

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

_____ (інститут)
_____ Природничих наук і технологій _____
_____ (факультет)
Кафедра _____ Геології і розвідки родовищ корисних копалин _____
_____ (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня _____ магістра _____
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента _____ Кобези Владислава Сергійовича _____
_____ (ПІБ)
академічної групи _____ 103М-20-1 _____
_____ (шифр)
спеціальності _____ 103 Науки про Землю _____
_____ (код і назва спеціальності)
за освітньо-професійною програмою _____ «Геологія» _____
_____ (офіційна назва)
на тему _____ Геологічні умови Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного
родовища, які обумовлюють приріст додаткових запасів газу
_____ (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Рузіна М.В.			
розділів:				
Загальний	Рузіна М.В.			
Спеціальний				
Рецензент	Тяпкін О.К.			
Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			

Дніпро 2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

Геології і розвідкиродовищ корисних копалин

(повна назва)

Жильцова І.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« » 2022 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Кобезі Владиславу Сергійовичу академічної групи 103М-20-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

напряму підготовки 103 Науки про Землюспеціалізації¹ за освітньою-професійною програмою «Геологія»
(за наявності)на тему Геологічні умови Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища, які обумовлюють приріст додаткових запасів газу

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.21 № 937с

Розділ	Зміст	Термін виконання
1	Аналітичний огляд літератури, вибір напрямку досліджень та характеристика стану робіт з визначення геолого-промислових показників для оцінки перспективності отримання додаткових запасів газу на діючих нафтогазоконденсатних родовищах.	18.10.21 - 29.10.21
2, 3	Сбір та формування даних з геологічної характеристики Східно-Новоселівського НГКР.	29.10.21 - 12.11.21
4, 5	Узагальнення та порівняння геологічних умов газоконденсатних родовищ Руденківсько-Пролетарського та Машівсько-Шебелинського нафтогазоносних районів ДДЗ.	12.11.21 - 26.11.21
Висновки	Вибір інтервалів глибин з найбільш сприятливими умовами для накопичення затрубних запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР.	26.11.21 - 10.01.22

Завдання видано

(підпис керівника)

Рузіна М.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 18.10.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

10.01.2022**Прийнято до виконання**

(підпис студента)

Кобеза В.С.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 91 с., 25 рис., 5 табл., 18 літературних джерел.

СХІДНО-НОВОСЕЛІВСЬКЕ НГКР, МАКСИМАЛЬНА ПИТОМА ГАЗОНАСИЧЕНІСТЬ, ГІРСЬКИЙ ТИСК, РОЗВАНТАЖЕННЯ, НИЗЬКОПОРИСТІ КОЛЕКТОРИ, ТЕХНОГЕННІ ПОКЛАДИ, ЗАТРУБНІ ЗАПАСИ ГАЗУ.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю встановлення перспективності утворення техногенних покладів та отримання додаткових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР,

Об'єкт досліджень – процес формування техногенних покладів, які сприяють залученню до видобутку затрубних запасів газу.

Предмет досліджень – геолого-промислові показники перспективності отримання додаткових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР.

Мета роботи – геологічне обґрунтування та встановлення в межах Східно-Новоселівського НГКР зон, перспективних для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу.

Завдання досліджень – встановити геолого-промислові показники перспективності утворення техногенних покладів, в яких слід очікувати додаткові затрубні запаси газу на Східно-Новоселівському НГКР.

Новизна роботи полягає в обґрунтуванні геологічних умов Східно-Новоселівського НГКР, які сприяють формуванню додаткових ресурсів газу категорії «затрубні запаси».

В результаті виконаних досліджень обґрунтовані та визначені геолого-промислові показники, за якими виділені області і зони, перспективні на утворення додаткових ресурсів газу на Східно-Новоселівському НГКР.

СКОРОЧЕННЯ

ГВК- газо-водяний контакт;

ГДС- геофізичні дослідження свердловин;

ГНР- газонафтоносний район;

ГР- газonosний район;

ДДЗ- Дніпровсько-Донецька западина;

ДДНО- Дніпровсько-Донецька нафтогазonosна область;

НГКР- нафтогазоконденсатне родовище;

НГР- нафтогазonosний район;

РКООН- Рамкова Класифікація Організації Об'єднаних Націй.

103М-211

ЗМІСТ

Скорочення	4
Вступ.....	6
1. Огляд робіт щодо прогнозування перспективності отримання додаткових запасів газу на діючих нафтогазоконденсатних родовищах.....	10
2. Мета, завдання та методика досліджень.....	16
3. Геологічна характеристика Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища.....	21
3.1 Загальні відомості.....	21
3.2 Геолого-промислова характеристика родовища.....	23
3.2.1 Стратиграфія.....	23
3.2.2 Тектоніка.....	24
3.2.3 Газоносність.....	26
4. Порівняння геологічних умов Східно-Новоселівського НГКР з узагальненими особливостями газоконденсатних родовищ, на яких отримано додаткові запаси газу.....	41
5. Вибір інтервалу глибин з найбільш сприятливими умовами для накопичення затрубних запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР.....	67
Висновки.....	86
Список джерел інформації.....	89
Додаок А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	91
Додаток Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи	93
Додаток В Рецензія.....	95

ВСТУП

Збільшення власного видобутку вуглеводневої сировини на діючих газоконденсатних родовищах (ГКР) обумовлено необхідністю забезпечення енергетичної безпеки України, зокрема за рахунок залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових обсягів природного газу. Ця проблема є надзвичайно актуальною для всіх нафтогазоносних регіонів України, які характеризуються високим ступенем розвитку геологорозвідувальних робіт, налагодженою роботою видобувного комплексу, розвиненою інфраструктурою матеріально-технічного та науково-технічного забезпечення, створеною мережею трубопровідної системи для транспортування нафти і газу, а також побудованими виробничими комплексами для переробки вуглеводневої сировини.

Відомо [1], що на родовищах, які експлуатуються тривалий час, спостерігається перевищення видобувних запасів газу над початковими. Проте, однозначної думки про походження одержуваних додаткових запасів газу на родовищах, які розробляються, немає. Існує дві основних думки з цієї проблеми: одні дослідники вважають, що додаткові обсяги газу надходять з більш глибоких горизонтів [2], інші – що це є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопористих слабогазоносних порід, які віддають газ через контакт з високопроникними пластами і які не були враховані при підрахунках запасів на стадії геологорозвідувальних робіт [1,3].

Для прогнозної оцінки можливості отримання додаткових ресурсів вуглеводневих на діючих родовищах, встановлення орієнтовної кількості запасів газу, які перевищують його початкові обсяги та визначення найбільш перспективних об'єктів, що можуть їх утримувати, вкрай доцільними є роботи з встановлення особливостей геологічних умов, за якими на завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ (ГКР) до

видобутку залучаються додаткові запаси газу з низькопористих колекторів, які не були враховані на початкових етапах розробки. Це дозволило б не тільки оптимізувати роботи з дорозвідки родовища, а й заздалегідь планувати проведення необхідних геолого-геофізичних досліджень задля вилучення залишкових запасів вуглеводнів.

Вилучення газу з колекторів, що експлуатуються, призводить до зниження тиску флюїдів у них, сприяє розвантаженню гірського масиву від тиску порідної товщі та спричиняє умови для ущільнення продуктивних колекторів з одночасним розущільненням низькопористих колекторів, які залягають вище продуктивних горизонтів. Проте, на сьогодні немає показників, які б вказували на умови та місця активізації процесів розущільнення низькопористих пісковиків, які пов'язані з вилученням газу з продуктивних колекторів.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю встановлення геологічних умов та характеристик Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР), які визначають перспективність утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу.

Об'єкт досліджень – процес формування техногенних покладів, які сприяють залученню до видобутку затрубних запасів газу.

Предмет досліджень – геолого-промислові показники перспективності отримання додаткових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР.

Ідея роботи полягає в тому, що формування додаткових скупчень газу промислового значення, які не були враховані на стадії проведення геологорозвідувальних робіт, пов'язано з підключенням в газовіддачу слабогазоносних пластів та слабодренованих ділянок, що утворюються в результаті розвантаження масиву порід від гірського тиску внаслідок вилучення значних обсягів газу на родовищі та зниження тиску газу у промисловому горизонті, що сприяє розущільненню низькопористих пісковиків, покращенню їх ємнісно-фільтраційних властивостей до промислових значень, вивільненню з них додаткових об'ємів газу, які або

потрапляють в суперколектори і вилучаються з діючих промислових інтервалів свердловин, або залишаються в зонах розущільнених колекторів, утворюючи вторинні техногенні поклади не пов'язані з суперколекторами.

Наукова новизна роботи полягає в обґрунтуванні та розробці методичного підходу, який складається з аналізу особливостей будови геологічного комплексу, характеру зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, початкових пластових тисків газу, а також максимальної та початкової питомої газонасиченості, на підставі чого встановлюються геолого-промислові показники, за якими визначаються перспективні зони для отримання додаткових об'ємів газу в геологічному комплексі Східно-Новоселівського НГКР, які утворюються внаслідок проведення газовидобувних робіт.

В результаті виконаних досліджень були обґрунтовані спільні риси і суттєві відмінності геологічних умов залягання промислових колекторів в покладах Східно-Новоселівського НГКР та покладах газоконденсатних родовищ, на яких обсяги видобутого газу перевищують його початкові запаси.

Встановлено, що розтягуючи зусилля природних процесів сольового діапїризму в межах Машівсько-Шебелинського газоносного району (ГР), на відміну від Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району (НГР), в якому розташовано Східно-Новоселівське НГКР, сприяли розущільненню газонасиченої товщі в великих масштабах, створюючи умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти так званих «суперколекторів», що призвело до підвищення ареалу живлення промислових колекторів, та в кінцевому результаті обумовило збільшення додаткових обсягів розбурених розроблювальних запасів газу, що розкриті й працювали на момент перерахунку, тобто отримані з працюючих інтервалів наявних фільтрів.

Доведено, що отримання додаткових запасів газу в геологічних умовах Руденківсько-Пролетарського НГР, в тому числі Східно-Новоселівського

НГКР, пов'язане з техногенними покладами, які утворюються в низькопористих колекторах внаслідок їх розущільнення після вилучення газу з промислового колектору та його ущільнення, розташовуються над промисловими горизонтами, що розробляються, обмежені в просторі, відносяться до категорії затрубних запасів, для початку вилучення яких із зон за обсадною колоною в експлуатованих свердловинах необхідно провести додаткові роботи.

Запропоновано, з метою встановлення положення зон і областей, які є перспективними для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу, використовувати геолого-промислові характеристики покладів, що розробляються, зокрема потужності основного суперколектора, значення його відкритої пористості, газонасиченості, початкового тиску газу, відстані до шару низькопористого колектору.

Встановлено, що в межах Східно-Новоселівського НГКР, в інтервалі глибин від 2797 – до 3400 м розрахункові значення максимальної питомої газонасиченості колекторів тотожні максимальній питомої газонасиченості колекторів, що розробляються, що дозволяє вважати ці глибини перспективними для накопичення затрубних запасів газу в низькопористих колекторах, після утворення в них техногенних покладів.

Визначена найбільш перспективна область, з позицій утворення техногенного покладу і накопичення затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР, яка виокремлена у районі розташування свердловин № 16, № 18, № 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), яка розповсюджується від глибини 2141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2233 м.

1. ОГЛЯД РОБІТ ЩОДО ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ОТРИМАННЯ ДОДАТКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ НА ДІЮЧИХ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

В теперішній час, в Україні, геологічні прогнози запасів мінеральної сировини взагалі, і вуглеводневих корисних копалин, зокрема, базуються на універсальній Рамковій Класифікації Організації Об'єднаних Націй (РКООН), яка була розроблена у 2009 році для системного співставлення запасів та ресурсів енергетичної і мінеральної сировини у різних країнах [4]. Згідно з цієї системою, родовища корисних копалин класифікують на основі трьох фундаментальних критеріїв:

- 1 – соціально-економічної життєздатності проекту (E);
- 2 – статусу й обґрунтованості проекту освоєння родовища (F);
- 3 – геологічної вивченості (G) з використанням цифрової системи кодів.

Комбінації цих критеріїв створюють тривимірну систему кодів, яка дозволяє більш об'єктивно оцінювати «геологічний продукт» на будь який стадії проведення геологорозвідувальних або видобувних робіт, у будь якій країні, прогнозувати перспективність проектів на майбутнє та більш реально оцінювати геологічні, технологічні, технічні, економічні, екологічні та інші ризики. Кожен з цих фундаментальних критеріїв має декілька категорій, з зростанням яких збільшуються невизначеність та ризики за цим критерієм.

Нині 76 країн світу, застосовують РКООН як основну, в тому числі й Україна, яка має адаптовані документи зі своїми національними класифікаціями, що здійснюються на підставі державної експертизи матеріалів геолого-економічної оцінки (ГЕО - 1, ГЕО - 2, ГЕО - 3) запасів та ресурсів корисних копалин, їх затвердження та апробації.

В якості міжнародного стандарту (шаблону) оцінки та управління запасами вуглеводнів у надрах запропонована «Система управління

вуглеводневими ресурсами» (Petroleum Resources Management System, PRMC) Товариства інженерів-нафтовиків (Society of Petroleum Engineers, SPE). Згідно до цього стандарту оцінюють ймовірність наявності вуглеводневих ресурсів та економічну ефективність вилучення запасів з урахуванням можливості сучасних технологій та екологічних норм, податків та актуальних цін на вуглеводні, витрат на розвідку, буріння, транспортування тощо.

На принципах класифікації РКООН-2009, яку Україна прийняла у 2019 році, сформований Державний фонд надр України, який включає як ділянки надр, що використовуються, так і ділянки надр, не залучені до використання. Для Державного фонду надр України встановлена єдина класифікація запасів і ресурсів корисних копалин, яка будується на принципах підрахунку, геолого-економічної оцінки, державного обліку та звітності про використання запасів і ресурсів корисних копалин згідно з рівнем їх економічного та промислового значення (E), ступенем техніко-економічної вивченості підготовленості покладів корисних копалин до подальшого використання (F), а також ступенем геологічної вивченості і достовірності (G) відповідно до категорій РКООН запасів і ресурсів викопних енергетичних і мінеральних корисних копалин. Українська Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин має рамковий характер і придатна для всіх видів корисних копалин, визначається відповідними інструкціями Державної комісії України по запасах корисних копалин (ДКЗ), які розробляються і затверджуються в установленому порядку.

У зв'язку з тим, що технології, які використовуються при розвідці, розробці, видобутку й переробці вуглеводів постійно удосконалюються у «Системі управління вуглеводневими ресурсами» (Petroleum Resources Management System, PRMC) Товариства інженерів-нафтовиків (Society of Petroleum Engineers, SPE) в тісній співпраці з іншими організаціями, постійно оновлюються визначення стосовно ресурсів і запасів вуглеводнів, методики їх оцінки, періодично випускаються зміни до них, щоб йти в ногу зі

створеними технологіями й мінливими економічними умовами. Оцінка кількостей ресурсів вуглеводнів передбачає інтерпретацію обсягів і вартості, що характеризуються притаманним їм ступенем невизначеності.

Термін «ресурси», який використовують у системі управління ресурсами вуглеводнів SPE, означає всі кількості вуглеводнів, що залягають у природніх умовах на поверхні землі або в земній корі, відкриті й невідкриті (ті, що добуваються, і не добувні), а також уже видобуті кількості вуглеводнів. Крім того, цей термін позначає всі види вуглеводневої сировини, що нині віднесена до «традиційної» або «нетрадиційної», а усі запаси, відповідно до стандарту SPE, поділяються на категорії (P) залежно від сукупної оцінки доцільності їх розробки. Процедура класифікації запасів здійснюється за ймовірністю доведення проекту до промислової реалізації, а також за ступенем технічної невизначеності обсягу сировини, що вилучається з надр і залежить як від підрахованих геологічних запасів, так і від коефіцієнта вилучення згідно з проектом розробки.

У системі SPE використовується наступна термінологія:

Запаси – це кількість вуглеводневої сировини, яку передбачено видобути в промислому масштабі з відомих покладів шляхом реалізації проектів їх розробки, починаючи із заданої дати за заданих умов.

Доведені запаси – це кількість вуглеводневої сировини, яку з погляду аналізу геофізичних та інженерних даних можна з достатнім ступенем ймовірності віднести до промислово-видобувних, починаючи із заданої дати, з відкритих покладів при встановлених економічних умовах, методах експлуатації та нормативно-правової бази (1P).

Ймовірні запаси – це додаткові запаси, ймовірність видобутку яких із погляду аналізу геолого-геофізичних та інженерних даних менша, ніж у доведених, але більша, ніж у можливих запасів.

Можливі запаси - це додаткові запаси, ймовірність видобутку яких із погляду аналізу геолого-геофізичних та інженерних даних менша, ніж імовірних.

Розбурені запаси – це передбачувані кількості вуглеводнів, що можуть бути вилучені експлуатованими свердловинами із використанням наявних об'єктів облаштованості.

Розбурені розроблювальні запаси – це запаси, які очікуються видобути з інтервалів, що розкриті й працюють на момент перерахунку.

Затрубні запаси – це запаси, які очікуються вилучити із зон за обсадною колоною в експлуатованих свердловинах і для початку вилучення з яких необхідно провести додаткові роботи щодо завершення або переведення на інший горизонт.

Нерозбурені запаси – це кількості вуглеводневої сировини, які очікуються видобути за рахунок майбутніх капіталовкладень.

Перспективні ресурси – це обсяги вуглеводневої сировини, що згідно з оцінкою на певний момент, є потенційно видобувними з невідкритих покладів.

Умовні ресурси – це підраховані на певну дату обсяги вуглеводневої сировини, що внаслідок реалізації проекту розробки потенційно можуть бути видобуті з відомих покладів, проте на сьогодні не вважаються промислово видобувними, через наявність одного чи кількох обмежень.

У тієї класифікації ресурсів і запасів слід приділити увагу двом категоріям: «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси». Ці категорії запасів утворюються в процесі експлуатації родовища внаслідок вилучення значних об'ємів газу з основних промислових горизонтів, що призводить до розвитку геомеханічних процесів та впливає на формування техногенних покладів [3,5]. Тобто це додаткові запаси газу техногенних покладів, які формуються на стадії експлуатації родовища.

Автори роботи [6] вважають однією з актуальніших проблем нафтогазової геології – виявлення пасток неантиклінального типу, роль яких в умовах вичерпання фонду антиклінальних структур постійно зростає. Вони також підкреслюють необхідність вивчення ємнісно-фільтраційних можливостей глибокозалягаючих горизонтів у різних геологічних умовах. На необхідність

наукового обґрунтування сприятливих умов формування несклепінних пасток вуглеводнів вказують автори [7], які запропонували методику прогнозування перспективних зон газонакопичення на значних глибинах. Проте, методика не враховує вплив геомеханічних процесів на змінення газоємнісних властивостей низькопористих колекторів та на формування скупчень газу промислового значення не пов'язаних з антиклінальними пастками.

Саме такі скупчення є джерелами живлення, які забезпечили перевищення обсягів видобутого газу у порівнянні з початковими його запасами, підрахованими за даними геологічної розвідки, що було відзначено під час експлуатації деяких газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [1]. Описані в роботі [1] випадки отримання додаткових запасів газу, порівнюваних за об'ємами з початковими, були зафіксовані лише в Машівсько-Шебелинському газоносному районі Дніпровсько-донецької нафтогазоносної області. Всі ці випадки були відмічені при вилученні газу з промислових горизонтів, викритих при освоєнні родовища і без проведення додаткових робіт або з інших горизонтів, що дозволяє віднести їх до категорії «Розбурені розроблювальні запаси». На жаль, в роботі [1] не наводяться геологічні умови формування таких запасів і не дається методика їх прогнозування, або оцінки перспективності отримання додаткових запасів газу на діючих родовищах.

Методичний підхід до прогнозування зон формування техногенних скупчень метану на вугільних родовищах докладно описаний в роботі [8]. Підґрунтям такого підходу було використання для прогнозування параметрів геомеханічних процесів, які відбуваються після виймання вугілля і утворення порожністості в гірському масиві. В газоносному колекторі порожністість утворює відкрита пористість, тому відношення її розмірів до потужності колектора можна прийняти тотожною відношенню вийманій товщини вугільного пласту до потужності гірського масиву. Розроблений в роботі [8] методичний підхід був застосований при визначенні перспективних умов

переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів на прикладі Рудківського газового родовища [9], показав задовільні результати та свідчить про можливість його застосування під час оцінки перспективності отримання додаткових запасів газу на родовищах вуглеводнів. При цьому в роботі проілюстровані випадки прогнозування як наявності «Розбурених розроблювальних запасів», так і «Затрубних запасів».

Висновки за розділом:

- відповідно до категорій запасів і ресурсів згідно до Рамковій Класифікації Організації Об'єднаних Націй (РКООН), яка була розроблена у 2009 році і прийнята Україною у 2019 році, додаткові запаси газу, які формуються на стадії експлуатації родовища розглядаються як «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси»;

- «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси» пов'язані з техногенними покладами, формування яких контролюється геомеханічними процесами, які протікають в газоносному масиві після вилучення певних обсягів газу, а перспективність місць їх формування визначається геолого-промисловими показниками та геологічними умовами залягання промислових колекторів;

- всі випадки отримання додаткових об'ємів газу на газоконденсатних родовищах Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ відмічені при вилученні газу з промислових горизонтів, викритих при освоєнні родовища і без проведення додаткових робіт і не з інших горизонтів, що дозволяє віднести їх до категорії «Розбурені розроблювальні запаси»;

- розроблений в роботі [8] методичний підхід, який був застосований при встановленні показників перспективності отримання додаткових припливів вуглеводнів на газових родовищах [9], може бути використаним для визначення геолого-промислових показників, які віддзеркалюють процеси, пов'язані з приростом додаткових запасів газу.

2. МЕТА, ЗАВДАННЯ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

Мета роботи полягає у геологічному обґрунтуванні та встановленні в межах Східно-Новоселівського НГКР зон, перспективних для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- проаналізувати та виділити характерні риси й особливості геологічних умов залягання та розробці газоконденсатних родовищ ДДЗ, які обумовлюють збільшення початкових запасів газу;

- визначити геологічні умови та характеристики, які передують видобутку додаткових об'ємів газу в межах Машівсько-Шебелинського газоносного району;

- дослідити вплив глибини залягання на початкові тиски газу та ємнісні коефіцієнти продуктивних горизонтів на родовищах Машівсько-Шебелинського і Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносних районів;

- встановити геолого-промислові показники перспективності отримання додаткових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР;

- виділити інтервали глибин і межі зон, в яких слід очікувати додаткові затрубні запаси газу.

При виконанні робіт з підрахунку запасів газу зазвичай використовують два методи: об'ємний та за падінням пластового тиску газу [10].

Об'ємний метод підрахунку запасів газу заснований на визначенні геометричних розмірів газоносного шару і пористості порід, що його складають. Запаси газу визначається за формулою:

$$V = F h m f (p_{\alpha} - p_k) \alpha_k \beta_{\Gamma} \eta_{\Gamma}, \quad (2.1)$$

де V - видобувні (промислові) запаси газу на дату розрахунку, в м^3 ;

F - площа в межах продуктивного контуру газоносності, в м^2 ;

h - товщина пористої частини газонасиченого пласта, в м;

m - коефіцієнт відкритої пористості пласта;

f - поправка на температуру, для приведення об'єму газу до стандартної температури;

p – початковий пластовий тиск покладу газу на дату розрахунку, в ата;

p_k - кінцевий залишковий тиск газу в пласті, в ата;

α і α_k - поправки на надстисливість реального газу для тисків p і p_k ;

β_r - коефіцієнт газонасичення;

η_r - коефіцієнт газовіддачі.

Поправка на температуру f визначається за формулою:

$$f = \frac{T+t_{ст}}{T+t_{пл}}, \quad (2.2)$$

де, T - абсолютна температура, - 273 °С;

$t_{ст}$ – стандартна температура 20 °С;

$t_{пл}$ - пластова температура в °С.

Коефіцієнти відкритої пористості, газонасичення, газовіддачі беруться в частках одиниці.

Для розрахунків питомої газонасиченості промислових колекторів доцільно використовувати підрахункові значення m , p , β_r , які застосовувались при підрахунку запасів газу після проведення геологорозвідувальних робіт, причому максимальну (теоретичну) питому газонасиченість промислових колекторів визначати як добуток m на p , а початкову (фактичну) питому газонасиченість промислових колекторів визначати як добуток m на p на β_r . Значення цих показників наведені в роботі [11].

Метод підрахунку запасів газу за падінням пластового тиску газу, заснований на припущенні, що кількість видобутих обсягів газу на 1 ат. падіння тиску в усі періоди розробки родовища не змінюється. Запаси газу (V) за цим методом розраховуються за формулою: $V = Q \cdot (p_1 \alpha_1 - p_k \alpha_k) / (p_{п1} \alpha_{п1} - p_1 \alpha_1)$, де Q - обсяг газу видобутого на дату закінчення експерименту (з початку розробки), m^3 , коли тиск становив, відповідно $p_{п1}$ (початковий тиск) і p_1 (тиск на дату закінчення експерименту); p_k - кінцевий тиск в пласті; $\alpha_{п1}$, α_1 ,

α_k - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта, відповідно для тисків p_n , p_1 і p_k .

Цей метод та його елементи в роботі не використовується.

Методичним підґрунтям досліджень планується збір, аналіз та узагальнення даних з геологічних умов залягання покладів Машівсько-Шебелинського і Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносних районів, в тому числі на Східно-Новоселівському НГКР. Найбільшу увагу при аналізі геологічних умов залягання буде приділено відомостям про місцезнаходження родовищ у межах геологічного структурного елементу ДДЗ, віку промислових горизонтів, типу колекторів, потужності поверхів газоносності, глибинам залягання покрівлі та товщині продуктивних горизонтів, а при аналізі геолого-промислових показників - підрахунковим значенням коефіцієнтів відкритої пористості та насичення газом, початковим пластовим тискам та початковим запасам газу по покладах.

На підставі зібраних даних будуть розраховані значення початкової питомої газонасиченості промислових колекторів, які зіставлятимуться із середніми значеннями газоемнісних показників колекторів продуктивних горизонтів на родовищах;

- відмінність між геологічними умовами залягання та процесами, що їх викликали встановлюватимуться за характером змінення узагальнених геолого-промислових показників, зокрема газодинамічних та фільтраційно-емнісних характеристик промислових колекторів Машівсько-Шебелинського та Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносних районів;

- для виділення перспективної зони для накопичення затрубних запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР буде врахована закономірність змінення з глибиною газоемнісних характеристик промислових колекторів, зокрема розрахункові значення максимальної питомої газонасиченості;

- співставлення геологічних умов і порівняння абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському газовому родовищі у Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському НГКР у ДДЗ,

дозволить обґрунтувати геолого-промислові характеристики та розрахувати прогнозні значення відстані, на яку розвантажуються від гірського тиску низькопористі пісковики, що залягають над пластом суперколектора після вилучення з нього значних об'ємів газу, що дозволить виділити область, найбільш перспективну з позицій утворення техногенного покладу затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР.

Вплив глибини залягання на змінення таких значень промислових колекторів, як відкрита пористість, газонасиченість, початковий пластовий тиск газу буде визначатися методами математичної статистики, зокрема кореляційного аналізу [12]. Застосування методів кореляційного аналізу дозволяє об'єктивно встановлювати форму залежності між досліджуваними величинами і оцінювати її тісноту. Узагальнена оцінка закономірностей змінення значень геолого-промислових показників по покладах, родовищах та нафтогазових районах, оцінюється за тіснотою зв'язку між елементами вибірок, а встановлювані залежності між показниками дозволяють в подальшому застосовувати встановлені закономірності для прогнозування перспективних місць накопичення додаткових запасів газу.

Враховуючи, що параметри складних природних процесів, таких наприклад, як тектонічний тиск при проявах сольового діапїризму, важко піддаються безпосередньому вимірюванню, для їх оцінки використовуються дані непрямой інформації, тому аналіз впливу процесів сольового діапїризму на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів може базуватися на результатах встановлених закономірностей змінення узагальнених по покладах, родовищах та районах геолого-промислових показників .

