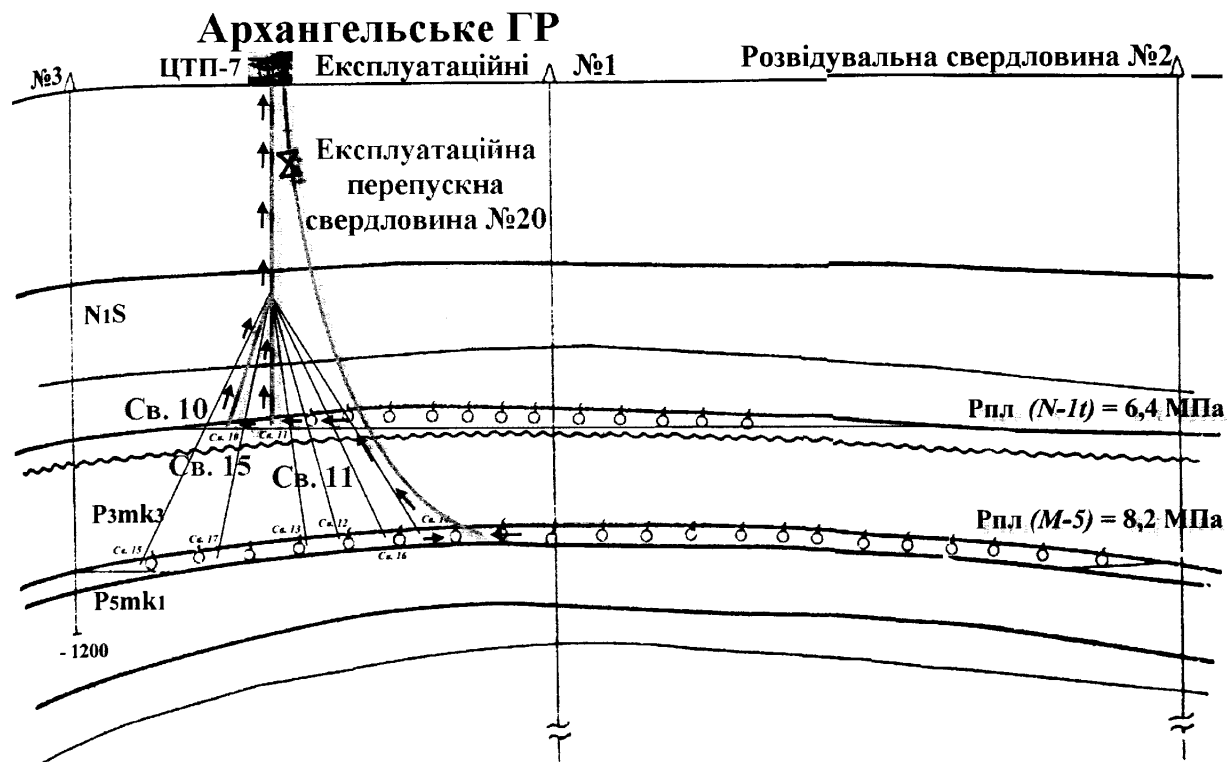


Рис. 4.2. Перепускна свердловина з нестійкого у стійкий колектор

2. З ЦТП-7 пробурити першу експлуатаційну горизонтальну свердловину в купол тортонського покладу (рис. 4.3).

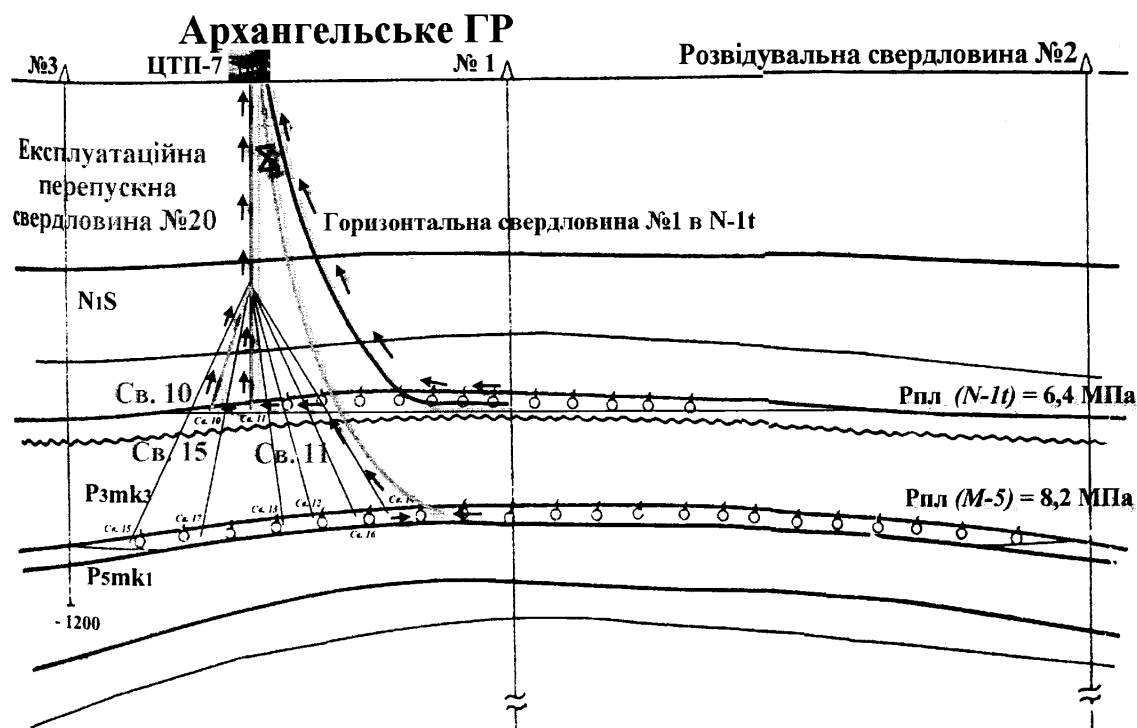


Рис. 4.3. Перша експлуатаційна горизонтальна свердловина зі стійкого колектора

3. Використовуючи СПБУ, в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити дві вертикальні перепускні свердловини з майкопського у тортонський поклад, при цьому перфорована ділянка перепускних свердловин у тортонському покладі повинна знаходитися в контурі живлення першої експлуатаційної горизонтальної свердловини з тортонського покладу, вибої свердловин обладнані гравійними фільтрами в оптимальному місці майкопського покладу, а гирло свердловин обладнати на дні моря (рис. 4.4).

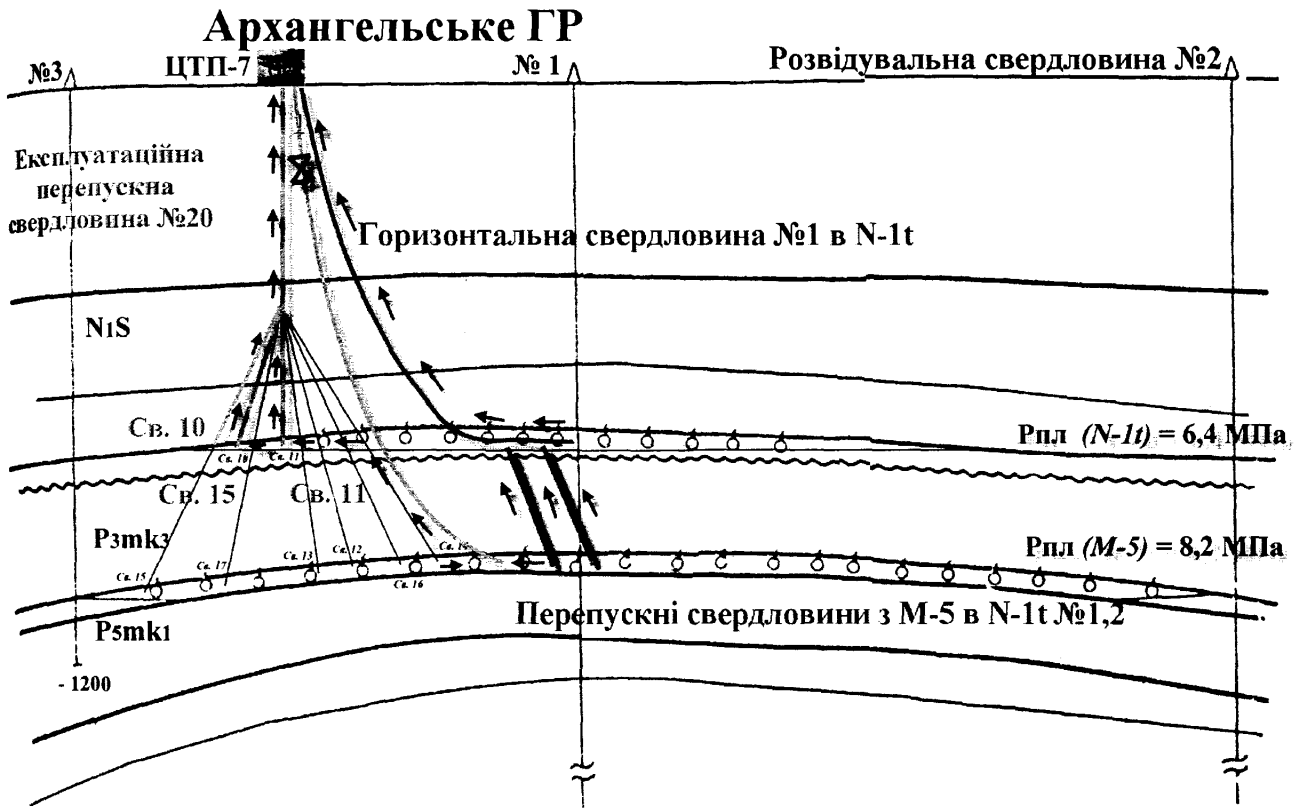


Рис. 4.4. Перша і друга вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий колектор

4. З ЦТП-7 пробурити другу експлуатаційну горизонтальну свердловину в зручний з геологічної точки зору інтервал тортонського покладу (рис. 4.5).

5. Використовуючи СПБУ, в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити третю і четверту вертикальні перепускні свердловини з майкопського у тортонський поклад, з ділянкою перфорації перепускних свердловин у тортонському покладі в контурі живлення другої експлуатаційної горизонтальної свердловини з тортонського покладу, із вибоєм в оптимальному місці

майкопського покладу і з гирлом на дні моря (рис. 4.5).

6. 3 ЦТП-7 пробурити третю експлуатаційну горизонтальну свердловину в зручній з геологічної точки зору інтервал тортонського покладу (рис. 4.5).

7. Використовуючи СПБУ, в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити п'яту і шосту вертикальні перепускні свердловини з майкопського у тортонський поклад, з ділянкою перфорації перепускних свердловин у тортонському покладі в контурі живлення третьої експлуатаційної горизонтальної свердловини з тортонського покладу, із вибоєм в оптимальному місці майкопського покладу і з гирлом на дні моря (рис. 4.5).

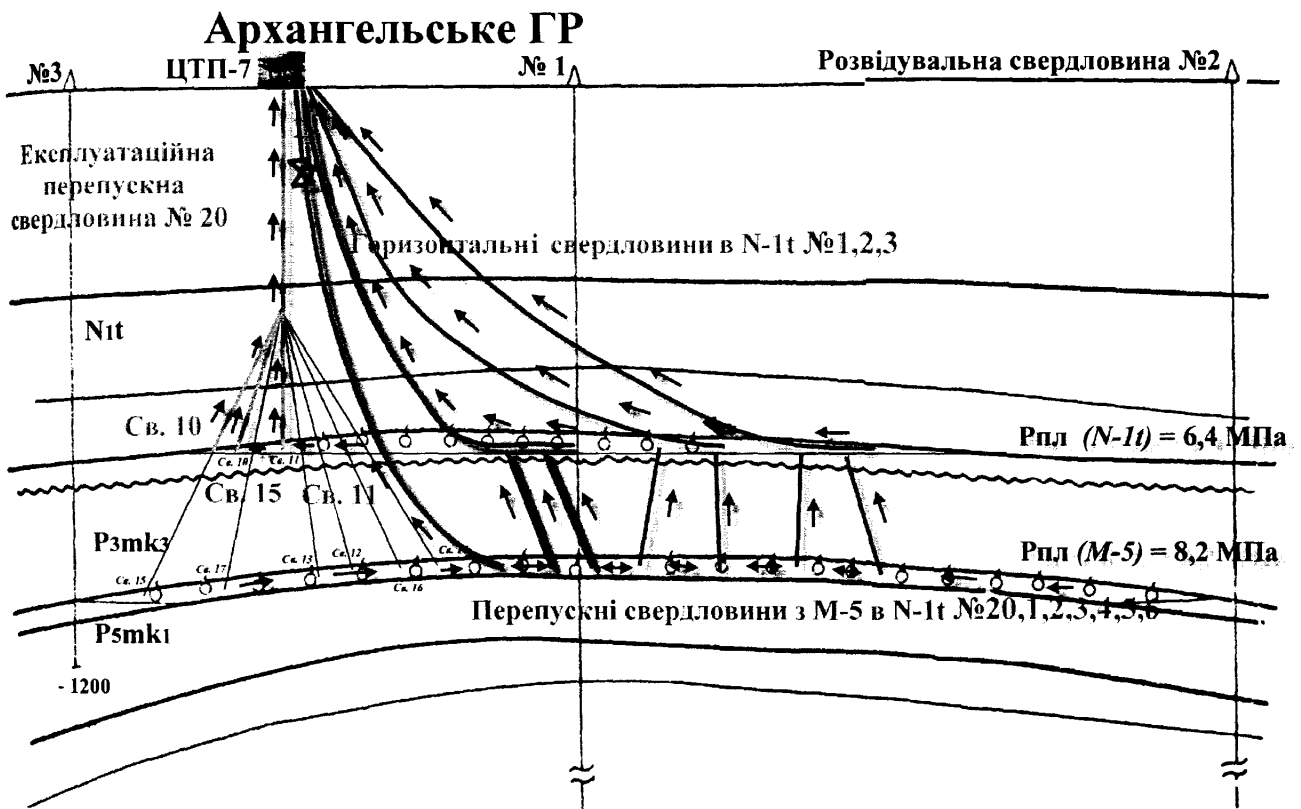


Рис. 4.5. Друга експлуатаційна горизонтальна свердловина зі стійкого колектора, третя і четверта вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий колектор, третя експлуатаційна горизонтальна свердловина з стійкого колектора, п'ята і шоста вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий колектор

У цьому випадку газ із майкопського покладу через перепускні свердловини під тиском не менше ніж 8,2 МПа спрямовуватиметься в тортонський поклад, де поточний пластовий тиск становить 6,4 МПа. При цьому, чим більше буде відбір

газу з тортонського покладу, тим більше поступатиме газу через перепускні свердловини з майкопського покладу, а депресія тиску в майкопському покладі залишатиметься оптимальною. Необхідний пластовий тиск у тортонському покладі підтримуємо збільшенням відбору газу з експлуатаційних свердловин 10,11,15 і пробурених горизонтальних свердловин з тортонського покладу.

У результаті реалізації наведеної послідовності буріння свердловин будуть створені умови для перепуску при допустимих депресіях тиску більшої кількості газу з майкопського покладу, який складений слабозцементованими, рихлими породами, що руйнуються при незначній депресії, в тортонські поклади з високопроникним, стійким колектором. Це дозволить створювати великі депресії тиску на тортонський пласт, що забезпечить необхідний, рентабельний дебіт газу з експлуатаційних горизонтальних свердловин.

Успішна реалізація даної пропозиції дозволяє в декілька разів збільшити загальний відбір газу з Архангельського багатопластового газового родовища і підвищити коефіцієнт кінцевого газовилучення.

4.2. Конструкція дослідно-перепускної свердловини і перепускних свердловин із гравійним фільтром та з гирлом на дні моря

4.2.1. Конструкція дослідно-перепускної свердловини

Для технологічного і геологічного контролю перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад пропонується наступна конструкція дослідно-перепускної експлуатаційної свердловини (рис. 4.6).

Для забезпечення проектного дебіту дослідно-перепускної свердловини та запобігання винесення породи з майкопських відкладів у тортонські запропоновано кріплення вибою свердловини в інтервалі продуктивних пластів проводити із застосуванням фільтру з гравійним набиванням [5]. З метою вибору діаметра зерен матеріалу для намивання гравійного фільтра за нашими рекомендаціями «Нафтогазовим центром» були взяті в ДАТ «Чорноморнафтогаз» проби керну з майкопських відкладів Архангельського газового родовища. Після

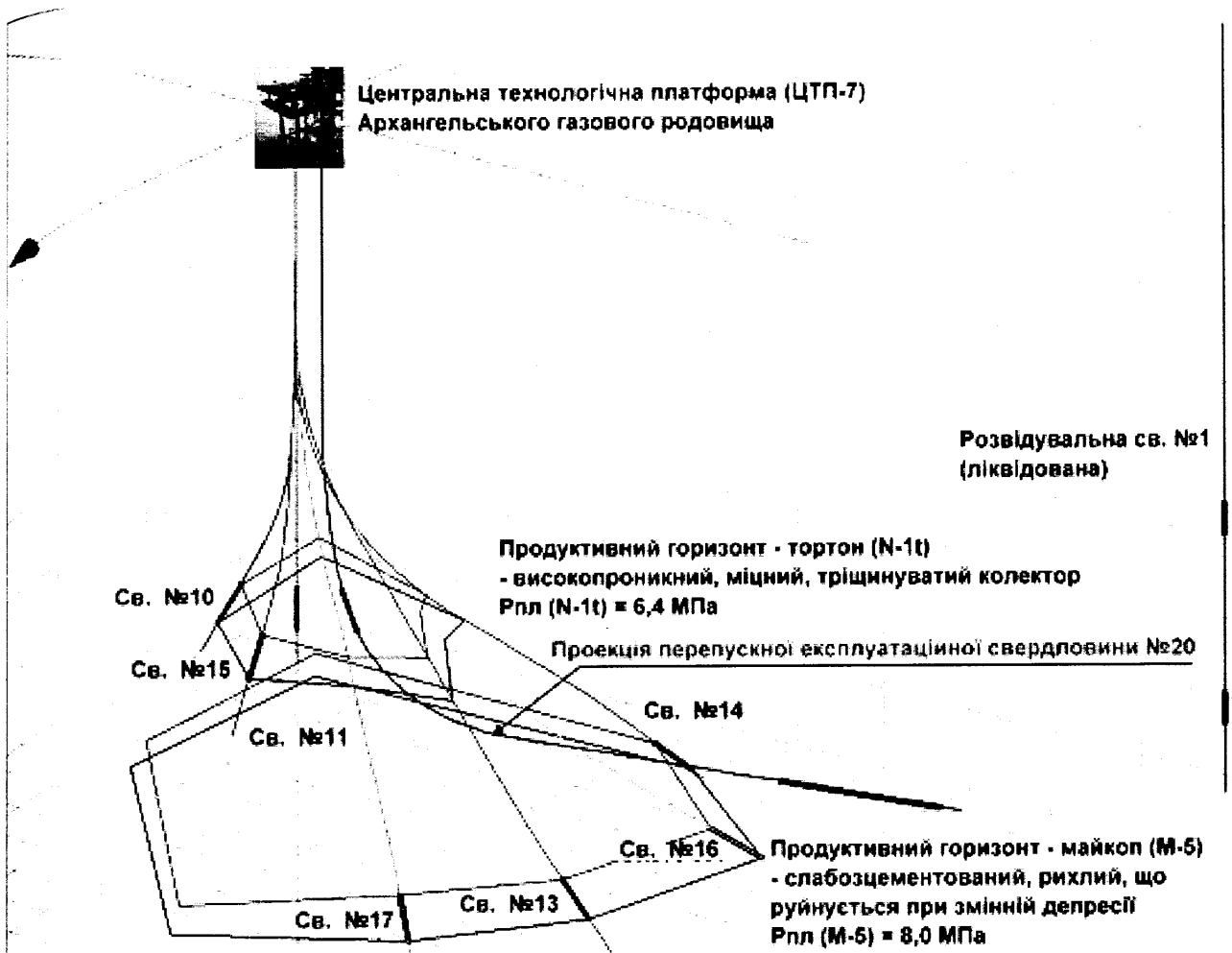


Рис. 4.6. Проекція профілів розвідувальної свердловини 1, експлуатаційних свердловин 10, 11, 13, 15, 16, 17 та проекції перепускної свердловини Архангельського багатопластового газового родовища

подрібнення породи проведено аналіз фракційного складу. Результати аналізу показали, що діаметр зерен порід майкопських відкладів Архангельського родовища становить $d_{50} = 0,043$ мм (рис. 4.7). Для утримання породи такого фракційного складу рекомендується використовувати гравій з діаметром зерен $d_r = d_{50} \times 6 = 0,26$ мм. Згідно стандарту АНІ RP-56 цьому діаметру зерен відповідає гравій фракції 0,25 – 0,42 мм. Випробування, проведені на стенді «Нафтогазового центру», підтвердили, що вибрана фракція гравію забезпечує утримання породи майкопських відкладів Архангельського газового родовища.

