

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний  
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студента Харченко Максим Олександрович  
(ПІБ)

академічної групи 184М-19З-1ГРФ  
(шифр)

спеціальності 184 Гірництво  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Буріння свердловин  
(офіційна назва)

на тему Обґрунтування технологічних особливостей спорудження перепускних свердловин при розробці багатопластового родовища на шельфі моря  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				

Рецензент	Дем'яненко О.І.			
-----------	-----------------	--	--	--

Нормоконтролер				
----------------	--	--	--	--

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Коров'яка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню \_\_\_\_\_ магістра**  
(бакалавра, магістра)

студенту Харченку Максиму Олександровичу академічної групи 184М-19-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»

на тему Обґрунтування технологічних особливостей спорудження перепускних

свердловин при розробці багатопластового родовища на шельфі моря

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ .2020р.

№ \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст	Термін виконання
Оглядовий	Аналіз геологічної будови південно-західної частини шельфу чорного моря та перспективи розробки його родовищ	
Науково-дослідні	Огляд сучасних технологій розробки багатопластових родовищ з нестійкими колекторами	
	Аналіз ефективних параметрів свердловин різної конструкції для дорозробки багатопластового газового родовища із нестійкими колекторами	
	Обґрунтування технології буріння та конструкції свердловин для дорозробки багатопластового газового родовища на шельфі моря	

Завдання видано \_\_\_\_\_ Судаков А.К.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2019р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2019р.

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Харченко М.О.

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ЙОГО РОДОВИЩ	7
1.1. Особливості геологічної будови північно-західної частини шельфа Чорного моря	7
1.2. Загальні відомості про Архангельське газове родовище і дані по розробці майкопських і тортонських відкладів	12
1.3. Аналіз роботи свердловин родовища	19
1.4. Висновки до розділу 1	20
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РОЗКРИТТЯ, ОСВОЄННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРІВ З ПІДБОРОМ ВІДПОВІДНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИНИ	22
2.1. Аналіз проблем розкриття і освоєння нестійких колекторів	22
2.2. Аналіз методів боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини й утворенням глинисто-піщаних пробок	29
2.3 Аналіз методів збереження цілісності привибійної зони свердловини	31
2.4. Аналіз методів розробки газових багатопластових родовищ	40
2.4. Висновки до розділу 2	42
РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИН РІЗНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ДЛЯ ДОРОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ІЗ НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ	43
3.1. Досвід розробки морського багатопластового газового родовища шляхом організації перепуску газу	43
3.2 Технологічне і економічне обґрунтування оптимального методу експлуатації Архангельського газового родовища	47
3.3. Розрахунок зміни пластового тиску багатопластових газових родовищ при влаштуванні перепускних свердловин	51
3.4. Висновки до розділу 3	57
РОЗДІЛ 4 ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ТА КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ДОРОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА НА ШЕЛЬФІ МОРЯ	58
4.1. Обґрунтування конструкції та технології кріплення вибою дослідно-перепускної свердловини	58
4.2. Конструкція і технологія буріння дослідно-перепускної свердловини з гирлом на морській платформі	64
4.3. Конструкція перепускних свердловин з обладнанням гирла на дні моря	69
4.4. Висновки до розділу 4	72
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	75

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 81 сторінок, 56 рисунків, 12 таблиць, 71 використаних джерел.

СВЕРДЛОВИНА ЕКСПЛУАТАЦІЙНА і ПЕРЕПУСКНА, ФІЛЬТР, ПОХИЛО-СКЕРОВАНЕ БУРІННЯ, ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, НЕСТІЙКИЙ КОЛЕКТОР.

**Актуальність теми.** У акваторії Чорного моря за геологічними прогнозами знаходиться майже 30% неосвоєних ресурсів вуглеводнів України. З них понад 30% запасів газу, що можуть бути вилученими на шельфі Чорного моря, приурочені до майкопських відкладів, які представлені породами, що можуть руйнуються при відносно невеликих депресіях тиску на пласт. Процес руйнування продуктивного пласта супроводжується постійним винесенням у свердловину великої кількості породи, утворенням глинисто-піщаних пробок на вибої і в стовбурі свердловини, інтенсивним руйнуванням гирлового обладнання. Одним із найбільш ефективних методів боротьби із даним явищем є підбір фільтрів на вибої свердловини і зменшення депресії тиску при експлуатації родовища. Зменшення депресії тиску свою чергу для багатопластових родовищ можливо досягти шляхом влаштування перепускних свердловин із нестійких порід в стійкі, з яких вже в свою чергу і відбувається відбір газу основною сіткою свердловин. Тому обґрунтування технології спорудження експлуатаційних свердловин, в т.ч. похилоскерованих, при розробці родовищ на шельфі Чорного моря є надзвичайно актуальною в сьогоденних умовах для України.

**Сфера застосування** – буріння свердловин в умовах шельфу Чорного моря.

**Об'єкт дослідження** – технологія спорудження експлуатаційних свердловин при розробці багатопластового родовища з нестійкими колекторами на шельфі Чорного моря.

**Предмет дослідження.** Конструкції експлуатаційних свердловин у нестійких колекторах, перепускні свердловини для організації перепуску газу між колекторами.



**Мета роботи** – оцінити технологічну особливість розробки й експлуатації багатопластових родовищ із нестійкими колекторами й обґрунтувати конструкцію і технологію спорудження експлуатаційних свердловин на шельфі Чорного моря.

**Наукова новизна** – обґрунтовано технологію спорудження дослідно-експлуатаційної свердловини для моніторингу процесу відбору газу із нестійкого колектору й експлуатаційних свердловин для організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестійких у стійкі колектори через перепускні свердловини з подальшим відбором природного газу із стійких колекторів.

**Практичні результати:**

- виконано аналіз геологічної будови, характеристики продуктивних горизонтів й розробки Архангельського газового родовища;
- систематизовано складності експлуатації свердловин в нестійких колекторах;
- проаналізовано сучасні конструкції фільтрів для вибою свердловини;
- обґрунтовано конструкцію й технологію буріння експлуатаційної свердловини в стійкий колектор тортонського покладу;
- обґрунтовано конструкцію перепускної експлуатаційної свердловини з нестійкого майкопського в стійкий тортонський поклад.

**Основні завдання дослідження:**

1. Аналіз геологічної будови та розробки нестійких (майкопських) відкладів Архангельського газового родовища на шельфі Чорного моря.
2. Систематизувати основні складності експлуатації свердловин у нестійких колекторах.
3. Проаналізувати сучасні конструкції та методи їх підбору для вибою свердловин в нестійких колекторах.
4. Обґрунтувати конструкцію та технологію буріння свердловини у тортонський поклад.
5. Обґрунтувати конструкцію перепускної експлуатаційної свердловини з нестійкого майкопського в стійкий тортонський поклад.

**Власний внесок автора.** Проаналізував геологічну будову та специфіку розробки багатопластового Архангельського родовища на шельфі Чорного моря, систематизував складності експлуатації свердловин у нестійких колекторах, для даних умов обґрунтував конструкцію та технологію буріння дослідно-експлуатаційної свердловини і перепускних свердловин з нестійких у стійкі колектори.

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська дисертація складається із реферату, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел.

Автор щиро вдячний: науковому керівнику, професору кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка», докт. техн. наук, проф. А.К. Судакову; завідувачу кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка», канд. техн. наук, доценту Є.А. Коровяку; професору кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», докт. техн. наук, проф. Яремійчуку Р.С.; головному інженеру ТОВ «Нафтогазмонтаж» канд. техн. наук Лазаренку О.Г.; директору ТОВ «Сімоіл Україна» Мирку А.М.; керівник відділу долотного сервісу ТОВ «Шлюмберже Україна» Опощняну В.В.; головному геологу ТОВ «Еско-Північ» Дем'яненко О.І.; інженеру похилоскерованого буріння ТОВ «Шлюмберже Україна» Григорову Д.В. за матеріали і корисні поради в ході науково-дослідної роботи.

# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ЙОГО РОДОВИЩ

### 1.1 Особливості геологічної будови північно-західної частини шельфа Чорного моря

По результатам досліджень Georgiev G., Ionescu G., Saramet M. та групи інших геологів встановлено, що регіональною нафтогазоматеринською товщею Чорноморського регіону і прилягаючої суші є відклади майкопської серії олігоцен – ранньоміоценового віку.

Глибоке буріння на шельфі Чорного моря почалося в 1971 р. і проводилося з метою вивчення розрізу осадових порід і оцінювання перспектив нафтогазоносності локальних структур. Буріння першої пошукової свердловини було виконано на структурі Голицина трестом «Кримморгеологія» (потім розділено на «Кримгеологія» і «Чорноморнафтогаз»). Газоконденсатне родовище Голицинське було відкрито у 1975 р., другим – ГКР Шмидтовське у 1979 р. Буріння на структурах Сельська, Гамбурцева, Федорівська, Ільчівська, Каркентинська не привело до відкриття покладів вуглеводнів. Згодом були відкриті родовища Південно-Голицинське (газове, 1981 р.), Кримське (газове, 1981 р.), Штормове (газоконденсатне, 1983 р.), Архангельське (газове, 1987 р.) і Одеське (газове, 1988 р.).

На рис. 1.1 зведено дані по бурінню в північно-західній частині шельфа Чорного моря (за даними Победаш М.С. та ін., 2010 з доповненнями).

На рис. 1.2 наведено узагальнену літолого-стратиграфічну схему осадового чохла північно-західної частини Чорноморського басейну (за даними Meulenkamp J.E. et. al., 2000, Vega Z. and Ionescu G., 2009) і додатково горизонти, за матеріалами 2Д сейсмозвідки.

На рис. 1.3 наведено схему тектонічного районування Чорноморського регіону, що оснований на карті [Robinson A.G., 1997].

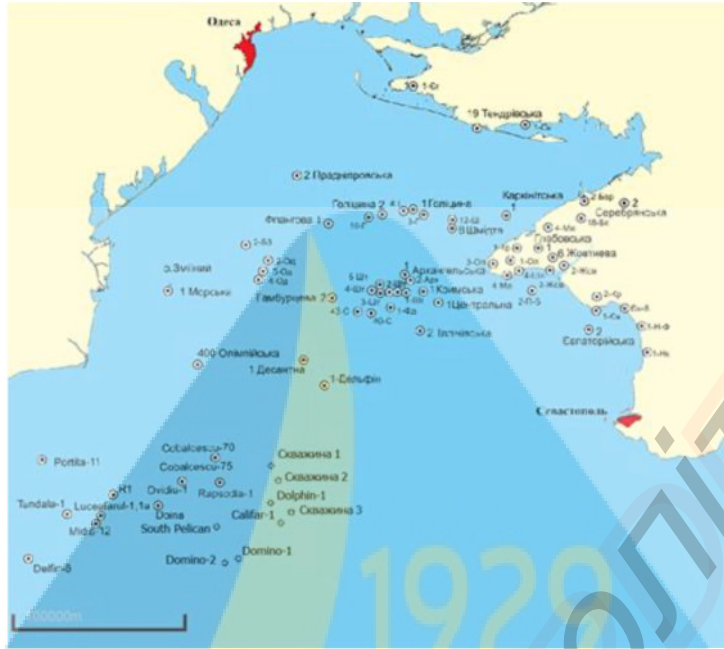


Рис. 1.1. Дані по бурінню в північно-західній частині шельфа Чорного моря (за даними Победаш М.С. та ін., 2010 з доповненнями [42])

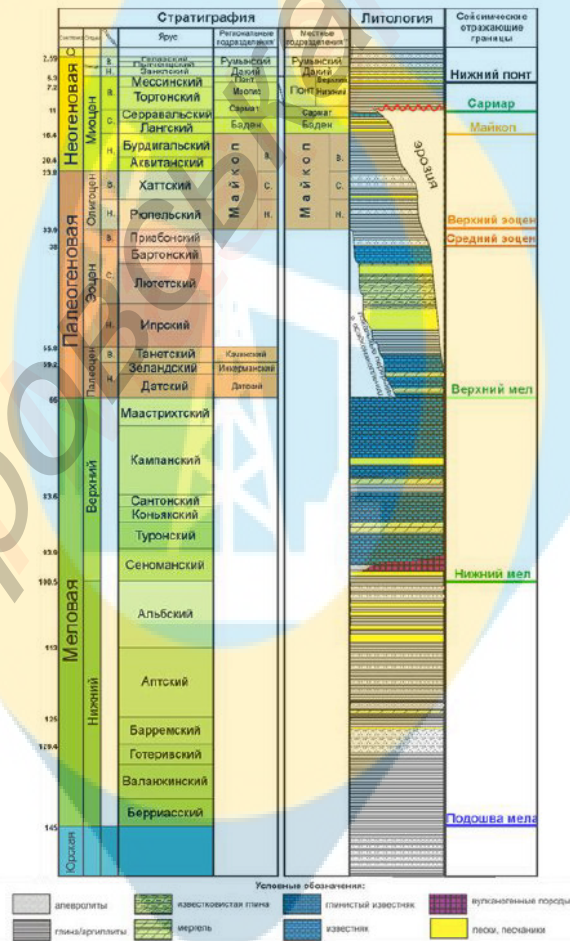
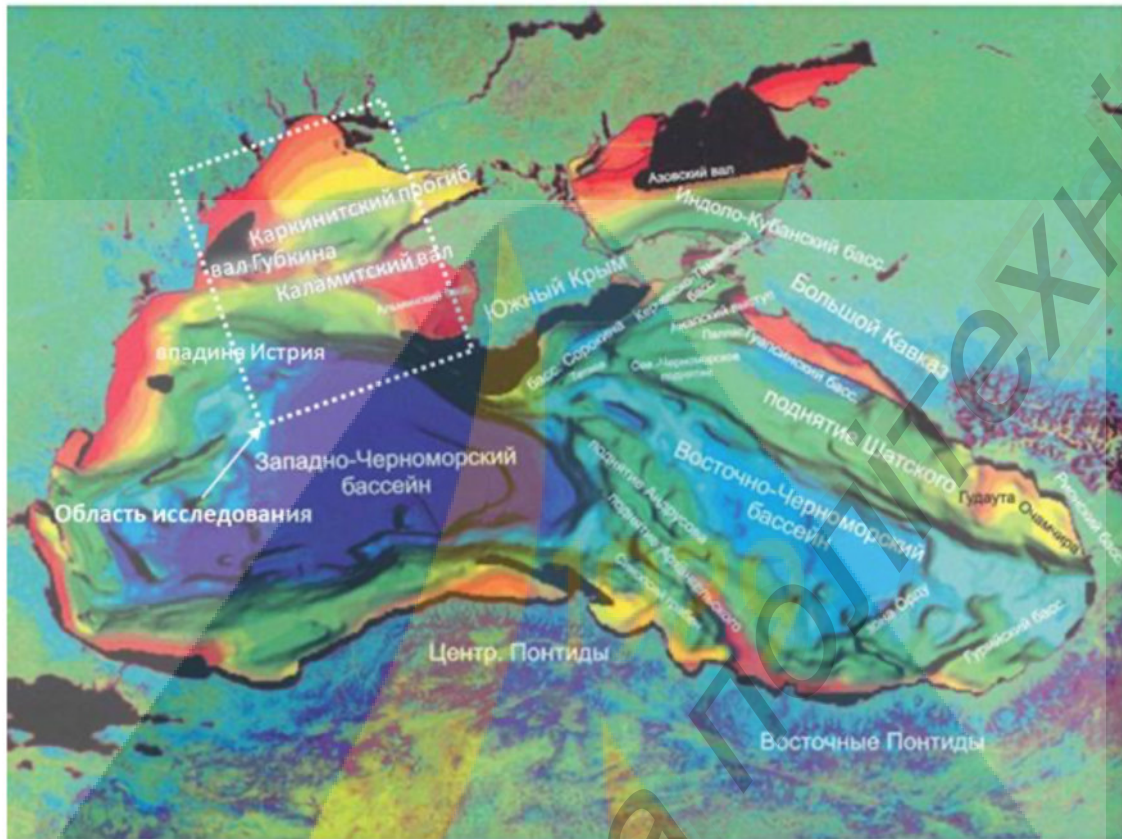


Рис. 1.2. Узагальнена літолого-стратиграфічна схема осадового чохла північно-західної частини Чорноморського басейну (за даними Meulenkamp J.E. et. al., 2000, Bega Z. and Ionescu G., 2009) і додатково горизонти, за матеріалами 2Д сейсмозвідки за [42]





**Рис. 1.3** Схема тектонічного районування Чорноморського регіону (кольором для моря показані глибини, близькі до фундаменту (сині – глибоко, червоні – мілко); для суші кольором показана топографія), що основано на карті [Robinson A.G., 1997], інтернет джерела

На рис. 1.4 наведено тектонічну схему північно-західної частини Чорного моря по покрівлі верхньомілових відкладів, а на рис. 1.5 – основні тектонічні елементи.

Схема нафтогазоносності північно-західної частини акваторії Чорного моря наведена на рис. 1.6 і на рис. 1.7 – карта родовищ Чорноморського шельфу. На рис. 1.8 інтерпритовано регіональний профіль за даними 2Д сейсмозвідки.

У таблиці 1.1 зведено загальні дані по основним родовищам даного регіону.

В цій науковій роботі обґрунтовується технологія спорудження експлуатаційних свердловин при розробці багатопластового родовища з нестійкими колекторами на прикладі Штормового родовища.

