

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

_____ (інститут)
_____ Геологорозвідувальний факультет _____
(факультет)
Кафедра _____ Геології і розвідки родовищ корисних копалин _____
(повна назва)

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

студента _____ Кобези Владислава Сергійовича _____
(ПІБ)
академічної групи _____ 103-16-1 _____
(шифр)
спеціальності _____ 103 Науки про Землю _____
(код і назва спеціальності)
за освітньо-професійною програмою «Геологія» _____
(офіційна назва)
на тему Визначення перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів (на прикладі Рудківського газового родовища) _____
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

(повна назва)

(підпис) (прізвище, ініціали)

« ____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня _____ **бакалавра**
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Кобезі Владиславу Сергійовичу _____ **академічної групи** 103 -16-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності _____ 103 Науки про Землю _____

за освітньою-професійною програмою _____ «Геологія» _____
(за наявності)

на тему _____ Визначення перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів (на прикладі Рудківського газового родовища) _____

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 04.05.2020 №254с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	1 Огляд робіт з вивчення впливу геологічних та гірничотехнічних чинників на колекторські властивості порід вугленосних та газоносних відкладів	04.05.20- 09.05.20
	2 Вибір напрямків дослідження та методів їх вирішення	09.05.20-11.05.20
	3 Встановлення впливу геологічних та гірничотехнічних чинників на колекторські властивості порід вугленосних та газоносних відкладів.	11.05.20-16.05.20
	4 Детальний аналіз Передкарпатської нафтогазоносної області	16.05.20-25.05.20
Спеціальний	5 Аналіз основних характеристик покладів газу на Рудківському родовищі до початку експлуатації та після вилучення основних обсягів газу	25.05.20-01.06.20
	6 Обґрунтування методичного підходу до перспективності умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів	01.06.20-12.06.20

Завдання видано _____ Хоменко Н.В. _____
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____ 05.05.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії _____ 19.06.2020

Прийнято до виконання _____ Кобеза В.С. _____
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 67 с., 3 табл., 15 рис., 3 додатки, 15 джерел.

ГАЗ, ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ, ІНТЕРВАЛ РОЗВАНТАЖЕННЯ, КОЕФІЦІЄНТ РОЗУЩІЛЬНЕННЯ, НИЗЬКО ПОРИСТІ ПІСКОВИКИ.

Предмет дослідження – умови переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів.

Об'єкт дослідження – геологічні умови та колекторські властивості покладів на Рудківському газовому родовищі.

Мета роботи – встановлення порядку розрахунку та визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розущільнення низько пористих колекторів.

В результаті досліджень розраховано граничне значення інтервалу розвантаження для підроблених пісковиків, встановлені коефіцієнти впливу на розущільнення пісковиків та обґрунтовано методичний підхід до визначення перспективності умов переходу низько пористих пісковиків до колекторів, придатних до промислового видобутку газу.

Новизна роботи полягає в обґрунтуванні та визначенні границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу.

Взаємозв'язок з іншими роботами - продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері вивчення зміни геологічних умов залягання газових та газоконденсатних покладів на завершальних стадіях експлуатації родовищ.

Сфера застосування - прогноз перспективності залучення до видобутку вуглеводнів на діючих та закритих газових та газоконденсатних родовищах.

Практична значимість - спрямована на розширення сировинної бази вуглеводнів України.

ЗМІСТ

СКОРОЧЕННЯ.....	6
ВСТУП	7
1 ОГЛЯД РОБОТ З ВИВЧЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ТА ГІРНИЧОТЕХНІЧНИХ ЧИННИКІВ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ВУГЛЕНОСНИХ ТА ГАЗОНОСНИХ ВІДКЛАДІВ.	11
2 МЕТОДИКА РОБОТИ.....	21
3 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ НА ЗМІНУ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПІСКОВИКІВ ДОНЕЦЬКОГО ВУГІЛЬНОГО БАСЕЙНУ ТА ГАЗОВИХ РОДОВИЩ.....	23
4 КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕДКАРПАТСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ	32
4.1 Умови нафтогазонакопичення	32
4.2 Стратиграфія	33
4.3 Термобаричні умови.....	38
4.4 Фізико-хімічні властивості вуглеводнів.....	39
5 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ГАЗУ НА РУДКІВСЬКОМУ ГАЗОВОМУ РОДОВИЩІ ДО ПОЧАТКУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПІСЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ОСНОВНИХ ОБСЯГІВ ЗАПАСІВ ГАЗУ ...	43
6 ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДИЧНОГО ПІДХОДУ ДО ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ УМОВ ПЕРЕХОДУ НИЗЬКО ПОРИСТИХ ПІСКОВИКІВ ДО ПРОМИСЛОВИХ КОЛЕКТОРІВ НА ПРИКЛАДІ РУДКІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА.....	50

ВИСНОВКИ	61
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	63
Додаток А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	65
Додаток Б Відгуки керівників кваліфікаційної роботи.....	66
Додаток В Рецензія.....	67

ГРФ, ГІР РКК - 2020

СКОРОЧЕННЯ

ГВК – газоводяний контакт;

ГО – газоносна область;

ГР – газоносний район;

ДДз – Дніпровсько-Донецька западина;

МВХ – метод відбитих хвиль;

НГО – нафтогазоносна область;

НГР – нафтогазоносний район;

ПР – перспективний район;

РОР – розсіяні органічні речовини;

ФСВ – фільтраційно-ємнісні властивості.

ГРФ, ГІР РКК - 2020

ВСТУП

Рівень забезпечення економіки України сировинною базою енергетичних ресурсів є запорукою її сталого розвитку. Це вимагає залучення до паливно-енергетичного комплексу країни додаткових резервів. Одним з проблемних питань, яке заслуговує своєчасної, особливої та першочергової уваги є пошук покладів нафти і газу у старих нафтогазовидобувних регіонах з розвинутою інфраструктурою [1]. На відомих родовищах, що експлуатуються тривалий час, перспективи промислового скупчення вуглеводнів можуть бути пов'язані з вторинними газовими пастками нетрадиційного типу, які утворюються у низько пористих колекторах. Зокрема, вилучення значних обсягів газу з колекторів, які експлуатуються, призводить до зниження тиску флюїдів у них, викликає їх ущільнення та сприяє розвантаженню від гірського тиску порід, які залягають вище продуктивних горизонтів. В свою чергу, розвантаження цих порід впливає на їх розущільнення та, як наслідок, утворення додаткових тріщин. У випадку наявності низько пористих колекторів в покрівлі продуктивних горизонтів, ураження їх тріщинами підвищує колекторські властивості та слугує суттєвим чинником формування нових продуктивних горизонтів. В той же час, виявлення нових покладів на родовищах, які знаходяться на завершальній стадії експлуатації вельми привабливо, тому що дозволяє використовувати налагоджену, перевірену роками інфраструктуру та створені соціальні умови.

Ідея роботи полягає в тому, що приймаючи за основу встановлену для вугільних родовищ закономірність впливу ущільнення порожнин, які утворюються внаслідок виймання вугільних пластів на розвантаження порід, що залягають вище виробленого простору, та вважаючи тотожними ущільнення гірського масиву на товщину вугільного пласта, що виймається та ущільнення товщини колектора газу на товщину, еквівалентну ефективної

пористості, визначити, які параметри покладів природного газу, що знаходиться на останніх стадіях експлуатації, можуть впливати на розуцільнення низько пористих колекторів та сприяти формуванню нових покладів або збільшенню ефективної потужності колекторів старих покладів.

Вирішення цих питань дозволило б контролювати параметри покладів природного газу, що знаходиться на останніх стадіях експлуатації, які можуть впливати на формування нових покладів або збільшення потужності колекторів старих покладів, що сприяло б визначенню перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів на газових та газоконденсатних родовищах.

Для дослідження питань, чи можливо вважати ущільнення товщини колектора газу на товщину, еквівалентну його ефективної пористості та використовувати для прогнозу відстані цього впливу на розуцільнення низько пористих пісковиків, в якості об'єкта досліджень обрані дані про геологічні умови та колекторські властивості покладів на Рудківському газовому родовищу, тому що геологічні умови розташування та розробки на цьому родовищі дозволяють порівнювати запаси газу, які оцінені в період геологічної розвідки та після вилучення їх основних об'ємів.

Вважаючи предметом дослідження закономірності впливу ущільнення промислових колекторів після відбору газу на розуцільнення низько пористих колекторів в межах газоконденсатного родовища, в якості базового продуктивного колектора, так званого колектора впливу, в цьому випадку, обирається найнижчий та найпотужніший масивний тріщино-поровий колектор масивного карбонатного покладу, ущільнення якого розраховувалось за даними його ефективної пористості та потужності покладу. Розрахунки проводились через значення ефективної пористості та максимальну товщину карбонатно-піщаного колектора, тобто потужність покладу, тому що цей поклад є єдиним гідродинамічним резервуаром.