Висновки за розділом.

При виконанні завдань, які намічені в роботі для досягнення мети, доцільно використати офіційно опубліковані дані по геолого-промисловим характеристикам колекторів, покладів та родовищ, що вивчаються, докладно розглянути загальні риси та відмінності у газодинамічних та фільтраційно-ємнісних характеристиках промислових колекторів Руденківсько-

Пролетарського району та родовищ Машівсько-Шебелинського району, на яких отримані додаткові запаси газу, застосовувати методи математичної статистики, зокрема кореляційного аналізу для аналізу та обґрунтуванню отриманих результатів.

103М-2111

3. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА СХІДНО-НОВОСЕЛІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

3.1 Загальні відомості про родовище

Східно - Новоселівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Магдалинівського району Дніпропетровської області України. Обласний центр м. Дніпро, розташований в 60-70 км на південний схід від родовища, а найближча залізнична станція Перещепино знаходиться в 40 км (Рис. 3.1).

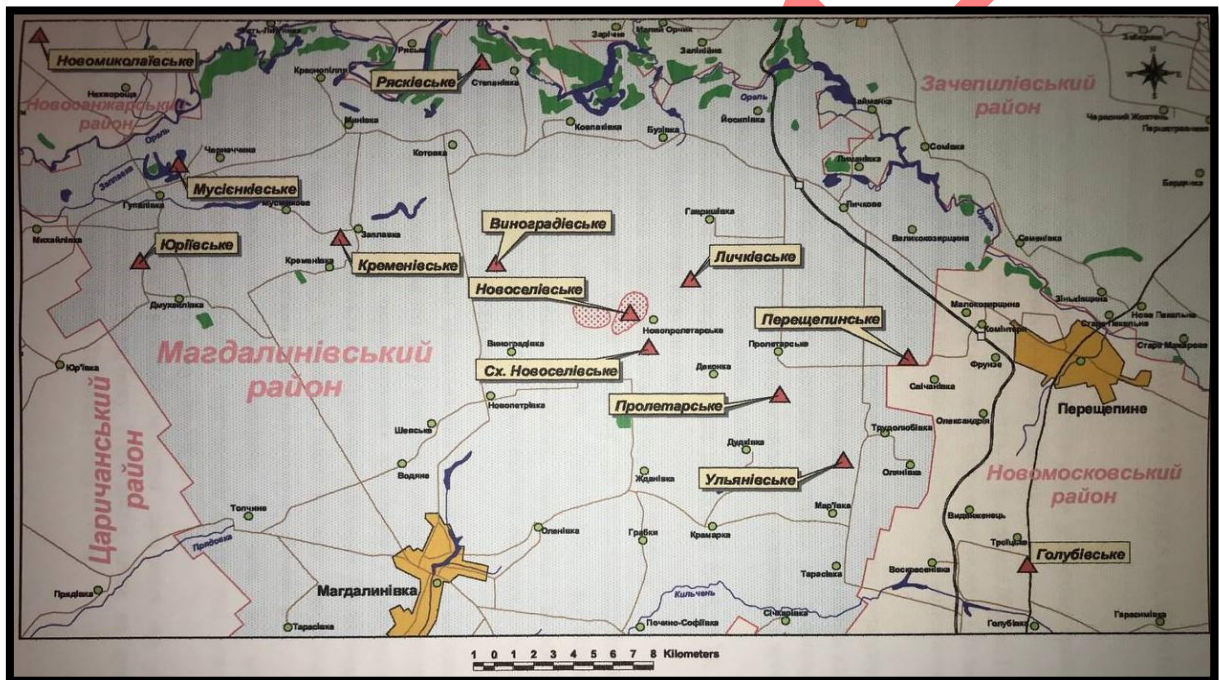


Рисунок 3.1 - Оглядова карта району

В економічному відношенні район, що розглядається, сільськогосподарський. Найбільш розвинута харчова промисловість.

В орографічному відношенні район розташований у міжріччї річок Орель та Кільчень. Ландшафт місцевості являє собою злегка горбисту рівнину, яка розмежована глибокими балками та ярами. Водорозділ рік Орель і Кільчень проходить в 6-10 км на північний схід від площі, що розглядається, і характеризується відмітками: +120-+90м.

Клімат району помірний континентальний. Середньорічна температура +7°C.

Поблизу від Східно - Новоселівського родовища (3-15 км) знаходяться такі газоконденсатні родовища, що розробляються: Новоселівське, Личківське, Пролетарське [11] (Рис. 3.2).



Рисунок 3.2 - Детальна карта району

Родовище відкрите у 1969 р., розробляється з 1975 р. Промислова газоносність пов'язана з горизонтами Б-1, Б-2, Б-5-8, Б-11, Б-12, башкирського ярусу С-3-7 серпухівського і В-1-3, В-10-14, В-16, В-15 візейського ярусів.

Початкові запаси газу затверджені ДКЗ в 1986 р. в об'ємі 5,840 млрд. м³, балансові розвідані запаси складають 6,059 млрд. м³ станом на 01.01.2010 р.

На даний час у середньо- і нижньокам'яновугільному розрізі розробляється 7 експлуатаційних об'єктів: об'єкт – горизонт Б-1; об'єкт – горизонт Б-11-12; об'єкт – горизонт С-3-6-7; об'єкт – горизонт В-3-10; об'єкт – горизонт В-13-14; об'єкт – горизонт В-15; об'єкт – горизонт В-16.

Родовище розробляється згідно затвердженого ЦКР Мінпаливенерго України варіанту розробки в «Корективах проекту розробки...» (2004 р.). Станом на 1.01.2010 р. відбір газу з початку розробки в цілому по родовищу складає 4446 млн.м³), тобто 73,38 % від балансових запасів газу. Родовище

знаходиться на завершальній стадії розробки, яка супроводжується зниженням дебітів свердловин, річних відборів газу, робочого тиску на усті свердловин.

Протягом останніх часів на родовищі, згідно затвердженого варіанту, пробурена експлуатаційна свердловина № 61 з метою дорозробки покладу горизонту В-16, а свердловина № 60 переведена на новий вищезалягаючий поклад горизонт В-15. За результатами буріння свердловини № 61 була уточнена геологічна будова склепінної частини родовища. До того ж, спостерігається деяке відхилення фактичних показників розробки покладів від проектних. Ці обставини обумовили необхідність корегування основних проектних рішень попереднього проекту.

3.2 Геолого-промислова характеристика родовища

3.2.1 Стратиграфія

У геологічній будові Східно-Новоселівського родовища приймають участь відклади від четвертинних до докембрійських.

Докембрій розкритий склепінною свердловиною № 18 на глибині 3470 м. Породи представлені гранодіоритами, дуже міцними, товщиною до 66 м (до вибою). Вище у свердловині № 18 розкриті девонські відклади, представлені пачками пісковиків, аргілітів з загальною товщиною 450 м.

У кам'яновугільній системі виділяються візейський, серпухівський яруси (нижній відділ) і башкирський, московський яруси (середній відділ).

Відклади візейського ярусу незгідно залягають на девонських і представлені двома під'ярусами: нижньовізейським -- пісковики і аргіліти і верхньовізейським -- вапняки, пісковики, аргіліти.

У візейському ярусі розкриті поклади горизонтів В-16, В-14, В-13, В-10, В-3, В-1, представлені пісковиками.

Загальна товщина відкладів візейського ярусу 370-700 м.

Серпухівський ярус також ділиться на нижньосерпухівський і верхньосерпухівський під'яруси. Осади представлені, в основному,

аргілітами з рідкими прошарками пісковиків, алевролітів і вапняків. До пісковиків горизонтів С-7, С-6, С-3-4 приурочені газові поклади.

Загальна товщина ярусу 580-800 м.

Середній відділ карбону представлений башкирським і московським ярусами. Відклади башкирського ярусу незгідно залягають на серпухівських в виразі пачок пісковиків, перешарованих аргілітами і алевролітами з рідкими вапняками, які являються маркуючими реперами. До піщаних пачок верхньої частини ярусу приурочені газові поклади горизонтів Б-12, Б-11, Б-8, Б-5-6, Б-2, Б-1. Товщина башкирського ярусу 550-600 м.

Породи московського ярусу незгідно залягають на породах башкирського і літологічно складені чергуванням пачок глин з пачками алевролітів і пісковиків. Товщина ярусу 380-540 м.

Верхньокам'яновугільні відклади незгідно залягають на осадах московського ярусу середнього карбону і зустрінуті лише на крилах, перикліналях і в зануреному блоці. Товщина осадів 25-65 м.

Породи пермської системи (тільки верхній відділ) залягають на розмитих різновидах відкладів верхнього і середнього карбону. Товщина осадів 130-160м.

Тріасова система за фаціально-літологічними ознаками ділиться на 3 товщі - піщану, піщано-глинисту і глинисту з загальною товщиною 235-300м.

Осади юрської системи представлені середнім і верхнім відділами, які незгідно залягають на глинистій товщі тріасу. Загальна товщина юри 290-505м.

Відклади палеогенової системи трансгресивно залягають на розмитій поверхні юрської і представлені бучакською, київською і харківською світами з загальною товщиною 50-60м.

Нерозчленована товща неогенових і четвертинних відкладів представлена утвореннями полтавської світи товщиною 30-45м.

3.2.2 Тектоніка

Східно-Новоселівська структура у тектонічному відношенні розташована у південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини.

По нижньокам'яновугільному структурному плану Східно-Новоселівська структура являє собою асиметричну складку північно-східного простягання (Рис. 3.3).



Рисунок 3.3 - Геоструктурна приуроченість Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР)

Східно-Новоселівське підняття через неглибоку сідловину на північному заході поєднується з Новоселівською складкою.

Склепіння складки знаходиться в районі свердловин № 18 та № 60. Північне крило більш полого, південне коротке, зрізане крайовим розломом. Південно-східна перикліналь широка і коротка, північно-західна більш витягнута. По покрівлі пласта В-13 в межах замкнутої ізогіпси -2480 м розмір складки 3,75x1 км амплітуда 84 м.

У серпухівських і башкирських відкладах відбувається поступове виположування структури і її розміри збільшуються до 4,6x0,95 км.

У відкладах башкирського ярусу спостерігається зміщення склепіння на схід, до району свердловини № 6. Склепіння ускладнене тектонічним порушенням скидового характеру і спостерігається в свердловинах № № 2, 6, 17, 55, 56, 57, 59. Амплітуда скиду 60 м. (Рис. 3.4).

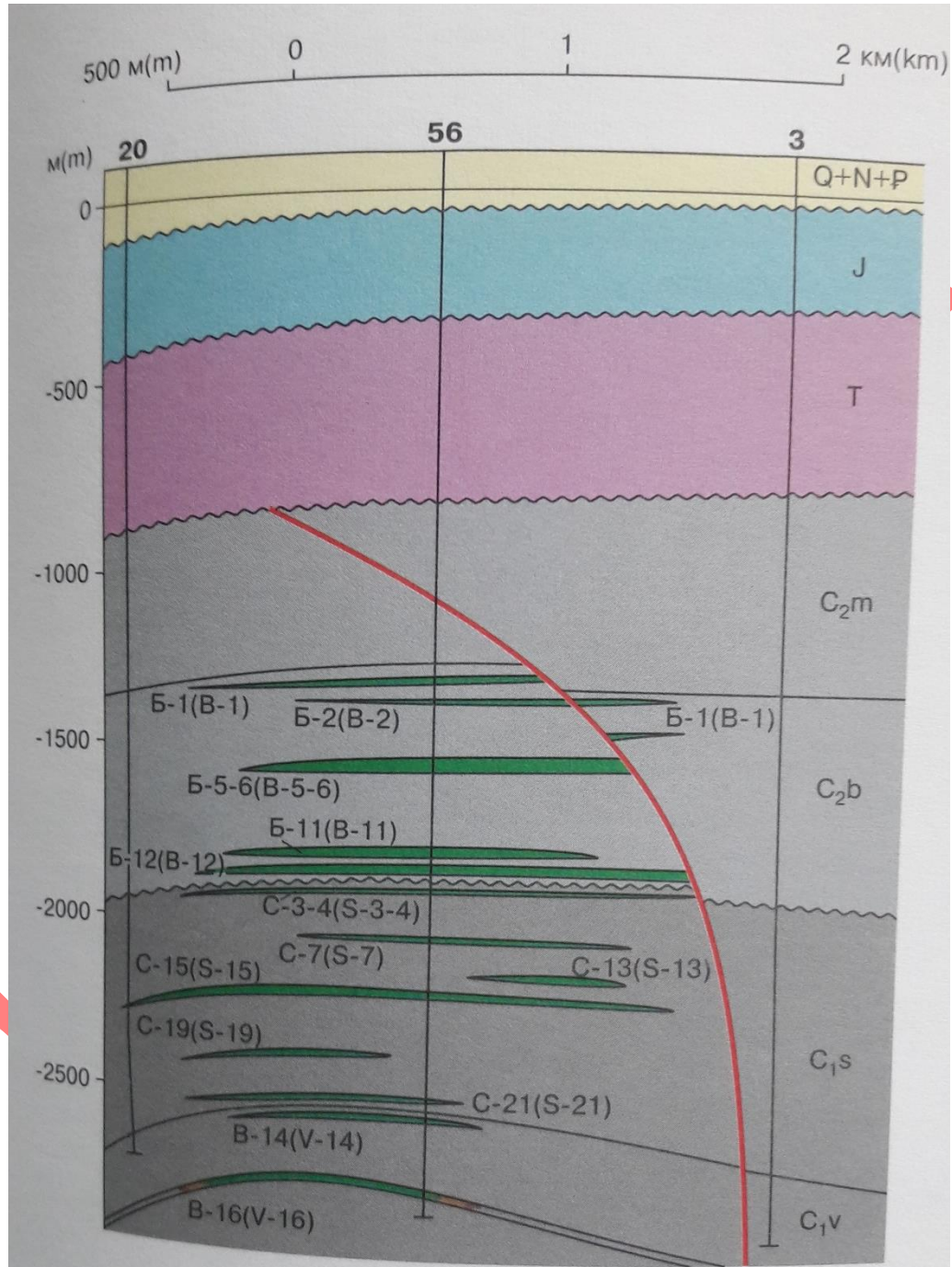


Рисунок 3.4 - Ускладнення склепіння Східно-Новоселівського підняття скидом

У розрізах верхньої пермі, тріасу, юри підняття не проявляється, лише спостерігається моноклінальне занурення пластів у південно-західному напрямку.

3.2.3 Газоносність

Поклади вуглеводнів на Східно-Новоселівському родовищі приурочені до відкладів башкирського ярусу середнього карбону та серпухівського і візейського ярусів нижнього карбону.

На рисунку 3.5 наведено геологічний розріз продуктивної товщі у початковому стані.

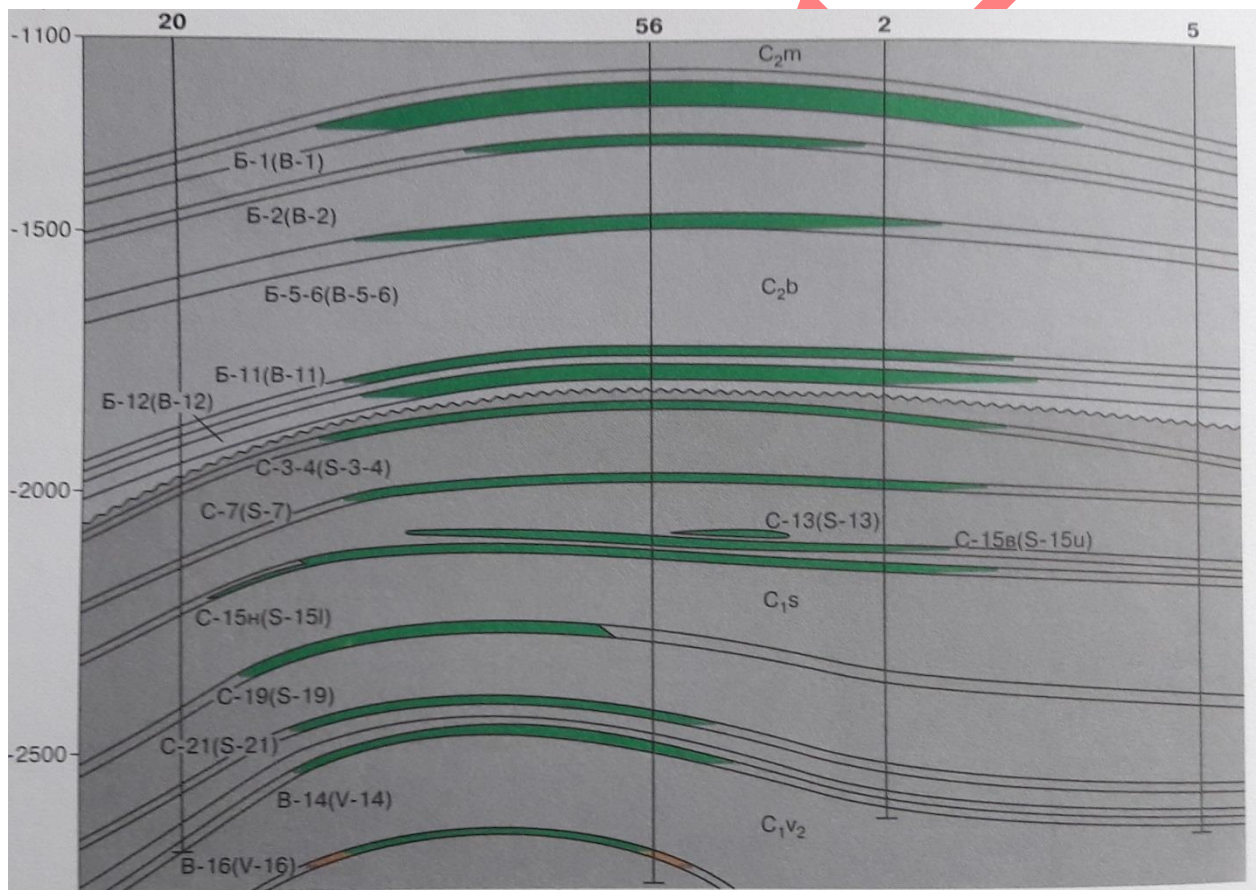


Рисунок 3.5 - Розріз продуктивної частини Східно-Новоселівського родовища за геологорозвідувальними даними

Промислова газоносність встановлена у продуктивних горизонтах Б-1, Б-2, Б-5-6, Б-11, Б-12, С-3-4, С-6, С-7, В-І, В-За, В-3б, В-10, В-13, В-14, В-15, В-16. Кореляція горизонтів з початковими та поточними контактами наведена у звіті [13] та приведена на рисунку 3.6.

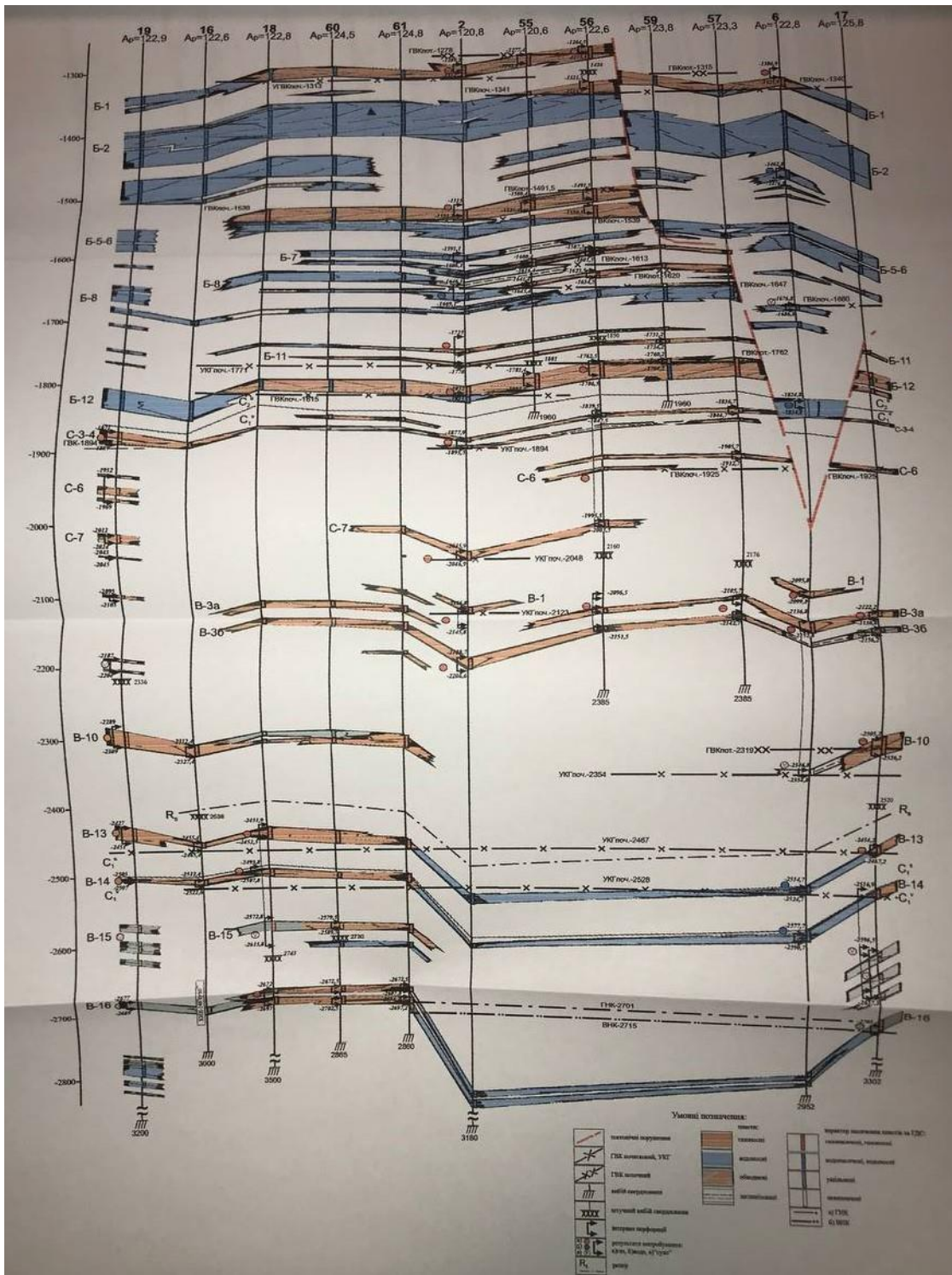


Рисунок 3.6 - Геологічний розріз Східно-Новоселівського родовища

Літологічно продуктивна товща складена теригенними відкладами.

Нижче приведена характеристика продуктивних горизонтів.

Горизонт Б-1. Поклад горизонту розділяється порушенням на 2 самостійних блока. У літологічному відношенні горизонт представлений

потужним пластом пісковика. Поклади горизонту Б-1 пластові, склепінні, тектонічно екрановані. Структурна карта покрівлі горизонту наведена на рисунку 3.7.

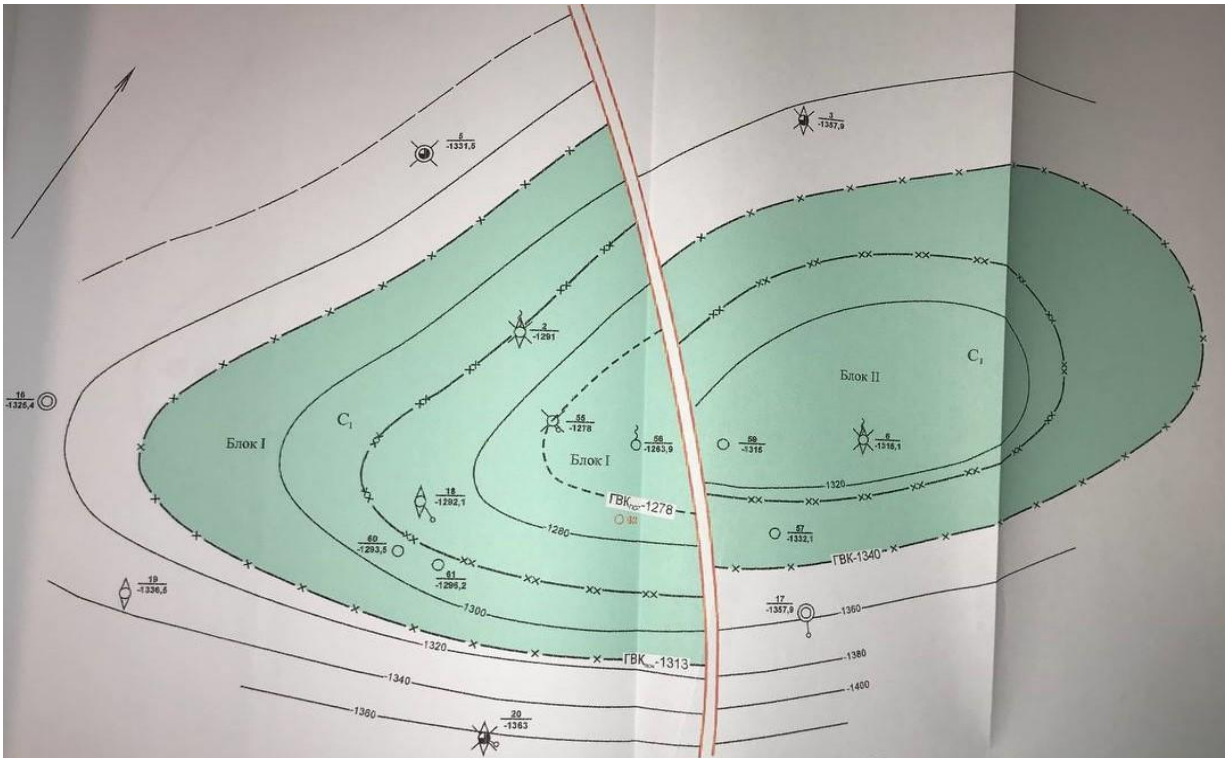


Рисунок 3.7 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-1. Масштаб 1:10 000

Горизонт Б-І у блоці І випробуваний в свердловинах № 2, № 55, № 56, де отримані припливи газу до 623,7 тис.м³/добу на діафрагмі 19,97 мм (свердловина № 2).

За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) в початкових умовах водоносна частина пласта блоку І розкрита у свердловинах № 16, № 19. Початковий контакт газ-вода проведений умовно по підшві газоносного колектору свердловини № 2, тобто на абсолютній відмітці -1313 м.

На цей час поклад горизонту Б-І блоку І розробляється свердловиною № 56. Поточний газо-водяний контакт проведений по покрівлі обводненого пласта у свердловині № 55 на глибині -1278 м.

Поклад горизонту Б-1 у блоці II був розкритий як продуктивний у свердловині № 6, де приплив газу становив 240,4 тис.м³/добу на 12,03 мм

діафрагмі. Початковий газо-водняний контакт (ГВК) встановлений у свердловині № 57 на абсолютній відмітці -1340 м.

Розробка горизонту Б-1 блоку II на даний час завершена.

Горизонт Б-2. Поклад горизонту розкритий газоносним тільки в апікальній частині блоку I (свердловини № 55, № 56. Пористість – 22 %в, газонасиченість 0,76-0,78. Початковий контакт газ-вода за даними ГДС відмічався на глибині -1341 м. Поклад пластовий, водоплавний, тектонічно екранований.

При розробці горизонту відібрано 50 млн.м³ газу. На цей час розробка горизонту завершена.

Структурна карта покрівлі горизонту Б-2 наведена на рисунку 3.8.