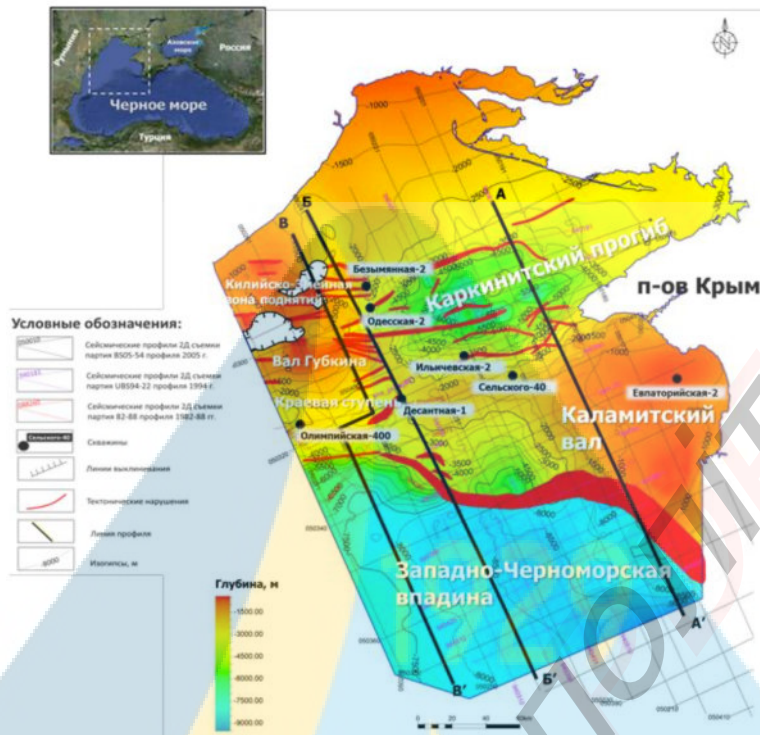


Рис. 1.4 Тектонічна схема північно-західної частини Чорного моря по покрівлі верхньомілових відкладів, за даними [Наумова М.Н., 2016]

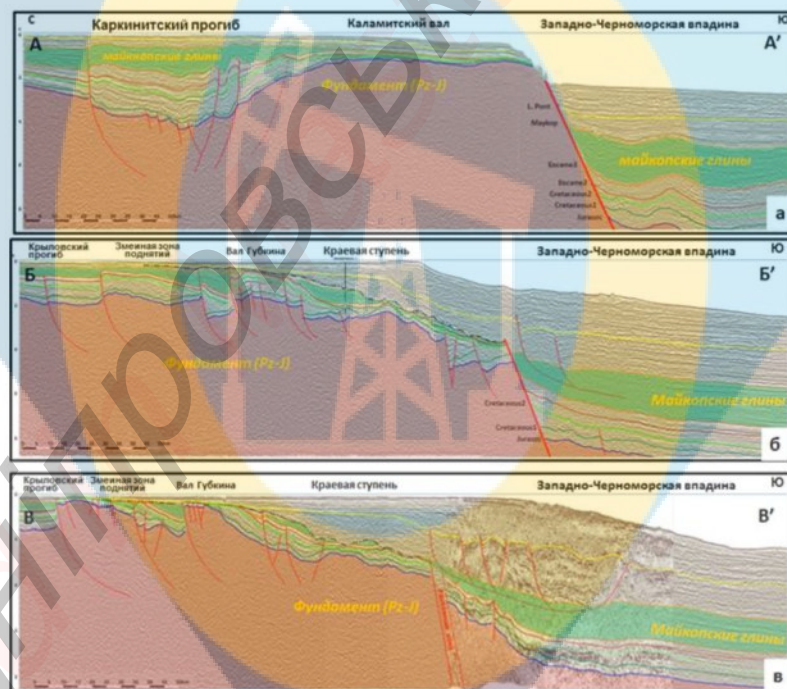


Рис. 1.5. Основні тектонічні елементи північно-західної акваторії Чорного моря (положення профілей вказано на рис. 1.4), за даними [Пінус О.В., Асєєв А.А. та ін., 2014]





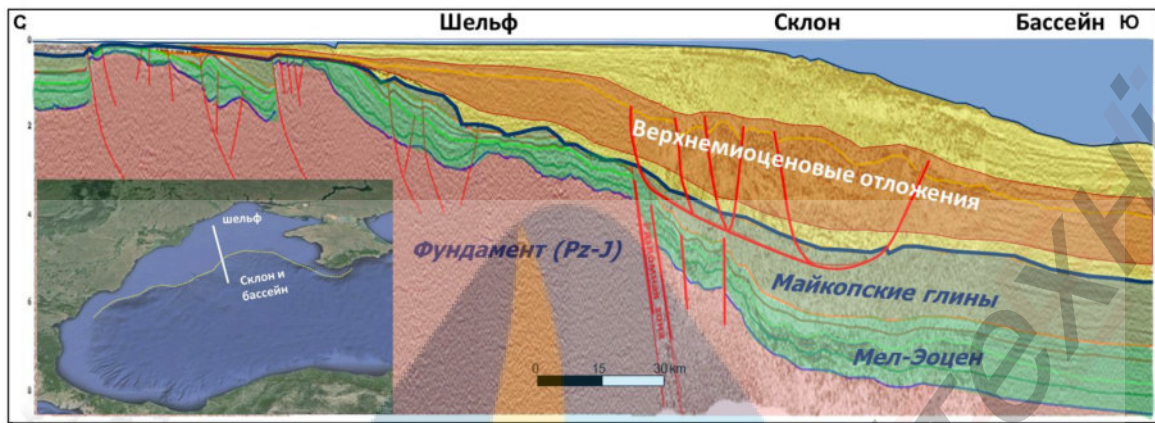


Рис. 1.8. Регіональний профіль за даними 2Д сейсмозв'язки [42]

Таблиця 1.1 – Загальні дані по основним родовищам північно-західної частини акваторії Чорного моря

Родовище	Запаси газу, млрд. м <sup>3</sup>	Запаси конденсату, тис. тон
Штормове	16,6	1272
Голицінське	11,9	330
Одеське	11,2	
Архангельське	5,4	

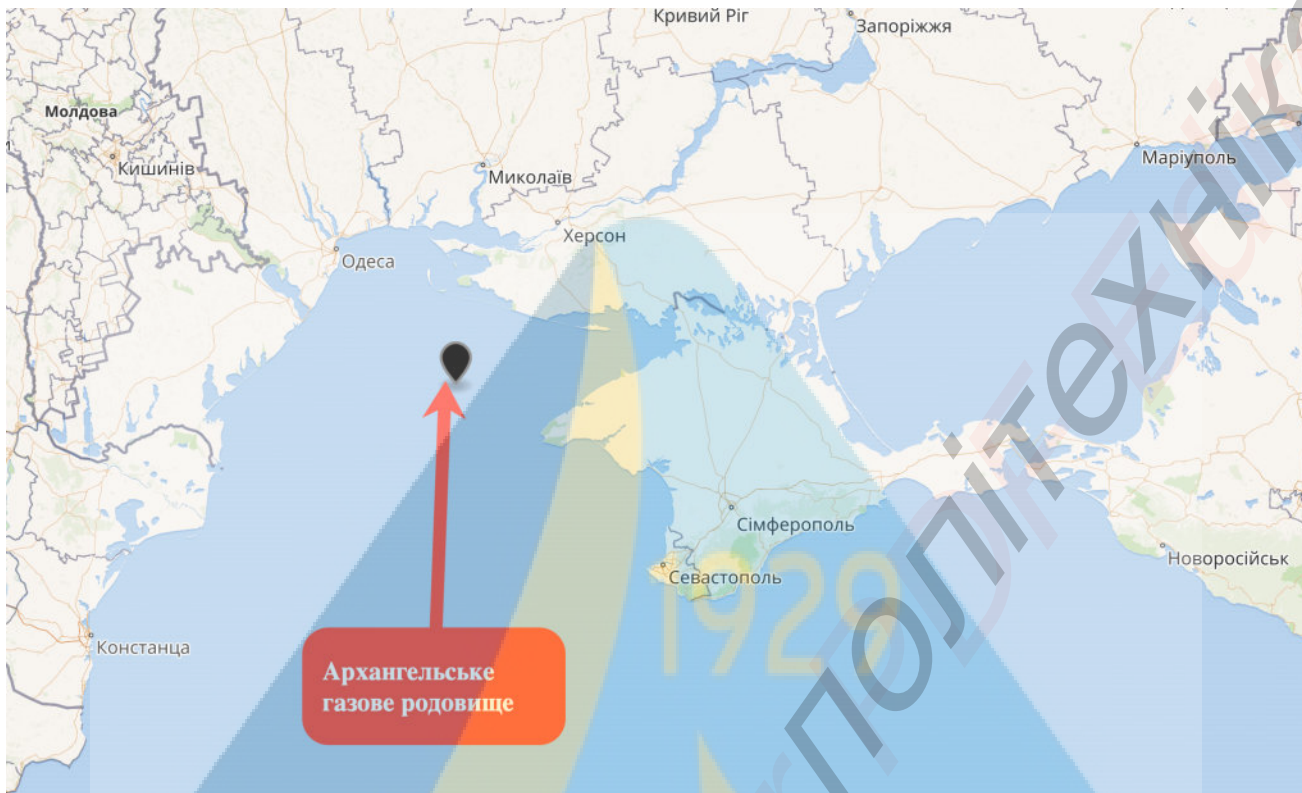
## 1.2 Загальні відомості про Архангельське газове родовище і дані по розробці майкопських і тортонських відкладів

Архангельське газове родовище розташоване в північно-західній частині чорноморського шельфу України в Північно-Кримській тектонічній зоні Каркінітсько-Північно-Кримського прогину на відстані 66 км від смт. Чорноморське, в 55 км від мису Тарханкут (див. рис. 1.9).

По різним даним структура виявлена в 1965...1978 р., за даними сейсмічних досліджень 1975 і 1981 рр. на глибині близько 800 м прогнозувався поклад газу, пошуково-розвідувальне буріння проведено 1981–1994 рр.

За даними вікіпедії газоносними є майкопські та неогенові газові поклади. Породи-колектори – піщано-алевритові пачки у глинистій товщі майкопу і карбонатно-теригенні породи середнього міоцену. Родовище багатопластове. Виявлено три продуктивних горизонти (інтервали 855 - 891 м, 806 - 812 м, 613,5 - 626 м). Крім того, газоносним є інтервал 2973-3117 м у палеоценових утвореннях.





**Рис. 1.9. Розміщення Архангельського газового родовища на шельфі Чорного моря**

Поклади пластові, склепінчасті. Розробляється з 1992 р. Видобуто 85 млн. м<sup>3</sup> газу. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1 – 5413 млн м<sup>3</sup>.

Структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання розміром 10x5 км і амплітудою 90 м по ізогіпсі -915 м покрівлі продуктивного горизонту М-5. З глибиною її будова ускладнюється розривними порушеннями.

Дане родовище є багатопластовим, промислова газоносність пов'язана з двома піщано-алевритовими пачками (М-5 і М-3) у глинистій товщі Майкопу, а також з карбонатно-теригенними породами середнього міоцену (пачка N-1). Поклади характеризуються пластовим склепінням з газовим режимом. Породи-колектора представлені слабозцементованими прошарками глинистих алевритів і алевролітів з домішками пеліту.

При випробуванні свердловини №1 в 1987 р. виявлено три продуктивних горизонти: М-5 і М-3 в майкопських і N-1 – в неогенових утвореннях.

Приплив газу з горизонту М-5 становив 118 тис. м<sup>3</sup>/добу через 10-мм діафрагму при вибійному тиску 8,8 МПа і пластовому – 10,8 МПа. Приплив газу з

горизонту М-3 (інт. 806- 812 м) склав 63,5 тис. м<sup>3</sup>/добу через 8,1-мм діафрагму при вибійному тиску 8,55 МПа і пластовому – 9,61 МПа.

Приплив газу з горизонту N-1 (інт. 613,5- 626 м) склав 92,5 тис. м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 11,9 мм при вибійному тиску 4,11 МПа і пластовому – 5,41 МПа відповідно.

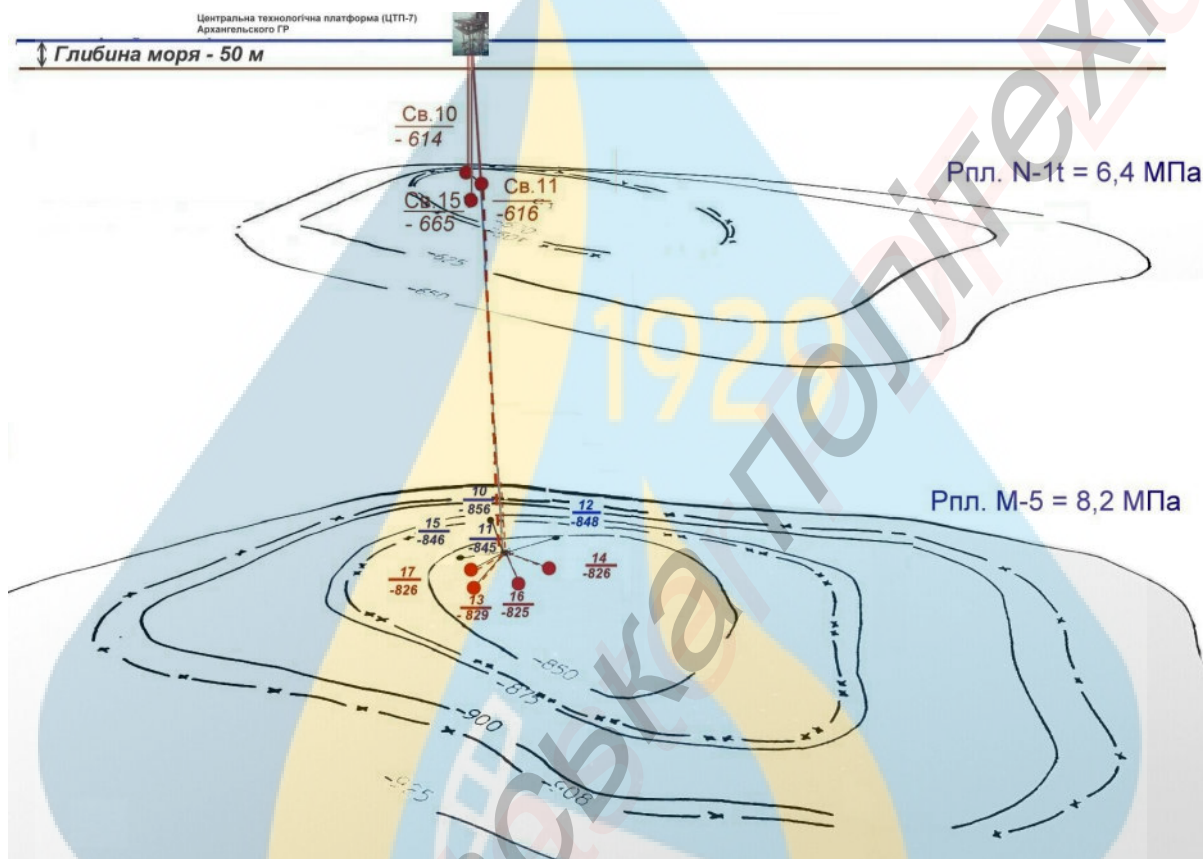
При випробуванні палеоценових утворень у цій же свердловині (інт. 2973-3117 м) одержано незначні припливи газу.

Архангельське родовище почали розробляти з 1992 р. При цьому експлуатуються сім свердловин, якими видобуто 365 млн.м<sup>3</sup> газу, або 7,2% початкових запасів майкопських порід. Складність полягає в утворенні піщаних і грязьових пробок у стовбурі свердловин, збільшенні фільтраційних опорів у привибійній зоні. За час розробки родовища пластовий тиск впав з 10,6 МПа до 8,86 МПа. Подальша розробка родовища буде постійно ускладнюватися і привибійна зона нестійких колекторів буде поступово руйнуватися. Тому для експлуатації родовища потрібно розробляти спеціальні рішення, яким і присвячена дана наукова робота.

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 свердловини №10 (2002 р.), №11 (2001 р.), №15 (2005 р.) переведені на вищерозміщений тортонський продуктивний горизонт з технічних причин. Схема Архангельського багатопластового газового родовища наведена на рис. 1.10.

Промислово газоносними, як зазначалося вище, є майкопський і тортонський горизонти, які розробляються роздільними сітками свердловин. З майкопських відкладів протягом 30 років відібрано лише до 10% газу від балансових запасів. Причина такої низької продуктивності і нестабільної роботи експлуатаційних свердловин майкопського продуктивного горизонту полягає в руйнуванні слабозцементованих, низькопроникних колекторів у привибійних зонах свердловин при незначній депресії тиску на пласт. При цьому відбувається утворення на вибоях глинисто-піщаних пробок і процес розбухання глинистих

порід при скупченні пластової води. Періодичні продування і промивки свердловин з метою ліквідації глинисто-піщаних пробок водними концентрованими розчинами поверхнево-активних речовин не дають довготривалого ефекту.



**Рис. 1.10. Схема Архангельського багатопластового газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря (рис. взято з [3, 63])**

Тортонський продуктивний горизонт представлений високопроникним, стійким колектором (вапняками), з якого за останні 20 років відібрано 28% газу від балансових запасів.

Майкопський поклад був випробуваний у розвідувальній свердловині №1. За даними [3, 63] встановлено, що при випробуванні інтервалу глибин 855 – 891 м на діафрагмі 10 мм було одержано приплив газу з дебітом 118 тис.м<sup>3</sup>/добу при депресії тиску на пласт 1,94 МПа (табл. 1.2).

У відкладах тортонського ярусу газоносні 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.м<sup>3</sup>/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.

**Таблиця 1.2 – Результати випробування та дослідження розвідувальної свердловини за даними [3, 63]**

Св., Пачка	Інтервал випробування	Діаметр діафрагми, мм	Початковий пластовий тиск, МПа	Робочий тиск на гирлі, МПа	Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /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

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%. Середнє значення відкритої пористості складає 29%. Проникність по нашаруванню змінюється від  $1,78 \times 10^{-15}$  до  $57,8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Середнє значення коефіцієнта пористості – 0,29, коефіцієнти газонасиченості – 0,03 мкм<sup>2</sup>.

*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 органогенно-детритовими вапняками, вапняковими алеврітами і алевролітами. Загальна товщина пачки змінюється від 15 - 18 м у склепінні 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 складає 54...57%.

Майкопський поклад М-5 обмежений контуром газonosності, проведеним на відмітці мінус 908 м, який відповідає підшві газonosного прошарку в свердловині №2. У межах цього контура газonosна площа становить 28,6 км<sup>2</sup>. 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 газonosності віднесені до категорії С<sub>1</sub>.

Тортонський поклад N-1t має обмежені розміри. Промислово газonosною пачка є в склепінній частині структури в районі свердловини №1 і куща

експлуатаційних свердловин. Площа газоносності покладу становить - 7,5 км<sup>2</sup> при лінійних розмірах 4,25x2 км. Поклад пластовий, склепінний, його висота – 10 м.

Основним експлуатаційним об'єктом при складанні проекту дослідно-промислової розробки 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.

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 (свердловина №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 (свердловини №10, №12, №13, №14, №17) і 140 мм (свердловини №11, №15, №16). Цемент у всіх свердловинах піднятий до гирла, окрім свердловини №10, в якій висота цементу становить 68 м від гирла.

Розкриття продуктивного горизонту в свердловинах №10 і №11 проведено перфоратором ПКС-80 по 13 отворів на один метр. Початковий дебіт свердловини №10 на штуцері 8 мм дорівнював 61,6 тис.м<sup>3</sup>/д, дебіт свердловини №11 – 69,5 тис.м<sup>3</sup>/д.

Свердловини №12, №14, №16, №17 обладнані за колонними склопластиковими фільтрами, які є складовою частиною експлуатаційної колони. У свердловині №15, обладнаної 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.м<sup>3</sup>/д. У свердловині №17 склопластиковий фільтр встановлений в інтервалі 982 – 1039 м.

### 1.3 Аналіз роботи свердловин родовища

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.м<sup>3</sup>/д. Свердловина №16 обладнана щілинним фільтром в інтервалі 1048 – 1077 м, дебіт на штуцері 8 мм становив 76 тис.м<sup>3</sup>/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 фільтру. 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.

Основним ускладненням при експлуатації свердловин є накопичення на вибої рідини і продуктів руйнування привибійної зони. Низькі дебїти 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 тощо).