Вибір в якості основного об'єкта дослідження Рудківського газового родовища обумовлено ще й тим, що на цьому родовищі, після завершення його експлуатації, викрито новий поклад, який розташований саме над масивним та найпотужнішим покладом. Крім того, в покладах, які були відкриті в процесі геологічної розвідки і які теж залягають над масивним та найпотужнішим карбонатним покладом, видобуті запаси газу значно перевищують попередньо оцінені, що може свідчити про вплив відбору значних об'ємів газу на розуцільнення низько пористих колекторів, які залягають над потужними колекторами, що розробляються.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю вивчення адекватності ущільнення гірського масиву вугленосної товщі після виймання вугільного пласту певної товщини та ущільнення гірського масиву газоносною товщі після вилучення газу з колектора, розраховуючи це ущільнення через скорочення товщини ефективного колектора пропорційно ефективній пористості. Встановлення на конкретних прикладах, які значення колекторських властивостей природних газових, або газоконденсатних горизонтів можуть впливати на їх ущільнення на завершальній стадії експлуатації та на яку відстань цей процес може впливати на розуцільнення низько пористих колекторів, які залягають над горизонтами, що розробляються, створюючи умови, перспективні для набуття ними характеристик, сприятливих для видобутку газу у промислових обсягах, дозволило б прогнозувати перспективність залучення до видобутку газу нових об'єктів на діючих та закритих газових та газоконденсатних родовищах.

Таким чином, метою роботи є встановлення порядку розрахунку та визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розуцільнення низько пористих колекторів в межах одного родовища, що сприяло б залученню до промислового видобутку додаткових обсягів газу.

Завдання досліджень полягало:

- у виконанні порівняльного аналізу впливу геологічних умов на зміну колекторських властивостей пісковиків вугільних родовищ Донецького басейну та газових і газоконденсатних родовищ;

- у розробці узагальненого підходу до оцінки ущільнення товщини промислового колектора після вилучення газу, враховуючи його тотожність та відмінність від процесів ущільнення гірського масиву на товщину вугільного пласта, що виймається на вугільних шахтах;

- у дослідженні геологічних умов та газодинамічних характеристик Рудківського газового родовища та визначенні перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів;

- у обґрунтуванні узагальненої оцінки перспективності переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів на підставі вивчення умов залягання промислових горизонтів газоконденсатних родовищ.

Методичним підґрунтям досліджень був збір, аналіз та узагальнення даних з колекторських властивостей, зокрема відкритої та ефективної пористості пісковиків Донбасу та газових і газоконденсатних родовищ з фіксованою глибиною залягання; дослідження геологічних умов та газодинамічних характеристик покладів газу на Рудківському родовищі до початку експлуатації та після вилучення основних обсягів запасів; обґрунтування узагальненої оцінки перспективності умов переходу низько пористих пісковиків у промислові колектори, що виконувалось з урахуванням встановлених для порід вугленосної товщі Донбасу закономірностей про розущільнення пісковиків, які залягають над пластами вугілля, що видобувається.

Новизна роботи полягає в обґрунтуванні та визначенні границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розущільнення низько пористих колекторів в межах одного газоконденсатного родовища, що характеризує частину геологічного розрізу, в якому існує перспективність переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів.

1 ОГЛЯД РОБОТ З ВИВЧЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ТА ГІРНИЧОТЕХНІЧНИХ ЧИННИКІВ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ВУГЛЕНОСНИХ ТА ГАЗОНОСНИХ ВІДКЛАДІВ

Проблема нафтогазоносності порід-колекторів з пониженими фільтраційно-ємнісними властивостями, є дуже актуальною для нафтогазоносних регіонів України. Як констатують геологи нафтогазової галузі [2], в теперішній час на теренах нафтогазоносних областей України пошуки родовищ в антиклінальних структурах завершуються, а перспективи нарощування запасів нафти і газу пов'язуються з пастками не антиклінального типу та з колекторами з пониженими фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ). На їх думку, вкрай необхідним є новий підхід до вирішення проблеми встановлення промислової нафтогазоносності порід-колекторів з пониженими ФЄВ, враховуючи їх вирішальне значення серед чинників перспективності нетрадиційних структурних форм. Розглядаючи цю проблему комплексно, вони вважають вкрай актуальним створення спеціальної науково-виробничої програми з вирішення проблеми промислової нафтогазоносності порід-колекторів з пониженими ФЄВ, в яку пропонують включити роботи з прогнозування розповсюдження, умов розкриття, випробування, дослідження та дослідно-промислової розробки.

В той же час, досвід тривалої розробки багатьох вуглеводневих родовищ засвідчив такий факт, коли фіксується значне перевищення обсягів отриманого газу у порівнянні з підрахованими під час геологічної розвідки запасами. Встановлено, що основний обсяг приросту запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газоносності, уточнення підрахункових параметрів та є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низько проникних слабогазоносних порід, які не були

враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високо проникними пластами, по мірі зниження в них тиску [3]. Наведені факти свідчать про нерозкритий потенціал багатьох родовищ і необхідність подальшої дорозвідки з розумінням та відповідним науковим обґрунтуванням чинників процесу залучення до видобутку значних додаткових об'ємів газу.

Про те, що перспективи відкриття нових покладів вуглеводнів можуть бути пов'язані з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема, низькопористими колекторами, в тому числі, на відомих родовищах, які експлуатуються тривалий час, вказується в роботі [4].

Будови природних резервуарів родовищ нафти і газу представлені різноманітними літофаціальними типами порід: карбонатними, теригенними, теригенно-карбонатними, карбонатно-теригенними, вулканогенно-осадовими, а іноді і кристалічними породами-колекторами з гранулярною, тріщино-гранулярною та тріщино-кавернозною пористістю. Зазвичай, промислова пористість для теригенних і вулканогенно-осадових порід-колекторів змінюється в межах 6-17%, для карбонатно-хемогенних – від 3 до 8-18% [2].

На більшості родовищ нафти і газу переважно розповсюджуються породи-колектори у піщаних та карбонатних продуктивних комплексах, яким властива зональність розвитку та літологічна мінливість за площею та розрізом. Наявність продуктивних комплексів з породами-колекторами даного типу є надзвичайно сприятливим чинником для утворення скупчень вуглеводневих літологічно обмеженого типу, які у поєднанні з диз'юнктивними та плікативними порушеннями, з одного боку сприяють формуванню неантиклінальних пасток різного типу, а з другого, ускладнюють встановлення промислової нафтогазоносності ділянок з пониженими ФЄВ.

Досвід довгострокової розробки газових та газоконденсатних родовищ, який зафіксував на багатьох з них значне перевищення обсягів видобутого

газу у порівнянні з підрахованими запасами за даними геологічної розвідки, свідчить про нерозкритий потенціал вуглеводневих родовищ, що експлуатуються. Цей факт вказує на необхідність подальшої дорозвідки газових та газоконденсатних родовищ, з розумінням та відповідним науковим обґрунтуванням чинників процесу набуття низько пористими породами властивостей промислових колекторів, уявленням про умови формування резервуарів та скупчень природного газу під впливом техногенного чинника, задля залучення до видобутку значних додаткових об'ємів газу.

В роботі [4] вказується на так званий механізм «дренажу» або «підживлення» газом на діючих газових родовищах, який працює по всій величезній площі газоносності контактів високо пористих або високо тріщинуватих колекторів. Такий контакт може здійснюватись також і по тектонічних порушеннях. Так, пласти з низькими значеннями відкритої пористості (3–5–7%) віддають газ в більшості не в саму свердловину, а, в першу чергу, в пласти з суттєво кращими значеннями між зернової проникності та пористості (до 13–20%) або у високо проникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Таким чином, здійснюється сумісна робота щільних та високо проникних колекторів.

Автори [4] припускають, що наявність перетоків газу із низько проникних пластів у високо проникні, які впливають на залучення до розробки додаткових запасів газу, що міститься у низько проникних слабо газоносних колекторах, можуть бути наслідком геомеханічних процесів, що відбуваються під час тривалої експлуатації газового родовища. Саме вилучення вуглеводнів знижує тиск газу у колекторі, що провокує прояв пружних деформацій скелету порід – колекторів та призводить до ущільнення продуктивних пластів.