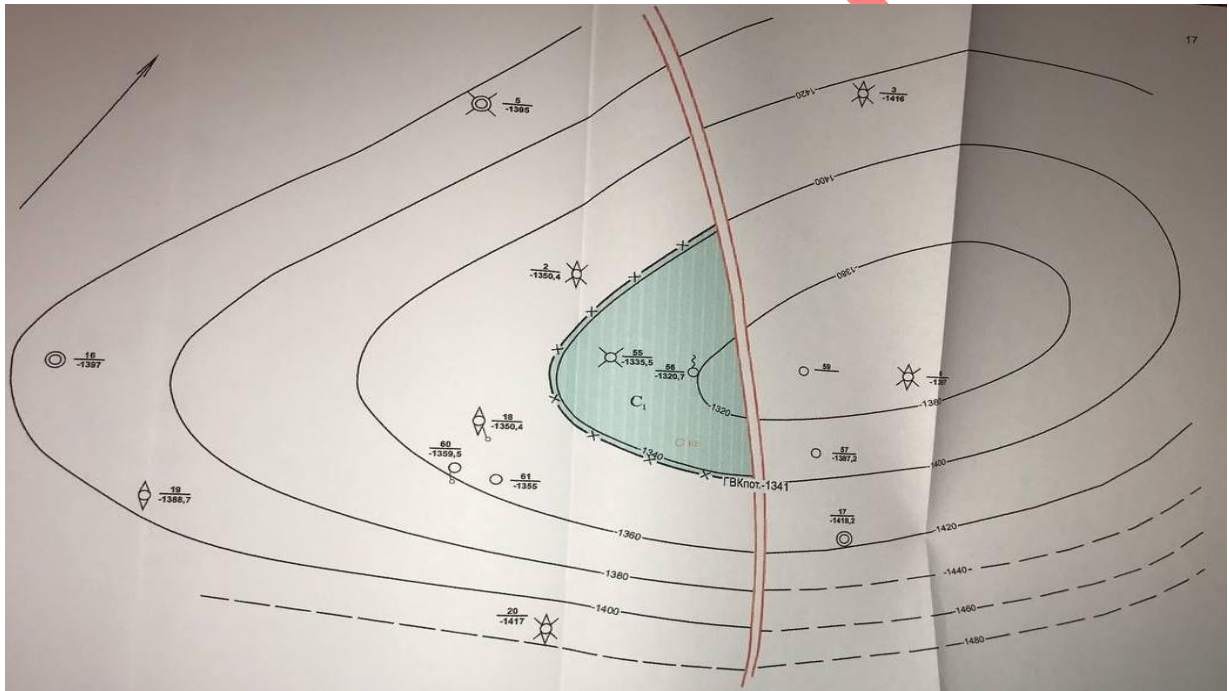


Рисунок 3.8 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-2. Масштаб 1:10 000

Горизонт Б-5-6. Продуктивний тільки в блоці I у свердловинах № 2, № 55, № 56. Початковий ГВК встановлений у свердловині № 18 на абсолютній відмітці -1539 м.

Поклад пластовий, склепінний, тектонічно екранований.

Розробка горизонту на даний час завершена, по кількості запасів був одним з основних.

Структурна карта покрівлі горизонту наведена на рисунку 3.9.

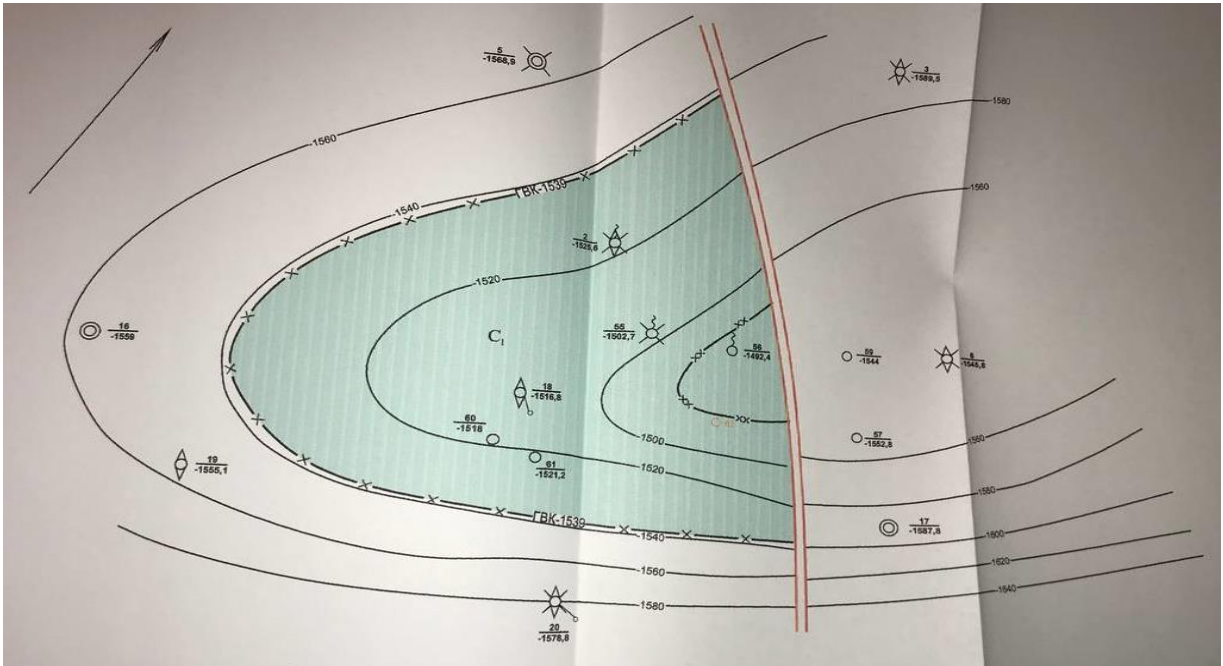


Рисунок 3.9 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-5-6. Масштаб 1:10 000

Горизонт Б-8. Газоносний тільки у найоптимальнішій склепінній частині підняття блоку I - у свердловинах № 55, № 56, № 57, № 59. У свердловині № 57 горизонт Б-8 представлений трьома прошарками, інтервал 1742-1753 м, за ГДС від 30.09.2009 має ГВК на глибині 1744 м. (абсолютна відмітка - 1620,7 м), але прошарок 1768-1776 м газоносний (абсолютна відмітка - 1644-1652 м).

У свердловинах № 55, № 56 горизонт випробуваний і експлуатувався сумісно з іншими горизонтами і на цей час обводнений. У свердловинах № 57, № 59 горизонт не випробуваний. Поточний газо-водяний контакт проведений на абсолютній відмітці -1620 м.

Структурна карта по покрівлі горизонту Б-8 наведена на рисунку 3.10.

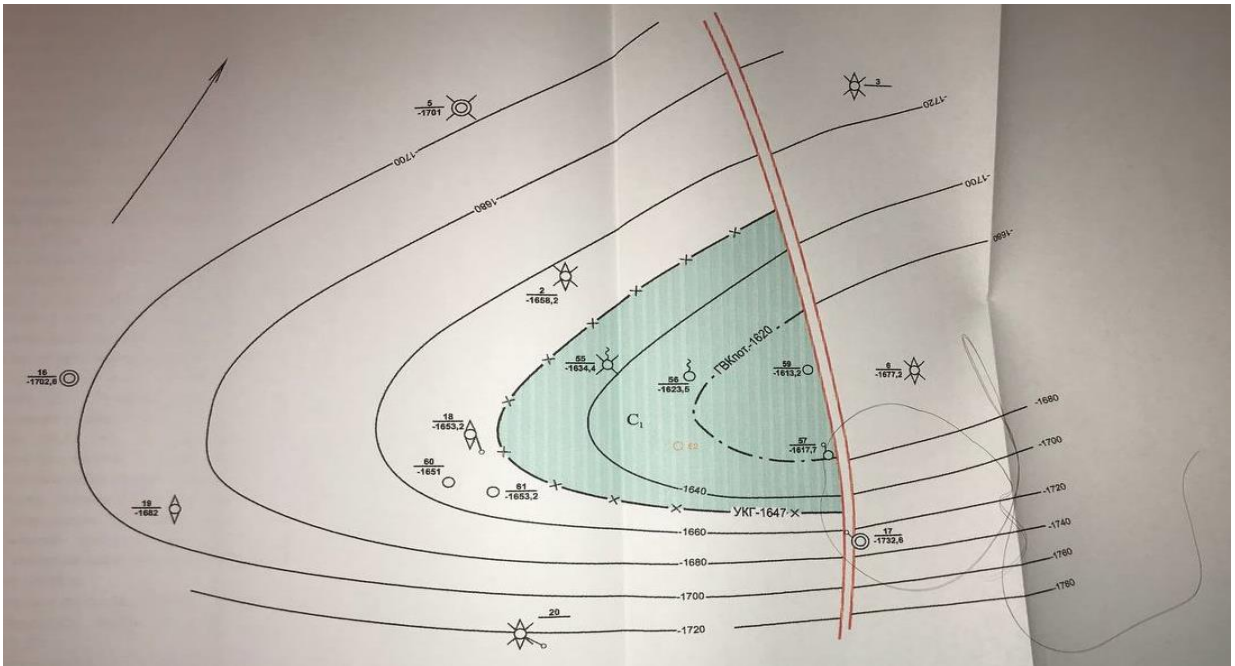


Рисунок 3.10 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-8. Масштаб 1:10 000

Горизонт Б-11 газonosний тільки в блоці І. Промислова газonosність горизонту встановлена випробуванням свердловин № 2, № 59. Ефективна товщина складає 2,07 м, пористість – 20 %, газонасиченість - 0,74.

У свердловині № 2 при випробуванні на 9,5 мм діафрагмі початковий дебіт склав 205,9 тис.м³/добу.

У свердловині № 59 після перфорації горизонту в 2008 році і спільної розробки з горизонтом Б-12 поточний дебіт свердловини збільшився з 10 тис.м³/добу (до перфорації) до 45 тис.м³/добу.

За даними ГДС горизонт газonosний у свердловинах № 17, № 55, № 56, № 57, № 60, № 61. Умовний контакт газ-вода (УКГ) проведено по підшві газonosного колектору у свердловині № 2 на абсолютній відмітці - 1771 м. Поклад пластовий, тектонічно екранований.

Структурна карта по покрівлі горизонту Б-11 наведена на рисунку 3.11.

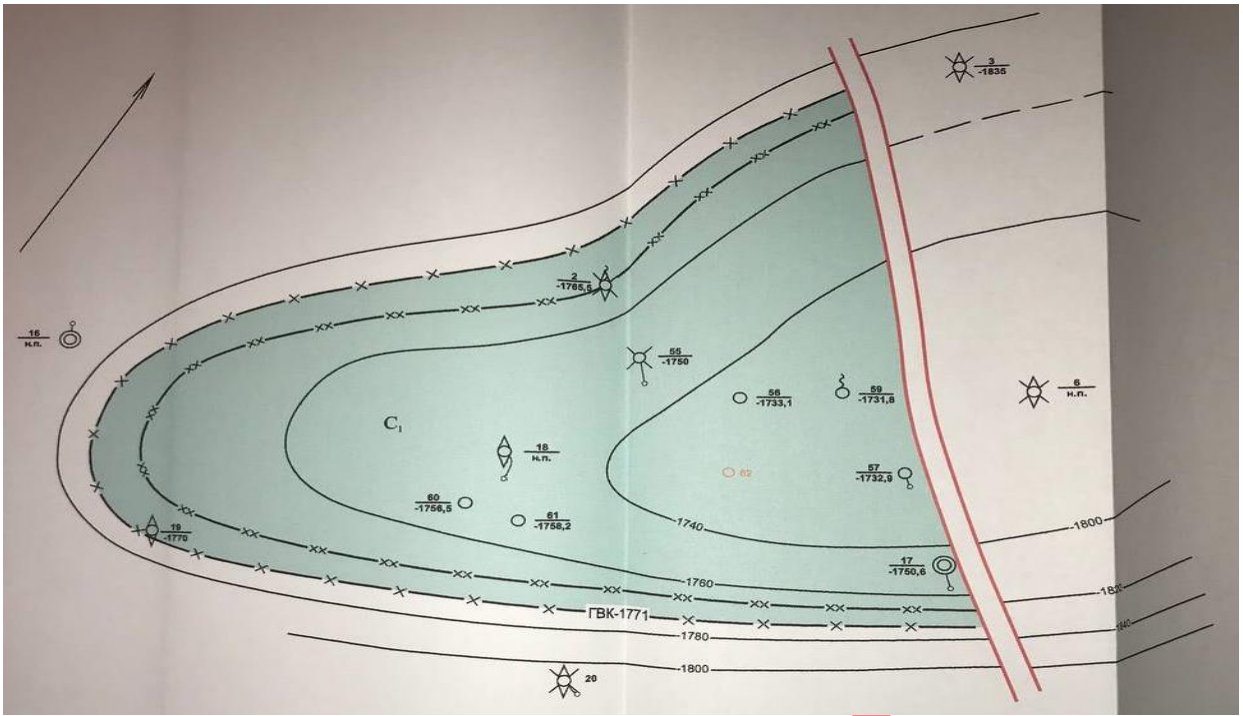


Рисунок 3.11 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-11. Масштаб 1:10 000

Горизонт Б-12 у блоці І є основним по кількості запасів. Промислова газоносність встановлена випробуванням свердловин № 2, № 55, № 56, № 59; у свердловині № 57 - за даними ГДС газоносна. У свердловині № 2 при випробуванні горизонту на 14,09 мм діафрагмі отримано приплив 342 тис.м³/добу, у свердловині № 56 - на 13,5 мм діафрагмі дебіт газу склав 258,3 тис.м³/добу. Ефективна товщина пласта складає 13,75 м, пористість – 19 %, газонасиченість - 0,78.

Початковий ГВК встановлений за ГДС у свердловині № 2 на абсолютній відмітці - 1815 м.

За період розробки пласт обводнився у свердловинах № 55, № 56. Поточний ГВК встановлений за даними ГДС - контролю у свердловині № 59 від 28.03.2007 р. на глибині 1886 м (абсолютна відмітка -1762 м).

Поклад пластовий, тектонічно екранований, на цей час розробляється свердловиною № 59 спільно з покладом горизонту Б-11.

Структурна карта по покрівлі горизонту Б-12 наведена на рисунку 3.12.

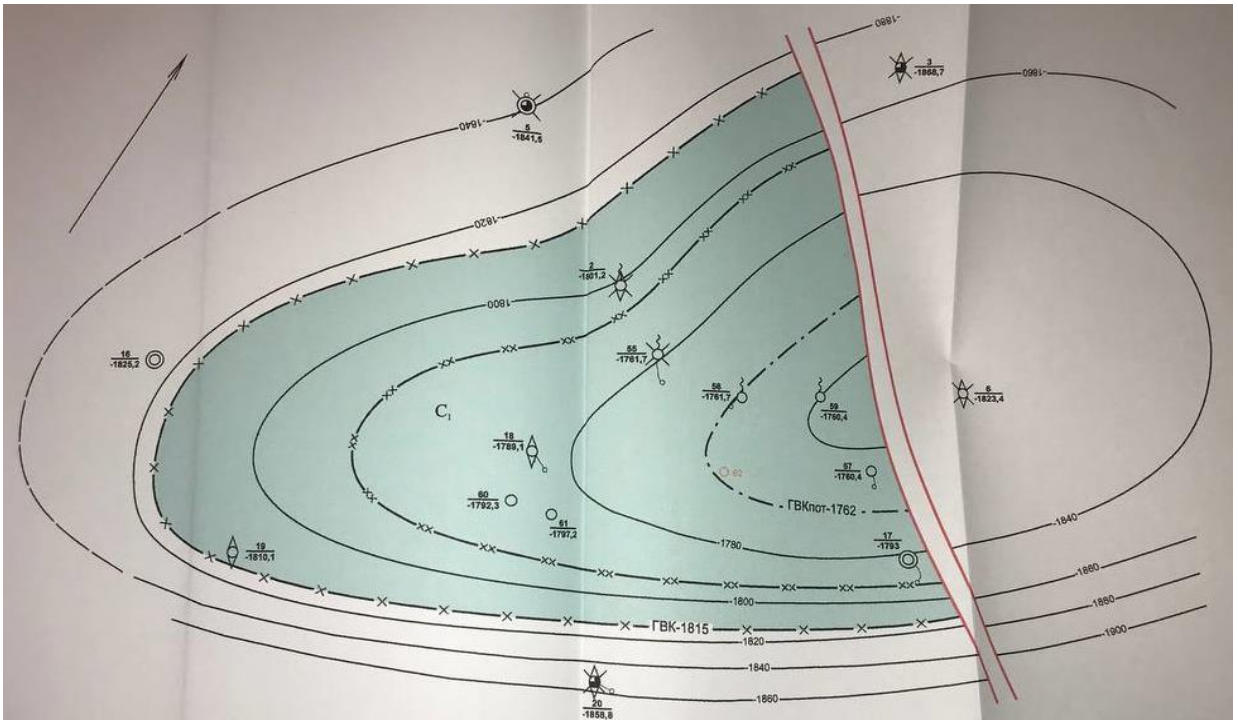


Рисунок 3.12 - Структурна карта покрівлі горизонту Б-12. Масштаб 1:10 000

Горизонти С-3-4-7 газонасні в блоці І (ефективна товщина 2,9 м, пористість 17 %, газонасиченість 0,72). У свердловині № 2 у результаті випробування горизонту С-3-4 отримано приплив газу 320,8 тис.м³/добу на діафрагмі 14,05 мм. У свердловині № 19 горизонти С-3-4, С-6-7, В-1 розробляються спільно, початковий робочий дебіт складав 250 тис.м³/добу.

У свердловині № 56 при сумісному випробуванні горизонтів С-3-4 та С-7 приплив газу складав 304,9 тис.м³/добу на 10,5 мм діафрагмі.

У свердловині № 17 горизонти С-3-4, С-6 газонасичені за даними ГДС.

Умовний контур газонасиченості (УКГ) горизонтів С-3-4-7 проведений по підшві газонасичених пісковиків свердловини № 2 на абсолютних відмітках - 1894 м та - 2048 м.

Поклади пластові, склепінні, літологічно і тектонічно екрановані.

Структурна карта по покрівлі горизонтів С-3-4-7 наведено на рисунку 3.13.

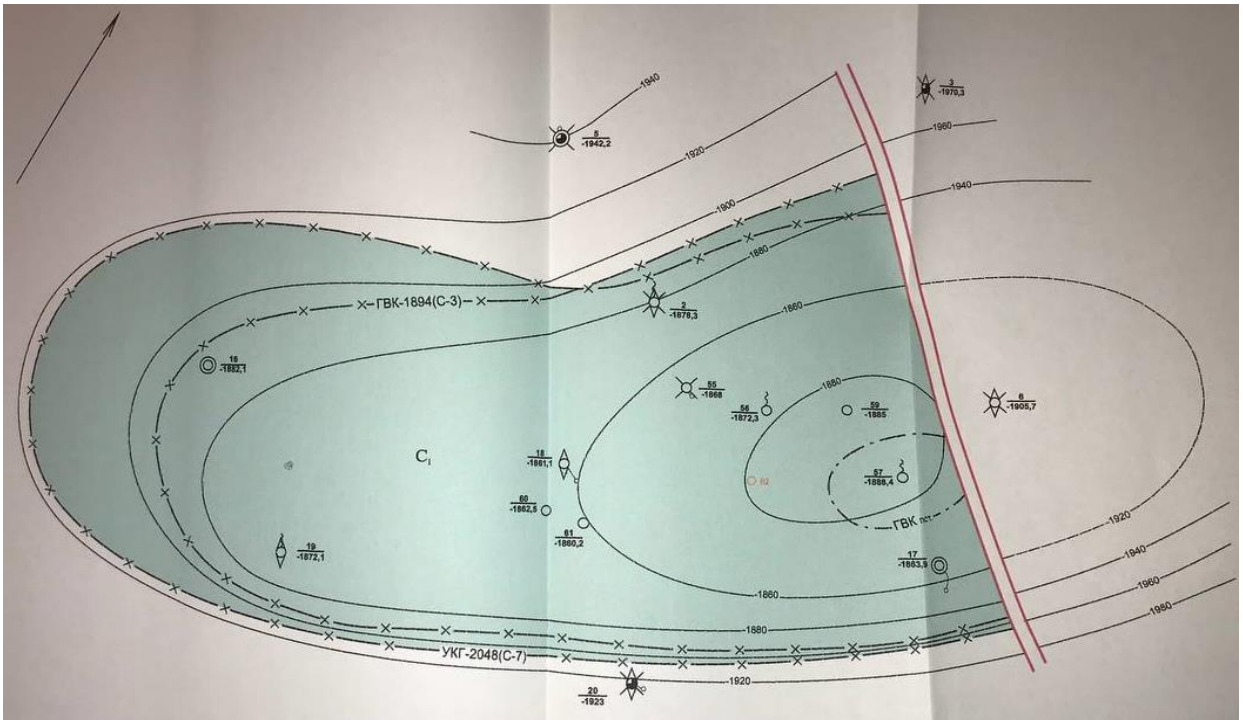


Рисунок 3.13 - Структурна карта покрівлі горизонту С-3-4-7.

Масштаб 1:10 000

Горизонт В-1. Поклад даного горизонту літологічно і тектонічно екранований, має локальний характер розвитку (свердловини № 2, № 6, № 19, № 61).

У свердловинах № 2, № 6 після випробування отримано приплив газу до 148 тис.м³/добу на 10,05 мм діафрагмі.

У свердловині № 61 горизонт за даними ГДС газонасичений.

Умовний контур газонасиченості (УКГ) проведений по підшві газонасного колектору свердловини № 2 на абсолютній відмітці - 2123 м. Структурна карта по покрівлі горизонту В-1 і підрахункові параметри наведено на рисунку 3.14.

Горизонти В-3а, В-3б продуктивні у свердловинах № 6 (дебіт 21,7 тис.м³/добу на 6 мм шайбі), № 17, № 57, № 56 (430 тис. м³/добу на 13 мм шайбі); за даними ГДС є газонасиченими у свердловинах № 18, № 60, № 61.

Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований.

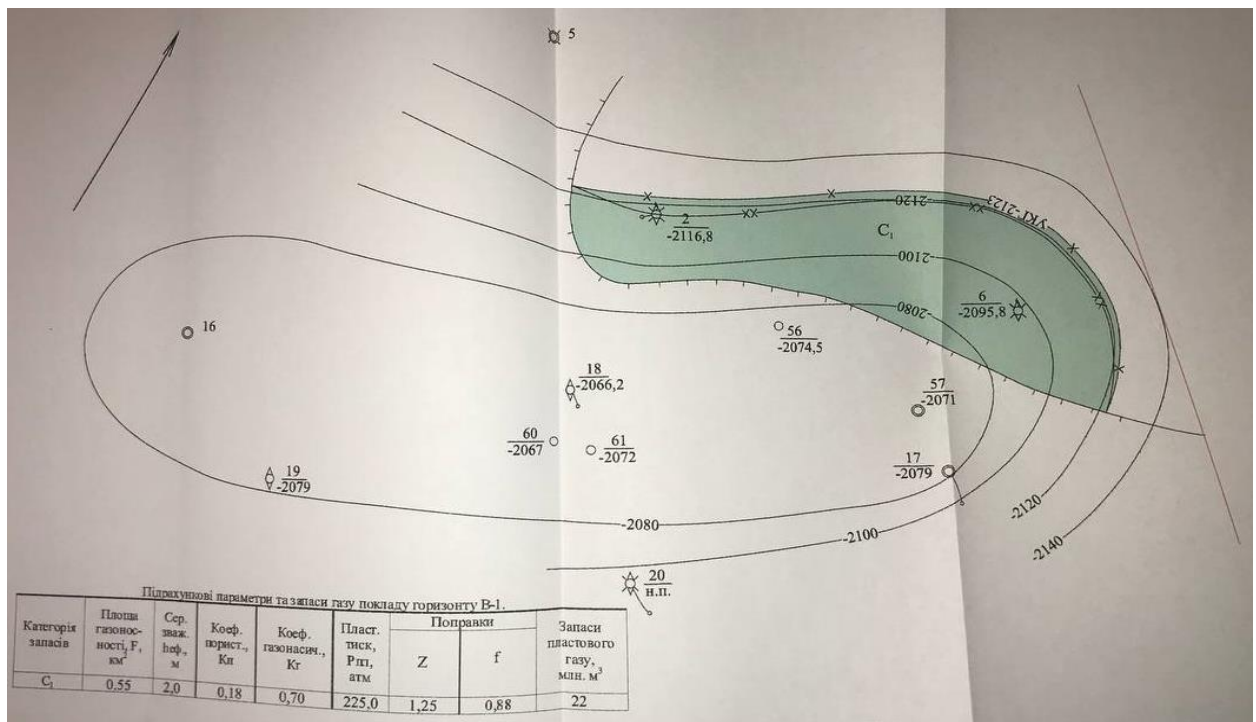


Рисунок 3.14 - Структурна карта покрівлі горизонту В-1.

Масштаб 1:10 000

Горизонт В-10 продуктивний тільки у склепінній частині підняття. При випробуванні у свердловині № 17 на 5,5 мм діафрагмі отримана 29,8 тис.м³ газу, у свердловині № 16 на 10 мм діафрагмі - 158 тис.м³/добу. Горизонт газонасичений за даними ГДС у свердловинах № 18, № 19, № 60, № 61 (пористість 12 – 16 %, газонасиченість - 0,76-0,80). УКГ проведений по підшві газонасного пласта у свердловині № 6, в якій отриманий слабкий приплив тагу, тобто на абсолютній відмітці - 2354 м. За результатами геофізичних досліджень у свердловині № 17 від 15.12.2006 р. поточний умовний контур газонасиченості встановлений на глибині 2444,8 м (абсолютна відмітка - 2319 м).

Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Структурна карта по покрівлі горизонту 8-10 наведена на рисунку 3.15.

Горизонт В-13. У результаті спільного випробування горизонтів В-13, В-14, В-15 у свердловині № 18 дебіти газу на 4,3 та 12 мм діафрагмах становили відповідно, 51,9 та 217,7 тис.м³/добу. У свердловинах № 16 та № 17 підтверджена продуктивність горизонту, де на 5,1 мм шайбі отримано 83,3 тис.м³/добу (свердловина № 17). За даними ГДС горизонт газонасичений у

свердловинах № 60, № 61 (пористість 14 % - 20 %, газонасиченість 0,75-0,85). УКГ на абсолютній відмітці - 2467 м, що відповідає підшві газоносного колектору свердловини № 17. Поклад пластовий, склепінний. Структурна карта покрівлі горизонту В-13 наведена на рисунку 3.15.

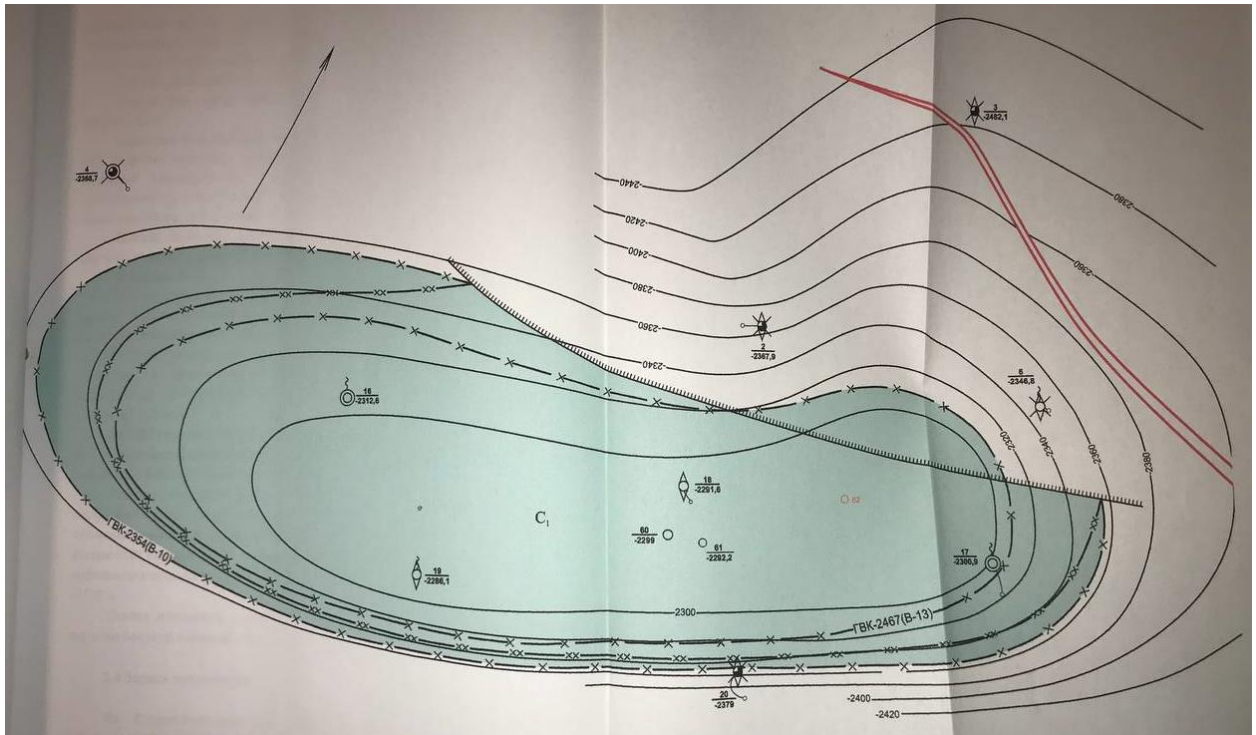


Рисунок 3.15 - Структурна карта покрівлі горизонту В-10, В-13.