Необхідна маса гравію розраховується за формулою

$$M_r = 0,785 \times [(D_d^2 \times K_k - d_T^2) \times L_T + (D_d \times K_k - D_\phi^2) \times L_\phi] \times \rho_{н.з.},$$

де D_d , D_ϕ , d_T - діаметри долота, фільтра та труб відповідно, м;

K_k – коефіцієнт кавернозності ($K_k = 1,15$);

L_T, L_ϕ – сумарна довжина труб та секцій фільтра відповідно, м;

$\rho_{н.г}$ – насипана щільність гравію, т/м³.

Максимальний розмір комірки фільтра (h_ϕ) свердловини розраховується за формулою

$$h_\phi = 0,75 \times d_2 \text{ min},$$

де $d_2 \text{ min}$ – мінімальний розмір зерен вибраної фракції гравію, мм.

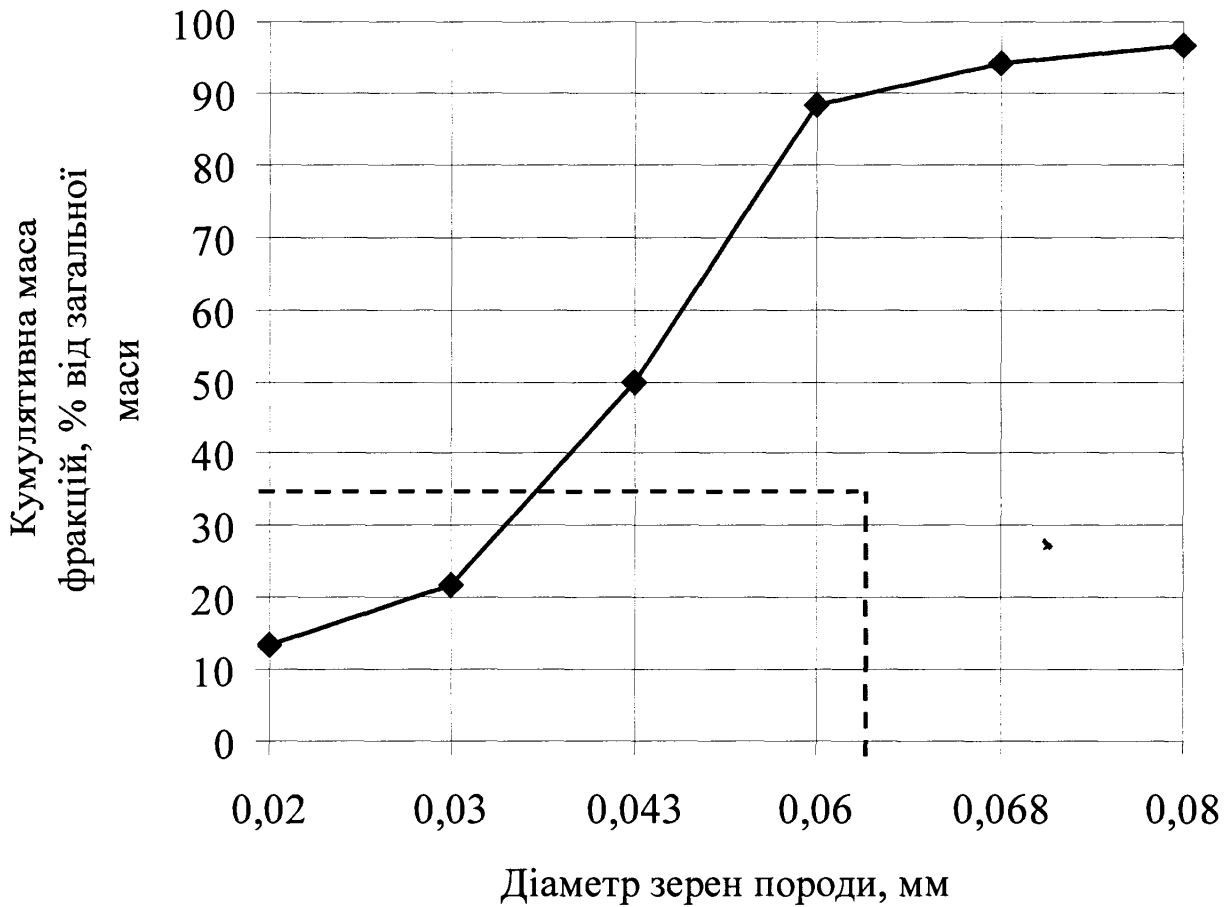


Рис. 4.7. Фракційний склад майкопських відкладів Архангельського ГР

Компоновка фільтра для спуску в свердловину та намівання гравійного набивання методом зворотної циркуляції включає башмак, підфільтрові труби, фільтр-каркас, надфільтрові труби, вузол роз'єднання колони, промивальний клапан з промивальними трубками, жорсткі центратори. Намивання гравію в кільцевий простір між фільтром та стінками свердловини проводиться методом зворотної циркуляції. Технологія намівання включає наступні етапи.

Гравійно-рідинна суміш закачується з гирла свердловини по міжтрубному простору між експлуатаційною колоною та колоною бурильних труб і протискується до фільтрової компоновки. Рідина-носій, пройшовши крізь комірки фільтру-каркаса, виходить на поверхню через промивальні трубки і колону бурильних труб, а гравій формує набивання в просторі між стінками свердловини та компоновкою фільтра. По завершенню процесу споруди гравійного масиву в колону бурильних труб скидається куля та через вікна клапана, що відкрилися, промивальною прямою циркуляцією здійснюється видалення надлишків гравію, після чого технологічне устаткування, бурильні труби, промивальний клапан та промивальні трубки витягуються з свердловини (рис. 4.8) і проводиться встановлення експлуатаційного обладнання. Для намівання гравію застосовується біополімерний розчин без твердої фази.

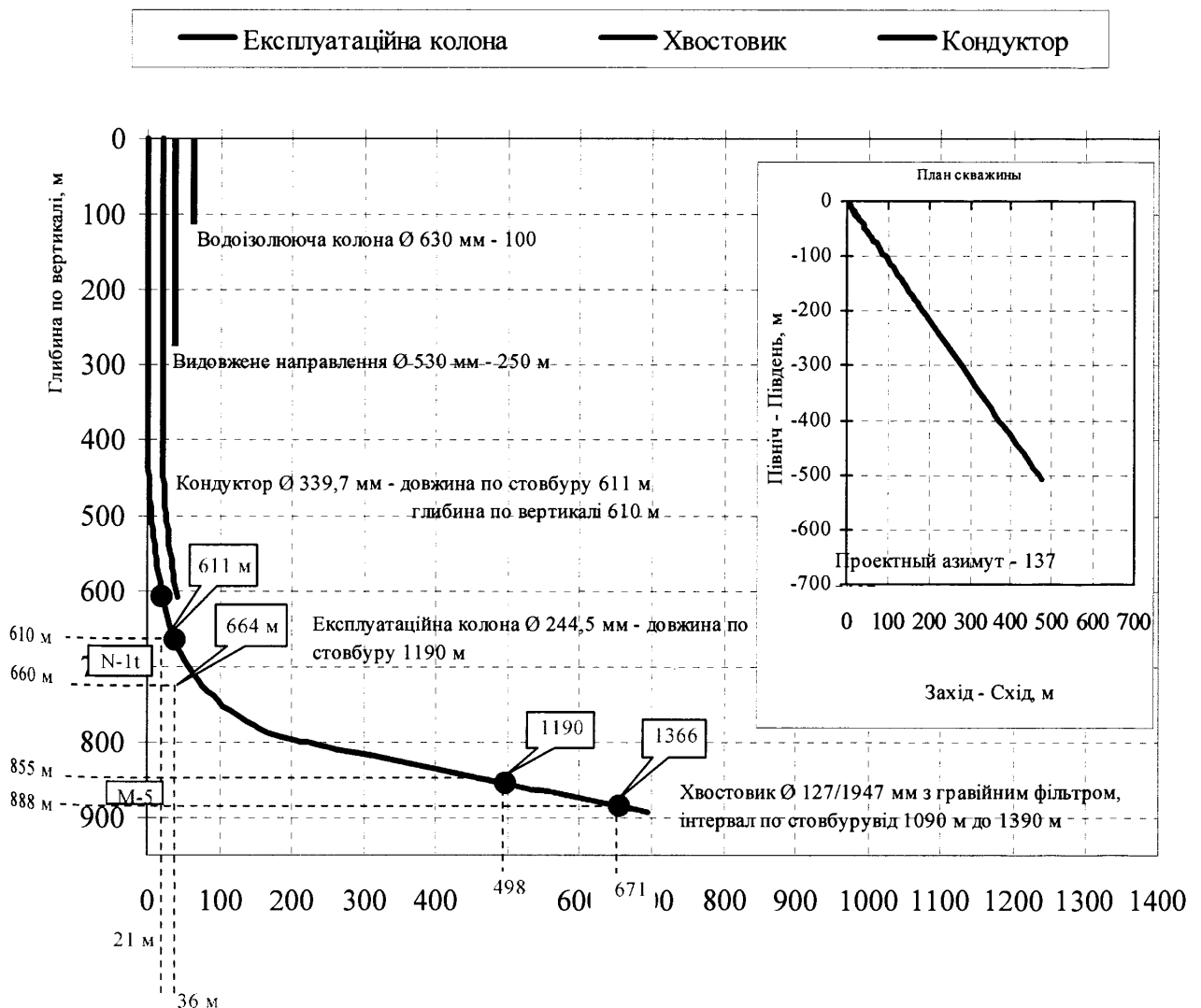


Рис. 4.8. Профіль дослідно-експлуатаційної свердловини на Архангельському ГР

Концентрацію гравію в рідині для намивання гравійного набивання розраховується за формулою

$$C_2 = \frac{0,1134}{S_{сед}}, \quad (4.1)$$

де C_2 - концентрація гравію в рідині для намивання гравійного набивання, кг/м^3 ;

$S_{сед}$ - константа седиментації, с.

Для вибраної фракції гравію та рідини для намивання гравійного набивання константа седиментації визначена на стенді «Нафтогазового центру» експериментально і становить $S_{сед} = 0,0016$ с.

З урахуванням цього концентрація гравію в рідині становить $C_2 = 70,8 \text{ кг/м}^3$. Розрахунок продуктивності насосів при намиванні гравійного набивання виконаний з урахуванням необхідності забезпечити рух рідини з гравієм на горизонтальній ділянці стовбура свердловини зі швидкістю:

$$V_p > V_{кр},$$

де V_p – необхідна швидкість руху рідини з гравієм на горизонтальній ділянці стовбура свердловини, при якій не відбувається випадіння гравію, м/с;

$V_{кр}$ - критична швидкість руху рідини, при якій відбувається випадіння гравію, м/с.

Критична швидкість руху рідини з гравієм вибраної фракції та концентрації визначена на стенді експериментально і складає $V_{кр} = 0,17$ м/с.

Продуктивність насосів для забезпечення необхідної швидкості руху рідини з гравієм в інтервалі намивання гравійного набивання розрахована за формулою

$$Q_{нас.} > V_{кр.} \times S_n,$$

де $Q_{нас.}$ – мінімально допустима продуктивність насосів при намиванні гравійного набивання, л/с;

S_n - максимальна площа кільцевого перетину між стінкою свердловини та надфільтровою трубою (рис. 4.10), м^2 .

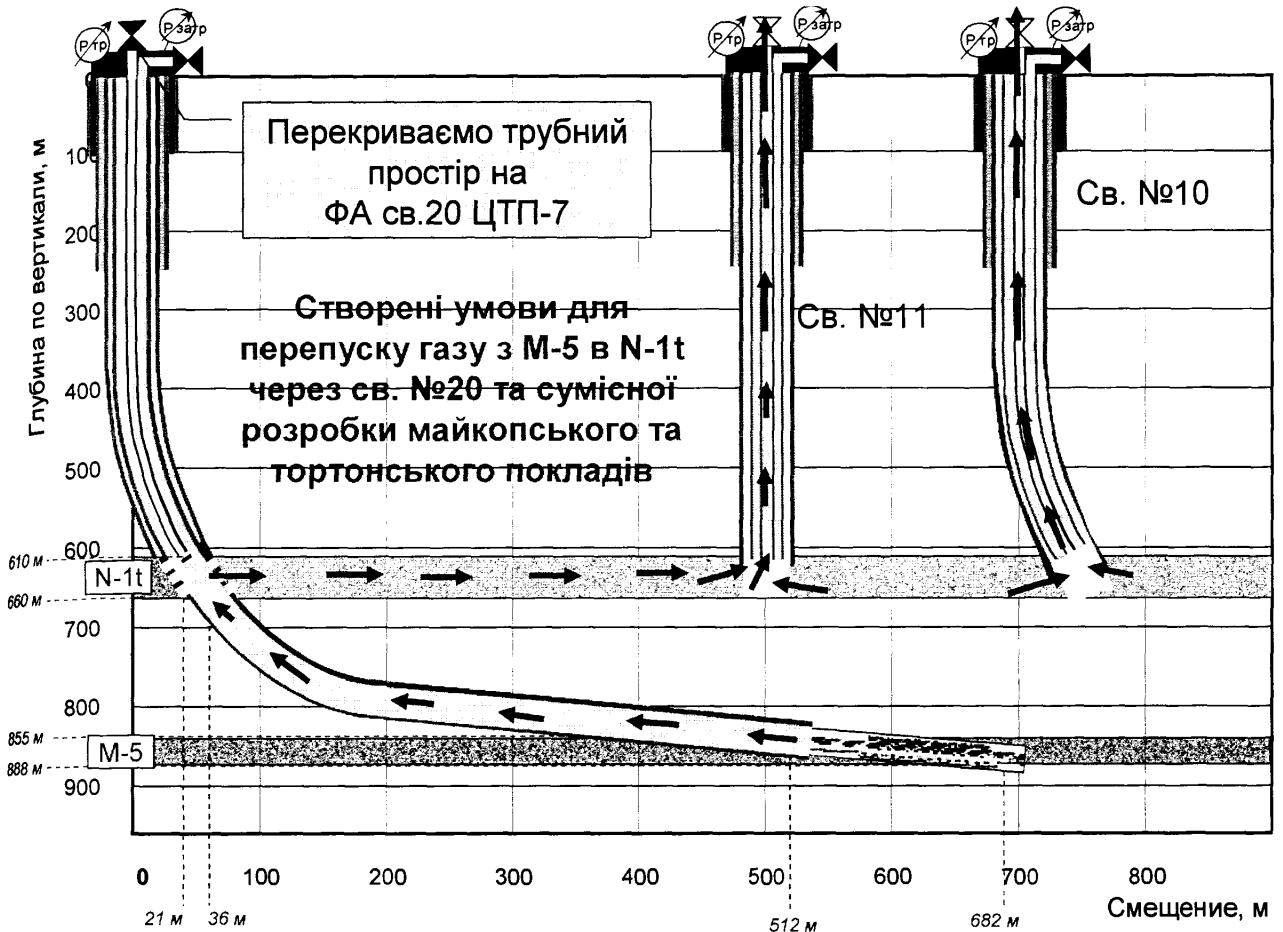


Рис. 4.10. Схема будівництва експлуатаційно-дослідницької свердловини Архангельського ГР

Для проектованої свердловини площа кільцевого перетину становитиме

$$S_n = 0,785 \times (D_d^2 \times K_k - d_T^2) = 0,0375 \text{ м}^2. \quad (4.2)$$

Тоді мінімально допустима продуктивність насосів при намиванні гравійного набивання повинна становити

$$Q_{\text{нас.}} = 0,0064 \text{ м}^3/\text{с} = 6,4 \text{ л/с}.$$

4.2.2. Конструкція перепускових свердловин з обладнанням гирла на дні моря.

Для перепуску газу з нестійкого у стійкий колектор запропонована наступна конструкція перепускової свердловини з гирлом на дні моря (рис. 4.11, 4.12).

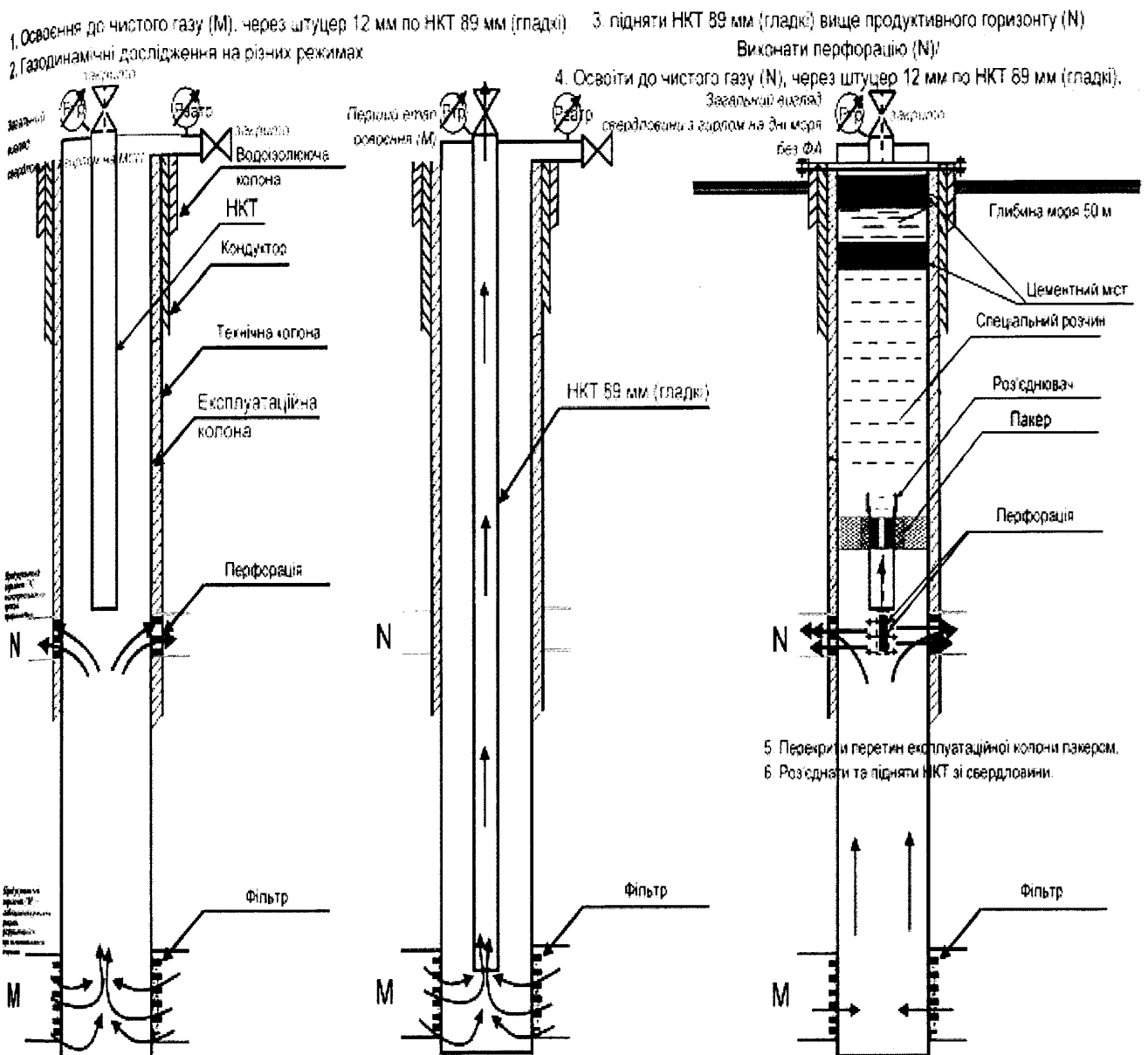


Рис. 4.11. Конструкція перепускної свердловини з гирлом на дні моря, що перепускає газ із майкопського покладу в тортонський поклад

Перший етап: буріння під водоізолюючу колону 630 мм – до 100 м; цементування до рівня моря; буріння під подовжений кондуктор 508 мм – до 250 м; цементування до дна моря.

