

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Хайдарова Лілія Ігорівна

УДК 622.279.23/4

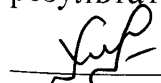
ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДІВ
ВИТІСНЕННЯМ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

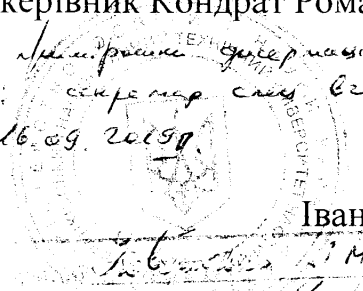
Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 Л.І. Хайдарова

Науковий керівник Кондрат Роман Михайлович, доктор технічних наук, професор

*Всі авторські дисертації ігнорують за збігом
Всіх секретарів сесій всієї ради*
16.09.2019г. *Коваленко і.д. /*



Івано-Франківськ – 2019

Кондрат Р.М.
Р.М. Кондрат



d680

АНОТАЦІЯ

Хайдарова Л.І. Підвищення газовилучення з виснажених покладів витісненням залишкового природного газу азотом. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2019.

Значна кількість покладів природних газів на родовищах України, з яких сьогодні здійснюється активний видобуток вуглеводнів, у значній мірі виснажена. У газових покладах на момент припинення рентабельної розробки залишається значна кількість невидобутого газу. Основними ускладненнями при видобутку залишкових вуглеводнів є низькі значення пластового тиску порівняно з початковим значенням, погіршення стану привибійної зони пласта, низькодебітність та обводнення газових свердловин, а також гідратоутворення, корозія обладнання, солевідкладення.

Перспективним методом підвищення газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами, зокрема азотом. Азот легко можна отримати у будь-якому місці з повітря за допомогою мембранних, криогенних чи адсорбційних установок. При проектуванні дорозробки газових покладів з нагнітання азоту у пласт важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту, циклічності періодів і темпу його нагнітання, кількості і системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи.

Завершальна стадія розробки газових покладів характеризується погіршенням стану привибійної зони пласта у результаті скупчення рідини та твердої фази і можливою деформацією. Розміри зони з погіршеними фільтраційними властивостями переважно невеликі, але вони істотно впливають

на продуктивність свердловин. Одним із методів покращення зв'язку пласта із свердловиною та збільшення проникності привибійної зони є проведення перфораційних робіт. Успішність їх пов'язана з вибором кількості та розмірів (діаметр та довжина) перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема проникності.

На завершальній стадії розробки газових покладів у продукції видобувних свердловин переважно появляються пластові води, які призводять до зниження дебітів газу через зменшення газонасиченої товщини пластів і зростання втрат тиску під час руху у стовбурі і викидних лініях свердловин газорідинної суміші порівняно з рухом тільки газу. Для підвищення продуктивності обводнених свердловин необхідно забезпечити повне і неперервне винесення всієї води з вибою свердловини на поверхню. За значного обводнення пластової продукції застосовують механізовані способи винесення води із свердловин (плунжерний ліфт, газліфт, свердловинні насоси).

Ефективним способом механізованої експлуатації обводнених свердловин є газліфтний спосіб. У методиці розрахунку газліфта необхідно враховувати спільну роботу газоносного пласта та газліфтного піднімача за наявності рідини у пластовій продукції.

Виконано критичний огляд досліджень з підвищення газовилучення з виснажених газових покладів.

Проведено дослідження з підвищення коефіцієнта газовилучення з виснажених покладів шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.

З використанням результатів досліджень обґрунтовано раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, яке змінюється у межах 0,29 – 0,31 від початкового пластового тиску.

Згідно з результатами досліджень нагнітання азоту через периферійні свердловини, розміщені на початковому контурі газонасності, у поклад кругової форми і центрального розміщення видобувних свердловин у вигляді батареї раціональне відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до

радіусу початкового контуру газоносності змінюється у межах 0,56 - 0,59.

З використанням результатів досліджень неперервного і циклічного нагнітання азоту у виснажений поклад (за тиску 0,1 від початкового значення і різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту) із зупинкою і без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту отримано, що найбільше значення коефіцієнта газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту (91,63 % за тривалості періоду дорозробки покладу 143 місяці), менше значення - при циклічному нагнітанні азоту із зупинкою видобувних свердловин (91,36 % за тривалості періоду дорозробки покладу 248 місяців) і найменше значення - при циклічному нагнітанні азоту без зупинки видобувних свердловин (88,21 % за тривалості періоду дорозробки покладу 89 місяців).

Згідно з результатами досліджень технологічної ефективності площового нагнітання азоту у виснажений поклад з використанням чотири-, п'яти-, семи- та дев'яти точкових систем розміщення свердловин за різної відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин (500, 750, 1000 і 1250 м) встановлено, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає, а тривалість періоду дорозробки покладу зменшується із збільшенням щільності сітки (кількості) видобувних свердловин в елементі системи і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

Виконано дослідження впливу проникності пласта на кількість та розміри (діаметр та довжина) перфораційних каналів. Згідно з результатами досліджень встановлено раціональне значення діаметру перфораційних каналів (не менше 0,03 м) та їх довжини (не менше 0,292 – 0,307 м) за кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта не менше 17 – 19 залежно від проникності пласта.

З використанням результатів досліджень впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини та кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу, обґрунтовано раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних

опорів привибійної зони пласта А і В, яке змінюється у межах 4,29 - 4,55 і зростає із зменшенням пластового тиску.

Удосконалено методику розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених свердловин в умовах роздільного припливу у свердловину пластового газу із газоносного пласта і води із водоносного пласта та подальшого їх спільного руху разом із газліфтним газом у насосно-компресорних трубах, яка дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактора і гирлового тиску.

Отримані значення параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини за запропонованою методикою було порівняно з результатами розрахунків за програмою PipeSim. Результати виконаних досліджень свідчать про практичне співпадання результатів розрахунків параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини за обома методиками.

Апробовано технологію витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При впровадженні цієї технології коефіцієнт газовилучення за залишковим газом становить 34,29 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 81,77 % (на 9,52 %).

Апробовано технологію підвищення продуктивності обводнених свердловин шляхом зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для умов свердловин покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища. Згідно з виконаними розрахунками раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В становить 4,13-4,15. При впровадженні цієї технології на всіх свердловинах покладу кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,215 % за існуючої системи розробки до 89,12 % (на 16,905 %).

Ключові слова: поклад, свердловина, розробка, газ, азот, витіснення, нагнітання, газовилучення, обводнення.

ABSTRACT

Khaydarova L.I. Increased gas recovery from depleted fields by displacing residual gas with nitrogen. - Qualified scientific work on the rights of the manuscripts.

The thesis for the degree of candidate of technical sciences, specialty 05.15.06 – Development of oil and gas fields. – Ivano-Frankovsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankovsk, 2019.

A significant amount of natural gas deposits in the fields of Ukraine, of which active hydrocarbon production is carried out today, is largely depleted. In gas deposits at the time of termination of cost-effective development remains a significant amount of non-virgin gas. The main complications in the production of residual hydrocarbons are low formation pressure values compared to the initial value, deterioration of the bottom-hole zone of the formation, low water production and flooding of gas wells, as well as hydrate formation, corrosion of equipment, and salt and water deposition.

A promising method for increasing gas recovery from depleted gas deposits is to displace residual gas from a porous medium with non-hydrocarbon gases, in particular nitrogen. Nitrogen is easily obtained anywhere from the air using membrane, cryogenic or adsorption plants. When designing for the development of gas deposits of nitrogen injection into the reservoir, it is important to choose the pressure of the beginning of nitrogen injection, the cyclical periods and rate of its injection, the number and location of production and injection wells on the gas-bearing area, the distance between them and the technological modes of their operation.

The final stage of the development of gas deposits is characterized by a deterioration in the bottom-hole zone of the reservoir as a result of accumulation of fluid and solid phase and possible deformation. The size of the zone with poor filtration properties is mainly small, but they significantly affect the productivity of the wells. One of the methods to improve the connection of the formation with the well and increase the permeability of the bottomhole zone is to perform perforation. Their success is associated with the choice of the number and size (diameter and length) of

perforation channels, depending on the physical and lithological properties of the formation, in particular permeability.

At the final stage of developing gas deposits, production water predominantly appears in the production of producing wells, which leads to a decrease in gas production due to a decrease in gas-saturated thickness of the layers and an increase in pressure loss during movement in the well bore and exhaust lines of the gas-liquid mixture compared to the movement of only gas. To increase the productivity of flooded wells, it is necessary to ensure full and continuous removal of all water from the bottom of the well to the surface. With significant flooding of reservoir products, mechanized methods for removing water from wells are used (plunger lift, gas lift, borehole pumps).

An effective way of mechanized operation of waterlogged wells is the gas-lift method. In the methodology for calculating a gas lift, it is necessary to take into account the joint work of the gas-bearing formation and gas-lift pidnimach in the presence of fluid in the reservoir products.

A critical review of studies on increasing gas recovery from depleted gas deposits has been performed.

A study was conducted to increase the coefficient of gas recovery from depleted deposits by displacing residual gas from a porous medium with nitrogen.

Using the research results, a reasonably rational value of the pressure at which nitrogen is injected into the formation begins, which varies between 0.29 and 0.31 of the initial reservoir pressure.

According to the results of studies of nitrogen injection through peripheral wells located on the initial gas content circuit into a circular reservoir and central location of production wells in the form of a battery, the rational ratio of the production area radius to the radius of the initial gas content circuit varies between 0,56 – 0,59.

Using the results of studies of continuous and cyclic injection of nitrogen into a depleted reservoir (at a pressure of 0,1 from the initial value and varying degrees of compensation for current gas production by nitrogen injection) with and without stopping production wells in the nitrogen injection cycle, it was found that the highest value of gas recovery coefficient is achieved with continuous injection of nitrogen

(91,63 % over the length of the period to the development of the deposit 143 months), a lower value - with cyclic injection of nitrogen with shutdown of production wells (91,36 % for the duration of the period to the development of the deposit is 248 months) and the lowest value is for cyclic injection of nitrogen without stopping production wells (88,21 % for the duration of the period to the development of the deposit of 89 months).

According to the results of studies of the technological effectiveness of areal injection of nitrogen into a depleted reservoir using four-, five-, seven- and nine point systems for placing wells with different distances from the central injection well to the peripheral production wells (500, 750, 1000 and 1250 m), that the gas recovery coefficient for the residual gas grows, and the period to the development of the deposit decreases with increasing density of the grid (number) of producing wells in the system element and the distance from the heel to the producing wells.

A study of the influence of formation permeability on the number and size (diameter and length) of perforation channels is carried out. According to the research results, a rational value of the diameter of the perforation channels (at least 0,03 m) and their length (at least 0,292 – 0,307 m) in terms of the number of perforation channels per meter of the revealed formation thickness of at least 17 - 19 depending on the permeability of the formation was established.

Using the results of studies on the effect of a decrease in the filtration resistance coefficients of the bottom-hole zone of formation A and B on the gas flow rate of a water-cut gas well and the final gas recovery coefficient of the reservoir, a reasonably rational value of the degree of decrease in the filtration resistance coefficients of the bottom-hole zone of formation A and B, which varies within 4,29 – 4,55 and increases with a decrease in reservoir pressure.

The methodology for calculating the gas-lift operation parameters of waterlogged wells under conditions of separate inflow of reservoir gas from the gas-bearing reservoir and water from the aquifer and their further joint movement with gas-lift gas in tubing has been improved, which allows you to choose the optimal diameter of the tubing

string and to estimate the value of reservoir gas production rate and gas-lift gas flow rate for various values of water factor and wellhead pressure.

The obtained values of the gas-lift operation parameters of the watered gas well according to the proposed methodology were comparable with the results of calculations using the PipeSim program. The results of the studies indicate a practical coincidence of the calculation results of the parameters of gas-lift operation of a water-cut gas well by both methods.

The technology of replacing residual gas with nitrogen from a porous medium was tested for the conditions of the ND-9 horizon deposit of the Lyubeshvsky gas field. With the introduction of the technology, the residual gas emission coefficient is 34,29 %, and the total final gas emission coefficient increases from 72,25 % with the existing development system to 81,77 % (9,52 %).

The technology of increasing productivity of flooded wells by reducing the coefficients of the filtration resistance of the bottom-hole zone of formation A and B for the conditions of the VD-13 horizon wells of the Zaluzhansky gas condensate field was tested. According to the calculations, the rational value of the degree of reduction of the filtration resistance coefficients of the bottom-hole zone of formation A and B is 4,13 - 4,15. With the introduction of this technology in all wells of the reservoir, the final gas recovery coefficient increases from 72,215 % with the existing development system to 89,12 % (by 16,905 %).

Key words: reservoir, well, development, gas, nitrogen, displacement, injection, gas recovery, flooding.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом. *Науковий вісник НГУ*. 2017. №5. С. 23–28. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

2. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №2(59). С. 51-57.

3. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №1(58). С. 60-67.

4. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І., Кликоцька Р.С. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища. *Науковий вісник*. 2017. №2 (43). С. 18-25.

5. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 34-39.

6. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надхоженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 60-64.

7. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №2(67). С. 70-74.

8. Хайдарова Л.І. Сучасні технології газліфтної експлуатації нафтових і обводнених газових свердловин і напрямки їх вдосконалення. *Прикарпатський вісник наукового товариства ім. Т. Г. Шевченка*, Число. №1(45). 2018. С. 138-155.

9. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 7-11.

10. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2(30). С. 7-16.

11. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4 (69). С. 15-23.

12. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

13. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №2(71). С. 20-29.

Тези наукових конференцій

14. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Технології підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових родовищ. *Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 25-27 травня 2016 р.)* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 187-189.

15. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вилучення залишкового природного газу з виснаженого газового родовища нагнітанням азоту. *Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 25-27 травня 2016 р.)* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 196-198.

16. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Інтенсифікація процесу дорозробки виснажених газових родовищ нагнітанням у пласт азоту. *Нафтогазова енергетика - 2017: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017 р.)* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 47-48.

17. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Вибір системи розміщення видобувних свердловин на виснаженому газовому покладі при законтурному

нагнітання азоту у пласт. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 229-232.

18. Хайдарова Л.І. Оптимізація параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою збільшення газовилучення. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 227-229.

19. Хайдарова Л.І. Основні напрями підвищення ступеня вилучення газу з виснажених газових покладів. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2018*: Матеріали міжнародної науково-технічної веб-конференції (Івано-Франківськ, 17-19 вересня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 62.

20. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Залишковий газ у виснажених газових родовищах – альтернативне джерело вуглеводневої сировини. *Газогідрати та інші альтернативні джерела*: Матеріали III міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 12-14 грудня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 39-41.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З	
ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ	11
1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газових покладів.....	11
1.2 Підвищення газовилучення з виснажених газових покладів	14
1.2.1 Характеристика методів підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів. Обґрунтування напрямку досліджень у роботі.....	14
1.2.2 Способи отримання азоту та його відділення від природного газу	19
1.3 Причини забруднення привибійної зони пласта. Способи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин.....	26
1.4 Причини обводнення газових свердловин. Способи експлуатації обводнених газових свердловин	27
Висновки до першого розділу	31
РОЗДІЛ 2	
ДОСЛІДЖЕННЯ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ	
ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ	
АЗОТОМ	34
2.1 Постановка задачі дослідження. Методика обробки результатів досліджень	34
2.2 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення тиску початку нагнітання азоту у газовий поклад квадратної та кругової форм.....	36
2.3 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газоносності видобувних свердловин при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад	49
2.4 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад.....	56

2.5	Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад.....	61
2.6	Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад.....	74
	Висновки до другого розділу	80

РОЗДІЛ 3

	ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ.....	82
3.1	Обґрунтування методів підвищення продуктивності видобувних свердловин на виснажених газових покладах	82
3.2	Дослідження впливу розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини.....	84
3.3	Дослідження впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини та коефіцієнт газовилучення.....	95
3.4	Удосконалення методики розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин	104
	Висновки до третього розділу.....	121

РОЗДІЛ 4

	РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯМ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ І ЗБІЛЬШЕННЯМ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН.....	122
4.1	Розроблення технології підвищення газовилучення з виснажених газових покладів і продуктивності свердловин.....	122
4.2	Апробація технології витіснення залишкового природного газу азотом для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища	128

4.3	Апробація технології інтенсифікації припливу газу до вибою обводнених свердловин покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища.....	136
	Висновки до четвертого розділу.....	143
	ВИСНОВКИ	144
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	147
	ДОДАТОК А	156

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Більшість газових і газоконденсатних покладів на родовищах України розробляються із середини минулого століття і у значній мірі виснажені. Нові поклади, які могли би компенсувати природне зниження видобутку газу із виснажених покладів, характеризуються відносно незначними запасами газу і повільно освоюються. Виснажені поклади ще містять значні залишкові запаси газу і на найближче десятиріччя визначатимуть основний видобуток газу в Україні.

Складність видобутку залишкового газу з виснажених покладів пов'язана із значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням, низькими дебітами та обводненістю свердловин, погіршенням стану привибійної зони пласта у результаті скупчення рідини і твердої фази, а також можливою корозією обладнання і солевідкладеннями у насосно-компресорних трубах. Тому стабілізація і нарощування видобутку газу в Україні пов'язані з повнішим вилученням залишкового газу з продуктивних пластів, інтенсифікацією припливу газу до вибою свердловин і забезпеченням стабільної роботи газових свердловин в умовах обводнення.

Перспективним напрямком підвищення газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. При проектуванні дорозробки газових покладів з нагнітання азоту у пласт важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту, циклічності періодів і темпу його нагнітання, кількості та системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи.

Погіршення стану привибійної зони пласта на виснажених покладах пов'язана в основному з її забрудненням і можливою деформацією. Розміри зон з погіршеними фільтраційними властивостями переважно невеликі, але вони істотно впливають на продуктивну характеристику свердловин. Одним із методів покращення зв'язку пласта із свердловиною та збільшення проникності

привибійної зони є проведення перфораційних робіт. Успішність їх пов'язана з вибором кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема проникності.

Ефективним способом механізованої експлуатації обводнених газових свердловин в умовах низьких дебітів газу і високих дебітів води є газліфтний спосіб. У методиці розрахунку газліфта необхідно враховувати спільну роботу газоносного пласта та газліфтного піднімача за наявності рідини у пластовій продукції.

Наведені питання не повністю висвітлено у відомих дослідженнях, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу: за період 2012-2013 рр. за темою Д-16-12-П «Новітні технології збільшення видобутку газу і конденсату з родовищ природних газів на завершальній стадії розробки» (№0112U003012); за період 2015-2016 рр. за темою Д-7-15-П «Розроблення інноваційних технологій освоєння родовищ природних вуглеводнів з низькопроникними колекторами» (№0115U002281).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є удосконалення технологій збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення виснажених покладів шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом та інтенсифікації роботи видобувних свердловин.

Основні задачі досліджень.

1. Аналіз та узагальнення світового досвіду дорозробки виснажених газових покладів і методів підвищення їх кінцевого газовилучення.
2. Дослідження впливу форми покладу, тиску початку нагнітання азоту у пласт, циклічності і темпу його нагнітання, системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності та технологічних режимів їх

роботи на кінцевий коефіцієнт газовилучення покладів при витісненні з пористого середовища залишкового природного газу азотом.

3. Дослідження взаємного впливу кількості та розмірів (діаметру та довжини) перфораційних каналів у привибійній зоні пласта на видобувні можливості свердловин у пластах різної проникності.

4. Дослідження впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини та коефіцієнт газовилучення.

5. Удосконалення методики розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводненої газової свердловини з узгодженням роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача.

6. Удосконалення технологій підвищення газовилучення виснажених газових покладів шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом та інтенсифікації роботи видобувних свердловин.

7. Апробація технологій витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом та інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин.

Об'єктом досліджень є процеси витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом та припливу газу до вибою свердловин.

Предметом досліджень є технології видобутку залишкового природного газу з виснажених газових покладів.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення досліджень на гіпотетичних моделях пласта з використанням ліцензованих програм, статистичної обробки отриманих результатів та апробації розроблених технологій для умов конкретних покладів.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Обґрунтовано раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад, яке змінюється у межах 0,29 - 0,31 від початкового пластового тиску.

2. Вперше встановлено, що для покладу кругової форми з розміщенням нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у вигляді батареї у центральній частині покладу раціональне відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газоносності змінюється у межах 0,56 - 0,59.

3. Вперше встановлено, що при неперервному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад раціональне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1.

4. Обґрунтовано раціональне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, яке становить 1:1 при циклічному нагнітанні з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за тривалості циклу 6 місяців і 1,25:1 при циклічному нагнітанні без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за тривалості циклу 6 місяців.

Практичне значення одержаних результатів

З використанням результатів виконаних досліджень удосконалено технології збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів. До практично значимих відносяться такі розробки дисертаційної роботи.

1. Обґрунтовано вибір значення тиску початку нагнітання азоту, кількості і системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи. Для реалізації технології можуть використовуватися наявні на покладі свердловини з переведенням окремих з них у нагнітальні.

2. Удосконалено технологію інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин в умовах скупчення рідини і твердої фази шляхом проведення додаткової перфорації порід з обґрунтуванням кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта, їх розмірів (діаметру та довжини) залежно від проникності пласта.

3. Обґрунтовано раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В в обводненій газовій свердловині, за яких забезпечується підвищення дебітів газу.

4. Удосконалено методику розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин в умовах роздільного припливу газу і води та подальшого їх руху разом із газліфтним газом у насосно-компресорних трубах.

5. Розроблено рекомендації щодо використання технологій витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом і зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В в обводнених свердловинах для покладів горизонту НД-9 Любешівського газового родовища і ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища.

Особистий внесок здобувача. Автором проведено ретельний та критичний огляд літературних джерел з питань підвищення газовилучення з виснажених покладів [8, 10, 14, 16, 19, 20]. Виконано дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажений поклад [1, 2, 3, 13, 15, 18], циклічності періодів і темпу нагнітання азоту [7, 11]. Проведено дослідження впливу кількості та системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин [12], відстані між ними [5, 17] та технологічних режимів їх роботи [9] на коефіцієнт газовилучення. Запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених свердловин при надхоженні на вибій газу і води [6]. Виконано апробацію технології інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин для умов покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища [4].

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на Міжнародній науково-технічній конференції «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики» (25-27 травня 2016 р., м. Івано-Франківськ); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика - 2017» (15-19 травня 2017 р., м. Івано-Франківськ); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази» (23-25 травня 2018 р., м. Івано-

Франківськ); Міжнародній науково-технічній веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2018» (17-19 вересня 2018 р., м. Івано-Франківськ); III міжнародній науково-технічній конференції «Газогідрати та інші альтернативні джерела» (12-14 грудня 2018 р, м. Івано-Франківськ).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 20 наукових праць, серед яких 13 статей у фахових наукових виданнях (з них 1 стаття у журналі, що індексується у наукометричній базі даних Scopus) та 7 публікацій матеріалів доповідей на міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференціях.

Структура та обсяг дисертаційної роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (80 найменувань). Викладена на 158 сторінках машинописного тексту, містить 55 рисунків та 24 таблиці.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику доктору технічних наук, професору Кондрату Р.М. за постійну увагу і наукові консультації, а також колективу кафедри видобування нафти і газу за підтримку і сприяння у проведенні наукових досліджень.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газових покладів

Більшість покладів природних газів на родовищах України, з яких сьогодні здійснюється активний видобуток вуглеводнів, у значній мірі виснажені. Окремі з них перебувають на завершальній стадії видобування газу. Виснажені поклади ще містять значні залишкові запаси газу [32, 45].

Проблемі дорозробки виснажених газових покладів присвячено дослідження таких вчених як Алієв З.С., Амелін І.Д., Аміян О.А., Анікеев Д.П., Балакіреєв Ю.А., Бікман Є.С., Бойко В.С., Бузінов С.М., Гриценко О.І., Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Єрьомін Н.А., Желтов Ю.В., Закіров Е.С., Закіров І.С., Закіров С.Н., Зарубін Ю.О., Зезекало І.Г., Індрупський І.М., Качмар Ю.Д., Ковалко М.П., Кондрат О.Р., Кондрат Р.М., Крижанівський Є.І., Крилов А.П., Купер І.М., Марчук Ю.В., Міщенко І.Т., Рассохін Г.В., Рассохін С.Г., Світлицький В.М., Тарко Я.Б., Тер-Саркісов Р.М., Телков А.П., Угриновський А.В., Фик І.М., Чарний І.А., Яремійчук Р.С., Alex T. Turta, Ashok K. Singhal, B.F. Hawkins, Katz D.L., Muskat M., Lea J., Sim S.K. та інші.

Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою газових покладах на родовищах США, Російської Федерації, України та інших країн кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму змінюється від 70 до 99 % і в середньому становить 85-90 % [37-38, 45, 76]. Тобто на момент припинення рентабельного видобутку газу у пласті у середньому залишається до 10-15 % газу від початкових запасів. Така велика кількість залишкового газу пояснюється макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів, нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газоносності і необхідністю

підтримування на гирлах свердловин певного (мінімального) тиску для подачі газу в систему збору, підготовки і транспортування.

Складність видобутку залишкових вуглеводнів з пористого середовища пов'язана з особливостями завершальної стадії розробки покладів природних газів, яка характеризується низькими значеннями пластового тиску порівняно з початковим значенням, погіршенням стану привибійної зони пласта у результаті скупчення рідини, твердої фази і деформації порід, низькодебітністю та обводненням газових свердловин, різними ускладненнями у процесі їх експлуатації (корозія, солевідкладення, гідратоутворення та ін.) [70].

Після зниження пластового тиску у газових покладах до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному поточному видобутку газу, доцільним є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами [2-5, 8-21, 36]. Серед неуглеводневих газів найбільш ефективним є азот. Його легко можна отримати у будь-якому місці з повітря за допомогою спеціальних установок, які випускаються промисловістю. Основні витрати при використанні азоту пов'язані з вартістю установок і електроенергії для їх роботи.

При проектуванні дорозробки газових покладів шляхом нагнітання азоту у пласт важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту, циклічності і тривалості періодів, темпу нагнітання, кількості та системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи за різних форм покладу. Тому витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснажених покладів має не лише практичне, але і державне значення, що обґрунтовує актуальність досліджень з даного питання.

Завершальна стадія розробки газових покладів характеризується погіршенням стану привибійної зони пласта внаслідок скупчення рідини і твердої фази та деформаційних процесів. Це призводить до зниження дебітів видобувних свердловин по газу. Розміри зони з погіршеними фільтраційними властивостями переважно невеликі. Тому для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин

доцільно застосовувати методи покращення стану привибійної зони пласта з метою відновлення природної проникності порід і можливого її збільшення (кислотні оброблення, гідравлічний розрив пласта, додаткова перфорація та інші).

Одним із методів покращення зв'язку пласта із свердловиною та збільшення проникності привибійної зони є проведення перфораційних робіт, успішність яких пов'язана з вибором кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема проникності.

Пластові води, які появляються у продукції видобувних свердловин є високомінералізованими, що сприяє прискоренню процесу корозії обладнання та солевідкладення. Такого типу ускладнення особливо проявляються на завершальних стадіях розробки газових покладів та потребують значних капіталовкладень для боротьби з ними.

На виснажених покладах поява води у пластовій продукції сприяє зниженню дебіту газу через зменшення газонасиченої товщини пластів і зростання втрат тиску під час руху у стовбурі і викидних лініях свердловин газорідинної суміші порівняно з рухом тільки газу. У міру виснаження пластової енергії і зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною, періодичною з подальшим припиненням природного фонтанування. Водозізоляційні роботи не завжди дозволяють повністю припинити приплив води у свердловини, а за тонкошаруватої будови продуктивних відкладів або наявності у продуктивному розрізі «суперколекторів», які є основними шляхами надходження газу і води у свердловини (наприклад, на Оренбургському нафтогазоконденсатному родовищі), проводити водозізоляційні роботи взагалі не можна. Для підвищення продуктивності обводнених газових свердловин необхідно забезпечити повне винесення на поверхню всієї води, що надходить на вибій із пласта. Інтенсифікація винесення води у початковий період обводнення свердловин досягається оптимізацією конструкції колони ліфтових труб і зниженням гирлового тиску. У подальшому періодично чи неперервно уводять на вибій свердловини піноутворюючі поверхнево-активні речовини у вигляді розчинів у твердому стані чи піни.

За значного обводнення пластової продукції застосовують механізовані способи винесення води із свердловин (плунжерний ліфт, газліфт, свердловинні насоси). До високоефективних способів експлуатації обводнених газових свердловин відноситься газліфтний спосіб. Ефективність застосування газліфта для експлуатації обводнених газових свердловин значною мірою залежить від правильного вибору його режимних параметрів, що можливо у ході проведення розрахунків за відповідними методиками. У промисловій практиці проектування газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин часто застосовують спрощену методику, яка ґрунтується на спільному розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули для мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню і рівняння руху чистого газу у вертикальних трубах свердловини. Проте у цій методиці не враховується двофазність руху рідини і газу у насосно-компресорних трубах і не ув'язується робота газоносного пласта та газліфтного піднімача, що послужило підставою для проведення досліджень з розроблення удосконаленої методики розрахунку параметрів роботи газліфтного піднімача.

1.2 Підвищення газовилучення з виснажених газових покладів

1.2.1 Характеристика методів підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів. Обґрунтування напрямку досліджень у роботі

Кінцевий коефіцієнт газовилучення можна регулювати вибором певних значень технологічних параметрів, які характеризують процес розробки покладу. Аналіз промислових даних по покладах України та інших країн свідчить, що промислове газовилучення збільшується з ростом сумарного видобутку газу на кінець періоду постійного видобутку газу і зменшенням темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку. Кількість газу, видобутого з покладу на кінець періоду постійного видобутку буде тим більша, чим вищий темп видобутку газу у цей період і його тривалість. Значення цих параметрів

вибирають виходячи з техніко-економічних міркувань. Для сповільнення темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку і тим самим скорочення його тривалості необхідно забезпечити своєчасне уведення в експлуатацію дотискної компресорної станції та застосування ефективних методів підготовки газу в умовах понижених гирлових тисків свердловин [27].

До основних напрямків підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових покладів відносяться: мінімізація кінцевого пластового тиску; забезпечення однакових (близьких) значень мінімального кінцевого пластового тиску у різних ділянках пласта на покладах з макронеоднорідними колекторами; витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами [30, 37-38, 45, 76].

Значний інтерес представляє напрям підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами (діоксидом вуглецю, азотом, димовими та викидними газами, сумішами різних газів, у тому числі суміші повітря та неуглеводневих газів, водогазовими сумішами, нешкідливими побічними рідинними продуктами різних хімічних виробництв).

Можливість використання неуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [41]. Неуглеводневі гази знаходять все більше застосування у нафтогазовій галузі. Їх використовують у промислових масштабах для підтримування пластового тиску у нафтових покладах або як замітник буферного газу на підземних газосховищах [35].

Результати відомих лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря. Але повітря разом з природним газом утворює вибухонебезпечну суміш за певного вмісту газу у повітрі. Так, гранична концентрація метану у повітрі, яка відповідає займистості газоповітряної суміші за атмосферного тиску і температури 20 °С, змінюється від 6 до 13,3 % об. [46]. Вказаний недолік повітря

можна усунути шляхом додавання до нього неуглеводневих газів та інертних речовин (розчинників-розріджувачів), наприклад, діоксиду вуглецю, азоту або антиокислювачів, які сприяють утворенню з газом вибухобезпечних сумішей за будь-якого вмісту у них повітря (газу) [45]. Щоб запобігти спалахуванню метану повітряної суміші за стандартних умов до її складу уводять понад 36 % об. азоту або 23 % об. діоксиду вуглецю. Для пропану суміш є незаймистою за об'ємної частки азоту 29 % або об'ємної частки діоксиду вуглецю 38 %. При цьому із збільшенням температури зменшується кількість інертної присадки, яка необхідна для повного запобігання вибуху. Антиокислювальними властивостями володіють, наприклад, речовини на основі амінів і фенолів (ароматичні аміни, алкіфеноли, парамінофеноли, діаміни та ін.). Залежно від типу антиокислювача необхідний вміст його у газоповітряній суміші для запобігання вибуху змінюється від 0,002 до 0,1 % мас. чи об. [46].

Як інертні розчинники можна також використовувати димові гази теплових електростанцій, газопереробних заводів або викидні гази двигунів внутрішнього згоряння і газотурбінних двигунів - приводів нагнітачів компресорних станцій [45]. Утилізація їх буде сприяти вирішенню проблеми охорони навколишнього середовища від забруднення. В окремих випадках може виявитися доцільним будівництво спеціальних установок (заводів) для отримання азоту з повітря або виробництва діоксиду вуглецю. При застосуванні вибухобезпечних газоповітряних сумішей з неуглеводневими газами об'єми останніх, а, відповідно, і потужності установок з їх отримання будуть значно меншими, ніж при використанні окремо азоту, діоксиду вуглецю чи димових газів.

Уперше димові гази були застосовані на родовищі Блок-31 (штат Техас, округ Крейн, США) у 1966 р. Це родовище є одним із перших великомасштабних об'єктів із цілеспрямованим застосуванням вуглеводневих, димових газів і азоту для підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення [41]. Для виробництва димових газів у 1966 р. був побудований спеціальний завод, на якому димові гази отримували у результаті спалювання сухого вуглеводневого газу.

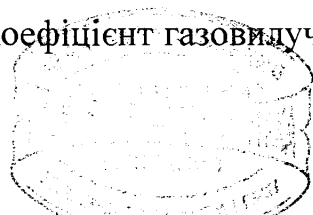
Найкращими газовитіснювальними властивостями серед неуглеводневих газів володіє діоксид вуглецю (CO_2). Густина діоксиду вуглецю у 6 разів вища, ніж густина природного газу у пластових умовах. В'язкість CO_2 також більша, ніж в'язкість метану. Діоксид вуглецю характеризується високою розчинністю у нафті, газовому конденсаті і пластовій воді [9]. Висока розчинність CO_2 у пластовій воді може забезпечити стабільне витіснення природного газу діоксидом вуглецю [19]. Велика увага приділяється CO_2 як газу для нагнітання у нафтові поклади [14].

Згідно з результатами теоретичних досліджень процесу витіснення залишкового газу діоксидом вуглецю з виснажених покладів коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим за меншого поточного пластового тиску розпочато нагнітання його у поклад. При цьому інтервал перфорації видобувних свердловин рекомендується розміщувати у зоні пласта з меншою проникністю, оскільки це затримує прорив діоксиду вуглецю в експлуатаційні свердловини до 50 % [10-11].

У роботах [3, 11, 18] наведено результати математичного моделювання процесу розробки газового покладу з нагнітанням у пласт діоксиду вуглецю. Вони свідчать, що найвищий коефіцієнт газовилучення можна отримати у випадку розробки покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням у пласт діоксиду вуглецю.

У роботах [2, 4-5, 8, 11] наведено результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу (метану) діоксидом вуглецю, азотом і димовими газами з горизонтальних моделей однорідного пласта і двошарових моделей з різним розміщенням низькопроникного прошарку (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між пластами або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між пластами. Результати лабораторних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів. Найбільший коефіцієнт газовилучення отримано в експериментах з витіснення метану з моделей пласта діоксидом вуглецю. В окремих дослідках коефіцієнт газовилучення

4680



при витісненні метану діоксидом вуглецю досягав значень 81-97,4 %. При застосуванні димових газів і азоту для витіснення з моделей пласта метану отримано дещо менші, але досить високі значення коефіцієнта газовилучення.

Результати лабораторних досліджень свідчать, що коефіцієнт витіснення метану різними неуглеводневими газами залежить від типу витіснювального агенту, ступеня неоднорідності колектора, характеру взаємодії і взаємного розміщення різнопроникних прошарків. Молекулярна дифузія між двома прошарками, що гідродинамічно взаємодіють між собою, частково зменшує негативний вплив неоднорідності на коефіцієнт газовилучення.

Основним недоліком використання діоксиду вуглецю є високий ступінь корозійного впливу на свердловинне обладнання. Використання діоксиду вуглецю вимагає застосування інгібіторів корозії, оснащення існуючого обладнання засобами антикорозійного захисту або його заміни на обладнання з корозійностійких матеріалів.

У роботі [36] наведено результати досліджень впливу нагнітання у газоконденсатний поклад викидних газів на коефіцієнт конденсатовилучення. Викидні гази поєднують у собі переваги азоту і діоксиду вуглецю. Згідно з результатами досліджень найбільший коефіцієнт конденсатовилучення досягається при циклічному нагнітанні викидних газів з 10 року розробки покладу, коли пластовий тиск знижується від початкового значення 35 до 10 МПа.

Порівняно з іншими неуглеводневими газами раціональнішим є використання азоту для нагнітання у виснажені газові поклади. Азот легкодоступний, його можна отримати з повітря за порівняно низьких економічних витратах за допомогою криогенних, мембранних та адсорбційних установок [35]. Використання азоту не викликає корозії свердловинного обладнання і не вимагає застосування ні антикорозійного захисту, ні будь-яких особливих корозійностійких сталей [12, 39]. Саме тому азот знайшов дуже широке і різноманітне застосування у різних сферах і галузях промисловості.

Однак азот має і свої недоліки. Нагнітання його у газоконденсатний поклад призводить до зростання тиску початку конденсації вуглеводневої суміші, що може призвести до передчасного випадання конденсату з газу у пласті [16].

Витіснення з пористого середовища залишкового природного газу з виснажених покладів неуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску може виявитися економічно не вигідним через низькі дебіти свердловин, які знаходяться на межі рентабельного видобутку газу. Тому актуальним є проведення досліджень з оцінки оптимального значення пластового тиску, за якого починають запомповування неуглеводневого газу у виснажений газовий поклад.

Окрім техніко-економічних аспектів, важливим при застосуванні азоту є вибір системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин. На виснажених газових покладах уже знаходиться певна кількість свердловин, з яких видобувають природний газ. Необхідно одну чи більше видобувних свердловин перевести у нагнітальні (а за необхідності і доцільності пробурити нові свердловини) і вибрати таку систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, за якої буде досягнуто найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення.

М. Маскетом [61] запропоновано різні системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин, у тому числі площове розміщення стосовно розробки газоконденсатних покладів з підтримуванням пластового тиску нагнітанням сухого газу у пласт. Однак, у відомих дослідженнях відсутні дані про вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад, темпу та циклічності періодів його нагнітання.

Вирішення цих питань вимагає проведення додаткових досліджень як для умов гіпотетичного покладу, так і для умов реального газового покладу.

1.2.2 Способи отримання азоту та його відділення від природного газу

Для широкого промислового використання азоту потрібно мати стабільні джерела його отримання. Азот можна отримати з повітря і він є основним складником димових газів. Димові гази містять 85 % азоту та 15 % діоксиду вуглецю. Їх отримують при спалюванні природного газу у паровому котлі [35]. Димові гази також утворюються при спалюванні рідкої і твердої вуглеводневої сировини, це продукти горіння палива органічного походження, що відходять з робочого простору опалювальних металургійних агрегатів. Димові гази утворюються у процесі термічної переробки відходів.

Найбільш поширеним і економічно ефективним для промисловості є спосіб отримання азоту з повітря, яке містить 78,12 % азоту, 20,95 % кисню, 0,93 % аргону. Крім того, у повітрі знаходиться від 0,5 до 2 % парів води. З атмосферного повітря азот отримують трьома способами: мембранним, адсорбційним та кріогенним (рисунок 1.1 а, б, в), основні переваги та недоліки яких наведено у таблиці 1.1.

Мембранним та адсорбційним способами отримують газоподібний азот, а кріогенним способом – азот у вигляді рідини. Кріогенне розділення повітря для отримання азоту відбувається за температури 89-90 К [40, 77].

Перші заводи з отримання азоту із повітря появились у США у 1907 р. З того часу виробництво азоту безперервно зростає [40]. Мембранна технологія набула поширення у 70-х роках минулого століття. Тоді мембранний метод став справжнім проривом в області відокремлення азоту від інших складників атмосферного повітря. До сьогоднішнього дня ця технологія поділу повітря активно вдосконалюється і є найневибагливішою до зовнішніх умов і надійною. Вибір азотної станції мембранного або адсорбційного типу залежить від вимог до чистоти азоту тій чи іншій області застосування.

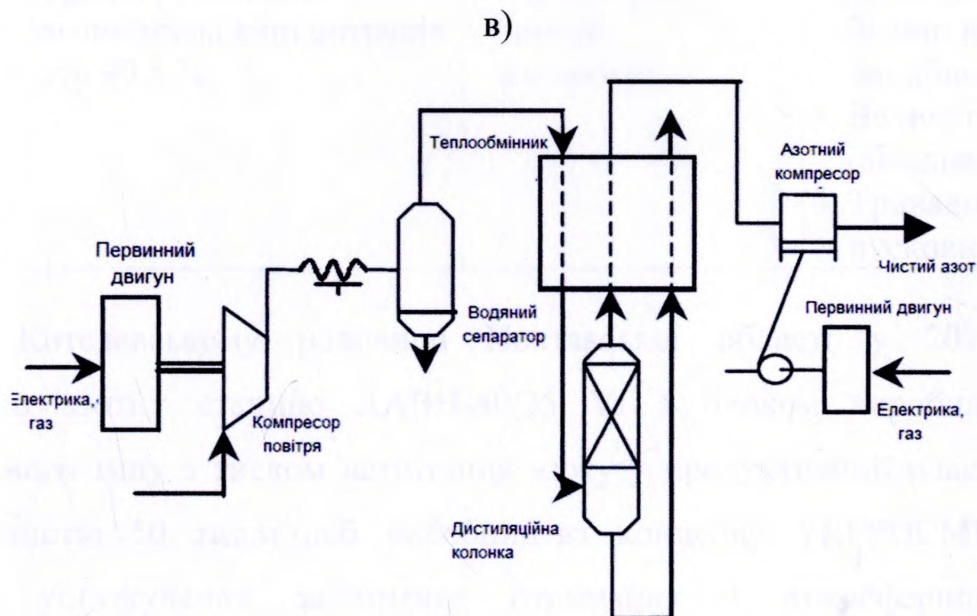
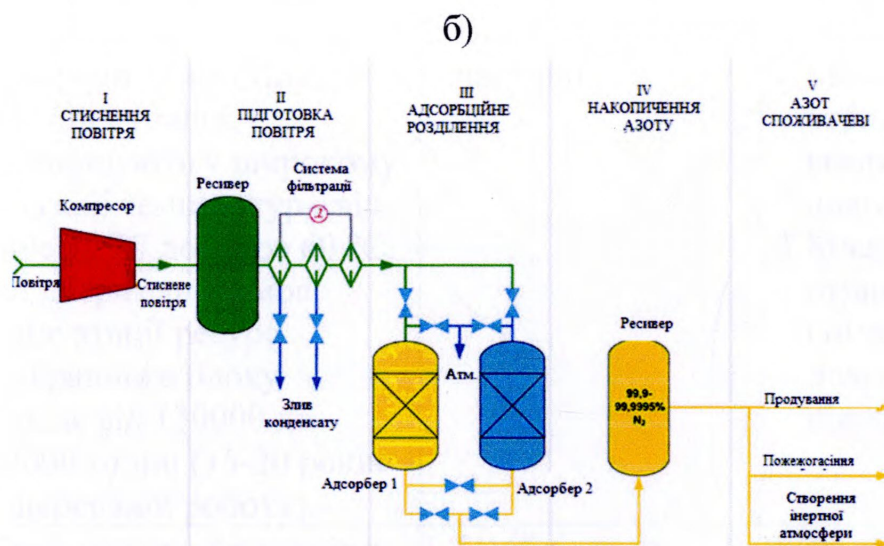
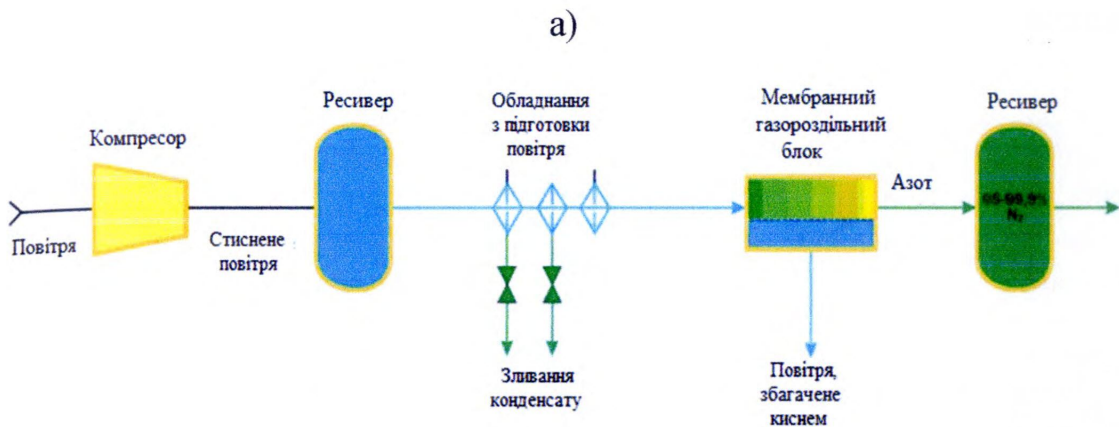


Рисунок 1.1 – Схеми отримання азоту з повітря мембранним (а), адсорбційним (б) та криогенним (в) способами

Таблиця 1.1 - Основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря

Переваги- Недоліки	Способи отримання азоту		
	Мембранний	Адсорбційний	Кріогенний
Переваги	<ol style="list-style-type: none"> 1. У газорозділювальних блоках повністю відсутні рухомі частини, що забезпечує надійність установок. 2. Мембрани дуже стійкі до вібрацій і ударів, функціонують у широкому діапазоні температур - від мінус 40 °С до плюс 60 °С. 3. При дотриманні умов експлуатації ресурс мембранного блоку складає від 130000 до 180000 годин (15-20 років безперервної роботи). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість отримання азоту високої чистоти - до 99,9999 %. 2. Відсутні рухомі частини. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість отримання надчистого азоту (у наближенні до 100 %) 2. Можливість отримання інших компонентів повітря. 3. Можливість отримання компонентів повітря у рідкому вигляді.
Недоліки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обмежена продуктивність вибраної установки. 2. Максимальна концентрація азоту 99,5 %. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необхідність періодичної заміни адсорбенту. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Висока вартість обладнання. 2. Значні витрати на виробництво. 3. Великі габарити обладнання. 4. Тривалий пусковий період.