Масштаб 1:10 000

Горизонт В-14. Продуктивність горизонту підтверджена у свердловинах № 17 (дебіт 157,5 тис.м³/добу на діафрагмі 7,4 мм), № 18 (дебіт 277,7 тис.м³/добу на діафрагмі 12 мм), № 19 (дебіт 371,5 тис.м³/добу на діафрагмі 14 мм). У свердловинах № 60, № 61 горизонт за ГДС газонасичений (пористість 20 %, газонасиченість 0,85-0,88). УКГ проведений по підшві газоносного пласта свердловини № 17, тобто по абсолютній відмітці - 2528 м.

Поклад пластовий, склепінний.

Структурна карта горизонту по покрівлі колектору наведена на рисунку 3.16.

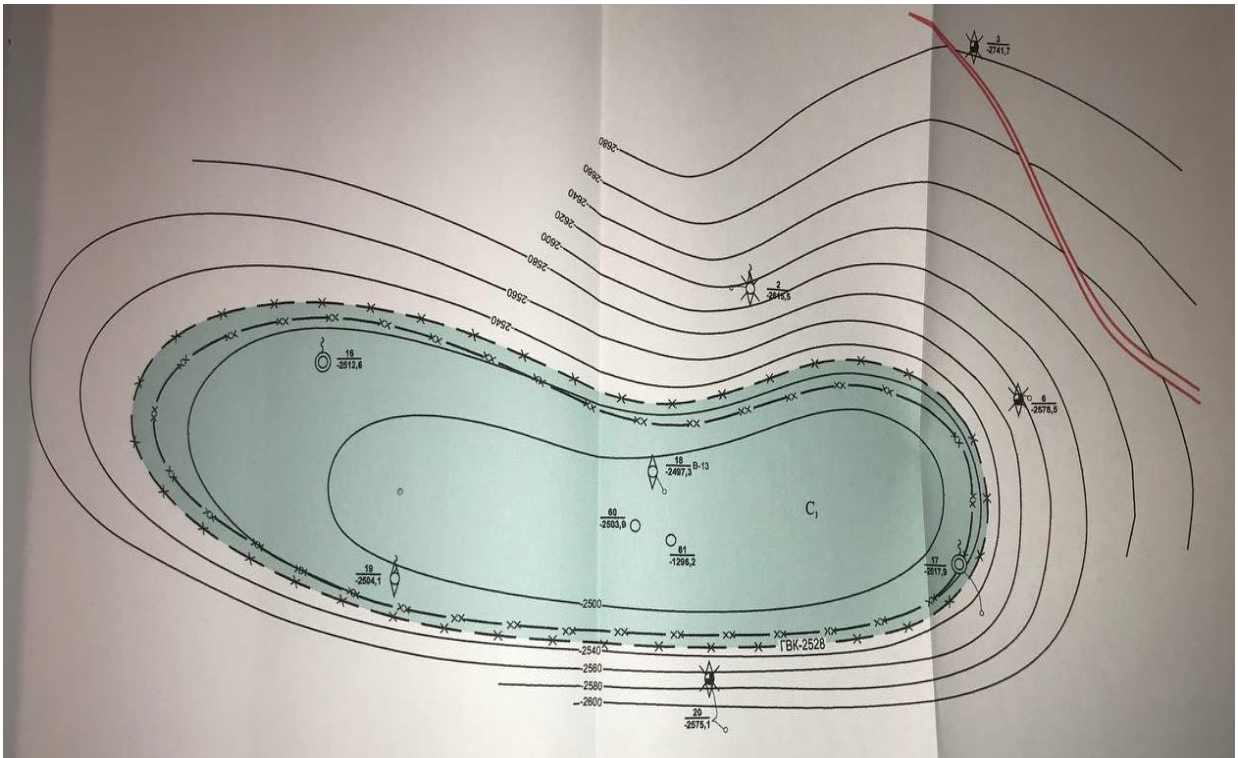


Рисунок 3.16 - Структурна карта покрівлі горизонту В-14.

Масштаб 1:25 000

Горизонт В-15. Горизонт має дуже локальний характер розвитку (свердловини № 60, № 61). Розробка горизонту здійснюється свердловиною № 60. У свердловині № 61 колектор газонасичений. Товщина пласта 10 м, пористість 12 %, газонасиченість 0,62. Умовний контур газоносності проведений по підшві цього колектору, тобто на абсолютній відмітці - 2592,2 м. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Структурна карта по покрівлі горизонту наведена на рисунку 3.17.

Горизонт В-16. Поклад горизонту за даними випробування нафтогазовий. Пористість складає 11 % - 13 %, коефіцієнт нафтогазоносності 0,7-0,72. Нафтоносність доведена випробування свердловини № 17, де з інтервалу 2851-2857 м (2719 -2705,1 отримано приплив нафти дебітом 51,1 м³/добу на діафрагмі 13,96 мм.

У свердловині № 18 при випробуванні горизонту в інтервалі 2821-2795 м (-2696,7-2670,7 м) приплив газу склав 110,3 тис. м³/добу на діафрагмі 11,6 мм. За ГДС горизонт водоносний у свердловинах № 2, № 6, № 20.

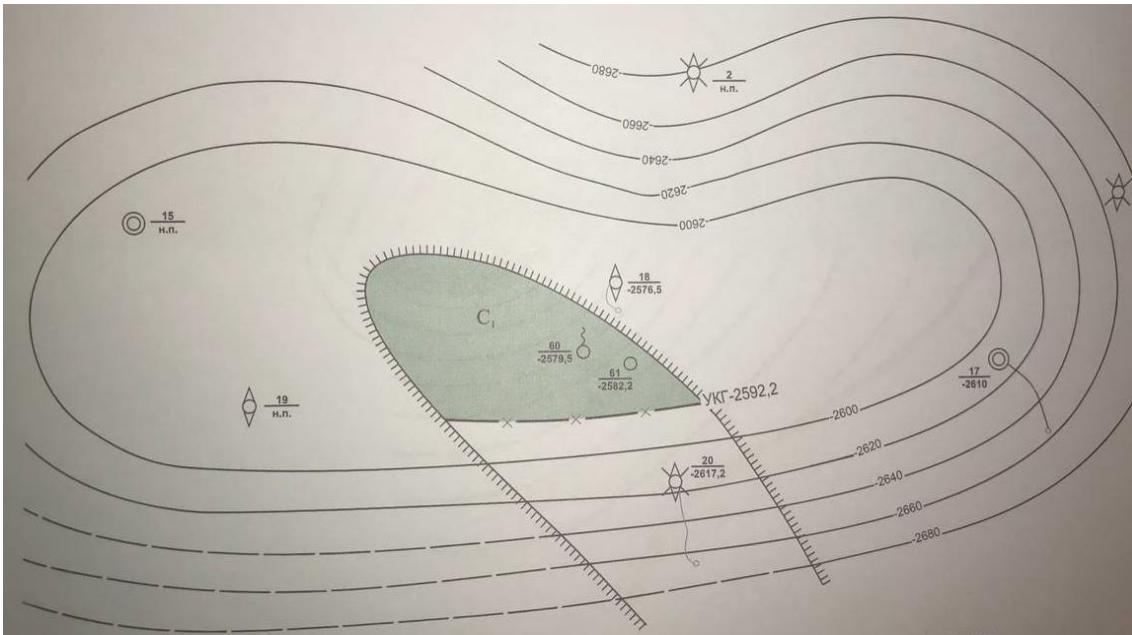


Рисунок 3.17 - Структурна карта покрівлі горизонту В-15.

Масштаб 1:10 000

В процесі буріння при випробуванні горизонту в відкритому стовбурі свердловин № 16 та № 19 за допомогою КИЙ-146 припливу флюїду не отримано. Контакт газ-нафта проведений посередині між нижніми отворами перфорації пласта свердловини № 18, де отриманий приплив газу і верхніми отворами перфорації нафтогазонасиченого пласта свердловини № 17, тобто на абсолютній відмітці - м2701 м. Контакт нафта-вода проведений по нижньому нафтонасиченому пласту свердловини № 17, на абсолютній відмітці - 2715 м.

Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Структурна карта по покрівлі горизонту В-16 наведена на рисунку 3.18.

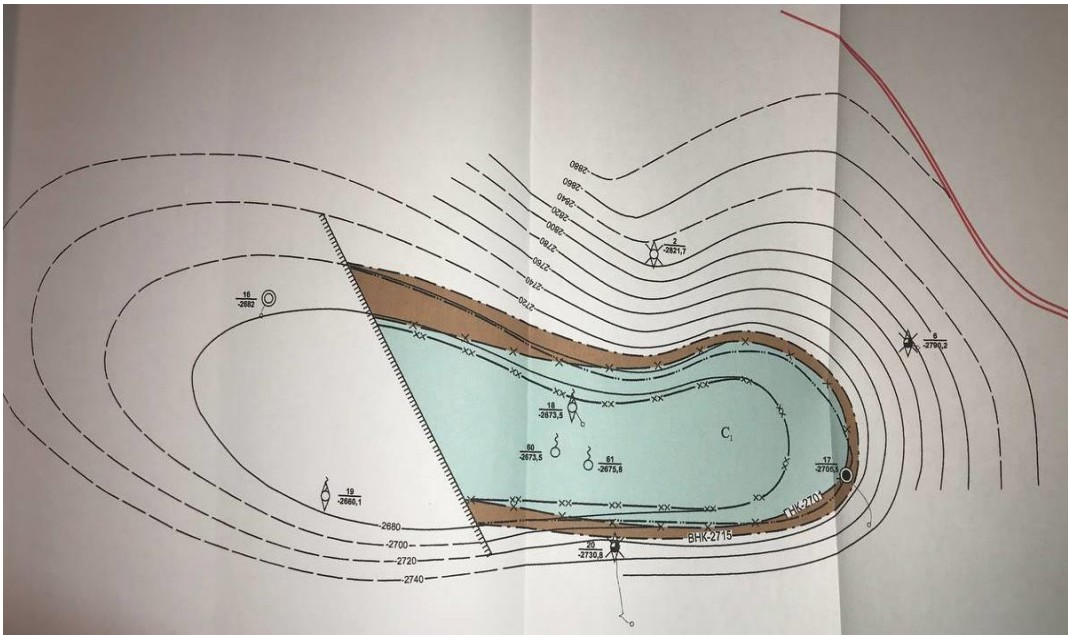


Рисунок 3.18 - Структурна карта покрівлі горизонту В-16. Масштаб 1:10 000

Висновок за розділом:

- об'єм початкових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР, які були затверджені Державною комісією України по запасах корисних копалин в 1986 році складає 5,840 млрд. м³ [11];
- станом на 01.01.2010 року балансові розвідані запаси газу складають 6,059 млрд. м³, відбір газу з початку розробки в цілому по родовищу складає 4446 млн.м³, тобто 73,38 % від балансових запасів газу [13];
- основна частина покладів відноситься до пластових, склепінних, іноді тектонічно та літологічно екранованих;
- колектори представлені пісковиками, з пористістю від 11 до 24 %;
- всі поклади містять газоконденсат;
- газонасиченість складає 0,6 – 0,9;
- нафта присутня тільки в покладі горизонту В-16 у вигляді облямівки;
- для покладів газоконденсату Східно-Новоселівського НГКР характерно зменшення пористості порід (пісковиків) основних продуктивних горизонтів із збільшенням глибини залягання, від 24 % для горизонту Б-1 на глибині 1396м, до 11 % для горизонту В-16 на глибині 2797 м. В тому ж напрямку початковий тиск газу збільшується від 14,1 МПа до 28,53 МПа для тих же самих горизонтів на тих же самих глибинах, відповідно [11].

4. ПОРІВНЯННЯ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ РУДЕНКІВСЬКО-ПРОЛЕТАРСЬКОГО ТА МАШІВСЬКО-ШЕБЕЛИНСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНИХ РАЙОНІВ ДДЗ

Нафтогазогеологічне районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (ДДНО) базується на особливостях геологічної будови основних тектонічних елементів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [14]. На території Дніпровсько-Донецької западини вирізняються шість великих геоструктурних типів, або зон, будова і генезис яких впливає на загальні риси та особливості розташованих в їх межах родовищ та покладів вуглеводнів: приосьова зона; південна прибортова зона; зона південного борту; північна прибортова зона; зона північного борту; зона надрозломних структур (рис. 4.1) .

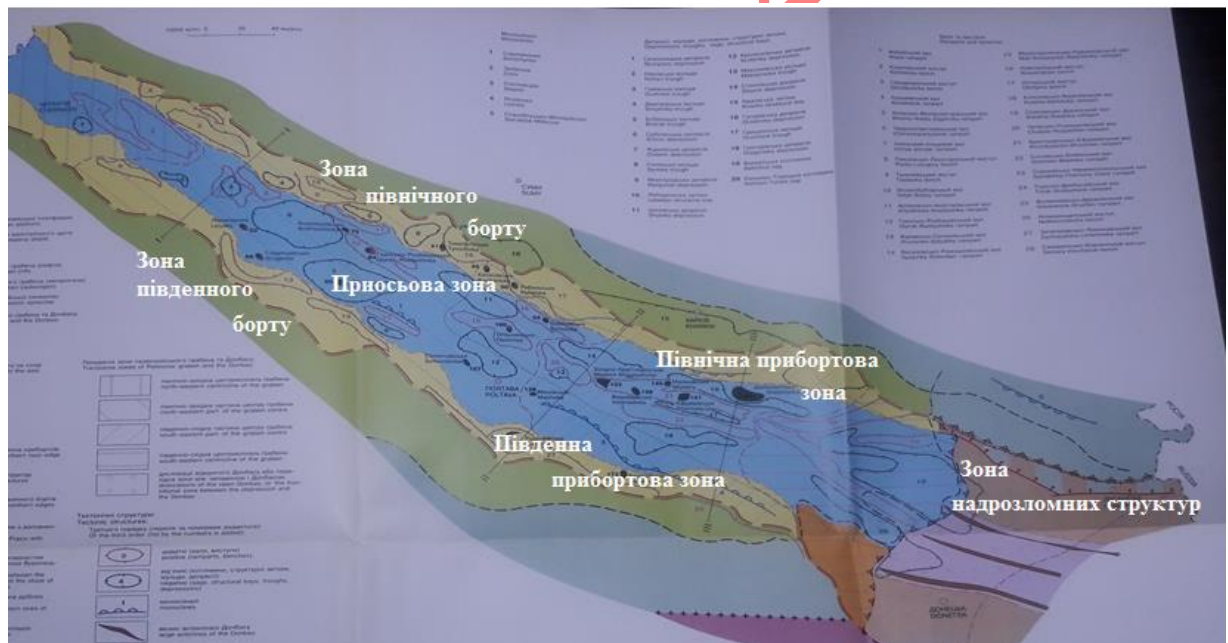
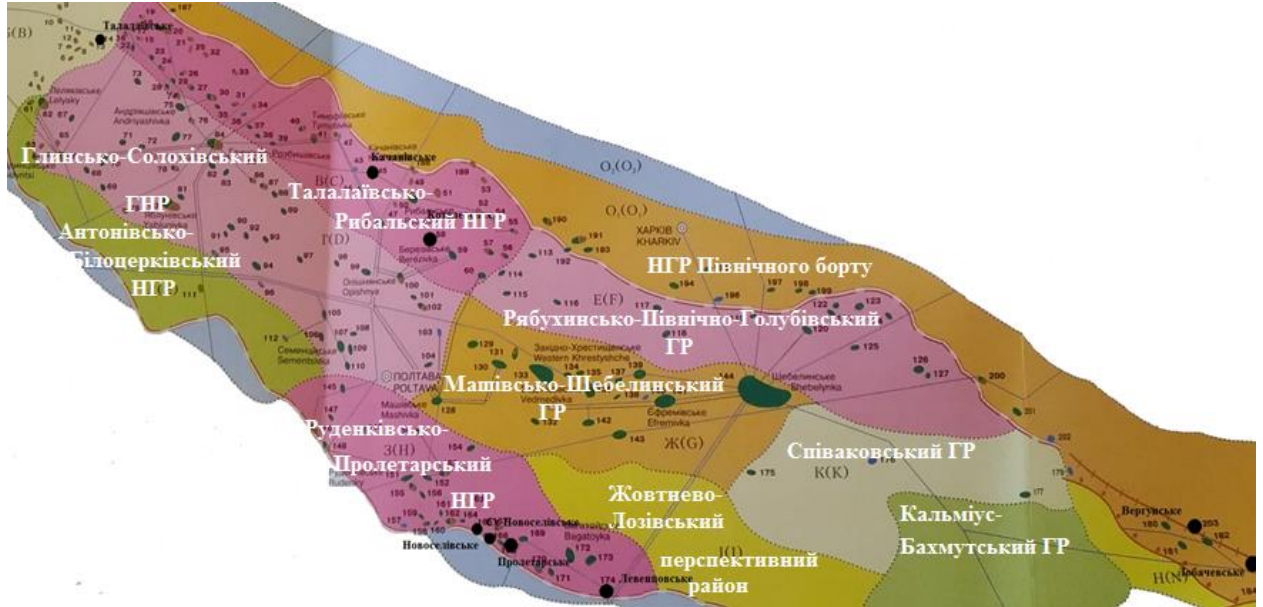


Рисунок 4.1 - Геоструктурна приуроченість нафтогазоносних зон в ДДЗ.

Всього на площі ДДНО виділено 15 нафтогазоносних районів [14] з різним рівнем розвіданих запасів, перспективних ресурсів, вивченості та освоєння надр. Узагальнення геологічних умов та віднесення родовищ до того чи іншого нафтогазоносного району проводилось з врахуванням розвитку різних типів локальних структур, характером просторового

розміщення покладів та родовищ вуглеводнів, їх переважного фазового стану, віднесення до певних нафтогазоносних комплексів та деякі інші характеристики. Розташування основних нафтогазоносних районів в межах ДДНО представлено на рис. 4.2.



Позначення районів: ГНР – газонафтоносний; НГР – нафтогазоносний; ГР – газоносний.

Рисунок 4.2 - Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області

Східно-Новоселівське НГКР розташовано в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, який межує з Машівсько-Шебелінським газоносним районом. Враховуючі, що на декількох родовищах Машівсько-Шебелінського газоносного району видобуті об'єми газу перевищують його початкові запаси [1], для отримання загальних уявлень про можливість надходження додаткових запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР, дуже важливим є порівняльний аналіз геологічних умов залягання та газоємнісних показників промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелінського та Руденківсько-Пролетарського районів.

Незважаючи на територіальну близькість цих двох районів, вони суттєво відрізняються як за геологічними умовами, так і за тектонічною будовою.

Слід зазначити, що Машівсько-Шебелинський газоносний район в тектонічному відношенні приурочений до Машівсько-Шебелинської депресії та знаходяться у приосьовій зоні ДДЗ, а Руденківсько-Пролетарський НГР, площею 4240 км², розташований у південній прибортовій зоні, де переважна більшість родовищ, в тому числі й Східно-Новоселівське НГКР, знаходиться в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу вздовж південного крайового розлому (рис. 4.3).



Рисунок 4.3 - Розташування Машівсько-Шебелинського газоносного району та Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району в межах ДДНО

Родовища вуглеводнів Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району відрізняються широким стратиграфічним діапазоном продуктивних відкладів від юрського до турнейського віку включно, а породи верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу значною мірою редуковані передмезозойською перервою в осадконагромадженні. На родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, які приурочені до Зачепилівсько-Левенцівського валу відсутні прояви сольового діапїризму. За об'ємами запасів родовища віднесені: до середніх - 6 родовищ із запасами від 5 до 30 млрд. м³ газу, до дрібних – 5 родовищ із запасами від 1 до 5 млрд. м³ газу, до дуже дрібних – 2 родовища із запасами менше 1 млрд.

м³ газу. У середньому, запаси газу на родовищі в цьому районі складають 4680 млн. м³, а потужності поверхів газоносності змінюються від 70 до 1540 м, складаючи в середньому 913 м (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 - Дані про початкові запаси газу та потужності поверху газоносності на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Родовище	Тип родовища (за фазовим співвідношенням та величиною запасів)	Початкові запаси газу, млн. м ³	Потужність поверху газоносності, м
Зачепилівське	Нафтогазоконденсатне, дрібне	4121,1	880
Гнатівське	Нафтогазоконденсатне, середнє	5703	1400
Новомиколаївське	Газоконденсатне, середнє	5200	200
Михайлівське	Газове, дрібне	1033	290
Юрійвське	Нафтогазоконденсатне, дрібне	4092	520
Кременівське	Газоконденсатне, середнє	7147	1180
Новоселівське	Газоконденсатне, дрібне	1798	1140
Східно-Новоселівське	Нафтогазоконденсатне, середнє	5905	1450
Личківське	Нафтогазоконденсатне, дрібне	2498	345
Пролетарське	Газоконденсатне, середнє	17650	1540
Перещепинське	Газоконденсатне, середнє	5260	1990
Голубівське	Нафтогазове, дуже дрібне	257	870
Східно-Голубівське	Газоконденсатне, дуже дрібне	180	70
Середнє значення		4680	913

За даними, які наведені в роботі [11], для встановлювання узагальнених закономірностей або тенденцій змінення з глибиною фільтраційно-ємнісних та газодинамічних характеристик на родовищах Руденківсько-

Пролетарського нафтогазоносного району, були систематизовані та досліджені показники відкритої пористості, насиченості колекторів газом, початкових пластових тисків та початкової питомої газонасиченості продуктивних горизонтів, яка розраховувалась, як добуток відкритої пористості, коефіцієнта насичення колектору газом та початкового пластового тиску газу. (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Дані про глибини залягання, початкові тиски газу та ємнісні коефіцієнти продуктивних горизонтів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Родовище	Індекс горизонту	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Пористість підрахункова	Пластовий тиск газу, початковий МПа	Коефіцієнт насичення газом	Початкова питома газонасиченість, м ³ /м ³
Зачепилівське	С-2	709	0,23	7,13	0,70	11,5
	С-21	1100	0,12	11,95	0,70	10
	В-14в	1130	0,17	12,61	0,70	15
	В-14н	1160	0,20	13,26	0,80	21,2
	В-15	1180	0,25	13,27	0,75	24,9
	В-16	1220	0,20	13,11	0,70	18,3
	В-21в	1245	0,20	14,85	0,85	25,2
	В-21н	1300	0,15	14,89	0,80	17,9
	В-22в	1305	0,20	15,07	0,80	24,1
	В-22н	1358	0,20	15,58	0,85	26,4
	В-23	1410	0,19	15,44	0,85	24,9
	В-24	1445	0,25	15,33	0,85	32,6
	В-25	1468	0,17	14,78	0,70	17,6
	В-26	1488	0,22	16,23	0,85	30,3
Т-1	1520	0,24	16,22	0,80	31,1	
Гнатівське	В-15	1440	0,17	17,11	0,75	21,8
	В-25	2665	0,12	29,9	0,80	28,7
	В-26-Т-2	2106	0,11	23,2	0,80	20,4
	Т-3	2542	-	-	-	
Новомиколаївське	Т-2	2456	0,08	26	0,79	16,4
	Т-3	2517	0,13	26,4	0,84	28,8
Михайлівське	В-15	816	0,17	9,57	0,80	13
	В-16	850	0,15	10,1	0,60	9

Продовження тбл. 4.2

	В-17	900	0,16	10,5	0,55	9,2
	В-21	1060	0,13	11,9	0,42	6,5
Юр'ївське	В-15	1392	0,21	14,3	0,72	21,6
	В-15а	1389	0,17	14,4	0,68	16,6
	В-16	1493	0,18	15,5	0,73	20,3
	В-21	1493	0,17	16,05	0,84	22,9
	В-22-23	1528	0,09	16,49	0,80	11,9
	В-25	1574	0,20	17,06	0,85	29
	Т-1	1626	0,18	17,74	0,88	28,1
	Новоселівське	Б-5	1630	0,25	16,89	0,75
Б-10а		1830	0,18	18,91	0,58	19,7
Б-10		1846	0,21	18,94	0,63	25
Б-11		1870	0,17	19,27	0,65	21,3
Б-12		1893	0,19	19,71	0,68	25,5
Новоселівське	С-4	1966	0,17	20,06	0,69	23,5
	С-15	2140	0,19	22,15	0,82	34,5
	С-17	2205	0,18	22,80	0,73	29,9
	С-18	2340	0,20	23,85	0,82	39,1
	С-19	2350	0,16	24,15	0,78	30,1
	С-20	2517	0,16	26,50	0,71	30,1
	С-21	2575	0,14	28,22	0,66	26
	В-14	2700	0,13	28,19	0,66	24,2
Кременівське	Б-8	1181	0,28	12,4	0,67	23,3
	Б-12	1344	0,25	14,45	0,68	24,6
	С-3	1404	0,21	14,63	0,65	20
	С-4	1484	0,14	15,5	0,65	14,1
	С-11-12	1574	0,14	16,7	0,73	17
	С-13-14	1700	0,14	17,8	0,73	18,2
	С-21-22	1824	0,14	18,4	0,73	18,8
	В-16	1956	0,16	20,65	0,76	25,1
	В-17	2030	0,16	20,8	0,66	22
	В-18	2073	0,17	21,1	0,66	23,7
	В-19	2137	0,17	21,8	0,75	27,8
	В-20-В-21	2240	0,15	24,20	0,65	23,6
Східно-Новоселівське	Б-1	1396	0,24	14,1	0,76	25,4
	Б-2	1428	0,22	14,6	0,70	21,9
	Б-5-6	1615	0,22	14,6	0,76	24,8
	Б-11	1856	0,20	18,93	0,74	28,4
	Б-12	1865	0,19	19,32	0,78	29,0
	С-3-4	1953	0,17	19,5	0,72	23,4
	С-7	2117	0,15	21,24	0,77	25,5

Продовження табл.4.2

	С-13 (В-1)	2207	0,17	22,12	0,74	28,8
	С-15В (В-3а)	2233	0,18	23,16	0,79	32,4
	С-15Н (В-3б)	2253	0,18	23,28	0,79	32,6
	С-19 (В-10)	2418	0,16	24,59	0,79	32,0
	С-21 (В-13)	2557	0,14	25,9	0,68	25,9
	В-14+ В-15	2621	0,19	26,53	0,87	42,4
	В-16	2797	0,11	28,52	0,89	28,5
Личківське	В-22	3360	0,10	30,9	0,87	26,9
	Д-1	3458	0,09	35,5	0,78	24,9
	Д-2В	3650	0,07	39,1	0,85	23,3
	Д-2Н	3734	0,07	39,1	0,91	24,9
	Д-3	3751	0,09	40,5	0,87	31,7
Пролетарське	М-7	1437	0,223	14,4	0,820	26,3
	Б-5	1657	0,200	17,1	0,865	29,6
	Б-8	1765	0,167	17,6	0,608	17,9
	Б-9	1815	0,186	18,7	0,740	25,7
	Б-10	1860	0,161	19,1	0,750	23,1
	Б-12	1928	0,176	19,4	0,743	25,4
	С-13	2268	0,160	23,5	0,835	24,9
	С-15	2324	0,138	23,5	0,766	24,8
	С-21	2682	0,135	27,6	0,83	30,9
	В-15В	2801	0,112	28,7	0,81	26
	В-15Н	2876	0,130	30,0	0,785	30,6
	В-16	2922	0,102	30,0	0,750	23
Перещепинське	Б-5	1649	0,15	16,6	0,59	14,7
	Б-6	1700	0,15	17,0	0,66	16,8
	Б-7	1734	0,15	17,4	0,70	18,2
	Б-8	1770	0,15	18,1	0,73	19,8
	Б-9	1845	0,13	18,6	0,75	18,1
	Б-10	1898	0,13	19,1	0,75	18,6
	Б-12	1993	0,18	20,2	0,79	28,7
	Б-13	2121	0,14	17,28	0,53	12,8
	С-1	2025	0,12	20,9	0,77	19,3
	С-3	2094	0,11	21,2	0,69	16,1
	С-4	2144	0,12	21,4	0,79	20,3
	С-5	2188	0,17	22,2	0,85	32
	С-6-7	2216	0,10	22,4	0,73	16,3

Закінчення табл. 4.2

	С-9	2281	0,05	23,1	0,62	7,1
	С-17-18	-	0,14	26,9	0,70	26,3
	В-22	3218	0,08	33,17	0,82	21,8
	В-23	3260	0,08	37,4	0,75	22,4
	Т-1	3559	0,05	42,07	0,78	16,4
Голубівське	С-2	1325	0,18	13,2	0,70	16,6
	С-3	1357	0,24	13,6	0,82	26,8
	С-11	1497	0,20	14,8	0,72	21,3
	В-14	1891	0,17	19,7	0,68	22,8
	В-18	2156	0,14	21,3	0,75	22,3
Східно-Голубівське	Б-4	926	0,2	8,51	0,6	10,2
	Б-5	984	0,22	9,4	0,6	12,4
Середнє значення		1938	0,16	20,1	0,74	22,9

Найбільш суттєвий вплив сучасна глибина залягання оказує на початкові значення пластового тиску газу, які відповідають гідростатичному тиску з невеликим перебільшенням і які мають майже прямолінійний характер збільшення (рис. 4.4).