Другий етап: буріння під технічну колону 339,7 мм до покрівлі продуктивного горизонту N-1t – до 611 м; цементування до дна моря.

Третій етап: буріння в тортонському продуктивному горизонті – інтервал 611 – 660 м; встановлення цементного мосту в інтервалі 611 – 660 м.

Четвертий етап: буріння під експлуатаційну колону 244,5 мм – до 855 м;

цементування до дна моря.

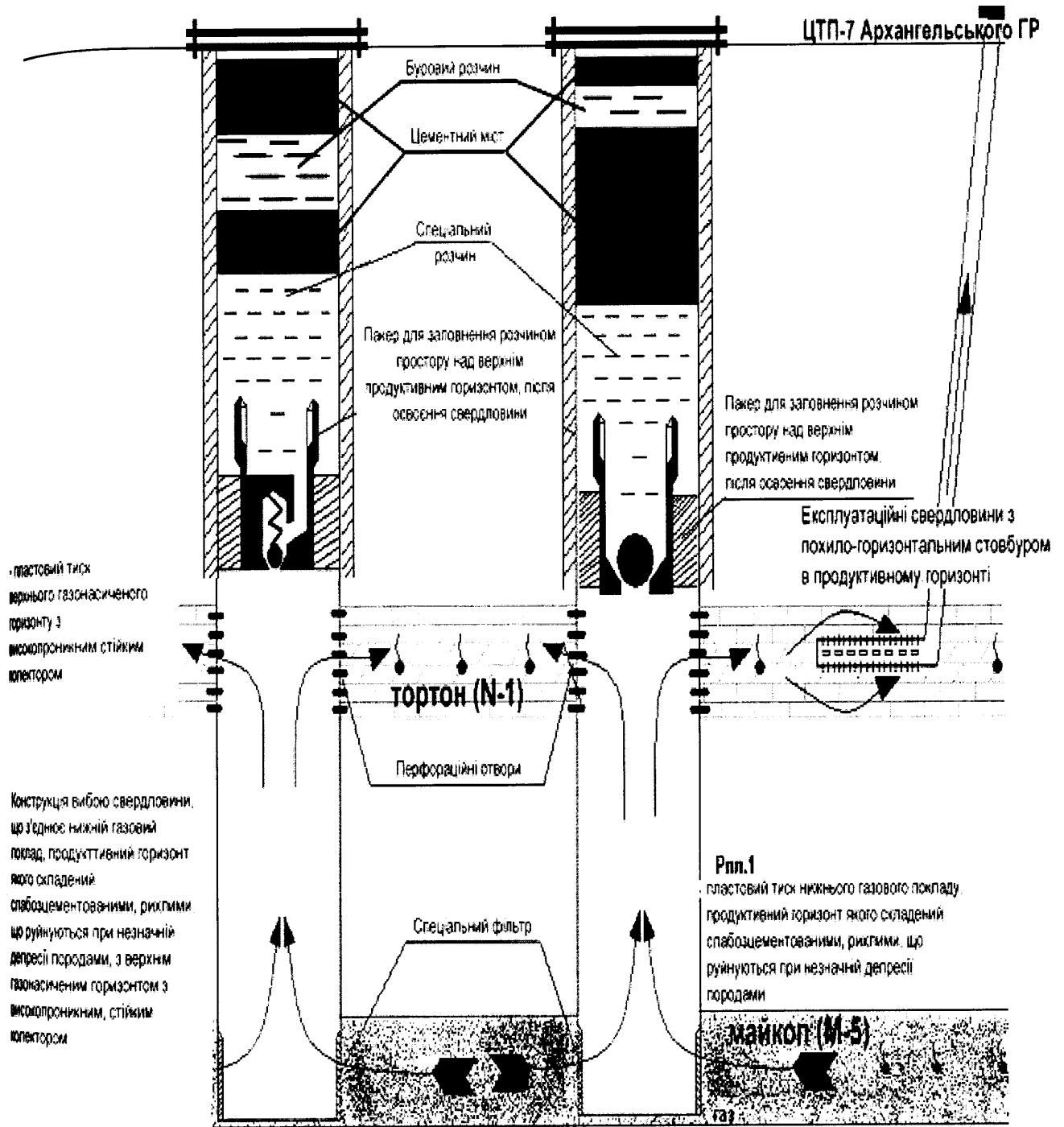


Рис. 4.12. Спосіб ізоляції надпакерного простору перепускної свердловини з гирлом на дні моря

П'ятий етап: буріння в майкопському продуктивному горизонті М-5 – інтервал 855 – 888 м; встановлення гравійного фільтра в інтервалі 855 – 888 м; намівання гравійної набивки між продуктивним горизонтом М-5 і гравійним фільтром в інтервалі 855 – 888 м.

Шостий етап: освоєння інтервалу 855 – 888 м майкопського продуктивного горизонту через НКТ 89 мм і ФА на СПБУ. Дослідження свердловини.

Сьомий етап: глушіння свердловини полімерним розчином на рівновазі; підйом НКТ 89 мм до глибини 611 м (над покрівлю тортонського продуктивного горизонту N-1t).

Восьмий етап: освоєння свердловини до чистого газу, дослідження на режимах.

Дев'ятий етап: у газовому середовищі спуск перфораційної стрічки через НКТ 89 мм в інтервал тортонського продуктивного горизонту; перфорація; підйом перфораційної стрічки на гирло.

Десятий етап: освоєння тортонського і майкопського горизонтів через НКТ 89 мм і ФА на СПБУ. Дослідження свердловини на режимах.

Одинадцятий етап: розпакерівка глухого пакера (у НКТ 89 мм скидання кулі в сідло розпакерівки, підйом тиску в НКТ до тиску розкриття пакера; відворот НКТ 89 мм у замку правої різьби; підйом верхньої частини НКТ 89 мм – 600 м); заповнення простору над пакером герметизуючим розчином.

Дванадцятий етап: на дні моря від'єднання верхньої частини водоізолюючої колони 630 мм – 55 м; на дні моря від'єднання верхньої частини подовженого кондуктора 508 мм – 55 м; на дні моря від'єднання верхньої частини технічної колони 339,7 мм – 55 м; на дні моря від'єднання верхньої частини експлуатаційної колони 244,5 мм – 55 м; обладнання на дні моря герметизуючої колонної головки з двома замковими засувками для періодичного контролю за тиском у трубному і міжколонному просторах.

4.3. Порівняння техніко-економічних показників варіантів розробки багатопластового газового родовища на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря

Загальним критерієм раціональності розробки багатопластового газового родовища є показник народногосподарського ефекту. Була виконана техніко-

економічна оцінка розробки Архангельського багатопластового газового родовища внутрішньосвердловинним перепуском газу та двома традиційними способами (рис. 4.13 – 4.18).

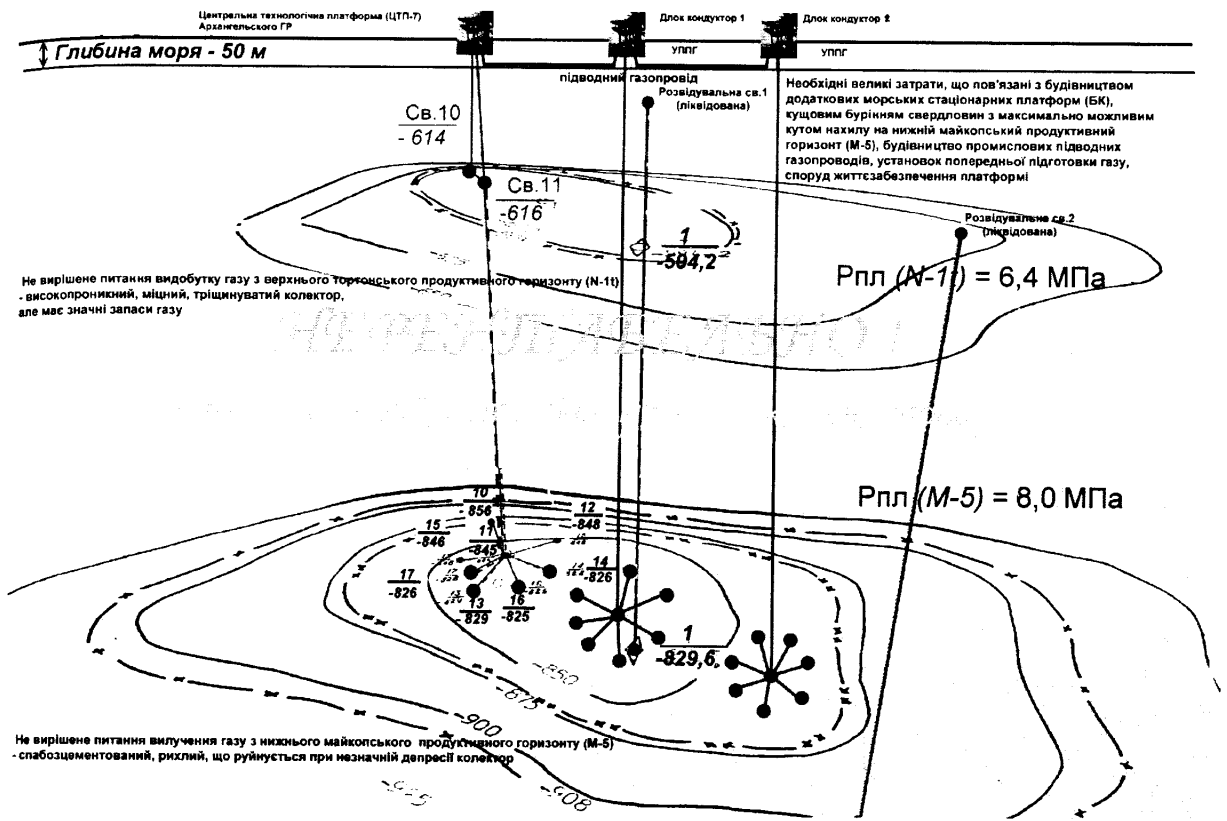


Рис. 4.13. Традиційний метод розробки газового родовища на шельфі моря

Витрати визначаємо за формулою

$$Z = \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{-t} + \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (1)$$

де E – коефіцієнт обліку рівномірності витрат ($E=0.08$);

T – термін дорозробки багатопластового газового родовища;

t – порядковий номер року розробки;

K_t – капітальні вкладення, здійснювані в t – ому році;

\mathcal{E}_t – експлуатаційні витрати (без амортизації) також в t – ому році розробки.

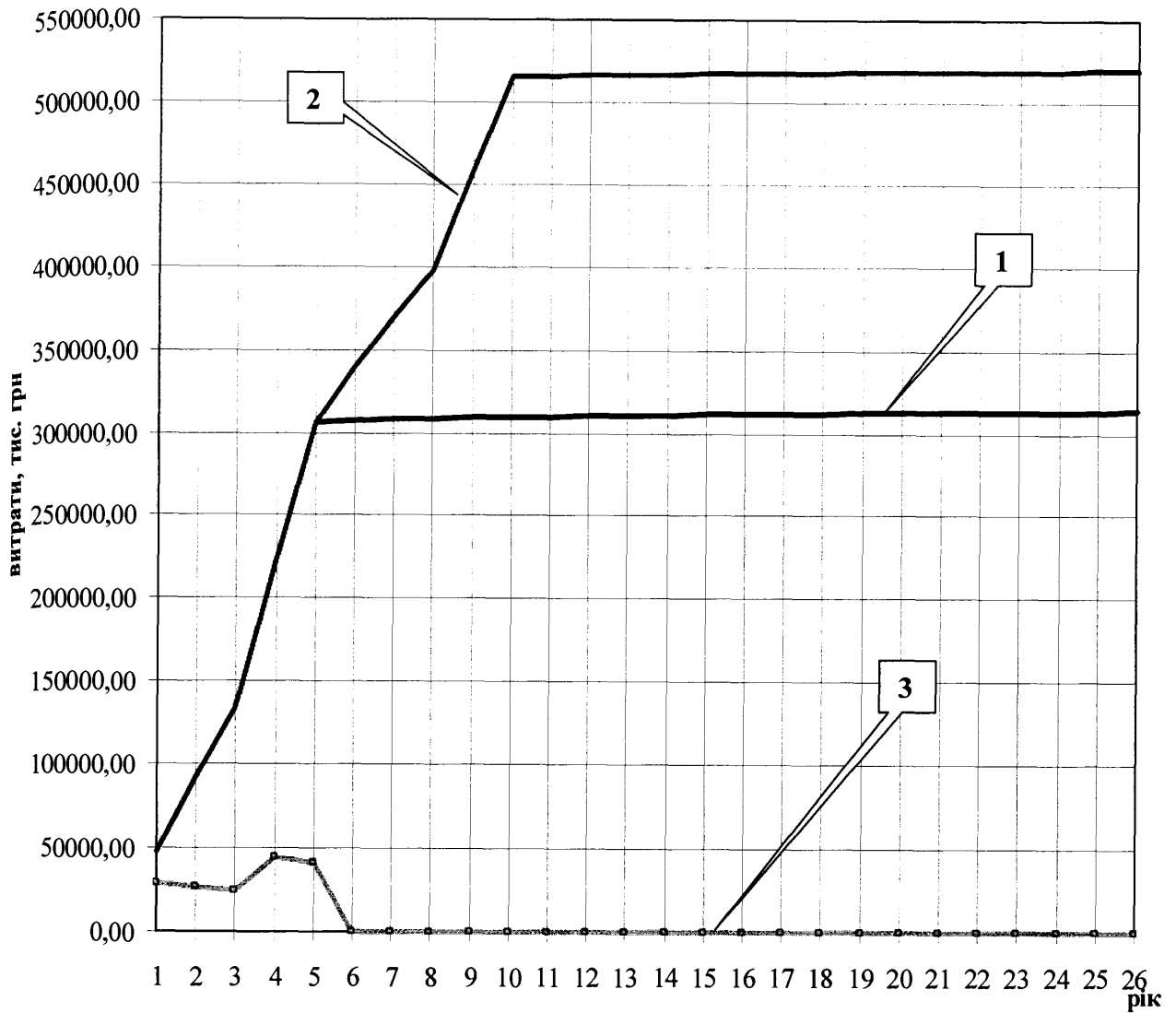


Рис. 4.14. Графік порівняння витрат за роками першого традиційного способу (1), другого традиційного способу (2), внутрішньосвердловинного перепуску газу (3)

Оптимальним є варіант розробки багатопластового газового родовища та експлуатації системи облаштування промислу, для якого витрати, згідно (1), мінімальні.

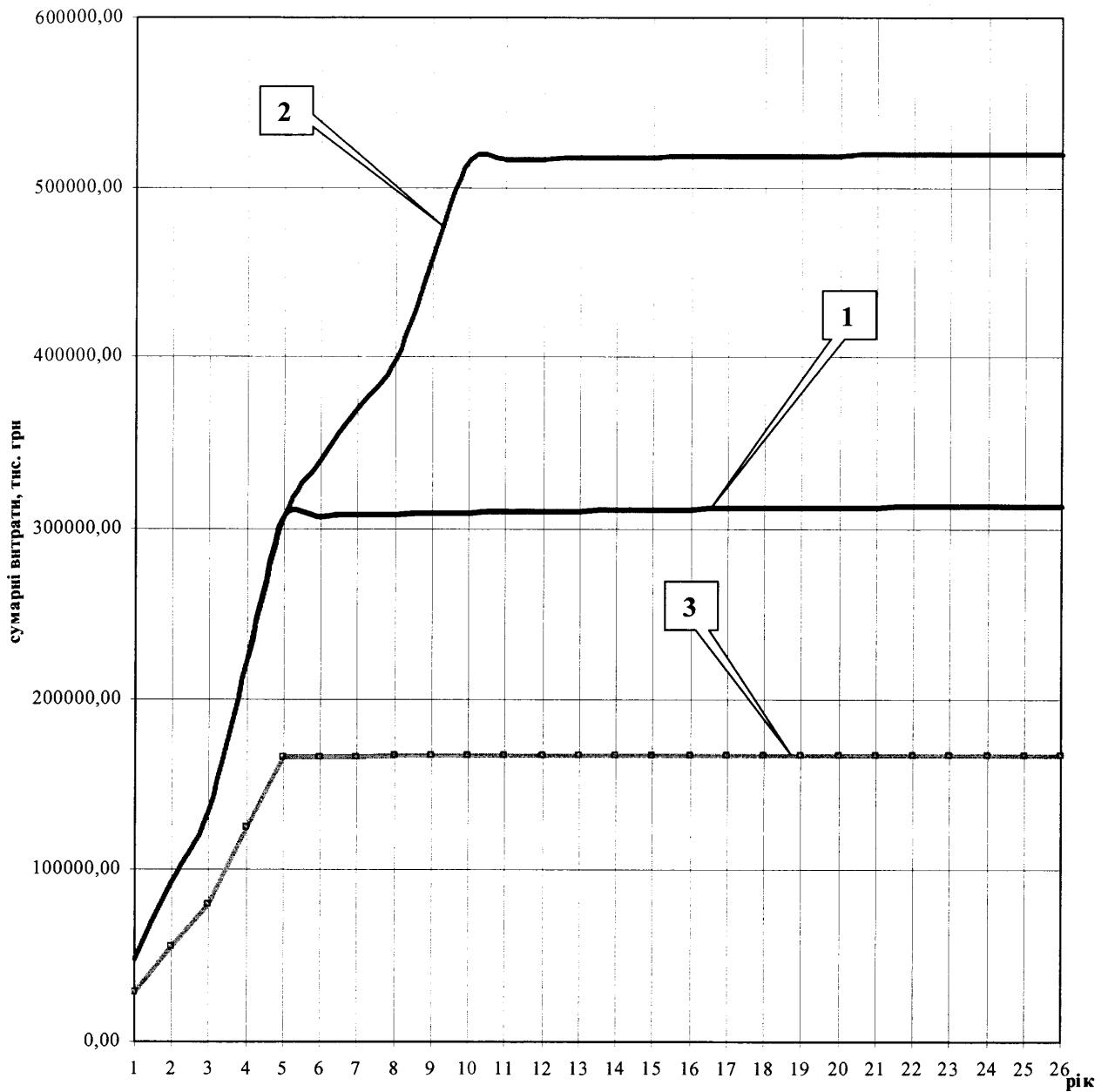


Рис. 4.15. Графік порівняння витрат за період першого традиційного способу (1), другого традиційного способу (2), внутрішньосвердловинного перепуску газу (3)

При проектуванні дорозробки Архангельського газового родовища доводиться досліджувати варіанти з різною тривалістю періоду постійного видобутку газу, з різними способами облаштування промислу і методами підвищення газовилучення пласта. Отже, тут варіанти відрізняються один від одного залежностями зміни в часі темпу відбору газу з родовища $Q(t)$ і видобутою кількістю газу Q за термін розробки родовища T . У таких випадках критерій

сумарних витрат (1) не дозволяє обґрунтувати оптимальний варіант розробки родовища та облаштування промислу.