Порівняння двох процесів, які відбуваються в гірському масиві після вилучення таких корисних копалин, як вугілля та природний газ, вказує на

те, що при розробці вугільних родовищ з надр виймається вугілля, тобто виймається певний, наочно помітний об'єм, утворюючи так званий вироблений простір, який потім заповнюється зруйнованою породою та згодом ущільнюється під впливом гірського тиску, що в свою чергу, призводить до розущільнення порід, які залягають над виробленим простором. Таким чином, після видобутку вугілля, у гірському масиві, що розробляється, відбуваються процеси ущільнення-розущільнення вуглевміщуючих порід, які призводять до змінення їх колекторських властивостей.

Під час розробки газових родовищ та вилученні з надр природного газу, відбувається зниження тиску газу в колекторі, що призводить до зниження опору мінеральної оболонки пори гірському тиску. Під впливом дії гірського тиску та викликаних ним пружних або не пружних деформацій у породі-колекторі, її скелет стискається, а загальний об'єм пор скорочується. Проте, ущільнення породи-колектора внаслідок цього процесу наочно не помітне.

Слід зазначити, що розглядаючи гірський масив як єдину систему, можна стверджувати про тотожність процесів деформації порід, що його складають, як у випадку вуглевміщуючої товщі після виймання вугільних пластів, так і у випадку газоносної товщі після вилучення газу.

У вугленосних відкладах, після виймання вугілля, утворення порожнини на його місці, яка заповнюється зруйнованими породами, з наступним утворенням чергування ущільнених та розущільнених порід, створюються умови, сприятливі для накопичення скупчень газу. Перерозподіл газу відбувається за рахунок виділення газу з пор низько проникних пісковиків вугільно-породного масиву з пониженими фільтраційно-ємнісними властивостями. В такому випадку сумісний вплив природних та техногенних чинників підвищує рухливість метану у системі та активізує процес його міграції у сприятливі зони [6]. Міграція метану може відбуватися за умови наявності тріщинуватості у породах, що утворюється внаслідок тектонічних процесів, які формують складчастість - природний чинник, або під дією

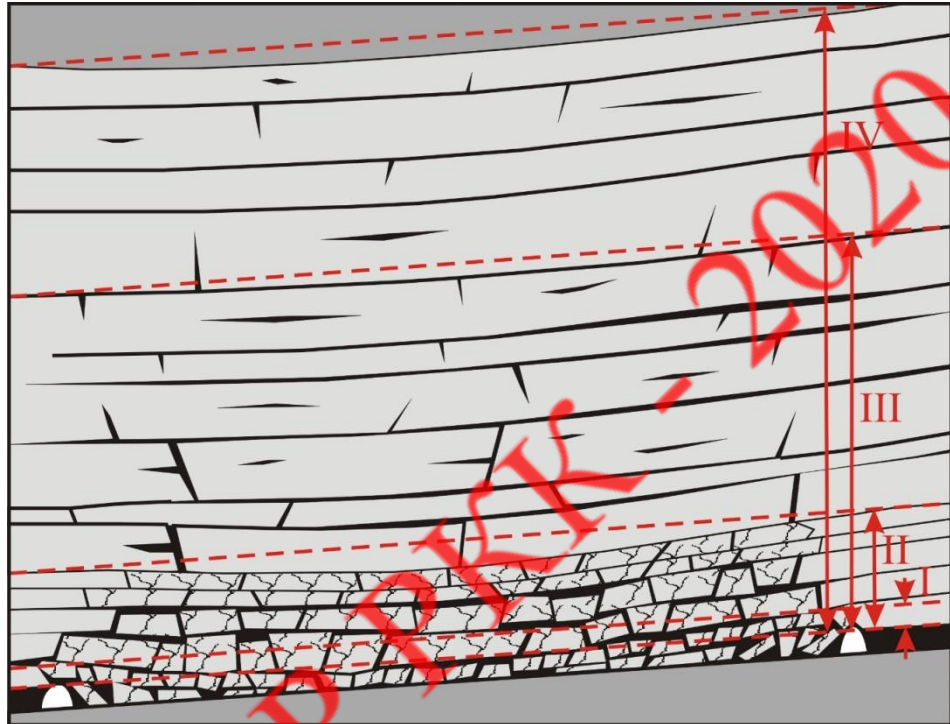
техногенного впливу, який виникає в результаті виймання вугілля та порушення рівноваги гірського тиску у вугільно-породному масиві, завдяки чому створюються зони розущільнення вуглевміщуючих порід, в яких збільшується проникність та порушується стала рівновага у системі «вода-газ» породного масиву [7].

В роботі [8] детально описано процес змінення природної рівноваги системи «вода-газ» з подальшим формуванням техногенного газового скупчення у низько пористих пісковиках гірського масиву, що розробляється. Після підробки гірського масиву очисними гірничими виробками, які мають велику площу, низько пористі пісковики розвантажуються від гірського тиску, просідають, частка їх шарів порушується тріщинами, що збільшує проникність, вивільнюючи значні об'єми метану, які стають рухливими.

В низько пористих пісковиках газ та вода розсіяні по порах, не рухомі, тому їх співвідношення відображається так званим «розсіяним газоводяним контактом». На кшталт розсіяної органічної речовини (POR), яка представлена твердими частинками, газоподібна речовина, а саме метан, теж є суттєвою складовою низько пористих пісковиків, який виступає основним джерелом та його постачальником у техногенні скупчення. Метан виділяється з техногенних скупчень, які сформувались у процесі підробки пісковиків внаслідок збільшення їхньої проникності через тріщино утворення, та по тріщинах спрямовуються до гірничих виробок, до вибоїв свердловин, пробурених раніше з гірничих виробок або з денної поверхні. У техногенних скупченнях відбувається розділення газу та води за їх густиною, внаслідок чого формується «концентрований» газоводяний контакт. Техногенні тріщини сприяють сполученню між порами в пісковіку, завдяки чому метан прагне зайняти гіпсометрично вище положення, а вода, нижче. Так, під час підроблення гірничими роботами дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні, зі свердловини спочатку викидається чистий газ, потім деякий час зі свердловини виноситься суміш газу з водою, що відображає бурхливе формування з «розсіяного» газоводяного контакту

«концентрованого», після чого закінчується формування техногенного скупчення метану, яке характеризується інтенсивним фонтануванням метану зі свердловини.

Як уражується тріщинами гірський масив після виймання вугілля детально описано та наочно проілюстровано (рис. 1.1) у роботі [9].



I - зона безладного обвалення гірських порід; II – зона упорядкованого обвалення гірських порід; III – зона розуцільнення гірських порід, тріщин розшарування та активних січних вертикальних; IV – зона зародження тріщин розшарування та січних тріщин

Рисунок 1.1 - Зони розуцільнення підробленого гірського масиву, за [9]

Послідовність процесів, які призводять до деформування порід покрівлі вугільних пластів під час їх відпрацювання вказується у роботі [10]. Вони відбуваються в наступному порядку - обвалення хибної покрівлі, прогинання та розшарування шарів безпосередньої покрівлі, виникнення в них січних тріщин та утворення блоків, обвалювання яких заповнює вироблений простір породою, створюючи підпір розміщеній вище основній покрівлі, яка, у свою чергу опускається, уражується тріщинами розшарування та окремими січними тріщинами, переважно в нижній частині основної покрівлі, в той же

час над породами основної покрівлі формується зона розушільнення, з окремими тріщинами розшарування. Слід зазначити, що більш пластичні аргіліти менш уражені тріщинами, тому саме верствам аргілітів притаманні ізолюючі властивості і вони, разом з не враженими тріщинами шарами пісковиків, відіграють роль екранів у техногенних скупченнях.

Формування техногенних скупчень газу, відбувається за вирішальним впливом геомеханічного чинника, який ініціює процес розушільнення та тріщино утворення. На вугільних шахтах це пов'язано з підробкою породного масиву гірничими виробками, що провокує збільшення газонасиченості (ступеня заповнення пор газом) за рахунок збільшення об'єму порового простору, коли газ першим набуває більшої проникності та рухливості і прямує до місця розушільнення (меншого тиску). Певну роль відіграє літологічний чинник, який теж впливає на формування техногенного резервуара, визначаючи фільтраційно-ємнісні властивості техногенного колектора і характеристики порід, які сприяють екрануючим властивостям.

Під час розробки газових родовищ дію геомеханічного чинника віддзеркалюють такі процеси, як осідання земної поверхні, руйнування обсадних колон свердловин, зміни фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів і їх газовіддачі, техногенні землетруси, тощо. Розробка вугільних родовищ теж супроводжується осіданням земної поверхні, руйнуванням обсадних колон дегазаційних свердловин, покращенням фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-пісковиків та збільшенням їх газовіддачі. Все це дозволяє зробити висновок про тотожність геомеханічних процесів як після видобування вугілля, так і після видобування природного газу.