Проте, відкрита пористість продуктивних піщаних колекторів з глибиною закономірно зменшується (рис. 4.5), хоча статистичний зв'язок між цими двома показниками менш тісний, аніж між глибиною та тиском газу.

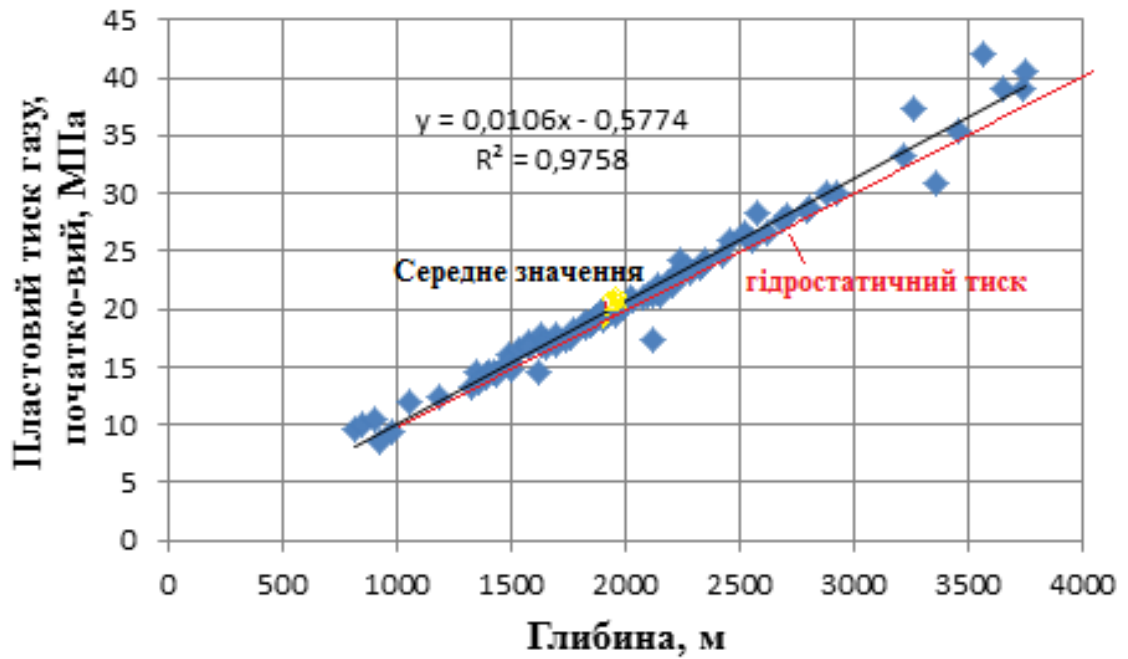


Рисунок 4.4 - Зміни початкового пластового тиску газу у пісковиках-колекторах продуктивних горизонтів Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району залежно від сучасної глибини залягання

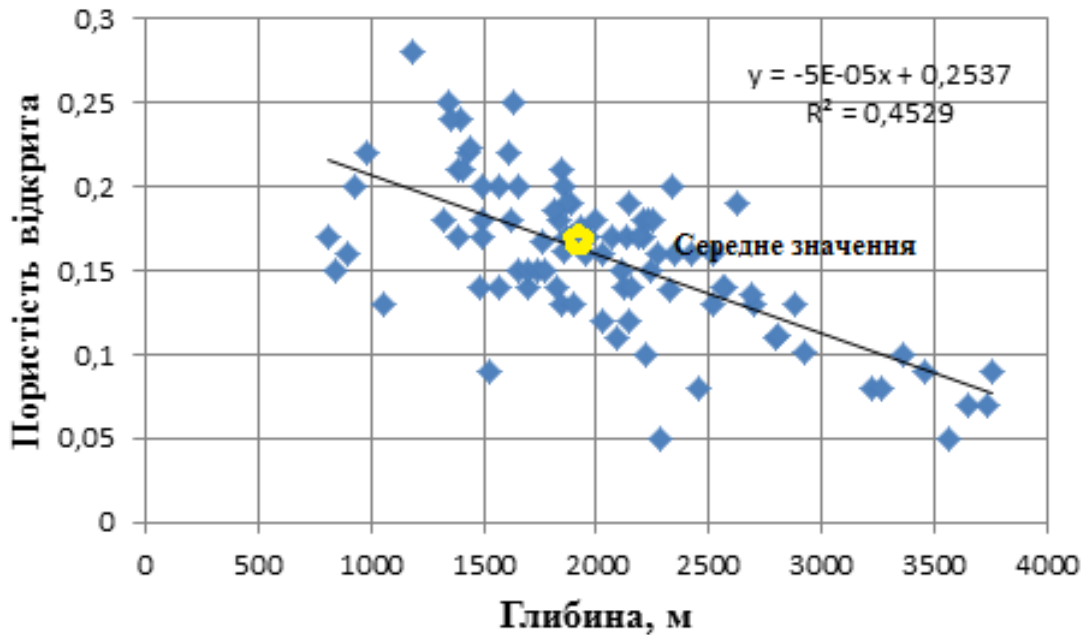


Рисунок 4.5 - Змінення з глибиною відкритої пористості промислових колекторів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Такий розкид значень відкритої пористості промислових колекторів свідчить про те, що поряд з дією на ущільнення пісковиків тиску ваги порід, які залягають над продуктивним горизонтом, на зменшення їх відкритої пористості з глибиною залягання впливає умови утворення, зокрема фаціальні умови.

Ще меншій зв'язок проглядається між глибиною і значеннями коефіцієнту насичення колектору газом (рис. 4.6), хоча він є одним з визначальних показників газоємнісних властивостей колектору. Значно звужувало інтервал коливання значень коефіцієнтів насичення газом те, що досліджувалися лише промислові колектори, тобто колектори, які вже були попередньо виділені і мали промислову газонасиченість.

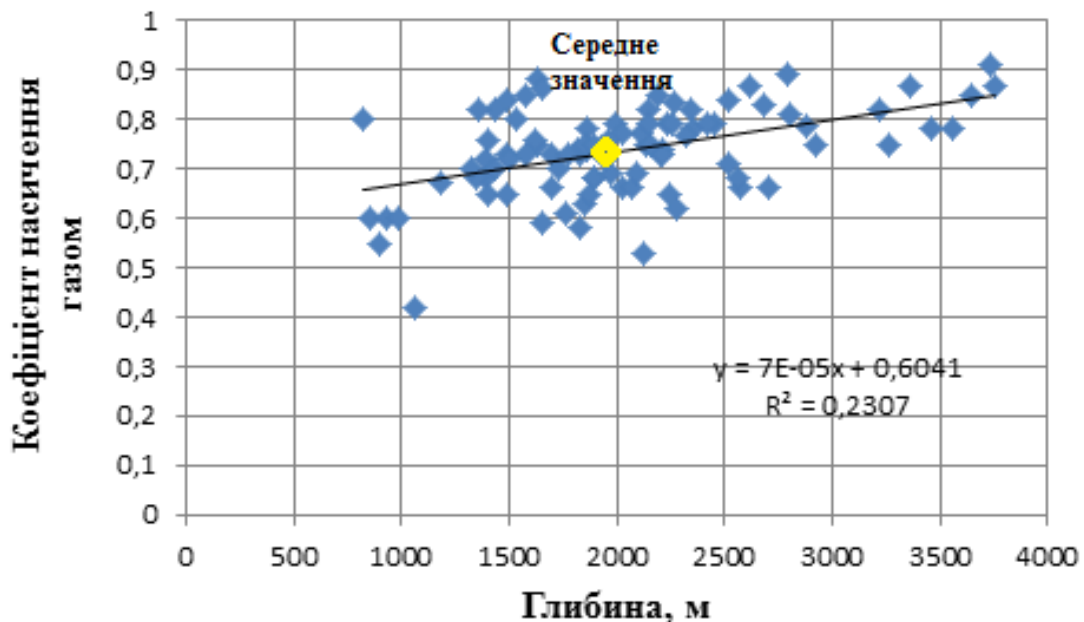


Рисунок 4.6 - Змінення з глибиною коефіцієнта насичення газом промислових колекторів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Проте, можна констатувати, що спостерігається тенденція повільного збільшення коефіцієнту газонасиченості зі збільшенням сучасної глибини залягання.

Газодинамічні та газоємнісні дані, які наведені в табл. 4.2, використовувались при підрахунку запасів газу на родовищах, тому вони характеризують узагальнені колекторські властивості продуктивних

горизонтів. Розраховані за цими даними значення, як добуток відкритої пористості, коефіцієнта насичення колектору газом та початкового пластового тиску газу характеризують початкову питому газонасиченість продуктивних горизонтів. Для того, щоб вимірювати питому газонасиченість у м^3 газу на м^3 породи, отриманий добуток треба помножити на 10, тому що тиск газу вимірювався у МПа, який дорівнює 9,87 атмосфер.

Характер змінення початкової питомої газонасиченості ($\Gamma_{\text{п}}$) з глибиною (H) залягання промислових колекторів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, за лінійним трендом описується рівнянням $\Gamma_{\text{п}} = 0,0042H + 14,918$ ($R^2 = 0,1681$), а за поліноміальним - $\Gamma_{\text{п}} = -4E-06H^2 + 0,0202H - 0,7706$ ($R^2 = 0,2728$) и має параболічний вигляд (рис.4.7).

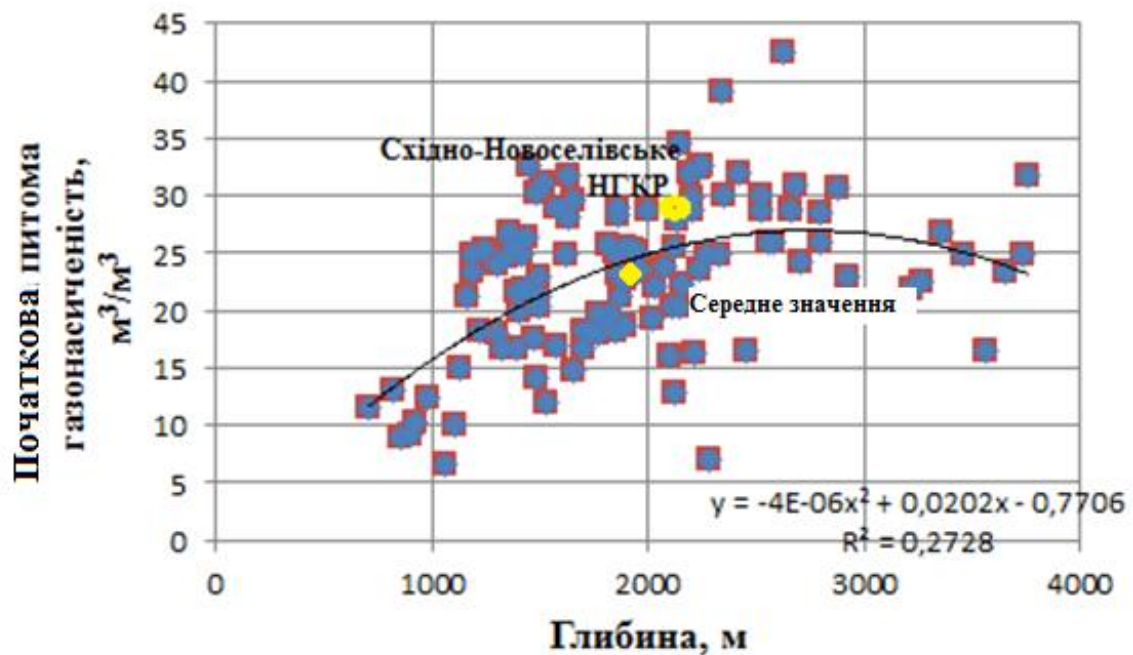


Рисунок 4.7 - Змінення з глибиною початкової питомої газонасиченості промислових колекторів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Для умов Східно-Новоселівського НГКР спостерігається аналогічний характер змінення початкової питомої газонасиченості ($\Gamma_{\text{п}}$) з глибиною (H) залягання промислових колекторів (рис.4.8).

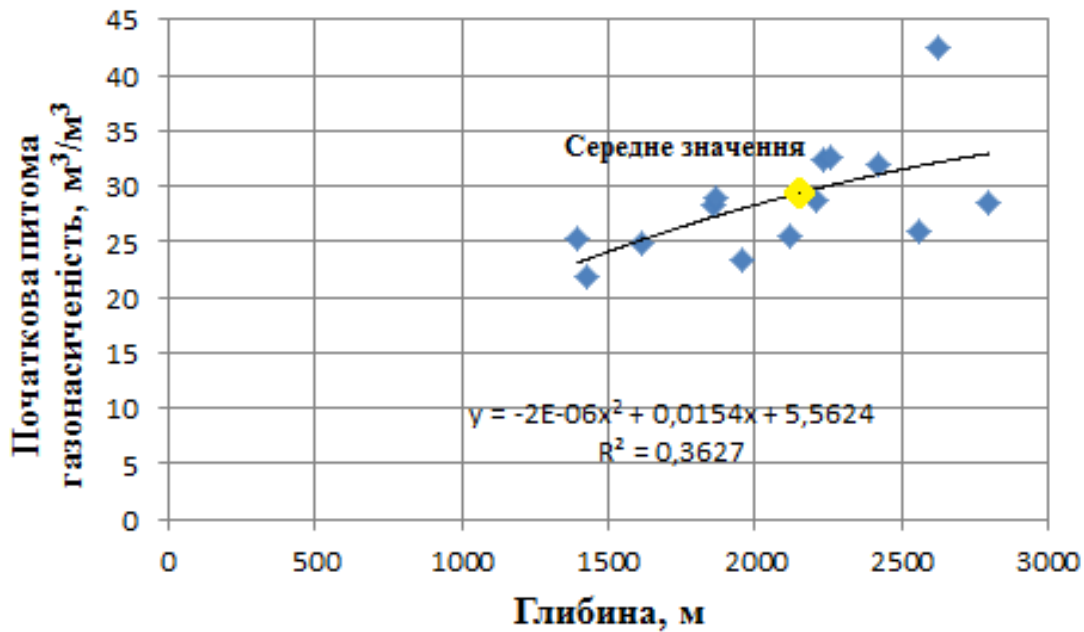


Рисунок 4.8 - Змінення з глибиною початкової питомої газонасиченості промислових колекторів на Східно-Новоселівському НГКР

При цьому спостерігається приблизно однакова тіснота зв'язку при застосуванні лінійного тренду - рівняння $G_p = 0,0071H + 13,722$ ($R^2 = 0,3576$) та поліноміального - $G_p = -2E-06H^2 + 0,0154H + 5,5624$ ($R^2 = 0,3627$).

Узагальнюючі газоємнісні властивості промислових колекторів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району можна сказати, що для них характерна середня глибина залягання 1938 м, відкрита пористість 0,16, коефіцієнт насичення газом 0,74, початковий пластовий тиск 20,1 МПа, початкова питома газонасиченість 22,9 м³ газу/м³ породи.

Машівсько-Шебелинський ГР розташований в приосьовій зоні ДДЗ, де суттєво розвинені процеси сольового діапїризму, які вказують на існування розтягуючих зусиль, що забезпечили майже повсюдну наявність сольових ін'єкцій різноманітного характеру у покладах вуглеводнів, які віднесені до типу масивно пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених, що зосереджені переважно у колекторах порового типу. Поклади залягають у теригенних відкладах нижньої пермі та верхнього карбону ДДЗ. Наявність додаткових запасів газу, які перевищують попередні, розраховані на стадії проведення геологорозвідувальних робіт, встановлено за даними [1] на 8 родовищах. Ці родовища відносяться до середніх - 3

родовища (запаси від 5 до 30 млрд. м³ газу), великих - 4 родовища (запаси від 30 до 500 млрд. м³ газу) та унікальних – 1 родовище, а саме, Шебелинське ГКР із запасами понад 500 млрд. м³ газу (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 - Зміни абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на газоконденсатних родовищах; ГКР розглядаються у відповідності зі зростанням початкових запасів

Газоконденсатне родовище, в дужках тип за розміром	Початкові запаси, млн. м ³	Приріст запасів газу, млн. м ³	Потужність поверху газоносності, м	Приріст запасів газу у відсотках до початкових запасів, %
Шебелинське (унікальне)	650000	83600	1180	12,86
Західне-Хрестищенське (велике)	318178	26834	1500	8,43
Мелехівське (велике)	53020	27541	1690	51,94
Ведмедівське (велике)	45065	4188	954	9,29
Розпашнівське (велике)	44237	6977	958	15,77
Машівське (середнє)	28530	13610	1100	47,70
Кегічевське (середнє)	18087	9679	1200	53,51
Ланнівське (середнє)	9813	2097	786	21,36
Середнє значення	32414	-	1171	27,6

Всі родовища характеризуються наявністю потужного поверху газоносності від 786 до 1690 м, додаткові запаси встановлені на пізній стадії розробки, видобути з розбурених розроблювальних інтервалів, що розкриті й працювали на момент перерахунку, тобто отримані з працюючих інтервалів наявних фільтрів. Поклади характеризуються колекторами тріщино-кавернозного, тріщино-порового та порового типу, в яких зафіксовані

зростання тиску газу на завершальній стадії експлуатації родовищ [15]. Отже, формування цих запасів пов'язане з залученням до експлуатації шарів низькопористих колекторів, які залягають в межах газоносної товщі і після розущільнення (за рахунок ущільнення основних колекторів на пізній стадії розробки) почали віддавати газ в основний колектор через літологічні та тріщинні контакти з ним, що й спричинило підвищення тиску, тому ці запаси цілком підпадають під категорію «Розбурені розроблювальні запаси».

Характер зміни абсолютних та відносних значень додаткових та початкових запасів газу на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ показано на рис. 4.9. та 4.10.



Рисунок 4.9 - Зміна абсолютних значень додаткових та початкових запасів газу на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ

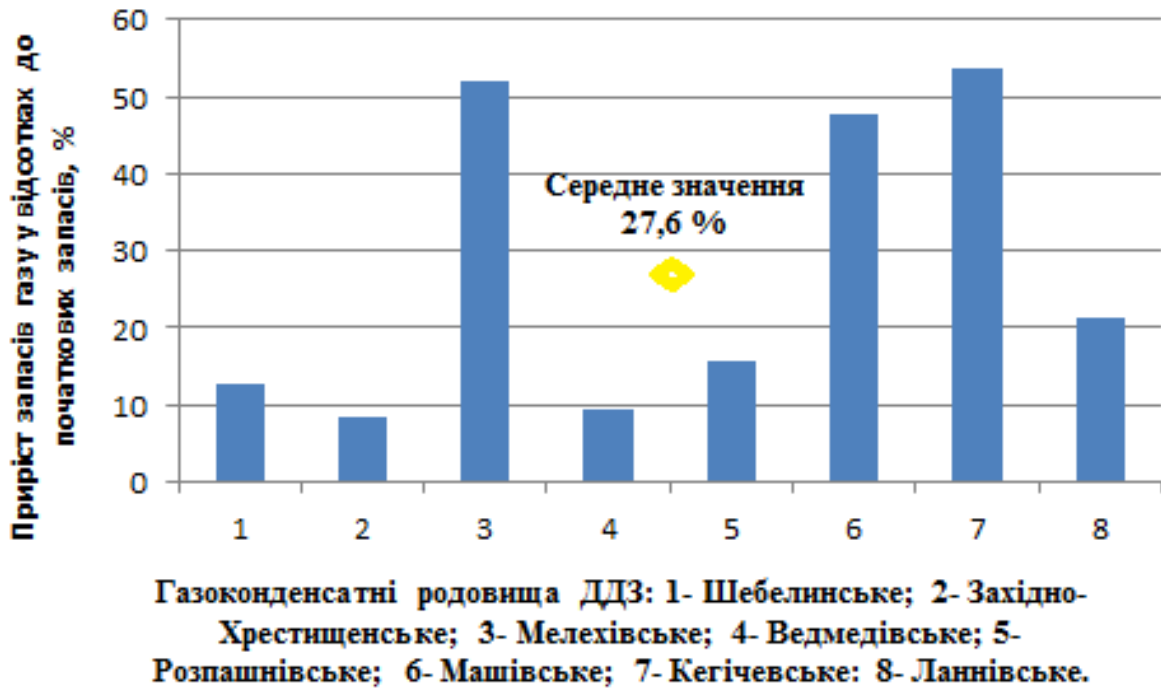


Рисунок 4.10 - Зміна відносних значень приросту додаткових запасів газу відповідно до обсягів початкових запасів на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ

Таким чином, додаткові запаси газу, які отримані на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ мають бути віднесені до категорії «Розбурені розроблювальні запаси» [4], тому що вони отримані без викриття нових горизонтів, шляхом експлуатації тих самих інтервалів фільтру, які були створені для видобутку газу з основних горизонтів, а приплив додаткових обсягів газу, за рахунок залучення до видобутку вуглеводнів з низькопористих колекторів, підтверджується фіксованими періодами зростання пластового тиску газу при експлуатації родовища. До геологічних умов, які сприяли отриманню додаткових запасів газу слід віднести галакінез, або сольовий діапїризм, внаслідок якого породи газоносної товщі, в тому числі шари низькопористих пісковиків, зазнали розтягуючих зусиль і в такому напружено-деформованому стані стали більш підготовлені до розуцільнення та підвищення фільтраційно-ємнісних характеристик не тільки в породах-колекторах, але й усїєї газоносній товщі, що частково вплинуло на формування потужних поверхів газоносності на родовищах (рис. 4.11).



Рисунок 4.11 - Регіональний геологічний розріз Дніпровсько-Донецької западини з проявами сольового діапїризму в приосьовій зоні

Геологічні умови, які сприяли інтенсивній вторинній міграції газу з порід газоносної товщі до порід основних колекторів, акумуляції вуглеводнів в пастках, консервації їх у покладах та утворенню середніх, великих і навіть унікальних за типом родовищ вуглеводнів в цьому районі, відповідальні за формування додаткових запасів, що відносяться до категорії «Розбурені розроблювальні запаси», тобто вилучаються разом з початковим, через ті ж самі фільтраційні інтервали експлуатаційних свердловин, але формуються і визначаються вже на завершальній стадії експлуатації родовища.

Газоємнісні властивості колекторів Машівсько-Шебелинського газоносного району, на яких отримані додаткові запаси газу, були досліджені за аналогічними показниками продуктивних горизонтів, як і на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району (див. табл. 4.2), до якого належить Східно-Новоселівське НГКР та систематизовані у таблицю (табл. 4.4).

Таблиця 4.4 - Дані про глибини залягання, початкові тиски газу та газонасиченість продуктивних горизонтів на родовищах Машівсько-Шебелинського газоносного району

Родовище	Індекс горизонту	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Пористість підрахункова	Пластовий тиск газу, початковий, МПа	Коефіцієнт насичення газом	Фактична питома газонасиченість, м ³ /м ³
Ведмедівське	А-6-А-8, Г-6, Г-8-Г-9	3021	0,14	40,9	0,66	37,8
	Г-10-Г-13	3391	0,13	41,5	0,7	37,8
Західно-Хрещинське	А-3	2380	0,19	40,2	0,86	65,6
	А-6-7-Г-9	2638	0,19	40,5	0,86	66,1
	Г-10-11	3138	0,15	41,2	0,84	51,9
	Г-12-13-К-1-2	3353	0,15	41,5	0,84	52,3
Кегічевське	А-3	1924	0,16	31,4	0,94	47,2
	А-6-7	2390	0,12	30,5	0,65	23,8
	Г-7-8	2681	0,12	30,7	0,61	22,5
	Г-10	3092	0,11	33,0	0,68	24,7
Львівське	А-6	3278	0,09	36,8	0,602	19,9
	А-8	3350	0,13	37,4	0,700	34
	Г-10	3902	0,11	42,5	0,582	27,2
	Г-11	3917	0,13	42,9	0,580	32,3
Машівське	А-8	3306	0,10	34,5	0,72	24,8
	Г-10	3120	0,11	43,0	0,75	35,5
	Г-11-12	3448	0,14	43,7	0,81	49,5
	Г-11-12	4011	0,14	44,2	0,91	56,3
	Г-13	3920	0,15	43,5	0,90	58,7
Мелехівське	А-3	2180	0,14	40,5	0,88	49,9
	А-5	2615	0,13	40,5	0,87	45,8
	А-6-7, Г-7-9, А-6-7, Г-7-9	2780	0,13	40,5	0,60	31,6
	Г-10-12	3415	0,14	41,5	0,73	42,4
Розпашнівське	А-6-А-7	3428	0,16	42,9	0,81	55,6
	Г-9-12	3628	0,16	46,4	0,81	60,1
	Б-5-9	3497	0,16	46,3	0,87	64,4
	С-4-6	4042	0,14	46,6	0,83	54,1
Шебелинське	А-5	1200	0,10	23,14	0,4	9,2
	А-6-8	1440	0,135	23,77	0,5	16
	Г-5-13	1820	0,12	23,91	0,56	16

На відміну від родовищ Руденківсько-Пролетарського НГР, родовища Машівсько-Шебелинського ГР характеризуються суттєвим перевищенням початкових пластових тисків газу над гідростатичними (рис. 4.12).