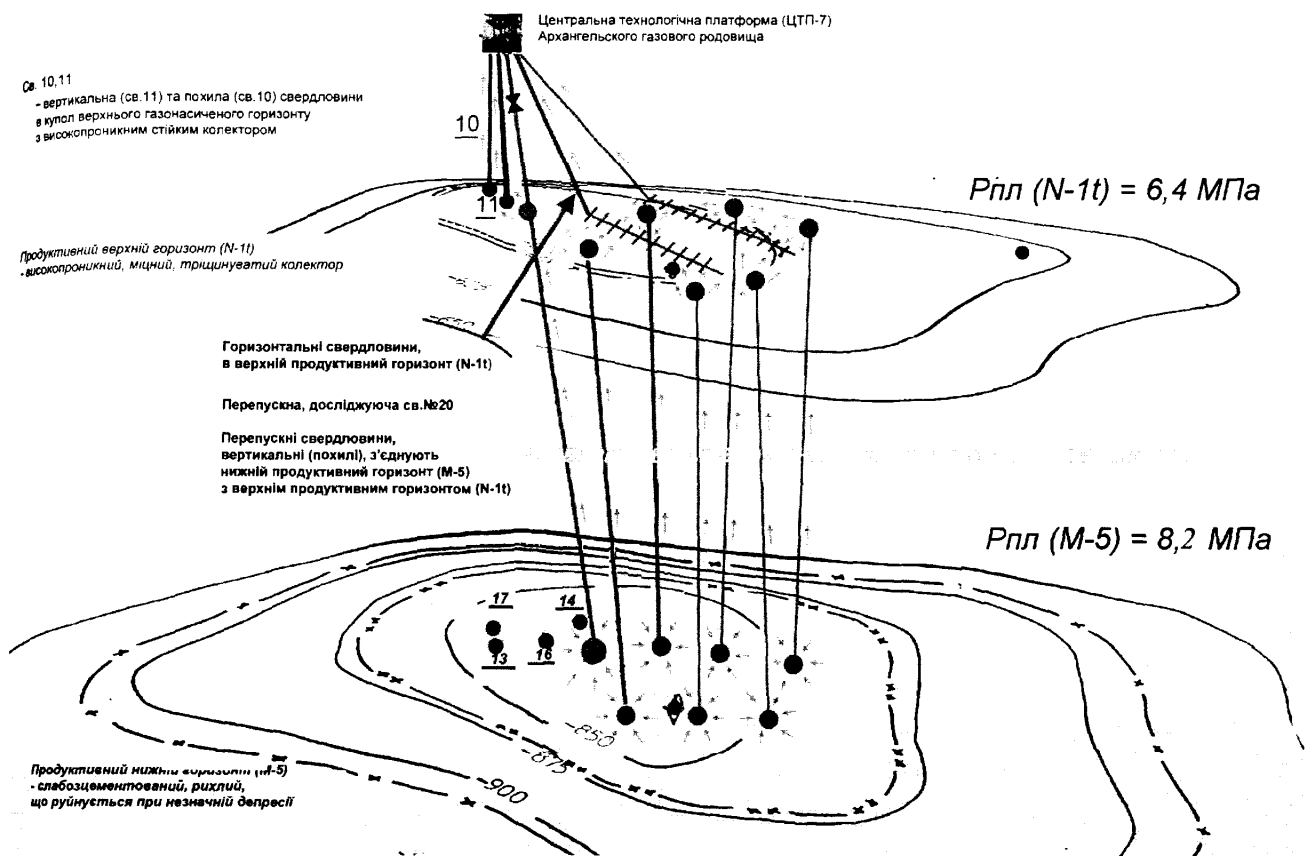


Рис. 4.16. Спосіб організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського (нестійкого) колектора в тортонський (стійкий) колектор через сітку перепускових свердловин і відбором всього газу із тортонського (стійкого) колектора через горизонтальні свердловини

Тому більш загальним критерієм раціональності розробки багатопластового газового родовища служить показник народногосподарського ефекту, який обчислюється за формулою

$$\mathcal{E}_{нх} = \sum_{t=1}^T Q(t) \cdot C \cdot (1+E)^{-t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1+E)^{-t} - \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t \cdot (1+E)^{-t}, \quad (2)$$

де $Q(t)$ – відбір газу в t -ому році, приведений до $P_{ат}$ і $T_{ст}$;

Ц – оптова ціна на газ.

При першому традиційному методі (будівництво БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми свердловин на майкопський поклад) за 26 років при видобутку 2202 млн. м³ газу та народногосподарському ефекті 84 млн. 109 тис. грн (табл. 4.1):

- капітальні вкладення становлять 390 млн. грн.;
- експлуатаційні витрати – 31 млн. грн.;
- сумарні витрати – 313 млн. 531 тис. грн.

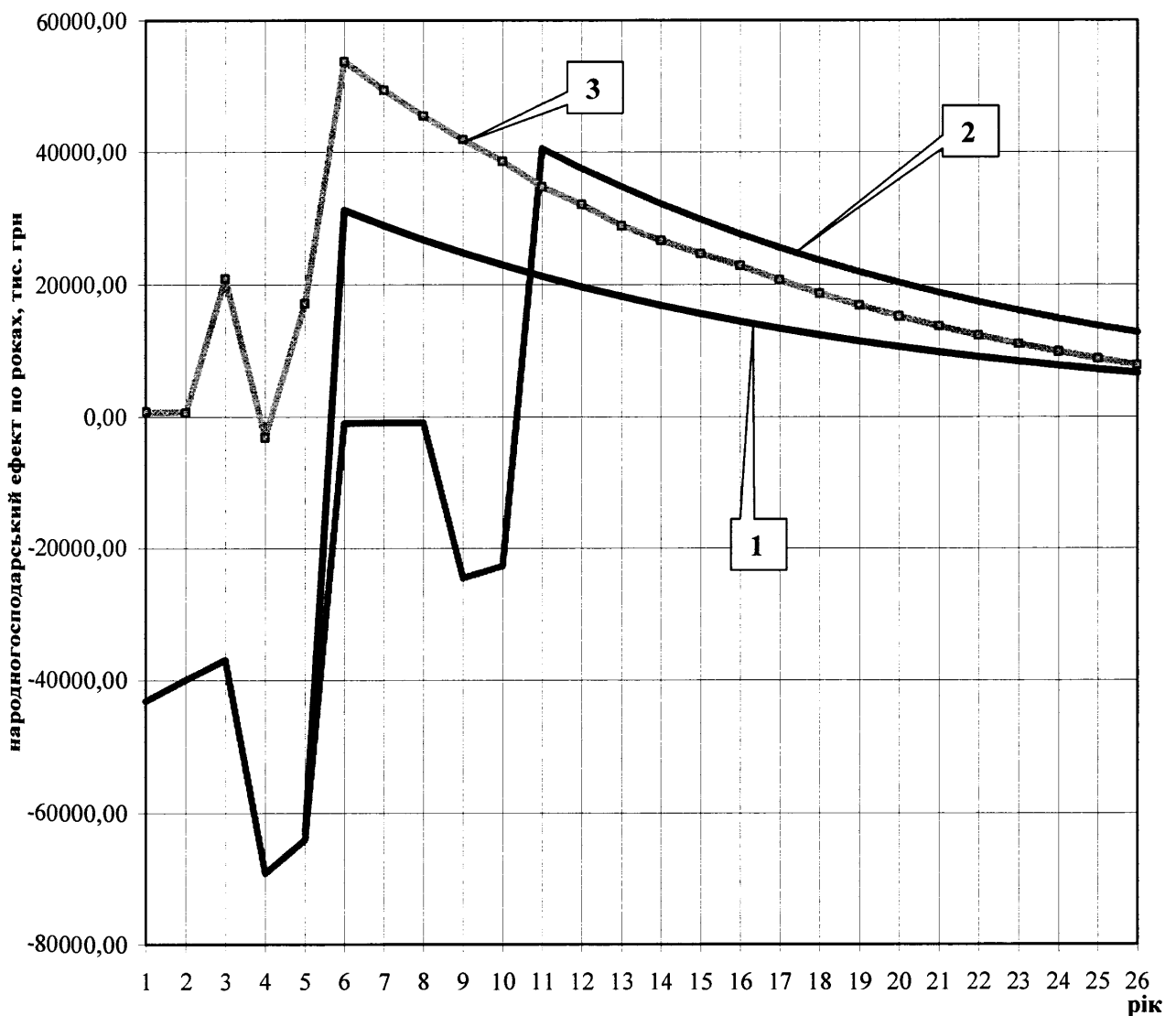


Рис. 4.17. Графік порівняння народногосподарського ефекту за роками першого традиційного способу (1), другого традиційного способу (2), внутрішньосвердловинного перепуску газу (3)

При другому традиційному методі (будівництво БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми свердловин на майкопський поклад з БК-1, будівництво БК-2, підводного газопроводу від БК-2 до БК-1, буріння восьми свердловин на майкопський поклад з БК-2 (табл. 4.2)) за 26 років при видобутку 3691 млн. м³ газу та народногосподарському ефекті 84 млн. 376 тис. грн (див. табл. 4.2):

- капітальні вкладення становлять 780 млн. грн.;
- експлуатаційні витрати – 36 млн. грн.;
- сумарні витрати – 519 млн. 558 тис. грн.

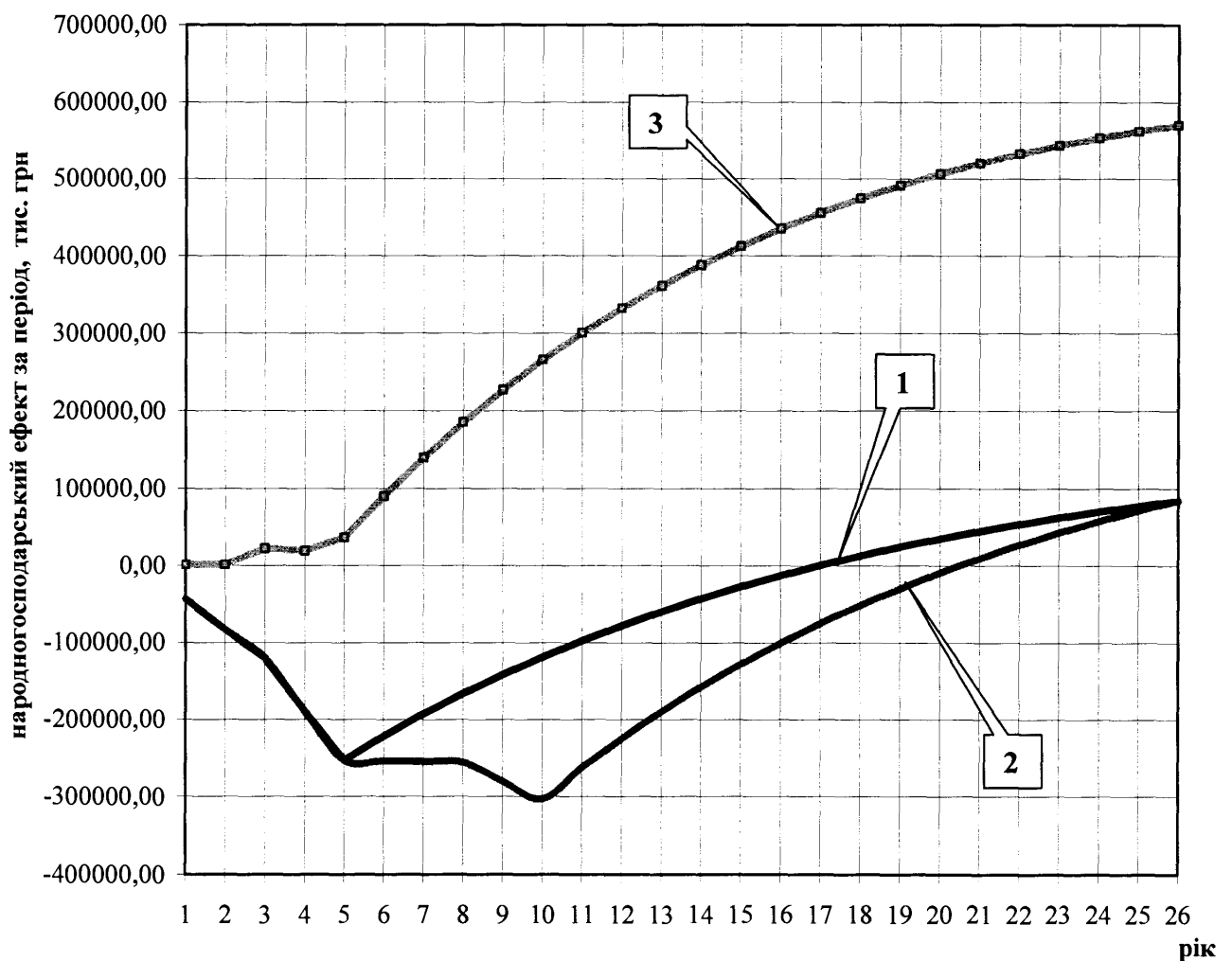


Рис. 4.18. Графік порівняння сумарного народногосподарського ефекту за період першого традиційного способу (1), другого традиційного способу (2), внутрішньосвердловинного перепуску газу (3)

При методі цілеспрямованого перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад та їх сумісній експлуатації через перепускні і видобувні горизонтальні свердловини при будівництві шести перепускних свердловин з гирлом на дні моря, трьох горизонтальних свердловин з ЦТП-7 за 26 років при видобутку 3557 млн. м³ газу та народногосподарському ефекті 569 млн. 993 тис. грн. (табл. 4.3):

- капітальні вкладення становлять 210 млн. грн.;
- експлуатаційні витрати – 7,1 млн. грн.;
- сумарні витрати – 166 млн. 924 тис. грн.

Із вищенаведеного видно явну перевагу методу організації внутрішньосвердловинного цілеспрямованого перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад та їх сумісній експлуатації через перепускні і горизонтальні свердловини по відношенню до традиційних методів.

Техніко-економічні показники розробки Архангельського ГР традиційним методом шляхом роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1 і гортонського покладу з ЦПП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15

Т	Розробка майкопського покладу М-5	Видобуток газу Q _{M-5(t)} , тис.м ³ /рік	Ц, тис.грн	Е	Т	Кт, тис.грн	Эт, тис.грн	З1, тис.грн	Энх1, тис.грн	ΣЗ1, тис.грн	ΣЭнх1, тис.грн
1	2007	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	48148	-43110	48148	-43110
2	2008	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	44581	-39917	92729	-83027
3	2009	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	41279	-36960	134009	-119987
4	2010	54385	0,514	0,08	26	120000	2000	89673	-69126	223682	-189114
5	2011	54385	0,514	0,08	26	120000	2000	83031	-64006	306713	-253120
6	2012	98185	0,514	0,08	26	0	1000	630	31172	307344	-221948
7	2013	98185	0,514	0,08	26	0	1000	583	28863	307927	-193084
8	2014	98185	0,514	0,08	26	0	1000	540	26725	308467	-166359
9	2015	98185	0,514	0,08	26	0	1000	500	24745	308968	-141613
10	2016	98185	0,514	0,08	26	0	1000	463	22912	309431	-118700

Т	Розробка майкопського покладу М-5	Видобуток газу Q _{M-5(t)} , тис.м ³ /рік	Ц, тис.грн	Е	Т	Кт, тис.грн	Эт, тис.грн	З1, тис.грн	Энх1, тис.грн	ΣЗ1, тис.грн	ΣЭнх1, тис.грн
11	2017	98185	0,514	0,08	26	0	1000	428	21215	309860	-97484
12	2018	98185	0,514	0,08	26	0	1000	397	19644	310257	-77840
13	2019	98185	0,514	0,08	26	0	1000	367	18188	310624	-59651
14	2020	98185	0,514	0,08	26	0	1000	340	16841	310965	-42810
15	2021	98185	0,514	0,08	26	0	1000	315	15594	311280	-27216
16	2022	98185	0,514	0,08	26	0	1000	291	14438	311572	-12777
17	2023	98185	0,514	0,08	26	0	1000	270	13369	311842	592
18	2024	98185	0,514	0,08	26	0	1000	250	12379	312093	12971
19	2025	98185	0,514	0,08	26	0	1000	231	11462	312324	24433
20	2026	98185	0,514	0,08	26	0	1000	214	10613	312539	35046
21	2027	98185	0,514	0,08	26	0	1000	198	9826	312737	44873
22	2028	98185	0,514	0,08	26	0	1000	183	9099	312921	53972
23	2029	98185	0,514	0,08	26	0	1000	170	8425	313092	62397
24	2030	98185	0,514	0,08	26	0	1000	157	7800	313249	70198
25	2031	98185	0,514	0,08	26	0	1000	146	7223	313395	77421
26	2032	98185	0,514	0,08	26	0	1000	135	6688	313531	84109
Всього		2202410				390000	31000	313531	84109	313531	84109

Техніко-економічні показники розробки Архангельського ГР шляхом традиційної роздільної експлуатації майкопського покладу через чотири свердловини 13,14,16,17 з ЦТП-7, вісім свердловин з БК-1, вісім свердловин з БК-2, і торгонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини 10,11,15 (будівництво двох блок-кондукторів, буріння 16 похило-спрямованих експлуатаційних свердловин, будівництво двох УПШ і двох підводних внутрішньопромислових газопроводів)

Т	Розробка майкопського покладу М-5	Видобуток газу Qм-5(t), тис.м ³ /рік	Ц, тис.грн	Е	Т	Кт, тис.грн	Эт, тис.грн	З1, тис.грн	Энх1, тис.грн	ΣЗ1, тис.грн	ΣЭнх1, тис.грн
1 2007	Початок будівництва БК-1	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	48148,15	-43110	48148	-43110
2 2008	Початок будівництва БК-1	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	44581,62	-39917	92729	-83027
3 2009	Початок будівництва БК-1	10585	0,514	0,08	26	50000	2000	41279,28	-36960	134009	-119987
4 2010	Початок будівництва БК-1	54385	0,514	0,08	26	120000	2000	89673,64	-69126	223682	-189114
5 2011	Початок будівництва БК-1	54385	0,514	0,08	26	120000	2000	83031,15	-64006	306713	-253120
6 2012	Початок будівництва БК-2	98185	0,514	0,08	26	50000	2000	32768,82	-965,99	339482	-254086
7 2013	Початок будівництва БК-2	98185	0,514	0,08	26	50000	2000	30341,50	-894,44	369824	-254981
8 2014	Початок будівництва БК-2	98185	0,514	0,08	26	50000	2000	28093,98	-828,18	397918	-255809
9 2015	Початок будівництва БК-2	141985	0,514	0,08	26	120000	2000	61030,37	-24522	458948	-280331

Т	Розробка майкопського покладу М-5	Видобуток газу Q _{M-5(t)} , тис.м ³ /рік	Ц, тис.грн	Е	Т	Кт, тис.грн	Эт, тис.грн	З1, тис.грн	Энх1, тис.грн	ΣЗ1, тис.грн	ΣЭнх1, тис.грн
10	2016	141985	0,514	0,08	26	120000	2000	56509,61	-22705	515458	-303037
11	2017	185785	0,514	0,08	26	0	1000	428,88	40526,6	515887	-262510
12	2018	185785	0,514	0,08	26	0	1000	397,11	37524,6	516284	-224985
13	2019	185785	0,514	0,08	26	0	1000	367,70	34745,0	516651	-190240
14	2020	185785	0,514	0,08	26	0	1000	340,46	32171,3	516992	-158069
15	2021	185785	0,514	0,08	26	0	1000	315,24	29788,2	517307	-128281
16	2022	185785	0,514	0,08	26	0	1000	291,89	27581,7	517599	-100699
17	2023	185785	0,514	0,08	26	0	1000	270,27	25538,6	517869	-75160
18	2024	185785	0,514	0,08	26	0	1000	250,25	23646,9	518119	-51513
19	2025	185785	0,514	0,08	26	0	1000	231,71	21895,2	518351	-29618
20	2026	185785	0,514	0,08	26	0	1000	214,55	20273,4	518566	-9345,0
21	2027	185785	0,514	0,08	26	0	1000	198,66	18771,6	518764	9426,64
22	2028	185785	0,514	0,08	26	0	1000	183,94	17381,1	518948	26807,8
23	2029	185785	0,514	0,08	26	0	1000	170,32	16093,6	519119	42901,5
24	2030	185785	0,514	0,08	26	0	1000	157,70	14901,5	519276	57803,0
25	2031	185785	0,514	0,08	26	0	1000	146,02	13797,7	519422	71600,8
26	2032	185785	0,514	0,08	26	0	1000	135,20	12775,6	519558	84376,4
Всього		3691610				780000	36000	519558	84376,4	519558	84376,4