Робота свердловин майкопського покладу ускладнюється утворенням глинисто-піщаних пробок у насосно-компресорних трубах і кільцевому просторі та скупченням рідини на вибоях. Постійно виноситься пластова порода з утворенням глинисто-піщаних пробок. Накопичення на вибоях свердловин води і продуктів руйнування пласта призводить до утворення 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 глинисто-піщаних пробок у насосно-компресорних трубах супроводжується різким зменшенням тиску на гирлі свердловини.

#### 1.4. Висновки до розділу 1

1. Встановлено, що на шельфі Чорного моря є газові і газоконденсатні родовища, які частково розроблені й експлуатуються останні 30 років. На прикладі розробки й експлуатації Архангельського родовища обґрунтовано складності, які супроводжуються наявністю нестійких колекторів.

2. Проаналізовано наукову літературу, в якій наведено дослідження щодо багатопластових родовищ з наявністю газодинамічного зв'язку, в яких природним чином з нижнього продуктивного горизонту, представленого нестійким колектором, газ перетікає у верхній продуктивний горизонт. Тобто між ними існує проникний контакт.

3. Аналіз розробки багатопластових газових родовищ в умовах нестійких колекторів показує, що існує можливість підвищення ефективності розробки майкопських покладів за рахунок попередження руйнування порід у привибійній зоні свердловин. Найбільш оптимальним варіантом є спорудження спеціальних конструкцій свердловин, які будуть оснащені фільтрами і буде можливість одночасно регулювати привибійний тиск на різних продуктивних горизонтах.

Виходячи із вище наведених висновків сформульована наступна мета магістерської роботи.

**Мета роботи** – оцінити технологічну особливість розробки й експлуатації багатопластових родовищ із нестійкими колекторами й обґрунтувати конструкцію і технологію спорудження експлуатаційних свердловин на шельфі Чорного моря.

Виходячи із мети поставлено наступні **задачі дослідження**:

1. Аналіз геологічної будови та розробки нестійких (майкопських) відкладів Архангельського газового родовища на шельфі Чорного моря.



2. Систематизувати основні складності експлуатації свердловин у нестійких колекторах.
3. Проаналізувати сучасні конструкції та методи їх підбору для вибою свердловин в нестійких колекторах.
4. Обґрунтувати конструкцію та технологію буріння свердловини у тортонський поклад.

Обґрунтувати конструкцію перепускної експлуатаційної свердловини з нестійкого майкопського в стійкий тортонський поклад.

## РОЗДІЛ 2

# АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РОЗКРИТТЯ, ОСВОЄННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРІВ З ПІДБОРОМ ВІДПОВІДНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИНИ

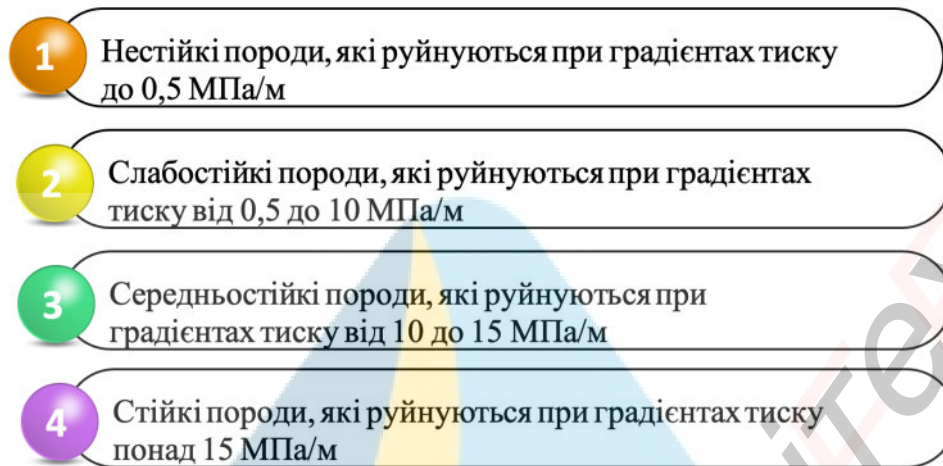
### 2.1. Аналіз проблем розкриття і освоєння нестійких колекторів

Стійкість колекторів в привибійній зоні залежить як від природних, так і техногенних чинників. До природних чинників належать: 1) глибини і умов залягання пласта; 2) дія гірського і бічного тиску; 3) фізико-механічні властивостей порід; 4) властивості рідин і газів, які насичають породи. До техногенних чинників належать: 1) умови розкриття і освоєння пласта; 2) величини репресії і депресії на пласт; 3) швидкість потоку в привибійній зоні.

На стійкість колекторів також впливає додаткове напруження, яке створюється в процесі їх розкриття і освоєння. Під час глушіння свердловин з метою проведення різних робіт у свердловині відбувається порушення міцності порід і в результаті буровий розчин або його фільтрат проникає в пласт (кольматує). Руйнування гірської породи в привибійній зоні – це руйнування скелета пласта в результаті значних напружень в ньому, де під дією напору фільтраційного потоку виникає ефект вимивання і винесення дрібних мінеральних частинок із колектора.

У достатньо зцементованих породах механізм руйнування привибійної зони відбувається шляхом відколювання частинок породи з поверхні перфораційних каналів, а потім йде процес їх винесення й утворення зі збільшенням каверн. В процесі даного явища відбувається перерозподіл механічних напружень, при яких руйнування поступово припиняється. Деформація гірської породи характеризується головним чином властивостями деформації її цементуючих речовин. У стійких породах 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.



**Рис. 2.1. Класифікація гірських порід за величиною градієнтів тиску, які викликають їх руйнування**

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;
- 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).

Однією з актуальних проблем видобування природного газу при руйнуванні привибійної зони пласта та інтенсивному винесенні твердої фази є підвищення ефективності експлуатації підземного і наземного обладнання свердловин в умовах ерозійного зношення.

За результатами теоретичних досліджень впливу товщини і проникності штучно створеної гравійної набивки у привибійній зоні пласта на продуктивну характеристику свердловини, визначено для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта та товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється

Простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення. До них відносяться обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої шляхом намивання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби. В останній час на практиці широко застосовують намивні гравійні фільтри. До основного їх недоліку відносять закупорювання глинистими частинками і мулом, які виносяться із пласта з подальшим руйнуванням каркаса і утворенням локальних каналів фільтрації. При використанні гравійних фільтрів також можливий перерозподіл частинок гравію та їх винесення з продукцією свердловини. Практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта.

Вітчизняні та іноземні компанії активно застосовують хімічні методи запобігання надходженню піску у свердловини, які ґрунтуються на використанні

полімерних композицій, сумішей цементу з різними наповнювачами, епоксидних, фуранових, карбамідних, фенольних і фенолформальдегідних смол, а також їх сумішей з піском. Більшість відомих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують достатньо високу ефективність зміцнення породи при одночасному збереженні фільтраційних характеристик пласта.

У нестійких і слабозцементованих породах винесення частинок призводить до утворення склепіння обвалу, в процесі розширення якого область збільшення вертикального гірського тиску віддаляється від свердловини. 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 настає. Значне винесення породи з продуктивного горизонту покладу призводить до утворення каверни в привибійній зоні і глинисто-піщаних пробок на вибої та в стовбурі свердловини.

Ці процеси зумовлюють 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, що 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.

Ці операції дуже часто призводять до ускладнень і викликають прихват насосно-компресорних труб, руйнування 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 і технологічна рідина для промивки свердловини 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 покрівлі пласта, і призводить до зминання чи відведенню у бік експлуатаційної колони, перекриттю інтервалу продуктивного пласта непроникними верхніми породами його покрівлі і виходу з експлуатації свердловини.

Для розкриття нестійких колекторів густину промивальної рідини необхідно підбирати таку, щоб не допустити обвалення стінок свердловини, і в той же час запобігти або звести до мінімуму кольматації пласта розчином і його фільтратом.

Запобігати руйнуванню привибійної зони свердловини необхідно для того, щоб попередити або обмежити виникнення потенційно небезпечних і високовитратних ускладнень, зокрема, таких як:

- а) зниження дебіту в результаті утворення піщаних пробок на вибої, в обсадних трубах, фонтанних трубах або шлейфах;
- б) орушення міцності обсадної колони труб або фільтру (зминання та ерозія) в результаті видалення породи із зони, яка безпосередньо оточує свердловину;
- в) абразивна ерозія підземного і наземного обладнання;
- г) очищення видобутого продукту від частинок породи.

На рис. 2.2 наведено класифікацію ускладнень під час експлуатації свердловин за рахунок утворення глинисто-піщаних пробок.





**Рис. 2.2. Ускладнення під час експлуатації свердловин за рахунок утворення глинисто-піщаних пробок**

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.

Постійне винесення частинок породи з пласта здебільшого супроводжується руйнуванням обсадної колони в продуктивному інтервалі і втратою свердловини. 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, і ущільненням порід.

Насосно-компресорні труби, спущені в продуктивний інтервал, можуть піддаватися ерозії під впливом вільних частинок породи, які виносяться з пласта разом з газом. Наземне обладнання також піддається ерозії частинками породи, особливо в місцях зміни площі поперечного перетину або в місцях повороту потоку, тобто в штуцерах і відведеннях.

Однією з причин, які спонукають обмежити винесення частинок породи, є бажання уникнути або істотно зменшити витрати, які пов'язані з очищенням продукції свердловин від породи [15 16 23 24 28, 55]. Це створює додаткові труднощі під час морського видобутку газу, де для відділення частинок породи необхідно встановлювати відповідне обладнання на морській платформі. В протилежному випадку у підводних трубопроводах будуть утворюватися глинисто-піщані пробки. Для видалення пробок 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.

Набагато складніші наслідки при руйнуванні привибійної зони в горизонтальних ділянках свердловини. Таким чином 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.

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.

Зазвичай 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.

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 зруйнованими частинками породи. До того, як значна кількість породи надійде з пласта в горизонтальний стовбур, може відбутися обвал слабозцементованої породи із заповненням відкритого стовбура уламками породи. Тоді 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.

## **2.2. Аналіз методів боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини й утворенням глинисто-піщаних пробок**

Існуючі методи боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини і утворенням глинисто-піщаних пробок у газових свердловинах можна розділити на групи: а) запобігання руйнування привибійної зони і надходження вільних частинок породи в свердловину; б) винесення частинок породи з вибою на поверхню і підбір обладнання для роботи в умовах руйнування привибійної зони свердловини; в) ліквідація глинисто-піщаних пробок на вибоях свердловин.

Відомі 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 газonosні 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 висуваються наступні вимоги:

- 1 мінімальне проникнення промивальної рідини і фільтрату в привибійну зону свердловини
- 2 запобігання набуханню глинистих частинок, які знаходяться в привибійній зоні свердловини
- 3 легкість видалення з привибійної зони фільтрату і твердої фази промивальної рідини
- 4 неприпустимість утворення обвалів, які знижують проникність привибійної зони
- 5 високі швидкості буріння під час розкриття продуктивного горизонту

Вибій свердловини, з точки зору механічної стійкості, повинен бути 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. При цьому перфорація свердловини знижує опірність породи до руйнування і пластичної деформації (внаслідок наявності штучних отворів і розтріскування породи).

В слабкоцементованих 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 павною зміною вибійного тиску та обґрунтованими дебітами газу забезпечити збереження цілісності привибійної зони свердловини, ніж припинити руйнування, яке вже почалося.

### **2.3. Аналіз методів збереження цілісності привибійної зони свердловини**

Проблеми спорудження, закінчування та довготривалої ефективною експлуатації свердловин, що розкрили нестійкі колектори в частині мінімізації негативного впливу технічних чинників, які характеризують особливості кріплення та стану фільтраційної поверхні ПЗП, досить успішно вирішують провідні західні нафтогазовидобувні компанії Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton тощо.

Найпоширеніші технологічні заходи, які застосовують для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, передбачають встановлення фільтрів різної конструкції (запобігають винесенню породи-колектора) або передбачають кріплення нестійкої породи за допомогою різних матеріалів (спеціальних розчинів, смол тощо). Найчастіше встановлюють механічні свердловинні фільтри (титаномагнієві, щілинні, лавсанові, склопластикові на алюмінієвому каркасі, склопластикові тощо). Гравійні фільтри (ГФ), у тому числі з гравійним набиванням (ГН), застосовують порівняно рідше.

Вибір технологічних і технічних засобів, визначення їх характеристик для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, рекомендується проводити з

використанням матриці Тіффіна на основі інформації про гранулометричний склад (фракційний вміст) породи продуктивного пласта. Для цього рекомендується використовувати номограму, побудовану на основі цієї матриці (рис. 2.3).

У продуктивних інтервалах, які містять нестійкі колектори, які будуть експлуатувати ці продуктивні горизонти, рекомендується використати штампований щілинний фільтр із ГН типу РРК та точний мікропоровий багат шаровий фільтр типу РМС. Як альтернативу мікропоровим багат шаровим фільтрам типу РМС можна запропонувати до використання удосконалені багат шарові сітчасті фільтри Petroguard компанії Halliburton (рис. 2.4) або ж сітчасті фільтри MaxFlo компанії Weatherford (рис. 2.5).

Рекомендовані розміри прохідних отворів фільтрувальної поверхні фільтрів за [12] наведено в табл. 2.1.

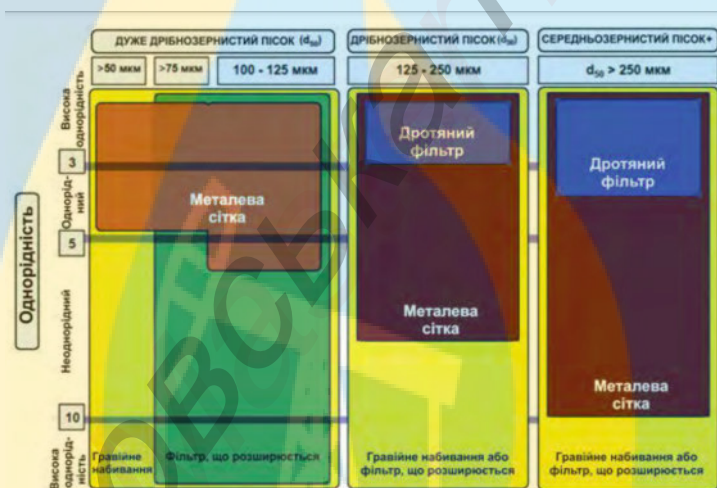


Рис. 2.3. Схема вибору технологічного рішення щодо кріплення нестійких колекторів згідно з [12]

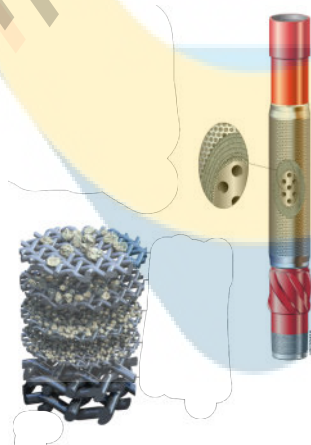


Рис. 2.4. PetroGuard® Mesh-DS Screen - Halliburton



Рис. 2.5. MaxFlo компанії Weatherford



**Таблиця 2.1 – Рекомендовані розміри прохідних отворів фільтрувальної поверхні фільтрів за [12]**

Тип фільтра	Розміри прохідних отворів фільтрувальної поверхні, мм	
	$D_{60}/D_{10} < 2$	$D_{60}/D_{10} > 2$
Щілинний	$(1,25-1,5)D_{50}$	$(1,5-2)D_{50}$
Дротяний	$1,25 D_{50}$	$1,5 D_{50}$
Сітчастий	$(1,5-2)D_{50}$	$(2-2,5)D_{50}$
Менші значення множників відповідають дрібнозернистим породам		

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 привибійній 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 намівання фільтруючих матеріалів.

**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.

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 наливні гравієві фільтри, а в свердловинах з обсадженим продуктивним інтервалом - наливний гравієвий фільтр всередині обсадної колони або здійснити кріплення привибійної зони смолою.

Для закінчування свердловини в продуктивних пластах з слабозцементованими породами з метою боротьби з винесенням породи необхідно: 1) застосування дірчастих фільтрів або труб з просвердленими в них отворами; 2) використання набивного вибійного фільтру, виготовленого з гравію або іншого матеріалу; 3) заповнення затрубного простору в інтервалі залягання газонасиченого пласта гравієм; 4) штучне кріплення породи в продуктивному пласті.

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: 1) підвісні гравієво-трубні, які створені на поверхні (шар гравію в зазорі між двома концентричними перфорованими трубами); 2) гравієво-наливні, які створені в свердловині (налив шару твердих частинок за стінки перфорованої труби).

Гравієві фільтри ефективно працюють у разі правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластової породи. Важливими є й інші параметри, зокрема характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів.

В умовах, 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, стабілізуючи і підтримуючи поверхню каверни в пласті і не даючи 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 несортового 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. Частинки 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 багат шарові 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.

Багат шарові дротяні фільтри мають декілька шарів дротяної обмотки, причому кожен наступний шар від зовнішнього до внутрішнього має зазор, який зменшується, між витками. Призначення такого багат шарового 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 кіркоутворюючі 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. Така конструкція вибою забезпечує низьку продуктивність і вона достатньо економічна.

**Трубні фільтри** виготовляють з труб і опускають в свердловину на обсадних трубах під час їх будівництва, 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-навивні фільтри** - найефективніший засіб 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 навиваються усередині перфорованої обсадної колони, широко застосовуються в свердловинах, які розкривають продуктивні пласти, утворені пачками гірських порід, що перешаровують, або мають невелику товщину. Крім того в тих випадках, коли необхідно виключати з розкритого інтервалу водоносні або глинисті прошарки. Знизити частоту невдалих результатів і підвищити продуктивність свердловин з внутрішньокolonним навивним 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 навивання гравію за допомогою в'язких рідин і вдосконалених методів перехресного навивання гравію, причому гравій навивається 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 знижується, але шляхом зворотної промивки її можна відновити майже до початкового рівня. 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 й інших наповнювачів. Цей метод застосовують 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 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 намівання гравієвих фільтрів, завдяки якій зерна гравію після намівання склеюються один з одним. У нових розробках для гравієвого намівання використовують гравій, покритий незатверділою смолою, яка твердне і склеює зерна гравію один з одним в результаті підвищення температури після намівання 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, смолоутворюючого розчину і рідини для витіснення смоляного розчину в глибину пласта. При цьому відбувається очищення зерен пласта і їх склеювання, яке запобігає винесенню породи.

**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.

## 2.4. Аналіз методів розробки газових багатопластових родовищ

Родовища газу часто є багатопластовими [1, 47, 48, 62]. 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.

Для теорії і практики розробки газових багатопластових родовищ важливо встановити проникність або непроникність розділюючих перемичок.

При розробці багатопластових родовищ у даний час можуть традиційно використовуватися сумісна (рис. 2.6), роздільна (рис. 2.7) і комбінована (рис. 2.8) сітка свердловин. У першому випадку кожна свердловина одночасно дренує два і більше пластів. У другому випадку на кожен поклад буриться своя система 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 крихким, а інший – стійким колектором).

Якщо немає вказаних обмежень, то економічно доцільною може бути сумісна сітка свердловин. Компромісним методом роздільної і сумісної (єдиної) розробки служить варіант одночасної роздільної експлуатації однією свердловиною двох пластів.