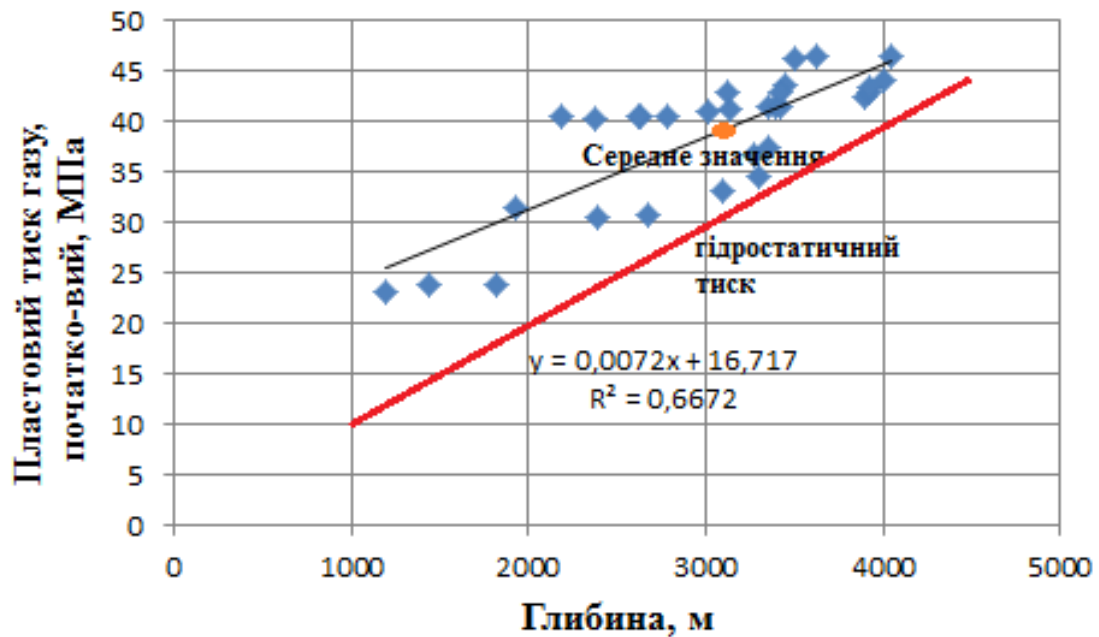


Рисунок 4.12 - Зміни початкового пластового тиску газу у піщаниках-колекторах продуктивних горизонтів Машівсько-Шебелинського газонасного району залежно від сучасної глибини залягання

На всіх родовищах району, де отримані додаткові запаси газу, початкові пластові тиски газу перевищують гідростатичні. В середньому, таке перевищення складає 8,5 МПа, що свідчить про наявність гідродинамічного зв'язку продуктивних колекторів з газонасними породами, які залягають на більших глибинах. Тіснота зв'язку між глибиною та початковим пластовим тиском газу на цих родовищах менш тісна, ніж на родовищах Руденківсько-Пролетарського НГР, що також підтверджує наявність газопідвідних шляхів з більш глибоких горизонтів у період формування покладів.

Не зважаючи на досить великий діапазон глибин, на яких розташовані поклади родовищ Машівсько-Шебелинського ГР, зв'язок між відкритою пористістю продуктивних колекторів з глибиною залягання відсутній, а середнє значення відкритої пористості складає 0,136 (рис. 4.13).

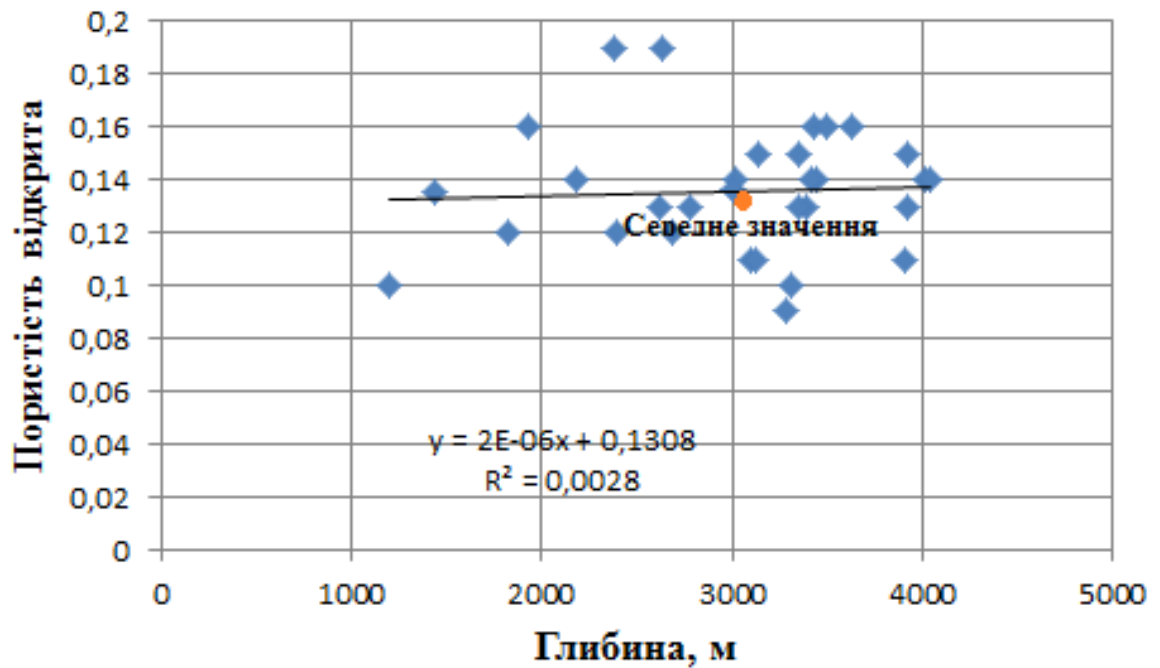


Рисунок 4.13 - Змінення з глибиною відкритої пористості промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського газозносного району

Відсутність впливу глибини залягання, або тиску порід, які залягають над продуктивними колекторами на їх ущільнення, вказує на суттєву дію іншого чинника, який формує рівномірний розподіл відкритої пористості на різних глибинах. До такого чинника можна віднести інтенсивні прояви сольового діапїризму, розтягуючи зусилля якого суттєво збільшили відкриту пористість піщаних колекторів на глибинах понад 3 км. В той же час, стискаючі зусилля, які формувалися над фронтом просування діапїру, ущільнили колектори на глибинах менше 2 км,

Також відсутній зв'язок між глибиною і значеннями коефіцієнту насичення колектору газом (рис. 4.14), а його середнє значення – 0,74 та інтервал змінення, від 0,4 до 0,9 співпадає із значеннями цього показнику на родовищах Руденківсько-Пролетарського НГР. Показник «коефіцієнт насичення газом» характеризує промислову властивість колектору, а беручи до уваги те, що розглядалися тільки поклади, які мають промислову цінність, у аналізі фільтраційно-ємнісних властивостей не враховувалися пісковики із значеннями насичення газом менш 0,4.

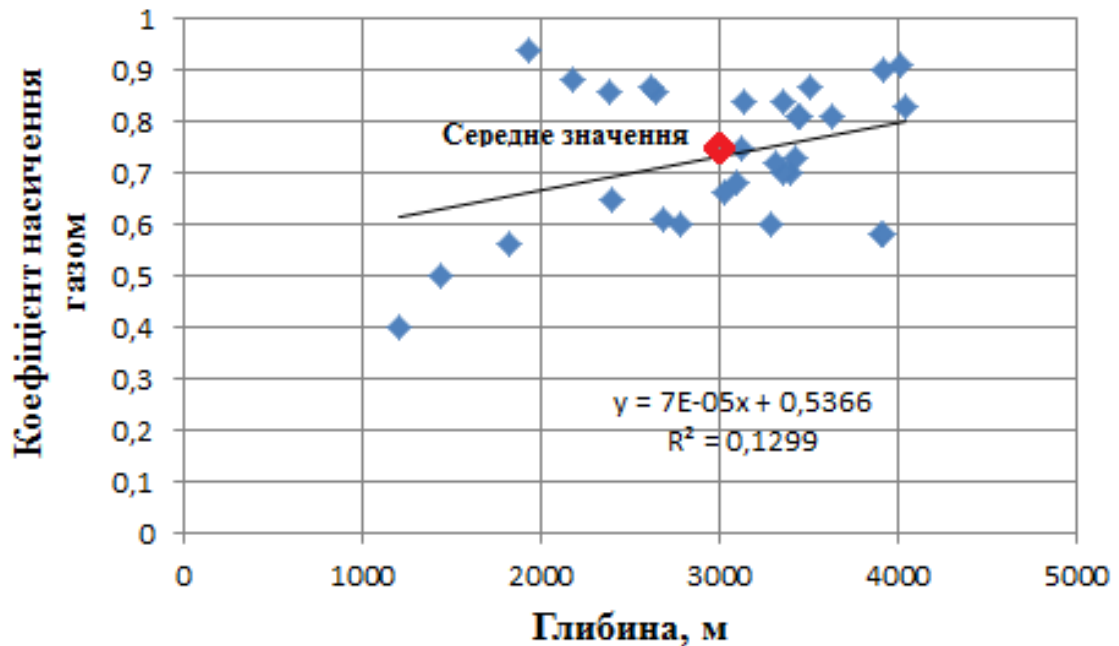


Рисунок 4.14 - Змінення з глибиною коефіцієнта насичення газом промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського газоносного району

Невелика тенденція повільного збільшення коефіцієнту газонасиченості зі збільшенням сучасної глибини залягання спостерігається на родовищах обох районів.

Наведені в табл. 4.4 дані про початкову питому газонасиченість продуктивних горизонтів розраховувались за тим же принципом, що і для родовищ Руденківсько-Пролетарського НГР. Характер змінення початкової питомої газонасиченості з глибиною залягання для покладів Машівсько-Шебелинського ГР аналізувався за двома трендами: лінійним та поліноміальним.

Змінення початкової питомої газонасиченості (G_p) з глибиною (H) залягання промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського ГР, за лінійним трендом описується рівнянням $G_p = 0,0092H + 12,664$ ($R^2 = 0,1787$), а за поліноміальним - $G_p = -4E-06H^2 + 0,0333H - 17,541$ ($R^2 = 0,2072$) и має параболічний вигляд (рис.4.15, 4.16).

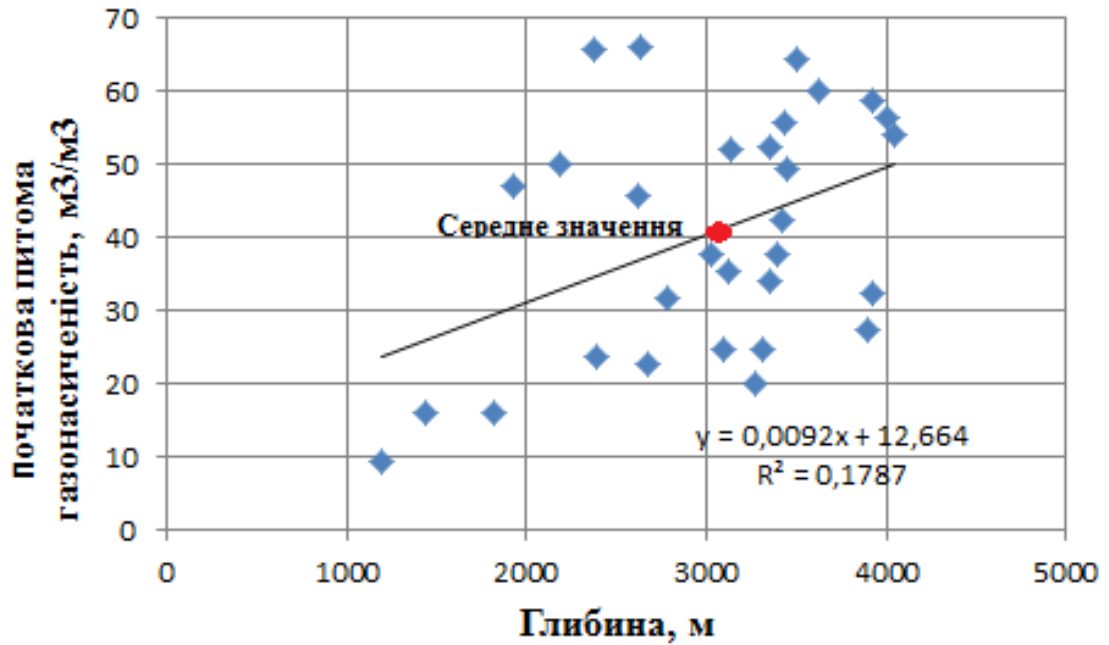


Рисунок 4.15. Змінення з глибиною початкової питомої газонасиченості промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського газоносного району за лінійним трендом

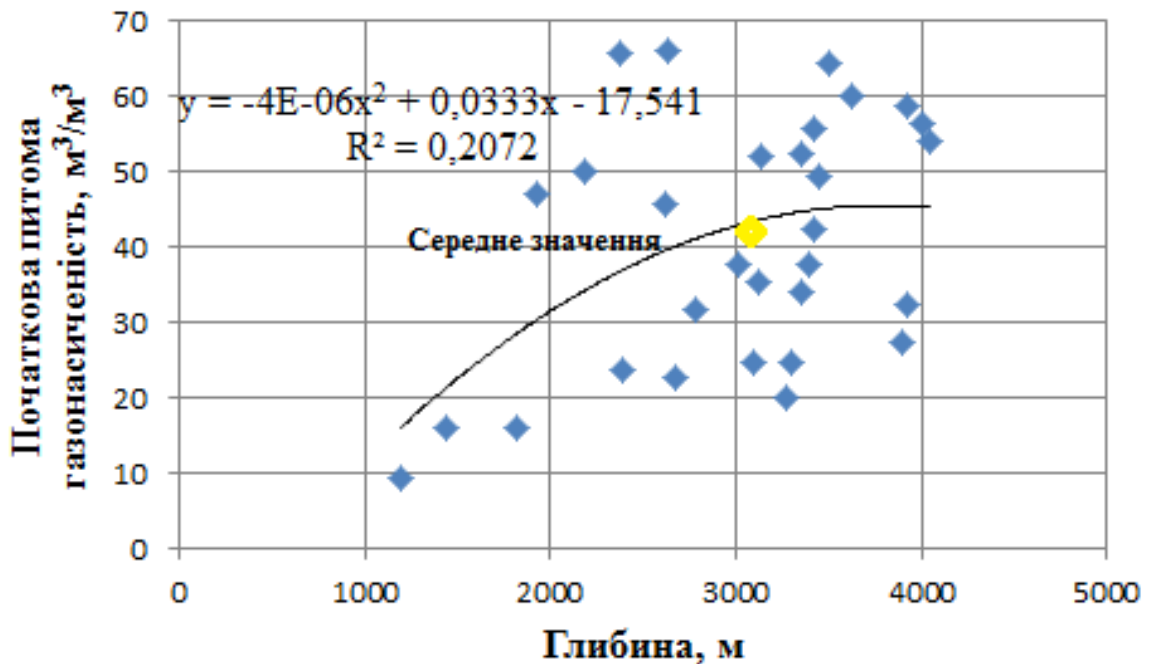


Рисунок 4.16 - Змінення з глибиною початкової питомої газонасиченості промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського газоносного району за поліноміальним трендом

Зв'язок між початкової питомої газонасиченістю та глибиною залягання покладів практично відсутній і при застосуванні лінійного та

поліноміального трендів суттєво не змінюється. Середнє значення початкової питомої газонасиченості промислових колекторів на родовищах Машівсько-Шебелинського ГР складає $40,4 \text{ м}^3$ газу на м^3 породи.

Підсумовуючи розглянуті дані про газоємнісні властивості промислових покладів на родовищах Машівсько-Шебелинського ГР можна констатувати, що вони характеризуються наступними середніми значеннями показників: глибиною залягання 3010 м ; відкритою пористістю $0,136$; коефіцієнтом насичення газом $0,74$; початковим пластовим тиском $38,5 \text{ МПа}$; початковою питомою газонасиченістю $40,4 \text{ м}^3$ газу/ м^3 породи.

Порівняння середніх значень газоємнісних показників колекторів продуктивних горизонтів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного та Машівсько-Шебелинського газонасного районів наведені в табл. 4.5..

Таблиця 4.5 - Середні значення газоємнісних показників колекторів продуктивних горизонтів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного та Машівсько-Шебелинського газонасного районів

Середні значення показників колекторів	Глибина залягання продуктивного горизонту м	Пластовий тиск газу, початковий МПа	Пористість відкрита, підрахункова	Коефіцієнт насичення газом	Початкова питома газонасиченість, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Потужність поверху газонасиченості, м
Нафтогазоносний район						
Руденківсько-Пролетарський НГР	1938	20,1	0,16	0,74	22,9	913
Машівсько-Шебелинський ГР	3010	38,5	0,136	0,74	40,4	1171

Газоконденсатні родовища Руденківсько-Пролетарського НГР, які розташовані у південній прибортовій зоні ДДЗ розробляють поклади на менших глибинах, у середньому на глибинах 1938 м, в порівнянні з покладами Машівсько-Шебелинського ГР, які знаходяться у приосьовий зоні ДДЗ, в більш глибоких горизонтах. Середня глибина їх розробки 3010 м. Не суттєво відрізняються і потужності поверхів газоносності на родовищах в цих районах.

Відмінністю між газодинамічними та фільтраційно-ємнісними показниками промислових колекторів цих двох районів є те, що у покладах родовищ Руденківсько-Пролетарського НГР початковий пластовий тиск газу відповідає гідростатичному, а в покладах Машівсько-Шебелинського ГР суттєво його перевищує. В сукупності із характером змінення значень відкритої пористості промислових колекторів у покладах, можна констатувати, що на колектори родовищ Руденківсько-Пролетарського НГР більшою мірою вплинула сучасна глибина залягання, яка опосередковано характеризує дію ваги порід на їх ущільнення, а на колектори Машівсько-Шебелинського ГР – процеси діапіризму, розтягуючи зусилля якого сприяли розущільненню колекторів на різних глибинах залягання газонасиченої товщі, практично нівелюючи роль глибини, як показнику, через який можна прогнозувати газосмісні властивості колекторів. З іншого боку, розущільнення не тільки пісковиків, але й всієї газонасиченої товщі, покращує її фільтраційні можливості та створює умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти, що розробляються. Саме ці процеси відбувалися при формуванні родовищ Машівсько-Шебелинського ГР, що призвело до підвищення ареалу живлення промислових так званих «суперколекторів», сприяло збільшенню їх початкової питомої газонасиченості, початкового пластового тиску газу та в кінцевому результаті обумовило збільшення додаткових обсягів розбурених розроблювальних запасів газу.

Висновки за розділом:

- газоконденсатні родовища Руденківсько-Пролетарського НГР характеризуються наступними геологічними умовами та характеристиками:

- суттєвим впливом сучасної глибини залягання на початкові значення пластового тиску газу, які відповідають гідростатичному тиску з невеликим перебільшенням і мають майже прямолінійний характер збільшення з глибиною;

- закономірним зменшенням відкритої пористості продуктивних піщаних колекторів з глибиною під дією тиску від ваги порід, які залягають над продуктивним горизонтом, на їх ущільнення, що підкреслюється статистичним зв'язком між цими двома показниками;

- розкид значень відкритої пористості промислових колекторів свідчить про те, що поряд з переважним впливом геостатичного тиску, на коливання значень відкритої пористості позначаються ще й умови утворення, зокрема фаціальні умови;

- спостерігається тенденція повільного збільшення коефіцієнту газонасиченості промислових колекторів зі збільшенням сучасної глибини залягання;

- добуток відкритої пористості, коефіцієнта насичення колектору газом та початкового пластового тиску газу характеризують початкову питому газонасиченість продуктивних горизонтів, яка для родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району має середнє значення $22,9 \text{ м}^3 \text{ газу/м}^3 \text{ породи}$, а для Східно-Пролетарського НГКР, зокрема, $28,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$, що свідчить про газовий потенціал цього родовища вище за середній за районом;

- родовища Машівсько-Шебелинського ГР розташовані в приосьовій зоні ДДЗ, де суттєво розвинені процеси сольового діапїризму, які вказують на існування розтягуючих зусиль у покладах вуглеводнів, додаткові запаси газу в яких встановлені на пізній стадії розробки і складають у середньому 27,6 % від початкових, видобути з розбурених розроблювальних інтервалів, що розкриті й працювали на момент перерахунку, тобто отримані з

працюючих інтервалів наявних фільтрів, можуть бути віднесені до «розбурених розроблювальних запасів» та характеризуються наступними геологічними умовами та характеристиками:

- на відміну від Руденківсько-Пролетарського НГР, початковий пластовий тиск газу в покладах родовищ Машівсько-Шебелинського ГР суттєво перевищує гідростатичний, що вказує на наявність перетікань газу між горизонтами, яке можливе при покращених фільтраційних властивостях порід газонасної товщі;

- встановлено, що розтягуючи зусилля процесів діапіризму сприяли розущільненню газонасиченої товщі в великих масштабах, створюючи умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти так званих «суперколекторів», що призвело до підвищення ареалу живлення промислових колекторів, та в кінцевому результаті обумовило збільшення додаткових обсягів розбурених розроблювальних запасів газу, що розкриті й працювали на момент перерахунку, тобто отримані з працюючих інтервалів наявних фільтрів;

- наявність додаткових запасів газу на родовищах Машівсько-Шебелинського ГР, які складають у середньому 27,6 % від початкових, разом з високими значеннями початкової питомої газонасиченості продуктивних горизонтів, яка в середньому складає $40,4 \text{ м}^3 \text{ газу/м}^3 \text{ порди}$, що суттєво перевищує аналогічний показник на родовищах Руденківсько-Пролетарського НГР, опосередковано знижує ймовірність отримання додаткових «розбурених розроблювальних» запасів газу в межах Руденківсько-Пролетарського НГР;

- розущільнення газонасиченої товщі створило умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти так званих «суперколекторів», що розробляються, що призвело до підвищення ареалу живлення промислових колекторів, сприяло збільшенню їх початкової питомої газонасиченості, початкового пластового тиску газу та в кінцевому

результаті обумовило збільшення додаткових обсягів розбурених розроблювальних запасів газу.

103М-2111

5. ВИБІР ІНТЕРВАЛІВ ГЛИБИН З НАЙБІЛЬШ СПРИЯТЛИВИМИ УМОВАМИ ДЛЯ НАКОПИЧЕННЯ ЗАТРУБНИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ НА СХІДНО-НОВОСЕЛІВСЬКОМУ НГКР

Газ у піщаних колекторах промислових горизонтів знаходиться, в більшій мірі, у вільному стані, що робить його більш рухомим та сприяє його міграції в бік фільтраційної зони експлуатаційної свердловини. Проте, в продуктивній товщі газових родовищ, поряд з колекторами промислових горизонтів залягають шари низькопористих пісковиків, які також вміщують певні обсяги газу. Фільтраційні властивості низькопористих шарів пісковиків визначає дуже малий розмір пор та наявність води в них, яка блокує рух газу і перешкоджає його вивільненню. Під час проведення експлуатаційних робіт низькопористі піщані шари, які залягають в безпосередній близькості від основних колекторів, реагують на зниження напруженого стану навколо основних, так званих «суперколекторів», розуцільненням, покращенням фільтраційно-ємнісних здібностей, інтенсифікацією руху флюїду, поліпшенням газопроникності, що разом сприяє формуванню техногенних скупчень газу.

Виходячи з даних передумов, актуальним є питання дослідження геологічних умов, які не суперечать можливості протікання процесів утворення техногенних колекторів за рахунок розуцільнення низькопористих пісковиків до промислових колекторських властивостей, при певному впливі природних та техногенних чинників. Такий підхід базується на принципі, що техногенні запаси газу на діючих родовищах формуються за часи проведення експлуатаційних робіт, не були встановлені в період проведення геологорозвідувальних робіт, відповідають категорії так званих «затрубних запасів газу», але їх вилучення може забезпечити видобуток додаткових обсягів газу і збільшити видобуток вуглеводнів на діючому родовищі. Виконання поставлених завдань дозволить обґрунтувати

прогнозування місць, сприятливих для накопичення затрубних запасів газу на Східно-Новоселівському НГКР.

Газонасиченість пісковиків залежить від двох основних чинників – газоємності і тиску газу. Газоємність визначається ефективною пористістю, яка складає частину відкритої пористості не заповненою вологою і контролюється показником – «коефіцієнт газонасиченості», який для Східно-Новоселівського НГКР змінюється від 68 до 89 % [11].

Узагальнені значення геологічних чинників, які були визначальними для підрахунку запасів газу за геологорозвідувальними даними на Східно-Новоселівському НГКР [11] наведені в табл. 5.1.

Пісковики продуктивних горизонтів ДДЗ відносяться до псамітових відкладів, а отже, переважно, до колекторів порового типу. В той же час низькопористі пісковики характеризуються низькими значеннями проникності, що практично виключає їх розгляд, як об'єктів для вилучення газу. Проте, при розущільненні шарів низькопористих пісковиків збільшується їх проникність, що сприяє посиленню рухливості флюїду, який знаходиться в порах у вигляді суміші води і газу. Під дією сил гравітації флюїд розділяється на газову та водяну складові, які концентруються за гравітаційним принципом, формуючи газоводяний контакт в розущільненому низькопористому колекторі і створюючи так звані техногенні скупчення газу. Саме такі скупчення і є основними джерелами накопичення затрубних запасів газу на родовищі.

У зв'язку з цим, дані про газоємнісні властивості пісковиків, зокрема про їх відкриту пористість є основним показником потенційного газонакопичення, яке може бути використане при прогнозуванні перспективного розвитку газовидобування на промислу.

Таблиця 5.1 - Підрахункові показники геологічних чинників промислових горизонтів Східно-Новоселівського НГКР

Індекс горизонту	Глибина залягання, м	Товщина колектора, м	Коефіцієнт відкритої пористості	Пластовий тиск, МПа	Запаси початкові, видобувні, Млн. м ³
Б-1	1396	10,62	0,24	14,1	689
Б-2	1428	7	0,22	14,6	91
Б-5-6	1615	17,74	0,22	14,6	737
Б-11	1856	2,07	0,20	18,93	122
Б-12	1865	13,75	0,19	19,32	1065
С-3-4	1953	3,9	0,17	19,5	316
С-7	2117	4,4	0,15	21,24	260
С-13 (В-1)	2207	2,85	0,17	22,12	59
С-15в (В-3а)	2233	4,55	0,18	23,16	210
С-15н (В-3б)	2253	4,8	0,18	23,28	394
С-19 (В-10)	2418	7,72	0,16	24,59	718
С-21 (В-13)	2557	11,86	0,14	25,9	617
В-14+ В-15	2621	6,2	0,19	26,53	530
В-16	2797	72	0,11	28,52	97
Разом:	-	-	-	-	5905

В роботі [8], для порід Донбасу та ДДЗ встановлено, що на формування газоємнісних властивостей пісковиків впливали такі геологічні чинники, як умови утворення, диференціюючи їх за генетичними типами, ступінь катагенетичних перетворень, глибина палеозанурення і сучасна глибина (віддзеркалює тиск породної товщі, яка залягає вище) та тектонічний тиск.

Вплив сучасної глибини залягання продуктивного горизонту на закономірне зменшення відкритої пористості пісковиків-колекторів на Східно-Новоселівському НГКР показано на рис. 5.1.

Визначена закономірність чітко вказує на зменшення відкритої пористості пісковиків продуктивних горизонтів з глибиною залягання для Східно-Новоселівського НГКР та відображає загальний темп зміни цього показника, характерний для даної площі.

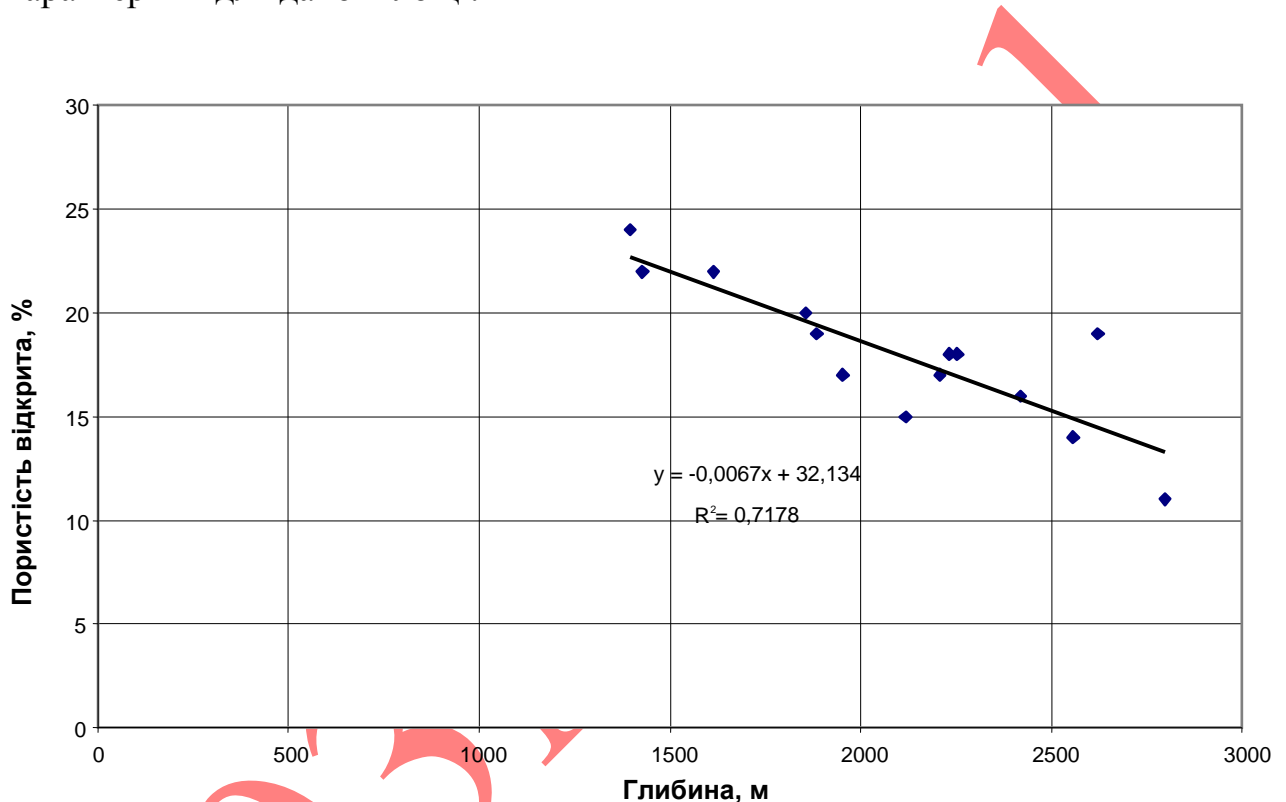


Рисунок 5.1 - Зміни значень відкритої пористості пісковиків продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського НГКР від глибини залягання.