За підсумками авторів роботи [4], низько проникні колектори на родовищах вуглеводнів надто чутливі до деформації системи "продуктивний пласт – вміщуючі породи", яка порушується під час видобутку корисних копалин. Ця чутливість визначається властивостями твердого скелету і флюїду, що насичує колектор, а також їх взаємодією. Вона реалізується у

вигляді порушення суцільності продуктивного пласта, утворення та розвитку мікротріщинуватості і, як наслідок, збільшення його проникності.

Враховуючи, що низько проникні колектори, як правило, представлені неоднорідними гірськими породами, для яких притаманний аномальний характер зміни проникності під час їх деформації, важливу роль в утворенні тріщинуватості в таких породах відіграють так звані "структурні" напруження, що також сприяє поліпшенню фільтраційно-ємнісним властивостей продуктивного пласту.

Співставлення поведінки гірського масиву під час видобутку вугілля на вугільних родовищах та природного газу на газових та газоконденсатних родовищах, дозволило авторам [3,4] запропонувати гіпотезу утворення вторинної тріщино-пористої структури в низько проникних породах-колекторах, формування якої може відбуватися внаслідок зниження тиску газу і розвитку деформацій стискування в продуктивному колекторі, які відповідно ведуть до виникнення деформацій розтягування у тому числі і в довколишніх низько пористих колекторах, сприяючи поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей, залученню вільного газу в процес перетікання в основний продуктивний пласт, або у наново утворений техногенний колектор, безпосередньо не пов'язаний з зоною фільтрації видобувної свердловини.

На підставі чисельного моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів газового родовища, автори [4] встановили, що на початку експлуатації газового родовища зміна тиску газу в резервуарі незначна і не впливає помітно на зміну поля напружень, а наприкінці експлуатації, відбувається розвантаження пласта, що спричиняє деформування вище- і нижче розташованої породної товщі, підвищуючи різнокомпонентність поля напружень, що сприяє зростанню проникності порід поблизу пласта-колектора при виснаженні запасів вуглеводнів.

Таким чином, підвищення різнокомпонентності поля напружень обумовлює зростання проникності низько пористого колектора газу, що, в

свою чергу, викликає збільшення його газовіддачі. Автори [4] констатують, що на початковому етапі експлуатації газового, або газоконденсатного родовища геологічні чинники відіграють визначальну роль, але в процесі експлуатації, до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні.

Висновки за розділом.

Підсумовуючи виконані дослідження з аналізу впливу геологічних та гірничотехнічних чинників на колекторські властивості порід вугленосних та газоносних відкладів, слід зазначити, що незважаючи на подібність досліджених геомеханічних процесів, деякі питання залишаються до сих пір не вирішеними.

Не уточнено, наскільки різна реакція порід, зокрема колекторських властивостей пісковиків вугленосних та газоносних товщ на вплив геологічних умов; не з'ясовано, чи можна оцінювати ущільнення товщини промислового колектора після вилучення газу, використовуючи розрахунки, які отримані для випадків виймання вугільного пласта; не встановлені геологічні умови, сприятливі для переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів; не розроблені узагальнені оцінки перспективності переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів.

Отже, враховуючи результати аналізу робіт, присвячених вивченню впливу геологічних та гірничотехнічних чинників на колекторські властивості порід вугленосних та газоносних відкладів, були сформульовані наступні завдання досліджень:

- виконати порівняльний аналіз впливу геологічних умов на зміну колекторських властивостей пісковиків Донецького вугільного басейну та газоконденсатних родовищ;

- розробити узагальнений підхід до оцінки ущільнення товщини промислового колектора після вилучення газу, враховуючи його тотожність та відмінність від процесів ущільнення гірського масиву на товщину вугільного пласта, що виймається на вугільних шахтах;

- дослідити геологічні умови та газодинамічні характеристики Рудківського газового родовища та визначити перспективні умови переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів;

- обґрунтувати узагальнену оцінку перспективності переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів на підставі вивчення умов залягання промислових горизонтів газових та газоконденсатних родовищ.

ГРФ, ГіР РКК - 2020

2 МЕТОДИКА РОБОТИ

Метою роботи є встановлення порядку розрахунку та визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розущільнення низько пористих колекторів в межах Рудківського родовища.

Завдання роботи полягає у: виконанні порівняльного аналізу впливу геологічних умов на зміну колекторських властивостей пісковиків вугільних родовищ Донецького басейну та газових і газоконденсатних родовищ; розробці узагальненого підходу до оцінки ущільнення товщини промислового колектора після вилучення газу, враховуючи його тотожність та відмінність від процесів ущільнення гірського масиву на товщину вугільного пласта, що виймається на вугільних шахтах; дослідженні геологічних умов та газодинамічних характеристик Рудківського газового родовища та визначенні перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів; обґрунтуванні узагальненої оцінки перспективності переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів на підставі вивчення умов залягання промислових горизонтів газоконденсатних родовищ.

Методичним підґрунтям досліджень був збір, аналіз та узагальнення даних з колекторських властивостей, зокрема відкритої та ефективної пористості пісковиків Донбасу та газових і газоконденсатних родовищ з фіксованою глибиною залягання.

На першому етапі, для визначення спільних та відмінних характеристик піщаних колекторів Припятьсько-Донецької та Карпатської нафтогазоносних провінцій, проведено порівняльний аналіз впливу геологічних умов на зміну колекторських властивостей. Аналіз геологічних даних виконано з використанням персонального комп'ютер та програми Microsoft Excel.

Використовуючи функції Excel побудовані графіки що демонструють встановлені залежності.

На другому етапі, для встановлення сприятливих геологічних умов та газодинамічних характеристик переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів, детально розглянуто характеристики покладів газу на Рудківському родовищі до початку експлуатації та після вилучення основних обсягів запасів газу.

На третьому етапі, для оцінки ущільнення товщини промислового колектора після вилучення газу, з урахуванням його тотожності та відмінності від процесів ущільнення гірського масиву на товщину вугільного пласта, що виймається на вугільних шахтах застосовано математичні розрахунки та метод запропонований В.В. Лукіновим [9]. Де, для розрахунку відстані розвантаження від гірського тиску пісковиків та алевролітів, що залягають над газовим або газоконденсатним колектором використана формула, що використовується для вугільного масиву. Де, для зручності розрахунків на газових і газоконденсатних родовищах, показник вийманої потужності вугільного пласта, замінено на показник сумарної товщини ефективних пор у колекторі. Детально метод розрахунків наведено у шостому розділі роботи. Розраховано коефіцієнт впливу на розущільнення низько пористих пісковиків. Візуалізація результатів досліджень виконано з застосуванням програми Excel.

Обрані методи дозволять провести детальній аналіз та обґрунтувати методичний підхід до визначення перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до колекторів придатних до промислового видобутку газу, що сприяло б залученню до промислового видобутку додаткових обсягів газу на родовищах, які знаходяться на завершальній стадії експлуатації.

3 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ НА ЗМІНУ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПІСКОВИКІВ ДОНЕЦЬКОГО ВУГІЛЬНОГО БАСЕЙНУ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Сукупність рідких, пароподібні та газоподібних речовин, без уточнення їх складу і стану, які містяться в породах, називається флюїдами. Форми знаходження вуглеводнів в породній товщі залежать від властивостей порід, а також тиску, температури і складу флюїдів, що їх насичують. Гази в породах можуть перебувати у вільному, розчиненому і сорбованому стані. Комплекс характеристик гірських порід, які визначають їх ємнісні і фільтраційні властивості, такі як пористість, проникність, гранулометричний склад, тріщинуватість і деякі інші, об'єднані загальною назвою колекторські властивості і в значній мірі визначають кількість вільного і розчиненого газу, що міститься в породах. Дані про колекторські властивості порід необхідні для оцінки запасів нафти і газу, а також для вибору методів розробки родовища.

Порода - колектор являє собою пористе, кавернозне або тріщинувате середовище, яке здатне акумулювати в своєму об'ємі рідкі або газоподібні флюїди, а також віддавати їх. Параметрами, що визначають колекторські властивості порід є пористість, яка визначає ємнісні характеристики, та проникність, що характеризує їх фільтраційну здатність. Існує взаємозв'язок цих параметрів, так пористість впливає на значення таких показників фізико-механічних і колекторських властивостей порід, як щільність гірської породи, її міцність, газо-, нафто- та влагоємність, проникність.

Найважливішими характеристиками порід як колекторів природних газів є абсолютна та відкрита пористість, а також газопроникність. Вони визначають ємність порід та їх фільтраційну здатність, слугують вихідними параметрами при вирішенні завдань, пов'язаних з розподілом газів в

породному масиві, їх вікової міграцією та газодинамічними характеристиками колектора. До того ж пористість є одним з найважливіших показників фізико-механічних властивостей порід.