Наявність газодинамічного зв'язку між пластами може значно впливати на всі техніко-економічні показники розробки багатопластових родовищ. Як і у попередньому випадку, на кожен пласт може буритися своя сітка свердловин (рис. 2.9).

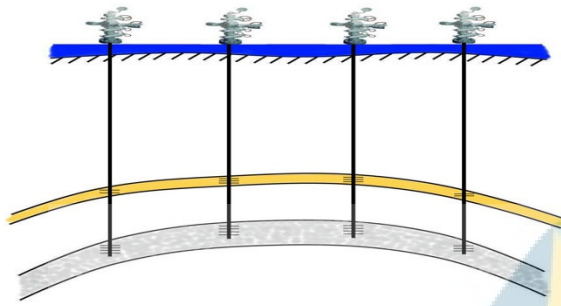


Рис. 2.6. Єдина сітка свердловин

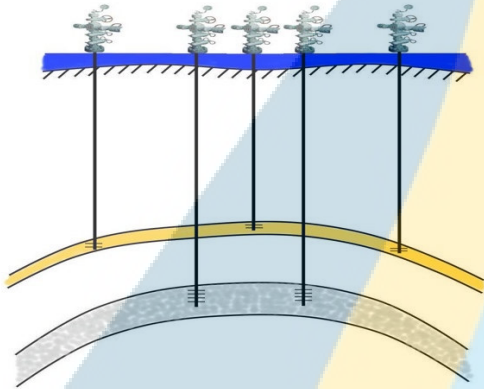


Рис. 2.7. Роздільна сітка свердловин

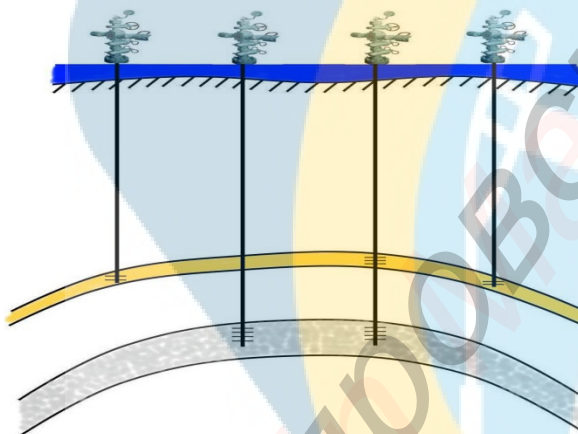


Рис. 2.8. Комбінована сітка свердловин

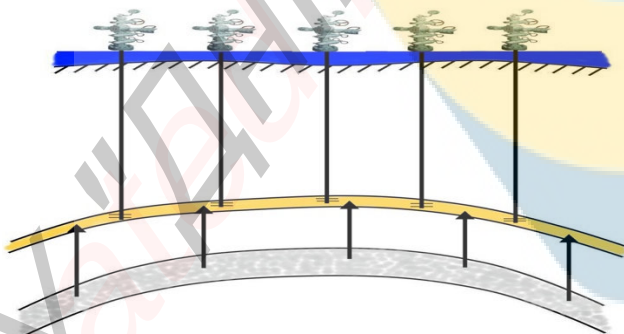


Рис. 2.10. Розробка багатопластового родовища (за наявності газодинамічного зв'язку) за рахунок дренажу свердловин верхнього пласта

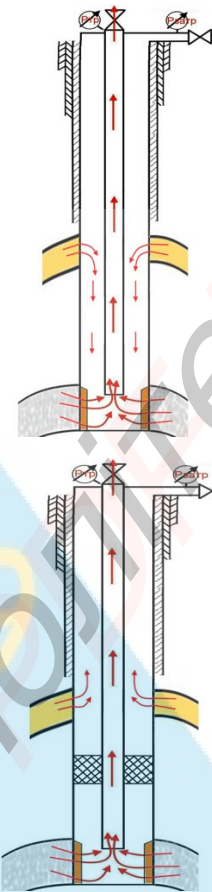


Рис. 2.9. Роздільні сітки свердловин за наявності газодинамічного зв'язку між пластами

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. 2.10).

За умови, що нижній продуктивний пласт представлений нестійким колектором, то дебіти свердловин можуть виявитися малими, внаслідок обмеження у зв'язку з руйнуванням привибійної зони свердловин. 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. Напряма інтенсивність перетікань газу тут майже цілком залежить від ухвалених проектних рішень.

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.

#### **2.4. Висновки до розділу 2**

1. Проаналізовано основні проблеми розкриття, освоєння і експлуатації нестійких колекторів.
2. Проведено патентний пошук і згруповано найбільш ефективні методи боротьби із ускладненнями розкриття, освоєння і експлуатації нестійких колекторів.
3. Згруповано відомі конструкції фільтрів, які використовуються на вибоях свердловини.
4. Проаналізовано методи розробки багатопластових газових родовищ різною сіткою свердловин.

## РОЗДІЛ 3

# АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИН РІЗНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ДЛЯ ДОРОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ІЗ НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

### 3.1. Досвід розробки морського багатопластового газового родовища шляхом організації перепуску газу

З технологічної точки зору для уникнення руйнування привибійної зони експлуатаційних свердловин нестійкого колектора майкопського покладу при незначній депресії тиску на пласт оптимальним є варіант влаштувати внутрішньосвердловинний перепуск газу у стійкий колектор тортонського покладу. Для цього необхідно влаштувати перепускні свердловини із гирлом на дні моря й обґрунтовано оптимальну сітку їх розміщення.

Згідно з [3, 21, 43] 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. З технологічної точки зору доцільно з ЦТП-7 пробурити дослідно-перепускну свердловину з майкопського у тортонський поклад, в купол тортонського покладу і три горизонтальні свердловини. Використовуючи самоплаваючу бурову установку (СПБУ), в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити шість перепускних свердловин, що будуть сполучати майкопський і тортонський поклади.

**Авторами [3, 21, 43] була запропонована наступні схеми свердловин:**

1. 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. 3.1). 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.

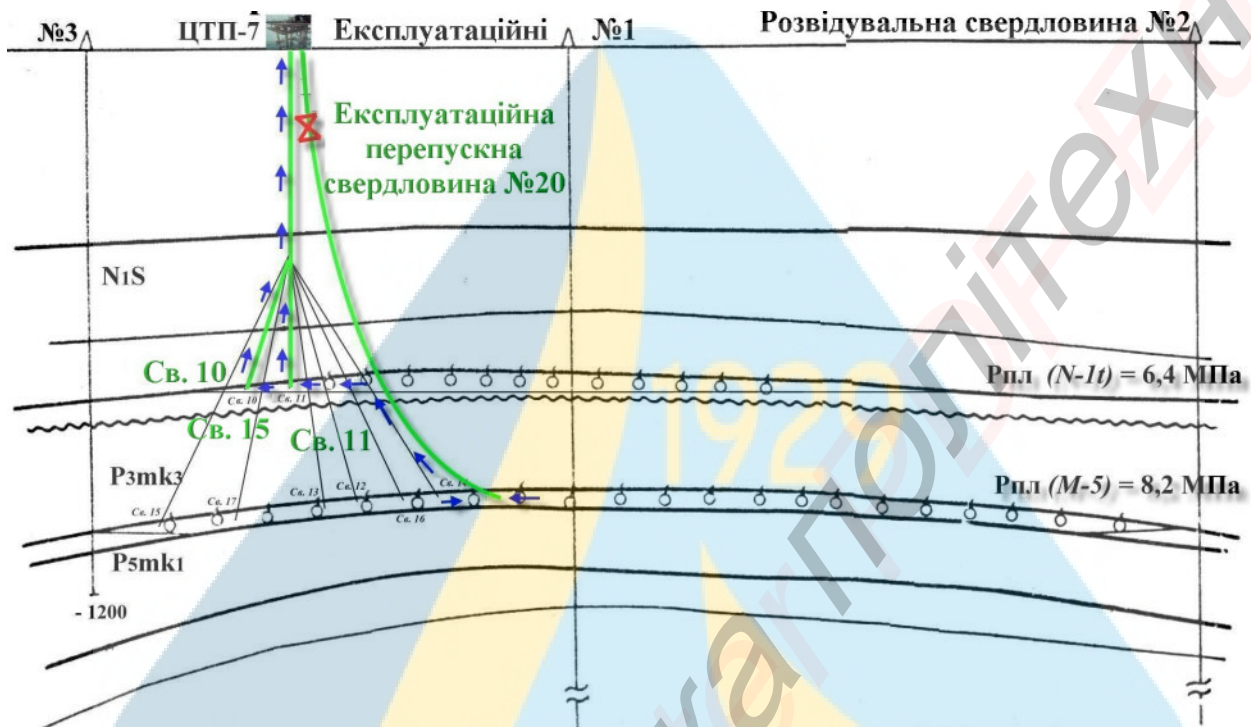


Рис. 3.1. Перепускна свердловина з нестійкого у стійкий колектор

2. З ЦТП-7 пробурити першу експлуатаційну горизонтальну свердловину в купол тортонського покладу (рис. 3.2).

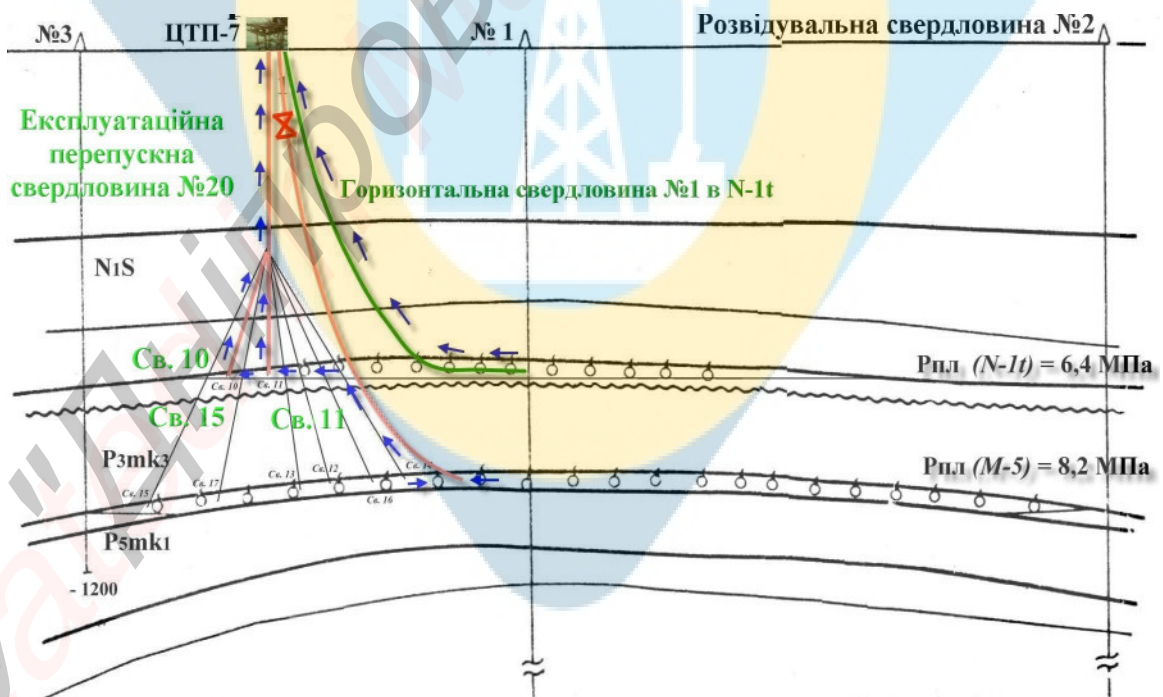


Рис. 3.2. Перша експлуатаційна горизонтальна свердловина зі стійкого колектора



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 обладнати гравійними фільтрами в оптимальному місці майкопського покладу, а гирло свердловин обладнати на дні моря (рис. 3.3).

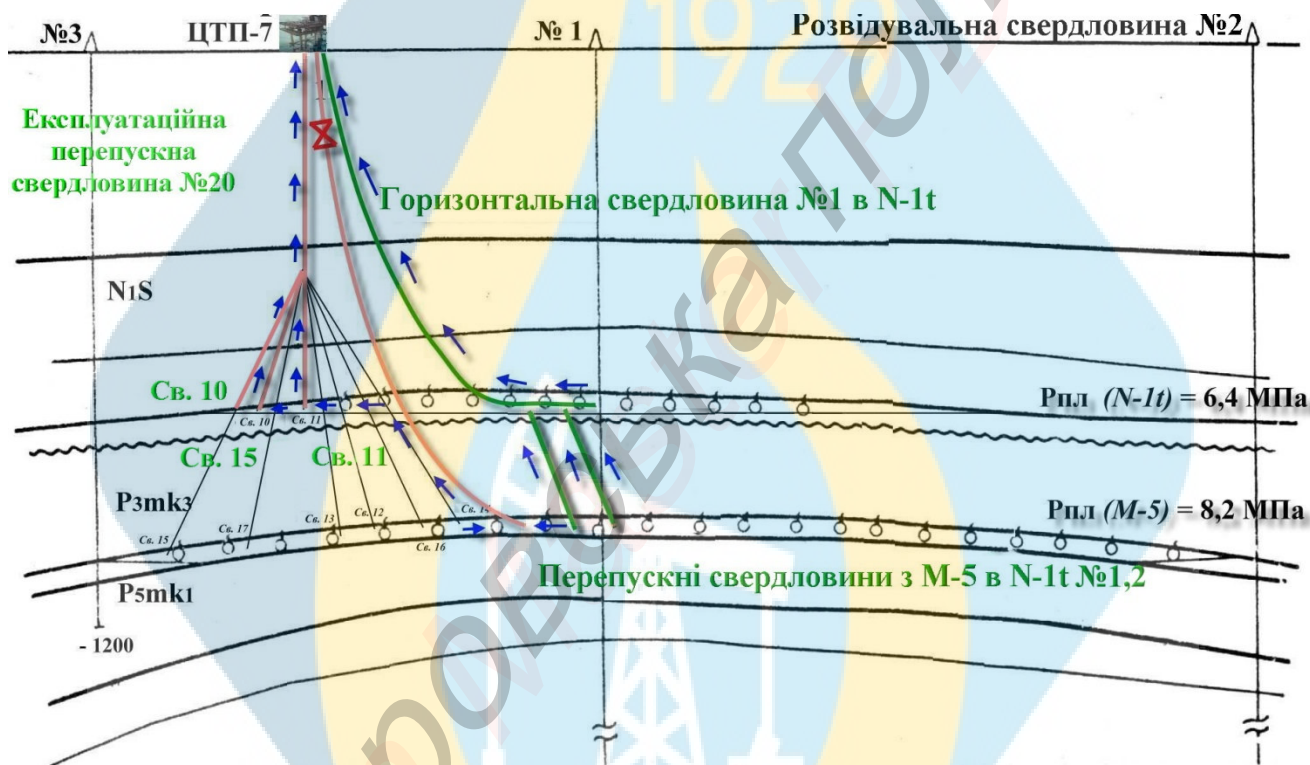


Рис. 3.3. Перша і друга вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий колектор

4. З ЦТП-7 пробурити другу експлуатаційну горизонтальну свердловину в зручній з геологічної точки зору інтервал тортонського покладу (рис. 3.4).

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. 3.4).

6. З ЦТП-7 пробурити третю експлуатаційну горизонтальну свердловину в зручній з геологічної точки зору інтервал тортонського покладу (рис. 3.4).

7. Використовуючи СПБУ, в зручному з геологічної точки зору місці, пробурити п'яту і шосту вертикальні перепускні свердловини з майкопського у тортонський поклад. Ділянку перфорації перепускних свердловин передбачити у тортонському покладі в контурі живлення третьої експлуатаційної горизонтальної свердловини з тортонського покладу. Вибій перепускних свердловин розмістити в оптимальному місці майкопського покладу, а гирло на дні моря (рис. 3.4).

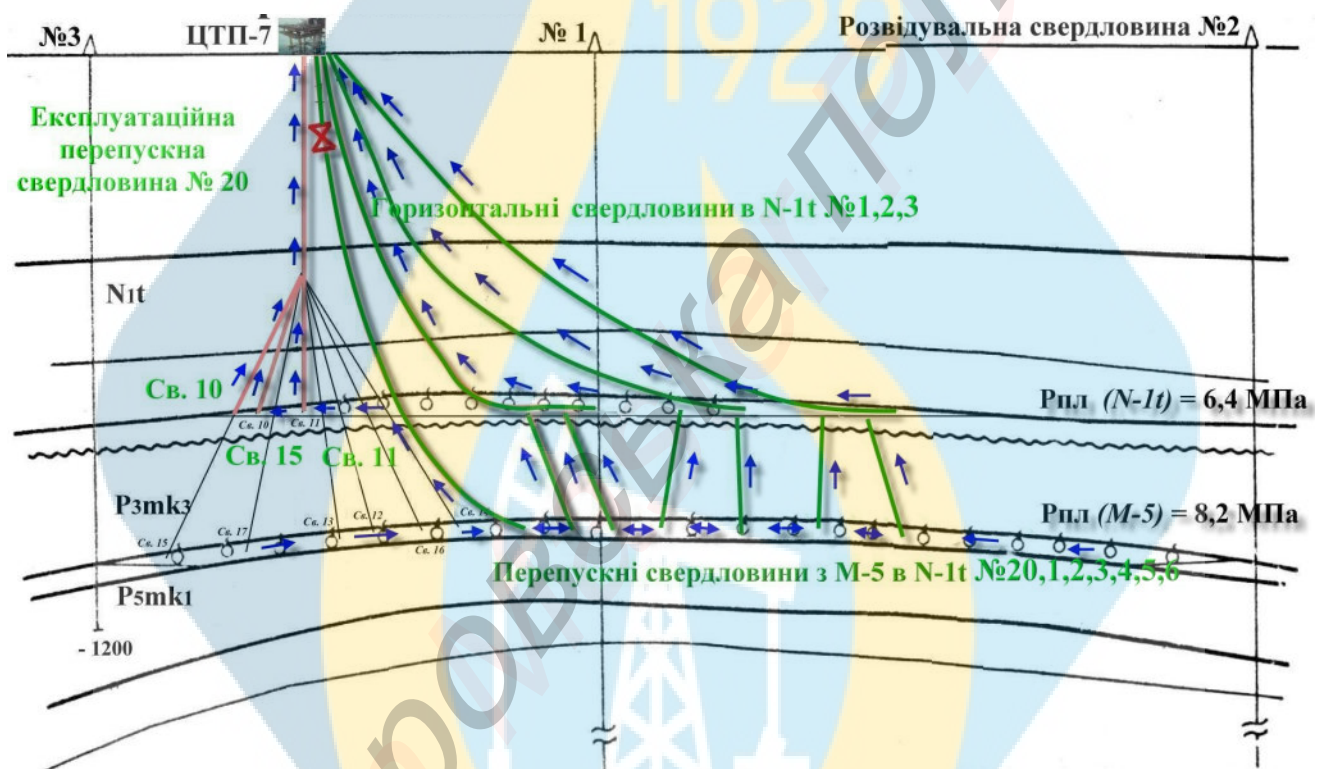


Рис. 3.4. Друга експлуатаційна горизонтальна свердловина зі стійкого колектора, третя і четверта вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий колектор, третя експлуатаційна горизонтальна свердловина з стійкого колектора, п'ята і шоста вертикальні перепускні свердловини з нестійкого у стійкий 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 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.