На Котелевському родовищі Полтавської області у 2012-2013 рр. побудовано азотну станцію ААВН-40/25 VI з блоком виробництва азоту адсорбційного типу з тиском нагнітання азоту у продуктивний пласт 25 МПа з продуктивністю 50 тис.м³/доб виробництва концерну УКПРОСМЕТАЛ. Цей комплекс устаткування забезпечує отримання з атмосферного повітря газоподібного азоту концентрацією не менше 99 %. Станція працює в автоматичному режимі та виготовлена у блочно-модульному виконанні і складається з окремих модулів: модуль компресора низького тиску; модуль

підготовки стисненого повітря; модуль розділення повітря; модуль компресора високого тиску; модуль охолодження теплоносія; ресивери (азоту і повітря) [78].

Великого поширення отримав метод короткоциклової адсорбції, який передбачає виділення з повітря (газу) водню, кисню, метану, етилену та інших компонентів. Найбільшого поширення набули PSA-установки (короткоциклової ненагрівальної адсорбції) [77]. Фірмою Mahler AGS запропоновано установку Nitroswing для отримання азоту з повітря за технологією короткоциклової адсорбції із змінним тиском.

Кріогенний спосіб отримання азоту був застосований на покладі ГС-4 родовища Гандхар (Індія) [17].

Великі установки повітряної сепарації вже понад 100 років використовують перевірену технологію на основі кріогенного розділення [12]. Цей процес забезпечує дуже високу чистоту отриманого азоту. Кріогенне розділення повітря є найбільш економічним способом отримання азоту з повітря у великих об'ємах. Найбільший у світі завод з нагнітання азоту у продуктивний пласт (який був збудований за 2 роки) знаходиться в експлуатації з 2000 р. у Кантарелле (Мексика). Він постачає гігантську кількість азоту трубопроводом до морських нафтових родовищ у Кантарелле та Ку-Малооб-Заап. Азот, який отримують шляхом кріогенного розділення повітря, успішно використовують і на нафтових північноафриканських родовищах [13].

Авторами роботи [15] розроблено стратегію розробки покладу Kinteroni-Sagari шляхом нагнітання азоту з метою підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення. Ця система дорозробки покладу реалізується шляхом переведення частини видобувних свердловин у нагнітальні та уведення в експлуатацію нових технологічних установок для отримання азоту з повітря та відділення азоту від видобутого природного газу.

Компанія «ГРАСИС» понад 17 років випускає модельний ряд газороздільних установок на основі мембранної і адсорбційної технологій. Найкращими вважаються азотні установки мембранного типу, які є найбільш надійними інноваційними та мають довговічне устаткування [22].

Американська компанія Innovative Gas Systems (IGS) пропонує широку номенклатуру професійних азотних станцій GENERON®, що працюють за унікальною мембранною технологією власної розробки, яка дозволяє отримати більший об'єм кінцевого продукту без додаткового збільшення часу виробництва і енергоспоживання.

Ще однією провідною компанією на ринку країн СНД є компанія «Провита», фахівці якої успішно займаються дослідженнями і розробками у цій галузі з 1980 року. За цей час був накопичений багатий досвід у створенні промислових генераторів кисню та азоту адсорбційного типу.

Сучасні азотні станції використовуються у багатьох галузях промисловості. Залежно від об'ємів і чистоти необхідного газу, а також масштабів виробництва азоту, застосовується обладнання різного типу. Ефективність і функціональна доцільність азотних газороздільних станцій у кожному конкретному випадку зумовлені властивостями газу.

Згідно з результатами проведених досліджень і промислових випробувань найневибагливішим до зовнішніх умов та надійнішим є мембранний спосіб, який дозволяє отримати азот досить високої чистоти до 99,5 %.

Застосування неуглеводневих газів для підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових покладів рано чи пізно призводить до поступового прориву їх у видобувні свердловини. Значний вміст неуглеводневих газів у свердловинній продукції призводить до погіршення якості товарного газу і невідповідності його галузевим стандартам на постачання газу споживачам. Згідно з галузевими нормами [69] вміст азоту у природному газі, що подається у газотранспортну систему, не повинен перевищувати 5 % об. Обмеження вмісту азоту у товарному газі пояснюється тим, що за наявності азоту зменшуються калорійність газу і число Воббе. Параметри товарного газу становлять: калорійність близько 7600 ккал/м³ (за даними НАК «Нафтогаз України» - 8000-8250 ккал/м³, а за даними ПАТ «Укртрансгаз» - 8200 ккал/м³) та число Воббе – у межах 9850-13000 ккал/м³. За більшого вмісту азоту видобутий газ потрібно очищати до товарних кондицій.

Проблема вилучення азоту з газу виникає також на газових покладах з високим початковим вмістом азоту у природному газі. Так, вміст азоту у газі родовища Панхандл-Хьюгтон (США) становить 10 % об., а по деяких інших покладах досягає 30-35 % об. [72]. Транспортування азотовмісного газу на великі відстані вимагає значних витрат. Тому природний газ доцільно очищати від азоту не на місці споживання, а безпосередньо на місці видобування.

Для розділення природного газу і азоту або газів горіння використовують криогенну технологію [40]. Установа для відокремлення азоту складається із таких основних вузлів: очищення газу від домішок, отримання скрапленого природного газу і сепарації азоту від метану. В останніх двох вузлах послідовно використовуються процеси охолодження, скраплення і фракціонування суміші за криогенних температур. Таким методом можна отримати природний газ із вмістом метану 99 % об. [35].

Азот можна очищати за низьких температур у циклі скраплення у дистиляційних колонах, де відбувається відділення азоту від метану і його відведення у газовій фазі. На низькому температурному рівні (228 К) також ефективно очищати природний газ від діоксиду вуглецю шляхом адсорбції на активованому вугіллі марки СКТ.

Проблема очищення видобутого газу від неуглеводневих газів виникла, зокрема, на родовищі Блок-31 (штат Техас, округ Крейн, США). На цьому родовищі інтенсивне нагнітання димових газів у пласт призвело до того, що протягом 10 років нагнітання приблизно третя частина покладу була охоплена впливом димових газів [41], а їх вміст у продукції видобувних свердловин складав до 30-40 % об. Тому було прийнято рішення про будівництво нового заводу для вилучення азоту із видобувного газу з подальшим зворотним нагнітанням азоту у пласт. Було збудовано напівзаводську установку і проведено інженерні вишукування стосовно процесу скраплення азоту, але у промислових умовах цей процес не був застосований.

На великих підприємствах, як правило, зменшення кількості азоту у природному газі відбувається в установках видалення азоту, принцип роботи яких

ґрунтується на сепарації азоту з основного потоку газу завдяки різниці температур кипіння метану (мінус 161,6 °С) і азоту (мінус 195,69 °С). Для охолодження середовищ до наднизьких температур застосовуються алюмінієві паяні пластинчасто-ребристі теплообмінники. Теплообмінники також застосовують як конденсатори або випарники в обв'язці ректифікаційних колон.

Два великі заводи з переробки природного газу споруджено у Російській Федерації і в Австралії. Компанія Linde Engineering постачає блоки видалення азоту (NRU) для обох об'єктів [28].

Компанія Air Liquide Engineering & Construction пропонує спектр рішень для установок з видалення азоту. Сировиною для цього технологічного процесу можуть бути природний газ, попутні гази нафтових покладів або газ з нетрадиційних джерел. Можлива переробка майже будь-якої суміші азоту з метаном (5 - 90 %). Ця пріоритетна технологія забезпечує високу ефективність та адаптованість і дозволяє отримувати газ на продаж, що відповідає вимогам трубопровідного транспортування газу. Крім того, зводяться до мінімуму викиди парникових газів в атмосферу, а вміст азоту у природному газі менший 1% об.

Узагальнення результатів промислових матеріалів свідчать про те, що основним способом очищення від азоту природного газу, який промислово апробований є криогенний спосіб.

1.3 Причини забруднення привибійної зони пласта. Способи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин

Основними ускладненнями завершальної стадії розробки газових покладів є погіршення стану привибійної зони пласта у результаті її забруднення і можливої деформації. У привибійній зоні пласта накопичуються глинисті частинки і вода, які витискуються із вище і нижче розміщених глинистих порід, а також накопичуються технологічні рідини, які застосовують при ремонті свердловин.

Через зниження пластового тиску привибійна зона не повністю може

очиститись від рідин, які використовувалися для глушіння та оброблення свердловин. Для очищення привибійної зони застосовують поверхнево-активні речовини та кислотні розчини.

Для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини використовують: гідравлічний розрив пласта та його різні варіанти; кислотні оброблення з використанням кислот різного типу і технологій, їх застосування; гідропіскоструминну перфорацію та поєднання різних методів.

З усіх технологій вторинного розкриття продуктивних пластів, які застосовувалися або продовжують застосовуватися на нафтогазових покладах, а саме кульова, кумулятивна, гідропіскоструминна, торпедна перфорації, найпоширенішою в Україні є кумулятивна перфорація. Але вона істотно збільшує ймовірність виникнення заколонних перетоків та обводнення продукції [33].

Найкращий зв'язок свердловини з пластом забезпечує гідропіскоструминна перфорація. Однак, оскільки цей метод є досить трудомістким, його застосування доцільно лише у тих випадках, коли більш дешеві методи кульова та кумулятивна перфорації не дають потрібного ефекту.

Одним із методів покращення зв'язку пласта із свердловиною та збільшення проникності привибійної зони є проведення перфораційних робіт з утворенням перфораційних каналів, глибина яких перевищувала би розміри забрудненої зони. Успішність перфораційних робіт пов'язана з вибором кількості та розмірів (діаметру та довжини) перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема проникності. Тому доцільно провести дослідження впливу кількості та розмірів перфораційних каналів на видобувні можливості свердловини у пластах з різною проникністю.

Відомо, що фізико-хімічні оброблення привибійної зони пласта призводять до зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B . Авторами робіт [6, 49] виконано теоретичні дослідження для умов виснаженого покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища з оцінки впливу гирлового тиску та коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B на кінцевий коефіцієнт газовилучення, наведено основні розрахункові формули

і залежності, методику розрахунків. Згідно з результатами досліджень встановлено раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В, яке дорівнює 4. При більшому ступені зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В дебіт газу мало змінювався. Однак, у цих роботах не оцінено вплив обводненості свердловин на ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для покладів з різною геолого-фізичною характеристикою і різними параметрами експлуатації свердловин.

1.4 Причини обводнення газових свердловин. Способи експлуатації обводнених газових свердловин.

Видобування вуглеводнів із свердловин на завершальній стадії розробки покладів супроводжується певними ускладненнями: виснаженням пластової енергії, низькодебітністю, корозією обладнання, гідратоутворенням, солевідкладенням та обводненням свердловин [47].

Основними причинами обводнення свердловин є надходження законтурної води по високопроникних газових пластах; підняття газоводяного контакту; утворення конуса підошовної води; перетікання води негерметичним заколонним простором з інших горизонтів; втрата герметичності експлуатаційної колони свердловини.

Якщо у початковий період розробки покладів за високих швидкостей руху газового потоку на вході у насосно-компресорні труби із вибою свердловин практично повністю виноситься на поверхню невелика кількість рідини, то на завершальній стадії розробки покладів відбувається інтенсивне надходження і скупчення пластової рідини на вибої. За певних умов все це призводить до зниження, а з часом, і до припинення природного фонтанування свердловин [63].

Для малodeбітних свердловин, які працюють на межі рентабельності, скупчення рідини на вибої свердловин може призвести до припинення їх експлуатації. Однак скупчення рідини проявляється не тільки у малodeбітних

свердловинах. У газових свердловинах з великим діаметром піднімальних труб і високим гирловим тиском також може відбуватися скупчення рідини навіть при високих дебітах. Якщо не вживати відповідних геолого-технічних заходів, то продуктивність свердловин буде знижуватися, поки вони не припинять фонтанування.

Тому, надзвичайно важливим є своєчасна боротьба з накопиченням рідини на вибої, повне видалення якої дозволить підвищити дебіти та стабілізувати роботу видобувних свердловин. На завершальній стадії розробки покладів в умовах виснаження пластової енергії і високого вмісту рідини у пластовій продукції застосовують механізовані способи експлуатації свердловин. Їх, як правило, застосовують тоді, коли інші методи не дають змоги досягти бажаного ефекту. До механізованих способів експлуатації газових і газоконденсатних свердловин відносяться: використання гирлових ежектуючих пристроїв; газліфтна експлуатація; газліфтна експлуатація свердловин з використанням вибійного ежектора; експлуатація свердловин глибинними штанговими насосними установками; експлуатація свердловин за допомогою установок електровідцентрових насосів; експлуатація свердловин плунжерним ліфтом; комбінована експлуатація по схемі «струминний насос – газліфт»; комбінована експлуатація по схемі «струминний насос - електровідцентровий насос»; комбінована експлуатація двома струминними насосами [1].

Одним із способів, за якого уводять на вибій енергію у вигляді стиснутого газу, є газліфт, який завдяки своїй універсальності є найкращим варіантом застосування для винесення рідини із газових свердловин [42, 80].

Газліфтний спосіб експлуатації свердловин характеризується наступними перевагами порівняно з іншими механізованими способами [43, 65, 66, 71, 80]: простота свердловинного обладнання і зручність його обслуговування; ефективна експлуатація свердловин з великим газовим фактором, оскільки у цьому випадку просто знижується потреба у додатковому газі для зменшення динамічного вибійного тиску; можливість експлуатації високодебітних нафтових свердловин до 1000 м³/доб і більше; можливість експлуатації газових і газоконденсатних

свердловин в ускладнених умовах; можливість більш простої експлуатації багатовибійних, горизонтальних і похило-скерованих свердловин без ризику виникнення механічних проблем; простота боротьби з деякими ускладненнями у роботі свердловин; пристосованість газліфта до змін пластових умов; великий міжремонтний період і невисока вартість одного ремонту; більш сприятливі умови для проведення досліджень; високий коефіцієнт експлуатації.

У промисловості набули поширення два основні типи застосування газліфта: неперервний і періодичний. Неперервний газліфт доцільно застосовувати для свердловин з великими дебітами вуглеводнів і високими статичними та вибійними тисками, де виникають серйозні проблеми з насосними системами. Періодична газліфтна експлуатація використовується на свердловинах з високим коефіцієнтом продуктивності, але із низьким вибійним тиском або з низьким коефіцієнтом продуктивності, але із високим вибійним тиском [29].

Газліфт також є одним із найефективніших використовуваних способів експлуатації низькодебітних низьконапірних свердловин на завершальній стадії розробки покладів природних газів. Він може бути достатньо ефективним в умовах аномально низьких пластових тисків [34].

Обширені дослідження газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин проведено у 1980-1985 роках Р.М. Кондратом на свердловинах 24, 385, 478 еоценового газоконденсатного покладу Глибинної складки Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [45]. По всіх свердловинах було отримано додатковий видобуток газу, який змінювався від 29 до 35 тис.м³/доб на одну свердловину при витраті газліфтного газу 15-30 тис.м³/доб.

Авторами роботи [21] на Вуктильському нафтогазоконденсатному родовищі були проведені дослідження з використання технології періодичного газліфта для високообводнених газових свердловин з високим пластовим тиском. Результати досліджень свідчать, що за допомогою газліфтної технології можна продовжити період експлуатації обводнених свердловин і збільшити коефіцієнти газо- і конденсатовилучення виснажених обводнених покладів.

Для видалення рідини з газових свердловин компанія Schlumberger [63] пропонує газліфтну систему для перфорованих інтервалів PerfLift, яка направлена на вирішення проблеми скупчення рідини у газових свердловинах. Ця система дозволяє розміщувати звичайні газліфтні клапани нижче експлуатаційного пакера, щоб дістатися до перфорованих інтервалів і видалити рідину з найнижчої частини інтервалу.

Запропоновано ряд методик розрахунку процесу газліфтної експлуатації нафтових свердловин [24, 67]. Більшість з них складні у використанні, вимагають відповідної підготовки виконавців і не дозволяють оперативно визначити параметри газліфтної експлуатації свердловин.

У практиці проектування газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин знайшла застосування методика, яка ґрунтується на спільному розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловин, формули для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення води з вибою на поверхню і рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловин. Але у вказаній методиці не враховуються втрати тиску на тертя при русі у насосно-компресорних трубах двофазного газорідинного потоку і не ув'язується робота газоносного пласта і газліфтного піднімача, що обґрунтовує доцільність проведення додаткових досліджень з її удосконалення.

Огляд досліджень з підвищення газовилучення виснажених газових покладів дозволив сформулювати мету, задачі, об'єкт і предмет досліджень, які наведені у вступі.

Висновки до першого розділу

Більшість покладів природних газів на родовищах України у значній мірі виснажені, окремі з них знаходяться на межі припинення рентабельного видобутку вуглеводнів. Виснажені поклади ще містять значні залишкові запаси газу і найближче десятиріччя забезпечуватимуть основний видобуток газу в Україні.

Видобуток газу з виснажених покладів ускладнюється істотним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням, нерівномірним розподілом залишкових запасів газу за площею і розрізом у результаті макронеоднорідної будови і нерівномірного дренажу продуктивних відкладів, погіршенням стану привибійної зони пласта внаслідок скупчення у ній рідини і твердої фази, які через низькі пластові тиски не можуть виноситись потоком газу, низькодебітністю та обводненням свердловин.

Результати узагальнення вітчизняного та зарубіжного досвіду розробки та експлуатації виснажених покладів та методів підвищення їх вуглеводневилучення і продуктивності свердловин дозволяють обґрунтувати напрямки та задачі наукових досліджень з вдосконалення традиційних і розроблення нових технологій підвищення ступеня вилучення газу з виснажених покладів.

До перспективних напрямків інтенсифікації видобутку газу і підвищення газовилучення з виснажених покладів відносяться: витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом, інтенсифікація припливу газу до вибою видобувних свердловин в умовах забруднення привибійної зони та обводнення і вибір параметрів газліфтною експлуатації обводненої газової свердловини з високим водним фактором за умови узгодженої роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача.

По кожному з цих напрямків проведено певний обсяг досліджень, критичний аналіз яких наведено у цьому розділі. Проте є ряд питань, які вимагають глибокого дослідження з метою вдосконалення відомих і розроблення

нових технологій збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених покладів. До них відносяться наступні питання:

- обґрунтування оптимального значення тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад різної форми;
- дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення кількості і системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їх роботи;
- вибір необхідної кількості та розмірів (діаметру та довжини) перфораційних каналів у привибійній зоні пласта залежно від проникності продуктивних відкладів;
- обґрунтування доцільного ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В в обводнених газових свердловинах;
- удосконалення методики розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин із високим водним фактором в умовах роздільного припливу у свердловину пластового газу із газоносного пласта і води із водоносного пласта та їх спільного руху разом з газліфтним газом у колоні насосно-компресорних труб.

Наведений перелік питань обґрунтовує актуальність і доцільність подальших досліджень з інтенсифікації видобутку газу і підвищення газовилучення з виснажених газових покладів.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ АЗОТОМ

2.1 Постановка задачі дослідження. Методика обробки результатів досліджень

При використанні азоту для витіснення з пористого середовища залишкового природного газу з виснажених покладів важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту, кількості та системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи. Для реалізації технології можуть використовуватися наявні на покладі свердловини з переведенням окремих з них у нагнітальні. З метою оцінки характеристик процесу нагнітання азоту у виснажений поклад, за яких досягався б найбільший коефіцієнт газовилучення за умови забезпечення необхідної якості товарного газу, виконано комплекс досліджень за допомогою модуля композиційного моделювання GEM програмного комплексу Computer Modelling Group (CMG).

Для обробки графічних залежностей з метою визначення раціональних точок досліджуваних параметрів використано метод «найменших квадратів». Для прикладу наведемо методику обробки результатів дослідження з визначення кількості та розмірів перфораційних каналів у привибійній зоні пласта. Значення відношення дебітів газу для різної кількості перфораційних каналів наведено у таблиці 2.1. Приклад схеми оцінки раціонального значення досліджуваного параметру зображено на рисунку 2.1.

На першому етапі необхідно встановити вид залежності $y=f(x)$, тобто вирішити чи є вона лінійною $f(x)=a_0+a_1x$, квадратичною $f(x)=a_0+a_1x+a_2x^2$, логарифмічною $f(x)=a_0+a_1\ln(x)$ або яка-небудь інша.

Таблиця 2.1 - Значення відношення дебітів газу для різної кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м та довжиною 0,1 м

Кількість перфораційних каналів, n	6	10	16	20	25	30	35	40
Відношення дебітів газу, q/q_0	0,774	0,863	0,948	0,977	0,993	1,001	1,005	1,007

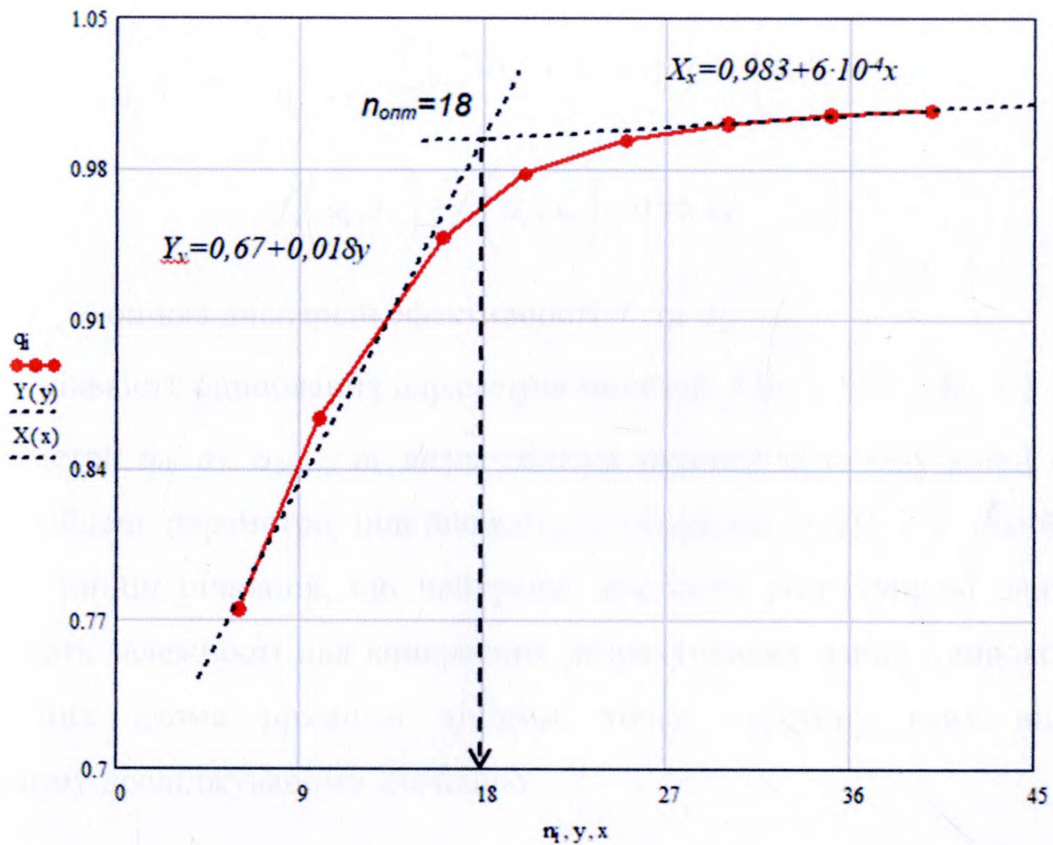


Рисунок 2.1 – Схема оцінки раціонального значення кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м та довжиною 0,1 м

Для цього розрахункові точки наносяться на координатну площину і по їхньому розташуванню висувають гіпотезу про вид емпіричної залежності.

На другому етапі, коли загальний вид емпіричної функції обраний, необхідно визначити числові значення її параметрів $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$.

Згідно з методом «найменших квадратів» значення параметрів функції $f(x) = a_0 + a_1x$ підбираються таким чином, щоб відхилення експериментальних точок

$(x_i; y_i) \ i = \overline{1..N}$ від обраної кривої було мінімальним. Параметри a_0, a_1 повинні бути такими, щоб сума квадратів відхилень спостережуваних значень y_i від розрахованих по функції $f(x)=a_0+a_1x$ була мінімальною. Після певних перетворень отримують нормальну систему двох лінійних рівнянь для невідомих параметрів регресії.

$$\begin{cases} \min_{v, a_v} \left\{ \sigma_{av}^2 = \frac{1}{n_v - r_v} \sum_{i=1}^{n_v} [f_v(a_v, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{v}, \hat{a}_v \right\} \\ \min_{\varepsilon, a_\varepsilon} \left\{ \sigma_{a\varepsilon}^2 = \frac{1}{n_\varepsilon - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^{n_\varepsilon} [f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{\varepsilon}, \hat{a}_\varepsilon \right\}. \end{cases} \quad (2.1)$$

$$f_v(\hat{a}_v, x_*) - f_\varepsilon(\hat{a}_\varepsilon, x_*) = 0 \Rightarrow x_* \quad (2.2)$$

$\sigma_{av}^2, \sigma_{a\varepsilon}^2$ – оцінка дисперсій ефективності f_v та f_ε

r_v, r_ε - кількість оцінюваних параметрів моделей $f_v(a_v, x_i)$ та $f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i)$

Параметри $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ визначаються шляхом розв'язку даної системи рівнянь. Знайдені параметри підставляють у рівняння $y=f(x)$ і у такий спосіб отримують лінійні рівняння, що найкраще описують розрахункові дані. Після цього будують залежності для конкретних розрахункових даних і апроксимують кожен з них двома прямими лініями, точка перетину яких відповідає раціональному досліджуваному значенню.

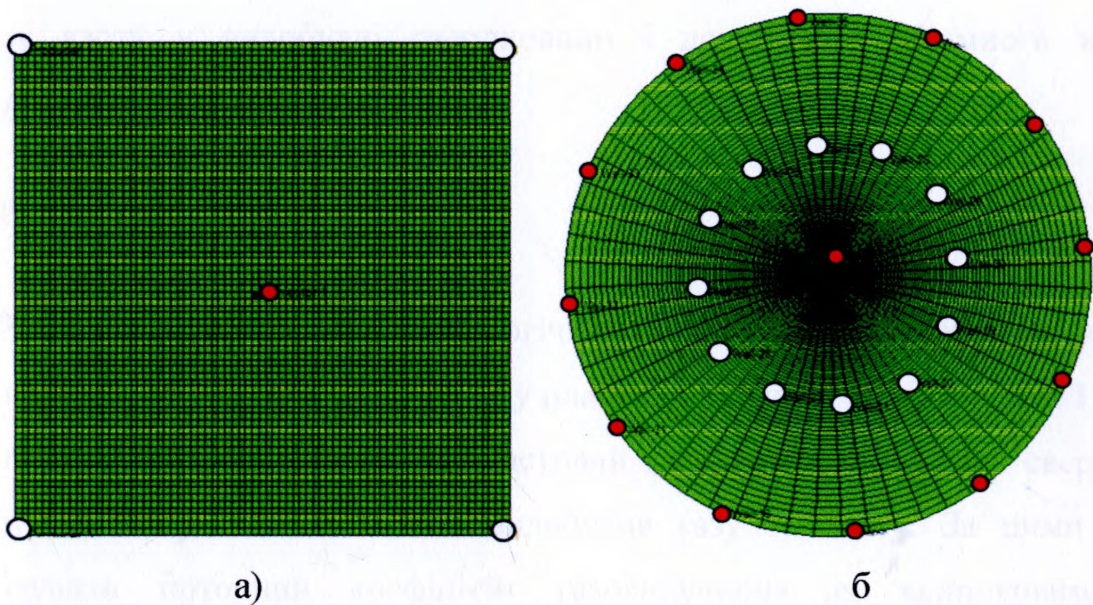
2.2 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення тиску початку нагнітання азоту у газовий поклад квадратної та кругової форм

Методика дослідження та вхідні дані

Дослідження виконано на прикладі гіпотетичних газових покладів квадратної і кругової форм. Реальні газонасні поклади переважно мають неправильну (складну у плані) геометричну форму. Тому нами розглянуто два крайні випадки, коли поклад має квадратну або кругову форми. У покладі

квадратної форми сторона квадрата дорівнювала 1500 м, площа газоносності – $2,25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, товщина пласта – 10 м, відносна густина газу - 0,553. У покладі кругової форми радіус контуру газоносності становив 3000 м, площа газоносності - $28,26 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, товщина пласта – 12 м, відносна густина газу - 0,6. Для обох покладів коефіцієнт відкритої пористості дорівнював 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $0,2 \text{ мкм}^2$, середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К. Запаси газу для покладу квадратної форми становлять 704,56 млн.м³, а для покладу кругової форми - 11,695 млрд.м³.

Газовий поклад квадратної форми розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними у кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,26 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 55 тис.м³/доб (рисунок 2.2а). Газовий поклад кругової форми розробляють 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді батареї радіусом 1500 м (рисунок 2.2б). Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб [52, 56, 57].



○ - видобувні свердловини; ● - нагнітальні свердловини

Рисунок 2.2 – Схеми розміщення свердловин на газовому покладі квадратної (а) та кругової (б) форм

В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску здійснюють нагнітання у пласт азоту: для покладу кругової форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газоносності, у вигляді колового ряду з радіусом 3000 м, для покладу квадратної форми – через центральну свердловину. Дослідження виконано для різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового тиску) та різної тривалості періоду його нагнітання (6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30 і 36 місяців).

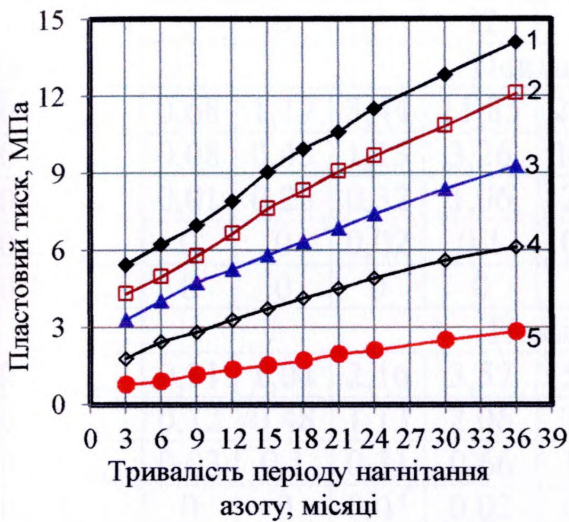
У дослідженнях поклади розробляли на виснаження до моменту зниження пластового тиску до заданого значення, після чого починали нагнітати азот у пласт через нагнітальні свердловини. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Добову витрату азоту, який запомповували у пласт, вибирали залежно від сумарного поточного дебіту всіх видобувних свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску упродовж періоду нагнітання азоту у пласт. Після заданого періоду часу нагнітання азоту у пласт припиняли і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту зниження поточного пластового тиску до 0,1 від початкового значення або прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 %.

Результати досліджень

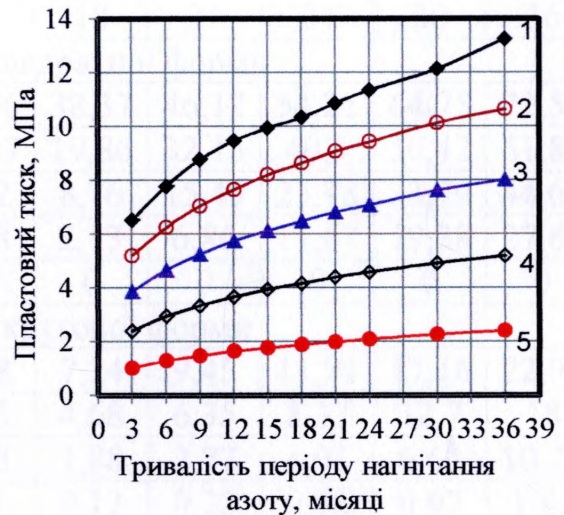
Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обраховували поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та вміст азоту у видобувному газі. Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей пластового

тиску, об'ємного вмісту азоту у видобувному газі, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання.

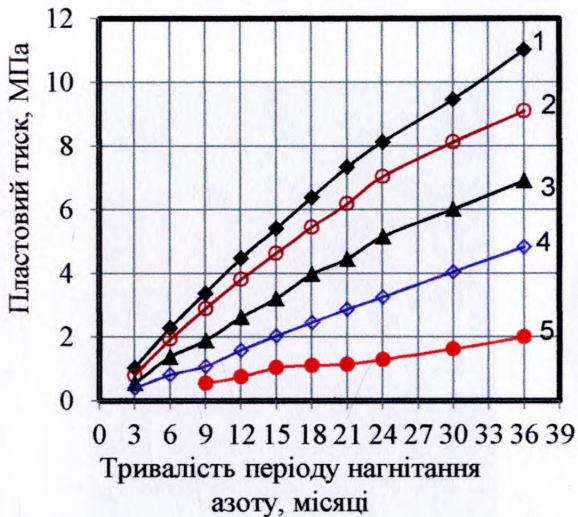
Аналіз результатів розрахунків свідчить, що нагнітання азоту у поклад сприяє підтриманню на вищому рівні пластового тиску порівняно з розробкою на виснаження (рисунок 2.3). Поточний пластовий тиск тим більший, чим більший тиск початку нагнітання азоту у поклад.



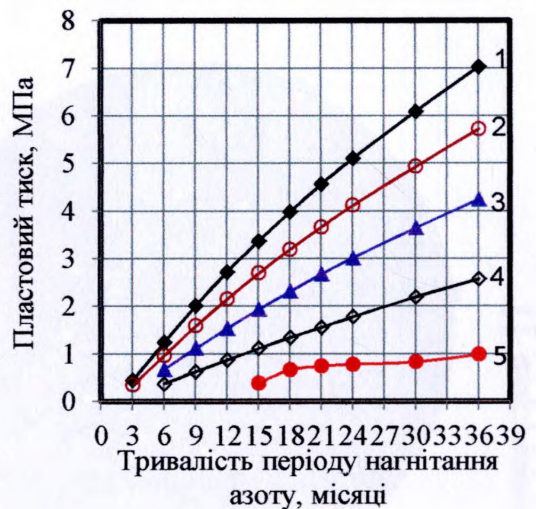
а)



б)



в)



г)

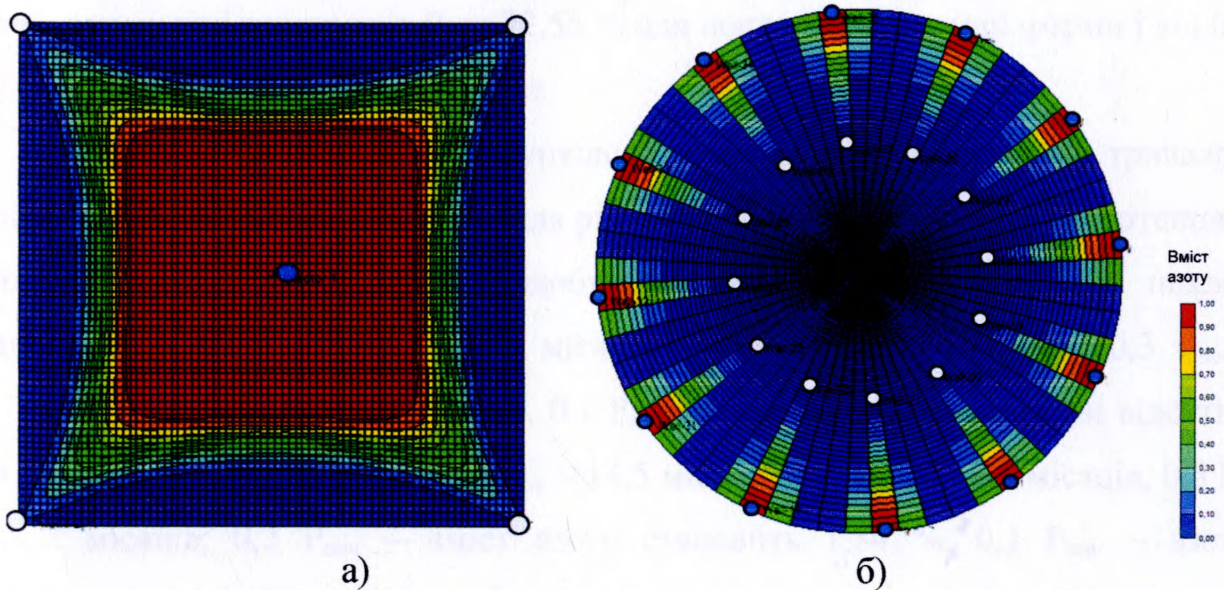
1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1 $P_{поч}$

Рисунок 2.3 – Залежності поточного пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт для покладів квадратної (а,в) та кругової (б,г) форм за різних значень тиску початку нагнітання азоту (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,б) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (в,г)

На момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення вміст азоту у видобувному газі буде тим більший, чим більший тиск початку нагнітання азоту у поклад і тривалість періоду його нагнітання (таблиця 2.2, рисунки 2.4-2.5).

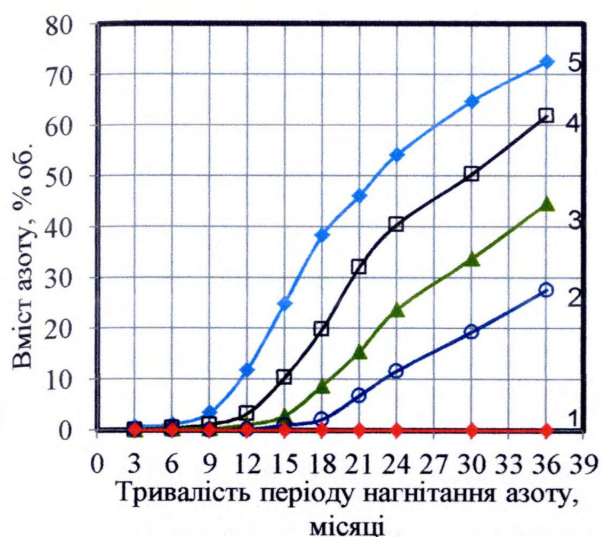
Таблиця 2.2 - Вміст азоту у видобувному газі на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового значення

Тиск початку нагнітання азоту	Вміст азоту у видобувному газі (% об.) для різної тривалості періоду нагнітання азоту у пласт (місяці)									
	3	6	9	12	15	18	21	24	30	36
	Поклад квадратної форми									
0,5 $P_{\text{поч}}$	0,68	1,17	3,44	11,85	24,96	38,37	46,12	54,21	64,75	72,55
0,4 $P_{\text{поч}}$	0,08	0,43	1,13	3,26	10,37	19,86	32,15	40,5	50,42	61,87
0,3 $P_{\text{поч}}$	0,01	0,25	0,32	1,06	2,82	8,76	15,49	23,78	33,79	44,62
0,2 $P_{\text{поч}}$	0	0	0,02	0,1	0,98	2,13	6,86	11,67	19,38	27,65
0,1 $P_{\text{поч}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Поклад кругової форми									
0,5 $P_{\text{поч}}$	0,31	1,04	2,16	3,57	5,28	7,24	9,45	11,91	17,16	22,93
0,4 $P_{\text{поч}}$	0,12	0,48	1,13	2,06	3,25	4,68	6,35	8,37	12,7	18
0,3 $P_{\text{поч}}$	0,03	0,1	0,31	0,66	1,18	1,88	2,77	4,03	6,64	10,25
0,2 $P_{\text{поч}}$	0	0	0,01	0,02	0,06	0,12	0,22	0,38	0,92	1,84
0,1 $P_{\text{поч}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



○ - видобувні свердловини; ● - нагнітальні свердловини

Рисунок 2.4 – Положення фронту витіснення газу азотом на момент прориву азоту у видобувні свердловини для покладу квадратної (а) та кругової (б) форм



а)



б)

1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5 Р_{поч}

Рисунок 2.5 – Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду його нагнітання у пласт за різного тиску початку нагнітання (1-5) для покладів квадратної (а) та кругової (б) форм на момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення

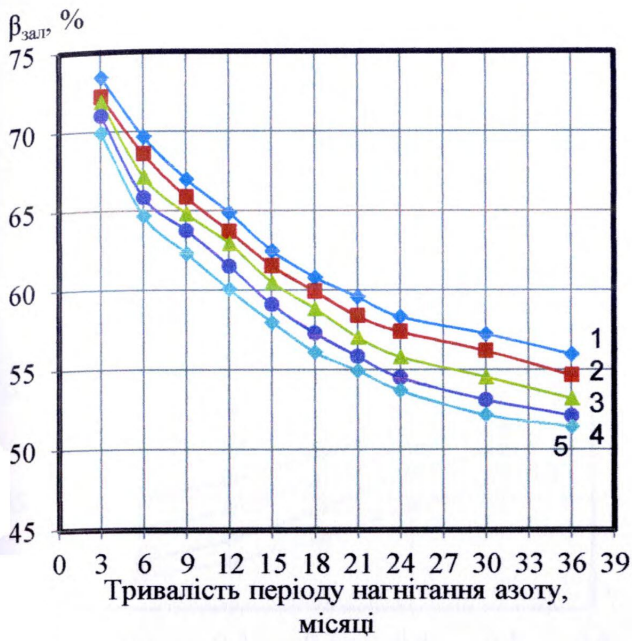
Згідно з, наведеними у таблиці 2.2, результатами розрахунків на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового значення і тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців при збільшенні тиску початку нагнітання азоту у поклад від 0,1 Р_{поч} до 0,5 Р_{поч} об'ємний вміст азоту у видобувному газі зростає від 0 до 72,55 % для покладу квадратної форми і від 0 до 22,93 % для покладу кругової форми.