На вугільних, газових та газоконденсатних родовищах України, пісковики виконують роль порід-колекторів. По-перше, газ у пісковиках знаходиться, в більшій мірі, у вільному стані, що робить його більш рухомим і сприяє його міграції. По-друге, потужні товщі пісковиків, містять значну кількість газу. По-третє, під впливом техногенного чинника низько пористі шари таких пісковиків розущільнюються і в них формуються техногенні скупчення метану, що цікаві для його промислового видобутку. Виходячи з даних передумов, дослідження колекторських властивостей пісковиків має актуальний характер.

Одним з основних показників газонасиченості пісковиків є відкрита пористість. Пісковики є псамітовими відкладами, що характеризуються як колектори порового типу. В той же час пісковики вугленосних відкладів Донбасу відрізняються від пісковиків-колекторів газових та газоконденсатних родовищ низькими значеннями пористості та дуже низькими значеннями проникності - соті і тисячні частки мілідарсі, що практично виключає розглядати їх як об'єкти для вилучення газу без додаткової підготовки. Проте, при підробці таких пісковиків гірничими виробками, або при їх гідророзриві, формується штучна тріщинуватість, що сприяє збільшенню проникності і дає можливість вилучати з них метан.

Дані про газоемнісні властивості пісковиків є основним показником потенційного газонакопичення, який може бути використаний і при дегазації вугільно-породних масивів у шахтах, і при вилученні газу з порід із застосуванням гідророзриву, або при підробці їх гірничими виробками. Враховуючи, що основним газом на глибоких горизонтах Донбасу є метан, під газоемнісними характеристиками маються на увазі метаноемнісні характеристики.

Відомо, що пісковики вугленосних відкладів Донбасу є поліфаціальними комплексами, складеними алювіально-дельтовими відкладами. Основна частина цих комплексів по потужності представлена шарами, що утворилися в умовах підводних виносів річок, іноді з ознаками руслових або прибережно-морських.

В роботі [12], детально розглянуто питання залежності зміни пористості пісковиків від глибини палеозанурення. Де також враховано вплив на формування газоемнісних властивостей уламкових порід таких геологічних чинників, як умови утворення, що диференціюють їх за генетичними типами, ступінь катагенетичних перетворень, сучасна глибина і глибина палеозанурення (тиск порід, що залягають, або залягали вище) та тектонічний тиск. У вугленосних відкладах Донбасу, потужні товщі пісковиків представляють поліфаціальні комплекси, складені, в основному, шарами підводних виносів річок.

Ступінь катагенетичних перетворень пісковиків в основному залежить від глибини палеозанурення, тобто, від літостатичного тиску, який зазнали породи. Пісковики у меншій мірі реагували на палеотемпературу, на відміну від вугілля, і більшою мірою реагували на гірський тиск, завдяки якому відбувалося їх ущільнення. В зв'язку з цим, одним з основних чинників, який віддзеркалює ступінь катагенетичних перетворень порід є їх пористість і, зокрема, відкрита пористість, яка характеризує ступінь ущільнення порід під дією тектонічних сил. Якщо розглядати вугленосну товщу на сучасних глибинах залягання порід як фрагмент, виведений на ці глибини з глибин максимального палеозанурення, то характер зміни газоемнісних властивостей порід з сучасною глибиною повинен відображати фрагмент впливу літостатичного тиску.

Вплив сучасної глибини залягання на зміну газоемнісних властивостей пісковиків розглянуто в трьох аспектах, систематизуючи значення відкритої пористості по глибинах: а) для всіх пісковиків по всіх свердловинах ділянки

розвідки; б) для одного пісковиків по всіх свердловинах ділянки розвідки; в) для всіх пісковиків по одній свердловині на ділянці розвідки [12].

У першому випадку, узагальнення дозволяють судити про характерну для ділянки тенденцію до зниження пористості з глибиною, на яку вплинули як літостатичний, так і тектонічний тиски. Роль чинника генетичного типу пісковиків безумовно посилює розкид даних, але не змінює загальної тенденції. В другому випадку чинник генетичного типу може істотно змінити картину, якщо напрям зміни генетичного типу пісковиків співпадає з напрямом падіння порід (збільшенням глибини залягання). В третьому випадку також збільшується погрішність у встановленні характеру зміни пористості з глибиною через обмеженість статистичних даних і збільшення, з цієї причини, впливу чинника генетичного типу.

Таким чином, визначення закономірностей зміни відкритої пористості пісковиків з глибиною по ділянці розвідки, повинно відображати загальний темп зміни цього показника, характерний для площі. Відсутність точних відомостей про потужності відкладів верхньокам'яновугільного і ніжньопермського віку на більшості територій Донбасу ускладнюють проведення робіт по палеорекострукції глибин максимального занурення порід в доінверсійний період. Будь-які спроби таких палеорекострукцій мають похибки, пов'язані з неточністю початкових даних. Тому найприйнятнішим для практичного використання є підхід, заснований на закономірностях, одержаних за фактичними даними. Такий підхід дозволяє порівнювати характер зміни газоємнісних властивостей з глибиною на різних ділянках розвідки, що характеризуються не однаковими тектонічними умовами і глибинами палеозанурення, визначаючи вплив цих геологічних чинників на ущільнення пісковиків.

За даними, наведеними у роботі [12], зміни відкритої пористості пісковиків з глибиною на ділянках розвідки Горлівська - Глибока, Орджонікідзевська – Глибока 2 - 4, Кальміуський Рудник, Північно-Родинська 2, розташованих у Центральному, Донецько-Макіївському та

Красноармійському геолого-промислових районах Донбасу показав, що для умов Донбасу відкрита пористість пісковиків, в середньому, зменшується на 3 % (від 2,7 до 3,1 %) на кожні 1000 м збільшення сучасної глибини.

Досліджувані райони відрізняються тектонічною дислокованістю, яка вплинула на загальний рівень відкритої пористості пісковиків у районі. В напрямі від периферії басейну до його центральної частини, у міру збільшення гравітаційного і тангенційного тисків, розрахункові значення відкритої пористості пісковиків на глибині 1000 м закономірно зменшуються і складають: для ділянки Північно-Родинська – 8,39 %, для ділянки Орджонікідзевська - Глибока – 4,52 %, для ділянки Горлівська - Глибока – 4,34 %. Розкид значень відкритої пористості обумовлений тим, що у вибірках брали участь проби пісковиків різних генетичних типів. У цьому ж напрямі зменшується градієнт зміни пористості: 3,1 % на 1000 м для Красноармійського району, 2,9 % на 1000 м для Донецько-Макіївського району та 2,7 % на 1000 м для Центрального району Донбасу. Отже, вплив літостатичного тиску на ущільнення порід зменшується у міру збільшення ролі тектонічного тиску.

Таким чином, спільна дія тектонічних та літостатичних тисків на вугленосну товщу при формуванні сучасної структури південно-західної частини Донбасу обумовили закономірне збільшення щільності та зменшення відкритої пористості пісковиків із збільшенням сучасної глибини їх залягання. Встановлені для умов південно-західної частини Донбасу закономірності зміни колекторських властивостей пісковиків, що відбувалися під впливом літостатичного та тектонічного тисків, дозволяють припустити, що ці закономірності справедливі і для умов Дніпровсько-Донецької западини.

Так, у продуктивних горизонтах нафтогазоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини спостерігається чітке зменшення відкритої пористості пісковиків з глибиною, у зв'язку з тим, що в межах одного родовища, поклади приурочені до однорідних за літологічними

характеристиками пісковиків. Під час міграції, вуглеводні заповнювали найсприятливіші для накопичення літологічні типи пісковиків, тим самим диференціюючи їх по генетичних типах, що обумовило менший розкид значень відкритої пористості пісковиків по глибинах їх залягання в межах одного родовища.

Наприклад, Східно-Новоселівське нафтогазоконденсатне родовище, розташоване в Магдалинівському районі Дніпропетровської області, у межах Зачепілівсько-Левенцовського валу південної прибортової зони ДДз [13]. Продуктивними є 14 горизонтів пісковиків, відкрита пористість яких закономірно зменшується з глибиною (рис. 3.1).