### **3.2. Технологічне і економічне обґрунтування оптимального методу експлуатації Архангельського газового родовища**

Згідно з техніко-економічною оцінкою розробки Архангельського багатопластового газового родовища двома традиційними способами (рис. 3.13) та внутрішньосвердловинним перепуском газу (рис. 3.14) найбільш оптимальним є останній, що і проілюстровано на рис. 3.15 на графіку витрат по рокам.

Суть *першого* традиційного методу – роздільна експлуатації майкопського покладу через чотири свердловини №13, №14, №16, №17 з ЦТП-7, вісім свердловин з блок-кондуктора БК-1 і тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини №10, №11, №15. Для цього необхідно виконати будівництво БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми свердловин на майкопський поклад. За розрахунками за 26 років за [62] прогнозований видобуток становить 2202 млн. м<sup>3</sup> газу. При цьому капітальні вкладення становлять 390 млн. грн.; експлуатаційні витрати – 31 млн. грн.; сумарні витрати – 313 млн. 531 тис. грн. (оцінювання вартості проведено авторами [62] в цінах 2005 р.).



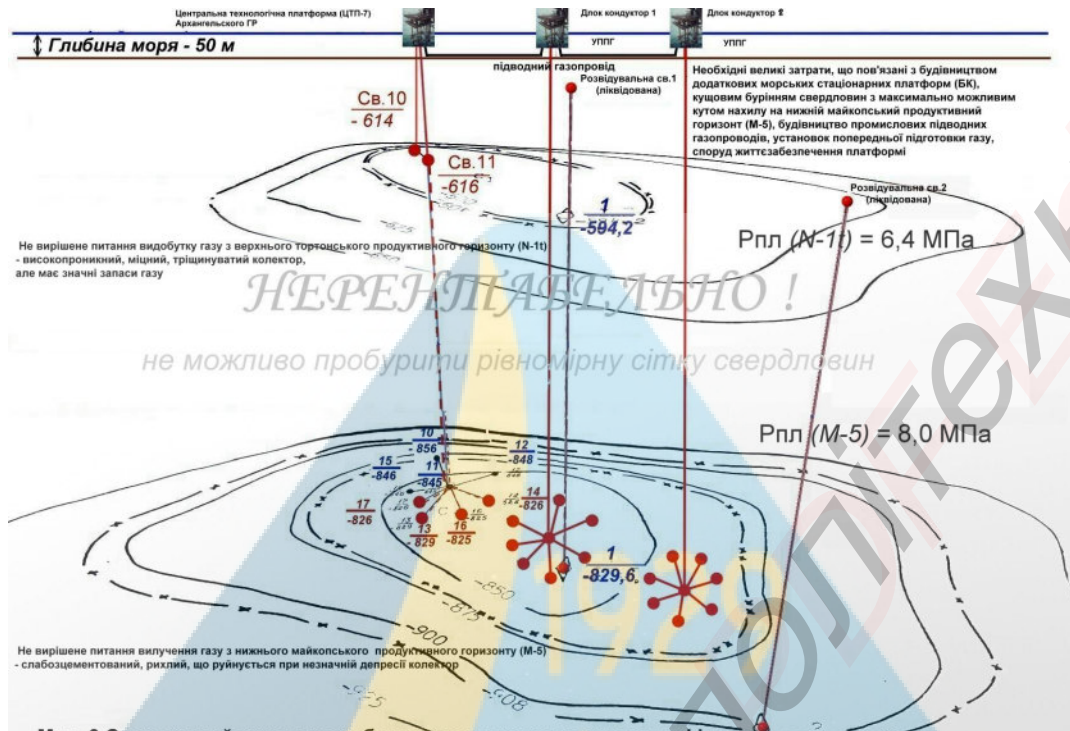


Рис. 3.13. Традиційний метод розробки родовища на шельфі моря (за даними [62])

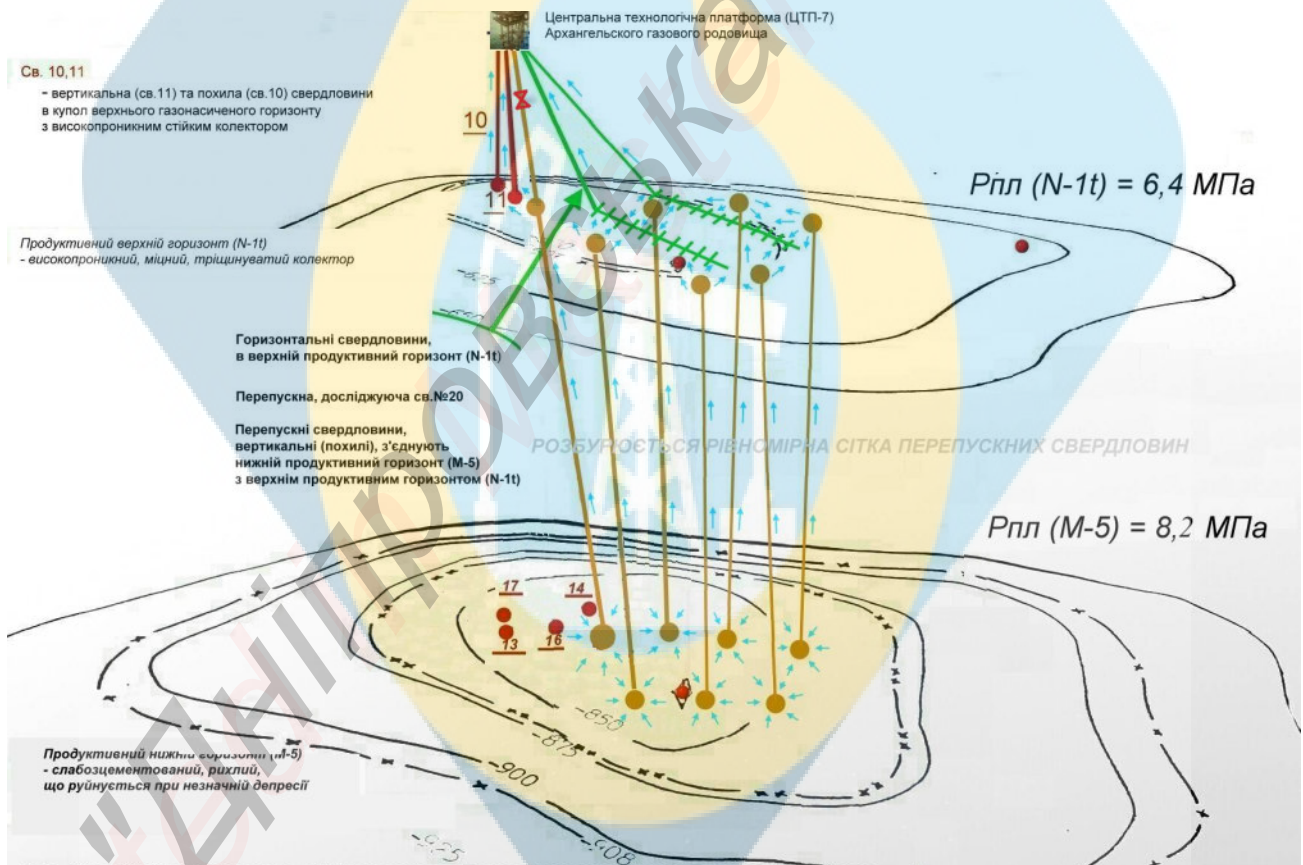


Рис. 3.14. Спосіб організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського (нестійкого) колектора в тортонський (стійкий) колектор через сітку перепускних свердловин (за даними [62])

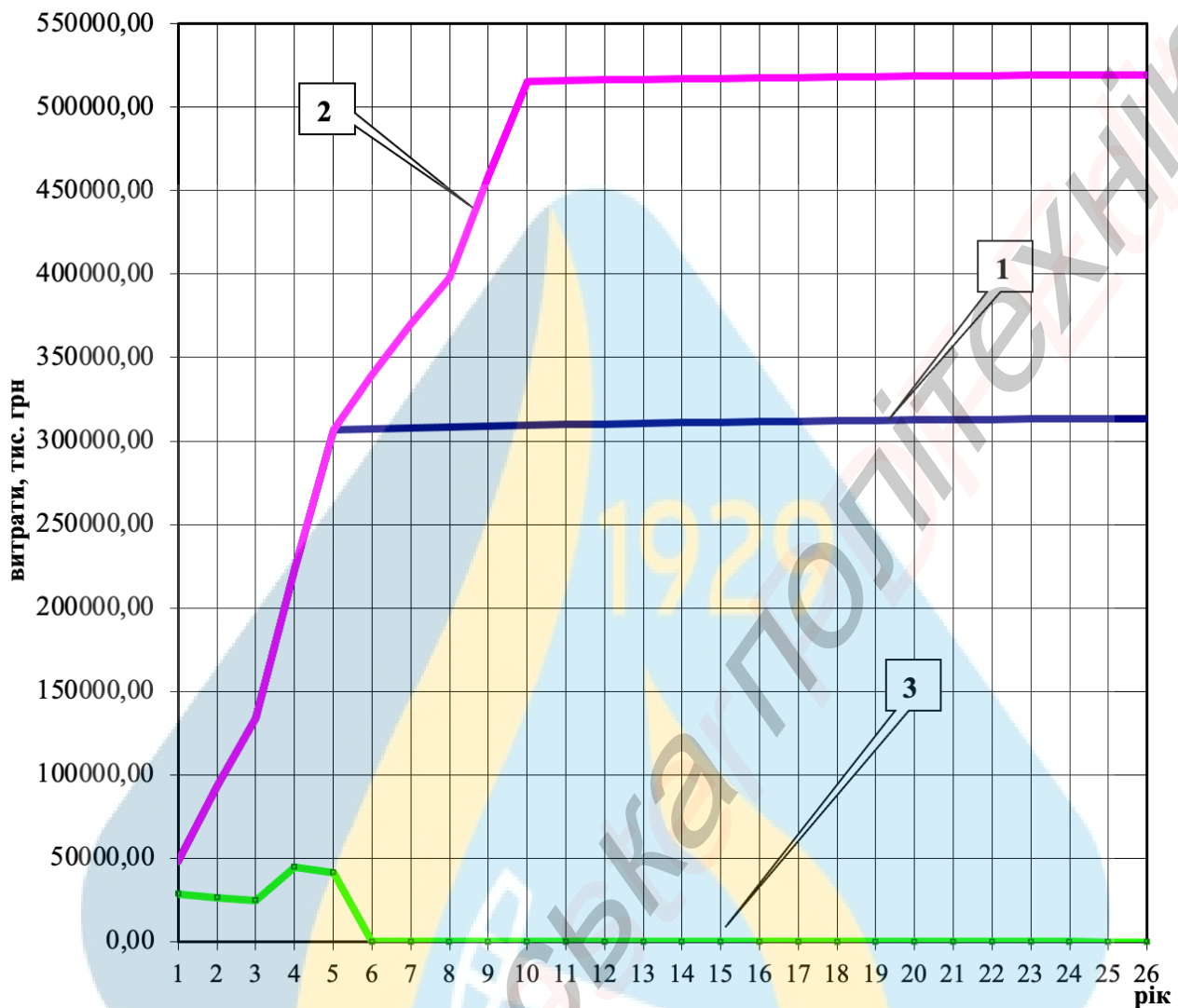


Рис. 3.15. Графік порівняння витрат за роками першого традиційного способу (1), другого традиційного способу (2), внутрішньосвердловинного перепуску газу (3) (оцінювання вартості проведено авторами \*\*\* в цінах 2006 р.)

Суть *другому традиційного методу* – роздільна експлуатація майкопського покладу через чотири свердловини №13, №14, №16, №17 з ЦТП-7, через вісім свердловин з БК-1, через вісім свердловин з БК-2, і тортонського покладу з ЦТП-7 через три існуючі свердловини №10, №11, №15. Для цього необхідно виконати будівництво БК-1, підводного газопроводу від БК-1 до ЦТП-7, буріння восьми похило-спрямованих експлуатаційних свердловин на майкопський поклад з БК-1, будівництво БК-2, підводного газопроводу від БК-2 до БК-1, буріння восьми похило-спрямованих експлуатаційних свердловин на майкопський поклад з БК-2, будівництво двох блок-кондукторів, будівництво двох УППГ і двох підводних внутрішньопромислових газопроводів. За розрахунками [62] за 26 років

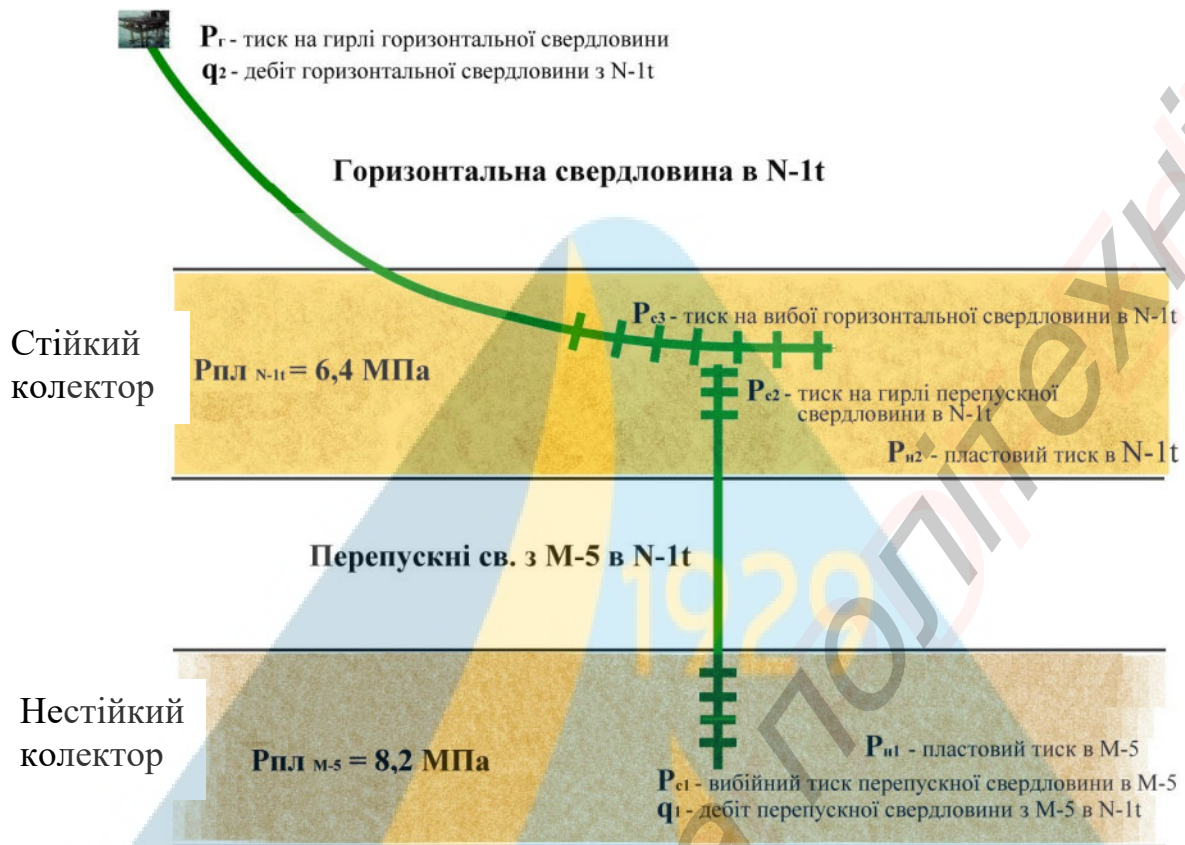
прогнозований видобуток складе 3691 млн. м<sup>3</sup> газу. При цьому капітальні вкладення становлять 780 млн. грн.; експлуатаційні витрати – 36 млн. грн.; сумарні витрати – 519 млн. 558 тис. грн. (оцінювання вартості проведено авторами [62] в цінах 2005 р.).

Суть *третього методу* – організація цілеспрямованого внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопського у тортонський поклад через шість перепускних свердловин та відбором газу з тортонського покладу через три додатково пробурені горизонтальні свердловини. Для цього необхідно виконати будівництво свердловини №20 і першої горизонтальної свердловини з ЦТП-7, першої перепускної свердловини, використовуючи СПБУ, другої горизонтальної свердловини з ЦТП-7, третьої і четвертої перепускної свердловини, використовуючи СПБУ, п'ятої і шостої перепускної свердловини, використовуючи СПБУ і третьої горизонтальної свердловини з ЦТП-7. За розрахунками [62] за 26 років прогнозований видобуток складе 3557 млн. м<sup>3</sup> газу і економічний ефект на 485884 тис. грн. більший ніж при першому способі і на 485617 тис. грн. більший ніж при другому способі (оцінювання вартості проведено авторами [62] в цінах 2006 р.). При цьому капітальні вкладення становлять 210 млн. грн.; експлуатаційні витрати – 7,1 млн. грн.; сумарні витрати – 166 млн. 924 тис. грн.

### **3.3. Розрахунок зміни пластового тиску багатопластових газових родовищ при влаштуванні перепускних свердловин**

Теоретичні дослідження технології розробки багатопластового газового родовища шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу обґрунтовано в роботах [1, 47, 48]. На рис. 3.61 показана схема внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини та експлуатації верхнього пласта горизонтальними свердловинами.





**Рис. 3.16. Схема внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини та експлуатації горизонтальними свердловинами**

Для визначення надійності покривки у верхнього (тортонського) горизонту за умови внутрішньосвердловинного перепуску через нього газу з нижнього майкопського поклада необхідно визначити допустимі навантаження на покрівлю вищерозміщеного тортонського поклада. Для цього визначаємо бічний гірський тиск, гірничостатичний тиск для покрівлі і максимально допустимий тиск у тортонському покладі.

Умови для колектора: 1) проникність не повинна бути менше  $0,2 - 0,3\ \text{мкм}^2$ ; 2) товщина не менша  $4 - 6\ \text{м}$ ; 3) пористість не нижче  $10 - 15\%$ ; 4) 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 поклада. При перевищенні максимально допустимого тиску може відбутися руйнування покрівлі над покладом і відхід газу у верхні пласти та подальший прорив його на денну

поверхню. Внаслідок відносно високої проникності стійкого колектора, а також малої в'язкості газу, що перепускається в стійкий колектор, майже неможливо створити у привибійній зоні перепускної свердловини перепад тиску, який міг би призвести до гідророзриву пласта N-1т.

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, то з підвищенням тиску в пласті більше гірничостатичного верхні породи припадуться і пласт розшарується. При цьому істотно змінюються умови фільтрації газу, почнеться швидкий процес перерозподілу тиску.