Слід зазначити, що колектори продуктивних горизонтів найбільш сприятливі для утримання газу, мають найкращі колекторські властивості, а саме, найвищі значення відкритої пористості, проте, піщані товщі, в складі яких присутні пісковики-колектори промислових горизонтів, представляють собою поліфаціальні комплекси, які вміщують не тільки промислові пласти-колектори, а й шари низькопористих колекторів (можливих майбутніх промислових колекторів), на що вказують дані, наведені в [11, 13].

Наступним геологічним чинником, який впливає на газонасиченість продуктивних пісковиків є тиск газу. Для продуктивних горизонтів пісковиків Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району ДДЗ взагалі, і Східно-Новоселівського НГКР, зокрема, початковий тиск газу закономірно збільшується з глибиною залягання і відповідає гідростатичному значенню.

Зміни тиску газу у пісковиках-колекторах продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського НГКР залежно від сучасної глибини залягання, за даними табл. 5.1. показано на рис. 5.2.

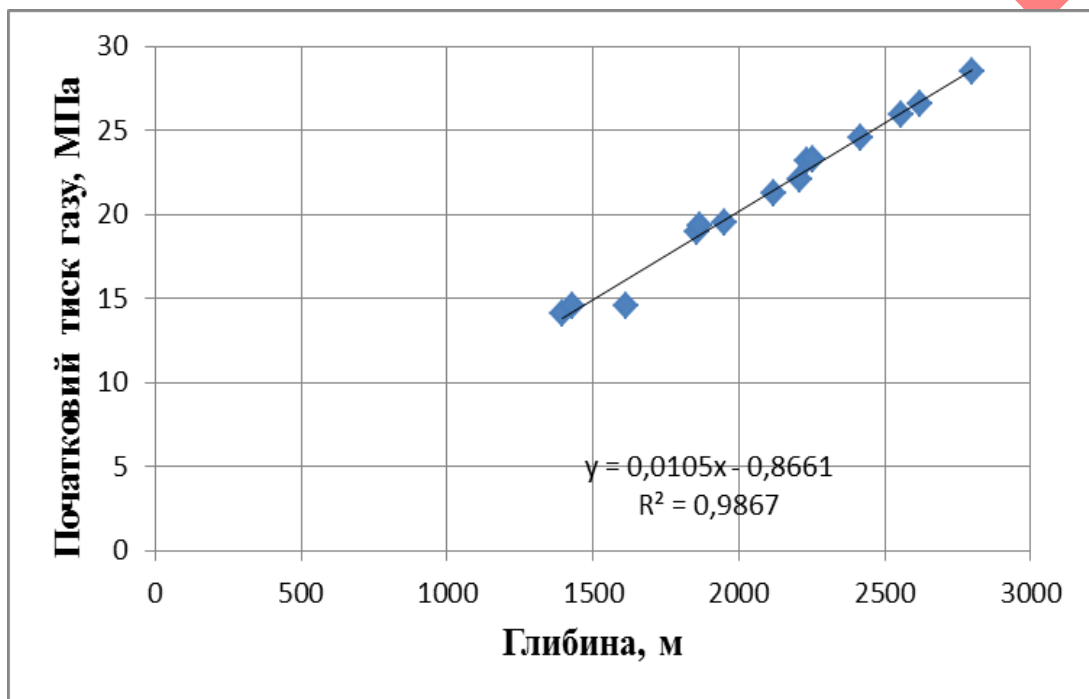


Рисунок 5.2 - Зміни тиску газу у пісковиках-колекторах продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського НГКР залежно від сучасної глибини залягання

Результати досліджень, які викладені в роботі [8], показали, що два параметри, які, в основному, обумовлюють газонасиченість пісковиків, із збільшенням глибини залягання змінюються в протилежних напрямках.

Відкрита пористість пісковиків-колекторів ($K_{в.п.}$) зменшується з глибиною (H) за рівнянням вигляду:

$$K_{в.п.} = a - b(H) \quad (5.1)$$

Тиск газу (P) у пісковиках-колекторах збільшується з глибиною залягання, за рівнянням:

$$P = c(H) - d \quad (5.2)$$

Враховуючи, що тиск газу на ГКР Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, в тому числі і на Східно-Новоселівському НГКР, дорівнює або близький до гідростатичного, тиски вимірюються в МПа, а значення коефіцієнту d дуже низькі, ними можна знехтувати. Тоді рівняння (5.2) буде мати вигляд:

$$P = c(H) \quad (5.3)$$

Коефіцієнти рівнянь - a, b, c розраховуються на підставі статистичного аналізу. Для умов пісковикив-колекторів продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського НГКР, згідно даних наведених на рисунках 5.1 та 5.2, коефіцієнти рівнянь складають: a = 32,134; b = 0,0067; c = 0,0105.

Слід зазначити, що при розрахунках цих коефіцієнтів значення відкритої пористості приймалися у відсотках, тиск газу у мегапаскалях (МПа), глибина у метрах (див. табл. 5.1).

В роботі [8] запропоновано максимальну потенційну газонасиченість пісковикив (Г), яка відображає максимально можливу питому газоемність пісковикив, а з урахуванням тиску газу, максимально можливу, або потенційну їх питому газонасиченість, представляти як добуток:

$$\Gamma = P K_{в.п.} \quad (5.4)$$

Підставляючи у рівняння (5.4) замість P та $K_{в.п.}$ рівняння (5.1) і (5.3), отримаємо:

$$\Gamma = acH - bcH^2 \quad (5.5)$$

Розуміючи, що потенційна питома газонасиченість пісковикив на поверхні землі, де тиск газу дорівнює атмосферному, а глибина складає $H=0$ приймає нульове значення, а також те, що питома газонасиченість пісковикив зникає на глибині (H_{max}), на якій $K_{в.п.} = 0$, рівняння (5.5) можна виразити, як:

$$acH_{max} = bcH_{max}^2 \quad (5.6)$$

В загальному вигляді рівняння (5.6) можна представити як рівняння параболи:

$$bcH_{\max}^2 - acH_{\max} = 0 \quad (5.7)$$

Тоді максимальна глибина, на якій пористість наближується до нульових значень, визначається за формулою:

$$H_{\max} = a/b \quad (5.8)$$

Координати положення вершини параболи, тобто в даному випадку, глибина ($H_{г.маx}$), на якій потенційна питома газонасиченість досягає максимальних значень визначається за рівнянням:

$$H_{г.маx} = a/2b, \quad (5.9)$$

А максимальна величина потенційної питомої газонасиченості (Γ_{\max}) на цієї глибині розраховується за формулою:

$$\Gamma_{\max} = a^2c/4b \quad (5.10)$$

Наведені рівняння (5.4 – 5.10) є рівняннями загального вигляду, але їх застосування вимагає врахування розмірності та тісноти зв'язку по статистичних рівняннях (5.1 – 5.3).

Для умов Східно-Новоселівського НГКР максимальна глибина, на якій пористість наближується до нульових значень, визначається в метрах, згідно до залежності, яка показана на рис. 5.1, та буде складати:

$$H_{\max} = a/b = 32,134:0,0067 = 4796 \text{ м.}$$

Глибина, на якій потенційна питома газонасиченість досягає максимальних значень, складе:

$$H_{г.маx} = 4796:2 = 2398 \text{ м.}$$

Для визначення максимальної потенційної питомої газонасиченості пісковиків в одиницях - м^3 газу в м^3 породи, тобто питомої на певних глибинах, у формулу (5.5) введемо перевідний коефіцієнт q , якій дорівнює 0,1. Тоді формула 5.5 набуде вигляду:

$$\Gamma = (acH - bcH^2) q \quad (5.11)$$

$$\text{або, } \Gamma = 0,1*(acH - bcH^2) (\text{м}^3 \text{ газу/м}^3 \text{ породи}) \quad (5.12)$$

Для умов Східно-Новоселівського НГКР формула 5.12. прийме вигляд:

$$\Gamma = 0,1 \cdot (32,134 \cdot 0,0105H - 0,0067 \cdot 0,0105H^2) = 3,374H - 0,0007035H^2 = 0,1H (0,3374 - 0,0007035 H) \text{ (м}^3\text{газу/м}^3\text{породи).} \quad (5.13)$$

Значення початкової питомої газонасиченості промислових колекторів ($\Gamma_{п}$) розраховувались як добуток коефіцієнтів відкритої пористості ($K_{в.п.}$) та газонасиченості ($K_{г}$) на тиск газу (P) за формулою:

$$\Gamma_{п} = q \cdot K_{в.п.} \cdot K_{г} \cdot P \quad (5.14)$$

Для розрахунку фактичної початкової питомої газонасиченості промислових колекторів ($\Gamma_{п}$), яка визначається в м³ газу/м³ породи, використовують підрахункові значення коефіцієнтів відкритої пористості ($K_{в.п.}$) та газонасиченості ($K_{г}$), в частках одиниці, виміри пластового тиску газу (P), в МПа, переказний коефіцієнт q , який дорівнює 10.

Відомості про значення максимальної потенційної та початкової питомої газонасиченості пісковиків в покладах Східно-Новоселівського НГКР, які розраховані за формулами 5.13 та 5.14, наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 - Максимальні розрахункові (теоретичні) початкові фактичні значення питомої газонасиченості піщаних колекторів промислових горизонтів Східно-Новоселівського НГКР

Індекс горизонту	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Початкова питома газонасиченість, м ³ /м ³	Максимальна потенційна питома газонасиченість, м ³ /м ³
Б-1	1396	25,4	33,4
Б-2	1428	21,9	33,8
Б-5-6	1615	24,8	36,1
Б-11	1856	28,4	38,4
Б-12	1865	29,0	38,5
С-3-4	1953	23,4	39,0
С-7	2117	25,5	39,9
С-13 (В-1)	2207	28,8	40,2
С-15в (В-3а)	2233	32,4	40,3
С-15н (В-3б)	2253	32,6	40,3

Закінчення табл.5.2

C-19 (B-10)	2418	32,0	40,4
C-21 (B-13)	2557	25,9	40,3
B-14+B-15	2621	42,4	40,1
B-16	2797	28,5	39,3

За даними табл. 5.2 побудовані графіки змінення значень максимальної розрахункової (теоретичної) та фактичної питомої газонасиченості колекторів в інтервалі глибин залягання промислових покладів на Східно-Новоселівському НГКР (рис. 5.3).

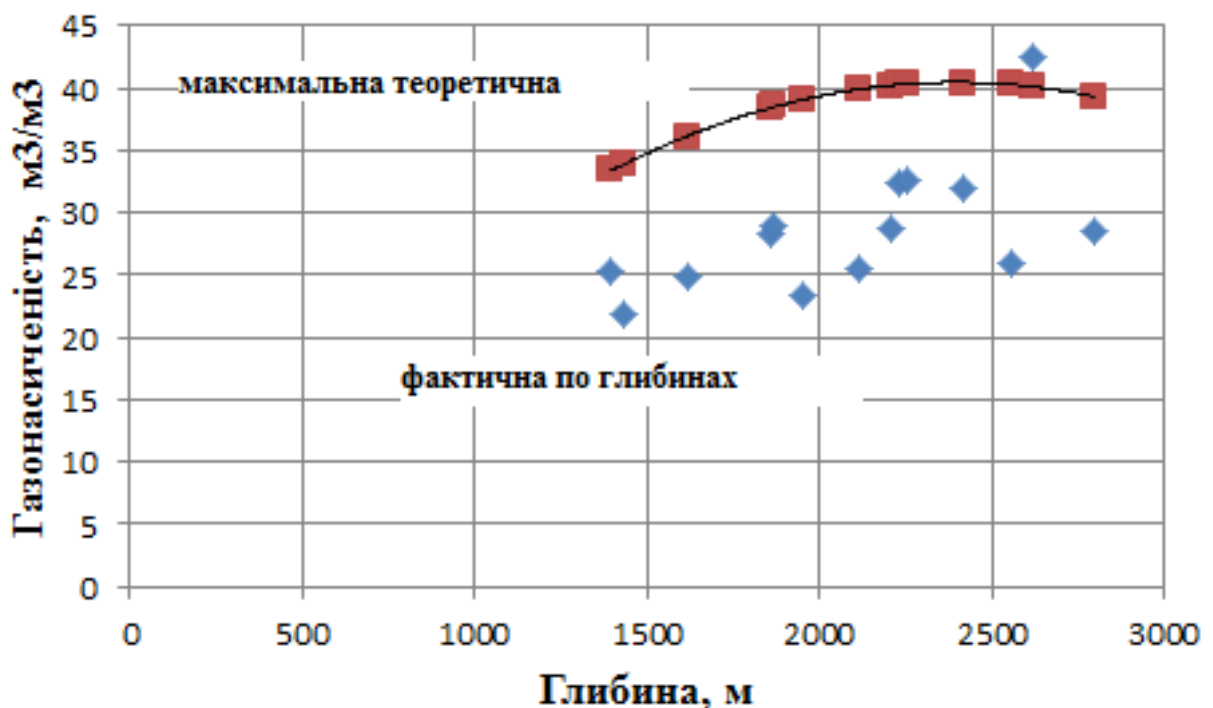


Рисунок 5.3 - Змінення по глибинах значень максимальної розрахункової (теоретичної) та фактичної питомої газонасиченості промислових колекторів на Східно-Новоселівському НГКР

Аналіз даних табл. 5.2 показує, що значення максимальної розрахункової (теоретичної) питомої газонасиченості промислових колекторів на Східно-Новоселівському НГКР перевищує початкові фактичні значення, в середньому на $9,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Цей факт свідчить про те, що газ у колекторі займає певний об'єм, який, відповідно до значення середньої величини газонасиченості (див. табл. 4.2), складає 77 % від об'єму відкритих пор.

З метою розширення аналізу змінення значень максимальної розрахункової (теоретичної) питомої газонасиченості колекторів та встановлення перспективних інтервалів глибин можливого залягання промислових покладів на Східно-Новоселівському НГКР, за формулою 5.13 були розраховані величини максимальної потенційної газонасиченості пісковиків в інтервалі глибин 300 – 4500 м (рис. 5.4).

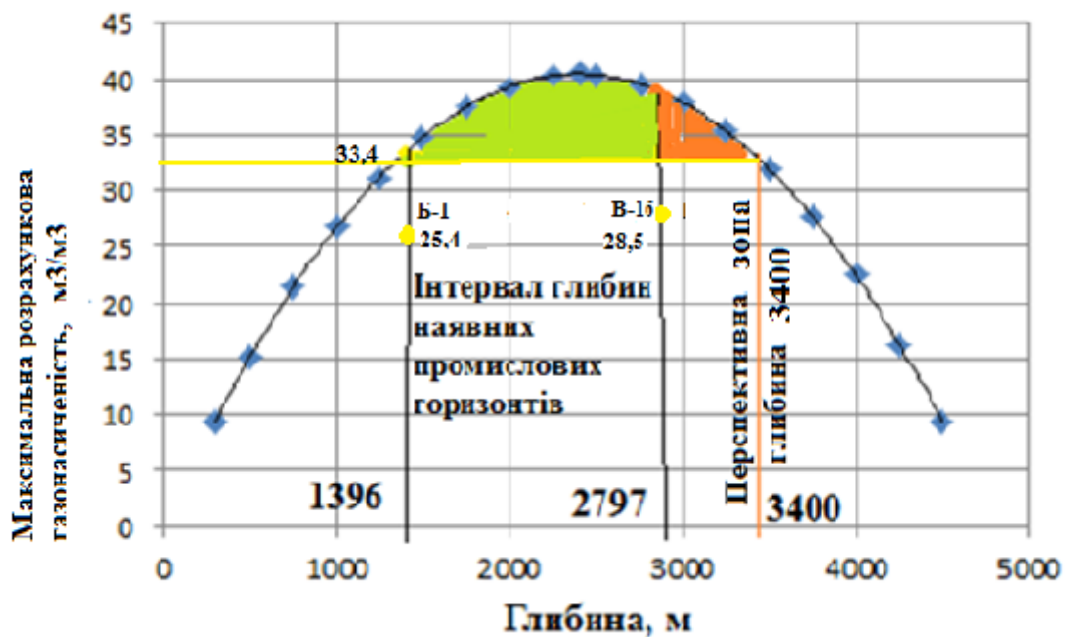


Рисунок 5.4 - Змінення максимальної розрахункової питомої газонасиченості піщаних колекторів залежно від сучасної глибини залягання для умов Східно-Новоселівського НГКР; для покладів Б-1 та В-16 вказані значення фактичної початкової питомої газонасиченості

Встановлено, що в межах інтервалу глибин 1396 – 3400 м всі значення максимальної (теоретичної) потенційної газонасиченості промислових колекторів Східно-Новоселівського НГКР перевищують $33,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а їх розташування симетрично відносно глибини 2400 м, дозволяє вважати, що це перевищення буде і в інтервалі глибин від 2797 – до 3400 м. З урахуванням того, що значення максимальної розрахункової питомої газонасиченості промислових колекторів (Гр.п.) на Східно-Новоселівському НГКР перевищує початкові фактичні значення, в середньому на $9,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$, початкова питома

газонасиченість колекторів (Гп) в цьому інтервалі повинна бути вище за $23,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рис. 5.5).

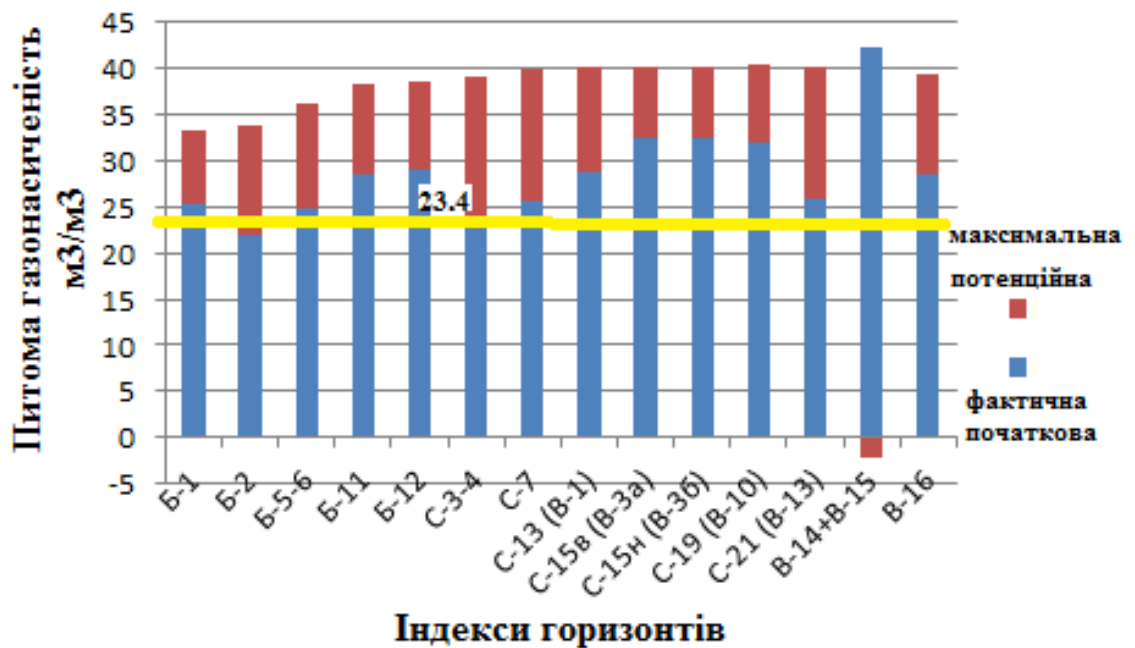


Рисунок 5.5 - Положення критичного значення початкової питомої газонасиченості колекторів по покладах Східно-Новоселівського НГКР

Для глибини 3400 м, де пластовий тиск газу (Р), згідно встановленим закономірностям, є майже гідростатичним і дорівнює 34,8 МПа, а коефіцієнт газонасиченості (Кг), в середньому, складає 0,77. Розраховане за формулою 5.14 значення відкритої пористості (Кв.п.) для даних умов складає 8,8 %.

Таким чином, згідно до виконаних розрахунків, в інтервалі глибин до 3400 м колектори з відкритою пористістю більш 8,8 % є перспективними і заслуговують на увагу з позицій наявності в них промислових скупчень газу. Враховуючи, що під час виконання геологорозвідувальних робіт в інтервалі глибин 2797 –3400 м поклади газу не були встановлені, а на покращення фільтраційно-ємнісних властивостей низькопористих колекторів, які залягають в цьому інтервалі вплинули процеси їх розущільнення після вилучення значних обсягів газу з суперколекторів основних промислових горизонтів, у випадку викриття в цьому інтервалі покладів газу промислового значення, їх запаси можуть бути віднесені до затрубних запасів газу.

До затрубних запасів газу відносяться ті запаси, які не були викриті під час виконання геологорозвідувальних робіт і які утворилися внаслідок розущільнення низькопористих колекторів після вилучення значних обсягів газу з основних горизонтів. Вони відповідають початковим об'ємам, які містилися в низькопористих шарах пісковиків при початкових умовах, до їх розущільнення. Проте, внаслідок розущільнення низькопористих колекторів об'єм ефективних пор в них збільшується, а тиск газу, відповідно, зменшується, тому викриття горизонтів із затрубними запасами газу буде супроводжуватися тисками газу менше за гідростатичні на даної глибині, що може слугувати певним показником.

Ущільнення продуктивного колектору за рахунок стиснення після вилучення значних об'ємів газу відбувається шляхом зменшення порового простору, який був зайнятий газом, тобто за рахунок скорочення ефективних пор.

Згідно до формулювання «затрубні запаси», яке викладено в роботі [4] це запаси, які очікується вилучити із зон за обсадною колоною експлуатаційної свердловини. Для початку їх вилучення в експлуатаційних свердловинах необхідно провести додаткові роботи щодо викриття нового горизонту, який не сполучений з горизонтами, що експлуатуються. Затрубні запаси не визначаються на стадії геологорозвідувальних робіт, вони формуються на завершальній стадії експлуатації родовища, проте можуть бути досліджені, враховані та в подальшому вилучені через використання дійсних експлуатаційних свердловин.

Прикладом отримання додаткових запасів газу категорії «затрубні запаси» можна віднести запаси, які встановлені на Рудківському газовому родовищі у Передкарпатському прогині після вилучення понад 90 % початкових запасів газу [16]. Рудківське газове родовище [17] приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицького нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області. В результаті геологічної розвідки родовища, яка була завершена в 1957 році, було відкрито шість

газових покладів: п'ять у сарматських пісковиках та один в юрсько-гельветських карбонатно-піщаних породах (рис. 5.6). За період з 1957 по 1997 роки видобуто 29885,8 млн. м³ газу, або 91,0% початкових запасів.

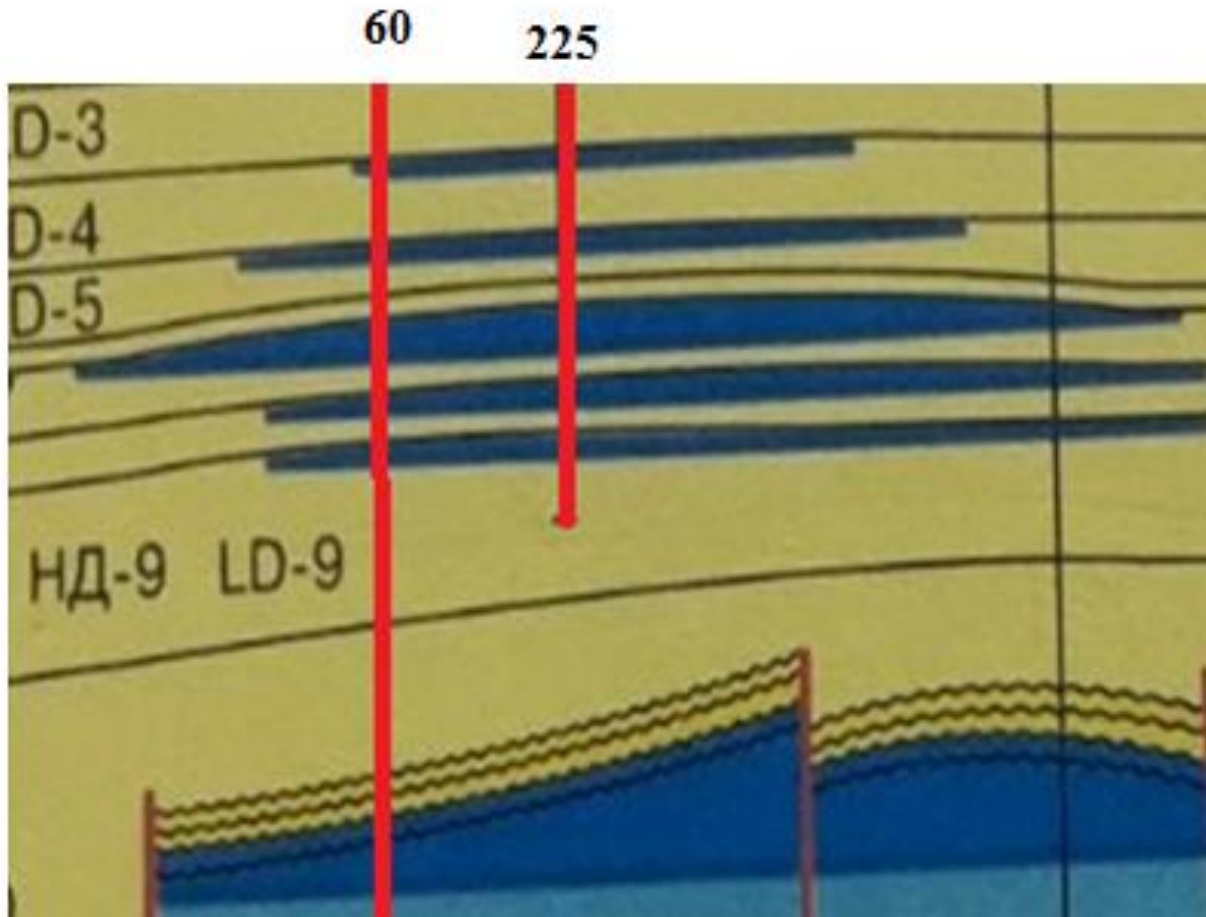


Рисунок 5.6 - Геологічний розріз Рудківського газового родовища після проведення геологорозвідувальних робіт з положенням свердловин № 60 та № 225 [17]

Найпотужнішим покладом, в якому зосереджено 89 % розвіданих запасів газу є юрсько-гельветський поклад (J-N₁h₁) масивного типу з однаковою глибиною газоводяного контакту (ГВК) у всіх блоках, що свідчить про існуючий гідродинамічний зв'язок між всіма газоносними шарами цього покладу. У 1999-2000 роках, під час випробування оціночних свердловин, з горизонту HD-10, який залягає над покладом J-N₁h₁ і на той час вважався безперспективним, отримано приплив газу з максимальним безводним дебітом 111,62 тис. м³/добу (рис. 5.7).