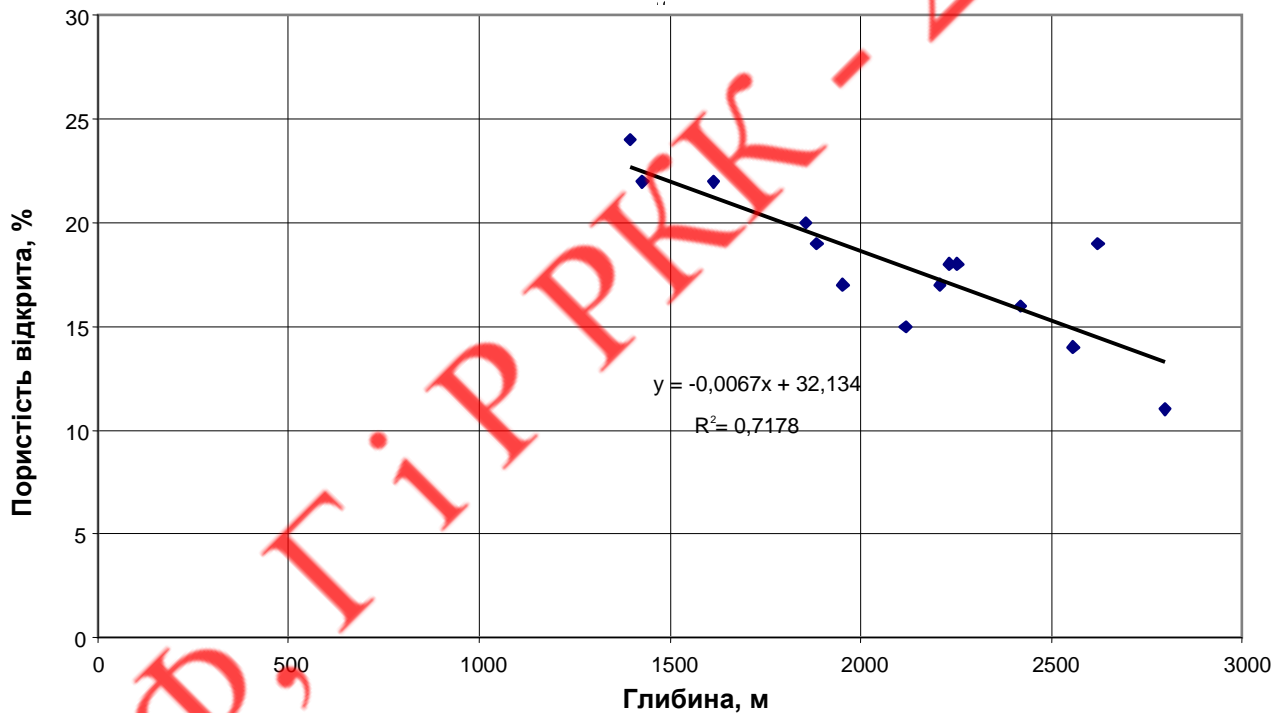


Рисунок 3.1 – Залежність зміни відкритої пористості в пісковиках продуктивних горизонтів Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища від глибини

Із збільшенням глибини залягання пісковиків продуктивних горизонтів цього родовища на кожні 1000 м, їх відкрита пористість зменшується на 6,7 %, що в два рази вище ніж в Донбасі, а розрахункові значення відкритої пористості пісковиків (для глибини 1000 м) в три рази вище, ніж для пісковиків, що залягають на тій же глибині на ділянці Північно-Родинська 2 у

Красноармійському геологопромислового районі Донбасу. Аналогічні закономірності спостерігаються і на інших нафтогазоконденсатних родовищах ДДз, відповідно до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Зміна відкритої пористості пісковиків в залежності від глибини їх залягання (на вугільних родовищах Донбасу та газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах ДДз)

№ п.п.	Родовище, ділянка розвідки	Значення коефіцієнтів у рівнянні $K_{в.п.} = a - b H$	
		a	b
Газоконденсатні та нафтогазоконденсатні родовища ДДз			
1	Вергунське газоконденсатне	35,057	0,012
2	Новоселівське газоконденсатне	33,223	0,0071
3	Східно-Новоселівське нафтогазоконденсатне	32,134	0,0067
4	Левенцовське газоконденсатне	18,679	0,0044
5	Качанівське нафтогазоконденсатне	33,735	0,0076
6	Котлівське газоконденсатне	31,834	0,0043
7	Талалаївське газоконденсатне	45,438	0,0081
8	Пролетарське газоконденсатне	29,889	0,0064
9	Кременівське нафтогазоконденсатне	35,813	0,01
10	Лобачевське газоконденсатне	28,371	0,0076
Ділянки розвідки на вугільних родовищах Донбасу			
1	Північно-Родинська - 2	11,488	0,0031
2	Кальміуський Рудник	8,237	0,0028
3	Орджонікідзевська - Глибока 2-4	7,419	0,0029
4	Горлівська - Глибока	7,036	0,0027

Дослідження зміни відкритої пористості пісковиків продуктивних горизонтів родовищ вуглеводнів ДДз [12] з 92 продуктивних горизонтів 10 нафтогазоконденсатних і газоконденсатних родовищ ДДз та на чотирьох

ділянках розвідки вугільних родовищ Донбасу було встановлено, що пісковики продуктивних горизонтів родовищ ДДЗ мають великі значення відкритої пористості і великі значення градієнта зміни відкритої пористості ($K_{в.п.}$) з глибиною (H) в порівнянні з пісковиками південно-західній частині Донбасу.

Узагальнена закономірність властива поровим колекторам Донбасу і ДДЗ (рис. 3.2) добре описується рівнянням кореляції:

$$\Gamma_p = 0,0002 K_0 + 0,0015,$$

де Γ_p - градієнт зменшення з глибиною відкритої пористості пісковиків, %/м;
 K_0 - розрахункове значення відкритої пористості на глибині 0 м.

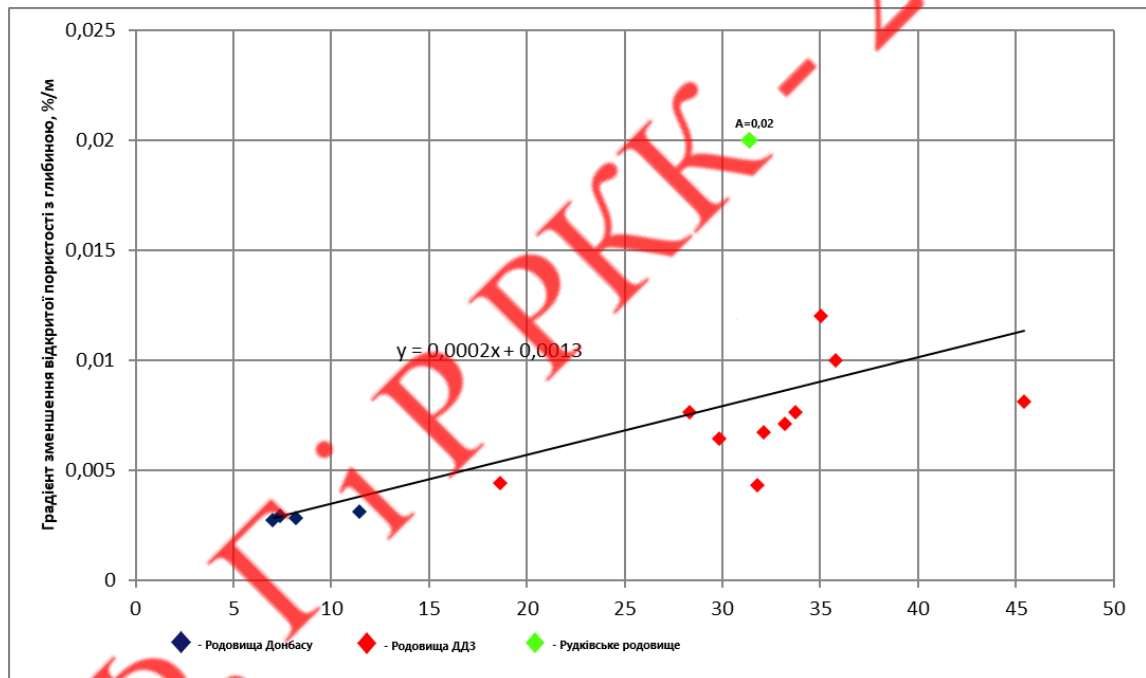


Рисунок 3.2 – Графік зміни градієнта зменшення відкритої пористості пісковиків з глибиною від розрахункових значень на глибині 0 м

Одержана закономірність свідчить про те, що чим більш ущільнені породи під дією палеолітостатичних, або тектонічних тисків, тим менш інтенсивно відбувається її ущільнення і зниження відкритої пористості з глибиною під дією сучасного літостатичного тиску, тобто сучасної глибини залягання.