Величина бічного гірського тиску, що становить частку гірничостатичного тиску [62] наведена у табл. 3.1.

**Таблиця 3.1 – Розрахунок гірничостатичного та бічного гірничого тиску в пласті**

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

$$P_{max} \leq P_{бг} = \alpha P_{гс}, \quad (3.1)$$

$$P_{гс} = g \rho_{cp} H_0 / 980600, \quad (3.2)$$

$$\rho_{cp} = \frac{\sum g \rho_i h_i}{H_0}, \quad (3.3)$$

$$\alpha_{max} \leq \alpha \sum g \rho_{cp} h_i, \quad (3.4)$$

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

$P_{бг}$  – бічний гірський тиск, МПа;

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

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

$\rho_{cp}$  – середня густина гірських порід (густина породоутворюючих мінералів становить 1900 – 3500 кг/м<sup>3</sup>, густина осадових порід – 2100 – 2900 кг/м<sup>3</sup>), кг/м<sup>3</sup>;  $H_o$  – товщина гірських порід, м;

$\rho_i$  – середня густина гірських порід товщиною  $h_i$ , кг/м<sup>3</sup>;

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

За формулою (4.3) гірничостатичний тиск для покриття стійкого колектора при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу при  $H_o = 600$  м,  $\rho_{cp} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>, буде складати

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

Бічний гірський тиск  $P_{bc} = \alpha P_{zc} = 0,8 \times 14,99 = 11,99$  МПа.

Враховуючи коефіцієнт запасу, максимально допустимий тиск у стійкому колекторі приймаємо на 30% меншим за бічний гірський тиск  $P_{max} \leq 0,7 P_{bc} = 0,7 \times 11,99 = 8,39$  МПа.

Величину максимально допустимого тиску в стійкому колекторі також можна визначити, виходячи з нормального гідростатичного натиску, який відповідає глибині залягання покладу (табл. 3.2)

$$P_{max} = \frac{rg\rho_s H_o}{980600} \quad (3.5)$$

де  $\rho_s$  – густина прісної води, кг/м<sup>3</sup>;

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

**Таблиця 3.2 – Розрахунок максимально допустимого тиску в пласті**

Но, м	$\rho_B$ , кг/м <sup>3</sup>	g, м/с <sup>2</sup>	R, (r=1,2-1,5)	$P_{max1}$ , МПа	$P_{max2}$ , МПа
<b>600</b>	<b>1000</b>	<b>9,8</b>	<b>1,5</b>	<b>8,39</b>	<b>8,99</b>



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.

Для виключення руйнування привибійної зони перепускної свердловини в нестійкому колекторі визначають 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.

Методика визначення критичного дебіту газу, допустимої депресії тиску і швидкості руху газу на вибої перепускної свердловини з нестійкого колектора обґрунтовано у [33 – 35]. На рис. 3.17 наведено графічну залежність критичного дебіту свердловини від градієнта тиску для фонтанних колон умовним діаметром: 1)  $D=146$  мм при  $d_{вн}=124$  мм; 2)  $D=168$  мм,  $d_{вн}=140.3$  мм; 3)  $D=245$  мм,  $d_{вн}=216$  мм).

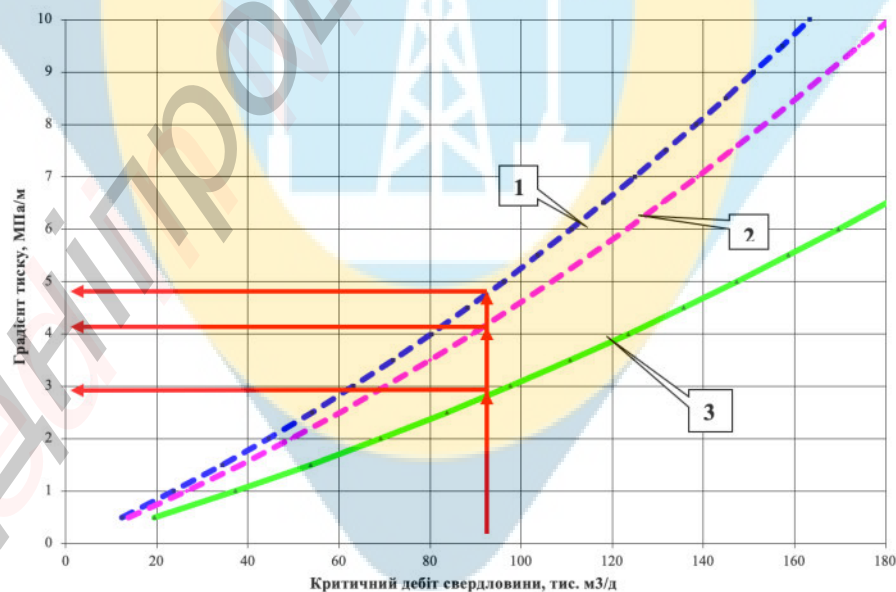
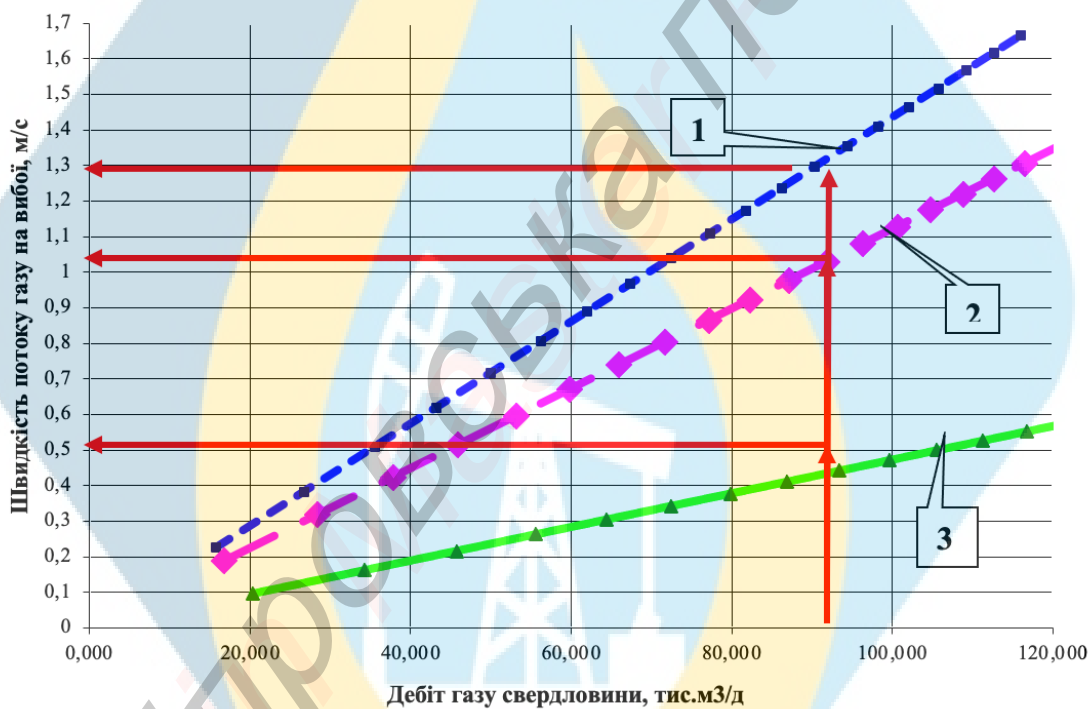


Рис. 3.17. Залежність критичного дебіту свердловини від градієнта тиску для фонтанних колон умовним діаметром 146 мм (1), 168 мм (2), 245 мм (3) за даними [62]

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

Утворення піщаної пробки безпосередньо пов'язане з вибором діаметра фонтанних труб, розподілом дебіту в інтервалі гравійного фільтра (на вибої) і дебітом перепускну свердловини. На рис. 3.18 наведена залежність швидкості руху потоку газу від дебіту газу для фонтанних колон умовним діаметром 146 мм, 168 мм, і 245 мм.



**Рис. 3.18. Залежність швидкості руху потоку газу від дебіту газу для фонтанних колон умовним діаметром 146 мм (1), 168 мм (2), 245 мм (3) за даними [62]**

Таким чином можна підсумувати, що максимально допустимий тиск у стійкому колекторі складає 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.

Зона перфорації перепускну свердловини з нестійкого у стійкий колектор

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

В наступних пунктах даного розділу обґрунтуємо конструкцію і необхідні параметри для будівництва похило-спрямованих свердловин у верхній стійкий (тортонський) відклад та перепускних експлуатаційних свердловин з нижнього нестійкого (майкопського).

### 3.4. Висновки до розділу 3

1. 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. Тому найбільш оптимальним з технологічної та економічної точок зору рішенням розробки Штормового газового родовища є спосіб організації внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських у тортонські поклади.

2. Максимально допустимий тиск у стійкому колекторі складає 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.

3. 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).



## РОЗДІЛ 4

### ОБГРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ТА КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ДОРОЗРОБКИ БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА НА ШЕЛЬФІ МОРЯ

#### 4.1. Обґрунтування конструкції та технології кріплення вибою дослідно-перепускної свердловини

Для технологічного і геологічного контролю перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад оптимальною буде конструкція дослідно-перепускної експлуатаційної свердловини з відкритим вибоєм, який в межах продуктивного горизонту буде укріплено фільтром. На рис. 4.1 зображена проекція профілів розвідувальної свердловини №1, експлуатаційних свердловин №10, №11, №13, №15, №16, №17 та проекційної перепускної свердловини Архангельського газового родовища.

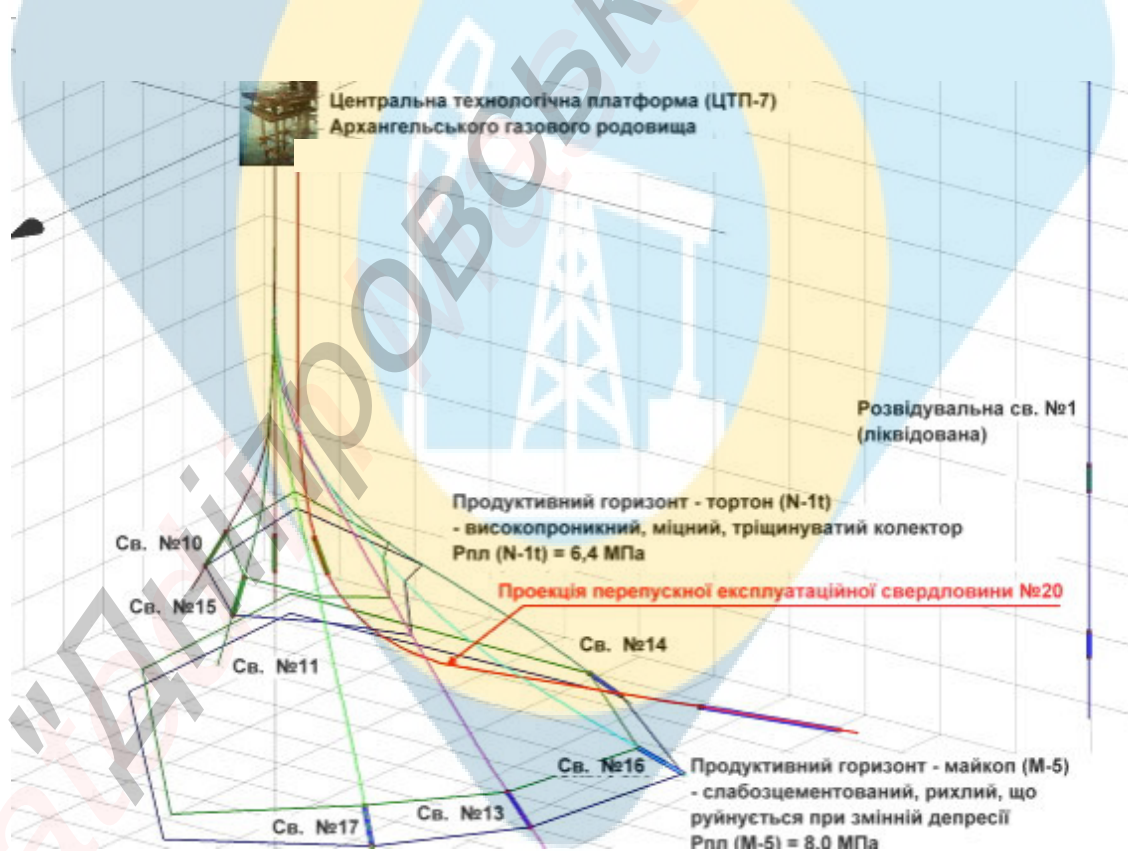
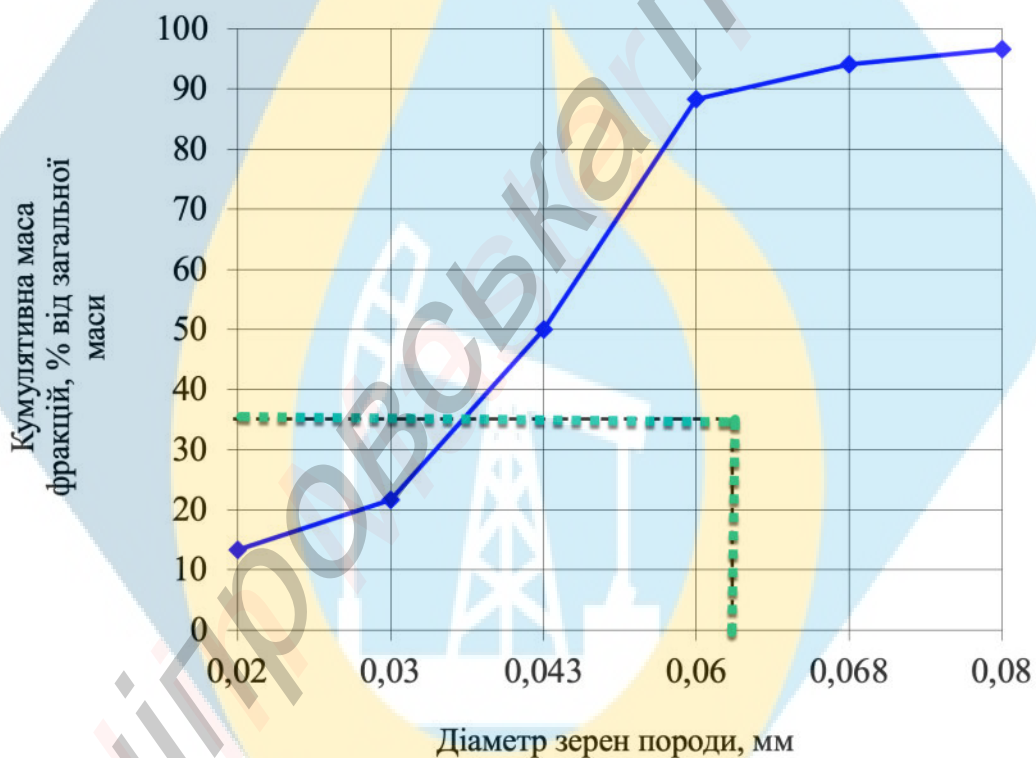


Рис. 4.1. Проекція профілів розвідувальної свердловини №1, експлуатаційних свердловин №10, №11, №13, №15, №16, №17 та проекційної перепускної свердловини Архангельського газового родовища

Для забезпечення проектного дебіту дослідно-перепускної свердловини та запобігання винесення породи з майкопських відкладів у тортонські найбільш оптимальним методом є кріплення вибою свердловини в інтервалі продуктивних пластів шляхом влаштування фільтру з гравійним набиванням. За результатами аналізу встановлено, що діаметр зерен порід майкопських відкладів Архангельського родовища становить  $d_{50} = 0,043$  мм (рис. 4.2). Для утримання породи такого фракційного складу рекомендується використовувати гравій з діаметром зерен  $d_f = d_{50} \times 6 = 0,26$  мм. Згідно з стандартом АНІ РР-56 цьому діаметру зерен відповідає гравій фракції 0,25 – 0,42 мм.



**Рис. 4.2. Фракційний склад майкопських відкладів Архангельському ГР за даними [62]**  
Необхідна маса гравію розраховується за формулою

$$M_{\Gamma} = 0,785 \times [(D_{\delta}^2 \times K_{\kappa} - d_T^2) \times L_T + (D_{\delta} \times K_{\kappa} - D_{\phi}^2) \times L_{\phi}] \times \rho_{н.г}, \quad (4.1)$$

де  $D_{\delta}$ ,  $D_{\phi}$ ,  $d_T$  - діаметри долота, фільтра та труб відповідно, м;

$K_{\kappa}$  - коефіцієнт кавернозності ( $K_{\kappa} = 1,15$ );

$L_T$ ,  $L_{\phi}$  - сумарна довжина труб та секцій фільтра відповідно, м;

$\rho_{н.г}$  - насипана щільність гравію, т/м<sup>3</sup>.

Максимальний розмір комірки фільтра ( $h_{\phi}$ ) свердловини розраховується за

формулою

$$h_{\phi} = 0,75 \times d_2 \text{ min}, \quad (4.2)$$

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

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.

Намівання 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 і проводиться встановлення експлуатаційного обладнання. Для намівання гравію застосовується біополімерний розчин без твердої фази.

Концентрацію гравію в рідині для намівання гравійного набивання визначають за формулою

$$C_2 = \frac{0,1134}{S_{\text{сед}}}, \quad (4.3)$$

де  $C_2$  - концентрація гравію в рідині для намівання гравійного набивання, кг/м<sup>3</sup>;  
 $S_{\text{сед}}$  - константа седиментації, с.

Для вибраної фракції гравію та рідини для намівання гравійного набивання константа седиментації визначена експериментально і становить  $S_{\text{сед}} = 0,0016$  с.

З урахуванням цього концентрація гравію в рідині буде становити  $C_2 = 70,8$  кг/м<sup>3</sup>.



Розрахунок продуктивності насосів при наміванні 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 визначається експериментально і складає  $V_{кр} = 0,17$  м/с.

Продуктивність насосів для забезпечення необхідної швидкості руху рідини з гравієм в інтервалі намівання гравійного набивання визначають

$$Q_{нас.} > V_{кр.} \times S_n, \quad (4.4)$$

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

$S_n$  – максимальна площа кільцевого перетину між стінкою свердловини та надфільтровою трубою, м<sup>2</sup>.

Для проектованої свердловини площа кільцевого перетину становитиме

$$S_n = 0,785 \times (D_o^2 \times K_k - d_r^2) = 0,0375 \text{ м}^2. \quad (4.5)$$

Таким чином, мінімально допустима продуктивність насосів при наміванні гравійного набивання має бути  $Q_{нас.} = 0,0064 \text{ м}^3/\text{с} = 6,4$  л/с.

#### **4.2. Конструкція і технологія буріння дослідно-перепускної свердловини з гирлом на морській платформі**

Для ефективного технологічного і геологічного контролю за перепуском газу з майкопського у тортонський поклад передбачено побудувати дослідно-експлуатаційну похилоспрямовану свердловину в майкопський горизонт. На рис. 4.3 наведено профіль дослідно-експлуатаційної свердловини на Архангельському ГР, а на рис. 4.4 – схема її будівництва.