Шляхом інтерполяції розрахункових даних отримано значення тривалості періоду нагнітання азоту у поклад для різних значень тиску початку нагнітання, за яких об'ємний вміст азоту у видобувному газі досягає 5 %: для покладу квадратної форми: 0,5 Р_{поч} ~ 9,6 місяців, 0,4 Р_{поч} ~ 12,7 місяців, 0,3 Р_{поч} ~ 16,1 місяців, 0,2 Р_{поч} ~ 19,8 місяців, 0,1 Р_{поч} ~ азот у видобувному газі відсутній; для покладу кругової форми: 0,5 Р_{поч} ~ 14,5 місяців, 0,4 Р_{поч} ~ 18,6 місяців, 0,3 Р_{поч} ~ 26,2 місяців, 0,2 Р_{поч} ~ вміст азоту становить 1,84 %, 0,1 Р_{поч} ~ азот у видобувному газі відсутній.

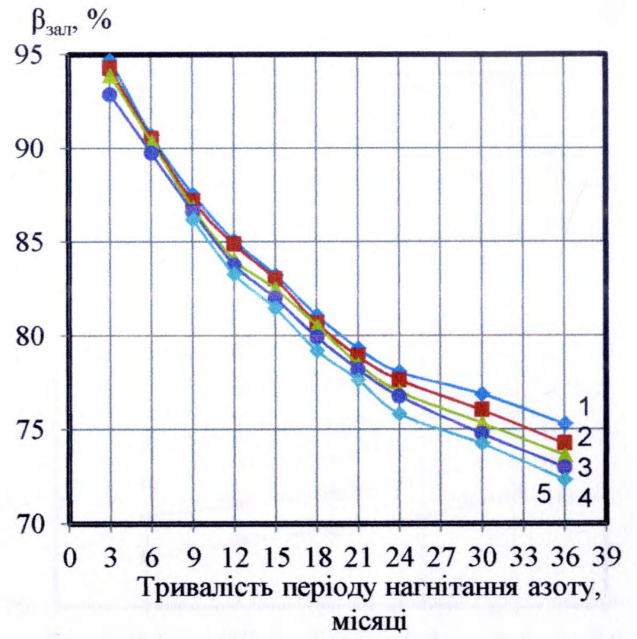
Отже, вміст азоту у видобувному газі можна регулювати вибором тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, виходячи з

отримання найбільшого коефіцієнта газовилучення і з врахуванням техніко-економічних показників розглядуваного процесу.

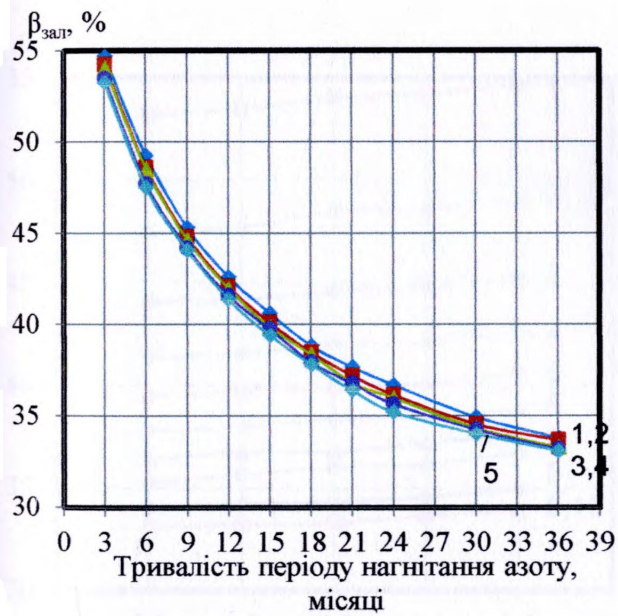
Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу кругової форми на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунки 2.6 - 2.7), а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для обох покладів зменшується із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунки 2.8 - 2.9). Графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт поступово виположуються, а від тиску початку нагнітання азоту у пласт плавно зростають. Так, для покладу квадратної форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту у пласт з 3 до 36 місяців коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 70,04 % (на 18,18 %) для тиску початку нагнітання $0,1 P_{\text{поч}}$ і від 55,98 до 73,45 % (на 17,47 %) для тиску початку нагнітання $0,5 P_{\text{поч}}$, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для тиску початку нагнітання $0,5 P_{\text{поч}}$ змінюється від 75,69 до 94,72 % (на 19,03 %) (для тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 3 і 6 місяців азот у свердловинах не появився). Для покладу кругової форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту з 3 до 36 місяців отримано такі інтервали зміни коефіцієнта газовилучення за залишковим газом залежно від тривалості періоду його нагнітання у пласт для різних значень тиску початку нагнітання: на момент прориву азоту у видобувні свердловини: $0,1 P_{\text{поч}}$ – від 33,12 до 53,22 % (на 20,1 %), $0,5 P_{\text{поч}}$ – від 33,84 до 54,69 % (на 20,85 %) і на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %: $0,5 P_{\text{поч}}$ – від 67,14 до 92,65 % (на 25,51 %) (при тиску початку нагнітання $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 6, 9, 12 місяців азот у свердловинах не появився).



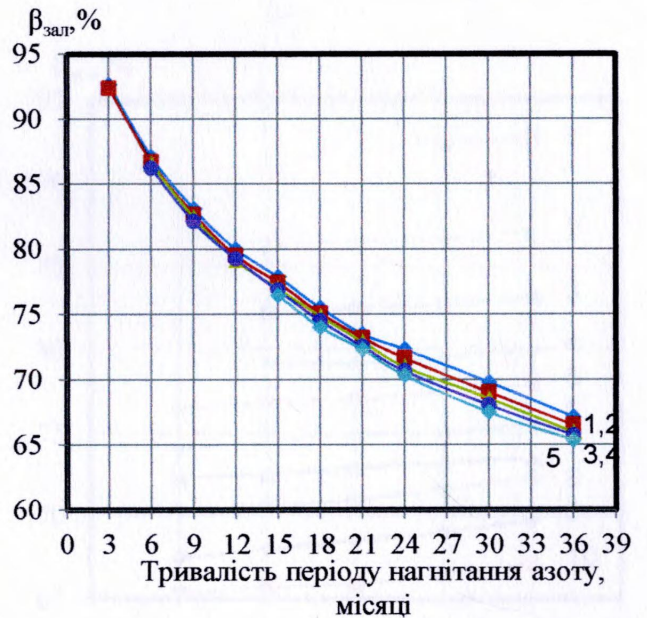
а)



б)



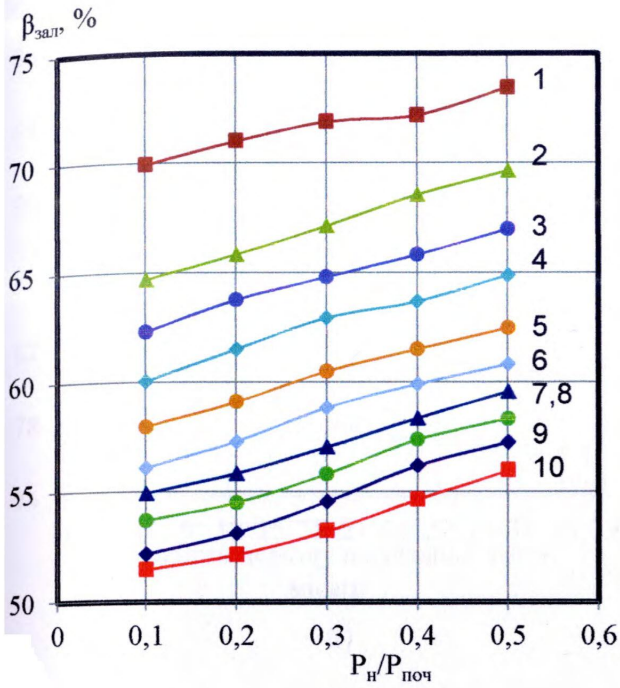
в)



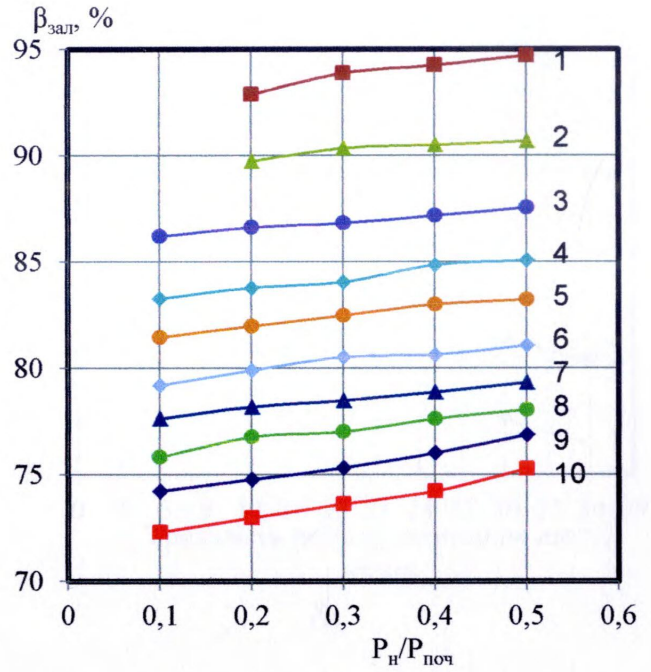
г)

1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1 $P_{поч}$

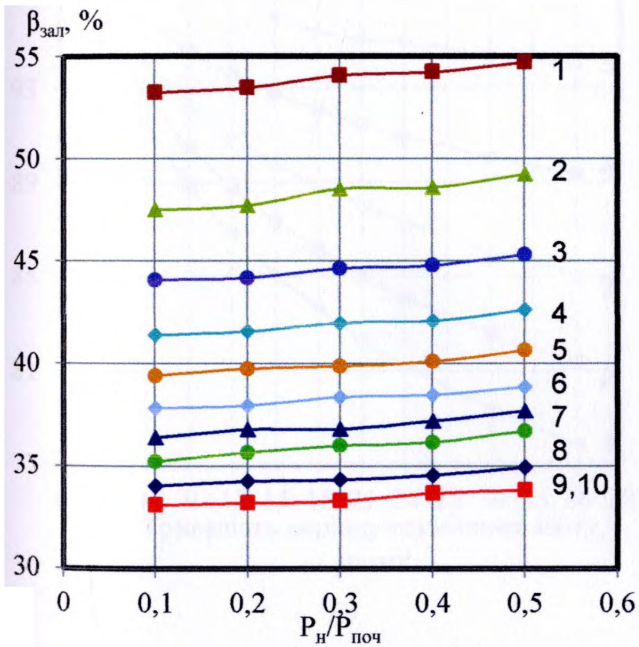
Рисунок 2.6 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5% (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм



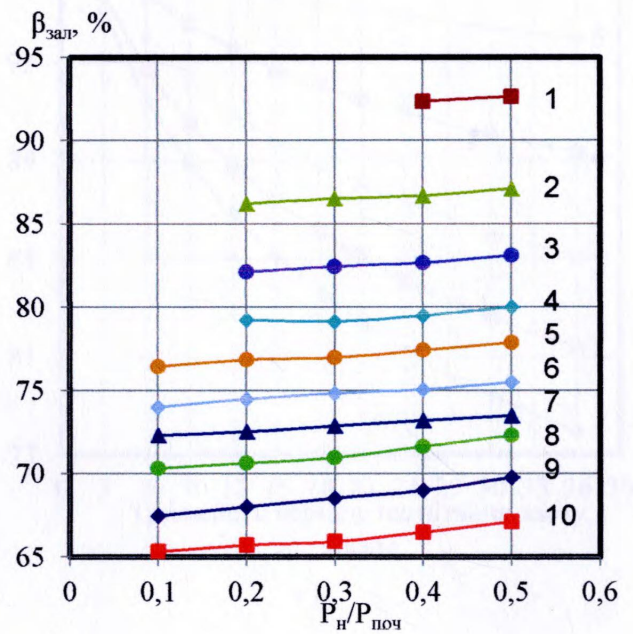
а)



б)



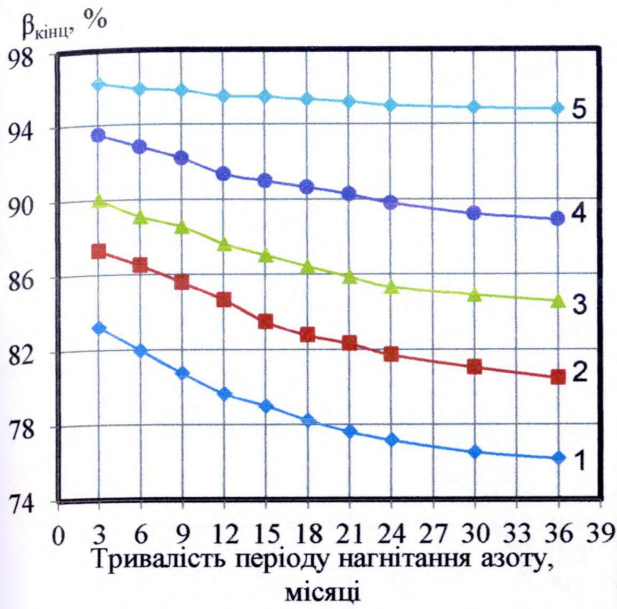
в)



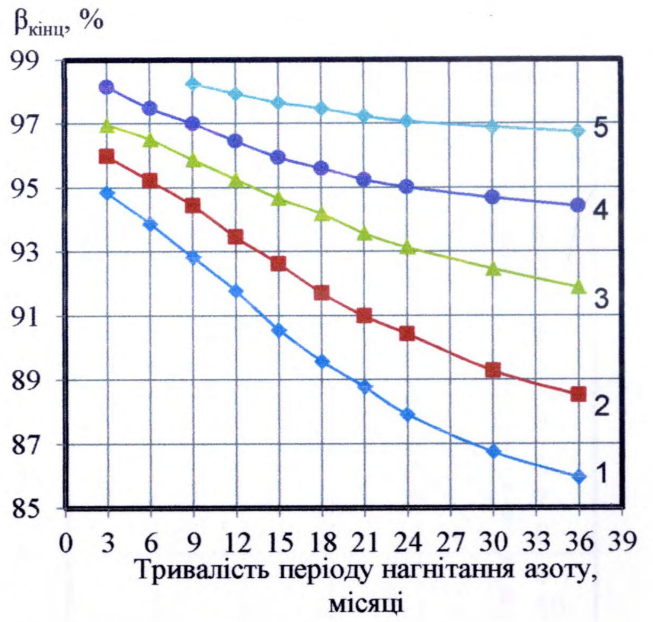
г)

1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

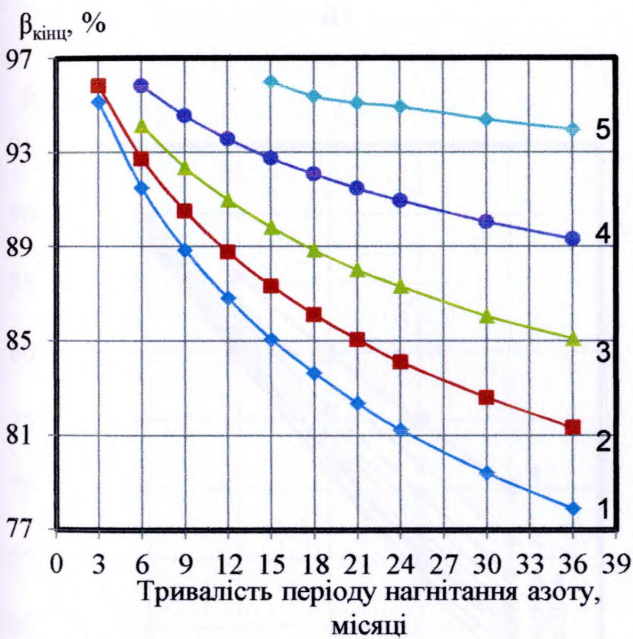
Рисунок 2.7 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-10) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5% (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм



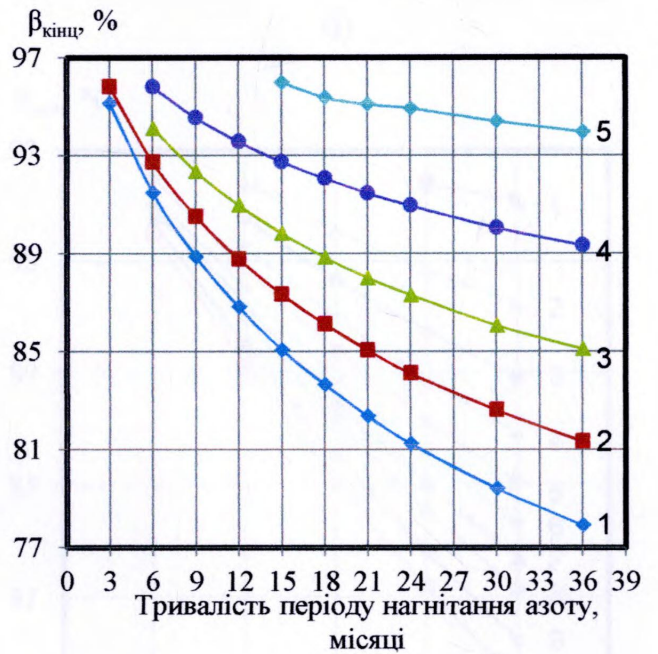
а)



б)



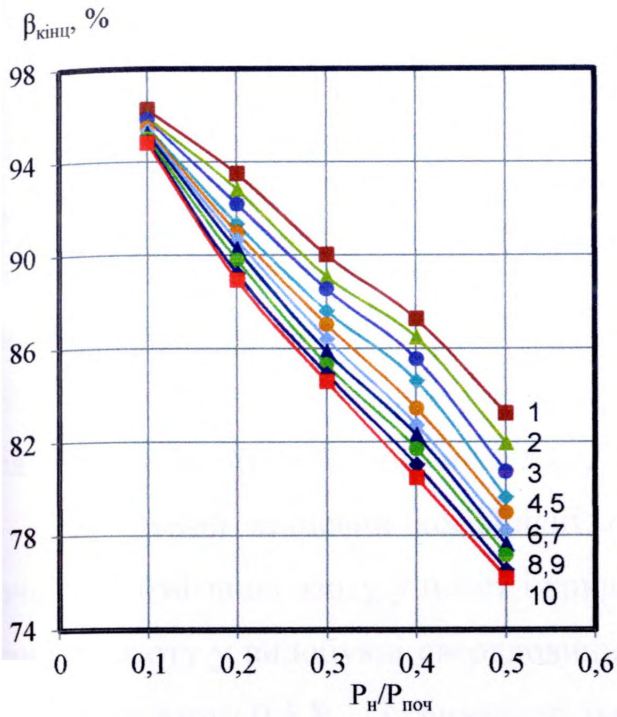
в)



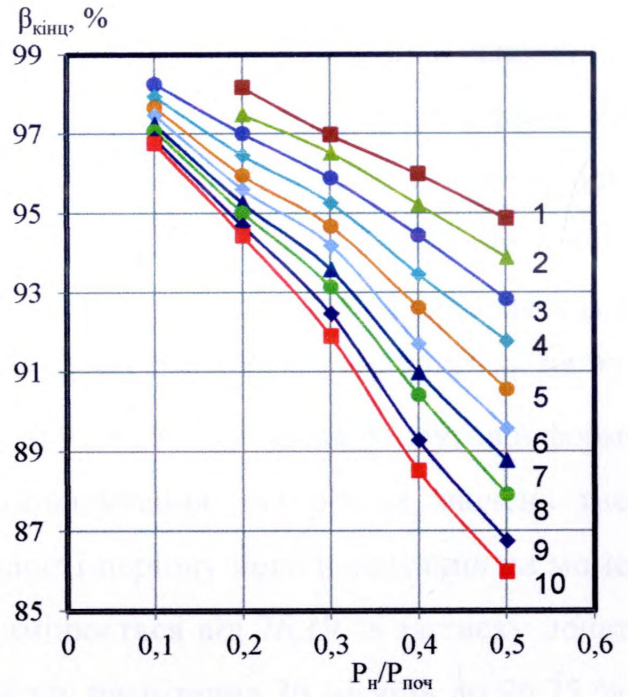
г)

1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1 $P_{поч}$

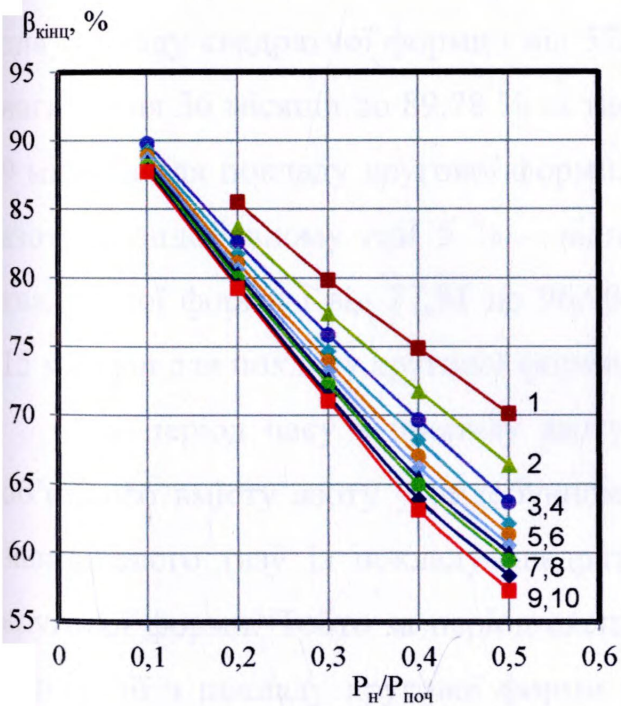
Рисунок 2.8 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (б,г) для покладів квадратної (а,б) і кругової (в,г) форм



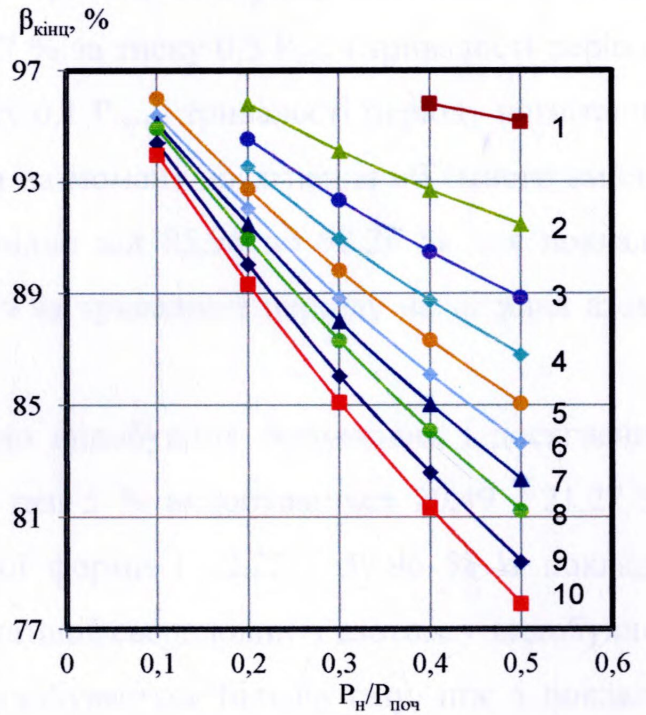
а)



б)



в)



г)

1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

Рисунок 2.9 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-10) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5% (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм

Звертають на себе увагу досить високі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом, отримані при нагнітанні азоту у виснажений поклад. Для різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 73,45 % для покладу квадратної форми і від 33,12 до 54,69 % для покладу кругової форми, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 72,32 до 94,72 % для покладу квадратної форми і від 65,34 до 92,65 % для покладу кругової форми.

Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 76,19 % за тиску початку нагнітання азоту $0,5 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 36 місяців до 96,25 % за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 3 місяці для покладу квадратної форми і від 57,27 % за тиску $0,5 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 36 місяців до 89,78 % за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 9 місяців для покладу кругової форми, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – відповідно від 85,96 до 98,26 % для покладу квадратної форми і від 77,91 до 96,00 % за тривалості періоду нагнітання азоту 15 місяців для покладу кругової форми.

За період часу з прориву азоту до видобувних свердловин і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % видобувається 20,49 - 21,27 % залишкового газу із покладу квадратної форми і 32,22 - 37,96 % із покладу кругової форми. Тобто за період експлуатації свердловин з азотом у видобувній продукції з покладу кругової форми видобувається більше газу, ніж з покладу квадратної форми. Наведені дані свідчать про доцільність продовження експлуатації видобувних свердловин до моменту досягнення максимально допустимого об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %, що дозволить видобути з виснаженого покладу додаткову кількість залишкового газу.

Дещо менші значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для покладу кругової форми порівняно з покладом квадратної форми, незважаючи на

рівномірне переміщення фронту витіснення у покладі кругової форми, пояснюється тим, що у покладі кругової форми не була охоплена витісненням природного газу азотом внутрішня зона усередині батареї видобувних свердловин. Витіснення залишкового природного газу азотом здійснювалося тільки із зони пласта між батареями видобувних і нагнітальних свердловин.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % раціональне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різного тиску початку його нагнітання для покладу квадратної форми становить: $0,1 P_{\text{поч}}$ – 14,8 місяців, $0,2 P_{\text{поч}}$ – 14,6 місяців, $0,3 P_{\text{поч}}$ – 14,9 місяців, $0,4 P_{\text{поч}}$ – 15,0 місяців, $0,5 P_{\text{поч}}$ – 14,8 місяців, середнє значення – 14,8 місяців; для покладу кругової форми: $0,1 P_{\text{поч}}$ – 12,94 місяців, $0,2 P_{\text{поч}}$ – 12,92 місяців, $0,3 P_{\text{поч}}$ – 12,8 місяців, $0,4 P_{\text{поч}}$ – 12,82 місяців, $0,5 P_{\text{поч}}$ – 12,83 місяців, середнє значення – 12,9 місяців. Раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт за різної тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становить: 3 місяці – $0,259 P_{\text{поч}}$, 6 місяців – $0,267 P_{\text{поч}}$, 9 місяців – $0,28 P_{\text{поч}}$, 12 місяців – $0,283 P_{\text{поч}}$, 15 місяців – $0,289 P_{\text{поч}}$, 18 місяців – $0,291 P_{\text{поч}}$, 21 місяць – $0,294 P_{\text{поч}}$, 24 місяці – $0,298 P_{\text{поч}}$, 30 місяців – $0,302 P_{\text{поч}}$, 36 місяців – $0,31 P_{\text{поч}}$, середнє значення – $0,29 P_{\text{поч}}$; для покладу кругової форми: 3 місяці – $0,286 P_{\text{поч}}$, 6 місяців – $0,293 P_{\text{поч}}$, 9 місяців – $0,295 P_{\text{поч}}$, 12 місяців – $0,296 P_{\text{поч}}$, 15 місяців – $0,297 P_{\text{поч}}$, 18 місяців – $0,302 P_{\text{поч}}$, 21 місяць – $0,315 P_{\text{поч}}$, 24 місяці – $0,32 P_{\text{поч}}$, 30 місяців – $0,327 P_{\text{поч}}$, 36 місяців – $0,329 P_{\text{поч}}$, середнє значення – $0,31 P_{\text{поч}}$.

Отже, раціональні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становлять відповідно $0,29 P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, для покладу кругової форми - $0,31 P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. Для обох покладів раціональні значення параметрів процесу нагнітання азоту близькі між собою. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених раціональних значень досліджуваних

параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом (загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення) для покладу квадратної форми дорівнює 83,91 % ($\beta_{\text{кінц}}=95,08$ %), а для покладу кругової форми – 77,49 % ($\beta_{\text{кінц}}=90,27$ %).

Потрібно зауважити, що встановлене значення тиску початку нагнітання азоту у поклад може бути використано для всіх покладів, а раціональне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт відповідає тільки покладам розглянутої форми із заданим розміщенням на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин. За іншої системи розміщення свердловин буде змінюватись тривалість періоду дорозробки покладу з початку нагнітання азоту до моменту прориву його у видобувні свердловини. У зв'язку з цим будуть інші раціональні значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт. Тому при проведенні розрахунків процесу нагнітання азоту у пласт потрібно брати за основу тільки раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, а раціональне значення тривалості періоду його нагнітання визначати за результатами досліджень для умов конкретного покладу.

Результати виконаних досліджень свідчать про технологічну ефективність витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу і про необхідність оптимізації параметрів процесу нагнітання азоту у пласт з метою максимізації кінцевого газовилучення шляхом вибору відповідних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для умов конкретного покладу.

2.3 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газоносності видобувних свердловин при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад

Методика дослідження і вхідні дані

Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності при периферійному нагнітанні

азоту через батарею нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газоносності, виконано дослідження на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з параметрами наведеними у підрозділі 2.2.

Проведено дві серії досліджень. У першій серії досліджень здійснювали запомповування у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення, а у другій серії досліджень - після зниження пластового тиску до 0,29 від початкового значення. Нагнітання азоту у пласт здійснювали до моменту його прориву у видобувні свердловини і до досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %. У дослідженнях пластовий тиск у покладі підтримували постійним (ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становив 1:1).

Дослідження проведено для варіантів нагнітання азоту у пласт з різним радіусом батареї видобувних свердловин: 1000 м (з відстанню між свердловинами у батареї 523 м); 1250 м (з відстанню між свердловинами 654 м); 1500 м (з відстанню між свердловинами 785 м); 1750 м (з відстанню між свердловинами 916 м); 2000 м (з відстанню між свердловинами 1047 м); 2075 м (з відстанню між свердловинами 1086 м); 2250 м (з відстанню між свердловинами 1177,5 м); 2500 м (з відстанню між свердловинами 1308 м) [53].

Результати дослідження

З використанням результатів виконаних досліджень для обох серій дослідів будували графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом, загального кінцевого коефіцієнта газовилучення та тривалості періоду дорозробки покладу від радіусу батареї видобувних свердловин на момент прориву азоту у видобувні свердловини та досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 %.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив на коефіцієнт газовилучення радіусу батареї видобувних свердловин. В обох серіях досліджень із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення спочатку зростає, досягає максимального значення і

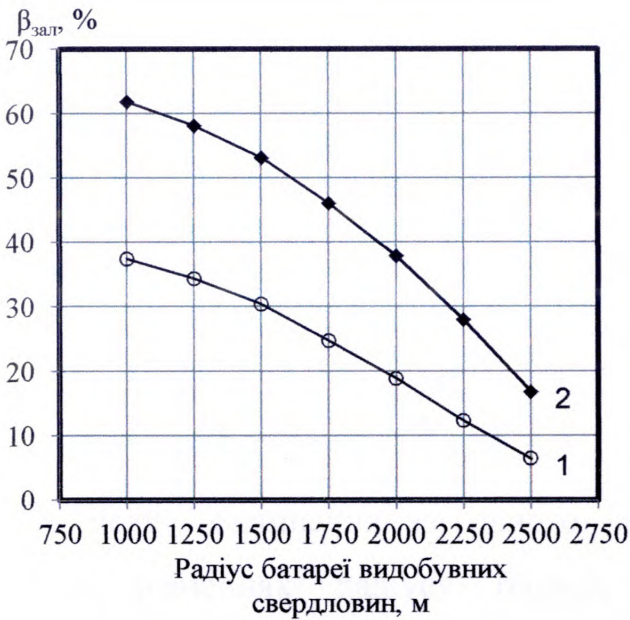
потім зменшується, а коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується (таблиці 2.3-2.4, рисунки 2.10-2.11).

Таблиця 2.3 - Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом та тривалості періоду дорозробки покладу для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту у поклад $0,1 P_{\text{поч}}$

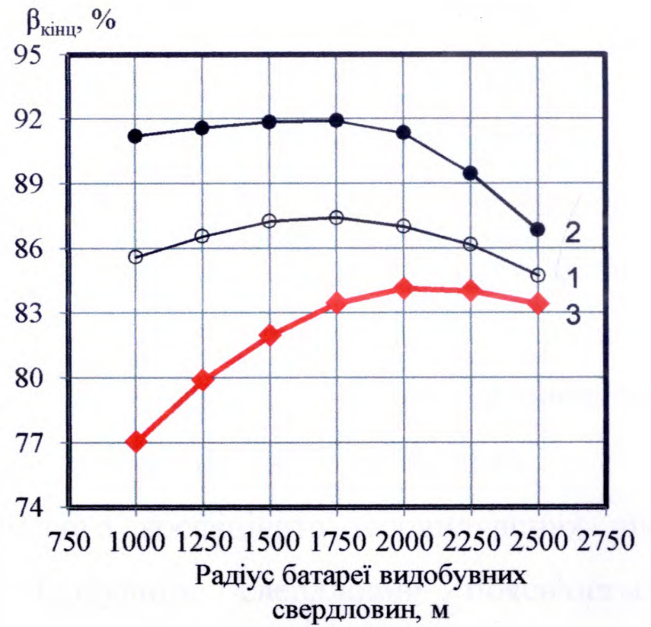
Вміст азоту у видобувному газі, об.	Радіус батареї видобувних свердловин, м						
	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500
	<i>Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення, %</i>						
Виснаження	77,05	79,91	81,82	83,46	84,14	84,02	83,42
Прорив	85,60	86,56	87,47	87,63	87,01	86,17	84,73
5 %	91,21	91,59	91,63	91,92	91,35	89,46	86,84
	<i>Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %</i>						
Прорив	37,44	34,37	31,09	24,72	18,89	12,32	6,46
5 %	61,82	58,11	53,97	46,08	37,89	27,99	16,82
	<i>Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці</i>						
Прорив	122	97	81	57	41	26	14
5 %	205	169	143	108	83	59	36

Таблиця 2.4 – Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом та тривалості періоду дорозробки покладу для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту у поклад $0,29 P_{\text{поч}}$

Вміст азоту у видобувному газі, об.	Радіус батареї видобувних свердловин, м						
	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500
	<i>Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення, %</i>						
Прорив	63,89	65,90	66,91	66,85	66,19	64,71	62,29
5 %	66,85	68,48	68,76	68,64	67,44	65,78	62,76
	<i>Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %</i>						
Прорив	26,26	23,25	20,16	14,88	11,04	6,71	3,28
5 %	32,31	29,06	25,44	19,35	14,32	9,53	4,56
	<i>Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці</i>						
Прорив	64	51	40	29	20	12	6
5 %	79	64	51	38	27	17	9

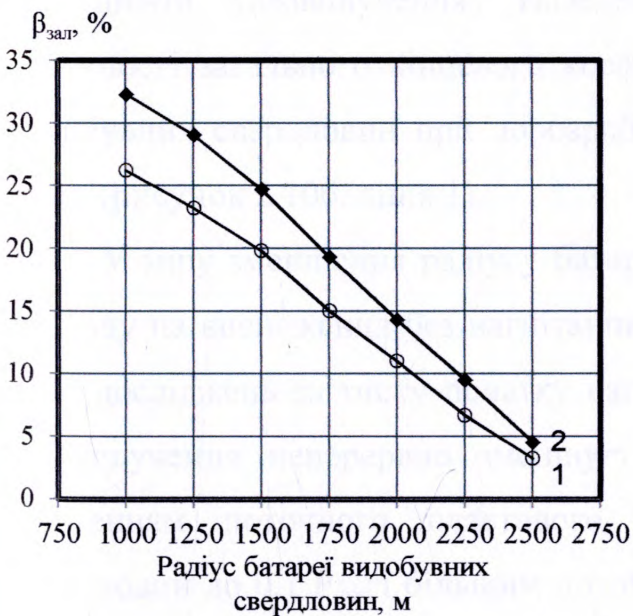


а)

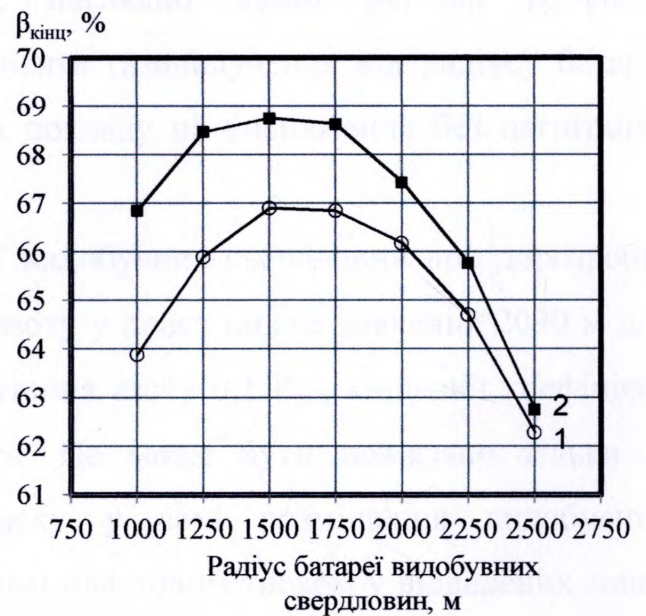


б)

Рисунок 2.10 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від радіусу батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{поч}$ на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1), досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (2) та при дорозробці покладу на виснаження (3)



а)



б)

Рисунок 2.11 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від радіусу батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту $0,29 P_{поч}$ на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1) та досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (2)

Наведений характер зміни залежності коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин при нагнітанні азоту пояснюється наступним. При великому значенні радіусу батареї видобувних свердловин зменшується відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами. Тому азот швидше проривається у видобувні свердловини. У міру зменшення радіусу батареї видобувних свердловин зростає відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами. Тому азот проривається у видобувні свердловини пізніше, що призводить до зростання загального кінцевого коефіцієнта газовилучення.

Деяке зменшення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення при малих значеннях радіусу батареї видобувних свердловин пояснюється нерівномірним розподілом поточного пластового тиску по площі газоносності. У зоні розміщення видобувних свердловин пластовий тиск буде рівним відповідно $0,1 P_{\text{поч}}$ (для серії досліджень за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$) та $0,29 P_{\text{поч}}$ (для серії досліджень за тиску $0,29 P_{\text{поч}}$), а по мірі віддалення від видобувних свердловин пластовий тиск дещо зростає, що призводить до меншого значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення. Наведене наглядно демонструється графіком залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту (рисунок 2.10б, лінія 1).

У міру зменшення радіусу батареї видобувних свердловин при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту у пласт нижче значення 2090 м для серії досліджень за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ кінцевий коефіцієнт газовилучення неперервно зменшується. Це може бути пов'язано тільки із зниженням поточного пластового тиску у зоні розміщення видобувних свердловин до $0,1 P_{\text{поч}}$ і більшим поточним пластовим тиском у віддалених зонах покладу, з яких газ припливає у видобувні свердловини.

Потрібно зауважити, що отриманий характер залежностей загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин для обох серій досліджень матиме місце, якщо газовий поклад спочатку розроблятиметься при розміщенні видобувних свердловин у вигляді батареї

відповідного радіусу. Тобто на загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу, який спочатку розробляється на виснаження, а потім дорозробляється нагнітанням азоту для вилучення залишкового газу впливатимуть результати розробки покладу до початку нагнітання азоту (впливатиме залежність загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин за попередньої розробки покладу на виснаження (рисунок 2.10б, лінія 1)).

Максимальне значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення при нагнітання азоту у пласт досягається: за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ за радіусу батареї видобувних свердловин 1750 м на момент прориву азоту та за радіусу батареї видобувних свердловин 1770 м на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %; за тиску початку нагнітання азоту $0,29 P_{\text{поч}}$ за радіусу батареї видобувних свердловин 1660 м на момент прориву азоту та за радіусу батареї видобувних свердловин 1680 м на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

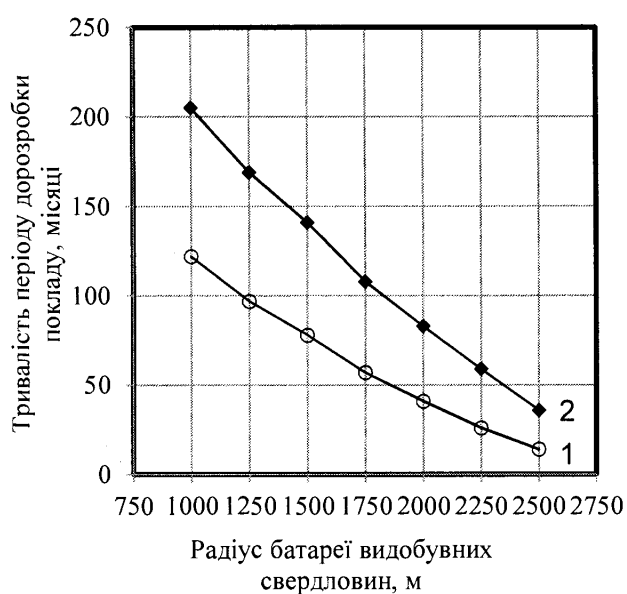
На момент прориву азоту у видобувні свердловини загальний коефіцієнт газовилучення зменшується з максимального значення 87,63 % (за радіусу батареї видобувних свердловин 1750 м) до 84,73 % (за радіусу 2500 м) за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ та з 66,97 % (за радіусу 1660 м) до 62,29 % (за радіусу 2500 м) за тиску початку нагнітання азоту $0,29 P_{\text{поч}}$. Відносне зменшення коефіцієнта газовилучення за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$ становить 3,31 %, а за тиску $0,29 P_{\text{поч}}$ – 6,99 %. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % коефіцієнт газовилучення зменшується з максимального значення 91,94 % (за радіусу 1770 м) до 86,84 % (за радіусу 2500 м) за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$ та з 68,81 % (за радіусу 1680 м) до 62,76 % (за радіусу 2500 м) за тиску $0,29 P_{\text{поч}}$. Відносне зменшення коефіцієнта газовилучення за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$ становить 5,55 %, а за тиску $0,29 P_{\text{поч}}$ – 8,8 %.

Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом неперервно зменшується із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин. Це пов'язано із швидшим проривом азоту у видобувні свердловини у міру зростання радіусу батареї розміщення видобувних свердловин. Тобто для видобутку залишкового газу

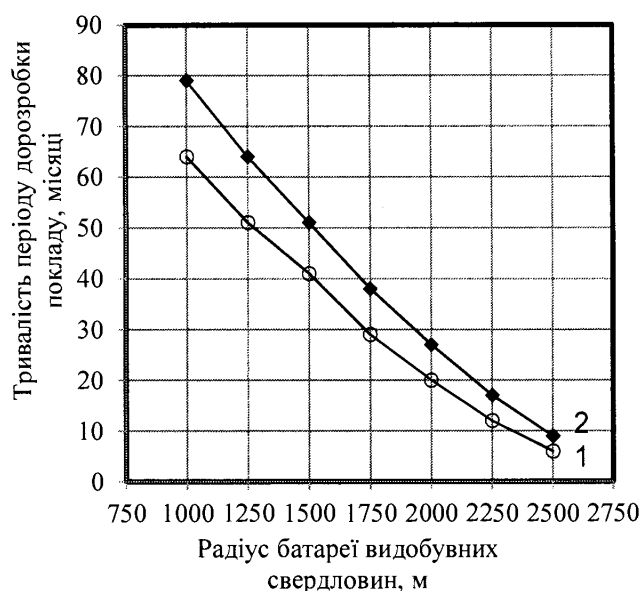
бажано розміщувати видобувні свердловини у центральній склепінній частині виснаженого газового покладу за можливості з найбільшою відстанню від нагнітальних свердловин.