Так, для пісковиків продуктивних горизонтів ДДЗ і відкрита пористість, і градієнт її зменшення із збільшенням глибини залягання, у два три рази вище, а ніж для пісковиків південно-західної частини Донбасу, який розташований на південний схід від ДДЗ. В тому ж напрямку спостерігається збільшення потужності відкладів карбону (палеолітостатичний тиск) і тектонічної дислокованості (тектонічний тиск). Така ж сама тенденція притаманна відкладам карбону у Донецькому вугільному басейні. Пісковики кам'яновугільних відкладів Донбасу в напрямі з північного заходу на південний схід, від Красноармійського до Донецько-Макіївського і далі до Центрального геолого-промислового районів, характеризуються загальним зменшенням відкритої пористості (K_v) і градієнта її зменшення з глибиною (G_r). Якщо для Красноармійського геолого-промислового району Донбасу (ділянка Північно-Родинська - 2) значення K_v складає 11,488 %, а значення градієнта G_r - 0,0031 %/м, то для Донецько-Макіївського району (ділянка Орджонікідзевська - Глибока 2-4) значення $K_v = 7,42$ %, значення $b = 0,0029$ %/м, а для Центрального району (ділянка Горлівська - Глибока) значення $K_v = 7,04$ %, $G_r = 0,0027$ %/м.

Для пісковиків Рудківського газового родовища Передкарпатської НГО значення G_r складає 0,02, а $K_v = 31,4$, що визначає їх положення ще більш віддаленим від положення на графіку пісковиків Донбасу і ближче до пісковиків-колекторів ДДЗ.

Висновки за розділом.

В результаті виконання порівняльного аналізу впливу геологічних умов на зміну колекторських властивостей пісковиків Донецького вугільного басейну та газоконденсатних родовищ було отримано тенденцію зменшення з глибиною відкритої пористості пісковиків вугільних родовищ Донбасу, ДДЗ та Рудківського газового родовища, яка показує спільність та відмінність піщаних колекторів Припятьсько-Донецької та Карпатської нафтогазоносних провінцій.

4 КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕДКАРПАТСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ

4.1 Нафтогазогеологічне районування

Передкарпатська нафтогазоносна область належить до Західного регіону України. Вона знаходиться у межах Львівської, Івано-Франківської та Чернівецької областей. Її площа становить 14,8 тис.м². У геотектонічному відношенні пов'язана з передкарпатським прогином [11].

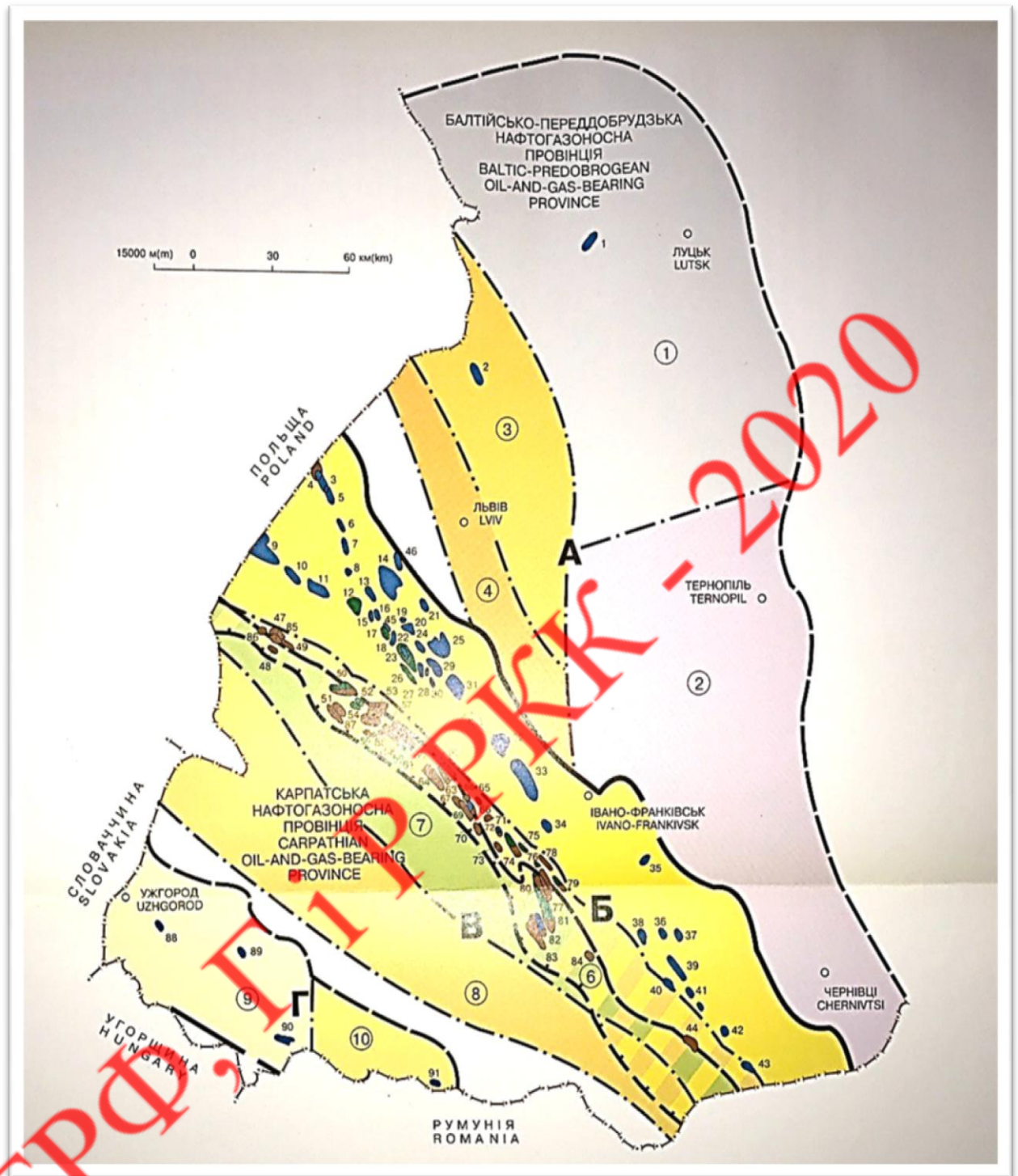
На її території розташовані 2 нафтогазоносних райони:

Більче-Волицький нафтогазоносний район;

Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район.

У Більче-Волицькому НГР з 44 родовищ 42 газові і газоконденсатні з покладами в утвореннях міоцену та мезозою і тільки два нафтові – одне на північному заході (Коханівське, верхня юра) і друге на південному сході (Лопушнянське, палеоген, крейда та верхня юра). Район досить детально вивчений бурінням і сейсмозв'язкою, які свідчать про значні перспективи лише його південно-східної частини під насувом Покутсько-Буковинських Карпат.

Бориславсько-Покутський НГР є переважно нафтоносним: з 39 відкритих тут в утвореннях палеогену родовищ 37 нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні і лише два – газоконденсатні. Зосереджені вони практично в усіх ярусах складок. Перспективи виявлення нових покладів пов'язують насамперед з їх зануреними частинами на глибинах більше 4-5 км.



Б – Передкарпатська нафтогазоносна область; (5) - Більче-Волицький нафтогазоносний район; 14 – Рудківське газове родовище.

Рисунок 4.1 – Карта нафтогазогеологічного районування західного регіону України, за [11]

4.2 Стратиграфія

Стратиграфічний діапазон промислової нафтогазоносності заходу України охоплює інтервал від нижнього девону до пліоцену включно. Головними нафтогазоносними комплексами є девонський, юрський, верхньокрейдовий, палеогеновий, баденський, сарматський [11].

З девонськими утвореннями пов'язані промислові поклади газу у піщаних колекторах на Локачинському та Великомоствівському родовищах Волино-Подільської НГО (рис.4.2).

Верхньоярський розріз містить газове скупчення на Рудківському родовищі в північно-західній частині Більче-Волицької зони, а також нафтові – на Коханівському і Лопушнянському. Колектори – кавернозні і тріщинуваті вапняки і доломіти з пористістю від 2,3 до 29,6%.

Пісковики та алевроліти нижньої крейди (альбський ярус) нафтоносні на Лопушнянському родовищі. Пористість їх 11,7 – 16,5%.