Техніко-економічні показники розробки Архангельського ГР способом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського покладу у торгонський поклад через шість перепускних свердловин та відбором газу з торгонського покладу через три додатково пробурені горизонтальні свердловини

Т	Розробка майкопського покладу М-5	Видобуток газу Qм-5(t), тис.м³/рік	Ц, тис.грн	Е	Т	Кт, тис.грн	Эт, тис.грн	З1, тис.грн	Энх1, тис.грн	ΣЗ1, тис.грн	ΣЭнх1, тис.грн
1	2007 Будівництво свердловини №20 і першої горизонтальної свердловини з ЦТП-7	62017,8318	0,514	0,08	26	30000	1000	28704	812	28704	812
2	2008 Будівництво першої перепускної свердловини, використовуючи СІБУ	61741,8953	0,514	0,08	26	30000	1000	26578	630	55281	1443
3	2009 Будівництво другої горизонтальної свердловини з ЦТП-7	111424,878	0,514	0,08	26	30000	1000	24609	20856	79890	22298
4	2010 Будівництво третьої, четвертої перепускної свердловини, використовуючи СІБУ	110409,443	0,514	0,08	26	60000	1000	44837	-3124	124727	19175

5	2011	Будівництво п'ятої, шостої перепускної свердловини, використовуючи СПБУ і третьої горизонтальної свердловини з ЦТП-7	167606,085	0,514	0,08	26	60000	1000	41516	17116	166242	36291
6	2012		166216,471	0,514	0,08	26	0	100	63	53776	166305	90067
7	2013		165043,388	0,514	0,08	26	0	100	58	49440	166364	139507
8	2014		163992,242	0,514	0,08	26	0	100	54	45486	166418	184994
9	2015		163066,637	0,514	0,08	26	0	100	50	41879	166468	226873
10	2016		162269,165	0,514	0,08	26	0	100	46	38587	166514	265460
11	2017		157562,199	0,514	0,08	26	0	100	43	34691	166557	300151
12	2018		157041,425	0,514	0,08	26	0	100	40	32015	166597	332166
13	2019		152634,494	0,514	0,08	26	0	100	37	28811	166634	360976
14	2020		152382,526	0,514	0,08	26	0	100	34	26632	166668	387609
15	2021		152259,325	0,514	0,08	26	0	100	32	24640	166699	412249
16	2022		152264,309	0,514	0,08	26	0	100	29	22815	166728	435064
17	2023		148755,975	0,514	0,08	26	0	100	27	20638	166755	455702
18	2024		145215,252	0,514	0,08	26	0	100	25	18654	166780	474355
19	2025		141627,001	0,514	0,08	26	0	100	23	16845	166803	491200
20	2026		137974,406	0,514	0,08	26	0	100	21	15194	166825	506394
21	2027		134216,601	0,514	0,08	26	0	100	20	13685	166845	520079
22	2028		130337,582	0,514	0,08	26	0	100	18	12304	166863	532383
23	2029		126320,422	0,514	0,08	26	0	100	17	11041	166880	543425
24	2030		122147,181	0,514	0,08	26	0	100	16	9885	166896	553310
25	2031		117798,766	0,514	0,08	26	0	100	15	8827	166911	562136
26	2032		113254,769	0,514	0,08	26	0	100	14	7857	166924	569993
	Всього		3575580,27				210000	7100	166924	569993	166924	569993

4.4. Висновки

1. Встановлено, що при роздільній експлуатації продуктивних горизонтів Архангельського газового родовища дуже швидко виснажуються запаси газу тортонського покладу з подальшим обводненням експлуатаційних свердловин і неможливістю вилучення запасів газу з майкопського покладу, оскільки це вимагає великих фінансових, технічних і технологічних вкладень, які все одно не роблять розробку родовища рентабельною внаслідок руйнування привибійної зони експлуатаційних свердловин при незначній депресії тиску на пласт.

2. При реалізації розробки Архангельського багатопластового газового родовища методом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини і відбором усього газу через горизонтальні свердловини вирішуються декілька важливих завдань: можливість створення рівномірної сітки розміщення перепускних свердловин з гирлом на дні моря, які сполучають майкопський і тортонський поклади, що дозволить при рівномірній допустимій депресії тиску в привибійній зоні перепускної свердловини вилучити максимальну кількість газу з майкопського покладу; зменшується руйнування привибійної зони перепускних свердловин у майкопському покладі, оскільки в цьому випадку, депресія тиску на майкопський горизонт є оптимальною і прагнутиме до зменшення, основне навантаження буде перекладено на привибійну зону горизонтальних свердловин тортонського покладу з високопроникним, стійким колектором; тортонський поклад є природним великим акумулятором і фільтром, що запобігає внесенню породи з майкопського покладу на вибій горизонтальних експлуатаційних свердловин; виключається передчасне обводнення експлуатаційних свердловин тортонського покладу до закінчення розробки всього родовища; виключається потреба у будівництві додаткових коштовних гідротехнічних споруд, до мінімуму зменшуються експлуатаційні витрати, остаточно однієї морської стаціонарної платформи для розробки всього родовища; значно зменшується вартість і час будівництва перепускних і горизонтальних свердловин, зменшується вірогідність обвалу горизонтальної ділянки стовбура

експлуатаційної свердловини в міцному тортонському покладі.

3. Для перепуску газу з нестійкого (майкопського) у стійкий (тортонський) колектор запропонована оригінальна конструкція перепускної свердловини з гирлом на дні моря. Запропонована економічно обґрунтована послідовність буріння перепускних свердловин із майкопського у тортонський поклад і горизонтальних свердловин із тортонського покладу, що дозволить створити умови для внутрішньосвердловинного перепуску і видобутку при допустимих депресіях тиску великої кількості газу з майкопського покладу. Запропонована оптимальна конструкція дослідно-перепускної свердловини, що дозволить вести ефективний технологічний і геологічний контроль за перепуском газу з майкопського у тортонський поклад. Запропоновано кріплення вибою свердловини в інтервалі майкопського покладу проводити із застосуванням оригінальної компоновки фільтра та намиванням гравійного набивання методом зворотної циркуляції для забезпечення проектного дебіту перепускної свердловини та запобігання винесення породи майкопських відкладів у тортонські.

4. Проведено порівняння техніко-економічних показників Архангельського газового родовища при традиційних варіантах і при методі цілеспрямованого перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад та їх сумісної експлуатації через перепускні і горизонтальні свердловини. З виконаних досліджень удержано, що при методі організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад та їх сумісній експлуатації через перепускні та горизонтальні свердловини за 26 років при видобутку 3557 млн. м³ газу витрати на 146607 тис. грн. менші, ніж при першому традиційному способі за 16 років при видобутку 2202 млн. м³ газу, і на 352634 тис. грн. менші, ніж при другому традиційному способі за 26 років при видобутку 3691 млн. м³ газу. Будівництво БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми свердловин на майкопський поклад з БК-1, будівництво БК-2, підводного газопроводу від БК-2 до БК-1, буріння восьми свердловин на майкопський поклад з БК-2), а народногосподарський ефект на 485884 тис. грн. більший ніж при першому традиційному способі і на 485617 тис. грн. більший ніж при другому традиційному

способі. При цьому метод розробки Архангельського багатопластового газового родовища через сітку перепускних і видобувних горизонтальних свердловин дозволяє одержати прибуток у перший рік дорозробки, коли при першому традиційному способі прибуток прогнозується тільки на сімнадцятий рік розробки, а при другому традиційному способі – на двадцятий рік розробки.

ВИСНОВКИ

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень і дослідно-промислових робіт у дисертації виконано теоретичне узагальнення та удосконалення технології розробки багатопластових родовищ із нерівноміцними колекторами способом внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини з нестійких у стійкі колектори і відбору всього газу із стійких колекторів через експлуатаційні, в т.ч. горизонтальні, свердловини.

Одержано наступні основні результати.

1. Узагальнення літературних матеріалів і досвіду розробки Архангельського багатопластового газового родовища показує, що вивчені технології розробки багатопластових родовищ із нестійкими колекторами характеризуються значними ускладненнями у процесі експлуатації свердловин, великими витратами і невеликими коефіцієнтами газовилучення. При існуючій системі розробки Архангельського багатопластового газового родовища робота свердловин ускладнюється руйнуванням привибійної зони в майкопських відкладах з утворенням на вибоях глинисто-піщаних пробок. Технології, які застосовуються, не забезпечують нормальну експлуатацію свердловин, розрахунковий термін розробки родовища перебільшує 450 років.

2. Запропонована патентнозахищена нова технологія розробки багатопластового газового родовища з нерівноміцними колекторами способом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких у стійкі колектори і відбору газу зі стійких колекторів. Обґрунтовано параметри процесу внутрішньосвердловинного перепуску газу. Реалізація запропонованої технології показана на прикладі Архангельського газового родовища, розташованого в шельфовій зоні Чорного моря.

3. Встановлено, що зона перфорації перепускної свердловини в стійкому колекторі повинна розташовуватися в умовному радіусі впливу експлуатаційної горизонтальної свердловини.

4. Вперше обґрунтовано умови і розроблена математична модель процесу внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких колекторів у стійкі високопроникні міцні газонасичені колектори через перепускні свердловини і відбору газу через горизонтальні свердловини, пробурені на стійкі колектори.

5. Експериментальними дослідженнями встановлено, що при перетіканні газу з нестійких у стійкі колектори навіть при різких зупинках (пусках) експлуатаційних горизонтальних свердловин зі стійких колекторів тиск на вибоях перепускних свердловин змінюється плавно, що попереджує руйнування привибійної зони цих свердловин.

6. Запропонована економічно обґрунтована послідовність буріння перепускних свердловин із нестійких у стійкі колектори і горизонтальних свердловин на стійкі колектори, що дозволяє створити умови для перепуску і видобутку при допустимих депресіях тиску на пласт великої кількості газу з нестійких колекторів. Запропонована оптимальна конструкція дослідно-перепускної свердловини, яка дозволяє вести ефективний технологічний та геологічний контроль процесу перепуску газу з нестійких у стійкі колектори. Запропонована конструкція перепускної свердловини з гирлом на дні моря, що дозволяє розбурити оптимальну сітку перепускних свердловин, незалежно від наявності гідротехнічних споруд.

7. Проведено порівняння техніко-економічних показників розробки Архангельського багатопластового газового родовища за традиційною технологією і при цілеспрямованому внутрішньосвердловинному перепуску газу з нестійкого у стійкий колектор та відбору газу зі стійкого колектора. Показано, що при реалізації запропонованої технології внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійкого у стійкий колектор через перепускні свердловини і відбору газу через експлуатаційні горизонтальні свердловини витрати менші в 1,9 – 3,1 разів, а народногосподарський ефект більший у 6,8 разів, ніж при відомих способах. При цьому спосіб розробки Архангельського багатопластового газового родовища через сітку перепускних і горизонтальних видобувних свердловин дозволяє одержати прибуток у перший рік дорозробки, коли при традиційних способах

прибуток прогнозується тільки на 17 – 21 рік розробки. В результаті буде отримано значне збільшення коефіцієнта газовилучення з нестійких колекторів і рентабельності розробки родовища, скорочення термінів розробки нестійких колекторів, зменшення витрат на облаштування і розробку газового родовища, збільшення міжремонтного періоду експлуатації свердловин.

Очікуваний економічний ефект внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких у стійкі колектори через перепускні свердловини та відбору всього газу через експлуатаційні горизонтальні свердловини зі стійких колекторів становитиме 569993 тис. гривень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – К.: ТОВ Книгодрук, 2004. – 400 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Бойко В.С. Підземна гідромеханіка: підручник – Львів: Апріорі, 2005 – 452 с.
4. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: Книга 1 / Иванов С.И., Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Любимцев В.А., Яремийчук Р.С. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
5. Чоловский И.П. Спутник нефтегазопромыслового геолога. – М.: Недра, 1989. – 376 с.
6. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
7. Рабочий проект на бурение эксплуатационной скважины 20 на Архангельском месторождении 05/05-БТ / ГНТП Буровая техника. – Полтава, 2006. – 249 с.
8. Пат. 3512 Україна, МКИ E21B43/00. Спосіб розробки багатопластового газового родовища / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук, О.В. Бачеріков, І.А. Франчук, В.М. Ясюк, Р.М. Ільницький. – Заявл. 27.04.2004. Опубл. 15.11.2004. Бюл. №11. – 3 с.
9. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений – М.: Недра, 1989. – 334 с.
10. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
11. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973. – 205 с.
12. Технологічне обґрунтування спільної розробки майкопських і тортонських відкладів Архангельського родовища, Теоретичне обґрунтування внутрішньосвердловинного перепуску газу із майкопських відкладів у

тортонські відклади з відбором газу із тортонських відкладів для різних характеристик перепускних свердловин і темпів відбору газу із тортонських відкладів, обґрунтування доцільності застосування вибієних фільтрів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 204.

13. Научно-исследовательская работа по оптимизации обустройства и разработки Штормового и Архангельского месторождения / Всес. НИИПИИ нефтегазопромысловых сооружений на континентальном шельфе. – Симферополь, 1988. – 99 с.
14. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Зотов Г.А., Алиев З.С. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
15. Мельничук П.Н., Глушич В.Г., Харитонов Н.Б., Яремийчук Р.С., Ильницький Я.И., Садырханов Р.С. Задание на проектирование рабочего проекта на бурение эксплуатационной скважины 20 Архангельского ГМ / ДАТ «Чорноморнафтогаз». – Крым, 2005. – 12 с.
16. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М.: ВНИИгаз, 1999. – 58 с.
17. Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів / Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К. Ильницький. – К., 1996.
18. Яремийчук Р.С., Возний В.Р. Основи гірничого виробництва. – К.: Українська книга, 2000. – 360 с.
19. Технология и техника добычи, хранения и транспорта нефти и газа / О.И. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубин. – Львів: Світ, 1991. – 375 с.
20. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / О.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра, 1989. – 387 с.
21. Возний В.Р., Ильницький М.К., Яремийчук Р.С. Морські нафтогазові споруди. – Львів: Світ, 1997. – 343 с.
22. Гуматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 294 с.

23. Гудфеллоу Р., Шассеро Ж.Л. Освоение малых морских месторождений. – М.: Недра, 1990. – 164 с.
24. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
25. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. – М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2005. – 156 с.
26. Кристиан М., Сокол В., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 176 с.
27. Сулейманов А.Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1986. – 362 с.
28. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львів: Вища школа, 1982.
29. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Институт компьютерных исследований, 2005. – 292 с.
30. Освоение скважин / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999.
31. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.
32. Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремийчук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах. – М.: ВНИОЭНГ, 1988 - 72 с.
33. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2005. – 473 с.
34. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Крылов В.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
35. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин. – Львів: Світ, 1994. – 450 с.
36. Возний В.Р., Ільницький М.К., Любимцев В.О. Проектування, будівництво і експлуатація морських нафтогазових споруд. – Київ: Українська книга, 1999. – 231 с.

37. Техника и технология добычи и підготовки нефти и газа / Г.З. Ибрагимов, В.Н. Артемьев, А.И. Иванов, В.М. Кононов – М.: Недра, 2005. – 243 с.
38. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – М.: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.
39. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра, 1987. – 146 с.
40. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов / Иванюта М.М., Гульгун Б.Ю., Зазуляк М.И., Малахов В.Ф. и др. – М.: Недра, 1973. – 394 с.
41. Гнатюк А.М., Егер А.Д., Кочмар Ю.Д. Воздействие на призабойную зону низкопроницаемых коллекторов кислотными растворами в смеси с природным газом. – М.: ВИИОЭНГ, 1983. – 74 с.
42. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. – М.: Недра, 1980. – 241 с.
43. Агишев А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. – М.: Недра, 1966. – 97 с.
44. Подводная технология / В.А. Коробков, В.С. Левин, А.В. Лукошков, П.П. Серебrenицкий – Ленинград: издательство Судостроение, 1981. – 240 с.
45. Харитонов М.Б., Яремійчук Р.С. Підвищення рентабельності розробки багатопластових газових родовищ на шельфах Чорного та Азовського морів // Матеріали 8-ої Міжнар. конф. «Нафта і газ України – 2004». – Том 2. – Судак: УНГА. 2004. – С. 93 – 94.
46. Франчук І.А., Ясюк В.М., Харитонов М.Б. Перспективи розробки газових родовищ на шельфі Чорного і Азовського морів з використанням методу контрольованого перепуску газу з майкопських у тортонські відклади // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2004. – №3(9). – С. 39 – 43.

47. Харитонов М.Б., Яремійчук Р.С. Підвищення рентабельності розробки багатопластового Архангельського газового родовища (шельф Чорного моря) з майкопських та тортонських відкладів // Матеріали 6-ої Міжнар. конф. «Крим – 2005. Геодинаміка, сейсмічність і нафтогазоносність Чорноморсько-каспійського регіону» – Сімферополь: НАНУ, УНГА, КАН. 2005. – С. 69 – 72.
48. Харитонов М.Б., Яремійчук Р.С. Підвищення рентабельності розробки Архангельського багатопластового газового родовища (шельф Чорного моря) // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №4(17). – С. 9 – 14.
49. Кондрат Р.М., Харитонов М.Б., Кондрат О.Р., Мельничук П.М. Особливості розробки експлуатації Архангельського газового родовища і шляхи підвищення ефективності видобування газу та коефіцієнту газовилучення // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2(19). – С. 66 – 69.
50. Кондрат Р.М., Франчук І.А., Кондрат О.Р., Яремійчук Р.С., Харитонов М.Б., Мельничук П.М. Дослідження процесу розробки Архангельського газового родовища з внутрішньосвердловинним перепуском газу з майкопських в тортонські відклади // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №4(21). – С. 90 – 95.
51. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. – Львів: Вища школа, 1987. – 160 с.
52. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
53. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию скважин. – М.: Недра, 1985. – С. 56 – 73.
54. Чоловский И.П. Справочник нефтегазопромыслового геолога. – М.: Недра, 1989. – 368 с.
55. Мавлютов М.Р. Технология бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 287 с.

56. Анализ и коррективы проекта ОПЭ Архангельского газового месторождения: отчет о НИР / УкрНИИГаз. – Харьков, 1996. – 136 с.
57. Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, – 262 с.
58. Черных В.А. Методика обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных газовых скважин. – М.: Недра, 1999. – 58 с.
59. Черных В.А. Гидрогазодинамика горизонтальных газовых скважин. – М.: ВНИИГаз, 1999. – 189 с.
60. Степанов Н.Г., Масленников В.В., Черных В.В. Эффективность применения горизонтальных скважин при разработки газовых месторождений. – М.: ВНИИГаз, 2000. – 84 с.
61. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов / Иванюта М.М., Гульгин Б.Ю., Зазуляк М.Н., Малахов В.Ф. и др. – М.: Недра, 1973. – 128 с.
62. Павковская Е.И., Шибряев Б.Ф. Металлокерамические фильтры. – М.: Недра, 1967. – 164 с.
63. Маслов В.И. Современные методы борьбы с выносом песка из скважин // сер. Нефтепромысловое дело. – М., ВНИИОЭНГ, 1980. – С. 63.
64. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987. – 172 с.
65. Зотов Г.А., Власенко А.П., Динков А.П. Эксплуатация скважин, вскрывающих водоплавающие залежи и залежи, сложенные слабосцементированными породами // сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – С. 44.
66. Технология бурения глубоких скважин / Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А., Вдовин К.И. и др. – М.: Недра, 1982. – 287 с.
67. Чарыев О.М. Повышение эффективности и надежности эксплуатации пескопроявляющих скважин на основе использования новых систем наполнителей и технологии их применения // Нефтяная и газовая

промышленность: сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. – 1991. – № 7 – С. 10 – 13.

68. Пайкоу Р.А. Современные операции по борьбе с выносом песка // Нефтегазовые технологии. – 2004. – № 2, март – апрель – С. 31 – 36.
69. Строганов В.М., Дадыка В.И., Гилаев Г.Г. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин. – НИТПО: Наука, 2004. – С. 128.
70. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину, книга перша / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 326 с.
71. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину, книга друга / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с.
72. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 79 с.
73. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин // книга 1. / С.И. Иванов, А.И. Булатов, В.А. Любимцев, Р.С. Яремийчук. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
74. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006. – 266 с.
75. Технология добычи нефти и газа / Муравьев И.М. и др. – М.: Недра, 1971 г.
76. Аналіз наукових і практичних рішень закінчення скважин / С.И. Иванов, А.И. Булатов, В.А. Любимцев, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра - Бизнесцентр, 2004. – 266 с.
77. Гимутудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982 г.
78. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39-007-01. – М., 2001. – 130 с.

79. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения ослонений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации // том 6. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 913 с.
80. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / Амелин И.Д., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К. и др. – М.: Недра, 1978. – 356 с.
81. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М., Недра, 1979. – 303 с.
82. Минеев Б.П., Сидоров Н.А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981. – 165 с.
83. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
84. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.
85. Иоаким Г. Добыча нефти и газа: перевод с румынского. – М.: Недра, 1966. – 215 с.
86. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин. – Уфа: Изд. УГНТУ, 1996. – 78 с.
87. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
88. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
89. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р.. Основи газової динаміки – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 228 с.
90. Грэф Форест. Добыча нефти: пер. с англ. – М.: Олимп - Бизнес, 2006. – 416 с.
91. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: Недра, 1983. – 382 с.

92. Киреев А.М., Войтенко В.С. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин // том 1. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр Экспресс, 2006. – 280 с.
93. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // том 4, книга 1. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Р.С. Яремийчук. – Краснодар: ООО Просвещение-Юг, 2004. – 326 с.
94. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // том 4, книга 2. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Р.С. Яремийчук. – Краснодар: ООО Просвещение-Юг, 2004. – 357 с.
95. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // том 4, книга 3. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Р.С. Яремийчук. – Краснодар: ООО Просвещение-Юг, 2004. – 314 с.
96. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин, том 4, книга 1. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Р.С. Яремийчук. – Краснодар: ООО Просвещение-Юг, 2004. – 388 с.
97. Типові розрахунки в морській нафтогазовій справі / В.Р. Возний. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 133 с.
98. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию скважин. – М.: Недра, 1985. – 256 с.
99. Joshi S.D. Horizontal wells: successes and failures //Journ. of Canad. Petrol. Techn. – 1994. – Vol. 33; № 3.
100. Zakirov S.N., Zakirov E.S. Pseudo-Horizontal Well: Alternative to Horizontal and Vertical Wells //SPE 37085 presented at the 1996 Intl. Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Canada, 18-20 November 1996.
101. Forest G. Petroleum production // Penn Well Publishing Company. – 1995.

102. Economidas M.J. Mc. Lennon J.D. Brown E. Performance and Stimulation of Horizontal Weells // World Oil. – 1989. – v. 208, № 6.
103. Josh S.D. Augmentation of Wells Productivity with Slant and Horizontal Weells // journal Petr. Techn. Aimi, 235. – 1988 – juin.
104. Giger T.M. Reduction Du Number de Puits Par L'utilisation de Forages Horisontaux// Revue De L'inststut Fr. Du Petrol. – 1983 – v. 38, №3, May-Yuin.
105. Card R.J., Howard P.R., Feraud J. P. A novel technology to control proppant backproductson // SPE Production & Facilities. – 1995. XI. – Vol. 10, №4.
106. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation, Second Edition. Prentice Hall, Englewood Cliffs. – New Jercey. – 1989.
107. Rubin N.B. Experimental study of hydraulic fracturing in an impermeable material // Trans. ASME: J. Energy Resours Technology, 1983. V. 105. №2.
108. Carson W.H. et al. (Interstate Oil Compact Commission): Oil and Gas Production, University of Oklahoma Press, Norman, 1951.
109. Brown, G.G., D.L. Katz, G.G. Oberfell and R.C. Alden: Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons, Natural Gas Association of America, Tulsa, Okla, 1948.
110. Ley H.A.: Geology of Natural Gas, Bull. AAPG, 32: 1948.
111. Bahmeteff B.A. and N.V. Feodoroff: Flow through Granular Media, Trans. ASME, 59: A97 (1937).
112. Botset H.G.: Flow of Gas Liquid Mixtures through Consolidated Sand, Trans. AIME, 136: 91 (1940).
113. Brownscombe L.E. and D.L. Katz: Flow of Fluids through Porous Media, Chem. Eng. Progr., 43: 537, 601, 703 (1947).
114. Cornell D. and D.L. Katz: Flow of Gases through Consolidated Porous Media. Ind. Eng. Chem., 45: 2145 (1953).
115. Katz D.L. and D. Cornell: Flow of Natural Gas from Reservoirs, notes for intensive course, University of Michigan Publishing Services, Ann Arbor, 1955.
116. Wyckoff R.D. and H.D. Botset: Flow of Gas – Liquid Mixtures through Unconsolidated Sands, Physics, 7: 325 (1936).

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1

Дані про свердловини з різними типами фільтрів (або без них), що експлуатують майкопські відклади
Голіцинського ГКР

№ св.	Гор зонт	Ви-бій, м	Тип фільтру	Інтервал встановлення фільтру (місце встановлення), м	Інтервал перфорації, м	Глибина спуску НКГ, м	Дата введення в експлуатацію	Технологічні параметри свердловини				
								Q _{св} поч.	Q _{св} поточн.	Р _{пл} поч.	Р _{пл} поточ.	D
								тис. м ³ /д	тис. м ³ /д	МПа	МПа	мм
Голіцинське ГКР												
51	М-5	630	не має		602-606	601	05.06.00	8	8	4,29	4,29	4
12	М-5	715	титано-магнієвий	592-597 (НКГ)	593-600	592	04.12.87	140	20	6,62	4,47	8
90	М-3	461	щілинний	517-539 (колона)		513	02.02.92	50	7	6,54	4,31	3
91	М-5	689	щілинний	651-673 (колона)		650	07.02.92	49	3	6,62	4,58	4
92	М-3	570	не має		536-546	532	02.02.92	46	7	6,54	4,43	4
86	М-5	654	не має		646-653	637	09.11.94	22	4	6,62	4,28	4
87	М-3	586	не має		551-569	542	09.11.94	20	4	6,54	4,31	3
88	М-5	685	не має		665-671	657	09.11.94	23	5	6,62	4,47	3
89	М-3	556	не має		538-545	534	09.11.94	20	3	6,54	4,43	3
10	М-3	570	не має		467-497	463	08.09.92	25	6	6,48	5,1	4

Продовження табл. А.1												
72	М-5	680	лавсановий	580-589 (НКТ)	580-588	589	09.11.88	100	3	6,07	3,38	4
74	М-3	676	не має	489-523	489-523	481	13.01.93	20	8	5,48	5,11	3
75	М-5	680	лавсановий	623-632 (НКТ)	623-632	623	09.11.88	80	5	6,07	3,61	5
13	М-3	550	не має	490-516	490-516	657	01.10.00	8	8	5,17	5,17	4
Джанкойське ГР												
25	М-А	408	склоп-ластиковий із зернистим наповнювачем	333-339	333-339	336,7	1972	16	0		3,15	
Примітка: Фільтр забився через два роки. Фільтр розбурений. Свердловина ліквідована.												
11	М-Б	556	склоп-ластиковий	498-519 (колонна)	498-519		1970	30	0	6,4	0	8
Примітка: Свердловина ліквідована внаслідок обводнення.												
72	М-Б	558	склоп-ластиковий на алюмінієвому каркасі	528-539 (НКТ)	528-558	515	1980	2	0			
Примітка: Простір між фільтром (НКТ) та експлуатаційною колоною засипаний кварцевим піском. Свердловина ліквідована.												

60	М-Б	570	проти- пісковий Укр- НДГаз	514-546	341,6	1970	30	1	6,02	3,2	9
Примітка: Фільтр забився. КРС, фільтр вилучений. Свердловина переведена на верхній горизонт.											
62	М-Б	563	скло- пласти- ковий	516-548	543	1971	35	0	6,0		3
Примітка: КРС по встановленню нового фільтру не приніс позитивних результатів. Свердловина ліквідована.											
27	М-Б	620	проти- пісковий Укр- НДГаз	505-511 (НКТ)	561	1970	14	0,4	2,53	2,45	3
75	М-Б	555	титано магнієвий	515-526 (НКТ)	555	1982	15	6	2,93	2,65	6
74	М-Б	554, 8	щільний	532-535 (НКТ)	532,3	1980	10	0	2,78		2
Примітка: Свердловина в очікуванні ремонту.											
86	М-Б	582		545-567 (НКТ)	535	1970		0		2,45	
Примітка: Свердловина в очікуванні ремонту.											
56	М-Б	523, 5	щільний	512-515 (НКТ)	501	1970		0	3,65		
Примітка: Свердловина в очікуванні ремонту.											
54	М-Б	550	гравійний	508-546 (НКТ)	529	1976	45	0	2,45		
Примітка: Свердловина в очікуванні ремонту.											

51	Май коп	600	термообробка зони перфорації	508-541	534	1970	47	0,5	6,18	2,56	4
58	Май коп	600		338-343	331	1970		0	6,18	2,0	3
Примітка: КРС, відсутність припливу газу. Сverdловина ліквідована.											
11 7	М-Б	600	гравійний (НКТ)	504-560 504-561	560	1991	10	2	618	3,9	4
Стрілкове ГР											
10	М-5	509	Склопластиковий, у 1981 р. замінений на лавсановий	476-483	479	1976	41	5	5,63	0	
Примітка: Сverdловина ліквідована.											
79	М-6	601	титано- магнієвий (НКТ)	545-567	556	1981	90	28	5,49	3,82	8
Примітка: Вибійне обладнання «Otis» на глибині 540 м.											
83	М-6	640	титано- магнієвий (НКТ)	587-583	587	1983		0	4,36		
Примітка: Вибійне обладнання «Otis» на глибині 566 м. Сverdловина в очікуванні ремонту.											
73	М-6	717		666-672	666	08.1977	20	2	7,4		3
85	М-6	641	титано- магнієвий (НКТ)	607-613 (НКТ)	607	12. 1983	45	0	4,22		
Примітка: КРС, вилучення вибієного обладнання «Otis» з глибини 593 м, перфорація верхнього горизонту, відсутність припливу газу.											

Архангельське ГР										
10	М-5	991		918-964		27.11.1992	3	0	10,6	8,5
Примітка: Нагнітальна свердловина переведена в експлуатаційну. Руйнування привибійної зони, утворення глинисто-пісчаної пробки. Багаторазові КРС. Свердловина переведена на торгон N-1 у 2002 р.										
10	Тор тон N-1t	770		627-670	622	27.01.2002	33,8	16,6	6,6	6,25
							шт. 6 мм			
							16,8			
							шт. 5 мм			
11	М-5	910		870-878	863	19.11.1992	40	0	10,6	8,5
Примітка: Руйнування привибійної зони, утворення глинисто-пісчаної пробки. Багаторазові КРС. Свердловина переведена на торгон N-1 у 2001 г.										
11	N-1t	691		616-657,6	610	20.02.2001	92	22,8	6,6	6,25
							шт.10мм			
							55,3			
							шт.8 мм			
							33,7			
							шт.6 мм			
12	М-5	1161	склоплас-тиковий	1088-1143 (колона)	1143	19.11.1992	28	0	10,6	8,5
Примітка: Руйнування привибійної зони, утворення глинисто-пісчаної пробки. Багаторазові КРС. Свердловина в очікуванні чергового ремонту.										
13	М-5	1190	склоплас-тиковий	1123-1179 (колона)	1147	19.11.1992	42	11,9	10,6	9,0
14	М-5	1102	склоплас-тиковий	1046-1102 (колона)	1091	19.11.1992	43	12,1	10,6	9,1

Закінчення таблиці А.1

15	М-5	1070	склоплас- тиковий	1039-1070 (колонна)	1042- 1052	1051	18.11. 1992	36	0	10,6	9,1	3
Примітка: Руйнування привибійної зони, утворення глинисто-пісчаної пробки. Багаторазові КРС. Сverdlovina в очікуванні чергового ремонту.												
16	М-5	1117	склоплас- тиковий	1050-1106 (колонна)		1070	18.11. 1992	40	16,8	10,6	9,0	5
17	М-5	1047	склоплас- тиковий	982-1039 (колонна)		1026	18.11. 1992	70	2,2	10,6	8,4	3
Примітка: Руйнування привибійної зони, утворення глинисто-пісчаної пробки. Багаторазові КРС, кріплення привибійної зони, кислотна обробка привибійної зони. Інтенсифікація видобутку газу.												

Додаток Б

Таблиця Б.1

Запаси вільного газу і розрахункові параметри за покладами Архангельського родовища

Продуктивні пакки	Категорія запасів	Площа, км ²	Середньозважена газонасичена товщина, м	Коефіцієнти		Поправки		Початковий пластовий тиск, МПа	Початкові запаси газу, млн.м ³	Початкові запаси газу з проекту ДПЕ, млн.м ³	Початкові запаси газу з оперативних підрахунків ВДШШельф, млн.м ³	Початкові запаси газу по балансу, млн.м ³
				Пори-стість	Газо-наси-ченість	на температуру	на відх. від закону Бойля-Маріотта					
N-1t	C ₁	7,5	2,1	0,22	0,6	1,04	1,18	6,6	168	174	174	174
M-3	C ₁	12,4	2,6	0,29	0,52	0,95	1,133	9,4	492	280	330	280
M-5	C ₁	28,6	11,1	0,29	0,56	0,94	1,146	10,6	5887	4909	5180	4909
Всього: C ₁									6547	5363	5684	5363
M-5	C ₂									3921	3355	3921
П-11	C ₂									9879	9879	9879
Всього: C ₂										13800	13234	13800

Відомості про конструкцію і обладнання свердловин Архангельського газового родовища

№ св.	Дата виходу з буріння	Глибина свердловини, м	Штучний вибій, м	Діаметр по долоту, мм	Діаметр експлуатаційної колони, мм	Інтервал залягання продуктивного горизонту, м	Інтервал фільтру (перфорації) м	Обладнання вибою	Умовний діаметр НКТ мм	Глибина спуску НКТ м
10	05.09.90 р.	1070	991	215,9	168	918-964	918-964	918-964	73	
11	16.08.90 р.	1070	910	215,9	140	870-878	870,4-878,2	870,4-878,2	73	
12	05.12.90 р.	1170	1161	215,9	140/168	1088-1143	1088-1143	Склопластиковий фільтр 127 мм,	73	1144
13	20.12.90 р.	1210	1190	215,9	140/168	1123-1179	1123-1179	Склопластиковий фільтр 127 мм, D = 168 мм, КСВ-73/140-210 (КС, НПКО, пакер і ЦК)	73	1147
14	13.11.90р.	1120	1102	215,9	140/168	1046-1102	1046-1102	Склопластиковий фільтр 127 мм, D = 168 мм	73	1090

15	16.10.90 р.	1095	1070	215,9	140	1039-1070	1039-1084, 1042-1052 (перфорація)	Склопластиковий фільтр 127 мм, D = 168 мм в інтервалі 1039- 1084 м, перфорація по фільтру – 1042-1052 м	73	1051
16	20.01.91 р.	1155	1098	215,9	140	1050-1106	1050-1106	Склопластиковий фільтр 127 мм, D = 168 мм	73	1070
17	25.09.90 р.	1082	1047	215,9	140/168	982-1039	982-1039	Склопластиковий фільтр 127 мм, D = 168 мм	73	1026, 5
Торгонський продуктивний горизонт N-It										
10	05.09.90 р.	1070	770	215,9	168		627-670 (вибіркова перфорація, ПКС-80, 12 отв. на 1 п.м.)	Воронка на НКТ	73	622
11	16.08.90 р.	1070	770	215,9	140		616-657,6	Воронка на НКТ	73	611
15	16.10.90 р.	1095	770	215,9	140		(вибіркова перфорація, ПКС-80, 12 отв. на 1 п.м.)	Воронка на НКТ	73	1051

Робочі параметри свердловин Архангельського газового родовища у грудні 2004 р.

№ св.	Горизонт	Вибій, м	Інтервал перфорації, м	Глибина спуску НКТ, м	Тиск, МПа		Дата виміру	Погочні параметри					
					статичний	плас-товий		Робочий тиск, МПа	тиск у за-руб. про-торі, МПа	вибій-ний тиск, МПа	депресія тиску, МПа	Діаметр штуцера, мм	Дебіт газу, тис. м ³ /д
10	тортон	770	627-670	622	5,91	6,3	04.02.04	5,39	5,68	6,06	0,24	5	16
11	тортон	691	616-657,6	610	5,91	6,29	01.04.04	5,78	5,88	6,25	0,03	5	20
12	майкоп	1161	1088-1143	1143	7,72	8,25	01.04.04	4,90	7,06	7,54	0,71	3	1
13	майкоп	1190	1123-1179	1147	7,72	8,25	05.03.04	5,88	6,86	7,33	0,92	3	7
14	майкоп	1102	1046-1102	1091	7,72	8,25	01.04.04	5,49	6,86	7,33	0,92	3	8
15	майкоп	1070	1039-1070	1051	7,72	8,25	01.04.04	5,59	5,88	6,28	1,97	2	1
16	майкоп	1117	1050-1106	1070	7,72	8,25	01.04.04	5,19	5,68	6,28	1,97	5	15
17	майкоп	1047	982-1039	1026	7,41	7,88	17.02.04	4,80	5,59	5,94	1,94	3	2

Робочі параметри свердловин Архангельського газового родовища у травні 2006 р.

10	тортон	770	627-670	622	5,91	6,3	04.02.04	5,39	5,68	6,06	0,24	5	16
11	тортон	691	616-657,6	610	5,91	6,29	01.04.04	5,78	5,88	6,25	0,03	5	20
12	майкоп	1161	1088-1143	1143	7,72	8,25	01.04.04	4,90	7,06	7,54	0,71	3	1
13	майкоп	1190	1123-1179	1147	7,72	8,25	05.03.04	5,88	6,86	7,33	0,92	3	7
14	майкоп	1102	1046-1102	1091	7,72	8,25	01.04.04	5,49	6,86	7,33	0,92	3	8
15	тортон	1070	1039-1070	1051	7,72	8,25	01.04.04	5,59	5,88	6,28	1,97	2	1
16	майкоп	1117	1050-1106	1070	7,72	8,25	01.04.04	5,19	5,68	6,28	1,97	5	15
17	майкоп	1047	982-1039	1026	7,41	7,88	17.02.04	4,80	5,59	5,94	1,94	3	2

Додаток Е

Таблиця Е.1

Результати дослідження свердловин 10,11,12,13,14,15,16,17 при видобутку газу з покладу М-5 (майкоп) у період експлуатації 1991 – 1992 р.р.

№ св.	Дата дослідження	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Рст, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д
10	04.02.1992	6,0	7,2	7,7	9,0	35,0
11	16.12.1991	6,2	8,4	8,9	10,0	49,2
12	20.11.1991	6,0	5,0	5,1	10,0	28,9
13	31.01.1991	8,0	7,3	7,6	10,1	69,6
14	14.12.1991	6,0	7,0	7,5	9,6	37,5
15	20.05.1992	6,0	6,2	6,6	10,0	34,2
16	30.11.1992	6,0	7,9	8,1	10,1	44,6
17	09.01.1992	8,0	7,5	8,1	10,1	72,6

Таблиця Е.2

Результати дослідження свердловин 12,13,14,15,16,17 при видобутку газу з покладу М-5 (майкоп) у період експлуатації 2003 р.

№ св.	Дата дослідження	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	V пл. води, м ³ /д	
12	09.08.2003	В капітальному ремонті					На вибої глинисто-піщана пробка
13	09.08.2003	3	6,22	7,44	11,8	0,48	
14	09.08.2003	3	6,2	7,26	10,4	0,02	
15	09.08.2003	В капітальному ремонті					На вибої глинисто-піщана пробка
16	09.08.2003	5	5,07	5,91	15,9	0,03	
17	09.08.2003	3	4,58	5,72	6,0	0,01	
Всього:					44,1	0,54	

Таблиця Е.3

Результати дослідження свердловини 11 при переведенні на верхній торгонський продуктивний горизонт N-It у лютому 2001 р.

Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д
4	6,06	6,13	16,2
6	5,9	6,06	33,7
8	5,64	5,93	55,3
9	5,38	5,73	67,0
6	5,97	6,03	34,0
9	5,37	5,73	66,8
10,5	5,28	5,64	92,0

Таблиця Е.4

Результати дослідження свердловини 11 при видобутку газу з тортонського продуктивного горизонту N-lt з 2001 р. до 2004 р.

Дата	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	V пл. води, м ³ /д
20.02.2001	6,0	6,00	6,10	33,5	0,57
20.03.2001	6,0	6,07	6,15	31,7	0,05
29.10.2001	6,0	5,95	5,99	33,2	Води немає
02.04.2002	8,3	5,80	5,91	51,7	0,006
11.12.2002	5,0	5,99	6,09	20,2	0,001
12.06.2003	5,0	6,06	6,09	22,5	Води немає
11.2003	5,0	6,02	6,03	23,4	0,005
03.2004	5,0	5,98	5,29	22,8	0,005

Таблиця Е.5

Результати дослідження свердловини 10 при видобутку газу з тортонського продуктивного горизонту N-lt з 2002 р. до 2004 р.

Дата	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	V пл. води, м ³ /д
27.01.2002	6,0	6,02	6,08	33,8	0,003
24.04.2002	6,0	5,84	5,91	23,3	0,002
10.12.2002	5,0	5,54	5,88	16,1	0,031
07.02.2003	5,3	5,31	5,62	16,8	0,053
11.2003	5,0	5,39	5,84	16,8	0,042
03.2004	5,0	5,41	5,83	16,6	0,022

Таблиця Е.6

Результати дослідження свердловин 10 при видобутку газу з тортонського продуктивного горизонту N-lt у 2005 р.

№ св.	Дата	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	V пл. води, м ³ /д	ΔР, МПа
10	06.2005	5,0	5,51	5,94	16,6	1,3	0,46
11	06.2005	5,0	5,41	5,42	22,8	0,2	0,98
Всього:					39,4	1,5	
11	30.06.05	10,0	4,35	4,7	71,7	1,7	1,5

Таблиця Б.7

Результати дослідження свердловин № 12,13,14,15,16,17 при видобутку газу з покладу М-5 (майкоп) у період експлуатації 2005 р.

№ св.	Дата	Діаметр діафрагми, мм	Ртр, МПа	Рзатр, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	В пл. води, м ³ /д	ΔР, МПа
12	06.2005		В капітальному ремонті			На вибої глинисто-піщана пробка	
13	06.2005	3,6	6,39	7,25	11,9	1,2	1,0
14	06.2005	3,0	6,42	7,22	12,1	0,05	1,03
15	06.2005		В капітальному ремонті			На вибої глинисто-піщана пробка	
16	06.2005	5,0	5,42	6,05	16,8	0,05	2,2
17	06.2005	3,0	4,92	5,55	8,1	0,05	2,69
Всього:					48,9	1,35	

Технологічний режим експлуатації свердловин Архангельського газового родовища на третій квартал у 2004 р.

№ св.	Вибій, м	Інтервал перфораций, м	Глибина спуску НКГТ, м	Тиск, МПа				Відбір газу, тис. м3/	Тиск УПП, МПа	Діаметр штуцера, мм		
				статичний	пластовий (дата заміру)	буферний	трубний				вибійний	депресія
Торгонський продуктивний горизонт N-It												
10	770	627-670	622	5,91	6,3 (24.02.04)	5,49	5,68	6,06	0,24	16	3,5-4,3	5
11	791	616-657,6	610	5,91	6,29 (01.04.04)	5,78	5,88	6,26	0,03	20	3,5-4,3	5
Майкопський продуктивний горизонт M-5												
12	1161	1088-1143	1143	7,72	8,25 (01.04.04)	4,90	7,06	7,54	0,71	1	3,5-4,3	3
13	1190	1123-1179	1147	7,72	8,25 (05.03.04)	6,47	6,86	7,33	0,92	8	3,5-4,3	3
14	1102	1046-1102	1091	7,72	8,25 (01.04.04)	5,68	6,86	7,33	0,92	9	3,5-4,3	3
15	1070	1039-1070	1051	7,72	8,25 (01.04.04)	5,59	5,88	6,28	1,97	1	3,5-4,3	3
16	1117	1050-1106	1070	7,72	8,25 (01.04.04)	5,29	5,88	6,28	1,97	16	3,5-4,3	5
17	1047	982-1039	1026	7,41	7,88 (17.02.04)	4,80	5,59	5,94	1,94	6	3,5-4,3	3

Додаток З

Таблиця 3.1

Фактичні показники розробки майкопського продуктивного горизонту М-5
Архангельського газового родовища

Рік	Річний відбір газу, млн.м ³	Сумарний відбір газу, млн.м ³	Тиск, МПа	
			пластовий	робочий
1992	9,2	9,2	9,85	7,58
1993	75,663	84,863	8,98	6,0
1994	59,645	144,508	8,86	5,44
1995	42,084	186,592	8,85	4,31
1996	23,7	210,292	8,84	4,96
1997	16,5	226,792	8,74	5,53
1998	11,4	238,192	8,94	5,55
1999	10,6	248,792	8,91	5,53
2000	13,5	262,292	8,9	5,68
2001	13,6	275,892	8,74	5,39
2002	12,042	287,934	8,55	5,44
2003	15,39	303,324	8,47	5,42
2004	13,206	316,53	7,95	5,31

Таблиця 3.2

Фактичні показники розробки тортонського продуктивного горизонту N-1t
Архангельського газового родовища

Рік	Річний відбір газу, млн.м ³	Сумарний відбір газу, млн.м ³	Тиск, МПа	
			пластовий	робочий
2001	10,9	10,9	6,4	6,2
2002	12,4	23,3	6,36	5,63
2003	13,1	36,4	6,25	5,39
2004	13,176	49,576	6,29	5,59

Додаток К

Таблиця К.1

Фактичні показники розробки майкопського М-5 і тортонського
N-1t покладів Архангельського газового родовища за 2003 і 2004 р.р.

№ п/п	Показники розробки	Од. вим.	Майкоп –V		Тортон		Всього по родовищу	
			2003	2004	2003	2004	2003	2004
1	Початкові запаси газу	млн.м ³	4909	4909	174	174	5083	5083
2	Поточні запаси	млн.м ³	4605,5	4592,339	138,41	125,24	4743,9	4772,4
3	Відбір газу за рік	млн.м ³	15,39	13,306	13,093	13,176	28,483	26,382
4	Відбір газу до початку розробки в т.ч. втрати	млн.м ³	303,45	316,661	35,584	48,760	339,03	365,421
		млн.м ³	3,29	3,29	0	0	3,29	3,29
5	% відбору від початкових запасів	%	6,18	6,45	20,45	28,023	6,67	7,189
6	Темп відбору від початкових запасів	%	0,31	0,269	7,52	5,572	0,56	0,519
7	Темп відбору від поточних запасів	%	0,33	0,29	8,64	9,52	0,60	0,52
8	Видобуток води за рік	м ³	49	305	115	474	164	779
9	Накопичений видобуток води	тис.м ³	1,389	1,694	0,16	0,634	1,549	2,328
10	Водяний фактор на кінець року	см ³ /м ³	8,9	37,4	2,7	2,7	18,8	38,5
11	Введення свердловин в експлуатацію	шт.	0	0	0	0	0	0
12	Середньодіючий фонд свердловин	шт.	6	6	2	2	8	8
13	Експлуатаційний фонд на кінець	шт.	6	6	2	2	8	8

Закінчення таблиці К.1

14	Коефіцієнт експлуатації свердловин		0,79	0,85	0,75	0,99	0,98	0,99	0,81
15	Коефіцієнт використання фонду свердловин			1	1	1	1	1	1
16	Середньодобовий дебіт газу на кінець року	тис.м ³ /д	6,83	5,57	18	18	9,75	9,75	
17	Середньодобовий дебіт води на кінець року	м ³ /д	0,059	0,31	0,56	0,71	0,185	0,33	
18	Видобуток газу на одну свердловину	млн.м ³	2,57	2,20	6,55	6,59	3,56	3,3	
19	Початковий пластовий тиск	МПа	10,6	10,6	6,6	6,6			
20	Поточний пластовий тиск	МПа	8,47	7,95	6,25	6,25			
21	Поточний статичний тиск	МПа	7,92	7,46	5,99	5,91			
22	Поточний вибійний тиск	МПа	6,85	6,24	6,08	6,16			
23	Поточний робочий тиск	МПа	5,42	5,31	5,39	5,58			
24	Видобуток газу на 1 МПа зниження	млн.м ³	130,24	111,1	127,09	174,14			
25	% зниження пластового тиску	%	21,57	25	5,3	5,3			
26	% зниження робочого тиску	%	24,51	26,04	11,64	8,36			

Таблиця К.2

Фактичні показники експлуатації свердловин
Архангельського газового родовища

Рік	Дебіт газу, тис.м ³ /доб	Видобуток газу за рік, млн.м ³	Сумарний видобуток газу, млн.м ³	Тиск, МПа	
				пластовий	робочий
Майкопський продуктивний горизонт М-5					
Свердловина 11 (М-5)					
1992	49,2	1,6	1,6	10,0	8,4
1993	40	6,6	7,5	9,78	7,8
1994	1*	0,2	7,7	9,57	3,8
1995	1*	0,2	7,9	9,25	3,9
1996	1*	0,2	8,1	8,82	3,8
1997	1*	0,2	8,3	8,42	4,5
1998	1*	0,1	8,4	7,85	4,89
1999	1*	0,2	8,6	7,29	5,0
2000	1*	0,2	8,8	6,84	5,1
2001	1*	0,1	8,841	6,49	5,0
Свердловина 12 (М-5)					
1992	28,9	0,06	0,06	10,0	6,4
1993	38	10,6	10,66	9,67	5,6
1994	24,2	10,6	21,26	9,57	5,6
1995	15	5,5	26,76	9,39	5,0
1996	6*	1,02	27,78	9,06	5,2
1997	1,08*	1,08	28,86	8,78	4,8
1998	1*	0,1	28,96	8,71	4,8
1999	1*	0,1	29,06	8,57	5,6
2000	1*	1,5	30,56	8,59	5,1
2001	1*	0,19	30,75	8,39	5,0
2002	1*	0,227	30,977	8,3	5,4
2003	1*	0,19	31,204	8,45	4,90
2004	1*	0,189	31,393	8,25	4,90
Свердловина 13 (М-5)					
1992	69,6	1,3	1,3	10,6	7,42
1993	42	13,4	14,8	10,4	6,95
1994	30	12,7	27,5	10,2	6,2

Продовження табл. К.2

1995	29	10,6	38,1	9,54	5,8
1996	9*	5,4	43,5	9,31	5,5
1997	5*	1,4	44,9	9,25	5,73
1998	5*	0,9	45,9	9,22	5,77
1999	2*	0,5	46,5	9,2	5,6
2000	7*	2,5	49	9,0	5,63
2001	2*	2,52	51,526	8,66	5,5
2002	9*	1,437	52,963	8,79	5,51
2003	9*	3,285	56,248	8,52	5,88
2004	7*	2,745	58,993	8,25	5,88
Свердловина 14 (М-5)					
1992	37,5	0,9	0,9	9,9	6,4
1993	45	12,5	13,5	9,71	5,1
1994	31	10,7	24,3	9,52	5,2
1995	20	8,02	32,3	9,33	4,8
1996	12*	5	37,3	9,27	5,0
1997	11*	5,1	42,4	9,24	5,5
1998	10*	3,5	45,9	9,23	5,9
1999	10*	3,6	49,3	9,2	7,1
2000	9*	3,4	52,9	9,1	6,8
2001	8*	3,04	56,026	8,69	5,2
2002	10*	2,927	58,953	8,79	5,89
2003	9*	3,447	62,400	8,55	7,06
2004	8*	3,079	65,479	8,25	5,49
Свердловина 15 (М-5)					
1992	34,2	0,9	1,3	9,18	6,4
1993	43	12,2	13,1	9,1	6,13
1994	24,2	11,04	24,2	9,05	5,7
1995	15	7,1	31,3	9,0	5,29
1997	1*	1,3	36,05	8,9	5,42
1999	1*	0,1	36,3	8,8	5,6
2001	1*	0,182	36,702	8,63	5,1
2002	1*	0,209	36,911	8,11	5,2
2003	1*	0,247	37,158	8,45	5,39

Закінчення таблиці К.2

2004	1*	0,208	37,366	8,25	5,59
Свердловина 16 (М-5)					
1992	44,6	1,1	1,9	10,6	7,9
1993	44	12,9	14	10,4	5,4
1994	30	11,9	25,9	10,2	5,5
1995	25	10,16	36	10,0	5,3
1996	17	8,4	44,4	9,8	5,0
1997	17	7	51,4	9,6	5,3
1998	15	6,02	57,4	9,4	5,0
1999	14	5,4	62,8	9,2	5,6
2000	16	5,1	67,8	9,0	4,9
2001	16	5,840	73,712	8,63	4,8
2002	17	5,292	79,004	8,79	4,89
2003	16	5,929	84,933	8,52	5,29
2004	15	5,717	90,650		5,19
Свердловина 17 (М-5)					
1992	72,6	1,3	1,3	10,0	7,5
1994	30	12,8	28	9,57	5,6
1996	1*	1,02	34,5	9,06	5,2
1998	1*	0,1	35,7	8,71	4,8
2000	7*	1,5	37,4	8,59	5,3
2002	6*	1,950	41,156	8,49	5,0
2004	2*	1,268	44,716	7,88	4,80
Торгонський продуктивний горизонт N-1t					
Свердловина 10 (N-1t)					
2001	19	0,114	0,114	6,4	5
2002	16	5,470	5,584	6,36	5,9
2003	16	5,824	11,406	6,25	5,19
2004	16	5,825	17,233	6,3	5,39
Свердловина 11 (N-1t)					
2001	32	9,976	9,976	6,4	5,9
2002	20	6,931	16,907	6,36	5,1
2003	21	7,269	24,176	6,25	5,88
2004	20	7,351	31,527	6,29	5,78

* - утворення глинисто-піщаної пробки на вибої, поява пластової води

Фактичні показники розробки майкопського покладу М-5 Архангельського ГМ з ЦТП-7 1992 - 2005 р.

Рік	Видобуток газу			Кількість свердловин	Середній дебіт св., тис.м ³ /д	Тиск, МПа				
	добовий, тис.м ³ /д	річний, млн.м ³	накопичений, млн.м ³			пластовий	Вибійний	депресія	гирловий	Вхід УППГ
1992	26,29	9,2	9,2	8	37	9,85	8,55	1,3	7,58	6,71
1993	216,18	75,663	84,863	8	27,02	8,98	6,97	2,01	6	5,13
1994	170,41	59,645	144,508	8	21,30	8,86	6,41	2,45	5,44	4,81
1995	120,24	42,084	186,592	8	15,03	8,85	5,28	3,57	4,31	4,78
1996	67,71	23,7	210,292	8	8,46	8,84	5,93	2,91	4,96	4,73
1997	47,14	16,5	226,792	8	5,89	8,74	6,5	2,24	5,53	4,69
1998	32,57	11,4	238,192	8	4,07	8,94	6,52	2,42	5,55	4,67
1999	30,29	10,6	248,792	8	3,79	8,91	6,5	2,41	5,53	4,66
2000	38,57	13,5	262,292	6*	6,43	8,9	6,65	2,25	5,68	4,62
2001	38,86	13,6	275,892	6*	6,48	8,74	6,36	2,38	5,39	4,59
2002	34,41	12,042	287,934	5*	6,88	8,55	6,41	2,14	5,44	4,56
2003	43,97	15,39	303,324	5*	8,79	8,47	6,39	2,08	5,42	4,54
2004	37,73	13,206	316,53	5*	7,55	7,95	6,28	1,67	5,31	4,53
2005	35			4*						

*- Свердловини №10,11 з технічних причин переведені на вищерозміщений торгонський продуктивний горизонт N-1т

Фактичні показники розробки торгонського покладу N-1t Архангельського ГР з ЦТП-7 2001 - 2005 р.

Рік	Видобуток газу			Середній дебіт св., тис.м ³ /д	Кількість свердловин	Тиск, МПа				
	добовий, тис.м ³ /д	річний, млн.м ³	накопич., млн.м ³			пласто-вий	вибійний	депресія	гирловий	вхід УППГ
2001	31,14	10,9	10,9	31,14	1	6,4	6,153	0,247	6,20	4,59
2002	35,43	12,4	23,3	17,71	2	6,36	5,583	0,777	5,63	4,56
2003	37,43	13,1	36,4	18,71	2	6,25	5,343	0,907	5,39	4,54
2004	37,65	13,176	49,576	18,82	2	6,29	5,543	0,747	5,59	4,53

Таблиця Л.3

Порівняння проектних і фактичних показників розробки покладу горизонту М-5

Роки	Кількість		Добовий		Видобуток газу, млн.м ³				Тиск, МПа			
					річний		накопичений		пластовий		Робочий	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1992	8	8	46,86	21,43	16,4	7,5	16,4	7,5	10,55	10,55	8,66	7,66
1993	8	8	554,86	216,18	194,2	75,663	210,6	83,16	10,22	9,67	8,32	6,00
1994	8	8	554,86	170,41	194,2	59,645	404,8	142,81	9,89	8,97	7,81	5,40
1995	16	8	686,29	120,24	240,2	42,084	645	184,89	9,40	8,75	7,03	5,25
1996	7	8	102,57	67,71	35,9	23,7	680,9	208,59	7,96	8,66	5,2	4,86
1997	7	8	102,86	47,14	36	16,5	716,9	225,09	7,86	8,56	5,08	5,42
1998	7	8	102,86	32,57	36	11,4	752,9	236,49	7,73	8,76	4,92	5,44
1999	7	8	102,86	30,29	36	10,6	788,9	247,09	7,59	8,73	4,75	5,42
2000	15	8	315,43	38,57	110,4	13,5	899,3	260,59	8,44	8,72	5,71	5,57
2001	15	6	315,43	38,86	110,4	13,6	1009,7	274,19	7,91	8,56	5,03	5,28
2002	23	8	315,43	34,41	110,4	12,042	1120,1	286,23	7,88	8,55	4,97	5,44
2003	23	8	528,29	43,97	184,9	15,39	1305	301,62	7,34	8,47	4,47	5,42

Додаток М



П Р И К А З

03. декабря 2004 г.

г. Симферополь

№ 532

О повышении рентабельности разработки
Архангельского ГМ

Для решения вопросов повышения рентабельности разработки Архангельского ГМ, представленного неравноценными по коллекторским свойствам и запасам газонасыщенными горизонтами, используя целенаправленный, контролируемый перепуск газа из продуктивного нижнего горизонта, сложенного породами, разрушающимися при незначительной депрессии, в продуктивный верхний горизонт, имеющий высокопроницаемые, устойчивые коллекторы и разработки всего месторождения через сетку перепускных наклонно-направленных и горизонтальных скважин

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Создать рабочую группу в составе:

Руководитель группы

Харитонов Н.Б. – директор ЦДУ;

Заместители руководителя группы

Ильницкий Р.Н. – директору Дирекции по производству;

Яремичук Р.С. – советник Генерального директора;

Члены группы

Мельничук П.Н. – главный геолог ГАО «Черноморнефтегаз»;

Глушич В.Г. – начальник департамента по буровым работам;

Макаров В.М. – главный инженер УДГ;

Гаврилюк В.Р. – главный геолог УДГ;

Ильницкий Я.И. – начальник УРиЭБ;

Садырханов Х.С. – главный инженер УРиЭБ.

2. Представить Генеральному директору на утверждение План реализации проекта повышения рентабельности разработки Архангельского ГМ.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на директора Дирекции по производству Ильницкого Р.Н. и директора ЦДУ Харитонova Н.Б.

Генеральный директор

В.Ясюк

Додаток Н



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ГАО «Черноморнефтегаз»

В.Н. Ясюк

12 2004 г.

3 декабря 2004 г.