За максимального значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення при нагнітанні азоту у пласт, яке відповідає радіусу батареї видобувних свердловин 1760 м за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$, відношення радіусу батареї видобувних свердловин до радіусу зовнішнього контуру газоносності становить близько 0,59, а за радіусу батареї видобувних свердловин 1670 м за тиску початку нагнітання азоту $0,29 P_{\text{поч}}$ - дорівнює 0,56. Відношення площ газоносності у межах радіусу батареї видобувних свердловин і зовнішнього контуру газоносності за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ становить близько 0,34, а за тиску початку нагнітання азоту $0,29 P_{\text{поч}}$ - 0,31.

Згідно з результатами виконаних досліджень тривалість періоду дорозробки покладу зменшується із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин (рисунок 2.12).



а)



б)

Рисунок 2.12 – Залежності тривалості періоду дорозробки покладу від радіусу батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ (а) та $0,29 P_{\text{поч}}$ (б) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1) і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (2)

Отже, вибором системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності при нагнітанні азоту у периферійні свердловини можна отримати найбільші значення коефіцієнта газовилучення, які перевищуватимуть значення коефіцієнта газовилучення при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту.

2.4 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад

Методика дослідження

Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення темпу законтурного нагнітання азоту (ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту) у виснажений газовий поклад виконано математичне моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з параметрами наведеними у підрозділі 2.2.

Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення здійснювали неперервне нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Запомповування азоту у пласт здійснювали до моменту його прориву у видобувні свердловини і до досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

Дослідження виконано для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту: 1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1 [54].

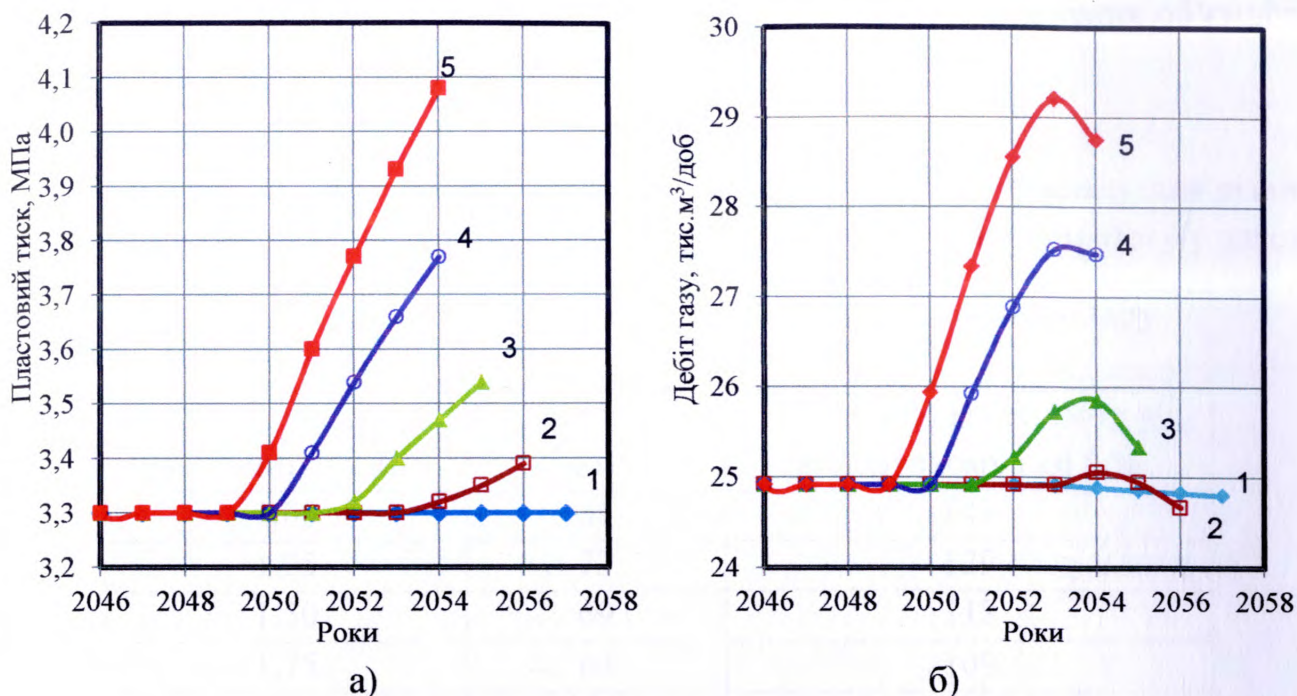
Результати дослідження

З використанням результатів розрахунків будували графічні залежності зміни у часі досліджуваних технологічних показників дорозробки покладу та

залежності коефіцієнта газовилучення від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту.

Згідно з результатами розрахунків у процесі нагнітання азоту у виснажений газовий поклад пластовий тиск зростає тим раніше і у більшій степені, чим більший ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r (рисунок 2.13а). У початковий період нагнітання азоту у поклад пластовий тиск стрімко зростає і надалі характер його зміни у часі стає близьким до прямолінійного. За ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, який дорівнює 1:1, пластовий тиск залишається постійним у часі (рисунок 2.13а, лінія 1). Для досліджуваних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2,0:1 пластовий тиск на момент прориву азоту у видобувні свердловини зростає відповідно у 1,002; 1,006; 1,033; 1,045 разів, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – у 1,027; 1,073; 1,142; 1,236 разів.

Підвищення пластового тиску у процесі нагнітання азоту у пласт сприяє збільшенню дебіту свердловин (рисунок 2.13б). Дебіт газу плавно зростає у часі і досягає максимального значення на момент прориву азоту у видобувні свердловини, після чого поступово знижується через збільшення вмісту азоту у видобувному газі. Для значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25; 1,5; 1,75; 2,0 максимальний дебіт газу досягається відповідно через 100; 99; 94; 90 місяців з початку нагнітання азоту у пласт, а кратність збільшення дебіту газу становить відповідно 1,010; 1,038; 1,105; 1,172 рази. За рівності у пластових умовах значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту ($Q_a/Q_r=1$) дебіт газу майже протягом усього періоду дорозробки покладу підтримується постійним, а після прориву азоту у видобувні свердловини зменшується (рисунок 2.13б, лінія 1).



1 – 1:1; 2 – 1,25:1; 3 – 1,5:1; 4 – 1,75:1; 5 – 2:1

Рисунок 2.13 – Динаміка пластового тиску (а) та дебіту газу (б) для різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Отже, при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад зростає у часі пластовий тиск, що призводить до збільшення дебітів свердловин та гирлового тиску. При цьому інтенсифікується процес дорозробки покладу за рахунок збільшення поточного видобутку газу, а за рахунок збільшення гирлового тиску покращуються умови роботи систем збору та підготовки газу і подачі його споживачам.

Азот, який нагнітається у виснажений газовий поклад через нагнітальні свердловини, рухається по пласту і через певний період часу досягає видобувних свердловин. Прорив азоту у видобувні свердловини відбувається тим раніше, чим більший ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (таблиця 2.5, рисунок 2.14). З моменту прориву азоту у видобувні свердловини об'ємний вміст азоту у видобувному газі стрімко збільшується із зростаючим темпом. При збільшенні ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту від 1 до 2 тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту у пласт зменшується від 81 до 61 місяця на момент прориву азоту у

видобувні свердловини і від 142 до 102 місяців на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

Таблиця 2.5 - Значення тривалості періоду дорозробки покладу для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту у пласт

Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту	Тривалість періоду дорозробки покладу (місяці)	
	Прориву азоту	Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %
1,00	81	143
1,25	73	129
1,50	69	118
1,75	64	109
2,00	61	102

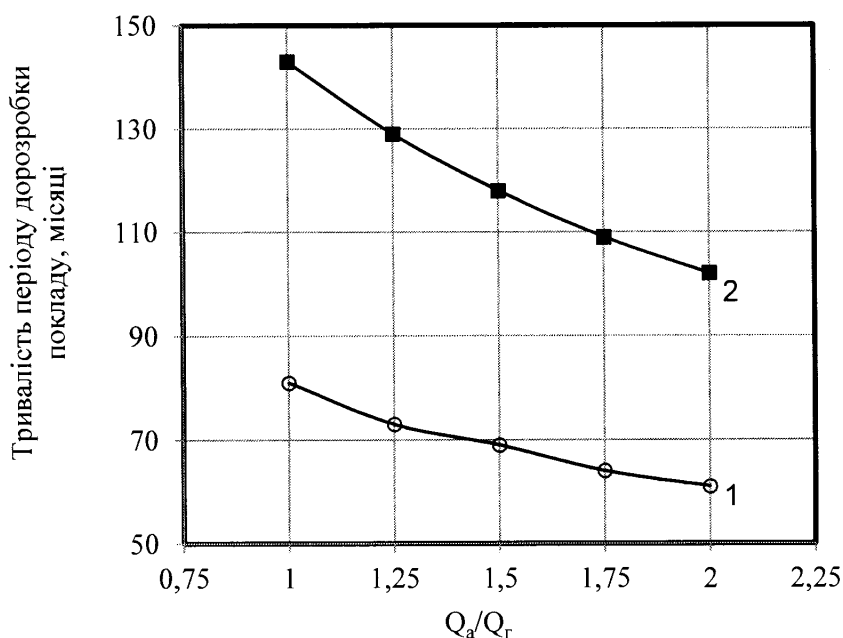


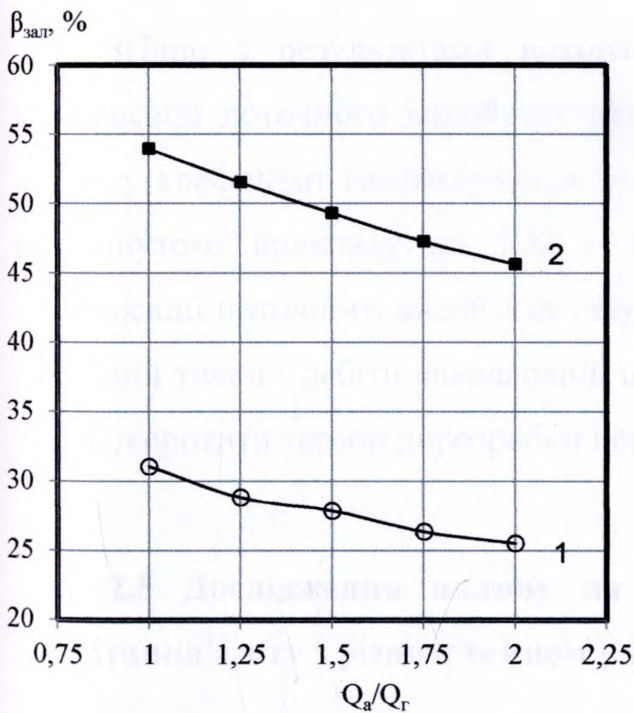
Рисунок 2.14 – Залежності тривалості періоду дорозробки покладу для різного значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (2)

У процесі дорозробки газового покладу з нагнітанням азоту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим

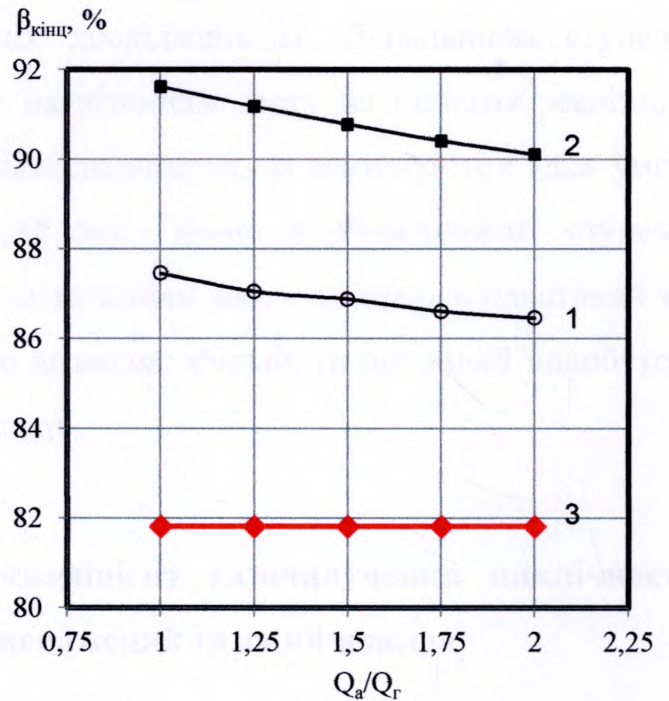
газом поступово зростають і тим більші, чим менші значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (таблиця 2.6, рисунок 2.15).

Таблиця 2.6 - Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту	Прорив азоту		Об'ємний вмісту азоту у видобувному газі 5 %	
	$\beta_{\text{заль}}, \%$	$\beta_{\text{кінц}}, \%$	$\beta_{\text{заль}}, \%$	$\beta_{\text{кінц}}, \%$
Виснаження	0	81,82	0	81,82
1,00	31,09	87,47	53,97	91,63
1,25	28,84	87,06	51,55	91,19
1,50	27,91	86,89	49,33	90,79
1,75	26,39	86,62	47,30	90,42
2,00	25,57	86,47	45,65	90,12



а)



б)

Рисунок 2.15 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1), досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (2) та при дорозробці покладу на виснаження (3)

Наведені дані свідчать про досить високі значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і технологічну ефективність застосування азоту для довилучення залишкового газу з виснажених газових покладів.

Для досліджуваних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить 5,52 % ($\beta_{кінц}=1$ %), а за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – 8,32 % ($\beta_{кінц}=1,51$ %). Абсолютна різниця між коефіцієнтами газовилучення за залишковим газом за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % і на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить: для значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту $Q_a/Q_r=1$ – 22,88 % ($\beta_{кінц}=4,16$ %), для $Q_a/Q_r=2$ – 20,08 % ($\beta_{кінц}=3,65$ %).

Згідно з результатами виконаних досліджень із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок реалізації процесу коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується (для умов розглянутого прикладу на 5,52 – 8,32 %). Проте із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту зростають пластовий та гирловий тиски і дебіти свердловин, що дозволяє збільшити поточний видобуток газу і скоротити термін дорозробки покладу.

2.5 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад

Методика дослідження

Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення циклічності нагнітання азоту з різним темпом виконано математичне моделювання на прикладі

гіпотетичного газового покладу кругової форми з параметрами наведеними у підрозділі 2.2.

Проведено дві серії досліджень. У першій серії досліджень після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску $P_{\text{поч}}$ здійснювали нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин. Запомповування азоту у нагнітальні свердловини здійснювали циклічно протягом заданого періоду часу. Під час нагнітання азоту у пласт видобувні свердловини зупиняли, а після припинення нагнітання азоту їх знову експлуатували до такого моменту часу, поки пластовий тиск не знизився до 0,1 $P_{\text{поч}}$. Дослідження виконано для різної тривалості циклу нагнітання азоту у пласт (6, 12, 18, 24, 30 і 36 місяців) та різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,5:1; 2:1) [55].

У другій серії досліджень після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення здійснювали нагнітання у пласт азоту циклічно протягом заданого періоду часу через 12 нагнітальних свердловин. Видобувні свердловини постійно працювали. Азот нагнітали у пласт до моменту прориву його у видобувні свердловини і до досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 %. Дослідження виконано для тривалості циклу нагнітання азоту у пласт 6 та 12 місяців та різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1,25:1; 1,5:1; 2:1; 3:1).

Результати дослідження

На рисунку 2.16а зображено залежності пластового тиску на кінець кожного циклу нагнітання азоту у поклад від кількості циклів за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 для різної тривалості циклів для першої серії досліджень.

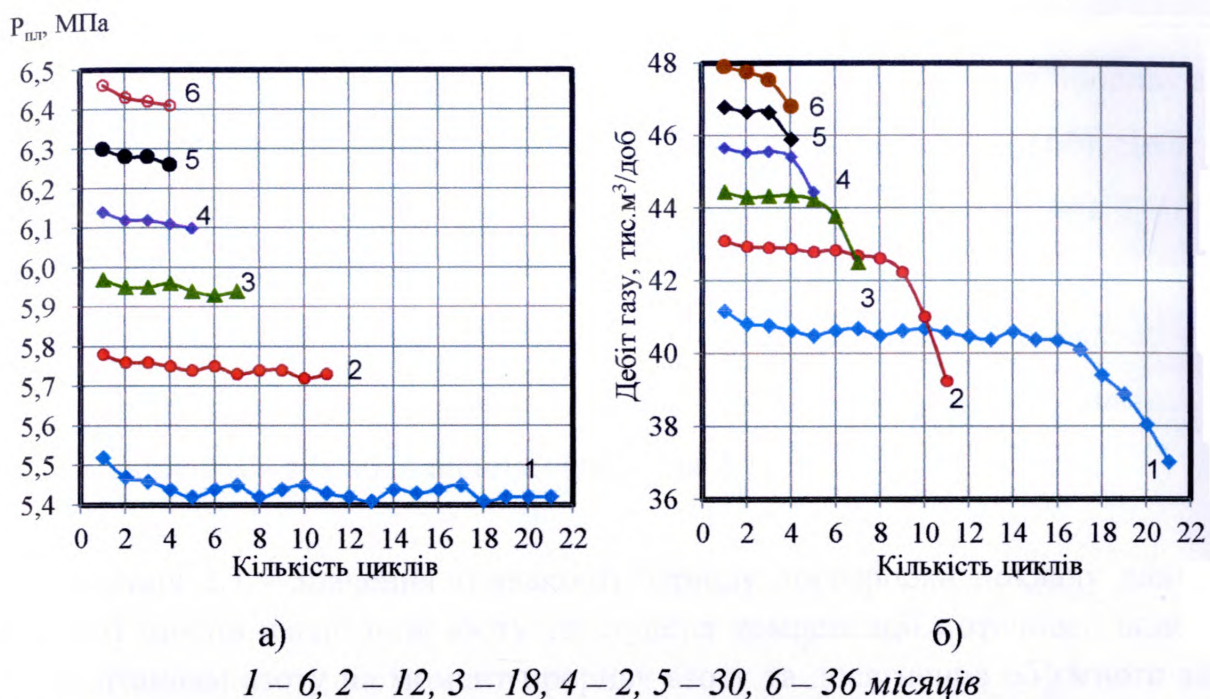


Рисунок 2.16 – Залежності пластового тиску на кінець циклу нагнітання азоту у пласт (а) та дебіту газу (б) від кількості циклів нагнітання азоту для різної тривалості циклів за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1

Для досліджуваних тривалостей циклу нагнітання азоту у пласт ці залежності мають вигляд прямої горизонтальної лінії, що свідчить про досягнення на кінець кожного циклу однакових значень пластового тиску. Аналогічні залежності отримано також для ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,5:1 і 2:1. Згідно з результатами досліджень пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту у пласт буде тим більший, а тривалість періоду дорозробки покладу буде тим меншою, чим більше значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту і більша тривалість циклу нагнітання азоту.

Так, для різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,5:1; 2:1) і тривалості циклу нагнітання азоту 6; 12; 18; 36 місяці пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту зростає з 3,33 відповідно до 5,44; 5,75; 5,95; 6,42 МПа (1:1); 5,51; 5,82; 6,03; 6,62 МПа (1,5:1); 5,56; 5,86; 6,05; 6,81 МПа (2:1).

При циклічному нагнітанні азоту у пласт досягаються однакові значення дебіту газу для кожної тривалості циклу нагнітання азоту, але після прориву азоту у видобувні свердловини дебіт газу різко зменшується (рисунок 2.16б). Дебіт газу зростає із збільшенням тривалості циклів нагнітання азоту у пласт і ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту.

Час прориву азоту у видобувні свердловини залежить від тривалості циклу нагнітання азоту та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту і зменшується з їх збільшенням (таблиця 2.7).

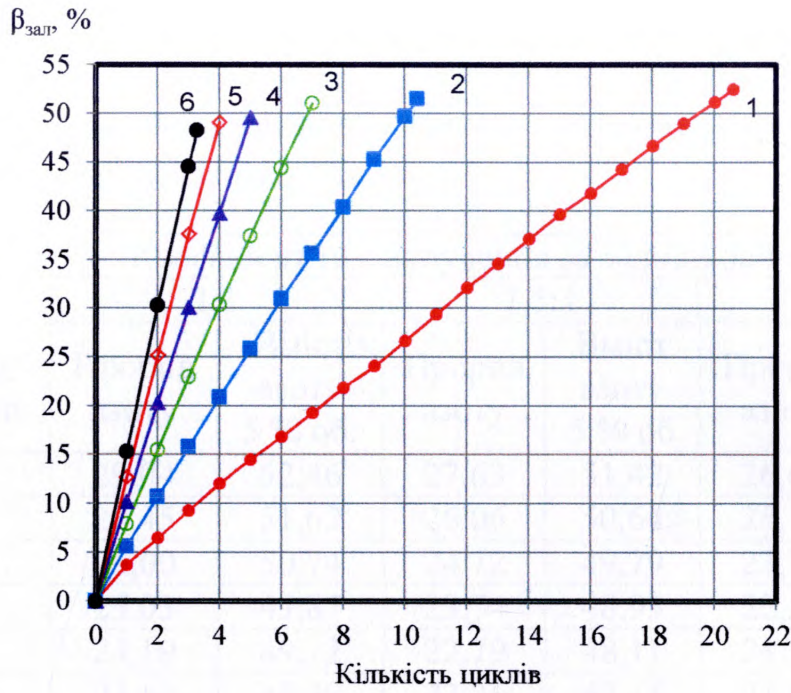
Таблиця 2.7 - Значення тривалості періоду дорозробки покладу для різної тривалості циклів нагнітання азоту та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту та досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %

Тривалість циклу нагнітання азоту, місяці	Тривалість періоду дорозробки покладу (місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	130	248	108	204	94	180
12	130	244	106	199	93	180
18	127	235	106	196	92	176
24	125	232	103	194	92	172
30	125	224	104	191	74	162
36	120	214	81	180	72	161

Наведені у таблиці 2.7 розрахункові дані дозволяють оцінити фактичні значення тривалості періоду дорозробки покладу при циклічному нагнітанні у нього азоту з різним темпом. Для розглядуваного прикладу тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту змінюється від 72 до 130 місяців, а за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 161 до 248 місяців.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням кількості циклів нагнітання азоту у поклад і зменшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту. На рисунку 2.17 для прикладу показано відповідні залежності тільки для

ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1. Для інших значень цього параметра (1,5:1; 2:1) характер розглядуваних залежностей аналогічний.



1 – 6, 2 – 12, 3 – 18, 4 – 2, 5 – 30, 6 – 36 місяців

Рисунок 2.17 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від кількості циклів нагнітання азоту у пласт для різної тривалості циклів нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1

У розрахунках отримано наступні значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %: за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 52,46 % за кількості циклів 20,6, а при тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 48,28 % за кількості циклів – 3,28; за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,5:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 51,42 % за кількості циклів 14,6, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 47,15 % за кількості циклів – 2,1; за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 2:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 50,55 % за кількості циклів 11, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 46,25 % за кількості циклів – 1,66.

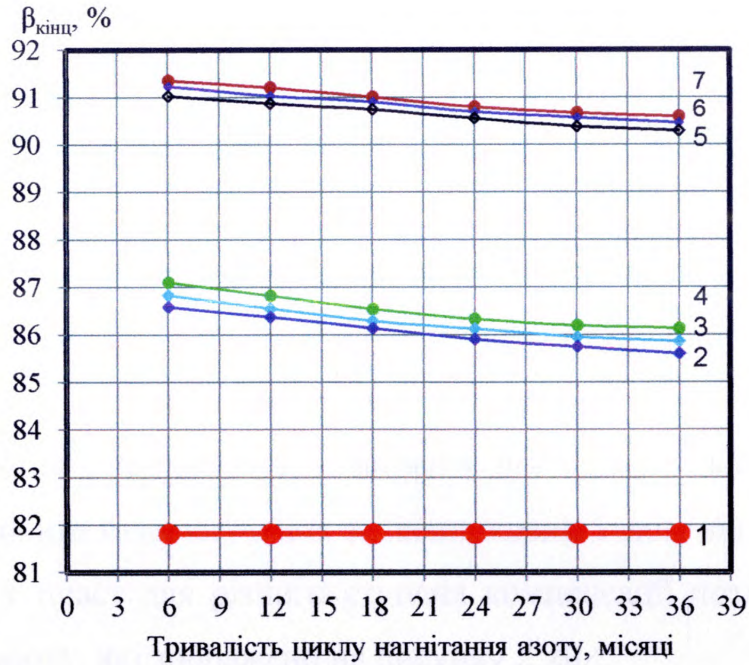
Узагальнені результати досліджень впливу тривалості циклу нагнітання азоту у пласт і ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення наведено у таблицях 2.8-2.9 (рисунки 2.18-2.19).

Таблиця 2.8 - Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Тривалість циклу нагнітання азоту, місяці	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	29,04	52,46	27,63	51,42	26,61	50,55
12	27,45	51,62	26,06	50,64	25,14	49,78
18	26,00	50,74	24,72	49,79	23,73	48,97
24	25,03	49,87	23,74	48,95	22,54	48,09
30	24,19	49,12	22,79	48,11	21,71	47,12
36	23,67	48,28	22,26	47,15	21,08	46,25

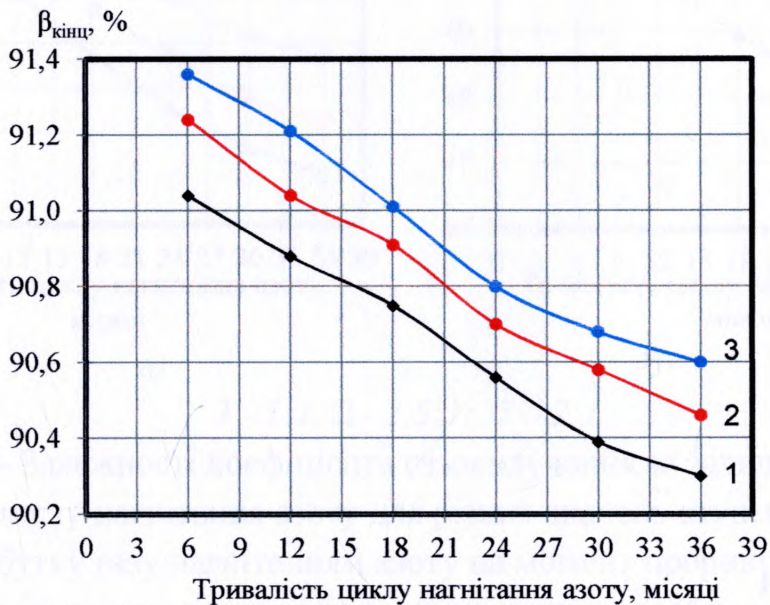
Таблиця 2.9 - Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Тривалість циклу нагнітання азоту, місяці	Кінцевий коефіцієнт газовилучення, %					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
Виснаження	81,82	81,82	81,82	81,82	81,82	81,82
6	87,11	91,36	86,84	91,24	86,59	91,04
12	86,83	91,21	86,56	91,04	86,38	90,88
18	86,55	91,01	86,30	90,91	86,15	90,75
24	86,34	90,80	86,13	90,70	85,91	90,56
30	86,20	90,68	85,96	90,58	85,75	90,39
36	86,14	90,60	85,87	90,46	85,61	90,30



1 – дорозробка покладу на виснаження; 2,3,4 – прорив азоту для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту відповідно 2:1; 1,5:1; 1:1; 5,6,7 – об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 % для різних значень ступеня компенсації відповідно 2:1; 1,5:1; 1:1

Рисунок 2.18 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості циклу нагнітання азоту

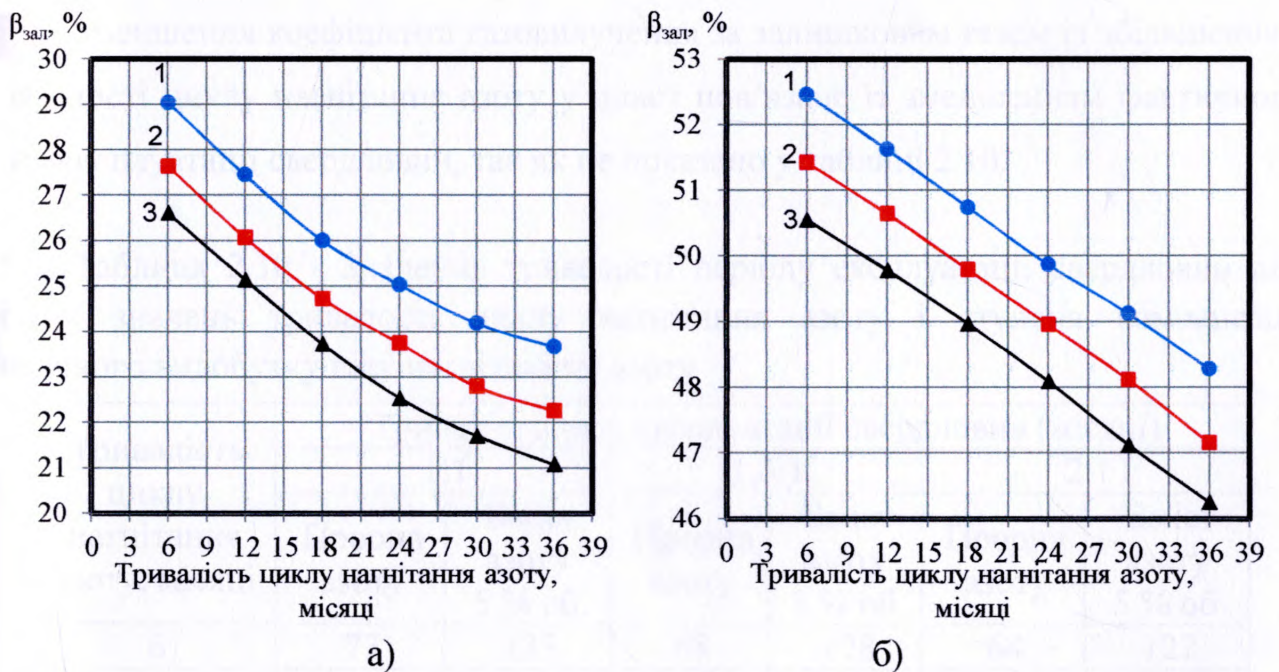


1 – 2:1; 2 – 1,5:1; 3 – 1:1

Рисунок 2.19 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості циклу нагнітання азоту для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %

Аналіз наведених у таблицях 2.8 та 2.9 результатів досліджень свідчить, що для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 21,08 до 29,04 %, на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 46,25 до 52,46 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється відповідно від 85,61 до 87,11 % на момент прориву азоту та від 90,30 до 91,36 % на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту у пласт для різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, які зображено на рисунку 2.20.



1 - 1:1; 2 - 1,5:1; 3 - 2:1

Рисунок 2.20 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) та досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (б)

Аналіз результатів досліджень свідчить про значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення тривалості циклу нагнітання азоту у пласт та ступеня компенсації

поточного видобутку газу нагнітанням азоту. Із збільшенням цих параметрів коефіцієнт газовилучення поступово зменшується. На момент прориву азоту у видобувні свердловини залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту поступово виположуються (рисунок 2.20а), а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % мають вигляд близький до прямолінійного (рисунок 2.20б). Такий характер залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від розглядуваних параметрів пояснюється тим, що із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту зростає кінцевий пластовий тиск (див. рисунок 2.16а) і відповідно за інших однакових умов більша кількість природного газу залишається у пласті. Тобто більша кількість природного газу заземлюється азотом у пористому середовищі.

Зменшення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт пов'язане із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин, так як це показано у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Значення тривалості періоду експлуатації свердловин для різних значень тривалості циклу нагнітання азоту і ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Тривалість циклу нагнітання азоту, місяці	Тривалість часу експлуатації свердловин (місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	73	133	68	128	64	122
12	64	123	60	119	57	114
18	59	117	55	113	51	109
24	56	114	51	109	46	104
30	53	110	47	104	43	100
36	51	105	43	99	39	94

Так, зі збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт з 6 до 36 місяців тривалість періоду експлуатації свердловин для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву

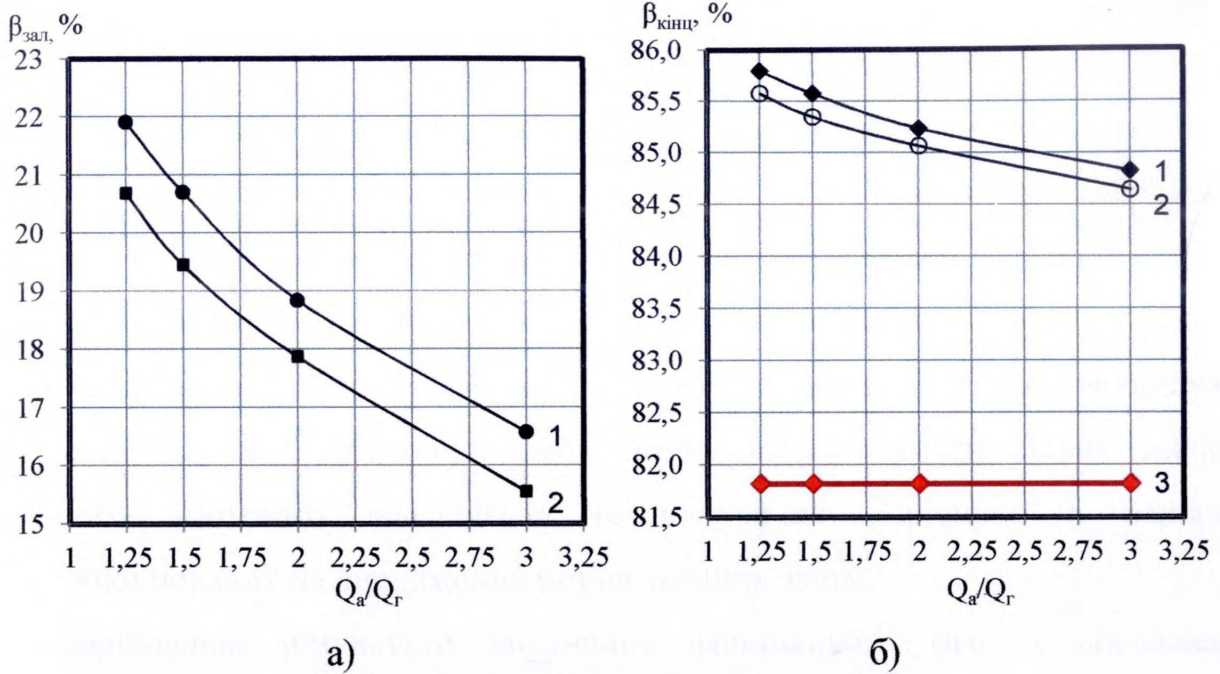
азоту зменшується з 73 до 39 місяців, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 133 до 94 місяців.

У другій серії проведено дослідження для тривалості періоду нагнітання азоту 6 та 12 місяців з різним ступенем компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1,25:1; 1,5:1; 2:1; 3:1) за експлуатації видобувних свердловин під час нагнітання азоту у пласт. Результати виконаних досліджень наведено у таблиці 2.11 та на рисунках 2.21 - 2.22.

Таблиця 2.11 – Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом та тривалості періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у видобувні свердловини

Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту	$\beta_{\text{кінц}}, \%$	$\beta_{\text{зал}}, \%$	Час прориву азоту, місяці
	6 місяців		
1,25	85,80	21,91	58
1,5	85,58	20,70	54
2	85,24	18,84	48
3	84,83	16,57	41
	12 місяців		
1,25	85,58	20,68	54
1,5	85,35	19,45	50
2	85,07	17,87	45
3	84,65	15,55	38

Аналіз результатів досліджень свідчить, що для розглянутих варіантів на момент прориву азоту за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється з 21,91 % за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25:1 до 16,57 % за ступеня компенсації 3:1; а за тривалості циклу нагнітання 12 місяців - відповідно з 20,68 % за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25:1 до 15,55 % за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 3:1. Це свідчить про значний вплив на коефіцієнт газовилучення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту при циклічному нагнітанні азоту у пласт без зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту.



1 – 6 місяців; 2 – 12 місяців; 3 – виснаження

Рисунок 2.21 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

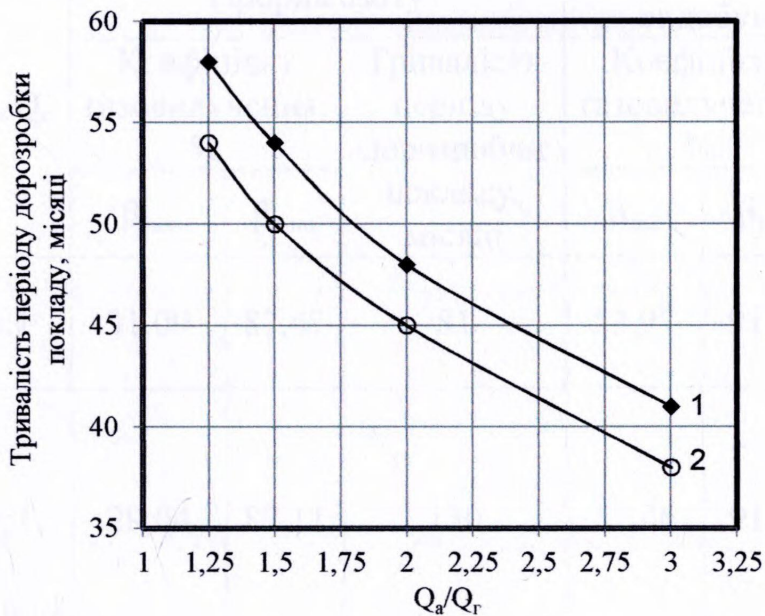


Рисунок 2.22 – Залежності тривалості періоду дорозробки покладу від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту для тривалості періоду нагнітання азоту 6 місяців (1) та 12 місяців (2)

Проаналізувавши дві серії досліджень, отримано, що загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини за

тривалості циклу нагнітання 6 місяців і ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,5:1 становить 86,84 % для варіанту, коли видобувні свердловини зупинені під час нагнітання азоту за тривалості періоду дорозробки покладу 68 місяців та 85,58 % для варіанту, коли видобувні свердловини працюють за тривалості періоду дорозробки покладу 54 місяці.

Таким чином, правильний вибір значень тривалості циклу нагнітання та темпу нагнітання азоту у поклад, а також зупинка і робота видобувних свердловин під час нагнітання азоту дозволяють отримати більші значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно з варіантом дорозробки покладу на виснаження без нагнітання азоту.

Порівняльні результати вилучення залишкового газу з виснаженого газового покладу за різними технологіями наведено у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 - Порівняльні результати вилучення залишкового газу з виснаженого газового покладу за різними технологіями

Технології дорозробки газових покладів	Q_a/Q_r	Прорив азоту			Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %		
		Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці	Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці
		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$	
Неперервне нагнітання азоту	1:1	31,09	87,47	81	53,97	91,63	143
Циклічне нагнітання азоту із зупинкою видобувних свердловин	1:1	29,04	87,11	130	52,46	91,36	248
Циклічне нагнітання азоту без зупинки видобувних свердловин	1,25:1	21,91	85,80	58	30,92	88,21	89

Отже, результати виконаних досліджень дозволяють зробити наступні принципові висновки. При циклічному нагнітанні азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту раціональне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент зупинки видобувних свердловин становить 1:1 за тривалості циклу нагнітання азоту у пласт 6 місяців, а при циклічному нагнітанні азоту з різним темпом без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту раціональне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок періоду його нагнітання становить 1,25:1 за тривалості циклу нагнітання азоту у пласт 6 місяців. При цьому при роботі видобувних свердловин під час циклічного нагнітання азоту досягається менший загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення (85,80 %) за тривалості періоду дорозробки покладу 58 місяців порівняно з циклічним нагнітанням азоту у пласт із зупинкою видобувних свердловин (87,11 %) за тривалості періоду дорозробки покладу 130 місяців (фактичний час експлуатації видобувних свердловин 73 місяці). Абсолютна різниця загального кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 1,31 %.

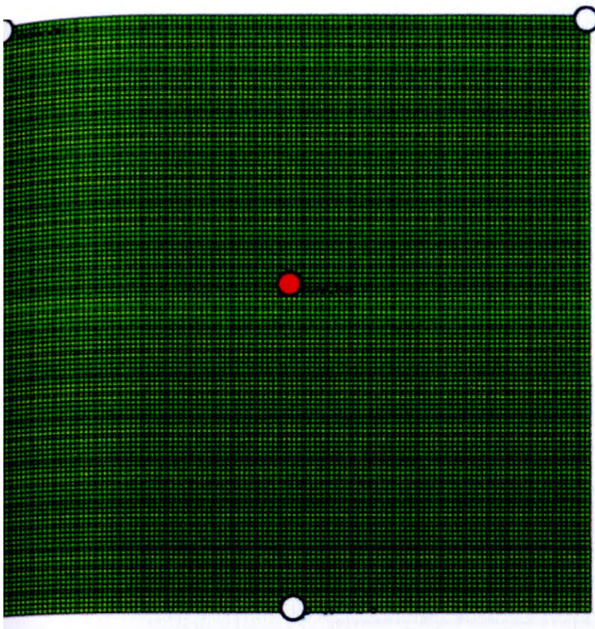
Отже, ефективнішою є робота видобувних свердловин під час нагнітання азоту у пласт. При роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту забезпечується безперебійна подача газу споживачеві. Для порівняння при неперервному нагнітанні азоту у поклад за тиску початку нагнітання $0,1 P_{\text{поч}}$ і ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 на момент прориву азоту у видобувні свердловини загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 87,47 %, а тривалість періоду дорозробки покладу становить 81 місяць.

2.6 Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад

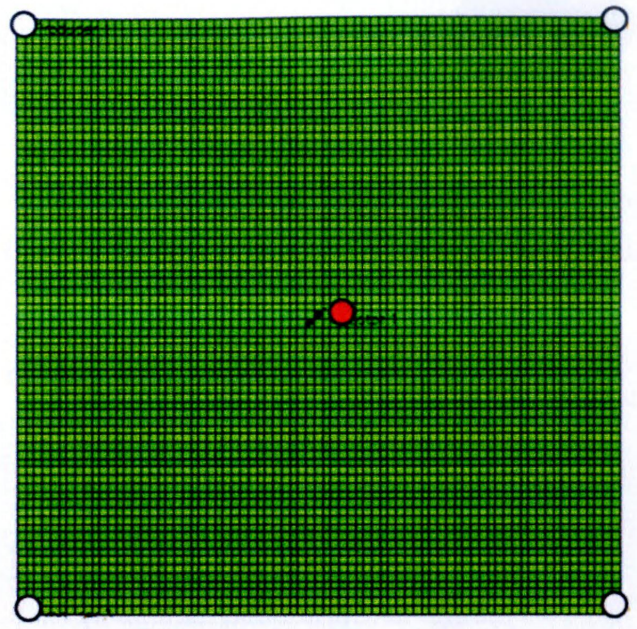
Методика дослідження

Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту виконано математичне моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: площа газоносності – $6,25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, ефективна газонасичена товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $0,2 \text{ мкм}^2$, середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу - 0,6, початкові запаси газу, підраховані програмою – 2586,5 млн.м³. Видобувні свердловини експлуатують у режимі постійної депресії на пласт - 0,587 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини по газу становить 125 тис.м³/доб.