У таблиці 4.1 зведено основні проектні дані для буріння дослідно-експлуатаційної свердловини №20.

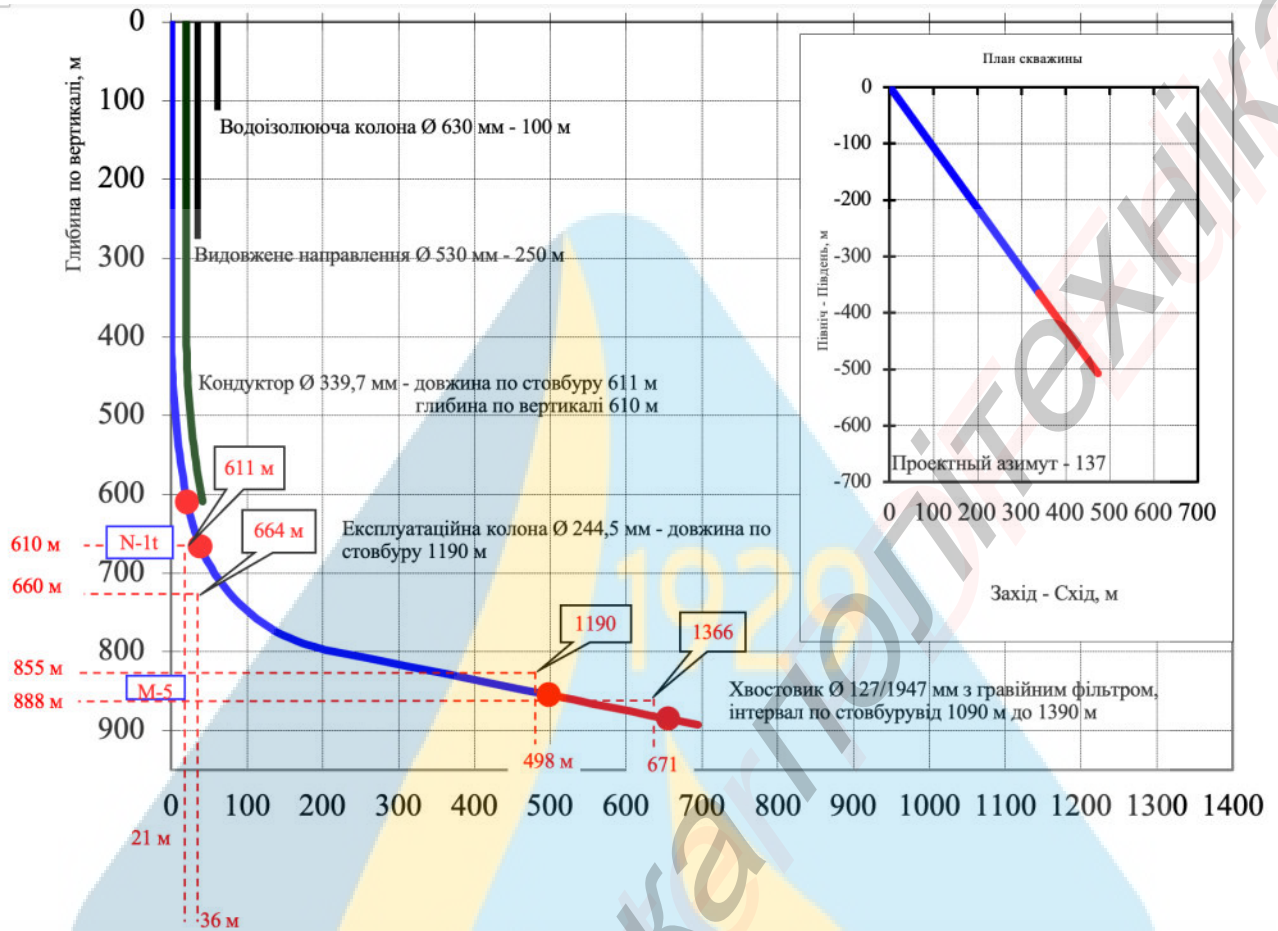


Рис. 4.3. Профіль дослідно-експлуатаційної свердловини на Архангельському ГР

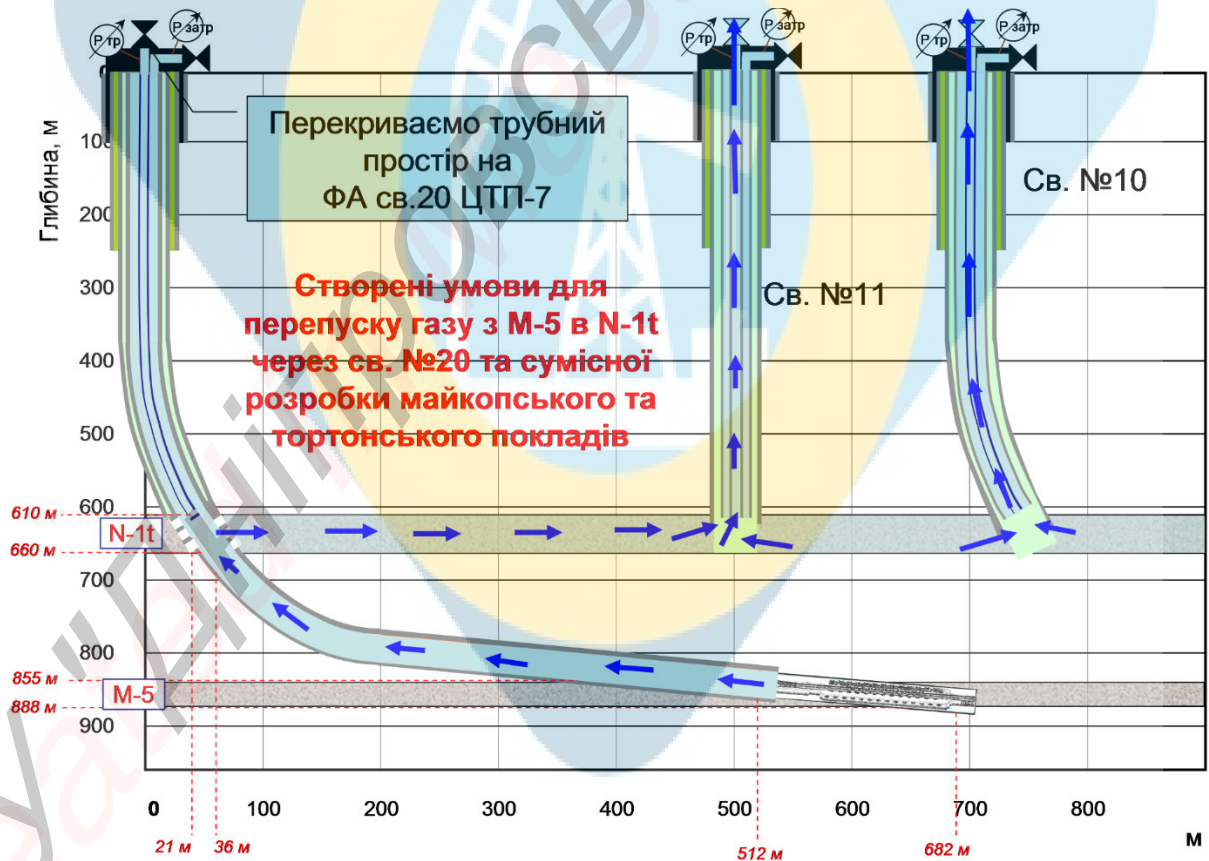


Рис. 4.4. Схема будівництва експлуатаційно-дослідницької свердловини Архангельського ГР

**Таблиця 4.1 – Основні проектні дані дослідно-перепускної свердловини на Архангельському ГР**

<b>Найменування</b>	<b>Значення</b>
1. Номер району будівництва свердловини	морський
2. Номер свердловини	20
3. Площа (родовища)	Архангельське
4. Розташування (суша, море)	море
5. Альтитуда (глибина моря) в точці буріння, м	32 (44)
6. Мета буріння і призначення свердловин	Дослідно-експлуатаційне
7. Проектний горизонт	Майком (М-5)
8. Проектна глибина, м	
- по вертикалі	888
- по стволу	1366
9. Кількість об'єктів випробування, шт.	
- у колоні	1
- у відкритому стволі	-
10. Вид ствола свердловин (вертикальний, похило-спрямований)	похило спрямована з субгоризонтальною ділянкою
11. Тип профілю	трьохінтервальний
12. Азимут буріння, град.	
- свердловина №20	137
13. Максимальний зенітний кут, град.	78
14. Максимальна інтенсивність зміни зенітного кута, град./10 м	2
15. Глибина по вертикалі покрівлі продуктивного пласта, м	855
16. Відхилення від вертикалі точки входу в покрівлю продуктивного пласта, м	1190
17. Радіус круга допуску по покрівлі продуктивного пласта, м	30
18. Категорія свердловини	-
19. Металоємність конструкції, кг/м	111,62



20. Спосіб буріння	турбіно-роторний
21. Вид приводу	дизель-електричний
22. Вид монтажу	повторний
23. Тип бурової установки	«Уралмаш 6000 ПЕ»
24. Тип вишки	ВПБ-54-320
25. Наявність механізмів автоматизації робіт	так
26. Номер основного комплекту бурового устаткування	1
27. Максимальна маса колони, т	
- обсадною	111,79
- бурильною	82,5
- сумарна (при спуску хвостовика)	16,9
28. Тип установки для випробувань	«Уралмаш 6000 ПЕ»
29. Тривалість циклу будівництва свердловини, д.	
- свердловина №20	111,1
- перестановка СПБУ, підготовчі роботи до буріння, пересування порталу	
- свердловина №20	2,0
- буріння і кріплення	94,0
- випробування свердловини № 10, всього у тому числі	
- у відкритому стволі	-
- у експлуатаційній колоні	10,3
- випробування свердловини № 20, всього у тому числі	
- у відкритому стволі	-
- у експлуатаційній колоні	10,3
-установка консерваційного мосту	2,8
-консервація свердловини	2,0
30. Проектна швидкість буріння, м/ст.міс.	716

У таблиці 4.2 зведено загальні відомості про конструкцію свердловини.

У таблиці 4.3 зведено дані по прогнозу по поглинанню бурового розчину.

**Таблиця 4.2 – Загальні відомості про конструкцію свердловини**

Назва колони	Діаметр, мм	Інтервал спуску, м			
		по вертикалі		по стволу	
		з (верх)	до (низ)	з (верх)	до (низ)
Водоізоляційна	630,0	0	100	0	100
Видовжене направлення	530	0	250	0	250
Кондуктор	339,7	0	610	0	611
Експлуатаційна комбінована	244,5	0	855	0	1202
Хвостовик	193,7	853	891	1190	1390

**Таблиця 4.3 - Поглинання бурового розчину**

Інтервал, м (по вертикалі)		Максимальна інтенсивність поглинання, м З/год	Відстань від гирла свердловини до статичного рівня при його максимальному зниженні, м	Наявність втрати циркуляції (так, ні)	Гradient тиску поглинання, МПа/м		Умови виникнення
з (верх)	до (низ)				при розкритті	після ізоляційних робіт	
76	323	50	27	так	0,0116	0,0118	при щільності бурового розчину більше 1220 кг/м <sup>3</sup>
323	347	30	60		0,0120	0,0125	при щільності бурового розчину більше 1230 кг/м <sup>3</sup>
на глибині 800 м		без зниження рівня бурового розчину		ні	0,0125	0,0128	при щільності бурового розчину більше 1220 кг/м <sup>3</sup>

У таблиці 4.4 зведено дані по прогнозу можливого осипання і обвалювання стінок свердловини.

У таблиці 4.5 зведено дані по прогнозу прихватонебезпечних зон.

У таблиці 4.6 зведено техніко-технологічні заходи, що передбачаються при будівництві свердловини. В таблиці 4.7 наведені дані по глибині спуску і характеристиці обсадних колон.

Інтервал перфорації тортонських відкладів 661...662 м.

Системи промивальних рідин прийнята на вуглеводневій основі з використанням мінеральних олій, яка в даному випадку є ідеальними для буріння

горизонтальних свердловин в продуктивних горизонтах і максимально забезпечують безпеку їх проводки.

**Таблиця 4.4 - Осипи і обвали стінок свердловини**

Інтервал, м (по вертикалі)		Бурові розчини, які використовувалися раніше			Час до початку ускладнення, д.	Заходи по ліквідації наслідків
з (верх)	до (низ)	тип розчину	щільність кг/м <sup>3</sup>	показник фільтрації, см <sup>3</sup> /30 хв		
76	323	глинистий	1200-1200	5,5	4	опрацювання, промивання підтримка параметрів бурового розчину і рецептури згідно проекту
323	347	глинистий	1200-1220	5,5	4	

**Таблиця 4.5 – Прихватонебезпечна зона**

Інтервал, м (по вертикалі)		Вид прихвата (від перепаду тиску, заклинки, сальнико- утворення, механічний і т. д.)	Розчин, при застосуванні якого стався прихват				Наявність обмежень на зупинку інструменту без руху або промивання (так, ні)	Умова виникнення
з (верх)	до (низ)		тип	щільність, кг/м <sup>3</sup>	показник фільтрації, см <sup>3</sup> /30 хв	змащуючі добавки (назва)		
76	323	диференціальний прихват	полімер- глинистий	1200-1220	6	-	так	поглинання бурового розчину витріщення глин
347	604	сальникообразо- вання, затягування	полімер- глинистий	1230-1320	6			
604	702		полімер- глинистий	1190-1220	5			
702	888	затягування	полімер- глинистий	1170-1160	4,5-5			

Для буріння передбачено використати бурові розчини на вуглеводневій основі. Основна перевага бурового розчину на вуглеводневій основі порівняно з іншими системами, полягає в тому, що він має низький вміст водної фази і високі інгібувальні властивості. Він практично на 100% запобігає диспергуванню вибурених гірських порід і скорочує вступ активної твердої фази в розчин.

Для розрахунку необхідних об'ємів бурового розчину було введено поправочний коефіцієнт. Цей коефіцієнт вводиться на основі аналізу практичного досвіду буріння ділянок набору кривизни і горизонтальних ділянок на свердловинах. Значення коефіцієнта складає: - для долота діаметром 311,1 мм - 1,15



(для інтервалу набору кривизни); - для долота діаметром 215,9 мм - 1,37 (для горизонтальної ділянки).

**Таблиця 4.6 – Техніко-технологічні заходи, передбачені при будівництві свердловини**

<b>Назва заходу або короткий опис</b>	<b>Причина проведення заходу</b>
1. Забивання ВОК в морське дно при будівництві блоку кондукторів. Створення в колоні технологічних циркуляційних отворів на рівні поверхні моря	Спрощення процесу створення циркуляційного каналу для буріння подальших інтервалів. Зниження гідростатичного тиску при подальшому поглибленні свердловини
2. Буріння свердловини в інтервалі під хвостовик з використанням розширювача з мінімальним навантаженням «з навісу»	Завдання первинного напрямку свердловини, забезпечення номінальності діаметру ствола свердловини і вертикальності ствола
3. Буріння в інтервалі під проміжну колону з використанням орієнтованих КНБК і кабельної телесистеми	набір проектного Zenітного кута для забезпечення необхідного відходу від вертикалі при розкритті продуктивного горизонту
4. Використання в компонованні проміжної колони за колонного повнопрохідного гідравлічного пакера	попередження за колонних перетікань за проміжною колоною
5. Буріння субгоризонтальної ділянки з використанням орієнтованих КНБК і телесистеми LWD	забезпечення проектного значення відходу від вертикалі при розкритті продуктивного горизонту при оптимальному Zenітному вугіллі
6. Використання в компонованні експлуатаційної колони пакера для цементування манжета	проведення цементування манжета експлуатаційної колони з метою відвертання забруднення продуктивного пласта цементним розчином і ізоляції фільтрової зони
7. Включення в компоновання експлуатаційної колони свердловинних фільтрів	збереження цілісності субгоризонтальної ділянки і колекторних властивостей продуктивного пласта

Таблиця 4.7 – Глибина спуску і характеристика обсадних колон

Номер колони в порядку спуску	Назва і діаметр колони або відкритий ствол	Інтервал по стволу свердловини/по вертикалі (установки колони або відкритий ствол), м		Номінальний діаметр ствола свердловини, долота або розширювача, мм	Відстань від гирла свердловини до рівня підйому тампонажного розчину за колоною, м	Кількість частин колони, що окремо спускаються шт.	Номер частини, що окремо спускається, в порядку спуску	Інтервал установки частини, що окремо спускається, м		Необхідність (причина) спуску колони, (у тому числі в один прийом або (секціями); установки надставки, зміни або повороту секції
		з (верх)	до (низ)					з (верх)	до (низ)	
1	Водоізолююча, 630 мм	0	100	Долото 660, розширювач 680	-	1	1	0	100	Забита в морське дно з метою створення гідравлічного каналу дно - гирло і забезпечення циркуляції бурового розчину. Установка ППО передбачена після спуску і цементування видовження Ø 530 мм
2	Видовження, 530 мм	0	250	-	0	1	1	0	250	Кріплення нестійких відкладень пліоцену і верхнього міоцену схильних до поглинаннями, осипам і обвалам. Забезпечення буріння наступного інтервалу під кондуктор. Цементування через бурильний інструмент по усій довжині
3	Кондуктор, 339,7 мм	0	507	444,5	0	1	1	0	507	Кріплення ствола у відкладеннях міоцену, тортона, палеогену + неогена і олігоцен + міоцен, схильних до осипів, обвалів, поглинань і звужень. Забезпечення можливості буріння під наступну колону. Цементування порційне прямим способом по усій