Во исполнение приказа ГАО "ЧНГ"
от 03.12.2004 № 532

ПЛАН
реализации проекта повышения рентабельности
разработки Архангельского ГМ

№ п.п.	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Ответственные
1	Подготовить задание на составление проектно-сметной документации на бурение экспериментальной скважины №20 Архангельского ГМ	15.12.2004 г.	Харитонов Н.Б. Ильницький Р.Н. Яремийчук Р.С. Мельничук П.Н. Глушич В.Г.
2	По конкурсу определить проектную организацию для разработки проектно-сметной документации на бурение экспериментальной скважины №20 Архангельского ГМ	30.12.2004 г.	Харитонов Н.Б. Ильницький Р.Н. Яремийчук Р.С. Глушич В.Г.
3	Заключить договор с проектной организацией на разработку проектно-сметной документации на бурение экспериментальной скважины №20 Архангельского ГМ	20.01.2005 г.	Ильницький Р.Н.
4	Разработать проектно-сметную документацию на бурение экспериментальной скважины №20 Архангельского ГМ	30.04.2005 г.	Проектная организация

Директор ЦДУ ГАО «Черноморнефтегаз»

Н. Харитонов

Додаток П



УКРАЇНА

(11) 3512

(19) (UA)

(51) 7 E21B43/00,
E21B43/14,
E21B43/18МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І
НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

Деклараційний патент на корисну модель

видано відповідно до Закону України
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного департаменту
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 20040403185

(22) 27.04.2004

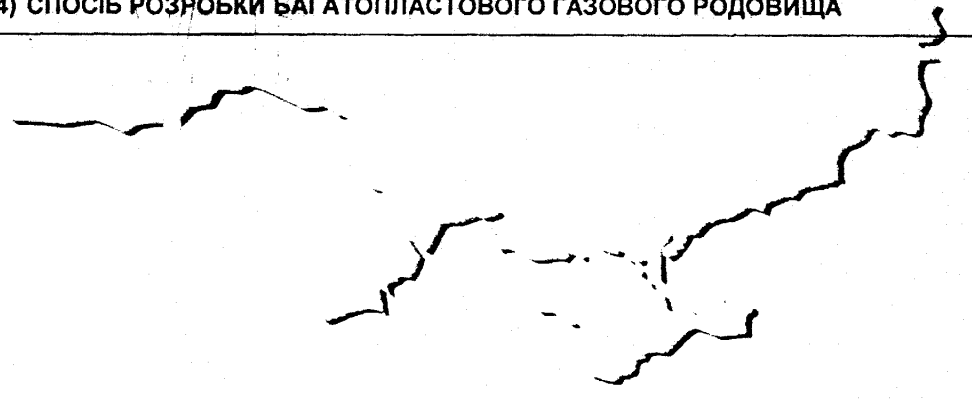
(24) 15.11.2004

(46) 15.11.2004. Бюл. № 11

(72) Харітонов Миколай Борисович, Яремійчук Роман Семенович, Бачеріков
Олександр Васильович, Франчук Ігор Анатолійович, Ясюк Валерій Миколайович,
Ільницький Ростислав Миколайович

(73) Державне акціонерне товариство "Чорноморнафтогаз"

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА



Додаток Р

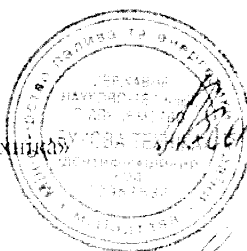
Міністерство палива та енергетики України
Державне науково-технічне підприємство «БУРОВА ТЕХНІКА»

Ліцензії на виконання проектних робіт:
- АА № 773024 від 17. 08. 2004 р., видана
Державним комітетом природних ресурсів України
- АБ № 208596 від 09. 02. 2005 р., видана
Держбудом України

Робочий проект на буріння експлуатаційної свердловини № 20 на Архангельському родовищі 05/05–БТ

Том 1
Пояснювальна записка

Директор ДНТП «Бурова техніка»



В. Г. Вітрик

Головний інженер проекту

В. І. Сіренко

Полтава
2005

Додаток С

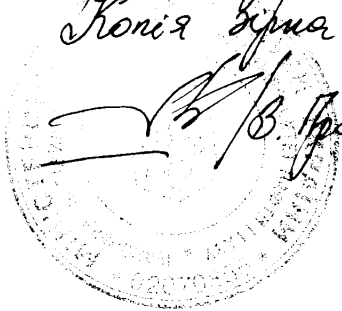
ДП «НАУКАНАФТОГАЗ»

ФІЛІАЛ № 1 у м. Києві


КВ. № 12 2007 18/98 017

ДП «Науканафтогаз»
НАК «Нафтогаз України»

Копія згідно
В. Процюк



ЗАТВЕРДЖУЮ:
 Заступник генерального
 директора ДП «Науканафтогаз»
 П. М. Ченіль
 12 2006р.



Експертний висновок №

Повна назва проектно-кошторисної документації:

«Робочий проект на буріння експлуатаційної свердловини №20 на
Архангельському родовищі 05/0: 1-Б1
(Головний інженер проекту Сіренко В.І.)»

Замовник робіт:

- ДАТ «Чорноморнафтогаз»

Розробник проекту:

- ДНТП «Бурова техніка», м. Полтава, 2005р.

Київ-2006

- 2 -

Для проведення геолого-технічної експертизи в ДП «Науканафтогаз» представлено комплект проектно-кошторисної документації «Робочий проект на буріння експлуатаційної свердловини №20 на Архангельському родовищі 05/05-БТ» розроблений Державним науково-технічним підприємством «Бурова техніка», м. Полтава, 2005р., який включає:

1. Том 1. РП-1 05/05-БТ Пояснювальна записка, далі – Проект;
 2. Том 2. РП-2 05/05-БТ Кошторисна документація, далі – Кошторис.
- Виконавцем запроєктованих робіт є: ДАТ «Чорноморнафтогаз».
Представлена кошторисна вартість – 15605144грн.

1. Коротка характеристика виробничого об'єкту.

Представленим робочим проектом передбачено судивинство експлуатаційної похило-направленої свердловини №20 – Архангельського родовища центральної частини північно-західного шельфу акваторії Чорного моря

Проектна глибина свердловини:

- по вертикалі – 891м;
- по стовбуру свердловини -1390м.

Бурова установка - "Уралмаш-6000 ПЭ".

Вишка - ВПБ-54х320.

Мета буріння – експлуатація горизонтів тортону (N-1t) та майкопу (M-5).

Проектний горизонт – майкоп (M-5).

Вид свердловини – похило-направлена.

Спосіб буріння – вибійними двигунами-роторний.

Вид приводу – дизель-електричний.

Проектна швидкість буріння - 677м/верст.міс.

Конструкція свердловини:

- Водозовняйна колона d = 630мм – 100м;
- Видовжене направлення d = 530мм – 250м;
- Кондуктор d = 339,7мм – 610/611м;
- Експлуатаційна колона d = 244,5мм – 855/1202м
- Експлуатаційний хвостовик d = 127/184мм – 853/1190-891/1390м.

Бурові розчини:

- в інтервалі 0 - 100м - глинистий, оброблений PAC R, BARAZAN-ом. Густиною - 1120кг/м³;
- в інтервалі 100 – 250 м - полімер-глинистий, оброблений Na₂CO₃, PAC R, PAC L. Змашуючі добавки – графіт. Густина розчину в інтервалі - 1160кг/м³;
- в інтервалі 250 – 611м – полімер-калієвий, оброблений Na₂CO₃, KCl, PAC R, PAC L, BARAZAN, NaOH. Змашуючі добавки – графіт. Для обважнення бурового розчину використовується барит. Густина розчину в інтервалі - 1190кг/м³;
- в інтервалі 611 – 647м – полімер-калієвий, оброблений Na₂CO₃, KCl, PAC R, PAC L, BARAZAN, NaOH. Змашуючі добавки – графіт. Для обважнення бурового розчину використовується барит. Густина розчину в інтервалі - 1190кг/м³;

- 3 -

- в інтервалі 613 – 1202м – полімер-солявий, оброблений KCl, PAC R, PAC L, BARAZAN, DEXTRID, CLAYSEAL PLUS, NaCl, CaO, NaOH, бактеріцид. Змащувачі доданки – графіт, DRILL N SLADE. Густина розчину в інтервалі - 1190кг/м³;
- в інтервалі 1202 – 1390м – біополімерний, оброблений PAC L, DEXTRID, BARAZAN, KCl, CLAYSEAL PLUS, NaCl, NaOH, CaO, бактеріцид. Змащувачі доданки – графіт, DRILL N SLADE. Для обмеження бурового розчину використовується крешда. Для збереження фільтраційних властивостей продуктивного пласта передбачено наповнювач - BARACARB. Густина розчину - 1400кг/м³.

1.3. Оцінка проектних техніко-технологічних рішень.

Для рішення поставленого перед свердловиною цілового завдання проектом передбачається:

- комплекс геофізичних досліджень в свердловині;
- освоєння експлуатаційних об'єктів в експлуатаційних колонах.

Робочий проект, в основному, складено у відповідності до діючих вимог по проектуванню свердловин на нафту і газ. В ньому передбачено необхідні і достатні заходи та рішення, що забезпечують виконання поставлених перед свердловиною цілей. Вибрані типи бурових розчинів та конструкція свердловини дозволяють успішно провести свердловину до проектної глибини. Технологічні рішення, запроєктовані типи бурових доліт і режими їх відпрацювання забезпечують досягнення високих техніко-економічних показників. Композиції низу бурильних колон відповідають вимозі проведення проектного профілю свердловини та повинні забезпечити роботу бурового інструменту в оптимальних умовах. Проектні рішення по кріпленню свердловини, відповідають вимогам охорони надр та умовам експлуатації свердловини в межах поставлених перед нею цілових завдань. Передбачені проектом дослідження свердловини в процесі буріння забезпечать виконання цільового завдання по оцінці газоносності продуктивних об'єктів по розрізу свердловини. Комплекс робіт по освоєнню свердловини в експлуатаційних колонах та запроєктовані методи повторного розкриття пластів повинні забезпечити отримання продукції з експлуатаційних горизонтів.

В цілому проект виконано на високому науково-технічному рівні. Разом з тим, при перевірці поданих матеріалів виникли ряд суттєвих зауважень.

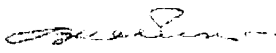
Зауваження були передані виконавцю проектування - "НТП Бурова техніка" для виправлення недоліків робочого проекту.

Всі зауваження геолого-технічної експертизи враховані. Кошторисні розрахунки виконані згідно прийнятих нормативів та тимчасових нормативів (для використання хімреагентів).

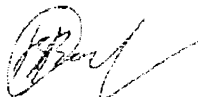
1.1. Загальний висновок з проекту.

На підставі вивчення повторно поданих матеріалів, вважаємо, що робочий проект на будівництво експлуатаційної свердловини №20 Архангельського родовища можна пролонгувати до затвердження в сумі -15 480 509грн. з ПДВ.

**Керівник відділення
надрокористування
та ресурсів буреводнів**

 В.Д. Чебан

**Завідуючий відділом
геолого-технічної експертизи
проектно-кошторисної
документації**

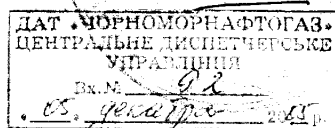


В.В. Дем'янчук

08 грудня 2006 р.

м. Київ

Додаток Т



УТВЕРЖДАЮ:
Директор Дирекции по производству
ГАО «Черноморнефтегаз»

Р.Н. Ильицкий
2005 г.

ПЛАН РАБОТ

по освоению экспериментальной эксплуатационной скважины № 20 Архангельского ГМ
(продуктивные горизонты М-5, N-1т)

1. Геолого-технические данные:

1.1 Глубина скважины:

- по вертикали – 891 м
- по стволу – 1390 м

1.2 Конструкция скважины:

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Водоизолирующая	630	0	100	0	100
Удлиненное направление	530	0	250	0	250
Кондуктор	339,7	0	610	0	611
Эксплуатационная	244,5	0	855	0	1202
Эксплуатационный хвостовик	193,7	853	891	1190	1390

1.3 Интервал перфорации тортоповских отложений (N-1т): 611 – 662 м.

1.4 Интервал установки хвостовика с гравийным фильтром и гравийной набивкой в Майкопских отложениях (М-5): 1190 – 1390 м.

1.5 Продуктивные горизонты:

- Тортон (N-1т) – 610 – 660 м (по вертикали), 611- 664 м (по стволу)
- начальное пластовое давление – 10,58 МПа
- Майкоп (М-5) – 855-888 м (по вертикали), 1190 – 1375 м (по стволу)
- начальное пластовое давление – 6,58 МПа

2. Освоение скважины:

№ п/п	Технологические мероприятия	Ответственный исполнитель
1	2	3
1	После проведения заключительных работ по оборудованию эксплуатационного хвостовика гравийным фильтром с гравийной набивкой, обвязать эксплуатационную колонну колонной головкой, установить и опрессовать фонтанную арматуру и обвязать фонтанную арматуру с выкидной линией.	Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
2	Выполнить шаблонировку эксплуатационной колонны	Начальник СПБУ
3	Спустить «воронку» Ø107 мм на НКТ Ø89х6,5 мм, высадка наружу, марка К на глубину 1189 м.	Начальник СПБУ

4	Вызвать приток газа майкопских отложений через штуцер диаметром 10 мм, замешая биополимерный буровой раствор на раствор с минимально возможной плотностью. При необходимости понизить уровень жидкости в скважине (не более чем на 200 м).	Инженер ЦИТС, Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
5	Произвести газодинамические исследования скважины на штуцерах диаметром от 4 мм до 10 мм по отдельной программе, избегая создания депрессии на пласт, превышающей критические значения.	Инженер ЦИТС, Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
6	Заглушить скважину биополимерным буровым раствором с минимально возможной плотностью.	Инженер ЦИТС, Начальник СПБУ
7	Поднять «воронку» Ø107 мм на НКТ Ø89 мм до глубины 611 м.	Начальник СПБУ
8	Повторно освоить скважину на штуцере диаметром 10 мм, производя замену биополимерного бурового раствора на морскую воду до полной очистки и замены на газ.	Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
9	Произвести газодинамические исследования скважины через штуцер диаметром от 4 до 10 мм по отдельной программе, избегая создания депрессии на пласт М-5, превышающей критические значения.	Инженер ЦИТС, Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
10	Спустить через лубрикатор в НКТ малогабаритный перфоратор ПБ2-42 (или Динамит Нобель Strip 1 11/16") в интервал перфорации продуктивных тортоновских отложений (611 м – 662 м) и произвести перфорацию.	Инженер ЦИТС, Начальник геофизической партии, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
11	Отработать скважину до полной очистки на штуцере диаметром 10 мм, провести комплекс газодинамических исследований скважины при совместной работе майкопского и тортоновского продуктивных горизонтов на штуцерах диаметром от 4 мм до 10 мм, не допуская депрессии на пласт М-5, превышающей критические значения.	Инженер ЦИТС, Начальник СПБУ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.
12	Провести круглосуточные исследования совместной работы эксплуатационных скважин №11, № 10 и экспериментальной эксплуатационной скважины №20 с фиксацией изменений давлений (трубное, затрубное, межколонное) и дебита газа.	Главный геолог УДГ, Главный инженер УДГ, Начальник (мастер по добыче н/г) ЦТП-7 УДГ.

Начальник УДГ





СОГЛАСОВАНО:



Начальник ЦДУ ГАО «Черноморнефтегаз»

Главный геолог ГАО «Черноморнефтегаз»



Н. Харитонов

П. Мельничук

Додаток У

Таблиця У.1

Результати лабораторних досліджень зміни пластового, вибійного та гирлового тисків при стандартному способі експлуатації свердловини з майкопського М-5 покладу

час	Р _{пл} М-5, МПа	q ₁ М-5, тис.м ³ /д	Р _{виб} М-5, МПа	ΔР ₁ , Мпа	Р _{гир} М-5, МПа
хв.					
1	8,20	0,0	8,20	0,00	8,20
2	8,10	12,0	7,98	0,12	7,77
3	7,50	11,7	7,37	0,13	7,18
4	7,30	11,6	7,17	0,13	6,98
5	7,00	11,4	6,86	0,14	6,69
6	7,30	0,0	7,30	0,00	7,30
7	7,30	0,0	7,30	0,00	7,30
8	7,30	0,0	7,30	0,00	7,30
9	7,30	0,0	7,30	0,00	7,30
10	7,30	0,0	7,30	0,00	7,30
11	6,60	11,0	6,46	0,14	6,29
12	6,50	10,8	6,36	0,14	6,20
13	6,30	10,3	6,16	0,14	6,01
14	6,00	10,0	5,86	0,14	5,71
15	6,50	0,0	6,50	0,00	6,50
16	6,50	0,0	6,50	0,00	6,50
17	6,50	0,0	6,50	0,00	6,50
18	6,50	0,0	6,50	0,00	6,50
19	5,80	10,2	5,65	0,15	5,51
20	5,60	10,0	5,45	0,15	5,31
21	5,40	9,6	5,25	0,15	5,12
22	5,10	9,5	4,95	0,15	4,82
23	5,80	0,0	5,80	0,00	5,80
24	5,80	0,0	5,80	0,00	5,80
25	5,80	0,0	5,80	0,00	5,80
26	8,20	0,0	8,20	0,00	8,20

Додаток Ф

Таблиця Ф.1

Результати лабораторних досліджень зміни пластового, вибійного і гирлового тисків при перепуску газу з майкопського М-5 покладу через тортонський N-1t поклад

час	Рпл М-5, МПа	q1 М-5, тис.м ³ / д	Рвіб М-5, МПа	ΔР1, МПа	Ргир М-5 в N-1t, МПа	q2 N-1t, тис.м ³ / д	Рвіб N-1t, МПа	Рпл N-1t, МПа	ΔР2, МПа	Ргир з М-5 і N-1t, МПа
хв.										
1	8,20	0,0	6,40	1,80	6,40	0,0	6,40	6,40	0,00	6,40
2	8,10	12,0	8,05	0,05	7,84	17,0	7,80	7,96	0,16	7,18
3	7,50	11,7	7,25	0,25	7,06	16,7	7,01	7,18	0,17	6,46
4	7,30	11,6	7,04	0,26	6,86	16,6	6,81	6,99	0,18	6,27
5	7,10	11,4	6,84	0,26	6,66	16,4	6,61	6,79	0,18	6,09
6	7,00	11,0	6,75	0,25	6,60	0,0	6,60	6,60	0,00	6,60
7	6,70	9,5	6,70	0,00	6,70	0,0	6,70	6,70	0,00	6,70
8	6,75	7,2	6,75	0,00	6,75	0,0	6,75	6,75	0,00	6,75
9	6,77	4,5	6,77	0,00	6,77	0,0	6,77	6,77	0,00	6,77
10	6,78	1,0	6,78	0,00	6,78	0,0	6,78	6,78	0,00	6,78
11	6,60	7,0	6,50	0,10	6,33	16,0	6,23	6,42	0,19	5,74
12	6,50	9,5	6,25	0,25	6,09	16,0	6,01	6,21	0,19	5,54
13	6,30	10,7	6,00	0,30	5,85	15,8	5,78	5,98	0,20	5,33
14	6,10	11,0	5,85	0,25	5,70	15,5	5,64	5,84	0,20	5,20
15	6,05	10,8	5,90	0,15	5,75	0,0	5,75	5,75	0,00	5,75
16	5,92	9,2	5,92	0,00	5,92	0,0	5,92	5,92	0,00	5,92
17	5,96	6,9	5,96	0,00	5,96	0,0	5,96	5,96	0,00	5,96
18	5,97	4,1	5,97	0,00	5,97	0,0	5,97	5,97	0,00	5,97
19	5,60	8,3	5,58	0,02	5,44	15,0	5,35	5,55	0,20	4,93
20	5,60	10,2	5,55	0,05	5,40	15,0	5,34	5,54	0,20	4,92
21	5,55	11,5	5,52	0,03	5,38	14,5	5,34	5,54	0,20	4,92
22	5,52	11,6	5,52	0,0	5,38	14,3	5,35	5,54	0,19	4,93
23	5,50	10,4	5,50	0,00	5,50	0,0	5,50	5,50	0,00	5,50
24	5,52	8,2	5,52	0,00	5,52	0,0	5,52	5,52	0,00	5,52
25	5,55	3,8	5,55	0,00	5,55	0,0	5,55	5,55	0,00	5,55