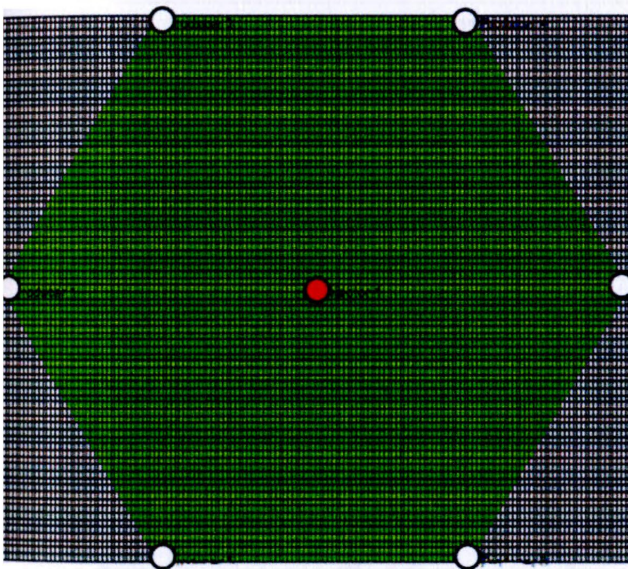
Дослідження виконано для чотирьох систем розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин: чотири точкова (3 видобувні та 1 нагнітальна), п'яти точкова (4 видобувні, 1 нагнітальна), семи точкова (6 видобувних, 1 нагнітальна) та дев'яти точкова (8 видобувних, 1 нагнітальна) системи. Відстань від центральної нагнітальної свердловини до видобувних свердловин становила: 500, 750, 1000 і 1250 м. Схеми розміщення видобувних і нагнітальних свердловин за чотири- (а), п'яти- (б), семи- (в) та дев'яти (г) точковими системами зображено на рисунку 2.23.



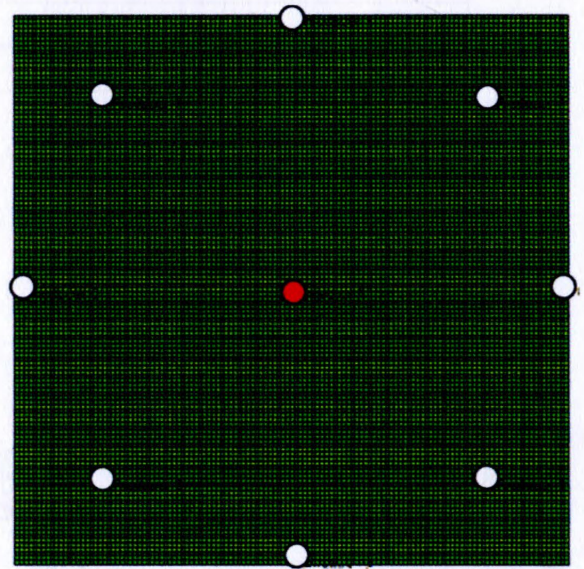
а)



б)



в)



г)

○ - нагнітальні свердловини; ● - видобувні свердловини

Рисунок 2.23 – Схеми розміщення видобувних і нагнітальних свердловин за чотири- (а), п'яти- (б), семи- (в) та дев'яти (г) точкових системах

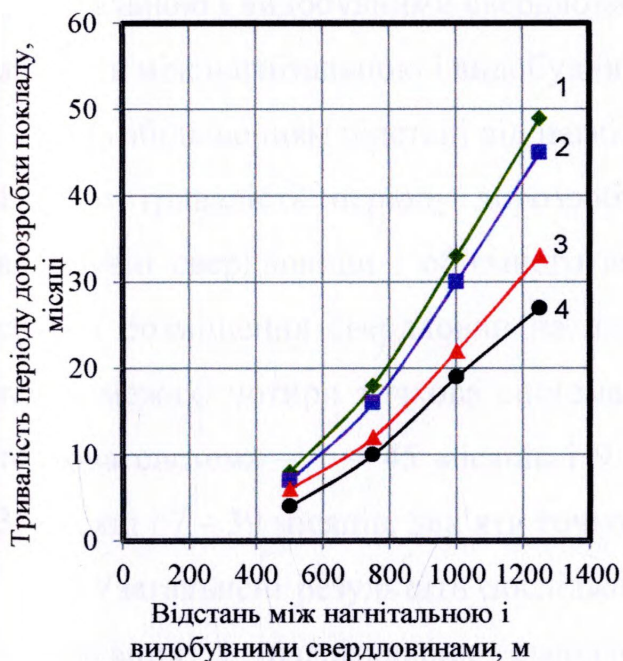
Результати дослідження

Результати досліджень зведено у таблицю 2.13 і зображено на рисунку 2.24 у вигляді залежностей тривалості періоду дорозробки покладу з площовим

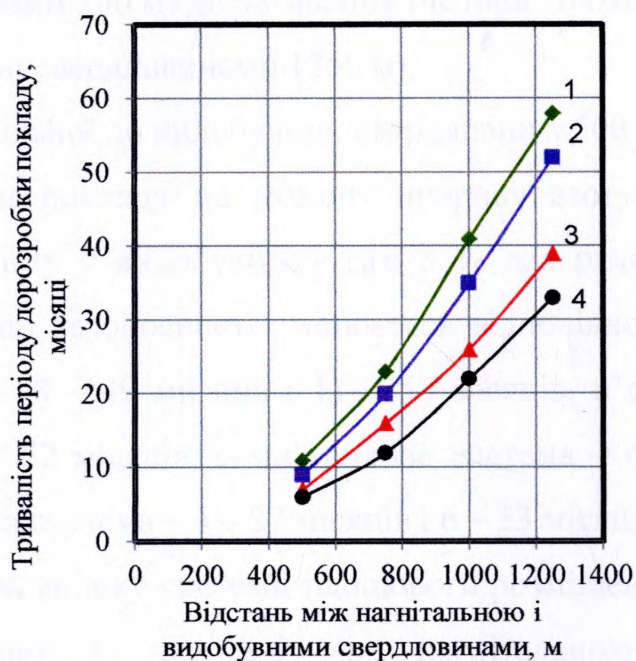
нагнітанням азоту у пласт від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності.

Таблиця 2.13 - Тривалість процесу дорозробки покладу (місяці) при площовому нагнітання азоту для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотири точкова	прорив	8	18	33	49
	5 % об.	11	23	41	58
п'яти точкова	прорив	7	16	30	45
	5 % об.	9	20	35	52
семи точкова	прорив	6	12	22	33
	5 % об.	7	16	26	39
дев'яти точкова	прорив	4	10	19	27
	5 % об.	6	12	22	33



а)



б)

1 – чотири точкова; 2 – п'яти точкова; 3 – семи точкова; 4 – дев'яти точкова

Рисунок 2.24 – Залежності тривалості періоду дорозробки покладу від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних варіантів розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5% (б)

Результати розрахунків свідчать, що тривалість дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту зростає із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і зменшенням щільності сітки (кількості) видобувних свердловин в елементі системи. Із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами прискорюється темп зростання тривалості періоду дорозробки покладу.

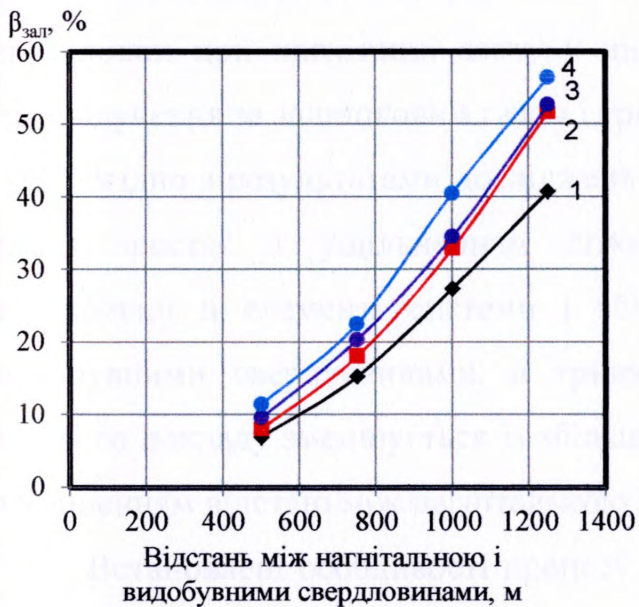
Результати наведених у таблиці 2.13 розрахунків свідчать про те, що залежно від системи розміщення свердловин на площі газоносності і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами тривалість процесу дорозробки покладу змінюється у широких межах: на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 4 (дев'яти точкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 500 м) до 49 місяців (чотири точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м), на момент досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % – від 6 (дев'яти точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 500 м) до 58 місяців (чотири точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м).

Із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин з 500 до 1250 м тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у видобувні свердловини і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності змінюється відповідно у таких межах: чотири точкова система – 8 – 49 місяців і 11 – 58 місяців, п'яти точкова система – 7 – 45 місяців і 9 – 52 місяців, семи точкова система – 6 – 33 місяці і 7 – 39 місяців, дев'яти точкова система – 4 – 27 місяців і 6 – 33 місяці.

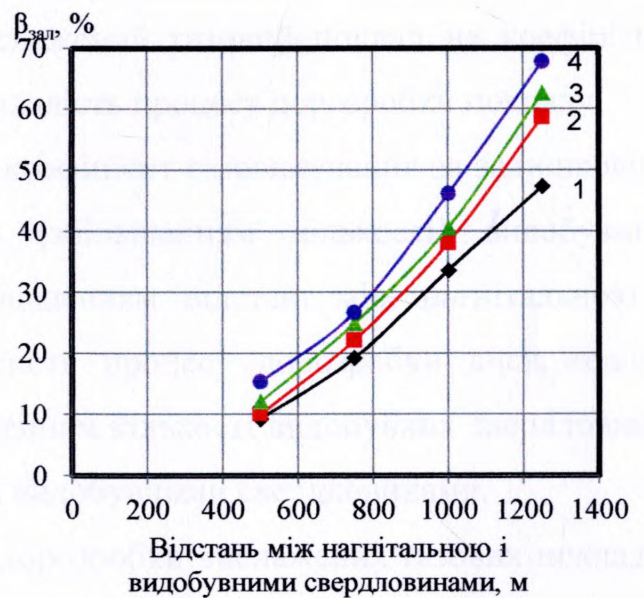
Узагальнені результати досліджень впливу системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин та відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом наведено у таблиці 2.14 і зображено на рисунку 2.25. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом буде тим більший, чим більша кількість видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Таблиця 2.14 - Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (%) для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотири точкова	прорив	6,92	15,25	27,36	40,73
	5 % об.	9,33	19,30	33,67	47,39
п'яти точкова	прорив	8,02	18,06	32,89	51,69
	5 % об.	10,13	22,25	38,18	58,76
семи точкова	прорив	9,358	20,30	34,51	52,67
	5 % об.	12,17	24,98	40,61	62,73
дев'яти точкова	прорив	11,47	22,47	40,49	56,44
	5 % об.	15,37	26,76	46,25	67,82



а)



б)

1 – чотири точкова; 2 – п'яти точкова; 3 – семи точкова; 4 – дев'яти точкова
Рисунок 2.25 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (б)

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні

свердловини може змінюватися від 6,92 до 56,44 %, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 9,33 до 67,82 %. Тому при проектуванні технології площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою вилучення залишкового газу важливе значення має вибір відповідної системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

Результати виконаних досліджень щодо збільшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин узгоджуються з результатами досліджень М. Маскета з площового нагнітання сухого газу у газоконденсатний поклад з метою збільшення конденсатовилучення.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив системи площового розміщення свердловин і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом і тривалість процесу дорозробки покладу.

Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає з ущільненням сітки (збільшенням кількості) видобувних свердловин в елементі системи і збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами, а тривалість процесу дорозробки виснаженого газового покладу зменшується із збільшенням кількості видобувних свердловин і зменшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Встановлені особливості процесу дорозробки виснажених газових покладів з площовим нагнітанням азоту необхідно враховувати при проектуванні процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом для умов конкретного покладу.

Висновки до другого розділу

1. З використанням результатів досліджень процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу встановлено раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, вище якого коефіцієнт газовилучення мало змінюється: для покладу квадратної форми - $0,29 P_{\text{поч}}$, для покладу кругової форми - $0,31 P_{\text{поч}}$. Для умов розглянутого у дисертаційній роботі прикладу раціональна тривалість періоду нагнітання азоту у пласт для покладу квадратної форми становить 14,9 місяців, а для покладу кругової форми – 12,9 місяців. Для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладу квадратної форми становить 83,91 % і для покладу кругової форми – 77,49 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення – відповідно 95,08 і 90,27 %.

2. Згідно з результатами досліджень впливу на коефіцієнт газовилучення розміщення видобувних свердловин при периферійному нагнітанні азоту у виснажений поклад кругової форми отримано раціональне значення радіусу батареї видобувних свердловин, яке змінюється у межах 0,56 - 0,59 радіусу початкового контуру газоносності, а відношення площ газоносності у межах радіусу батареї видобувних свердловин і зовнішнього контуру газоносності змінюється у межах 0,31 – 0,34.

3. Згідно з результатами досліджень неперервного і циклічного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад за тиску 0,1 від початкового тиску і різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту із зупинкою і без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту отримано, що найбільший коефіцієнт газовилучення за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % досягається за неперервного нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 (91,63 % за тривалості періоду дорозробки покладу 143 місяці). При циклічному нагнітанні азоту із зупинкою видобувних свердловин найбільший загальний кінцевий коефіцієнт

газовилучення досягається за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців (91,36 % за тривалості періоду дорозробки покладу 248 місяців). При циклічному нагнітанні азоту без зупинки видобувних свердловин найбільший загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення досягається за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25:1 за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців (88,21 % за тривалості періоду дорозробки покладу 89 місяців).

Для наведених технологій дорозробки газового покладу нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення за залишковим газом становить відповідно 53,97; 52,46 і 30,92 %. Тривалість періоду дорозробки покладу при циклічному нагнітанні азоту порівняно з неперервним нагнітання азоту із зупинкою видобувних свердловин становить 1,73, а без зупинки видобувних свердловин – 0,62.

4. Згідно з результатами досліджень технологічної ефективності площового нагнітання азоту у виснажений поклад з використанням чотири-, п'яти-, семи-, дев'яти точкових систем розміщення свердловин за різної відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин (500, 750, 1000 і 1250 м) встановлено, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає, а тривалість періоду дорозробки покладу зменшується із збільшенням щільності сітки (кількості) видобувних свердловин в елементі системи і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 6,92 до 56,44 % на момент прориву азоту у видобувні свердловини та від 9,33 до 67,82 % на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %. Тривалість періоду дорозробки покладу змінюється від 4 до 49 місяців на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 6 до 58 місяців на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ

3.1 Обґрунтування методів підвищення продуктивності видобувних свердловин на виснажених газових покладах

Видобуток залишкового газу з виснажених газових покладів ускладнюється значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням, погіршенням стану привибійної зони пласта у результаті скупчення рідини і твердої фази, низькодебітністю та обводненням свердловин, а у ряді випадків, також солевідкладенням, корозією обладнання і гідратуутворенням.

Через низькі пластові тиски і дебіти газу привибійну зону не вдається очистити продуванням пластовим газом, а наявність рідини у пластовій продукції призводить до зниження дебітів свердловин і можливого припинення їх природного фонтанування. У цих умовах для підвищення продуктивності свердловин необхідно покращити стан привибійної зони пласта шляхом проведення відповідних геолого-технічних заходів з метою відновлення природної проникності та можливого її збільшення.

За наявності значного вмісту рідини у пластовій продукції необхідно застосовувати механізовані методи експлуатації обводнених газових свердловин. Одним із методів зниження впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивну характеристику свердловин є створення у привибійній зоні перфораційних каналів, які би проходили через забруднену зону і покращували гідродинамічний зв'язок газоносного пласта із свердловиною.

Питанню впливу перфораційних каналів на продуктивну характеристику свердловин присвячена значна кількість робіт [44, 74-75]. У відомих дослідженнях відсутні дані про вплив проникності порід-колекторів на вибір кількості і геометричних розмірів перфораційних каналів. Тому нами виконано

додаткові дослідження з вибору кількості перфораційних каналів та їх розмірів (діаметру та довжини) залежно від проникності пласта.

Відомо, що оброблення привибійної зони пласта призводить до зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B . Згідно з результатами досліджень для необводненої газової свердловини раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів A і B становить 4 рази [49]. При більшому зниженні значень цих параметрів дебіт газу мало змінюється.

Особливий інтерес представляє оцінка необхідного ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B в обводненій свердловині, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Перспективним способом механізованої експлуатації обводнених свердловин є газліфтний спосіб. Запропоновано ряд методик розрахунку параметрів газліфтною експлуатації нафтових свердловин [24, 67]. Використання цих методик вимагає значної кількості вхідних даних про фізико-хімічні властивості пластових вуглеводнів і проведення об'ємних розрахунків. Тому заслуговують уваги спрощені методики розрахунку параметрів роботи газліфтного піднімача.

У газовій практиці знайшла застосування методика розрахунку газліфтного піднімача, в якій необхідну витрату газліфтного газу для стабільної роботи свердловини визначають як різницю між мінімально необхідним дебітом газу для винесення рідини з вибою на поверхню і фактичним дебітом газу, який поступає на вибій із пласта [30, 48, 60]. Однак, при цьому не враховуються втрати тиску при русі двофазного газорідинного потоку у насосно-компресорних трубах та їх вплив на вибійний тиск і відповідно на приплив газу і води у свердловину, тобто відсутнє узгодження роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача. Це знижує достовірність розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводненої газової свердловини. У зв'язку з цим виконано дослідження з удосконалення відомої методики розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин.

3.2 Дослідження впливу розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини

Розрахункові залежності і вхідні дані

Для вивчення впливу ступеня і характеру розкриття пласта на дебіт свердловини В.І. Щуров застосував метод електрогідродинамічної аналогії (ЕГДА). Згідно з результатами обробки експериментальних даних було знайдено значення безрозмірних коефіцієнтів недосконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта C_1 та C_2 для різних умов розкриття пласта і побудовані відомі графіки (так звані графіки В.І. Щурова), які широко використовуються у практиці і теорії розвідки та розробки покладів [79]. Графічний метод знаходження коефіцієнтів C_1 та C_2 є не точним. Тому заслуговують уваги аналітичні методи визначення коефіцієнтів C_1 та C_2 .

Авторами роботи [64] була проведена математична обробка експериментальних даних В.І. Щурова. У результаті отримано наступні формули для знаходження коефіцієнтів C_1 та C_2 :

$$C_1 = \left[2,358(\ln(\bar{h}))^2 - 1,965 \ln(\bar{h}) \right] \cdot \left[0,03 + 0,14 \ln\left(\frac{h}{D}\right) + 0,04 \left(\ln\left(\frac{h}{D}\right) \right)^2 \right]; \quad (3.1)$$

$$C_2 = \left[\begin{array}{l} 1,2172 - 1,074 \ln\left(\frac{L_{oms}}{D}\right) + \\ + 0,6086 \left(\ln\left(\frac{L_{oms}}{D}\right) \right)^2 \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{l} 2,07 - 1,64 \ln(nD) + \\ + 0,41(\ln(nD))^2 \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{l} 0,3 - 0,24 \ln\left(\frac{d_{oms}}{D}\right) + \\ + 0,01 \left(\ln\left(\frac{d_{oms}}{D}\right) \right)^2 \end{array} \right]^{-1}. \quad (3.2)$$

Отримані формули враховують ступінь розкриття пласта, діаметр та довжину перфораційних каналів. Вони рекомендовані авторами для широкого використання у практиці розробки нафтових і газових покладів. Використання цих формул має переваги порівняно з використанням графіків В.І. Щурова (значно зменшується ймовірність і величина помилок через масштаб графіків та інші причини).

Формули для знаходження коефіцієнтів C_3 та C_4 [26, 64] записуються у наступному вигляді:

$$C_3 = \left(\frac{1}{\bar{h}^2} - 1 \right) \frac{1}{h}; \quad (3.3)$$

$$C_4 = \frac{h^2}{3N^2 L_{омв}^3}; \quad (3.4)$$

де C_1 та C_3 – коефіцієнти недосконалості свердловин за ступенем розкриття пласта;

C_2 та C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловин за характером розкриття пласта;

$N = nh$ – загальна кількість перфораційних каналів на всю товщину пласта, м;

\bar{h} – ступінь відносного розкриття пласта;

h – загальна товщина газоносного пласта, м;

D – діаметр свердловини, м;

n – кількість перфораційних каналів на один метр розкритої товщини газоносного пласта;

$L_{омв}$ – середня довжина перфораційних каналів, м;

$d_{омв}$ – середній діаметр перфораційних каналів, м.

При дослідженні впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією знаходять дебіт газу q_r (тис.м³/доб) за формулою:

$$q_e = -\frac{A^*(\mu Z)_{сер}}{2B^*Z_{сер}} + \sqrt{\left(\frac{A^*(\mu Z)_{сер}}{2B^*Z_{сер}} \right)^2 + \frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{B^*Z_{сер}}}; \quad (3.5)$$

де

$$A^* = \frac{A}{(\mu Z)_{сер}}; \quad (3.6)$$

$$B^* = \frac{B}{Z_{сер}}; \quad (3.7)$$

$$(\mu Z)_{сер} = \frac{\mu_{nl}Z_{nl} + \mu_{виб}Z_{виб}}{2}; \quad (3.8)$$

$$Z_{сер} = \frac{Z_{nl} + Z_{виб}}{2}; \quad (3.9)$$

$$A = \frac{\mu_{nl} Z_{nl} T_{nl} P_{ам}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right); \quad (3.10)$$

$$B = \frac{\rho_{cm} Z_{nl} T_{nl} P_{ам}}{2\pi^2 k^2 l T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (3.11)$$

де A^* , B^* - постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони

пласта, $\frac{МПа^2 \cdot доб \cdot МПа \cdot с}{тис.м^3}$, $\left(\frac{МПа \cdot доб}{тис.м^3} \right)^2$;

A – коефіцієнт фільтраційного опору привибійної зони пласта, який враховує сили в'язкого тертя і геометрію потоку, $\frac{МПа^2 \cdot доб}{тис.м^3}$;

B – коефіцієнт фільтраційного опору привибійної зони пласта, який враховує інерційні сили і геометрію потоку, $\left(\frac{МПа \cdot доб}{тис.м^3} \right)^2$;

$P_{nl}, P_{виб}$ - відповідно пластовий та вибійний тиски, МПа;

T_{nl} – пластова температура, К;

T_{cm} – стандартна температура, $T_{ст}=293$ К;

$P_{ам}$ – атмосферний тиск, $P_{атм}=0,1013$ МПа;

$Z_{nl}, Z_{виб}$ – коефіцієнти стисливості газу за пластової температури і відповідно за пластового та вибійного тисків;

k – коефіцієнт проникності газоносного пласта, $м^2$;

l – коефіцієнт макрошорсткості, м;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

R_k - радіус контуру газоносності, м;

$\mu_{пл}, \mu_{виб}$ - динамічні коефіцієнти в'язкості газу за пластової температури і відповідно за пластового та вибійного тисків, Па·с.

Розрахунки впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на дебіт газової свердловини виконують у такій послідовності.

1. Визначають коефіцієнти недосконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта (C_1, C_2, C_3, C_4).

2. З використанням формул (3.5-3.11) послідовно знаходять значення таких параметрів: коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В; коефіцієнти стисливості газу за пластової температури і відповідно за пластового та вибійного тисків $Z_{пл}, Z_{виб}$ та їх середнє значення $Z_{сер}$; динамічні коефіцієнти в'язкості газу за пластової температури і відповідно за пластового та вибійного тисків $\mu_{пл}, \mu_{виб}$ та їх середнє значення $(\mu Z)_{сер}$; постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A^* і B^* ; дебіт газу q_g .

Дослідження впливу різних параметрів привибійної зони пласта на значення дебіту газу апробовано для умов гіпотетичної (модельної) свердловини з такими параметрами: глибина опускання насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації – 3200 м; початковий пластовий тиск – 33 МПа; товщина пласта - 13 м; радіус контуру газоносності – 1000 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м; пластова температура – 340 К; гирлова температура – 291 К; поточний пластовий тиск – 6,77 МПа; відносна густина газу – 0,6; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,18 \frac{МПа^2 \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}$ і $B=1,96 \cdot 10^{-3} \left(\frac{МПа \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$. Параметри роботи свердловини за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м при надходженні на вибій тільки газу: гирловий тиск – 4,68 МПа; вибійний тиск – 6,07 МПа; дебіт газу – 36 тис.м³/доб.

Вплив характеристик розкриття продуктивного пласта на дебіт газу

Ступінь відносного розкриття пласта. Дослідження виконано для різних значень ступеня відносного розкриття пласта (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0) та різної проникності пласта (0,05; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 мкм²). Для кожного значення відносного розкриття пласта визначали відношення розрахункового дебіту газу до дебіту гідродинамічно досконалої свердловини за ступенем і характером розкриття пласта за відсутності перфораційних каналів q/q_0 .

Розрахунки виконували для умови, коли свердловина недосконала тільки за ступенем розкриття пласта ($C_2=0$ та $C_4=0$). Значення відношення дебітів газу (q/q_0) для різного ступеня розкриття пласта та різної проникності пласта зображено на рисунку 3.1.

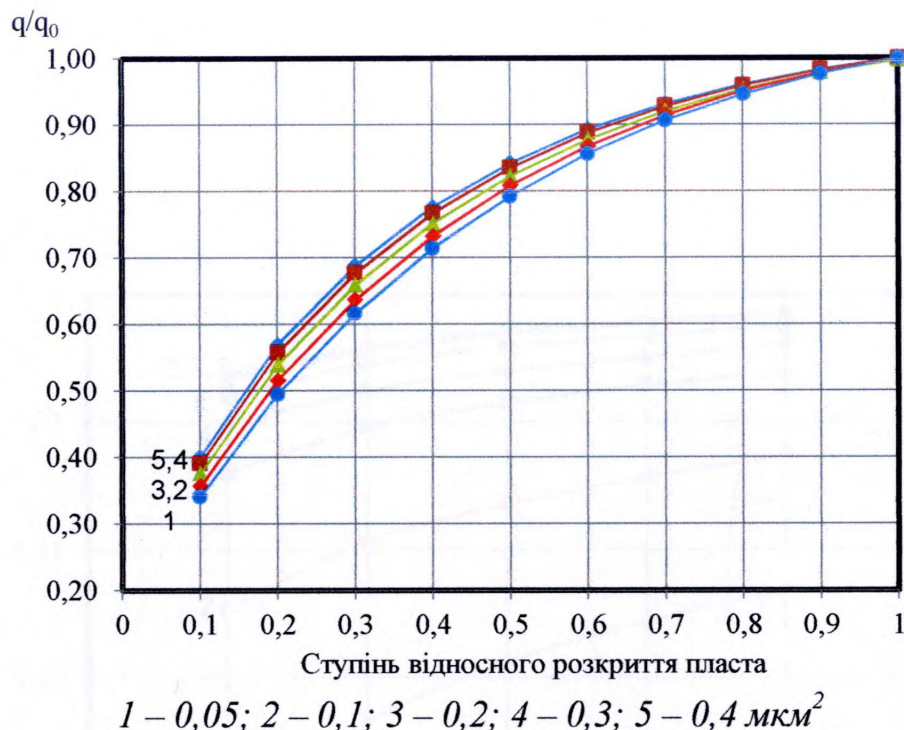


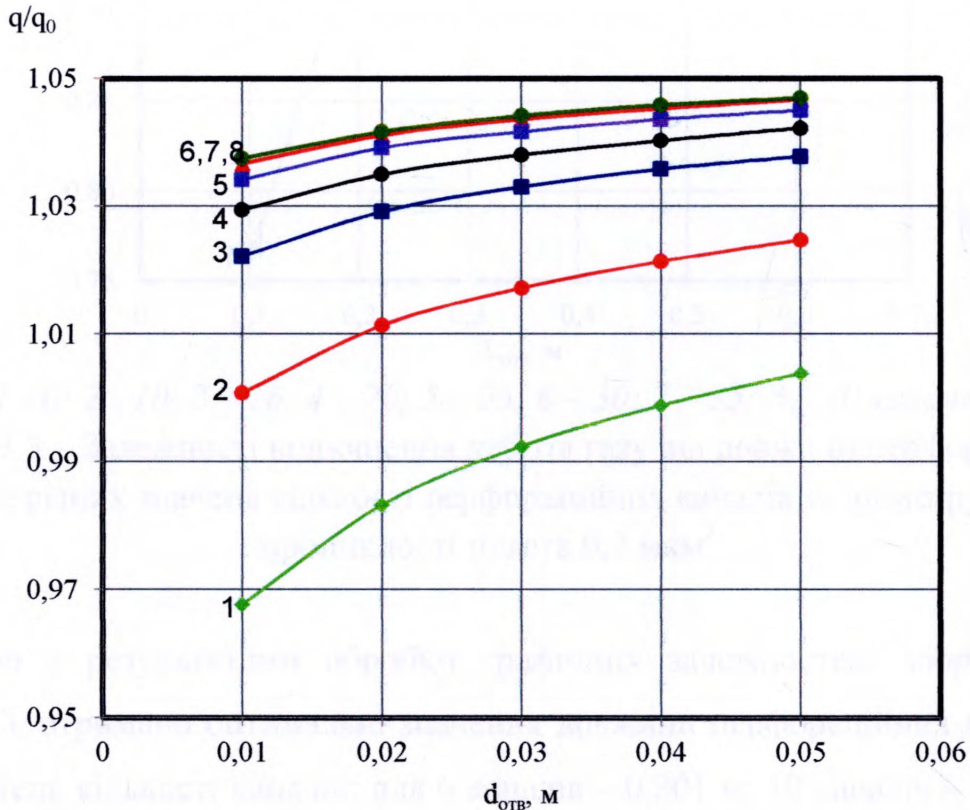
Рисунок 3.1 – Залежності відношення дебітів газу від ступеня відносного розкриття пласта для різних значень проникності пласта

За результатами статистичної обробки розрахункових даних отримано рівняння регресії і визначено значення ступеня відносного розкриття пласта для кожного значення проникності пласта, вище яких дебіт газу мало змінюється: $0,05 \text{ мкм}^2 - 1,00$; $0,1 \text{ мкм}^2 - 0,98$; $0,2 \text{ мкм}^2 - 0,95$; $0,3 \text{ мкм}^2 - 0,93$; $0,4 \text{ мкм}^2 - 0,92$. Однак, максимальний дебіт газу можна отримати при повному розкритті пласта ($\bar{h} = 1$), тому у подальших розрахунках приймаємо, що пласт розкритий на всю товщину.

Кількість і розміри перфораційних каналів. Досліджено вплив на дебіт газу (відношення дебітів газу) різної кількості перфораційних каналів (6; 10; 16; 20; 25; 30; 35; 40), різного діаметру каналів (0,01; 0,02; 0,03; 0,04; 0,05 м) та їх довжин (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 м). Розрахунки виконано для різних значень

проникності пласта (0,05; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 мкм²). Результати розрахунків представлено у вигляді графічних залежностей, зображених на рисунках 3.2 – 3.8.

Для прикладу на рисунку 3.2 наведено графічну залежність відношення дебітів газу від діаметру перфораційних каналів для різної кількості перфораційних каналів, їх довжини 0,5 м та проникності пласта 0,2 мкм². Для всіх інших значень довжини перфораційних каналів (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,6 м) та проникності пласта (0,05; 0,1; 0,3 та 0,4 мкм²) характер залежностей аналогічний.



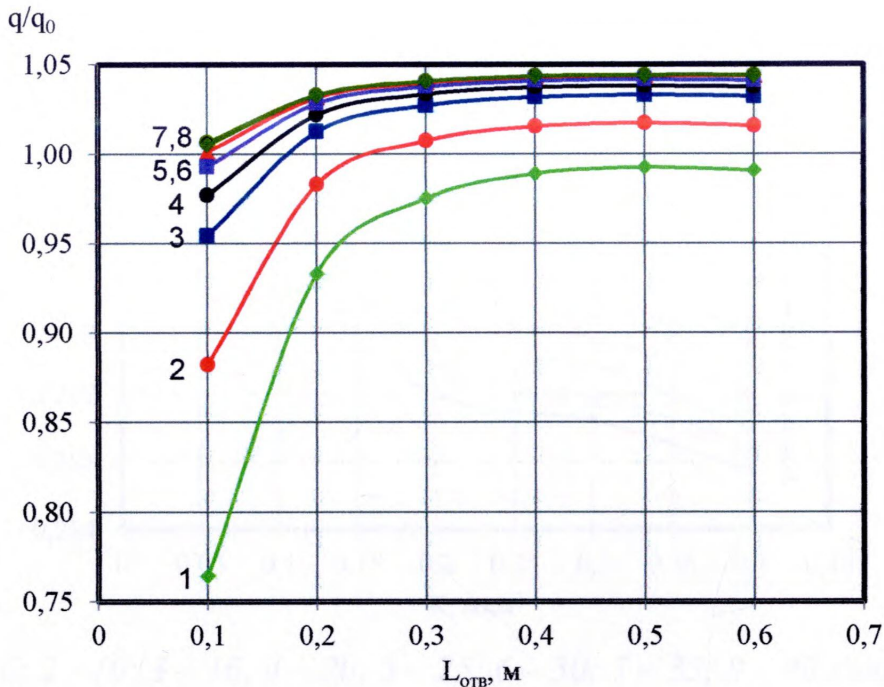
1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 3.2 – Залежності відношення дебітів газу від діаметру перфораційних каналів для різних значень кількості перфораційних каналів за довжини 0,5 м та проникності пласта 0,2 мкм²

Графічні залежності на рисунку 3.2 оброблено за методом «найменших квадратів». Рациональне значення діаметру перфораційних каналів становить 0,03 м.

На рисунку 3.3 зображено графічну залежність відношення дебітів газу від довжини перфораційного каналу для різних значень їх кількості за діаметру 0,03 м

та проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$. Для всіх інших значень досліджуваних параметрів характер залежностей аналогічний.



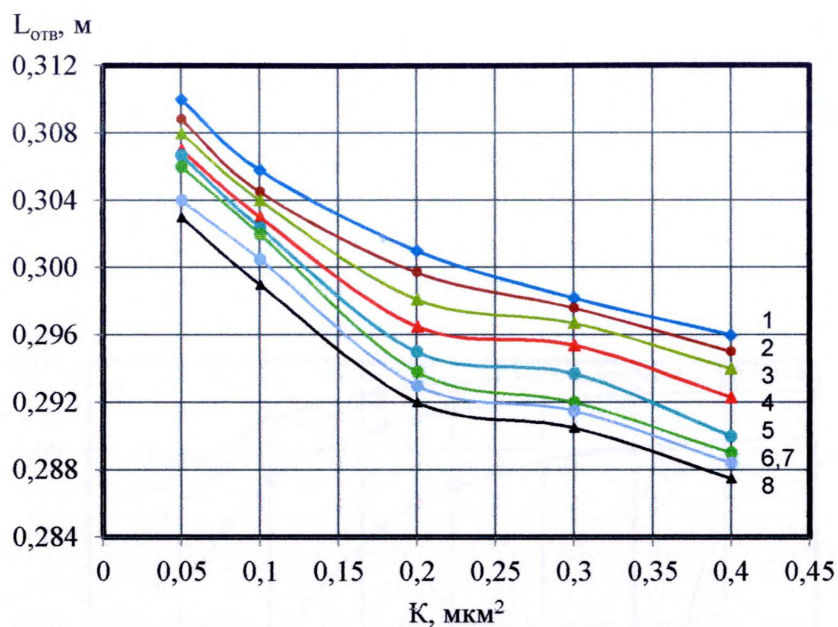
1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 3.3 – Залежності відношення дебітів газу від довжини перфораційного каналу для різних значень кількості перфораційних каналів за діаметру $0,03 \text{ м}$ та проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$

Згідно з результатами обробки графічних залежностей, зображених на рисунку 3.3, отримано оптимальні значення довжини перфораційних каналів для різних значень кількості каналів: для 6 каналів – $0,301 \text{ м}$; 10 каналів – $0,299 \text{ м}$; 16 каналів – $0,298 \text{ м}$; 20 каналів – $0,296 \text{ м}$; 25 каналів – $0,295 \text{ м}$; 30 каналів – $0,294 \text{ м}$; 35 каналів – $0,293 \text{ м}$; 40 каналів – $0,292 \text{ м}$. Середнє значення довжини перфораційних каналів становить $0,296 \text{ м}$ за проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$.

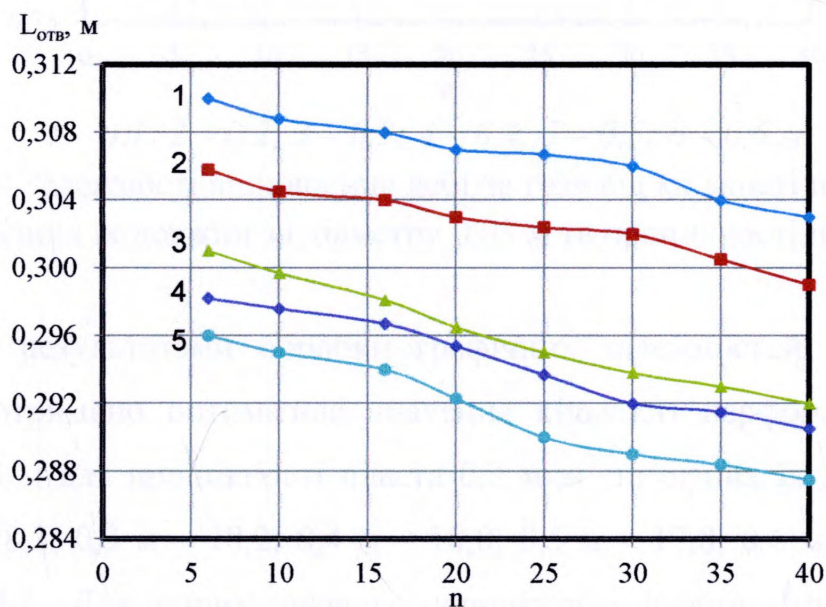
Для інших значень проникності пласта отримано наступні середні значення довжини перфораційних каналів: $0,05 \text{ мкм}^2$ – $0,307 \text{ м}$; $0,1 \text{ мкм}^2$ – $0,303 \text{ м}$; $0,3 \text{ мкм}^2$ – $0,294 \text{ м}$; $0,4 \text{ мкм}^2$ – $0,292 \text{ м}$. Отже, для умов розглядуваного прикладу довжина перфораційних каналів змінюється у межах $0,292 - 0,307 \text{ м}$. З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічну залежність довжини

перфораційних каналів від проникності пласта для різних значень їх кількості (рисунок 3.4 та рисунок 3.5).



1 - 6; 2 - 10; 3 - 16; 4 - 20; 5 - 25; 6 - 30; 7 - 35; 8 - 40 каналів

Рисунок 3.4 – Залежності довжини перфораційних каналів діаметром 0,03 м від проникності пласта для різних значень кількості перфораційних каналів

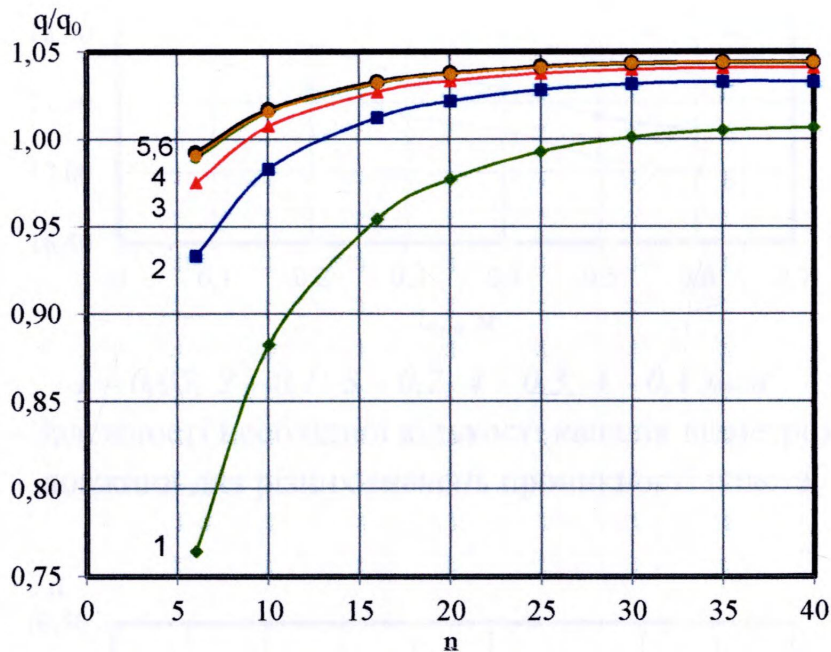


1 - 0,05; 2 - 0,1; 3 - 0,2; 4 - 0,3; 5 - 0,4 мкм²

Рисунок 3.5 – Залежності довжини перфораційних каналів діаметром 0,03 м від кількості перфораційних каналів для різних значень проникності пласта

Як зображено на рисунках 3.4 і 3.5 необхідна довжина перфораційних каналів зменшується із збільшенням проникності пласта та із збільшенням кількості перфораційних каналів.

На рисунку 3.6 зображено графічні залежності відношення дебітів газу від кількості перфораційних каналів для різних їх довжин діаметром 0,03 м та проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$. Для всіх значень досліджуваних параметрів характер залежностей аналогічний наведеному на рисунку 3.6.

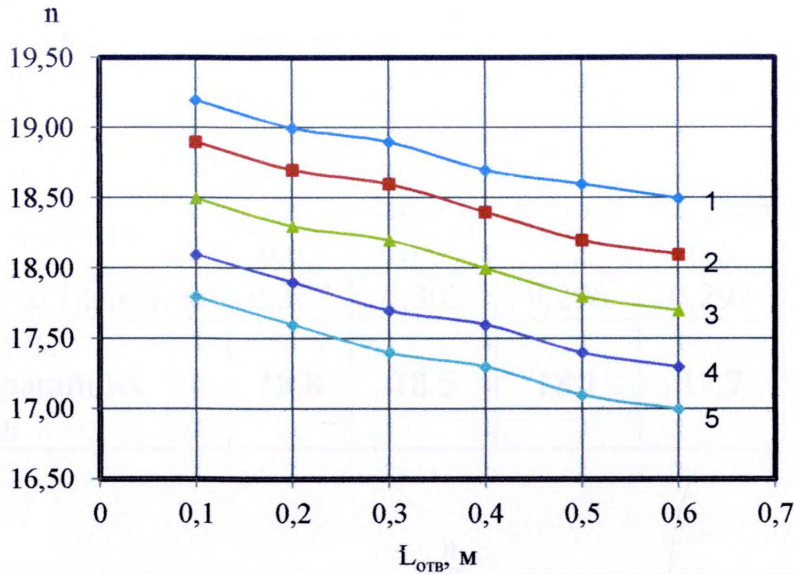


1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6 м

Рисунок 3.6 – Залежності відношення дебітів газу від кількості перфораційних каналів для різних їх довжин за діаметру 0,03 м та проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$

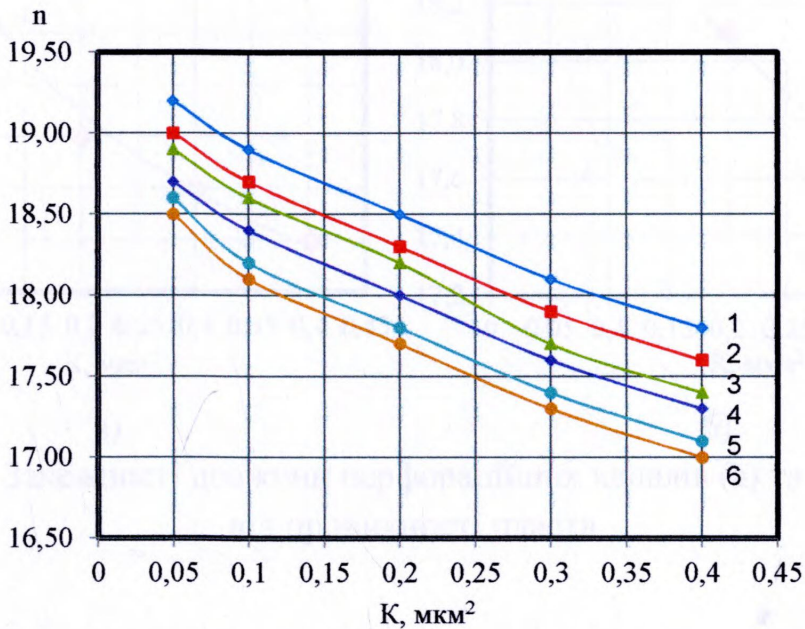
Згідно з результатами обробки графічних залежностей, зображених на рисунку 3.6, отримано оптимальні значення кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м для проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$ та різних їх довжин: 0,1 м – 18,5; 0,2 м – 18,3; 0,3 м – 18,2; 0,4 м – 18,0; 0,5 м – 17,8; 0,6 м – 17,7, середнє значення – 18,1. Для інших значень проникності пласта отримано наступні середні значення кількості перфораційних каналів: $0,05 \text{ мкм}^2$ – 18,8; $0,1 \text{ мкм}^2$ – 18,5; $0,3 \text{ мкм}^2$ – 17,7; $0,4 \text{ мкм}^2$ – 17,4 м.