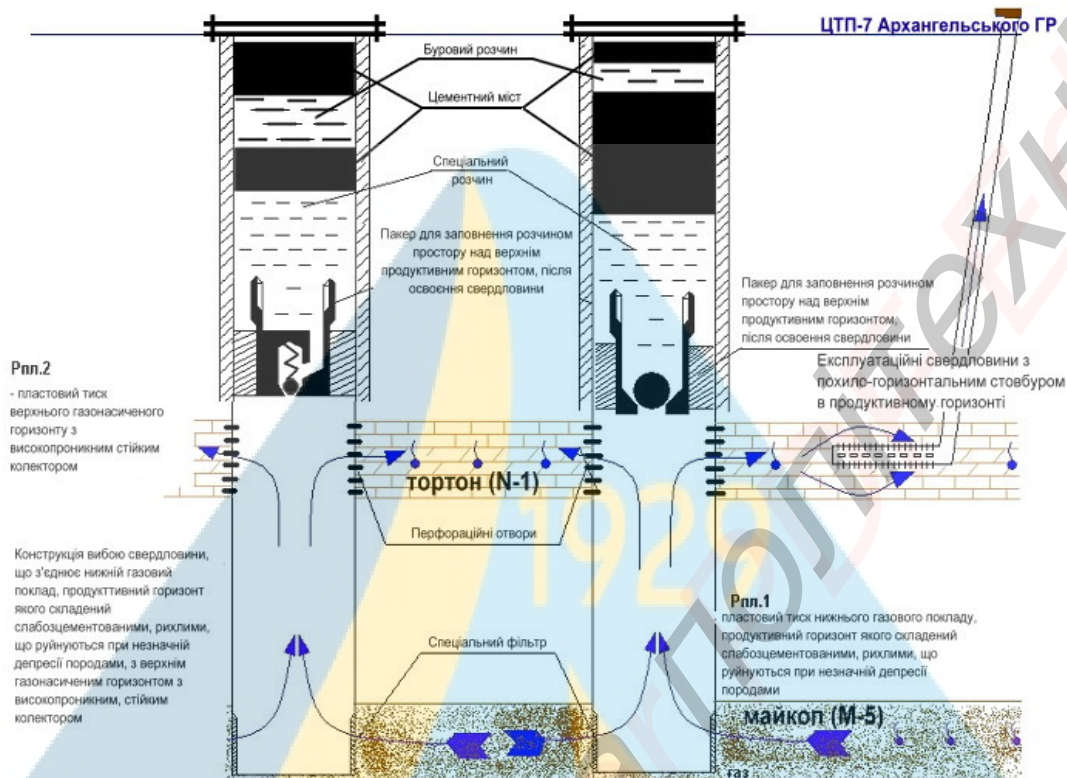
										довжині. Установка КГ і ППО
4	Експлуатаційна комбінована, 244,5 мм	0	888	253	0	1	1	0	1190	Відокремлення продуктивних відкладень палеоцену. Створення надійного каналу для дослідження продуктивних горизонтів з можливим проведенням геолого-технічних заходів - ГРП. Цементування по усій довжині вище за фільтри порційним складом тампонажного розчину способом манжета. Установка ППО на період випробувань при зрізанні пробок фільтрів
5	Хвостовик, 127,0 мм	0	888	Долото 133	0	1	1	0	1947	Влаштування гравійного фільтру





**Таблиця 4.8 – Етапи будівництва перепускної свердловини із обладнанням гирла на дні моря**

<b>Номер етапу</b>	<b>Технологічна послідовність і конструкція свердловини</b>
<i>Перший етап</i>	1.1. Буріння під водоізолюючу колону діаметром 630 мм до глибини 100 м 1.2. Цементування до рівня моря; 1.3. Буріння під подовжений кондуктор діаметром 508 мм до глибини 250 м; 1.4. Цементування до дна моря
<i>Другий етап</i>	2.1. Буріння під технічну колону діаметром 339,7 мм до покрівлі продуктивного горизонту N-1t – до 611 м. 2.2. Цементування до дна моря
<i>Третій етап</i>	3.1. Буріння в тортонському продуктивному горизонті – інтервал 611 – 660 м. 3.2. Встановлення цементного мосту в інтервалі 611 – 660 м
<i>Четвертий етап</i>	4.1. Буріння під експлуатаційну колону діаметром 244,5 мм – до 855 м. 4.2. Цементування до дна моря
<i>П'ятий етап</i>	5.1. Буріння в майкопському продуктивному горизонті М-5 – інтервал 855 – 888 м. 5.2. Встановлення гравійного фільтра в інтервалі 855 – 888 м. 5.3. Намивання гравійної набивки між продуктивним горизонтом М-5 і гравійним фільтром в інтервалі 855 – 888 м.
<i>Шостий етап</i>	Освоєння інтервалу 855 – 888 м майкопського продуктивного горизонту через НКТ діаметром 89 мм і факельний амбар на СПБУ. Дослідження свердловини.
<i>Сьомий етап</i>	Глушіння свердловини полімерним розчином на рівновазі; підйом НКТ діаметром 89 мм до глибини 611 м (над покрівлю тортонського продуктивного горизонту N-1t)
<i>Восьмий етап</i>	Освоєння свердловини до чистого газу, дослідження на режимах
<i>Дев'ятий етап</i>	9.1. У газовому середовищі спуск перфораційної стрічки через НКТ діаметром 89 мм в інтервал тортонського продуктивного горизонту. 9.2. Перфорація. 9.3. Підйом перфораційної стрічки на гирло.
<i>Десятий етап</i>	10.1. Освоєння тортонського і майкопського горизонтів через НКТ 89 мм і ФА на СПБУ. 10.2. Дослідження свердловини на режимах
<i>Одинадцятий етап</i>	11.1. Розпакерівка глухого пакера - у НКТ діаметром 89 мм скидання кулі в сідло розпакеровки; - підйом тиску в НКТ до тиску розкриття пакера; - відворот НКТ 89 мм у замку правої різьби; - підйом верхньої частини НКТ 89 мм – 600 м. 11.2. Заповнення простору над пакером герметизуючим розчином
<i>Дванадцятий етап</i>	12.1. На дні моря від'єднання верхньої частини водоізолюючої колони діаметром 630 мм – 55 м. 12.2. На дні моря від'єднання верхньої частини подовженого кондуктора діаметром 508 мм – 55 м. 12.3. На дні моря від'єднання верхньої частини технічної колони діаметром 339,7 мм – 55 м. 12.4. На дні моря від'єднання верхньої частини експлуатаційної колони діаметром 244,5 мм – 55 м. 12.5. Обладнання на дні моря герметизуючої колонної головки з двома замковими засувками для періодичного контролю за тиском у трубному і міжколонному просторах



**Рис. 4.6. Спосіб ізоляції надпакерного простору перепускної свердловини з гирлом на дні моря**

Параметри бурових розчинів аналогічні, що обґрунтовано в п. 4.2 для буріння дослідно-перепускної свердловини.

#### 4.4. Висновки до розділу 4

1. Для перепуску газу з нестійкого (майкопського) у стійкий (тортонський) колектор обґрунтовано конструкцію та технологію будівництва й експлуатації перепускної свердловини з гирлом на дні моря. При цьому розроблено 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.

2. Розроблено конструкцію та технологію буріння дослідно-перепускної свердловини, що дозволить вести ефективний технологічний і геологічний контроль за перепуском газу з майкопського у тортонський поклад.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

За результатами аналізу різних джерел наукової літератури і реальних проектів на буріння свердловин у магістерській роботі виконано теоретичне узагальнення технології буріння та конструкції перепускних і дослідно-експлуатаційних свердловин для оптимізації розробки багатопластових родовищ із нерівномірними колекторами способом внутрішньо-свердловинного перепуску газу через перепускні свердловини з нестійких у стійкі колектори.

Одержано наступні основні результати.

1. Існує значний потенціал щодо видобутку вуглеводнів із шельфу Чорного моря, але значна їх частина міститься у майкопських покладах, що складені нестійкими колекторами, а це значно ускладнює процес їх видобутку. Більшість розвіданих родовищ на шельфі Чорного моря є газовими і газоконденсатними та багатопластовими. Це дає можливість розглядати різні технологічні схеми розробки таких родовищ шляхом варіювання конструкцій і сітки свердловин.

2. Накопичений наразі досвід експлуатації свердловин у нестійких колекторах характеризується значними ускладненнями за рахунок руйнування привибійної зони свердловини з утворенням на вибоях глинисто-піщаних пробок.

3. Основними методами запобігання руйнування привибійної зони і утворення пробок є зменшення депресії тиску на пласт і обладнувати свердловину ефективними фільтрами. При розробці родовищ на суші економічно більш рентабельним є буріння необхідної кількості свердловин в необхідних місцях відповідної конструкції. При цьому різні пласти експлуатуються однією свердловиною, яка обладнана відповідним обладнанням, що дозволяє керувати тисками на вибої цих пластів.

4. На шельфі моря на вартість суттєво впливає необхідність будівництва гідротехнічних споруд для будівництва свердловин і їх експлуатації, тому використовують кущове буріння із похилоскерованими свердловинами. Однак для багатопластових родовищ із нестійкими колекторами такий підхід не завжди технологічно можливий, а бурити й експлуатувати різну сітку свердловин як на суші занадто дорого.

5. Для оптимальної експлуатації газових багатопластових родовищ, в яких один із пластів складений нестійким колектором, ефективним методом є будівництво перепускних свердловин, щоб газ із нестійкого колектору перепускати у стійкий, з якого і виконувати основний відбір газу. Гирло перепускних свердловин залишати на дні моря і не будувати при цьому гідротехнічні споруди для їх експлуатації.

6. Запропонована конструкція і обґрунтовано технологію будівництва перепускної свердловини, яка дає можливість виконувати перепуск газу із нестійкого колектору у стійкий.

7. Запропонована конструкція і обґрунтовано технологію будівництва дослідно-експлуатаційної свердловини, яка дозволяє вести ефективний технологічний та геологічний контроль процесу перепуску газу з нестійких у стійкі колектори.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Агишев А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений / А.П. Агишев – М.: Недра, 1966. – 97 с.
2. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин / С.И. Иванов [та ін] – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
3. Анализ и коррективы проекта ОПЭ Архангельского газового месторождения: отчет о НИР / УкрНИИГаз. – Харьков, 1996. – 136 с.
4. Афанасенков А.П. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона / А.П. Афанасенков, А.М. Никишин, А.Н. Обухов. – М.: Изд-во «Научный мир», 2007. - 172 с.
5. Бабаян Э.В. Инженерные расчеты при бурении / Э.В. Бабаян, А.В. Черненко. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
6. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – Т.6 – 913 с.
7. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
8. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
9. Булатов А.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов – М.: Недра, 1981. – 240 с.
10. Булатов А.И. Спутник буровика / А.И. Булатов, С.В. Долгов – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006. – 266 с.
11. Буровые комплексы / под общей ред. К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГУ, 2013. – 768 с.
12. Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ нафти і газу / О.Г. Драчук В.П. Гришаненко Р.В. Тимах О.В.

Панасенко С.В. Касянчук Р.Я. Васишин // Нафтогазова галузь України. – 2014. № 5. – С. 16-19.

13. Возний В.Р. Морські нафтогазові споруди. / В.Р. Возний, М.К. Ільницький, Р.С. Яремійчук – Львів: Світ, 1997. – 343 с.

14. Возний В.Р. Проектування, будівництво і експлуатація морських нафтогазових споруд / В.Р. Возний, М.К. Ільницький, В.О. Любимцев – Київ: Українська книга, 1999. – 231 с.

15. Гаврилко В.М. Фильтры буровых скважин / В.М. Гаврилко, В.С. Алексеев. – М.: Недра, 1985. – 334 с.

16. Гасумов Р. Предупреждение слипания влажного песка при сооружении гравийного фильтра в газовой среде / Р. Гасумов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С.37–39.

17. Гожик П.Ф. Стратиграфия мезокайнозойских отложений северо-западного шельфа Черного моря / П.Ф. Гожик, Н.В. Маслун, Л.Ф. Плотникова. – Киев: Институт геологических наук Украины, 2006. – 170 с.

18. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А.М. Григорян – М.: Недра, 1969. – 79 с.

19. Гудфеллоу Р. Освоение малых морских месторождений / Р. Гудфеллоу, Ж.Л. Шассеро– М.: Недра, 1990. – 164 с.

20. Довжок Є.М. Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів / Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К. Ільницький. – К., 1996.

21. Задание на проектирование рабочего проекта на бурение эксплуатационной скважины 20 Архангельского ГМ / П.Н. Мельничук, В.Г. Глушич, Н.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук, Я.И. Ільницький, Р.С. Садырханов; ДАТ «Чорноморнафтогаз» – Крым, 2005. – 12 с.

22. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд. УГНТУ, 1996. – 78 с.

23. Зотов Г.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах / Г.А. Зотов, А.В. Динков, В.А. Черных – М.: Недра, 1987. – 172 с.

24. Зотов Г.А. Эксплуатация скважин, вскрывающих водоплавающие залежи и залежи, сложенные слабосцементированными породами / Г.А. Зотов, А.П. Власенко, А.П. Динков //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – С. 44.

25. 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.

26. 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.

27. Иванова М.М. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах / М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, Р.С. Яремийчук – М.: ВНИИОЭНГ, 1988 - 72 с.

28. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко; – К.: ТОВ Книгодрук, 2004. – 400 с.

29. Киреев А.М. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.М. Киреев, В.С. Войтенко. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр Экспресс, 2006. – Т.1 – 280 с.

30. Кожевников А.А. Гравийные фильтры буровых скважин / А.А. Кожевников, А.К. Судаков. – Д.: НГУ, 2011. – 186 с.

31. Кожевников А.А. Конструкции и изготовление гравийных фильтров, эксплуатация и ремонт буровых скважин / А.А. Кожевников, А.К. Судаков, Ю.Г. Диденко. – Д.: ТОВ «ЛізуновПрес», 2012. – 346 с.

32. Кожевников А.А. Криогенно-гравийные фильтры буровых скважин / А.А. Кожевников, А.К. Судаков. – Д.: Литограф, 2014 – 305 с.

33. Кондрат Р.М. 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 вибійних фільтрів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 204.

34. Кондрат Р.М. Особливості розробки експлуатації Архангельського газового родовища і шляхи підвищення ефективності видобування газу та коефіцієнту газовилучення / Р.М. Кондрат, М.Б. Харитонов, О.Р. Кондрат, П.М. Мельничук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2(19). – С. 66 – 69.

35. Кондрат Р.М. Дослідження процесу розробки Архангельського газового родовища з внутрішньосвердловинним перепуском газу з майкопських в тортонські відклади / Р.М. Кондрат та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №4(21). – С. 90 – 95.

36. Кристиан М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, В. Сокол, А. Константинеску – М.: Недра, 1985. – 176 с.

37. Ледков А.О. Выбор забойных фильтров добывающих скважин Ванкорского месторождения / А.О. Ледков // Научные исследования и инновации. – 2011. – №1. – С.99-102.

38. Мавлютов М.Р. Технология бурения глубоких скважин / М.Р. Мавлютов – М.: Недра, 1982. – 287 с.

39. Маслов В.И. Современные методы борьбы с выносом песка из скважин / В.И. Маслов // сер. Нефтепромысловое дело. – М., ВНИИОЭНГ, 1980. – С. 63.

40. Мислюк М.А. Буріння свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.

41. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах / Н.Н. Михайлов – М.: Недра, 1987. – 146 с.

42. Наумова М.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности миоценовых отложений северо-западной части Черного моря / М.Н. Наумова, Д.В. Надежкин, В.Н. Колосков, О.В. Пинус, В.А. Горчилин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. - Т.13. - №2.

43. Научно-исследовательская работа по оптимизации обустройства и разработки Штормового и Архангельского месторождения / Всес. НИиПИИ



нефтегазопромысловых сооружений на континентальном шельфе. – Симферополь, 1988. – 99 с.

44. Освоение скважин / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999.

45. Павковская Е.И. Металлокерамические фильтры / Е.И. Павковская, Б.Ф. Шибряев – М.: Недра, 1967. – 164 с.

46. Пайкоу Р.А. Современные операции по борьбе с выносом песка / Р.А. Пайкоу // Нефтегазовые технологии. – 2004. – № 2, март – апрель – С. 31 – 36.

47. 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.

48. Підвищення рентабельності розробки багатопластових газових родовищ на шельфах Чорного та Азовського морів: матеріали 8-ої Міжнар. конф. «Нафта і газ України – 2004». – Том 2. / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук – Судак: УНГА. 2004. – с 93 – 94.

49. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов / М.М. Иванюта, Б.Ю. Гульгин, М.Н. Зазуляк, В.Ф. Малахов – М.: Недра, 1973. – 128 с.

50. Подгорнов В.М. Практикум по заканчиванию скважин / В.М. Подгорнов, И.А. Ведищев – М.: Недра, 1985. – С. 56 – 73.

51. Подводная технология / В.А. Коробков, В.С. Левин, А.В. Лукошков, П.П. Серебrenицкий – Ленинград: издательство Судостроение, 1981. – 240 с.

52. Рабочий проект на бурение эксплуатационной скважины 20 на Архангельском месторождении 05/05-БТ / ГНТП Буровая техника. – Полтава, 2006. – 249 с.

53. Рабочий проект на буріння експлуатаційних свердловин № 10-12 Одеського газового родовища 14/БТ-06 / Бурова техніка. – Полтава, 2007. – 194 с.

54. Степанов Н.Г. Эффективность применения горизонтальных скважин при разработки газовых месторождений / Н.Г. Степанов, В.В. Масленников, В.В. Черных – М.: ВНИИгаз, 2000. – 84 с.

55. Строганов В.М. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин. / В.М. Строганов, В.И. Дадыка, Г.Г. Гилаев – НИТПО: Наука, 2004. – С. 128.

56. Судаков А.К. Гравийные фильтры буровых скважин / А.К. Судаков, А.А. Кожевников. – Д.: НГУ, 2011. – 186 с.

57. Судаков А. К. Аналитическое исследование инновационной криогенной технологии ликвидации поглощения в буровой скважине /А. К. Судаков, А. Ю. Дреус, О. Е. Хоменко, Д. А. Судакова // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов.- Вып. 20. – Киев: ИСМ им. Бакуля НАН Украины 2017. С. 44-51.

58. Сулейманов А.Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А.Б. Сулейманов – М.: Недра, 1986. – 362 с.

59. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ / В.Е. Тищенко – М.: Недра, 1983. – 382 с.

60. Технология бурения глубоких скважин / Мавлютов М.Р. [и др.] – М.: Недра, 1982. – 287 с.

61. Франчук І.А. Перспективи розробки газових родовищ на шельфі Чорного і Азовського морів з використанням методу контрольованого перепуску газу з майкопських у тортонських відклади / І.А. Франчук, В.М. Ясюк, М.Б. Харитонов // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2004. – №3(9). – С. 39 – 43.

62. Харитонов М.Б. 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» / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук – Сімферополь: НАНУ, УНГА, КАН. 2005. – С. 69 – 72.

63. Харитонов М.Б. Підвищення рентабельності розробки Архангельського багатопластового газового родовища (шельф Чорного моря) / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №4(17). – С. 9 – 14.

64. Чарыев О.М. Повышение эффективности и надежности эксплуатации пескопроявляющих скважин на основе использования новых систем наполнителей и технологии их применения / О.М. Чарыев // Нефтяная и газовая промышленность: сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. – 1991. – № 7 – С. 10 – 13.

65. Чудик І.І. Біополімер-силікатний буровий розчин для буріння горизонтальних свердловин / І.І. Чудик, В.В. Богославець, І.Ф. Дудич // ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ. – 2016 - № 4(61) – с. 34.

66. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Д. Амелин, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов. [и др.] – М.: Недра, 1978. – 356 с.

67. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар – Львів: Вища школа, 1982.

68. Яремійчук Р.С. Основи гірничого виробництва / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний – К.: Українська книга, 2000. – 360 с.

69. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний – Львів: Світ, 1994. – 450 с.

70. Kozhevnikov A.A., Dreus A.J., Lysenko, K. Ye., Sudakov A.K. (2013) Study of heat transfer in cryogenic gravel filter during its transportation along a drillhole. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. v.6. p. 49–54.

71. Tiffin D. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control /D. Tiffin, G. King, R. Larese and L. Britt // Paper SPE 39437, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. – February 18–19, 1998.