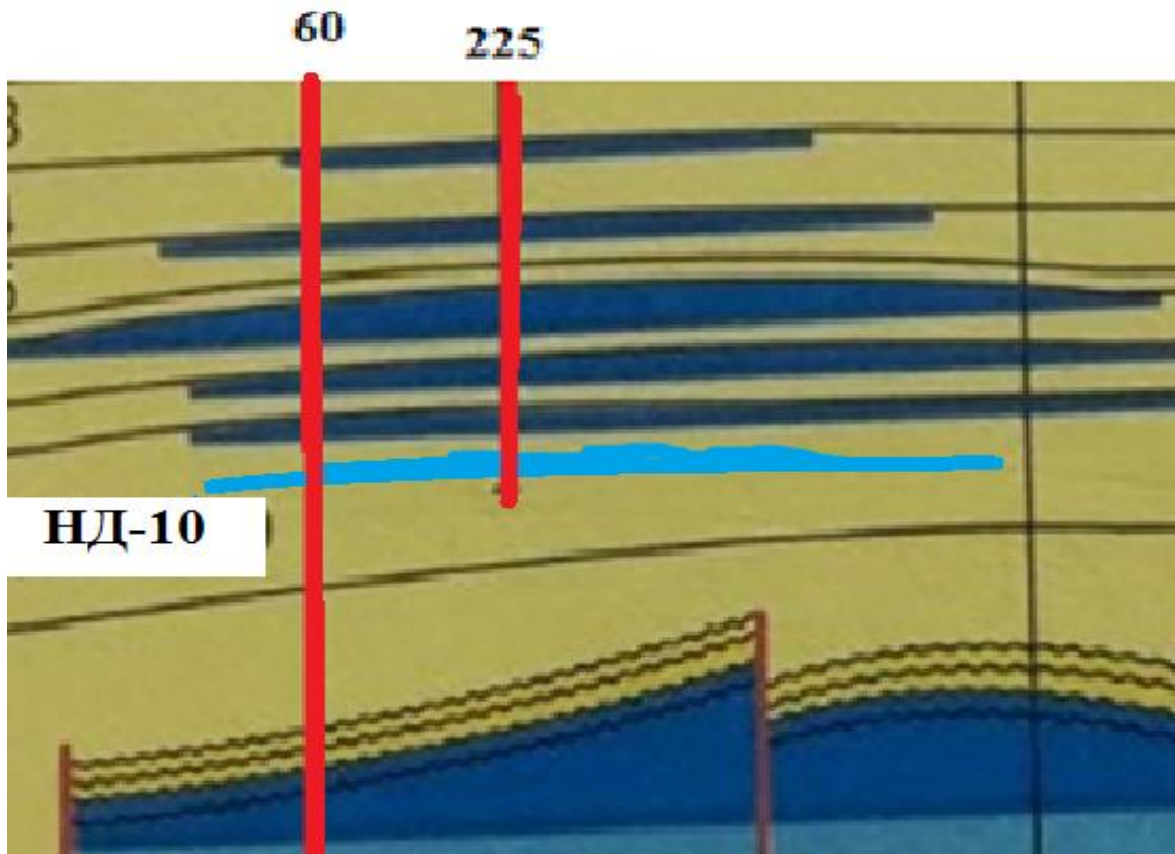


Рисунок 5.7 - Геологічний розріз Рудківського газового родовища з положенням горизонту НД-10

Таким чином, розущільнення низькопористих пісковиків горизонту НД-10, який до того не був продуктивним, слугувало причиною утворення газового покладу у цих верствах, до яких, завдяки утворенню сприятливих фільтраційно-ємнісних властивостей, мігрував газ створюючи промислові скупчення. Принциповою відмінністю такого підходу є те, що йдеться не про «пропущений газовий поклад», як характеризують поклад НД-10 автори [16], а про утворення нових покладів на завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ, як вказується в роботі [9]. Порівняння абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському газовому родовищі у Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському НГКР у ДДЗ викладені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 - Зміни абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському газовому родовищі у Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському НГКР у ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Потужність поверху газоносності, м	Початкові запаси, млн. м ³	Балансові розвідані запаси, млн. м ³	Приріст запасів газу, млн. м ³	Приріст запасів газу у відсотках до початкових запасів, %
Рудківське ГР*	Не вказано	32824	34150	1326	4
Східно-Новоселівське НГКР	1450	5905	6059	154	2,6

* – відстань між глибиною залягання покрівлі найвищого продуктивного горизонту та глибиною контакту газ-вода найнижчого продуктивного горизонту на Рудківському ГР складає 740 м.

Незважаючи на суттєву різницю геологічних умов залягання продуктивних колекторів на Рудківському ГР та Східно-Новоселівському НГКР, приріст запасів газу на цих родовищах, у відносних значеннях, складає декілька відсотків. Цей факт свідчить про те, що механізм переходу низькопористих пісковиків у колектори, придатні до промислового видобутку газу за рахунок розущільнення, функціонує в обох випадках і дозволяє оцінювати перспективність на отримання додаткових промислових затрубних запасів газу на завершальних стадіях експлуатації газових та газоконденсатних родовищ.

За методиками, які докладно відображені у роботах [9, 18], відстань, на яку розвантажуються від гірського тиску низькопористі пісковики ($h_{\text{п}}$), що залягають над пластом суперколектора після вилучення з нього значних об'ємів газу, визначається за формулою:

$$h_{\text{п}} = 70m_{\text{п}} \quad (5.15)$$

Показник ($m_{\text{п}}$) відображає умовну сумарну товщину ефективних пор у колекторі і розраховується як добуток максимальної товщини промислового

колектора (h_k), пористості підрахункової (Кв.п.) та коефіцієнта газонасиченості (КГ) і визначається за формулою:

$$m_{\text{п}} = h_k * \text{Кв.п.} * \text{КГ} \quad (5.16)$$

Для розрахунку $m_{\text{п}}$ в метрах, значення Кв.п. та КГ подається в частках одиниці.

Користуючись формулами 5.15 та 5.16 розрахуємо відстань, на яку розвантажуються від гірського тиску низькопористі колектори, що залягають над промисловими горизонтами (В-3а) та (В-3б) після вилучення з них значних об'ємів газу. Враховуючи, що глибини залягання промислових горизонтів (В-3а) та (В-3б) не перевищують 20 м, а також те, що вони характеризуються однаковими значеннями Кв.п. та КГ, рахуємо їх як один об'єкт.

Сумарна максимальна товщина колектора (В-3а)+(В-3б) складає - $h_k = 9,35$ м, пористість підрахункова Кв.п. = 0,18, газонасиченість КГ = 0,79.

Розрахункова сумарна товщина ефективних пор у колекторі, яка визначається за формулою (5.16), складе $m_{\text{п}} = 9,35 * 0,18 * 0,79 = 1,32$ м

Користуючись формулою (5.15) розрахуємо відстань ($h_{\text{п}}$) вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), на яку вплинуло вилучення газу з цього промислового колектору:

$$h_{\text{п}} = 70 * 1,32 = 92,4 \text{ м.}$$

Показник $h_{\text{п}}$ характеризує інтервал, в якому породи зазнали розвантаження від виснаження так званого базового суперколектора, в даному випадку горизонту (В-3а)+(В-3б), що сприяє переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів. Треба враховувати, що чим ближче розташування низькопористого колектора до базового горизонту, тим більшого розущільнення він зазнає. Для умов Східно-Новоселівському НГКР найбільш перспективна з позицій утворення техногенного покладу газу є область над промисловими горизонтами (В-3а)+(В-3б), у районі розташування свердловин № 16, № 18, № 60 від глибини 2141 м до покрівлі горизонту В-3а, глибина 2233 м. (рис.5.8).

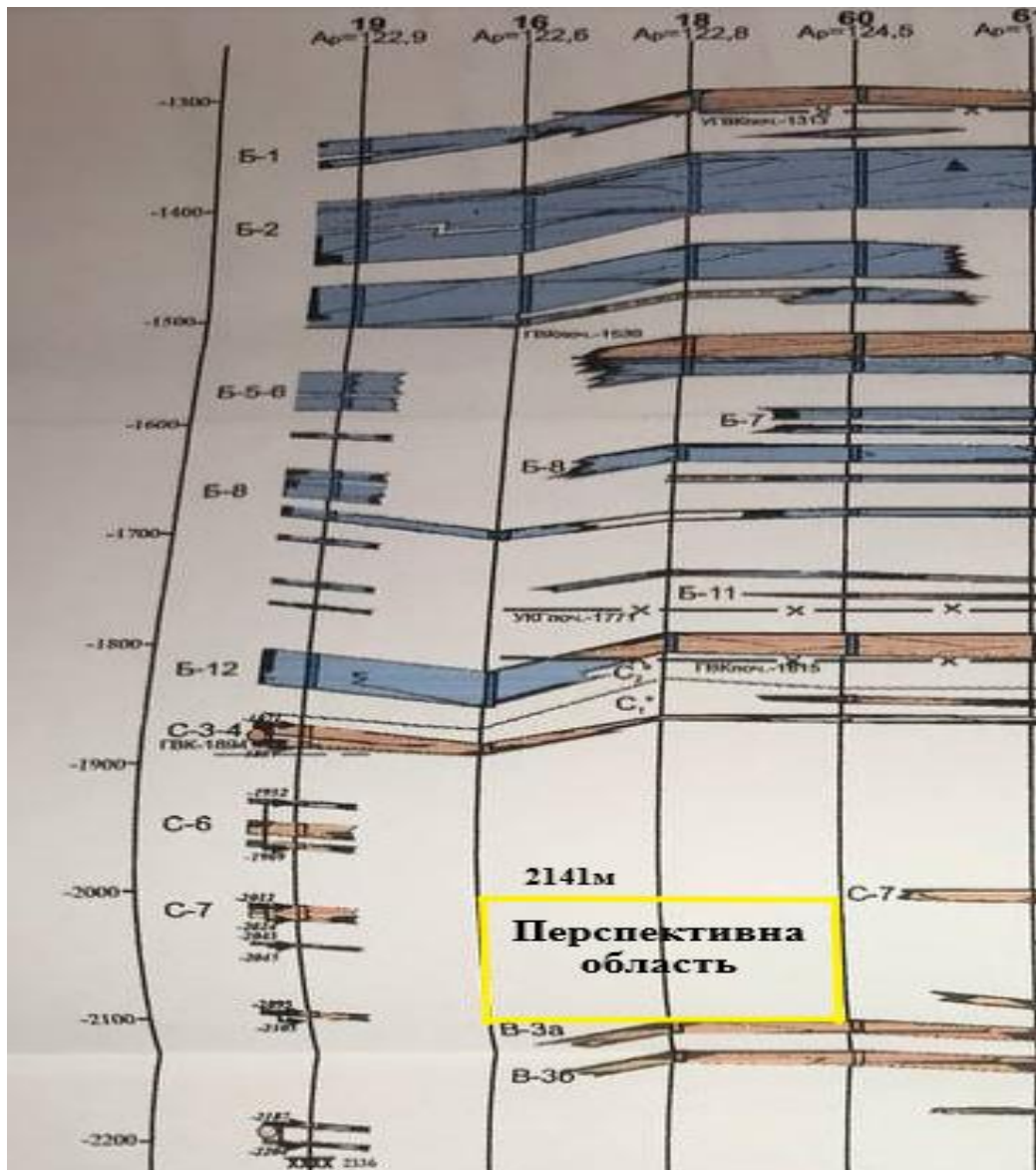


Рисунок 5.8 - Перспективна область утворення техногенних скупчень газу внаслідок розущільнення низькопористих колекторів над промисловими горизонтами (В-3а)+(В-3б) на Східно-Новоселівському НГКР

Перспективність цієї області підтверджується тим, що в районі свердловин № 16, № 18, № 60, в інтервалі виділених перспективних глибин, промисловий горизонт С-7 переривається, або заміщується низькопористими шарами пісковика з непромисловою газоносністю, які, після відпрацювання горизонтів (В-3а)+(В-3б) опиняються у області розущільнення, що сприяє утворенню техногенного покладу.

Висновки за розділом.

У пісковиках продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського НГКР із зростанням глибини залягання зменшується відкрита пористість і збільшується початковий тиск газу.

Для умов Східно-Новоселівського НГКР, глибина, на якій потенційна газонасиченість колекторів досягає максимальних значень $40,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ породи, дорівнює 2398 м.

Значення максимальної розрахункової (теоретичної) питомої газонасиченості колекторів на Східно-Новоселівському НГКР, в інтервалі глибин 300 – 4500 м змінюються за параболічною залежністю, а їх симетричне розташування відносно глибини 2400 м дозволяє вважати, що в межах інтервалу глибин 1396 – 3400 м всі значення максимальної потенційної газонасиченості промислових колекторів Східно-Новоселівського НГКР перевищують $33,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а початкова питома газонасиченість колекторів вище за $23,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, тому інтервал глибин від 2797 – до 3400 м є перспективним для накопичення затрубних запасів газу.

Доведено, що отримання додаткових запасів газу в геологічних умовах Руденківсько-Пролетарського НГР, в тому числі Східно-Новоселівського НГКР, пов'язане з техногенними покладами, які утворюються в низькопористих колекторах внаслідок їх розуцільнення після вилучення газу з промислового колектору та його ущільнення, розташовуються над промисловими горизонтами, що розробляються, обмежені в просторі, відносяться до категорії затрубних запасів, для початку вилучення яких із зон за обсадною колоною в експлуатованих свердловинах необхідно провести додаткові роботи.

Запропоновано, з метою встановлення положення зон і областей, які є перспективними для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу, використовувати геолого-промислові характеристики покладів, що розробляються, зокрема потужності основного суперколектора, значення його відкритої пористості, газонасиченості, початкового тиску газу, відстані до шару низькопористого колектору.

Встановлено, що в межах Східно-Новоселівського НГКР, в інтервалі глибин від 2797 – до 3400 м розрахункові значення максимальної питомої газонасиченості колекторів тотожні максимальній питомій газонасиченості колекторів, що розробляються, що дозволяє вважати ці глибини перспективними для накопичення затрубних запасів газу в низькопористих колекторах, після утворення в них техногенних покладів.

Визначена найбільш перспективна область, з позицій утворення техногенного покладу і накопичення затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР, яка виокремлена у районі розташування свердловин № 16, № 18, № 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), яка розповсюджується від глибини 2141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2233 м.

103М-21

ВИСНОВКИ

В роботі досліджені геологічні умови та характеристики Східно-Новоселівського НГКР, які визначають перспективність утворення техногенних покладів і накопичення затрубних запасів газу. Були обгрунтовані спільні риси і суттєві відмінності геологічних умов залягання промислових колекторів в покладах Східно-Новоселівського НГКР та покладах газоконденсатних родовищ, на яких обсяги видобутого газу перевищують його початкові запаси.

Геомеханічні процеси, які протікають в газоносному масиві після вилучення певних обсягів газу, контролюють формування техногенних покладів, які є джерелами отримання додаткових обсягів газу і з якими пов'язані «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси», а перспективність місць їх розташування визначається геолого-промисловим показниками та геологічними умовами залягання промислових колекторів.

Балансові розвідані запаси газу в покладах Східно-Новоселівського НГКР станом на 01.01.2010 року складають 6,059 млрд. м³, відбір газу з початку розробки в цілому по родовищу складає 4446 млн.м³, тобто 73,38 % від балансових запасів газу.

Основна частина покладів відноситься до пластових, склепінних, іноді тектонічно та літологічно екранованих. Всі поклади містять газоконденсат. Колектори представлені пісковиками, з пористістю від 11 до 24 % та газонасиченістю 0,6 – 0,9.

Газоконденсатні родовища Руденківсько-Пролетарського НГР взагалі, і Східно-Новоселівське, зокрема, характеризуються суттєвим впливом сучасної глибини залягання на зменшення відкритої пористості продуктивних піщаних колекторів та на збільшення початкових значень пластового тиску газу, які відповідають гідростатичному тиску з невеликим перебільшенням.

Встановлено, що розтягуючи зусилля природних процесів сольового діапїризму в межах Машівсько-Шебелинського ГР, який розташований в приосьовій зоні ДДЗ де суттєво розвинені процеси сольового діапїризму, на відміну від Руденківсько-Пролетарського НГР, в якому розташовано Східно-Новоселівське НГКР, сприяли розуцільненню газонасиченої товщі в великих масштабах, створюючи умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти так званих «суперколекторів», що призвело до підвищення ареалу живлення промислових колекторів, та в кінцевому результаті обумовило збільшення додаткових обсягів запасів газу, які встановлені на пізній стадії розробки, складають у середньому 27,6 % від початкових, відносяться до розбурених розроблювальних запасів й отримані з працюючих інтервалів наявних фільтрів.

З метою встановлення положення зон і областей, які є перспективними для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу, запропоновано використовувати геолого-промислові характеристики покладів, що розробляються, зокрема потужності основного суперколектора, значення його відкритої пористості, газонасиченості, початкового тиску газу, по яких розраховуються значення максимальної питомої газонасиченості колекторів та відстань від суперколектору до шару низькопористого колектору, на яку він розвантажується і набирає властивості промислового колектору.

Встановлено, що в межах Східно-Новоселівського НГКР, в інтервалі глибин від 2797 – до 3400 м розрахункові значення максимальної питомої газонасиченості колекторів тотожні максимальній питомої газонасиченості колекторів, які розробляються, що дозволяє вважати ці глибини перспективними для накопичення затрубних запасів газу в низькопористих колекторах, після утворення в них техногенних покладів.

Визначена найбільш перспективна область, з позицій утворення техногенного покладу та накопичення затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР, яка виокремлена у районі розташування

свердловин № 16, № 18, № 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), яка розповсюджується від глибини 2141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2233 м.

За результатами роботи опубліковані тези доповіді на конференції у вересні 2021 року в КНУ ім. Т.Г. Шевченка (м. Київ).

Автор і керівник роботи висловлюють подяку доктору геолого-мінералогічних наук, лауреату Державної премії України в галузі науки і техніки, професору В.В. Лукінову за надання методичної допомоги, постійну увагу до роботи, цінні поради та консультації.

103М-211

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини/ С.В. Кривуля // Харків: ТО Ексклюзив, 2014. – 174 с.
2. Євдошук М.І._Зміна парадигми нафтогазової геології/ М.І. Євдошук// Матеріали III міжнародної наукової конференції «Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи» - 2-5.09.2019.- К.: ІГН НАНУ, 2019.- С. 104-111.
3. Булат А.Ф. Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ / А.Ф. Булат., В.В. Лукінов., К.А. Безручко., О.П. Круковський., В.В. Круковська. // Доповіді НАН України. – 2018. – № 8 – С. 25–35.
4. Надрокористування в Україні /за ред. О.В. Кирилюка., Г.І. Рудька - Чернівці: Букрек, 2019. – 688 с.
5. Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Поверенний С.Ф., Сусяк Т.Я. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов. // Геол. Журн.. – 2017 - № 3. – С.23-30.
6. Маєвський Б.Й. Актуальні проблеми нафтогазової геології: навчальний посібник /Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, О.Є. Лозинський, В.Р. Хомін, Т.В. Здерка, М.І. Манюк // Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014.- 240 с.
7. Розроблення та впровадження науково-практичних геологічних заходів для збільшення видобутку природного газу в Україні. Веб-сайт. URL: <http://www.kdpu-nt.gov.ua/uk/content/rozroblennya-ta-vprovadzhennya-naukovo-praktychnyh-geologichnyh-zahodiv-dlya-zbilshennya> (Дата звернення: 12.10.2021р.)
8. Булат А.Ф. Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда /А.Ф. Булат, Е.Л. Звягильский, В.В. Лукинов, В.Г. Перепелица, Л.И. Пимоненко, Г.А. Шевелев. – Киев.: Наук. Думка, 2008. – 412 с.

9. Лукінов В.В., Безручко К.А., Приходченко О.В., Кобеза В.С. Показники перспективності отримання додаткових припливів вуглеводнів на газових родовищах. /Матеріали конференції «Від Мінералогії і Геогнозії до Геохімії, Петрології, Геології та Геофізики: фундаментальні і прикладні тренди ХХІ століття». //КНУ ім. Т.Г. Шевченка,, Київ, 28-30 вересня 2021 р. с. 193 – 197.
10. Жданов М.А. Нефтегазопромисловая геология. М. Гостоптехиздат. 1962. 536 с.
11. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./Українська нафтогазова академія. - Львів, 1999.- Т. III: Східний нафтогазоносний регіон - 1424 с.
12. Кореляційний аналіз в EXCEL. Веб-сайт. URL:<http://um.co.ua/7/7-4/7-45085.html>. (Дата звернення 13.10.2021р.)
13. Звіт про наукову-дослідну роботу «Уточнений проект розробки Східно-Новоселівського ГКР/ УкрНДІгаз 2010 р.
14. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./ Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.І: Східний нафтогазоносний регіон – 494с.
15. Булат А.Ф. Умови та наслідки техногенних геомеханічних процесів під час експлуатації газових та газоконденсатних родовищ/А.Ф. Булат, К.А. Безручко, В.В. Лукінов, О.В. Приходченко// Збірник праць Всеукраїнської конференції «Від мінералогії і геогнозії до геохімії, петрології, геології та геофізики: фундаментальні і прикладні тренди ХХІ століття», (MinGeoIntegration XXI), 28-30 вересня 2021 р. / ННІ «Інститут геології» КНУ ім. Т. Шевченка.- С.165-169.
16. Чебан О.В. Перспективи нарощування видобутку газу на старих родовищах Передкарпаття на прикладі Рудківського газового родовища/О.В. Чебан, В.М. Владика - Проблеми нафтогазової промисловості. – Київ, Вип.5. – 2007. –с. 326 – 328.
17. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./Українська нафтогазова академія.-Львів, 1998.- Т. IV: Західний нафтогазоносний регіон - 328 с.

18. Лукінов В.В. Методи прогнозу гірничо-геологічних умов розробки вугільних родовищ: навчальний посібник. /В.В. Лукінов, В.Ф. Приходченко, М.В. Жикаляк, О.В. Приходченко// Дніпро: НГУ. 2016. – 216 с.

103М-2111

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОППМ.22.01.ПЗ	Пояснювальна записка	91	
			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint	?	Слайди

103М

ДОДАТОК Б

ВІДГУК

керівника кваліфікаційної роботи магістра

на тему «Геологічні умови Східно-Новоселівського

нафтогазоконденсатного родовища, які обумовлюють приріст додаткових
запасів газу»

студента групи 103м-20-1 Кобези Владислава Сергійовича

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам освітньо-професійної програми підготовки магістрів спеціальності 103 Науки про Землю за напрямом підготовки «Геологія». В роботі простежується критичне осмислення професійних проблем, зокрема проблеми залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових обсягів природного газу та наявність у В.С. Кобези спеціалізованих концептуальних знань, необхідних для новітніх досягнень в галузі геології нафтогазових родовищ. Виконана робота характеризує вміння її автора інтегрувати знання з геологічної розвідки та експлуатації газоконденсатних родовищ (ГКР) для отримання нових знань з можливістю подальшого застосування їх в практичній діяльності.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю встановлення геологічних умов та характеристик Східно-Новоселівського НГКР, які визначають перспективність утворення техногенних покладів і накопичення затрубних запасів газу.

Поставлена мета роботи полягала в геологічному обґрунтуванні та встановленні в межах Східно-Новоселівського НГКР зон, перспективних для утворення техногенних покладів та накопичення затрубних запасів газу.

Узагальнені дані з геологічних умов залягання покладів на родовищах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, включаючи і Східно-Новоселівське НГКР, зіставляються із геологічними умовами залягання продуктивних горизонтів родовищ Машівсько-Шебелинського газоносного району, на яких отримано приріст запасів газу, зокрема аналізуються місцезнаходження у межах геологічного структурного елементу ДДЗ, встановлюється відмінність між проявами сольового діпіризму, газодинамічними характеристиками та фільтраційно-ємнісними показниками промислових колекторів цих двох районів.

Застосування запропонованого показнику - початкова питома газонасиченість промислових колекторів дозволяє оцінити перспективність глибоких горизонтів в межах Східно-Новоселівське НГКР.

На підставі співставлення геологічних умов і порівняння абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському газовому родовищі у Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському НГКР у ДДЗ, обираються геолого-промислові характеристики та виділяється область найбільш перспективна з позицій утворення техногенного покладу затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР.

Зміст роботи у повному обсязі відповідає національній рамки кваліфікації, а саме, відображає здатність автора використовувати сучасні аспекти природокористування, зокрема залучення до паливно-енергетичного комплексу нетрадиційних джерел вуглеводневих з низькопористих колекторів. Кваліфікаційна робота виконана самостійно, застосовувалися комп'ютерні програми Word, Excel.

Основні результати роботи опубліковані у Матеріалах конференції «Від Мінералогії і Геогнозії до Геохімії, Петрології, Геології та Геофізики: фундаментальні і прикладні тренди XXI століття» в КНУ ім. Т.Г. Шевченка (м. Київ) 28-30 вересня 2021 р. с. 193 – 197.

Пояснювальна записка, як і презентація, оформлена з урахуванням діючих стандартів. Текст викладений логічно, зрозуміло, лаконічно. Рекомендована оцінка за виконану кваліфікаційну роботу «відмінно» (96). Вважаю, що Кобеза Владислав Сергійович заслуговує за дипломування присвоєння освітньої кваліфікації магістра за освітньою програмою «Геологія».

Керівник роботи

Доктор геол. наук, проф. каф. ГРРКК

М.В. Рузіна

ДОДАТОК В

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

«Геологічні умови Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища, які обумовлюють приріст додаткових запасів газу»
студента групи 103м- 20-1 Кобези Владислава Сергійовича.

Дипломна робота В.С. Кобези присвячена дослідженню геологічних умов та характеристик Східно-Новоселівського НГКР, які визначають перспективність утворення техногенних покладів і накопичення затрубних запасів газу в низькопористих колекторах, з метою залучення до видобутку додаткових об'ємів вуглеводнів.

Новизна отриманих результатів полягає у встановленні природній дії процесів сольового діапїризму, які генерують розтягуючи зусилля в межах Машівсько-Шебелинського ГР, що розташований в приосьовій зоні ДДЗ, сприяють розущільненню газонасиченої товщі в великих масштабах, створюючи умови міграції газу з шарів низькопористих колекторів в продуктивні горизонти так званих «суперколекторів», що й призвело до підвищення ареалу живлення промислових колекторів, та в кінцевому результаті обумовило збільшення додаткових обсягів запасів газу, які встановлені на пізній стадії розробки, складають у середньому 27,6 % від початкових, відносяться до розбурених розроблювальних запасів й отримані з працюючих інтервалів наявних фільтрів.

На відміну від Машівсько-Шебелинського ГР, газоконденсатні родовища Руденківсько-Пролетарського НГР взагалі, і Східно-Новоселівського, зокрема, характеризуються відсутністю проявів сольового діапїризму, суттєвим впливом сучасної глибини залягання на зменшення відкритої пористості продуктивних піщаних колекторів та на збільшення початкових значень пластового тиску газу із глибиною, що доведено встановленими залежностями та дозволяє користуватися ними при оцінці перспектив накопичення додаткових запасів газу.

В результаті виконаних досліджень обґрунтовані та визначені геолого-промислові показники, за якими виділено перспективну зону утворення додаткових ресурсів газу на Східно-Новоселівському НГКР, зокрема в інтервалі глибин від 2797 – до 3400 м.

Практичне значення результатів роботи полягає у визначенні найбільш перспективної області, з позицій утворення техногенного покладу та накопичення затрубних запасів газу в межах Східно-Новоселівського НГКР,

яка виокремлена у районі розташування свердловин № 16, № 18, № 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі промислового горизонту (В-3а)+(В-3б), яка розповсюджується від глибини 2141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2233 м.

Пояснювальна записка оформлена у відповідності до стандартів НТУ «Дніпровська політехніка». Текст викладений послідовно, аргументація логічна та доречна. Мова правильна, чиста, ясна.

Рекомендована оцінка «відмінно» (94 бали).

Рецензент:

доктор геол. наук,
професор кафедри
геофізичних методів розвідки
НТУ «Дніпровська політехніка»

О.К. Тяпкін

103М-211