З наведених даних видно, що із збільшенням довжини перфораційних каналів зменшується необхідна кількість каналів. Ця закономірність наглядно зображена на рисунках 3.7 та 3.8.



1 – 0,05; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,3; 4 – 0,4 мкм²

Рисунок 3.7 – Залежності необхідної кількості каналів діаметром 0,03 м від їх довжини для різних значень проникності пласта



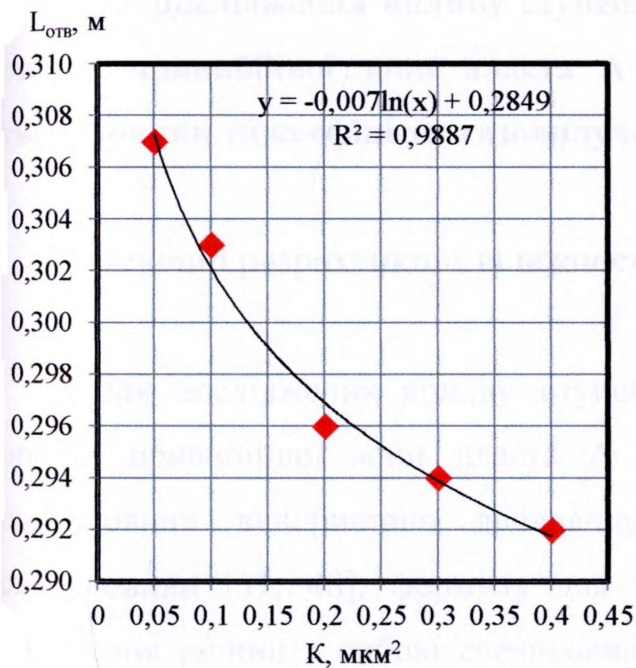
1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6 м

Рисунок 3.8 – Залежності необхідної кількості каналів діаметром 0,03 м від проникності пласта для різних значень їх довжини

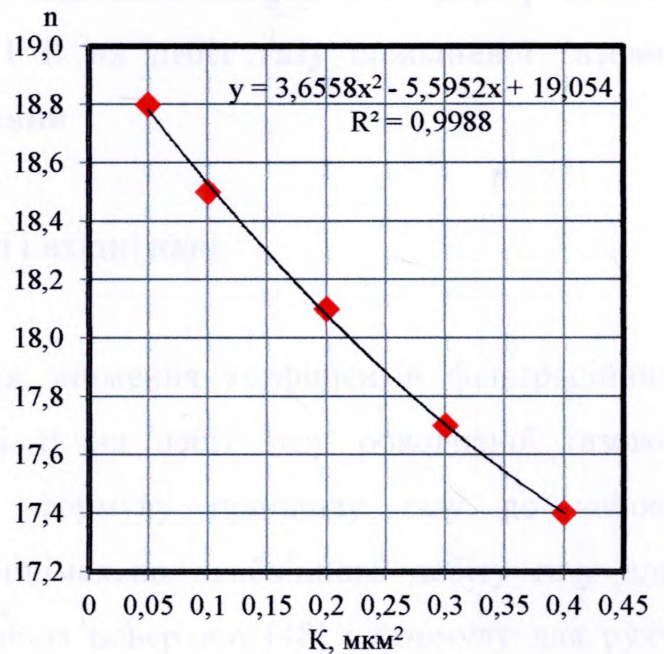
Рациональні параметри перфораційних каналів для різних проникностей пласта наведено у таблиці 3.1. За даними таблиці 3.1 побудовано графічні залежності довжини перфораційних каналів та їх кількості від проникності пласта, які зображено на рисунку 3.9.

Таблиця 3.1 - Параметри перфораційних каналів для різних проникностей пласта

Параметри	Проникність пласта, мкм ²				
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4
Довжина каналу, м	0,307	0,303	0,296	0,294	0,292
Кількість перфораційних каналів	18,8	18,5	18,1	17,7	17,4



а)



б)

Рисунок 3.9 – Залежності довжини перфораційних каналів (а) та їх кількості (б) від проникності пласта

Для кожної залежності на рисунку 3.9 підбрано рівняння регресії і визначено коефіцієнт кореляції, який змінюється у межах 0,9887-0,9988.

Отже, за результатами виконаних досліджень можна зробити наступні висновки.

1. Рациональне значення діаметру перфораційних каналів для різних значень кількості перфораційних каналів, їх довжин та проникності пласта всередньому становить 0,03 м.

2. Середнє значення довжини перфораційних каналів змінюється у межах 0,292 – 0,307 м залежно від проникності пласта.

3. Рациональні значення кількості перфораційних каналів змінюються у межах 17,4 – 18,8 каналів на один метр розкритої товщини пласта. Результати виконаних досліджень свідчать про те, що із збільшенням проникності пласта необхідна кількість перфораційних каналів та їх довжина зменшується.

3.3 Дослідження впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини та коефіцієнт газовилучення

Основні розрахункові залежності і вхідні дані

Для дослідження впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини використано двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини [37, 48], формулу для мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою свердловини на поверхню [48] і формулу для руху двофазного газоводяного потоку у вертикальних трубах свердловини («аналог» формули Адамова) [73].

Рівняння припливу газу до вибою свердловини при порушенні закону Дарсі записується у вигляді:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2. \quad (3.12)$$

Детальніше пояснення величин коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В наведено у підрозділі 3.2.

Для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою свердловини використано формулу, яка враховує дебіт пластової води, що поступає разом з газом на вибій свердловини:

$$q_{\text{м.н.}} = 2213 d_{\text{вн}}^{1,94} q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \rho_p}{\bar{\rho}_z Z_{\text{виб}} T_{\text{виб}}}}, \quad (3.13)$$

де q_p - дебіт рідини, тис.м³/доб;

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

ρ_p - густина рідини, кг/м³;

$d_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м;

$T_{\text{виб}}$ - температура на вибої (пластова температура), К;

$Z_{\text{виб}}$ - коефіцієнт стисливості газу за вибійного тиску і вибійної температури.

Для визначення вибійного тиску у працюючій газовій свердловині за значеннями гирлового тиску, дебітів газу і води використано формулу для руху двофазного газоводяного потоку у вертикальних трубах свердловини:

$$P_{\text{виб}} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_0} + 0,0133 \lambda \frac{Z_{\text{сеп}}^2 T_{\text{сеп}}^2}{(10d_{\text{вн}})^5 \rho} (e^{2S_0} - 1) q_{\text{см}}^2}, \quad (3.14)$$

де

$$S_0 = \frac{0,03415 \bar{\rho}_z \rho L}{Z_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}}; \quad (3.15)$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_p}{\rho_{z.p}}; \quad (3.16)$$

$$\rho_{z.p} = \frac{1,205 \bar{\rho}_z P_{\text{сеп}} T_{\text{см}}}{P_{\text{ат}} T_{\text{сеп}} Z_{\text{сеп}}}; \quad (3.17)$$

$$\varphi \leq \beta = \frac{q_{z.p}}{q_{z.p} + q_p}; \quad (3.18)$$

$$q_{z.p} = \frac{q_z P_{\text{ат}} T_{\text{сеп}} Z_{\text{сеп}}}{P_{\text{сеп}} T_{\text{см}}}; \quad (3.19)$$

$$q_{cm} = \frac{G_z + G_p}{1,205 \bar{\rho}_z}; \quad (3.20)$$

$$G_z = 1,205 \bar{\rho}_z q_z; \quad (3.21)$$

$$G_p = q_p \rho_p; \quad (3.22)$$

$$q_p = \Phi_6 q_z; \quad (3.23)$$

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right); \quad (3.24)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}, \quad (3.25)$$

S_0 - комплексний параметр;

$P_y, P_{сер}$ - відповідно гирловий та середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_y, T_{сер}$ - відповідно гирлова та середня температури у стовбурі свердловини,

К;

q_{cm}, q_z, q_6 - відповідно об'ємна витрата (дебіт) газорідинної суміші, газу і води за стандартних умов, тис.м³/доб;

$q_{z,p}$ - об'ємна витрата (дебіт) газу за робочих умов (за середнього тиску і середньої температури у стовбурі свердловини), тис.м³/доб;

G_z, G_p - відповідно масова витрата газу і води, т/доб;

L - відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації, м;

$Z_{сер}$ - коефіцієнт стисливості газу відповідно за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$;

$\rho_{z,p}$ - густина газу за робочих умов (за середнього тиску і середньої температури у стовбурі свердловини), кг/м³;

Φ_6 - водний фактор, см³/м³;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб;

φ, β - відповідно істинний та витратний об'ємний газовміст газорідинної суміші у стовбурі свердловини.

Згідно з рекомендаціями роботи [73] при проведенні розрахунків істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші у стовбурі свердловини φ переважно приймають рівним об'ємному газовмісту β , оскільки визначення φ вимагає проведення складних експериментальних досліджень. По цій самій причині, за відсутності експериментальних даних, коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб визначають аналогічно як для чистого газу.

Для руху чистого газу у вертикальних трубах свердловин використано формулу Адамова [48]:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + \theta q_z^2}, \quad (3.26)$$

де

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho}_z L}{Z_{сер} T_{сер}}; \quad (3.27)$$

$$\theta = 0,0133\lambda \frac{Z_{сер}^2 T_{сер}^2}{(10d_{BH})^5} (e^{2S} - 1), \quad (3.28)$$

q_z - дебіт чистого газу, тис.м³/доб;

S, θ - комплексні параметри.

Із спільного розв'язку рівнянь (3.12) та (3.26) дебіт газу за постійного гирлового тиску та русі у насосно-компресорних трубах тільки чистого газу визначається за формулою:

$$q_{z.o} = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2 - P_y^2 e^{2S}}{B+\theta}}. \quad (3.29)$$

Із спільного розв'язку рівнянь (3.12) та (3.14) отримують формулу для визначення поточного пластового тиску за значеннями гирлового тиску, дебітів газу і води:

$$P_{nl} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_0} + \theta_0 q_{cm}^2 + Aq + Bq^2}, \quad (3.30)$$

або

$$P_{nl} = \sqrt{P_y^2 e^{\frac{2 \cdot 0,03415 \bar{\rho}_s \rho L}{Z_{сер} T_{сер}}} + 0,0133 \lambda \frac{Z_{сер}^2 T_{сер}^2}{(10d_{вн})^5 \rho} \left(e^{\frac{2 \cdot 0,03415 \bar{\rho}_s \rho L}{Z_{сер} T_{сер}}} - 1 \right) q_{см}^2 + Aq + Bq^2}. \quad (3.31)$$

За значенням поточного пластового тиску визначають коефіцієнт газовилучення за формулою:

$$\beta = \left(1 - \frac{P_{nl} Z_{ноч}}{P_{ноч} Z_{nl}} \right) \cdot 100\%. \quad (3.32)$$

Розрахунки впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої газової свердловини та коефіцієнт газовилучення виконуються у такій послідовності.

1. Для заданих значень пластового та гирлового тисків і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В визначають дебіт газу, що припливає із пласта q_z і вибійний тиск $P_{виб}$ за умови відсутності припливу у свердловину пластової води за формулами (3.29) та (3.26). Дебіт газу q_z і вибійний тиск $P_{виб}$ знаходять методом послідовних наближень.

2. Визначають дебіт води, що надходить на вибій свердловини:

$$q_{в.о} = \Phi_s \cdot q_{z.о}. \quad (3.33)$$

3. Для знайдених значень дебіту газу q_z , дебіту води q_v і заданого гирлового тиску P_y знаходять з використанням методу послідовних наближень вибійний тиск $P_{виб}$ за формулою (3.14) при русі у насосно-компресорних трубах газоводяної суміші. При цьому спочатку послідовно знаходять значення таких параметрів: середній тиск у стовбурі свердловини $P_{сер}$; коефіцієнти стисливості газу $Z_{виб}$ і $Z_{сер}$ відповідно за вибійного тиску та вибійної температури $P_{виб}, T_{виб}$ і середнього тиску та середньої температури у стовбурі свердловини $P_{сер}, T_{сер}$; об'ємну витрату газу за робочих умов $(P_{сер}, T_{сер})$ $q_{z.p}$; густину газу за робочих умов $(P_{сер}, T_{сер})$ $\rho_{z.p}$; істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші у робочих умовах $(P_{сер}, T_{сер})$ φ ; параметри θ_0, S_0 .

4. Уточнюють дебіт газу, що поступає із пласта за формулою, отриманої із двочленної формули припливу газу до видобувних свердловин:

$$q_z = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{B}}. \quad (3.34)$$

5. Повторюють розрахунки за пунктами 3 і 4 до отримання заданої точності у визначенні $P_{виб}$.

6. Обчислюють поточний пластовий тиск за формулою (3.31).

7. Визначають коефіцієнт газовилучення за формулою (3.32).

Розрахунки проводять для різних значень ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В (2; 4; 6; 8; 10 разів).

Результати досліджень впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт обводненої газової свердловини та коефіцієнт газовилучення

Дослідження виконано для умов гіпотетичної свердловини з такими параметрами: глибина опускання насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації – 3200 м; початковий пластовий тиск – 33 МПа; товщина пласта - 13 м; радіус контуру газоносності – 1000 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м; пластова температура – 340 К; гирлова температура – 291 К; відносна густина газу – 0,6; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,18 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}$ і $B=1,96 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}\right)^2$. Дослідження виконано для початкової і завершальної стадій розробки покладу. *Початкова стадія* характеризується такими параметрами: початковий пластовий тиск - 33 МПа, гирловий тиск – 25,08 МПа, початковий дебіт газу – 125 тис.м³/доб. *Завершальна стадія* характеризується такими параметрами: пластовий тиск - 0,977 МПа, гирловий тиск – 0,5 МПа, дебіт газу – 5 тис.м³/доб.

Дослідження виконано для різних значень ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В за умови експлуатації

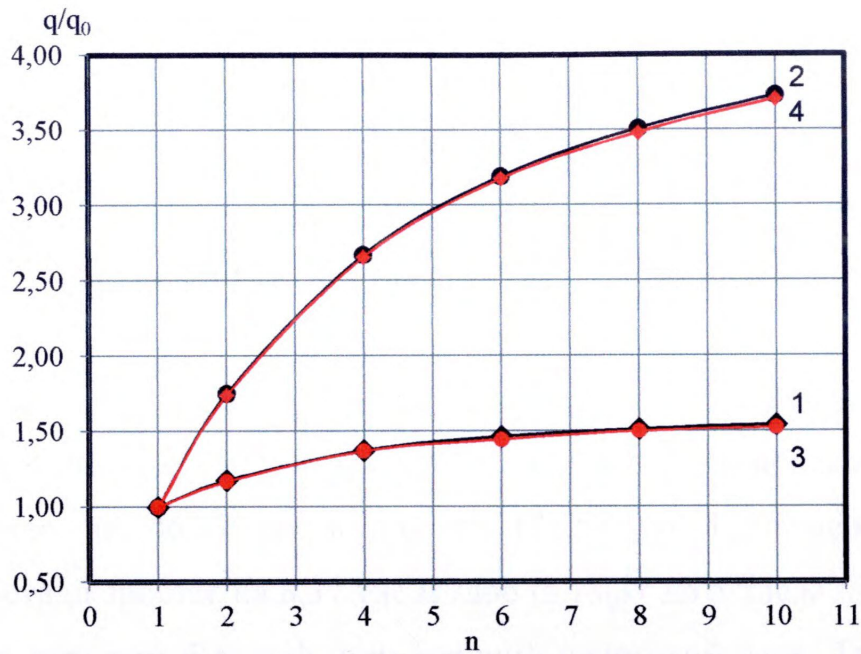
свердловин на максимально граничному водному факторі, вище якого фонтанна експлуатація свердловин припиняється.

Згідно з результатами розрахунків з використанням формули для мінімально необхідного дебіту газу граничне значення водного фактора для різних стадій розробки покладу відрізняється і для умов розглядуваного прикладу становить: початкова стадія – 4 л/тис.м³; завершальна стадія – 1 л/тис.м³.

Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей відношення дебітів газу q/q_0 від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для різних стадій розробки покладу (де q – дебіт газу після оброблення привибійної зони пласта; q_0 – початковий дебіт газу до оброблення привибійної зони пласта). Результати досліджень впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт обводненої газової свердловини та на коефіцієнт газовилучення зведено у таблицю 3.2 та зображено на рисунках 3.10 - 3.11.

Таблиця 3.2 - Значення відношення дебітів газу та коефіцієнта газовилучення для різного ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для різних стадій розробки покладу і різних значень максимально граничного водного фактора

Водний фактор, л/тис.м ³	Ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В					
	1	2	4	6	8	10
	Початкова стадія					
0	1,00	1,17	1,37	1,46	1,51	1,54
4	1,00	1,17	1,37	1,45	1,50	1,53
	Завершальна стадія					
0	1,00	1,75	2,67	3,19	3,51	3,73
1	1,00	1,75	2,67	3,19	3,51	3,73
	Коефіцієнт газовилучення (%) для завершальної стадії					
0	96,955	97,044	97,144	97,198	97,228	97,251
1	96,952	97,043	97,141	97,195	97,221	97,240



1 - за відсутності води у пластовій продукції для початкової стадії; 2 - за відсутності води у пластовій продукції для завершальної стадії; 3 - при експлуатації свердловин з максимально граничним водним фактором для початкової стадії; 4 - при експлуатації свердловин з максимально граничним водним фактором для завершальної стадії розробки

Рисунок 3.10 – Залежності відношення дебітів газу від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В

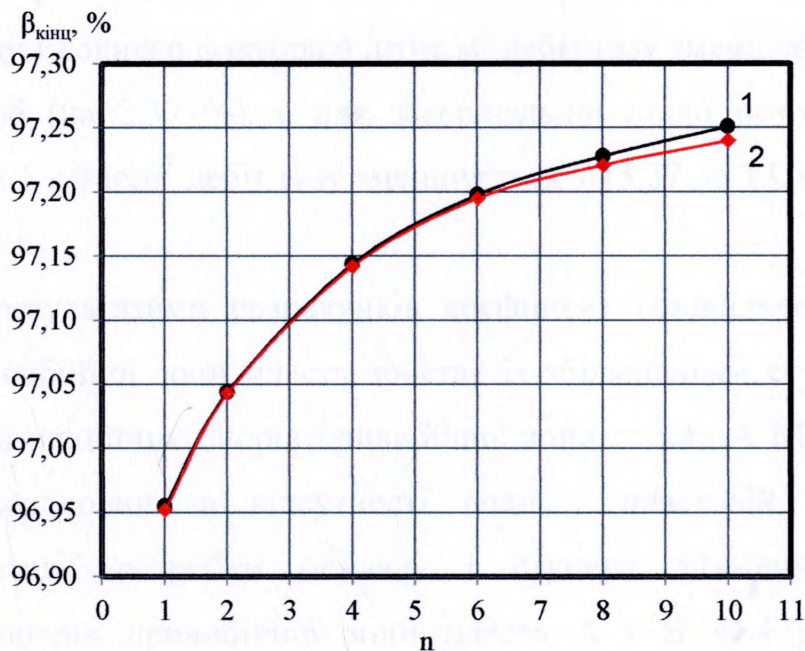


Рисунок 3.11 – Залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В за відсутності води у пластовій продукції (1) та при експлуатації свердловин з максимально граничним водним фактором (2)

Згідно з результатами розрахунків абсолютне значення дебіту газу і відношення дебітів газу після і до оброблення привибійної зони пласта зростають із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В. Абсолютний приріст дебіту газу тим більший, чим більший поточний пластовий тиск, тобто має максимальне значення для початкової стадії і мінімальне значення для завершальної стадії розробки покладу. Так, для початкової стадії розробки покладу і ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази дебіт газу для початкової стадії розробки покладу зростає на 46,57 тис.м³/доб (з 171,57 до 125 тис.м³/доб), а для завершальної стадії зростає на 8,37 тис.м³/доб (з 13,37 до 5 тис.м³/доб). Відносний приріст дебіту газу тим більший, чим менший пластовий тиск. Так, для ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази дебіт газу для початкової стадії розробки покладу зростає у 1,37 рази, а для завершальної стадії розробки покладу – у 2,67 рази.

Результати досліджень свідчать, що з появою води у пластовій продукції відбувається істотне зниження дебіту газу. Так, за ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4 рази для початкової стадії розробки покладу і водного фактора 4 л/тис.м³ дебіт газу зменшується з 171,57 до 167,51 тис.м³/доб (на 2,37 %), а для завершальної стадії розробки покладу і водного фактора 1 л/тис.м³ дебіт газу зменшується з 13,37 до 13,36 тис.м³/доб (на 0,07 %).

Згідно з результатами розрахунків коефіцієнт газовилучення після і до оброблення привибійної зони пласта зростає із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В і більший при експлуатації свердловин за відсутності води у пластовій продукції. Для завершальної стадії розробки покладу і ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4 рази коефіцієнт газовилучення зростає з 97,141 % за водного фактора 1 л/тис.м³ до 97,144 % за відсутності води у пластовій продукції.

Із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В наведені на рисунку 3.10 графічні залежності поступово виположуються. За результатами статистичної обробки розрахункових даних з використанням методу «найменших квадратів» раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, вище яких відношення дебітів газу мало змінюється для різних стадій розробки покладу дорівнює: для початкової стадії – 4,29; завершальної стадії – 4,55. Для порівняння для не обводненої газової свердловини раціональна ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В всередньому становить 4 рази [49].

Отже, із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В найбільше абсолютне зростання дебіту газу спостерігається на ранніх стадіях розробки покладу в умовах високих пластових тисків і дебітів газу, найменше – на завершальній стадії розробки за понижених пластових тисків і дебітів газу. Відносне зростання дебітів газу найбільше на завершальній стадії розробки покладу і найменше на початковій стадії.

3.4 Удосконалення методики розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин

Основні залежності для розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених свердловин

При постановці задачі прийнято, що на вибій обводненої газової свердловини роздільно надходять газ із газоносного пласта і вода із водоносного пласта. Дебіт пластового газу менший за мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Тому свердловина не може експлуатуватися фонтанним способом за рахунок використання власної енергії пластового газу. Для забезпечення стабільної роботи свердловини подають по затрубному простору на вибій додаткову кількість газу. У результаті газліфтною

експлуатації із свердловини видобувають пластовий газ і воду, що роздільно надходять на вибій. Одночасно видобувається весь запомпований у свердловину газліфтний газ. При проведенні досліджень ставилась задача визначити дебіт газу, що поступає з пласта, мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню, витрату газліфтного газу та дебіт пластової води для різних значень гирлового тиску, внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб і водного фактора за умови узгодженої роботи пласта і газліфтного піднімача.

У дослідженнях газліфтної експлуатації обводнених свердловин використано двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини (3.12), формулу для мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню (3.13) і формулу для руху газорідинного потоку у вертикальних трубах свердловини (3.14). Розрахунки параметрів газліфтної експлуатації обводненої свердловини виконували у такій послідовності.

1. З використанням методу послідовних наближень для заданих значень гирлового тиску і конструкції насосно-компресорних труб знаходять дебіт газу за формулою (3.29) і вибійний тиск за формулою (3.26) за умови відсутності рідини у свердловинній продукції.

2. Визначають дебіт води, що надходить на вибій свердловини для заданих значень дебіту газу і водного фактора за формулою (3.33).

3. Визначають тиск на вибої обводненої свердловини за умови руху у насосно-компресорних трубах двофазної газорідинної суміші за формулою (3.14). При цьому послідовно визначають значення наступних параметрів за формулами (3.15) - (3.25): середній тиск у стовбурі свердловини $P_{сер}$; коефіцієнти стисливості газу $Z_{виб}$ і $Z_{сер}$ відповідно за вибійного тиску та вибійної температури $P_{виб}$, $T_{виб}$ і середнього тиску та середньої температури у стовбурі свердловини $P_{сер}$, $T_{сер}$; масові витрати газу і води G_z і G_g ; об'ємну витрату газорідинної суміші $Q_{см}$; об'ємну витрату газу за робочих умов $(P_{сер}, T_{сер}) Q_{z.p}$; густину газу за робочих умов

$(P_{сер}, T_{сер})$ $\rho_{г.р}$; істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші у робочих умовах $(P_{сер}, T_{сер})$ φ ; параметр S_0 .

При розрахунку масової витрати газу G_g і витрати газу за робочих умов (за $P_{сер}, T_{сер})$ $q_{г.р}$ вихідну витрату газу q_g приймають рівною мінімально необхідному дебіту газу, оскільки саме така кількість газу рухається у насосно-компресорних трубах.

4. Знаходять мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню за формулою (3.13).

5. Визначають дебіт газу, що припливає із газоносного пласта на вибій свердловини за формулою (3.34).

6. Із знайденими значеннями вибійного тиску і мінімально необхідного дебіту газу та дебіту води повторюють розрахунки по п. 2-5 до отримання заданої точності у визначенні вибійного тиску.

7. Обчислюють витрату газліфтного газу:

$$q_{нагн} = q_{м.н.} - q_g. \quad (3.35)$$

Дослідження проводились з використанням теорії планування експерименту. На дебіт пластового газу в основному впливають три чинники: гирловий тиск, водний фактор, внутрішній діаметр насосно-компресорних труб. Враховуючи всі особливості досліджень, приймаємо такі діапазони зміни чинників: гирловий тиск 3,5 – 4,68 МПа; водний фактор 5 – 25 л/тис.м³; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб 0,0503 – 0,076 м.

Для спрощення розрахунків значення чинників перетворимо в умовні одиниці, тобто так, щоб вони відповідали числам: -1, +1.

Відповідно до рекомендацій [31] була складена матриця планування експерименту для трьох чинників (таблиця 3.3), згідно з якою визначали дебіт пластового газу.

Оскільки це не експериментальні дослідження, а аналітичні розрахунки, тому отримані показники ми не можемо аналізувати по критеріях Стюдента, Кохрена, Фішера та інших.

Таблиця 3.3 - Робоча матриця планування експериментів

Дослід	Значення факторів							Експериментальне значення q , тис.м ³ /доб
	Умовна одиниця				Фактична одиниця			
	X_0	X_1	X_2	X_3	P_y , МПа	Φ_B , л/тис.м ³	d , мм	$q_{сер}$
1	+1	+1	+1	+1	4,68	25	76	28,89
2	+1	-1	+1	+1	3,5	25	76	68,85
3	+1	+1	-1	+1	4,68	5	76	35,12
4	+1	-1	-1	+1	3,5	5	76	74,67
5	+1	+1	+1	0	4,68	25	62	24,30
6	+1	-1	+1	0	3,5	25	62	64,73
7	+1	+1	-1	0	4,68	5	62	33,84
8	+1	-1	-1	0	3,5	5	62	73,02
9	+1	+1	+1	-1	4,68	25	50,3	20,30
10	+1	-1	+1	-1	3,5	25	50,3	58,62
11	+1	+1	-1	-1	4,68	5	50,3	31,01
12	+1	-1	-1	-1	3,5	5	50,3	70,59

Теоретичні розрахунки виконували за основними залежностями (двочленна формула припливу газу до вибою свердловини, формула для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню, формула для руху у вертикальних трубах свердловини двофазної газорідинної суміші), які враховують закономірності фільтрації газу у пласті і руху газорідинної суміші у стовбурі свердловини і взаємозв'язкі між визначальними чинниками.

Результати розрахунків впливу визначальних чинників на параметри газліфтної експлуатації обводнених свердловин

Запропонована методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин апробована для умов гіпотетичної (модельної) свердловини з параметрами: глибина опускання насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації – 3200 м; пластовий тиск – 6,77 МПа; відносна густина газу – 0,6; пластова температура – 340 К; гирлова температура - 291 К; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,18$ МПа²·доб/тис.м³ і $B=1,96 \cdot 10^{-3}$ (МПа·доб/тис.м³)². Розрахунки виконано

для таких значень визначальних параметрів: внутрішній діаметр насосно-компресорних труб - 0,0503; 0,062; 0,076 м; водний фактор - 5, 8, 10, 15, 20, 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 325, 350, 375, 400, 425, 450, 460 л/тис.м³; гирловий тиск - 3,5; 4; 4,5; 4,68; 5 МПа.

У розрахунках для кожного значення заданого гирлового тиску і різних значень діаметру насосно-компресорних труб та водного фактора розраховували значення вибійного тиску, дебіту пластового газу, що припливає із пласта у свердловину, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню, витрату газліфтного газу і дебіту пластової води. У розрахунках коефіцієнт стисливості газу визначали за відомими формулами залежно від псевдозведених тиску і температури, коефіцієнт гідравлічного опору труб визначали за відповідними формулами для чистого газу, істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші приймали рівним витратному газовмісту.

У таблиці 3.4 наведено параметри роботи свердловини за умови надходження на вибій тільки чистого газу для різних значень гирлового тиску і діаметру насосно-компресорних труб. З використанням ліцензованої програми PipeSim також обраховано параметри роботи свердловини, результати розрахунків якої наведено у таблиці 3.4 і зображено на рисунку 3.12. Типову конструкцію газової свердловини у програмі PipeSim зображено на рисунку 3.13.

Таблиця 3.4 - Параметри роботи свердловини при надходженні на вибій тільки чистого газу для різних значень гирлового тиску і діаметру насосно-компресорних труб

Внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м	Дебіт газу, тис.м ³ /доб				
	P _y =3,5 МПа	P _y =4,0 МПа	P _y =4,5 МПа	P _y =4,68 МПа	P _y =5,0 МПа
	<i>Запропонована методика</i>				
0,0503	50,6	43,3	33,6	29,3	19,6
0,062	64,5	54,6	41,7	36,0	23,3
0,076	72,8	61,3	46,2	39,6	25,2
	<i>Програма PipeSim</i>				
0,0503	51,87	43,86	33,03	28,38	16,82
0,062	65,07	54,08	40,65	34,74	21,74
0,076	73,23	60,73	45,26	37,41	22,99

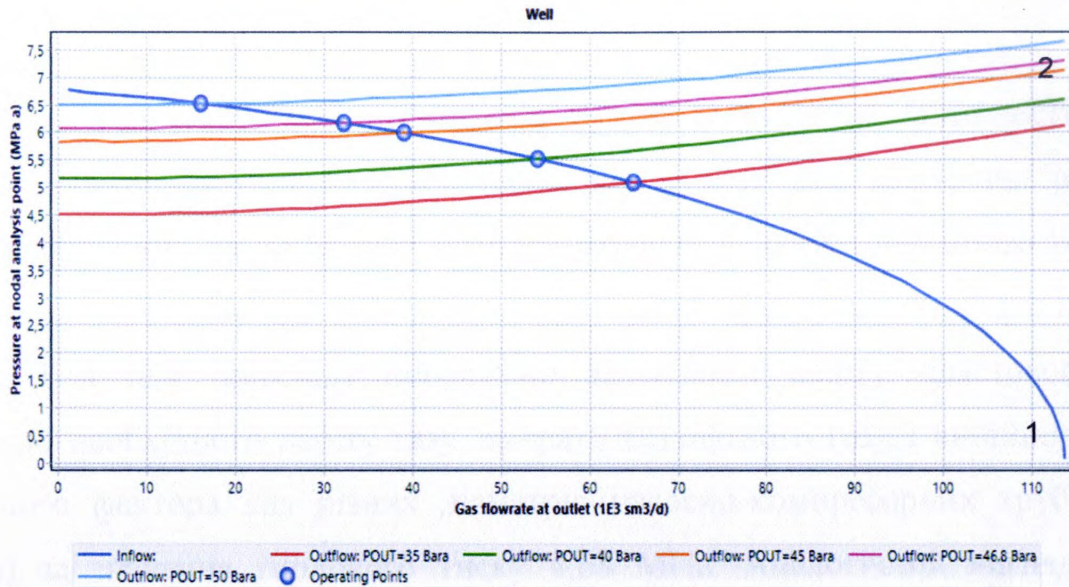


Рисунок 3.12 – Результати розрахунку вузлової (робочої) точки для різних значень гирлового тиску і діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м з використанням кривих припливу (1) і відпливу (2) у програмі PipeSim

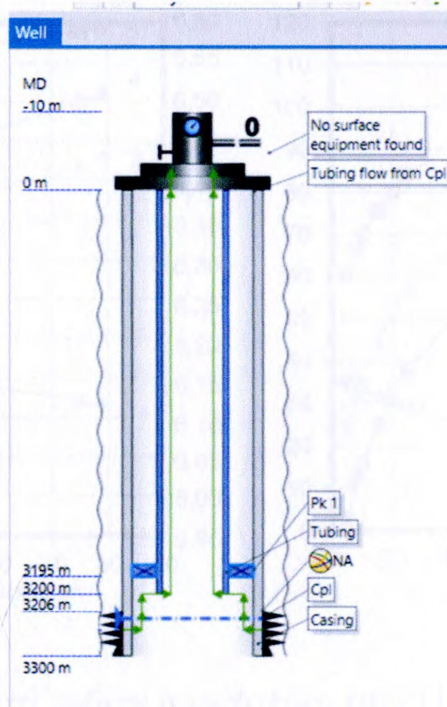


Рисунок 3.13 – Типова конструкція свердловини у програмі PipeSim

Аналіз результатів розрахунків параметрів експлуатації свердловини при надходженні на вибір тільки газу (за відсутності води у продукції) за запропонованою методикою і програмою PipeSim практично співпадають, що

свідчить про можливість використання обох методик при проведенні розрахунку параметрів експлуатації обводненої свердловини газліфтним способом.

Згідно з результатами досліджень будували графічні залежності дебіту пластового газу, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою свердловини на поверхню, витрати газліфтного газу і вибійного тиску від гирлового тиску, діаметру насосно-компресорних труб і водного фактора. На рисунку 3.14 для прикладу зображено залежності дебіту пластового газу, мінімально необхідного дебіту газу, витрати газліфтного газу і вибійного тиску від водного фактора для різних діаметрів насосно-компресорних труб (0,062; 0,076 м) за значення гирлового тиску 4,68 МПа. Аналогічний вигляд мають залежності досліджуваних параметрів для інших значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб (0,0503 м) та гирлового тиску (3,5; 4,0; 4,5; 5 МПа).

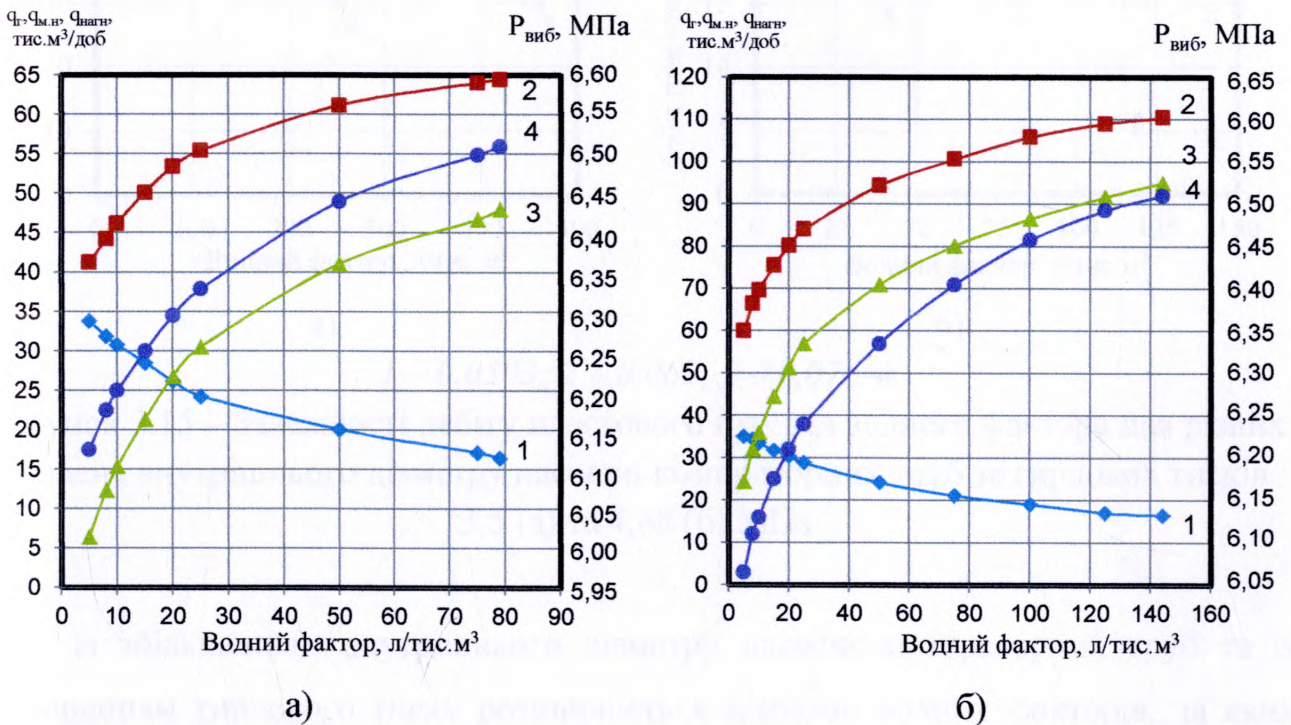
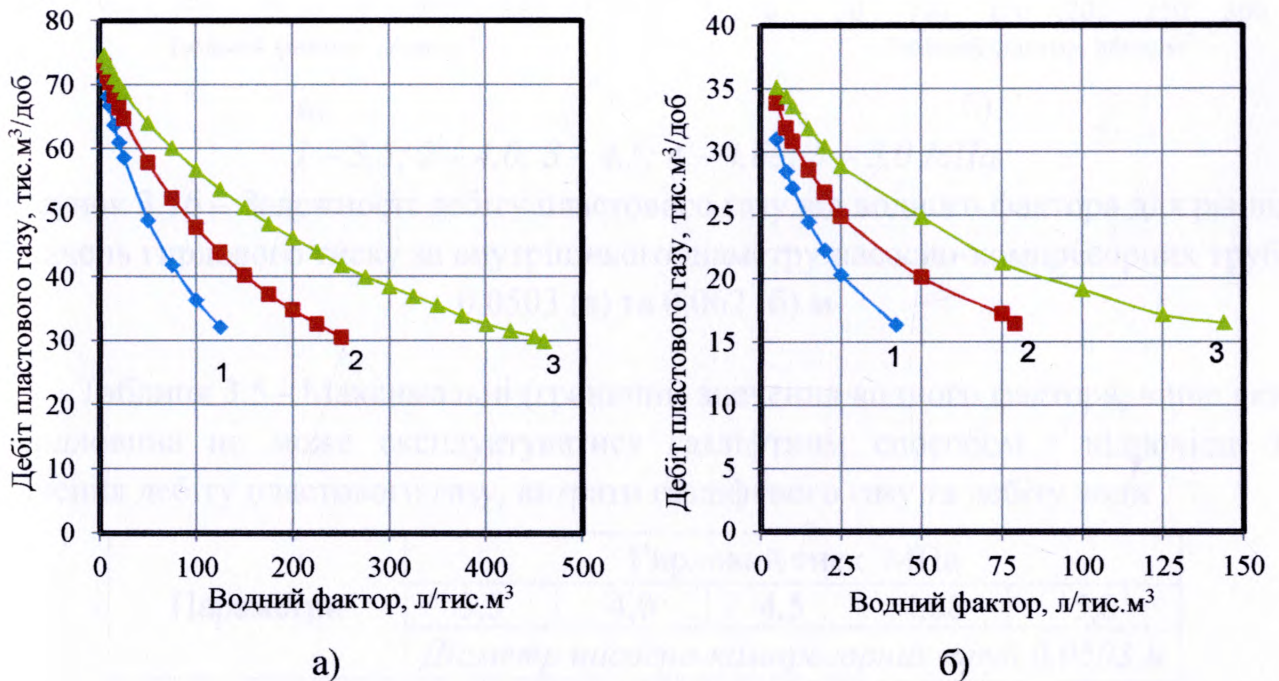


Рисунок 3.14 – Залежності дебіту пластового газу (1), мінімально необхідного дебіту газу (2), витрати газліфтного газу (3) і вибійного тиску (4) від водного фактора для гирлового тиску 4,68 МПа та внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 (а) та 0,076 (б) м

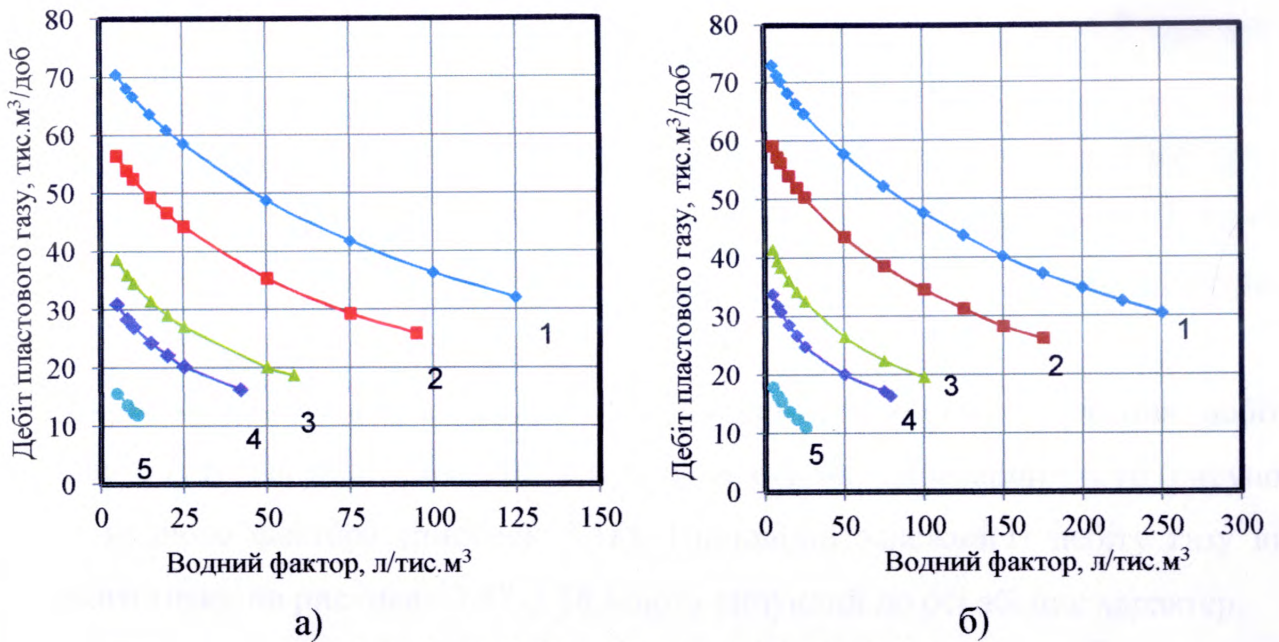
Аналіз наведених залежностей свідчить, що із збільшенням водного фактора закономірно плавно зменшується по експоненціальній залежності дебіт пластового газу і зростають мінімально необхідний дебіт газу, витрата газліфтного газу і вибійний тиск. Згідно з результатами досліджень із збільшенням водного фактора дебіт пластового газу зменшується тим більше, чим менший діаметр насосно-компресорних труб (рисунок 3.15) і більший тиск на гирлі (рисунок 3.16).



1 – 0,0503; 2 – 0,062; 3 – 0,076 м

Рисунок 3.15 – Залежності дебіту пластового газу від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб за гирлових тисків 3,5 (а) та 4,68 (б) МПа

Із збільшенням внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб та із зменшенням гирлового тиску розширюється діапазон водних факторів, за яких обводнена газова свердловина може експлуатуватися газліфтним способом. Максимальні (граничні) значення водного фактора і відповідні їм значення дебіту пластового газу, витрати газліфтного газу та дебіту води для різних значень гирлового тиску і внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб наведено у таблиці 3.5.



1 – 3,5; 2 – 4,0; 3 – 4,5; 4 – 4,68; 5 – 5,0 МПа

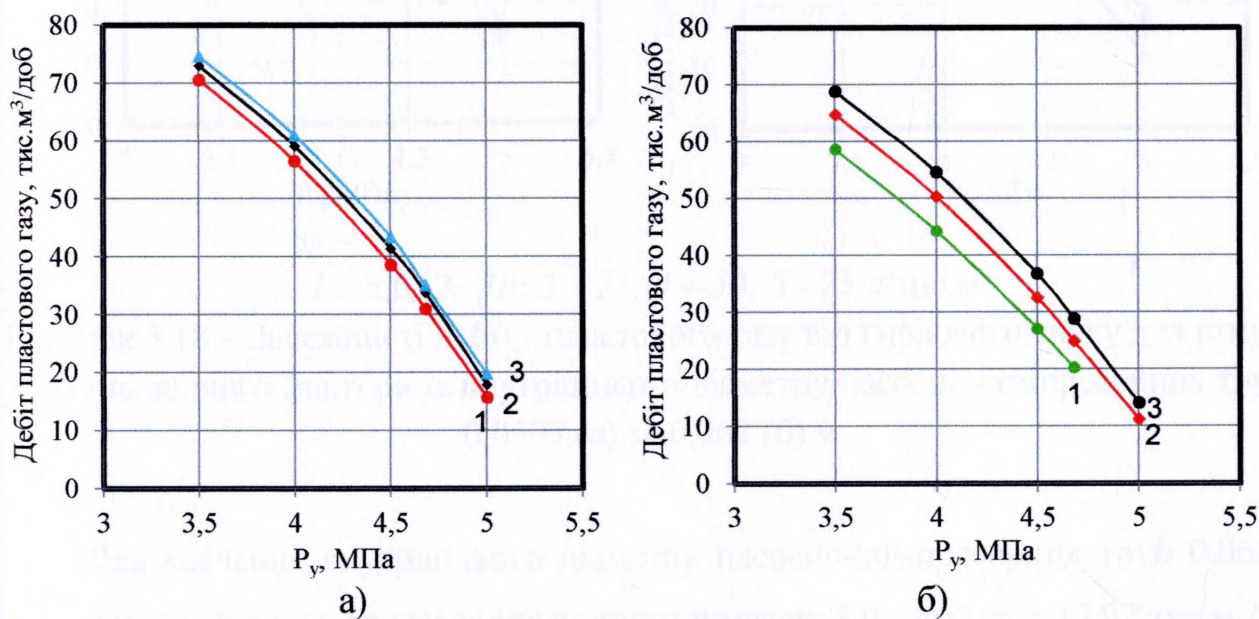
Рисунок 3.16 – Залежності дебіту пластового газу від водного фактора для різних значень гирлового тиску за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

Таблиця 3.5 - Максимальні (граничні) значення водного фактора, вище яких свердловина не може експлуатуватися газліфтним способом і відповідні їм значення дебіту пластового газу, витрати газліфтного газу та дебіту води

Параметри	Гирловий тиск, МПа				
	3,5	4,0	4,5	4,68	5,0
	<i>Діаметр насосно-компресорних труб 0,0503 м</i>				
Φ_w , л/тис.м ³	125	95	58	42	11
q_g , тис.м ³ /доб	32,15	25,95	18,8	17,35	12,09
q_n , тис.м ³ /доб	21,92	23,22	22,82	20,1	14,26
q_w , м ³ /доб	4,02	2,465	1,08	0,687	0,135
	<i>Діаметр насосно-компресорних труб 0,062 м</i>				
Φ_w , л/тис.м ³	250	179	108	79	25
q_g , тис.м ³ /доб	30,52	25,49	18,95	16,5	11,19
q_n , тис.м ³ /доб	63,22	59,02	52,75	48,0	35,63
q_w , м ³ /доб	7,629	4,589	2,046	1,277	0,28
	<i>Діаметр насосно-компресорних труб 0,076 м</i>				
Φ_w , л/тис.м ³	460	350	195	144	47
q_g , тис.м ³ /доб	29,99	24,82	18,92	16,51	11,07
q_n , тис.м ³ /доб	128,9	144,8	102,4	95,0	68,61
q_w , м ³ /доб	14,01	8,687	3,835	2,377	0,52

Згідно з результатами розрахунків наведених у таблиці 3.5 граничне значення водного фактора, за якого забезпечується газліфтна експлуатація свердловин для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб та гирлового тиску змінюється від 11 до 460 л/тис.м³. При цьому інтервал зміни дебіту пластового газу становить 11,07 - 32,15 тис.м³/доб; а витрата газліфтного газу - 14,26 - 128,9 тис.м³/доб.

Із збільшенням гирлового тиску спостерігається різке зниження дебіту пластового газу для різних значень діаметру насосно-компресорних труб (рисунок 3.17) і водного фактора (рисунок 3.18). Відповідні залежності дебіту газу від гирлового тиску на рисунках 3.17-3.18 мають випуклий до осі абсцис характер.



1 – 0,0503; 2 – 0,062; 3 – 0,076 м

Рисунок 3.17 – Залежності дебіту пластового газу від гирлового тиску для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб для водних факторів 5,0 (а) та 25,0 (б) л/тис.м³

Так, за постійного водного фактора дебіт пластового газу зростає із збільшенням внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб та із зменшенням гирлового тиску. Проте, при цьому зростає витрата газліфтного газу. Для значення водного фактора 5,0 л/тис.м³ дебіт пластового газу зростає: для гирлового тиску 5 МПа з 15,701 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-

компресорних труб 0,0503 м до 19,85 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для гирлового тиску 3,5 МПа з 70,59 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 74,67 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м.

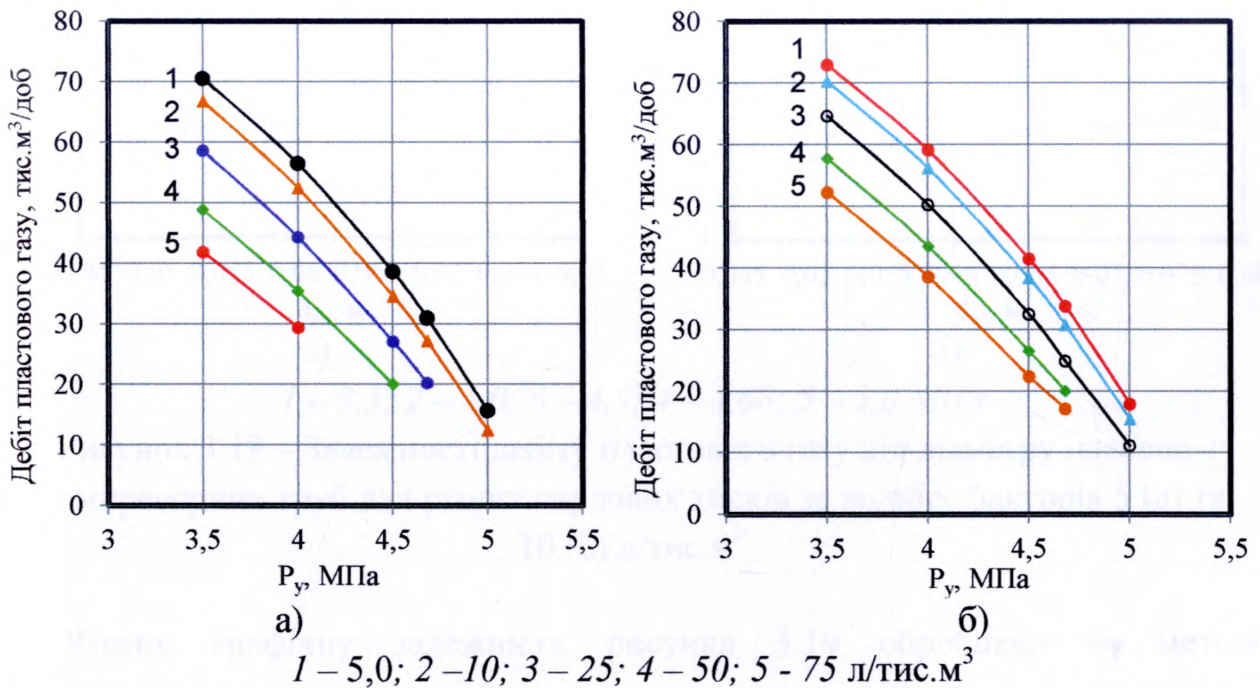
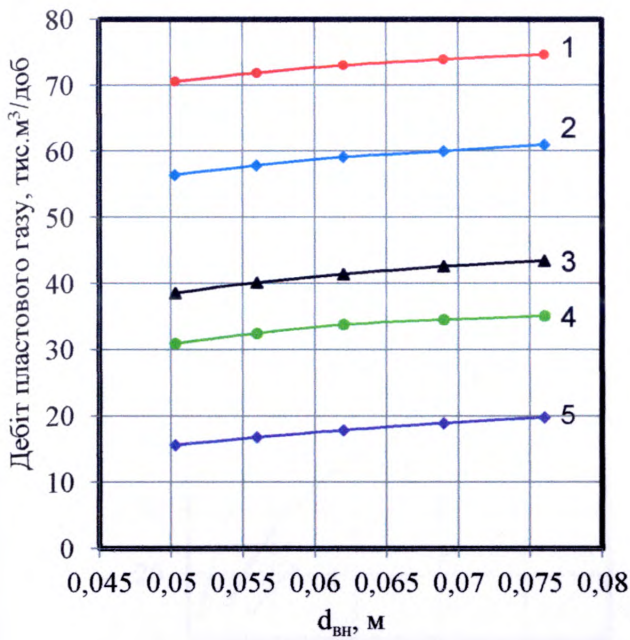


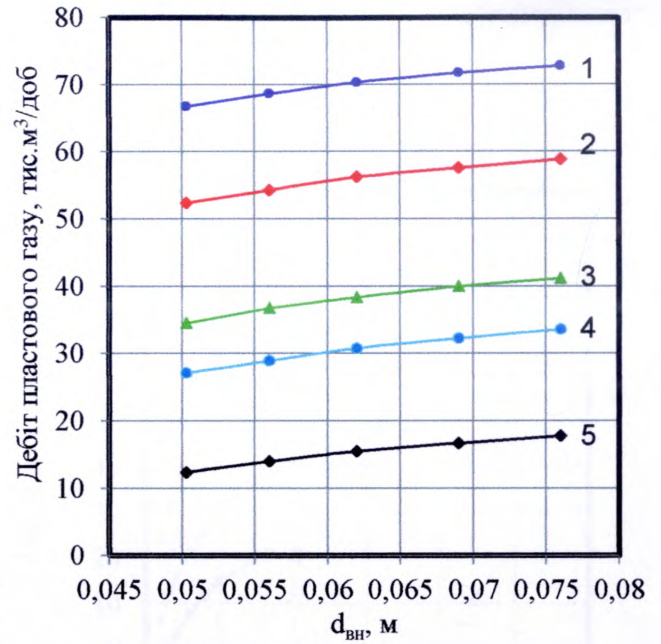
Рисунок 3.18 – Залежності дебіту пластового газу від гирлового тиску для різних значень водного фактора за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

Для значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м дебіт пластового газу зростає: для водного фактора 5,0 л/тис.м³ з 17,92 тис.м³/доб за гирлового тиску 5 МПа до 73,02 тис.м³/доб за гирлового тиску 3,5 МПа; для водного фактора 25,0 л/тис.м³ з 11,19 тис.м³/доб за гирлового тиску 5 МПа до 64,73 тис.м³/доб за гирлового тиску 3,5 МПа.

Із збільшенням внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб дебіт пластового газу зростає і тим більший, чим менше значення гирлового тиску (рисунок 3.19).



а)



б)

1 – 3,5; 2 – 4,0; 3 – 4,5; 4 – 4,68; 5 – 5,0 МПа

Рисунок 3.19 – Залежності дебіту пластового газу від діаметру насосно-компресорних труб для різних гирлових тисків за водних факторів 5 (а) та 10 (б) л/тис.м³

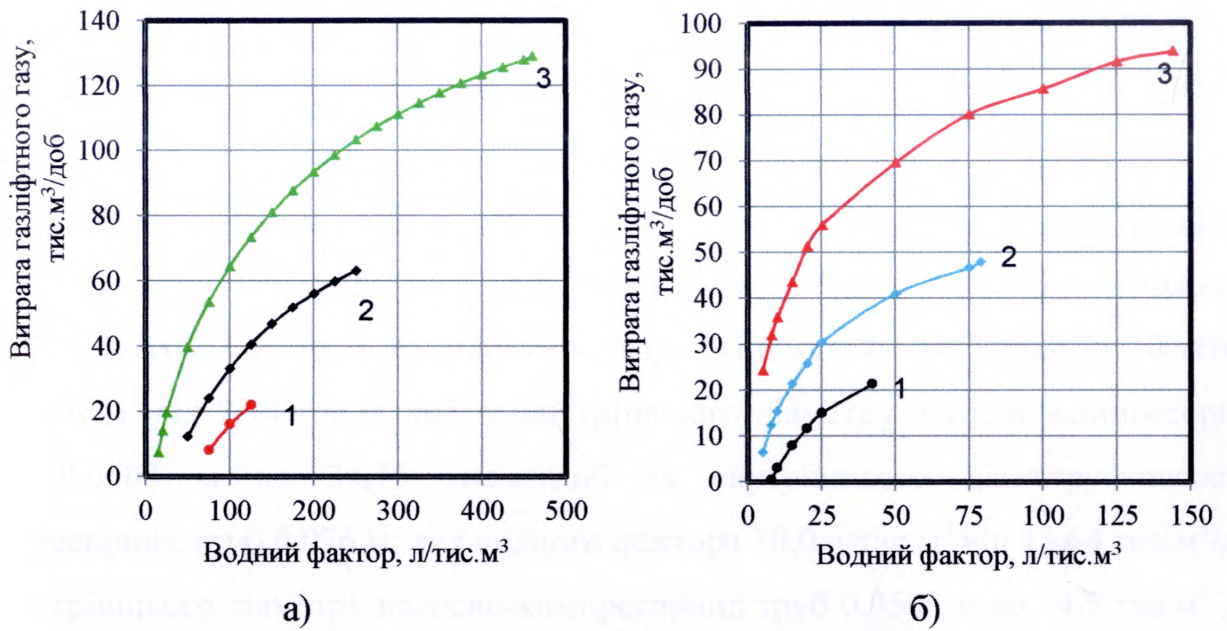
Кожну графічну залежність рисунка 3.19 оброблено за методом «найменших квадратів» і отримано раціональне значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб, за межами якого дебіт пластового газу мало змінюється (таблиця 3.6).

Таблиця 3.6 – Раціональні значення діаметрів насосно-компресорних труб для різних значень гирлового тиску та водних факторів 5 та 10 л/тис.м³

Водний фактор, л/тис.м ³	Раціональне значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб, м				
	$P_y=3,5$ МПа	$P_y=4,0$ МПа	$P_y=4,5$ МПа	$P_y=4,68$ МПа	$P_y=5,0$ МПа
5	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062
10	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062

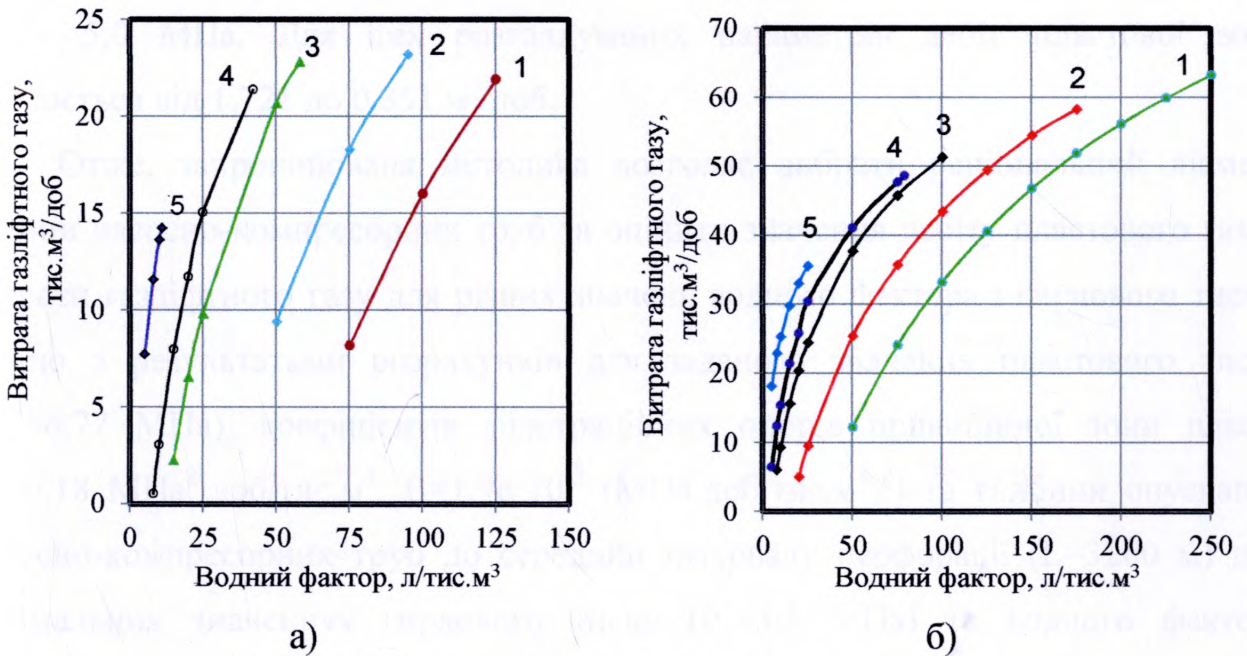
Із збільшенням водного фактора витрата газліфтного газу зростає і тим більша, чим більший внутрішній діаметр насосно-компресорних труб (рисунок 3.20) і менший гирловий тиск (рисунок 3.21). При цьому темп збільшення витрати

газу зростає із зменшенням діаметру насосно-компресорних труб і збільшенням водного фактора.



1 – 0,0503; 2 – 0,062; 3 – 0,076 м

Рисунок 3.20 – Залежності витрати газліфтного газу від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб за гирлових тисків 3,5 (а) та 4,68 (б) МПа



1 – 3,5; 2 – 4,0; 3 – 4,5; 4 – 4,68; 5 – 5,0 МПа

Рисунок 3.21 – Залежності витрати газліфтного газу від водного фактора для різних гирлових тисків за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

Для різних розрахункових варіантів витрата газліфтного газу змінюється від 0,521 до 128,9 тис.м³/доб. Так, за постійного значення гирлового тиску 3,5 МПа витрата газліфтного газу змінюється: для водного фактора 75 л/тис.м³ від 8,16 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 53,59 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для водного фактора 100 л/тис.м³ від 16,01 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 64,47 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м. За постійного значення гирлового тиску 5,0 МПа витрата газліфтного газу змінюється: для водного фактора 5,0 л/тис.м³ від 7,74 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 34,75 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для водного фактора 10,0 л/тис.м³ від 13,64 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 44,5 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м.

Для постійного значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м та водного фактора 25,0 л/тис.м³ витрата газліфтного газу зростає з 19,66 тис.м³/доб за гирлового тиску 3,5 МПа до 58,72 тис.м³/доб за гирлового тиску 5,0 МПа. Для цих розглядуваних параметрів дебіт пластової води змінюється від 1,721 до 0,351 м³/доб.

Отже, запропонована методика дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактора і гирлового тиску. Згідно з результатами розрахунків для заданого значення пластового тиску ($P_{пл}=6,77$ МПа), коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта ($A=0,18$ МПа²·доб/тис.м³, $B=1,96 \cdot 10^{-3}$ (МПа·доб/тис.м³)²) та глибини опускання насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації ($L=3200$ м) при мінімальних значеннях гирлового тиску ($P_y=3,5$ МПа) та водного фактора ($\Phi_v=50$ л/тис.м³) дебіт пластового газу становить 57,83 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 12,27 тис.м³/доб, вибійний тиск – 5,37 МПа, раціональний внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м. Для досліджуваних

максимальних значень гирлового тиску ($P_v=5,0$ МПа) та водного фактора ($\Phi_v=25$ л/тис.м³) дебіт пластового газу становить 11,19 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 35,63 тис.м³/доб, вибійний тиск – 6,60 МПа, раціональний внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м.

Типову конструкцію обладнання стовбура обводненої газової свердловини при газліфтній експлуатації зображено на рисунку 3.22.

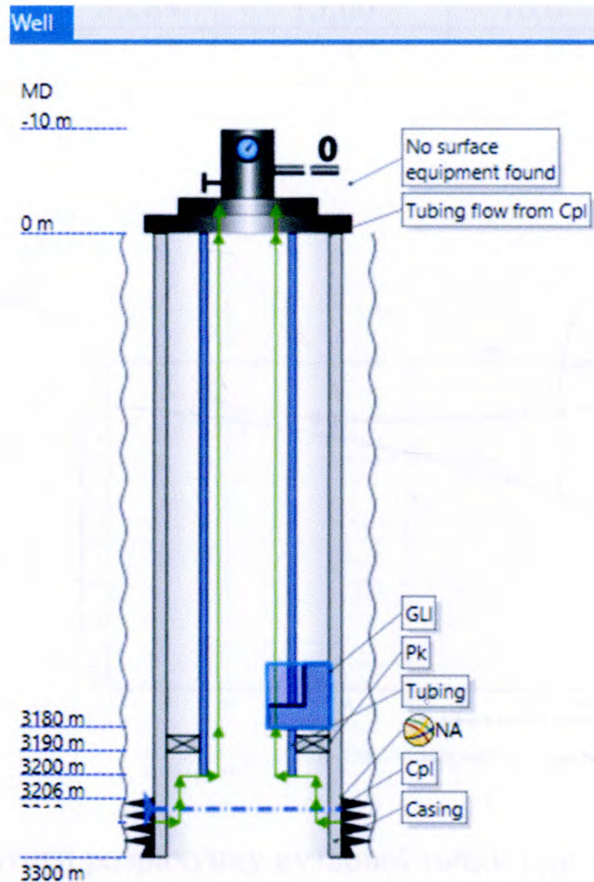


Рисунок 3.22 – Типова конструкція обладнання стовбура обводненої газової свердловини при газліфтній експлуатації

Для прикладу отримані значення параметрів газліфтної експлуатації обводненої свердловини за запропонованою методикою було порівняно з результатами розрахунків за програмою PipeSim для значень гирлового тиску 4,5 МПа та діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м. Результати порівняння наведено у таблиці 3.7 і зображено на рисунку 3.23.

Таблиця 3.7 - Порівняння результатів розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводненої свердловини за запропонованою методикою і програмою PipeSim для гирлового тиску 4,5 МПа і діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м

Водний фактор, л/тис.м ³	Дебіт газу, тис.м ³ /доб		Витрата газу, тис.м ³ /доб		Вибійний тиск, МПа	
	Запропонована методика	PipeSim	Запропонована методика	PipeSim	Запропонована методика	PipeSim
15	36,16	35,89	15,60	16,0	6,16	6,25
25	32,55	31,78	24,49	26,0	6,26	6,34
50	26,53	24,93	37,77	38,5	6,33	6,40

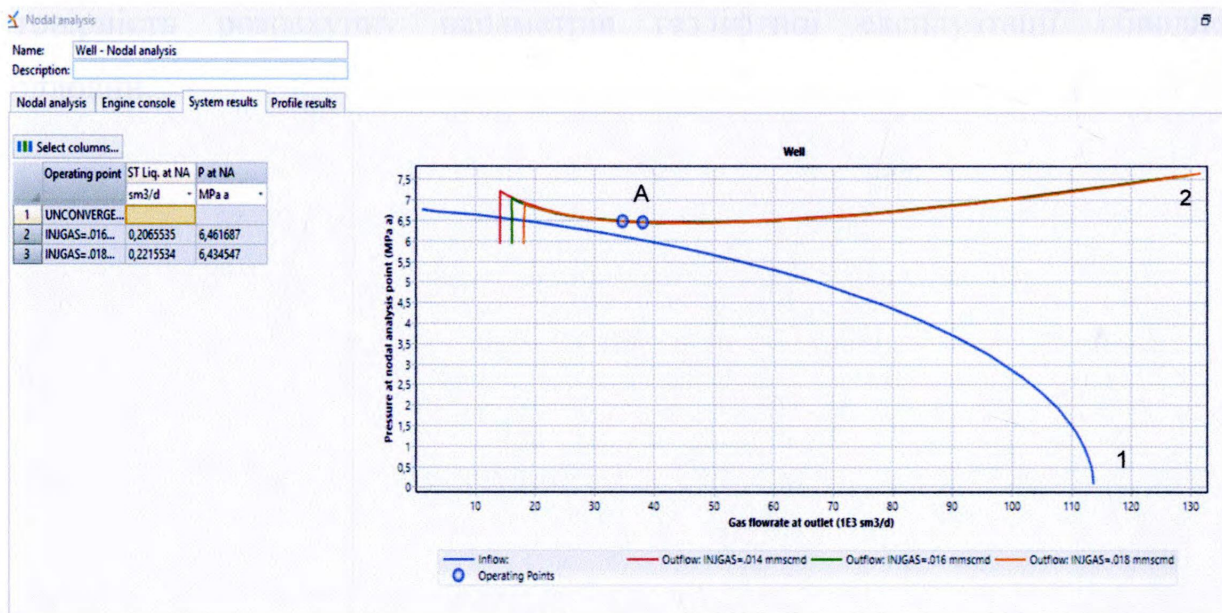


Рисунок 3.23 – Результати розрахунку вузлової точки при газліфтній експлуатації обводненої свердловини з використанням кривих припливу (1) та відпливу (2)

Криві припливу і відпливу, отримані при розрахунках за програмою PipeSim, перетинаються у точці А, яка характеризується такими параметрами: вибійний тиск - 6,25 МПа, дебіт газу, що поступає із пласта – 35,89 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу - 16,00 тис.м³/доб, за запропонованою методикою: вибійний тиск - 6,16 МПа, дебіт газу – 36,16 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу - 15,60 тис.м³/доб. Результати виконаних досліджень свідчать про практичність співпадання значень розрахункових параметрів газліфтної експлуатації обводненої свердловини за запропонованою методикою і за програмою PipeSim.

Перевага запропонованої методики полягає у тому, що вона є зручною і простою у використанні, не потребує глибоких знань з програмування і доступною для користування. Програма не вимагає доступу для її використання і відповідних навиків для роботи з нею.

Результати апробації запропонованої методики для умов гіпотетичної свердловини свідчать про можливість її використання для розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин. Порівняно з аналогічними відомими методиками запропонована методика враховує втрати тиску у насосно-компресорних трубах при русі двофазного газорідного потоку і встановлює зв'язок роботи пласта і газліфтного піднімача, що підвищує достовірність розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених свердловин.

Висновки до третього розділу

1. Оцінено вплив проникності пласта на кількість та розміри (діаметр та довжину) перфораційних каналів. Згідно з результатами досліджень встановлено раціональне значення діаметру перфораційних каналів (не менше 0,03 м) та їх довжини (не менше 0,292 – 0,307 м) за кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта не менше 17 - 19 залежно від проникності порід-колекторів.

2. Згідно з результатами досліджень впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт обводненої свердловини та коефіцієнт газовилучення встановлено раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, яке змінюється у межах 4,29 - 4,55 і зростає із зменшенням пластового тиску.

3. Запропоновано удосконалену методику розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених свердловин в умовах роздільного припливу у свердловину газу і води та подальшого їх руху разом із газліфтним газом у насосно-компресорних трубах, яка ув'язує роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача і дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактора і гирлового тиску.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯМ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ І ЗБІЛЬШЕННЯМ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН

4.1 Розроблення технології підвищення газовилучення з виснажених газувих покладів і продуктивності свердловин

Технології підвищення газовилучення з виснажених покладів витісненням залишкового газу азотом

Згідно з результатами виконаних досліджень збільшення коефіцієнта газовилучення виснажених газувих покладів можна досягнути шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. У виснажених покладах ще містяться значні залишкові запаси газу залежно від ступеня їх виснаження. Виснажені поклади характеризуються різними значеннями поточного пластового тиску. На деяких покладах поточний пластовий тиск близький до мінімального, який відповідає гранично рентабельному темпу поточного (річного) видобутку газу. Залежно від ступеня виснаження газового покладу (відношення поточного і початкового пластового тисків) пропонуються такі технології дорозробки виснажених газувих покладів нагнітанням азоту у пласт.

1. Запомповування у пласт азоту при тиску початку його нагнітання 0,29 – 0,31 від початкового значення залежно від геометричної форми покладу. Якщо поточний пластовий тиск більший вказаного значення, то дорозробку покладу слід продовжити на виснаження до досягнення заданого значення пластового тиску. Якщо поточний пластовий тиск менший вказаного значення, то слід починати нагнітання азоту у пласт за досягнутого значення пластового тиску. При

цьому будуть дещо менші, але досить високі значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом.

2. Нагнітання у пласт азоту з використанням площової системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, яка найбільше підходить для умов фактичного розміщення свердловин на виснажених газових покладах. Для реалізації технології одну із наявного фонду видобувних свердловин переводять у нагнітальну або використовують у ролі нагнітальної контрольні чи ліквідовані свердловини, а навколишні свердловини будуть видобувними. При цьому можна використовувати чотири-, п'яти-, семи- та дев'яти точкові системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності залежно від наявного фонду свердловин. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом буде тим більший, чим більша щільність сітки (кількість) видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань від нагнітальної до видобувних свердловин. Тому найбільш ефективною буде дев'яти точкова система розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин. За відсутності достатніх умов для впровадження дев'яти точкової системи можна також застосовувати інші системи розміщення свердловин, але при цьому будуть дещо нижчі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом.

3. За наявності периферійних свердловин на покладах кругової форми пропонується використовувати їх для нагнітання азоту у пласт. При цьому найбільш раціональним буде такий варіант розміщення видобувних свердловин, за яких відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газонасності змінюється у межах 0,56 – 0,59.

Для виснажених газових покладів з поточним пластовим тиском близьким до тиску, який відповідає гранично рентабельному річному видобутку газу, запропоновано три технології витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.

4. Технологія неперервного нагнітання азоту у поклад за поточного пластового тиску близького до мінімального значення за ступеня компенсації

поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1. Згідно з результатами досліджень підвищення темпу неперервного нагнітання азоту призводить до зменшення коефіцієнта газовилучення. Нагнітання азоту у поклад і експлуатацію видобувних газових свердловин продовжують до досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

5. Технологія циклічного нагнітання азоту у поклад з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 за тривалості періоду нагнітання 6 місяців.

6. Технологія циклічного нагнітання азоту у поклад без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок циклу його нагнітання 1,25:1 за тривалості окремих циклів нагнітання азоту 6 місяців.

Співставлення результатів розрахунку коефіцієнтів газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % та тривалості періоду дорозробки покладу за четвертою - шостою технологіями наведено у таблиці 4.1. Для порівняння у таблиці 4.1 також наведено значення коефіцієнта газовилучення при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту у пласт для значення кінцевого пластового тиску рівному мінімальному тиску, значення якого прийнято за аналогією з дослідженнями інших авторів (0,1 від початкового тиску).

Аналіз результатів досліджень, наведених у таблиці 4.1, свідчить про ефективність нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою вилучення залишкового газу. Для запропонованих технологій дорозробки газових покладів з нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється у межах 21,91 – 53,97 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється від 85,80 до 91,63 % і є більшим, ніж при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту у пласт (81,82 %). Тривалість періоду дорозробки покладу змінюється від 58 до 248 місяців.

Таблиця 4.1 - Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом та тривалості періоду дорозробки покладу для різних технологій

Технології дорозробки газових покладів	Q_a/Q_r	Прорив азоту			Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %		
		Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці	Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці
		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$	
Неперервне нагнітання азоту	1:1	31,09	87,47	81	53,97	91,63	143
Циклічне нагнітання азоту із зупинкою видобувних свердловин	1:1	29,04	87,11	130	52,46	91,36	248
Циклічне нагнітання азоту без зупинки видобувних свердловин	1,25:1	21,91	85,80	58	30,92	88,21	89
Дорозробка покладу на виснаження без нагнітання азоту	-	-	81,82	-	-	81,82	-

Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску і становить 91,63 % за тривалості періоду дорозробки покладу 143 місяці.

Високі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення досягаються також при циклічному нагнітанні азоту із зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту (відповідно 52,46 і 91,36 %), але при цьому термін дорозробки покладу зростає до 248 місяців.

Слід зауважити, що під час зупинки видобувних свердловин природний газ не подається споживачам, що дезорганізує роботу газу видобувного підприємства і системи газопостачання.

Найменші значення коефіцієнта газовилучення (відповідно 30,92 і 88,21 %) досягаються при циклічному нагнітанні азоту без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту, а тривалість періоду дорозробки покладу становить 89 місяців.

Тому для виснажених газових покладів, в яких поточний пластовий тиск знизився до мінімального значення, доцільно рекомендувати варіант дорозробки покладу з неперервним нагнітанням азоту.

7. Почергове нагнітання азоту у пласт на різних ділянках покладу. Процес нагнітання азоту починають на першій ділянці. Після досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % продовжують експлуатацію видобувних свердловин першої ділянки, а видобутий пластовий газ з азотом використовують в якості робочого агенту для другої ділянки і т.д. Це дозволить зменшити необхідну витрату азоту.

Технологія підвищення продуктивності газових свердловин на виснажених газових покладах

На виснажених покладах привибійна зона переважно має погіршені колекторські властивості внаслідок скупчення рідини і твердої фази та деформаційних процесів, що погіршує зв'язок пласта із свердловиною та призводить до зниження дебітів газу. У зв'язку із виснаженням пластової енергії, вода яка поступає у свердловини не виноситься на поверхню потоком газу і свердловини припиняють природне фонтанування. Для забезпечення стабільної роботи обводнених газових свердловин необхідно забезпечити повне і неперервне винесення рідини з вибою на поверхню. До ефективних способів експлуатації обводнених газових свердловин за низьких дебітів газу і високих дебітів води відноситься газліфтний спосіб.

З використанням результатів виконаних досліджень нами запропоновано такі методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин і винесення рідини з вибою на поверхню.

1. Проведення перфораційних робіт з утворенням у привибійній зоні каналів довжиною більшою за розміри закольматованої присвердловинної зони пласта. Згідно з результатами виконаних досліджень раціональний діаметр перфораційних каналів повинен бути не менше 0,03 м та їх довжина не менше 0,292 – 0,307 м за кількості перфораційних каналів не менше 17 – 19 на один метр розкритої товщини пласта.

2. Проведення оброблень привибійної зони пласта в обводнених газових свердловинах з метою відновлення природної проникності порід і можливого її збільшення. При цьому ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В в обводнених свердловинах повинен бути не менше 4,29 - 4,55 залежно від поточного пластового тиску. Залежно від фізико-літологічних властивостей хімічного складу порід-колекторів для діяння на привибійну зону пласта можна застосовувати, наприклад, різні види кислотних оброблень.

3. Стосовно до газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин запропоновано удосконалену методику розрахунку параметрів газліфта, яка враховує роздільний приплив у свердловину пластового газу із газоносного пласта і води із обводненого пласта та спільний рух разом із газліфтним газом у колоні насосно-компресорних труб. Ця методика узгоджує спільну роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача і дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактора і гирлового тиску.

4.2 Апробація технології витіснення залишкового природного газу азотом для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

Любешівське газове родовище розташоване на території Стрийського району Львівської області, відкрите у 1997 році. У геологічній будові родовища приймають участь найдревніші крейдові відклади. Відклади верхньої крейди у нижній частині складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків, мергелів та глин, у верхній частині розрізу - вапняками з прошарками глин. Продуктивний горизонт НД-9 Любешівського газового родовища залягає у межах глибин 755-780 м.

Площа покладу становить $1,927 \cdot 10^6$ м². Згідно з лабораторними дослідженнями пористість колекторів покладу змінюється від 12 до 30 %, проникність – від $60 \cdot 10^{-15}$ до $1335 \cdot 10^{-15}$ м². Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів згідно з результатами геофізичних досліджень становить 28,5 %, коефіцієнта газонасиченості – 90 %, газонасиченої товщини – 20 м. Газ продуктивних горизонтів Любешівського газового родовища сухий, метановий, вміст метану у газі 99,161 - 99,237 % за об'ємом, етану – 0,145 - 0,167 % об., пропану – 0,033 - 0,045 % об. Газ містить азот у кількості 0,466 - 0,555 % об., діоксид вуглецю - 0,041 - 0,084 % об., відносна густина газу - 0,559, теплотворна здатність за результатами одного визначення - 7935 ккал/м³, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, пластова температура – 300 К. Уточнені початкові запаси газу становлять 787,524 млн.м³.

Розробка покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розпочата у червні 2001 року свердловинами 5, 11, 12, 13. У липні 2003 р. уведено в експлуатацію свердловину 14. Всі свердловини працюють до цього часу.

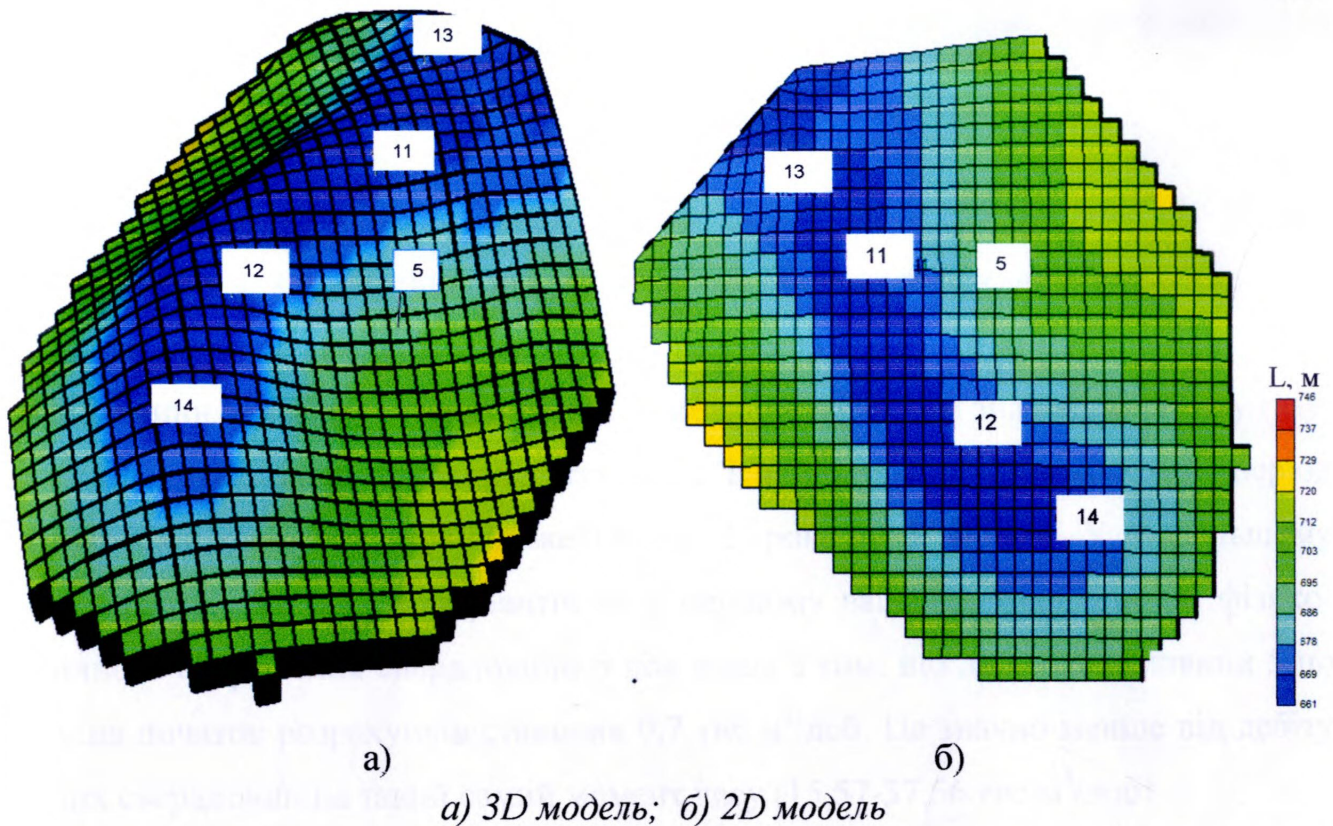
Інтервал перфорації свердловин змінюється у межах 750-783 м. У свердловину опущені насосно-компресорні труби з умовним діаметром насосно-компресорних труб 0,073 м на глибину 748-781 м. Дебіти газу окремих свердловин дорівнюють: 5 – 0,7 тис.м³/доб за робочого тиску 1,68 МПа, 11 –

37,56 тис.м³/доб за тиску 1,82 МПа, 12 – 17,78 тис.м³/доб за тиску 1,58 МПа, 13 – 35,47 тис.м³/доб за тиску 1,58 МПа, 14 – 15,57 тис.м³/доб за тиску 1,61 МПа. Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони окремих свердловин дорівнюють: 5 - $A=2,0123$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,7157$ (МПа·доб/тис.м³)²; 11 - $A=0,018$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,0004$ (МПа·доб/тис.м³)²; 12 - $A=0,5112$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,00042$ (МПа·доб/тис.м³)²; 13 - $A=0,0283$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,00002$ (МПа·доб/тис.м³)²; 14 - $A=0,0317$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,0002$ (МПа·доб/тис.м³)². За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,96 МПа.

На 01.01.2015 р. з покладу видобуто 470,24 млн.м³ газу, що становить 59,71 % від початкових запасів. Прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, оцінений з використанням кривої «середньої продуктивності» та методу «прямої лінії», дорівнює відповідно 71,25 та 73,24 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 72,25 %, що менший за середній кінцевий коефіцієнт газовилучення по закінчених розробкою покладах при газовому режимі (85-90 %) [49]. Тому необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи щодо збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

У дисертаційній роботі розглянута можливість підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Для проведення розрахунків прийнято такі значення вхідних параметрів: товщина пласта – 20 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,285, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,9, коефіцієнт проникності пласта – 0,06 мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 761 м, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, уточнений середній поточний пластовий тиск – 2,96 МПа, пластова температура – 300 К, відносна густина газу – 0,559, початкові запаси - 787,524 млн.м³, залишкові запаси газу - 318,28 млн.м³.

Газовий поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розробляють п'ятьма видобувними свердловинами (5, 11, 12, 13, 14) на режимі виснаження. Схему розміщення свердловин показано на рисунку 4.1.



а) 3D модель; б) 2D модель

Рисунок 4.1 – Схеми розміщення видобувних свердловин на покладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

Для нагнітання азоту у поклад використаємо уже наявний фонд свердловин, оскільки буріння і облаштування нової нагнітальної свердловини потребує значних фінансових витрат. Після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення одну із свердловин переводимо у нагнітальну і здійснюємо запомповування у пласт азоту. Добову витрату азоту, який запомповується у нагнітальну свердловину, вибираємо залежно від сумарного поточного дебіту видобувних свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску впродовж періоду запомповування азоту у пласт. Нагнітання азоту здійснювали до досягнення об'ємного вмісту його у видобувному газі 5 %.

Дорозробку покладу продовжено з 01.01.2015 р. п'ятьма видобувними свердловинами. Розглянуто три варіанти (з підваріантами) дорозробки покладу. У всіх варіантах спочатку здійснюють дорозробку покладу на режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення, після

чого починають запомповувати азот в одну із видобувних свердловин, яку перевели у нагнітальну.

За першим варіантом у розглянутих підваріантах у ролі нагнітальної свердловини послідовно використовують свердловини 5; 14; 13; 11; 12 без проведення у них попередньо фізико-хімічних оброблень привибійної зони.

За другим варіантом спочатку проводять фізико-хімічне оброблення свердловини 5, яка характеризується найменшим поточним значенням дебіту газу. Це дозволить збільшити її продуктивність і приймальність та скоротити період дорозробки покладу на виснаження на 2 роки і 3 місяці. У подальшому розглядають такі самі підваріанти, як у першому варіанті. Необхідність фізико-хімічного оброблення свердловини 5 пов'язана з тим, що дебіт свердловини 5 по газу на початок розрахунків становив $0,7 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$. Це значно менше від дебіту інших свердловин на такий самий момент часу ($15,57\text{-}37,56 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$).

За третім варіантом (з підваріантами) фізико-хімічне оброблення привибійної зони свердловини 5 здійснюють після періоду дорозробки покладу на виснаження, тобто перед початком нагнітання азоту у пласт. Продуктивні відклади покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків та глин, тому оброблення привибійної зони пласта у свердловинах рекомендується проводити з використанням спиртопіноглиноокислотних розчинів.

Узагальнені результати розрахунків нагнітання азоту у поклад наведено у таблиці 4.2.

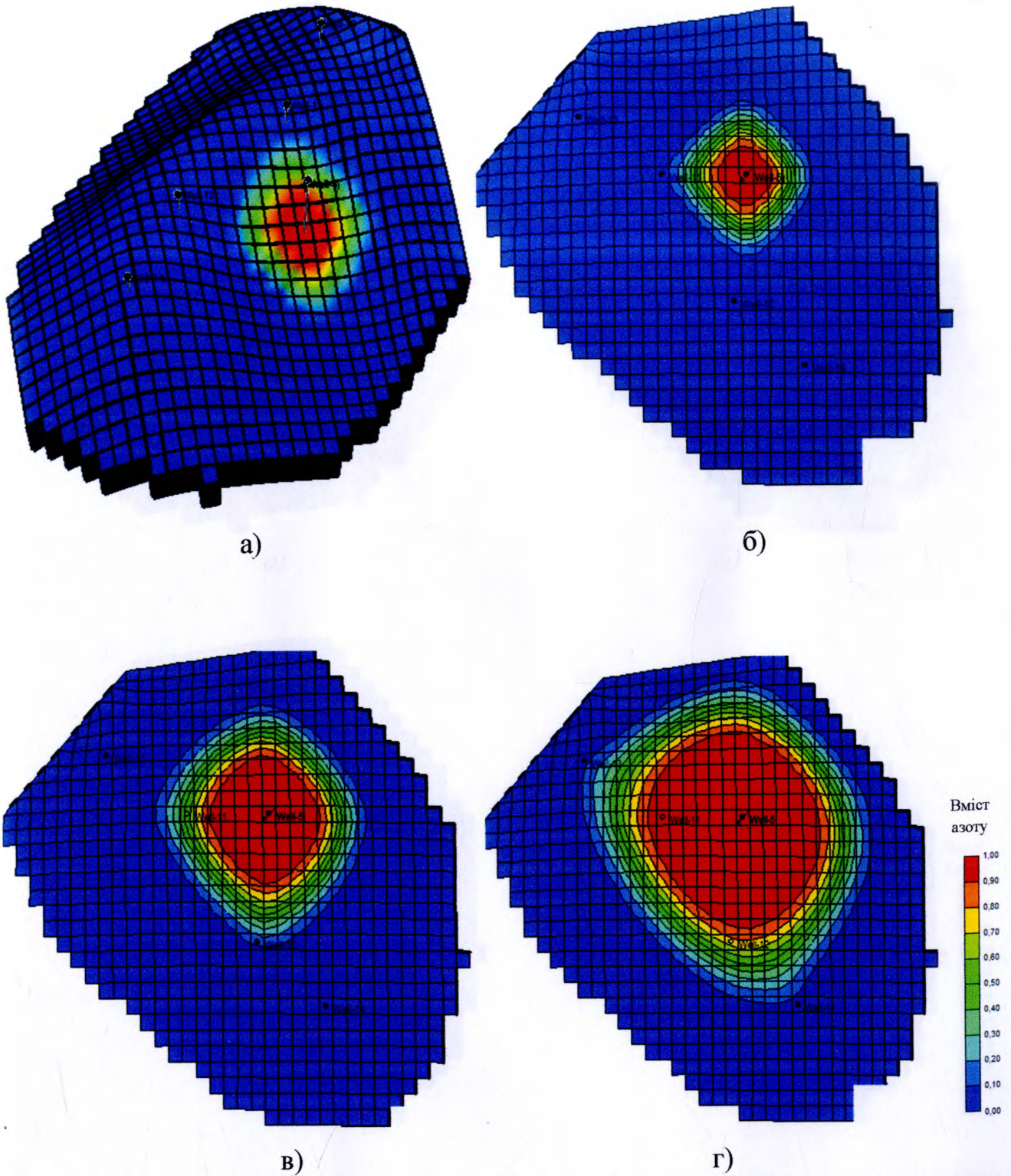
Положення фронту витіснення природного пластового газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловини 5 і 13 зображено відповідно на рисунках 4.2 та 4.3. Аналогічні схеми положення фронту витіснення природного газу азотом отримано при використанні у ролі нагнітальних інших свердловин (11, 12, 14).

Таблиця 4.2 - Результати розрахунків нагнітання азоту у поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

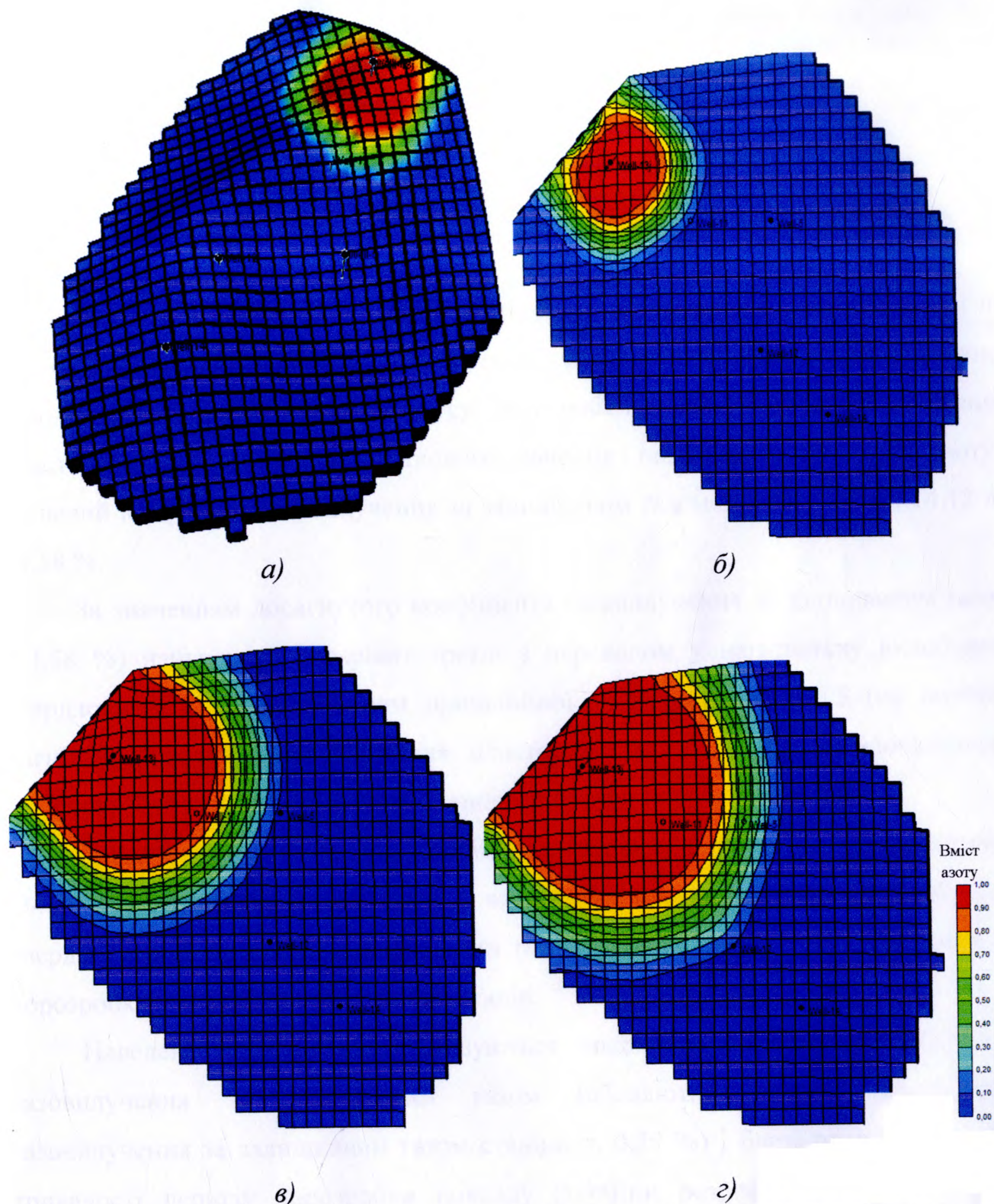
Варіант	Номер нагнітальної свердловини	Тривалість періоду нагнітання азоту до моменту досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % в останній свердловині, місяці	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %
I	5	134	26,33
	11	116	17,42
	12	88	14,12
	13	119	26,48
	14	169	24,63
II	5	117	27,65
	11	103	23,45
	12	81	19,74
	13	150	34,29
	14	159	27,79
III	5	119	27,84
	11	104	23,76
	12	82	19,49
	13	159	34,58
	14	164	31,53

Згідно з результатами досліджень за першим варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну, становить: свердловина 5 - 26,33 % за тривалості періоду нагнітання азоту 134 місяці; свердловина 11 - 17,42 % за тривалості періоду нагнітання азоту 116 місяців; свердловина 12 - 14,12 % за тривалості періоду нагнітання азоту 88 місяців; свердловина 13 - 26,48 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 14 - 24,63 % за тривалості періоду нагнітання азоту 169 місяців.

За другим варіантом отримано такі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну окремих свердловин: свердловина 5 - 27,65 % за тривалості періоду нагнітання азоту 117 місяців; свердловина 11 - 23,45 % за тривалості 103 місяці; свердловина 12 - 19,74 % за тривалості 81 місяць; свердловина 13 - 34,29 % за тривалості 150 місяців; свердловина 14 - 27,79 % за тривалості 159 місяців.



a) на момент прориву азоту у свердловину 11 (3D модель); б) на момент прориву азоту у свердловину 11 (2D модель); в) на момент прориву азоту у свердловину 12 (2D модель); г) на момент прориву азоту у свердловину 13 (2D модель)
 Рисунок 4.2 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 5 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища



а) на момент прориву азоту у свердловину 11 (3D модель); б) на момент прориву азоту у свердловину 11 (2D модель); в) на момент прориву азоту у свердловину 5 (2D модель); г) на момент прориву азоту у свердловину 12 (2D модель)

Рисунок 4.3 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 13 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

За третім варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну різних видобувних свердловин становить: свердловина 5 - 27,84 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 11 - 23,76 % за тривалості 104 місяці; свердловина 12 - 19,49 % за тривалості 82 місяці; свердловина 13 – 34,58 % за тривалості 159 місяців; свердловина 14 - 31,53 % за тривалості 164 місяців.

Отже, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну і чи проводиться фізико-хімічне оброблення привибійної зони низькодебітної свердловини 5 (на початку процесу дорозробки покладу чи після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення і подальшого нагнітання азоту), кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 14,12 до 34,58 %.

За значенням досягнутого коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,58 %) найкращим є варіант третій з переводом у нагнітальну видобувної свердловини 13 і обробленням привибійної зони свердловини 5 (на початок нагнітання азоту) після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення. Тривалість періоду нагнітання азоту становить 159 місяців.

Дещо меншим значенням коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,29 %) характеризується другий варіант з обробленням привибійної зони свердловини 5 на початок дорозробки покладу. При цьому тривалість періоду дорозробки покладу становить 150 місяців.

Наведені варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (абсолютна різниця коефіцієнта газовилучення за залишковим газом становить 0,29 %) і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки покладу (терміни розробки відрізняються на 9 місяців).

До впровадження можна рекомендувати другий варіант, який характеризується меншим терміном дорозробки і дозволяє отримати більший річний видобуток газу на початок періоду дорозробки покладу за рахунок оброблення привибійної зони свердловини 5.

За другим варіантом загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 80,28 %, що на 8,03 % більше від прогнозного кінцевого коефіцієнта газовилучення за існуючої системи розробки покладу без нагнітання азоту у пласт.

4.3 Апробація технології інтенсифікації припливу газу до вибою обводнених свердловин покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища

Залужанське газоконденсатне родовище розташоване у південно-східній частині найбільш зануреної Крукеницької підзони Більче-Волицької (Зовнішньої) зони Передкарпатського прогину. В адміністративному відношенні родовище розташоване на території Самбірського району Львівської області.

У геологічній будові родовища приймають участь здебільшого сарматські відклади. Скупчення газу у горизонті ВД-13 утворюють поклад пластового склепінного типу із частковим прошарковим газонасиченням. З південного боку родовища поклад тектонічно екранований. Площа покладу становить 11,09 км², довжина – 5700 м, ширина – 3200 м, висота – 50,1 м. Горизонт ВД-13 складений пісковиками та алевролітами з глинисто-карбонатним цементом. За лабораторними дослідженнями пористість пісковиків змінюється від 7 до 24,7 %, проникність – від $0,07 \cdot 10^{-3}$ до $779 \cdot 10^{-3}$ мкм², карбонатність – від 9 до 20,2 %. Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів згідно з результатами геофізичних досліджень становить 21 %, коефіцієнта газонасиченості – 74 %, газонасиченої товщини – 14,16 м. Природний газ містить 97-99 % об. вуглеводневих компонентів, з них вміст метану – 97,43-99,254 %, вміст пентанів і вищих вуглеводнів – 0,001-0,012 %. Із неуглеводневих компонентів в газі присутні діоксид вуглецю (0,151-1,242 %), азот (0,373-1,464 %). Відносна густина газу змінюється у межах 0,559-0,573, середнє значення – 0,564. Глибина залягання покладу – 1070-1140 м. Початковий пластовий тиск –

10,70 МПа, пластова температура – 307 К. Уточнені початкові запаси газу становлять 2039 млн.м³.

Розробка покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища розпочата у 1975 р. трьома пошуково-розвідувальними свердловинами 5, 7, 12, які експлуатуються до сьогодні. Початковий дебіт газу був досить високим (свердловина 5 – 150 тис.м³/доб, свердловина 7 – 120 тис.м³/доб, свердловина 12 – 220 тис.м³/доб). У процесі розробки покладу дебіт свердловин поступово знижувався. У подальшому у продукції свердловин з'явилась пластова вода, що призвело до різкого зниження дебіту газу. Через обводнення поточний дебіт свердловин становить 0,1 - 0,3 тис.м³/доб. Вода надходить у свердловини по окремих прошарках у продуктивному розрізі. Інтервал перфорації змінюється у межах 1080 - 1130 м. У свердловини опущені насосно-компресорні труби умовним діаметром 0,06 та 0,073 м на глибину відповідно 1096 та 1126 м. Дебіти газу окремих свердловин дорівнюють: 5 – 0,1 тис.м³/доб за робочого тиску 1,35 МПа, 7 – 0,3 тис.м³/доб за робочого тиску 0,87 МПа, 12 – 0,1 тис.м³/доб за робочого тиску 1,47 МПа. Коефіцієнти фільтраційних опорів окремих свердловин дорівнюють: 5 – $A=0,549$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,001$ (МПа·доб/тис.м³)²; 7 - $A=0,0853$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,0008$ (МПа·доб/тис.м³)²; 12 – $A=0,32$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,0014$ (МПа·доб/тис.м³)². За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,13 МПа.

На 01.01.2016 р. з покладу видобуто 1411,91 млн.м³ газу, що становить 69,25 % від початкових запасів і 1180,27 м³ води. Прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища оцінений з використанням кривої «середньої продуктивності» та методу «прямої лінії», становить відповідно 73,58 % та 70,85 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення дорівнює 72,215 %, що значно менше за середнє значення коефіцієнта газовилучення по закінчених розробкою газових покладах при газовому режимі (85-90 %). Детальну характеристику геологічної будови і поточного стану розробки та експлуатації покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища наведено у нашій роботі [50].

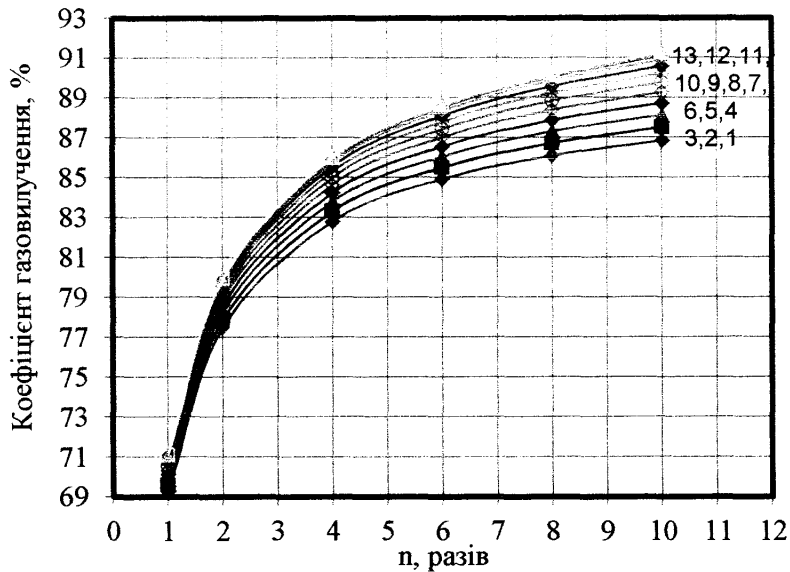
У зв'язку з низьким прогнозним значенням кінцевого коефіцієнта газовилучення необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи для його підвищення. У першу чергу необхідно забезпечити стабільну роботу видобувних свердловин з підвищеними дебітами газу, що можна, зокрема, досягти обмеженням припливу води у свердловини, попередженням скупчення води на вибоях, підвищенням проникності газовіддаючих прошарків і зниженням гирлових тисків.

У дисертаційній роботі розглянута можливість інтенсифікації видобутку газу з покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища і підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення шляхом зменшення тиску на гирлі свердловин і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В. Дослідження виконано для таких даних: початкові запаси газу – 2039,0 млн.м³; накопичений видобуток газу – 1411,91 млн.м³; початковий пластовий тиск – 10,70 МПа; поточний пластовий тиск – 3,59 МПа; пластова температура – 308 К; відносна густина газу – 0,564; поточні параметри роботи «середньої свердловини»: дебіт газу – 0,167 тис.м³/доб, поточний гирловий тиск – 1,1 МПа, вибійний тиск – 1,185 МПа, депресія на пласт – 2,095 МПа, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=68,77$ (МПа²·доб/тис.м³), $B=0,0006$ (МПа·доб/тис.м³)².

Дослідження виконано для різних значень гирлового тиску P_y (1,1; 1,0; 0,9; 0,8; 0,7; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,15; 0,1; 0,05 МПа), дебіту газу q_r (0,75; 0,5; 0,25; 0,167; 0,15; 0,125; 0,1; 0,05 тис.м³/доб) і ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В (2, 4, 6, 8, 10 разів). Розрахунки виконано за методикою наведеною у підрозділі 3.3. Вона враховує роздільний приплив газу із газоносного пласта та води із водоносного пласта і спільний рух водогазової суміші у насосно-компресорних трубах.

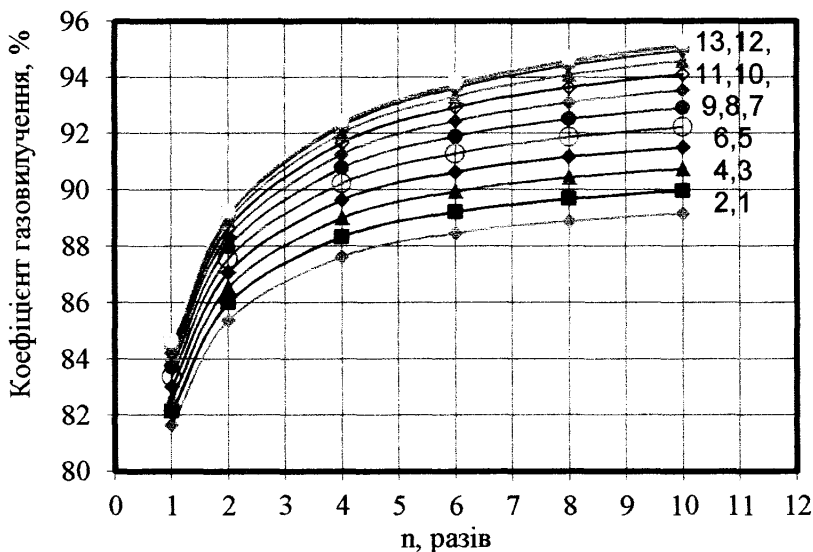
Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В для різних значень гирлового тиску і дебіту газу. На рисунку 4.4 для прикладу зображено залежності кінцевого

коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В за різних значень гирлового тиску за дебіту газу 0,167 тис.м³/доб, а на рисунку 4.5 - за дебіту газу 0,05 тис.м³/доб.



1 - 1,1; 2 - 1,0; 3 - 0,9; 4 - 0,8; 5 - 0,7; 6 - 0,6; 7 - 0,5; 8 - 0,4; 9 - 0,3;
10 - 0,2; 11 - 0,15; 12 - 0,1; 13 - 0,05 МПа

Рисунок 4.4 - Залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В за різних значень гирлового тиску за дебіту газу 0,167 тис.м³/доб



1 - 1,1; 2 - 1,0; 3 - 0,9; 4 - 0,8; 5 - 0,7; 6 - 0,6; 7 - 0,5; 8 - 0,4; 9 - 0,3;
10 - 0,2; 11 - 0,15; 12 - 0,1; 13 - 0,05 МПа

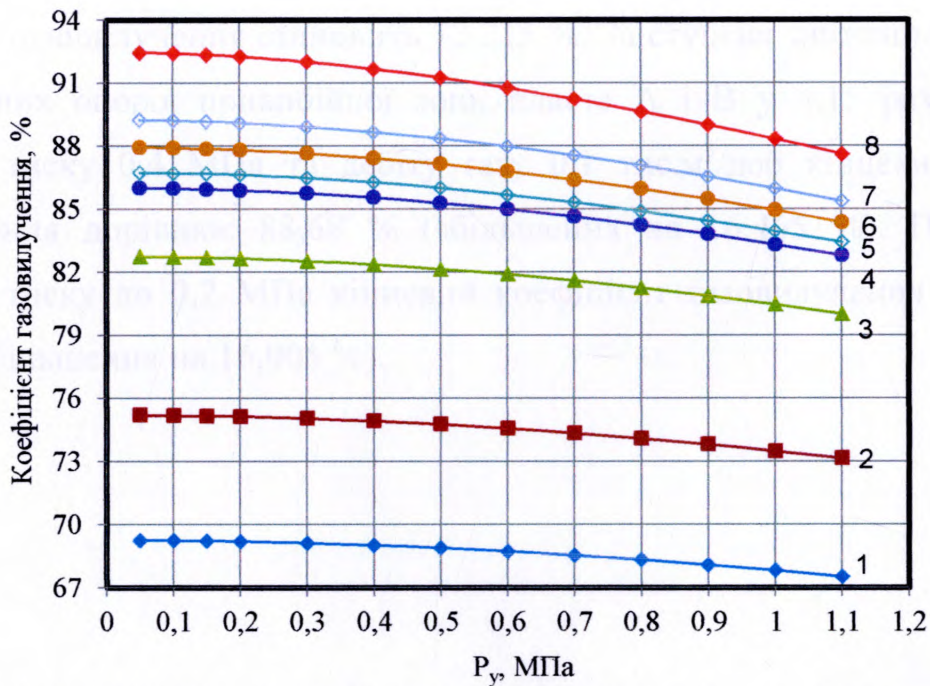
Рисунок 4.5 - Залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В за різних значень гирлового тиску за дебіту газу 0,05 тис.м³/доб

Згідно з результатами розрахунків кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В та із зменшенням гирлового тиску. Наведені графічні залежності на рисунках 4.4 і 4.5 із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В поступово виположуються. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних з використанням методу «найменших квадратів» раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В, вище якого кінцевий коефіцієнт газовилучення мало змінюється для умов покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища становить 4,13-4,15 (для всіх дебітів газу).

Приріст коефіцієнта газовилучення із зниженням гирлового тиску тим більший, чим менший дебіт газу (рисунок 4.6). Так за ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4,15 разів із зменшенням гирлового тиску з 1,1 до 0,05 МПа коефіцієнт газовилучення зростає у таких межах: за дебіту газу 0,75 тис.м³/доб – з 67,53 % до 69,27 % (на 1,74 %); за дебіту газу 0,167 тис.м³/доб – з 82,81 % до 86,01 % (на 3,2 %); за дебіту газу 0,05 тис.м³/доб – з 87,63 % до 92,46 % (на 4,83 %). Тому для збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених покладів необхідно максимально знизити гирловий тиск і забезпечити стабільну експлуатацію свердловин з мінімально можливим дебітом газу.

Аналіз графічних залежностей, зображених на рисунку 4.6, свідчить, що у міру зниження гирлового тиску залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від гирлового тиску поступово виположуються. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональне значення гирлового тиску, нижче якого кінцевий коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Для ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4,15 разів раціональне значення гирлового тиску для різних значень дебіту газу становить: 0,05 тис.м³/доб – 0,449 МПа, 0,1 тис.м³/доб – 0,486 МПа, 0,125 тис.м³/доб – 0,496 МПа, 0,15 тис.м³/доб – 0,502

МПа, 0,167 тис.м³/доб – 0,507 МПа, 0,25 тис.м³/доб – 0,518 МПа, 0,5 тис.м³/доб – 0,532 МПа, 0,75 тис.м³/доб – 0,537 МПа. Проте, це не значить, що не можна зменшувати гирловий тиск нижче наведених значень. Для отримання максимального коефіцієнта газовилучення необхідно знизити гирловий тиск до мінімально можливого значення, виходячи з технічних можливостей підприємства і техніко-економічних показників видобування газу. Одним із шляхів зниження гирлового тиску може бути використання занурених свердловинних вакуумних компресорів.



1-0,75; 2-0,5; 3-0,125; 4- 0,167; 5- 0,15; 6- 0,125; 7-0,1; 8- 0,05 тис.м³/доб
Рисунок 4.6 - Залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від гирлового тиску за різних дебітів газу за ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4,15 разів

Так, за значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4,15 разів і гирлового тиску 1,00 МПа коефіцієнт газовилучення зростає з 69,59 % (без оброблення привибійної зони пласта) до 83,32 % (на 13,73 %) за дебіту газу 0,167 тис.м³/доб, з 73,50 % до 84,95 % (на 11,45 %) за дебіту газу 0,125 тис.м³/доб, з 82,14 % до 88,34 % (на 6,2 %) за дебіту газу 0,05 тис.м³/доб.

Для умов покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденстаного родовища найбільш раціональним є спиртопінокислотне оброблення привибійної зони свердловин.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість значного підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденстаного родовища за рахунок зниження гирлового тиску і оброблення привибійних зон пласта з одночасним забезпеченням стабільної роботи свердловин за наявності води у пластовій продукції. За існуючої системи дорозробки покладу горизонту ВД-13 прогностичний кінцевий коефіцієнт газовилучення становить 72,215 %. За ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у 4,15 разів і значенні гирлового тиску 0,4 МПа та дебіту газу 0,1 тис.м³/доб кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 88,68 % (збільшення на 16,465 %). При зниженні гирлового тиску до 0,2 МПа кінцевий коефіцієнт газовилучення становитиме 89,12 % (збільшення на 16,905 %).

Висновки до четвертого розділу

1. З використанням результатів проведених досліджень розроблено технології підвищення газовилучення з виснажених покладів і продуктивності свердловин. Вони включають: витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом, вибір необхідної кількості перфораційних каналів та їх розмірів (діаметру та довжини) у привибійній зоні пласта і обґрунтування ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В у обводненій газовій свердловині.

2. Розроблено удосконалено методику розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин в умовах роздільного припливу у свердловину газу та води і подальшого їх руху разом із газліфтним газом у насосно-компресорних трубах, яка узгоджує роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача і дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу.

3. Виконано апробацію технології витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При її застосуванні додатково видобувається 34,29 % залишкового газу, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 %.

4. Виконано апробацію технології підвищення продуктивності обводнених газових свердловин шляхом фізико-хімічних оброблень привибійних зон пласта для умов покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденстаного родовища. Результати досліджень свідчать, що для отримання технологічного ефекту необхідний ступінь зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В становить 4,13-4,15. При цьому кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,215 % за існуючої системи розробки до 89,12 %.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій з використанням результатів проведених досліджень обґрунтовано технології підвищення газовилучення з виснажених покладів шляхом витіснення залишкового газу азотом, інтенсифікації припливу газу до вибою та газліфтної експлуатації обводнених свердловин. У дисертаційній роботі отримано такі основні результати.

1. На основі аналізу публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях обґрунтовано основні напрямки підвищення газовилучення з виснажених покладів, які включають витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом, покращення стану привибійної зони пласта в умовах скупчення рідини і твердої фази і винесення рідини з вибою свердловин на поверхню газліфтним способом.

2. Обґрунтовано раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад, яке змінюється у межах 0,29 - 0,31 від початкового пластового тиску.

3. Згідно з результатами досліджень нагнітання азоту у поклад кругової форми через периферійні свердловини, розміщені на початковому контурі газоносності, і видобутку газу через батарею видобувних свердловин у центральній частині покладу раціональне відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газоносності змінюється у межах 0,56 - 0,59.

4. З використанням результатів досліджень встановлено, що при неперервному нагнітанні азоту у виснажений поклад раціональне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1, при циклічному нагнітанні азоту з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту - 1:1 (за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 1,73 порівняно з неперервним нагнітанням), а без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту - 1,25:1 (за тривалості циклу нагнітання 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 0,62). Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом

становить відповідно 53,97; 52,46 і 30,92 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу - 91,63; 91,36 і 88,21 %.

5. Згідно з результатами досліджень площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад при чотири-, п'яти-, семи- та дев'яти точкових системах розміщення видобувних і нагнітальних свердловин та різних відстанях від центральної нагнітальної до видобувних свердловин (500, 750, 1000 і 1250 м) коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням щільності сітки (кількості) видобувних свердловин в елементі системи і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

6. З використанням результатів досліджень розкриття газоносних пластів перфорацією встановлено, що раціональне значення діаметру перфораційних каналів повинно бути не менше 0,03 м, довжини каналів - не менше 0,292 – 0,307 м і кількості каналів на один метр розкритої товщини пласта - не менше 17 - 19 залежно від проникності пласта. Кількість перфораційних каналів та їх довжина зменшуються із збільшенням проникності пласта за експоненціальним законом.

7. Згідно з результатами досліджень впливу ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на дебіт газу обводненої свердловини та кінцевий коефіцієнт газовилучення, раціональне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В становить 4,29 - 4,55 і зростає із зменшенням пластового тиску.

8. Удосконалено методику розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин в умовах роздільного припливу у свердловину газу і води та подальшого їх руху разом із газліфтним газом у насосно-компресорних трубах, яка ув'язує спільну роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача і дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактора і гирлового тиску.

9. Технологію витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом апробовано для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При її впровадженні коефіцієнт газовилучення за залишковим газом

становить 34,29 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 % (на 8,03 %).

Технологію підвищення продуктивності обводнених газових свердловин шляхом зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В апробовано для умов свердловин покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденстаного родовища. При впровадженні цієї технології кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,215 % за існуючої системи розробки до 89,12 % (на 16,905 %).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production. Peter O. Oyewole, James F. Lea. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 21-24 September. Denver, Colorado, USA. 2008.
2. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. Turta, S.S.K. Sim, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *Canadian International Petroleum Conference*. 12-14 June. Calgary, Alberta. 2007.
3. Chawarwan Khan, Robert Amin & Gary Madden. "Economic Modelling of CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters". *Energy and Environment Research*. Vol. 2. No. 2. 2012.
4. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *Canadian International Petroleum Conference*. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009.
5. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *9th Canadian International Petroleum Conference*. June 17-19. 2008. in Calgary. Alberta, PETSOC-09-08-49-P.
6. Kondrat O. R. The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields. *Mining of mineral deposits*, Taylor & Francis Group, London, Uk. 2013. P. 143-148.
7. Nicklin D.J., Wilkes M.A., Davidson J.F. Twophase flow in vertical tubes. *Trans. Inst. Chem. Eng.* 1962. V. 40. № 1. P. 61-68.
8. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta and Ashok K. Singhal. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2008.
9. SPE 11848. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. J.P. Clancy, R.E. Gilchrist. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. 22-25 May. Salt Lake City. Utah. 1983.

10. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

11. SPE 144951. "Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator". *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 19-21 July. Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

12. SPE 169578. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. Sumeer Kalra, Xingru Wu. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

13. SPE 171239-RU. Обзор "забытой технологии" с высоким потенциалом – крупнейший в мире азотный проект на базе IOR на гигантском месторождении Кантарел в Мексике. Маркус С.П. Гузманн. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. 14-16 October. Moscow. 2014.

14. SPE 175730-MS. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. Ulrich Heucke, Linde AG. *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*. 14-16 September. Cairo, Egypt. 2015.

15. SPE 177778. Gas Injection as an Enhanced Recovery Technique for Gas Condensates. A comparison of three Injection Gases. A. Kumar, M.E. Gohary, K.S Pedersen, J. Azeem. Abu Dhabi. *International Petroleum Exhibition and Conference*. 9-12 November. Abu Dhabi, UAE. 2015.

16. SPE 191652. Осуществимость закачки азота в многопластовую залежь, содержащую сухой газоконденсат. Рамиро Canchucaja. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 15-17 October. Moscow, Russia. 2008.

17. SPE 30795. Recovery of gas-condensate by nitrogen injection compared with methane injection. P.J. Sanger, J. Hagoort. *SPE Journal*. March 1998.

18. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show*. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

19. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. *SPE Eastern Regional Meeting*. 6-10 September. Pittsburgh, Pennsylvania. 2003.

20. SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. Ahemd Al-Hasami, Shaoran Ren, Bahman Tohidi. *SPE Europec / EAGE Annual Conference*. 13-16 June. Madrid, Spain. 2005.

21. SPE-117419. Способы реанимации высокообводненных газовых скважин Вуктыльского месторождения. Ю.Г. Бураков, В.В. Иванов, Е.В. Уляшев. *Российская нефтьгазовая техническая конференция*. Москва. Октябрь 2008.

22. Азотные станции и установки. *Электронный ресурс*. <http://www.grasys.ru/products/gas/poluchenie-nitrogen/>

23. Арманд А.А., Невструева Е.И. Исследование механизма движения двухфазной смеси в вертикальной трубе. *Изв. ВТИ*. 1950. № 2. С. 1-8.

24. Багдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эргазлифта. Под ред. И.Г. Есьмана. М.; Л.: *Гостоптехиздат*. 1947. 371 с.

25. Басниев К.С, Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. М.: *Недра*, 1993.

26. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка. Львів: *Апріорі*, 2007. С. 452.

27. Гереш Г.М. Повышение эффективности разработки месторождения в период падающей добычи газа. *Газовая промышленность*. 2004. №5. С. 58-59.

28. Демонстрация технологии: Блок удаления азота. *Электронный ресурс*. http://www.linde-engineering.ru/ru/process_plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/nitrogen_rejection/optimum-separation-of-nitrogen.html.

29. Джеймс Ф. Ли, Линн Роулан. Выбор механизированного способа эксплуатации. *ROGTEG*. С. 44-76.

30. Довідник з нафтогазової справи. За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: *Львів*. 1996. 620 с.

31. Дорошенко В.М. Основы научных исследований: навч. посіб. Київ: ІСДО. 1993. 128 с.
32. Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. №4. С. 108-110.
33. Драчук О. Аналіз технологій вторинного розкриття продуктивних пластів та технічних засобів для їхньої реалізації на родовищах України. *Нові технології*. №4. 2012. С. 39-47.
34. Дубров Ю.В. Применение газлифтного способа для эксплуатации низкодебитных нефтегазоконденсатных скважин. *Нефтяное хозяйство*. №2, 2007. С. 114-116.
35. Ермаков П.П., Еремін Н.А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 1996. №11. С.45-50.
36. Еске Г.А., Волик А.И. Исследование влияния закачки выхлопных газов на коэффициент извлечения конденсата. *Нефтегазовое дело*. 2015. Том 13. №2. С. 94-99.
37. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: учебн. пос. М.: *Струна*. 1998. 628 с.
38. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. М.: *Недра*. 1980. 334 с.
39. Игнатьев Н.А., Синцов И.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. *Фундаментальные исследования*. 2015. №11 (часть 4). С. 678-682.
40. Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. 1985. Том 16. 188 с.
41. Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. 1990. Том 22. С. 156.

42. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения. С.Н. Бузинов и др. *Территория Нефтегаз*. №5. май, 2013. С. 80-83.

43. Кабиров М.М., Нгуен Х.Н. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама. *Нефтегазовое дело*. 2007. С. 1-14.

44. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: *Центр Європи*. 2004. 352 с.

45. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: *Недра*. 1992. 255 с.

46. Кондрат Р.М. Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения. *Обз. Инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1982. Вып. 7. С. 57.

47. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності розробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 15-20.

48. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник. Івано-Франківськ: *Нова Зоря*. 2015. 288 с.

49. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3(48). С. 70-76.

50. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І., Кликоцька Р.С. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища. *Науковий вісник*. 2017. №2(43). С. 18-25.

51. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

52. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник НГУ*. 2017. № 5. С. 23-28.

53. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С.34-39.

54. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №.2(67). С.70-74.

55. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №.4 (69). С. 15-23.

56. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №2(59). С. 51-57.

57. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №1(58). С. 60-67.

58. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №.2(30). С. 7-16.

59. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №.3 (68) С. 7-11.

60. Коротаев Ю.П., Ширковски А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учебник для вузов. М.: Недра. 1984. 487 с.

61. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Москва-Ижевск: *Институт компьютерных исследований*. 2004. 606 с.
62. Мембранные азотные установки и станции. *Электронный ресурс*. <https://energybase.ru/uploads/docs/JF5JJcA6LarmzMHqyB9kndI5nExHoxfx.pdf>.
63. Мирбобоев Ш.Ж., Шерматов Дж. Н. Методы удаления жидкости из газовых скважин на месторождении Ниязбек Северный Каракчикум. *Материалы Международной научно-практической конференции*. Том 1. Тюмень: ТИУ. 2016. С. 140-142.
64. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов: учебное пособие. Ухта: УГТУ. 2001. 114 с.
65. Мордвинов А.А., Лодяной А.И., Миклина О.А. Лабораторные работы на экспериментальном газлифтном стенде: метод. указания. Ухта: УГТУ. 2008. 44 с.
66. Мордвинов А.А., Миклина О.А.. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин: метод. указания. Ухта : УГТУ. 2013. 39 с.
67. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Крылов А.П. и др. Москва-Ижевск: *Институт компьютерных исследований*. 2004. 416 с.
68. Новые разработки в области механизированной добычи. J.F. Lea и др. *Нефтегазовые технологии*. 2008. №9, сентябрь. С. 12-24.
69. Постанова НКРЕКП від 27.12.2017 р. № 1437 «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП щодо впровадження добового балансування на ринку природного газу та процедури розробки, подання і затвердження Плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років».
70. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: *Недра*. 1997. 184 с.
71. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ. С. Н. Трубавин и др. *Нефть Газ Экспозиция*. №5 (58), сентябрь. 2017. С. 36-39.

72. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного и переработке природного газа. Катц Д.Л. и др.; перевод с английского, под общей ред.: Ю.П. Коротаева и Г.В. Пономарева. М.: *Недра*. 1965. 677 с.

73. Руководство по исследованию скважин. А. И. Гриценко и др.; М.: *Наука*. 1995. 523 с.

74. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. Львів. «*Вища школа*». 1986. 158 с.

75. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Решение задачи о притоки жидкости к скважине с наклонными перфорационными каналами методом конформно-гоотображения. *Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 1973. Вып. 10. С. 95-99.

76. Совершенствование технологи разработки месторождений нефти и газа. Под ред. С. Н. Закирова. М.: *Грааль*. 2000. 643 с.

77. Способы получения азота. *Электронный ресурс*. <http://orensau.ru/povyshenie-kvalifikaczii/sposoby-polucheniya-azota>.

78. Установка по удалению азота. *Электронный ресурс*. <https://www.engineering-airliquide.com/ru/ustanovka-po-udalenyu-azota>.

79. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник. Москва: *Недра*. 1983. 510 с.

80. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. Ли Джеймс, Никенс Генрі, Уэллс Майкл. М.: ООО «*Премиум Инжиниринг*». 2008. 384 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом. *Науковий вісник НГУ*. 2017. №5. С. 23–28. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).
2. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №2(59). С. 51-57.
3. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №1(58). С. 60-67.
4. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І., Кликоцька Р.С. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища. *Науковий вісник*. 2017. №2 (43). С. 18-25.
5. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 34-39.
6. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надхоженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 60-64.
7. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №2(67). С. 70-74.

8. Хайдарова Л.І. Сучасні технології газліфтної експлуатації нафтових і обводнених газових свердловин і напрямки їх вдосконалення. *Прикарпатський вісник наукового товариства ім. Т. Г. Шевченка*, Число. №1(45). 2018. С. 138-155.

9. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 7-11.

10. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2(30). С. 7-16.

11. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4 (69). С. 15-23.

12. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

13. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №2(71). С. 20-29.

Тези наукових конференцій

14. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Технології підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових родовищ. *Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 25-27 травня 2016 р.)* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 187-189.

15. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вилучення залишкового природного газу з виснаженого газового родовища нагнітанням азоту. *Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 25-27 травня 2016 р.)* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 196-198.

16. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Інтенсифікація процесу дорозробки виснажених газових родовищ нагнітанням у пласт азоту. *Нафтогазова енергетика - 2017*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 47-48.

17. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Вибір системи розміщення видобувних свердловин на виснаженому газовому покладі при законтурному нагнітанні азоту у пласт. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 229-232.

18. Хайдарова Л.І. Оптимізація параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою збільшення газовилучення. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 227-229.

19. Хайдарова Л.І. Основні напрями підвищення ступеня вилучення газу з виснажених газових покладів. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2018*: Матеріали міжнародної науково-технічної веб-конференції (Івано-Франківськ, 17-19 вересня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 62.

20. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Залишковий газ у виснажених газових родовищах – альтернативне джерело вуглеводневої сировини. *Газогідрати та інші альтернативні джерела*: Матеріали III міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 12-14 грудня 2018 р.) Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. С. 39-41.