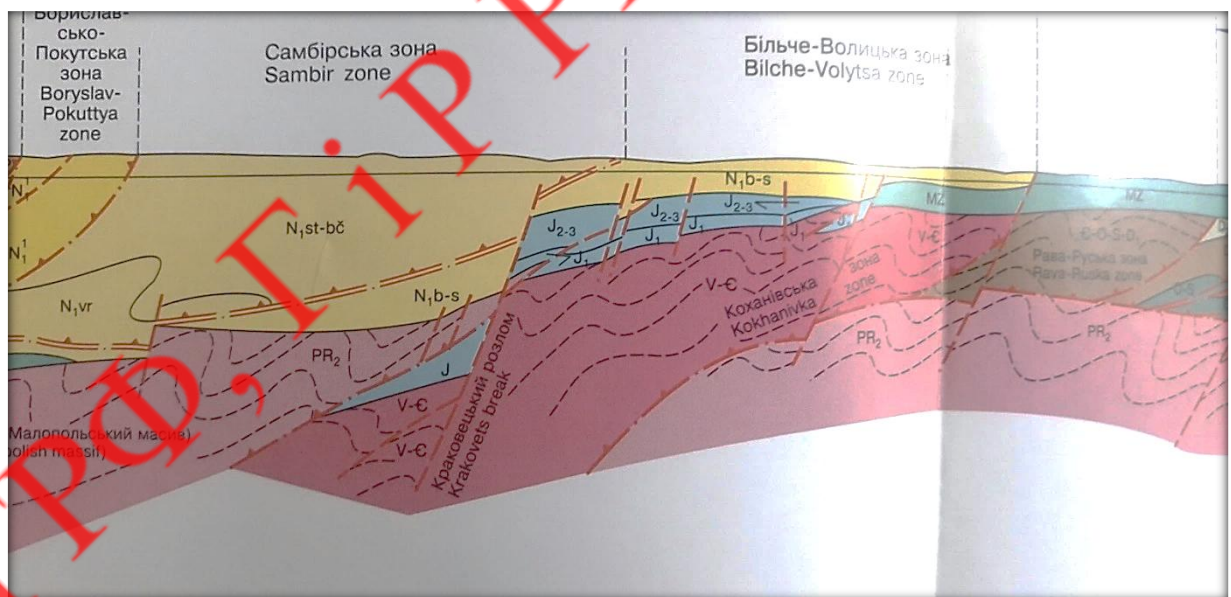


Рисунок 4.2 – Розріз Передкарпатського прогину, за [11]

З верхньокрейдовими сенонськими пісковиками пов'язані значні за розмірами поклади газу на північному заході Більче-Волицької зони (Угерське, Більче-Волицьке, Меденицьке родовища) і нафтові в

сеноманських пісковиках Лопушнянського родовища. Окремі піщані пласти сенону досягають потужності кількох десятків метрів, а пористість – 22- 28%. Верхньокрейдові утворення флішової формації містять невеликі поклади нафти в межах Бориславсько-Покутської зони на Битків-Бабченському родовищі, а також Космацькому на Покутті.

Непромислові скупчення газу в верхньокрейдових теригенних товщах з низькими колекторськими властивостями встановлено також на площі Тереля в Закарпатській області.

Палеоген є основним нафтогазоносним комплексом в Бориславсько-Покутській зоні. Для нього характерний розвиток на різних стратиграфічних рівнях (палеоцен, нижня, середня частина і верхи еоцену, олігоцен) горизонтів масивних пісковиків потужністю десятки і перші сотні метрів. Вони мають середні і низькі колекторські властивості, не витримані на площі, і нерідко на досить близькій відстані заміщуються тонко ритмічним флішем або глинистими утвореннями. В Скибовій зоні Карпат породи цього віку продуктивні на Східницькому і Стрільбицькому родовищах.

Розподіл покладів по горизонтах палеоцену не рівномірний: найменше їх в утвореннях палеоцену, найбільше – олігоцену. Останні містять промислові скупчення майже у всіх родовищах Бориславсько-Покутської зони і є, таким чином, регіонально нафтогазоносними.

Платформні епіконтинентальні відклади палеоцену нафтоносні на південному сході Більче-Волицької зони (Лопушнянське родовище), де вони представлені пачкою пісковиків товщиною від 0 до 54 м з пористістю 10-12,5%.

Міоцен є другим основним газоносним горизонтом на заході України. До нього приурочена більшість родовищ північно-західної частини Більче-Волицької зони, де продуктивними є піщані відклади нижнього сармату на Угерському, Більче-Волицькому, Рудківському, Хідновицькому, Пинянському, Залужанському, Летнянському та інших родовищах.

Колекторами тут є пісковики пористістю 6-20% і товщиною від декількох до 50-60 м.

Відклади верхнього бадену газоносні в центральній і південно-східній частинах Більче-Волицької зони. Пісковики цієї товщі погано корелюються з ними покладів значно поступаються нижньосарматським.

У Закарпатському прогині встановлена промислова газоносність бадену, сармату і пліоцену. На відміну від Більче-Волицької зони стратиграфічний діапазон промислової газоносності неогену тут ширше за рахунок нижнього бадену (Солотвинське родовище) і верхів сармату – пліоцену (Королівське родовище), однак поклади газу менші, ніж у Передкарпатті.

4.3 Умови нафтогазонакопичення

Родовища нафти та газу регіону пов'язані з пастками склепінного або комбінованого типу, у формуванні яких суттєву роль відігравали тектонічне екранізування та літологічне обмеження пластів [11].

Найбільш складні та різноманітні умови газо-нафтонакопичення у Більче-Волицькому НГР. Масивні поклади приурочені до ерозійних виступів юрських та крейдових утворень в ядрах міоценових антиклінальних структур (Рудківська, Більче-Волицька, Угерська). На Лопушнянському родовищі наявні масивне (юра), пластові склепінні тектонічно екрановані (крейда) і літологічно обмежене (палеоген) скупчення вуглеводнів. У баденських породах (Гринівське, Богородчанське, Косівське та інші родовища) пастки переважно літологічно обмеженого типу завдяки лінзовидному розвитку колекторів. У сарматському комплексі більшість покладів знаходиться в антикліналях, однак у їх розміщенні важливу роль відіграє і фактор літологічного обмеження, внаслідок чого скупчення газу нерідко розташовані на перикліналях та крилах піднять (Пинянське, Залужанське та інші родовища). У смузі, що прилягає до Самбірського покриву, виявлені поклади пластового типу, екрановані з південного заходу насувом (Кавське, Угерське та інші родовища). Для смуги Краковецького розлому, яка має ступінчасту

будову, характерні пастки, що тектонічно екрануються скидами як на зануреному, так і на піднятому блоці (Макунівське, Новосілівське родовища).

У Бориславсько-Покутському НГР скупчення вуглеводнів пов'язані з асиметричними, нерідко лежачими антикліналями. Поклади пластові склепінні та масивно-пластові, здебільшого тектонічно екрановані поперечними скидами і скидо-зсувами (Бориславське, Орів-Уличнянське, Долинське та інші родовища). Інколи нафтогазоносні периклінальні частини структур екрановані скидами, тоді як колектори склепінних частин обводнені (Луквинське, Рудавецьке та інші родовища). Відомі також скупчення вуглеводнів у підвернутих крилах складок, екранованих по підйому пласта насувами, а по простяганню – поперечними скидо-зсувами (Рожнятівське, Спаське-Глибинне, Битків-Бабченське родовища). Невитриманість палеогенових колекторів обумовила наявність на деяких родовищах пасток пластового склепінного тектонічно екранованого та літологічно обмеженого типу (Орів-Уличнянське, Струтинське та інші родовища).

У Скибовому НГР поклади за типом подібні (Східницьке і Стрільбицьке родовища) до виявлених у Бориславсько-Покутському.

На родовищах Закарпатської ГО розвинуті складі за будовою комбіновані пастки: пластові склепінні тектонічно екрановані, літологічно обмежені (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і лише на Солотвинському – склепінні масиві тектонічно екрановані.

Скупчення вуглеводнів Волино-Подільської НГО, як правило, пластові склепінні, літологічно обмежені (Великомостівське, Локачинське родовища).

Родовища регіону здебільшого багатопластові, причому нерідко включають поклади різних типів. Однопластові виявлені переважно у Бориславсько-Покутському НГР (Орів-Уличнянське, Південно-Монастирецьке, Південно-Стинавське, Рудавецьке, Рожнятівське, Спаське-Глибинне) і лише одне (Малогорожанське) у Більче-Волицькому. По ряду родовищ Бориславсько-Покутського НГР (Соколовецьке, Микуличинське та

інші) і трьох – Закарпатської ГО (Королівське, Станівське, Солотвинське), де відомо лише по одному скупченню.

4.4 Термобаричні умови

Термобаричні умови надр регіону відзначаються складним розподілом пластових тисків та температур. Тиски на абсолютній глибині -2000 м на Волино-Поділлі та у Більче-Волицькому НГР близькі до умовно гідростатичних або незначно їх перевищують. Високі тиски характерні для Бориславсько-Покутського НГР, аномально низькі – для Закарпатської ГО. На тому самому рівні найбільш високі температури притаманні Закарпатській ГО, понижені – Бориславсько-Покутському НГР та східним районам Волино-Подільської НГО [11].

У Більче-Волицькому НГР на глибині, де температура понад 100°C, відмічені аномально високі пластові тиски (Залужанське родовище). У горизонтах сармату НД-9 - НД-15 градієнти їх 1,2-1,7, зростаючи з глибиною. На Лопушнянському родовищі вони становлять 1,36-1,42. У Бориславсько-Покутському НГР в структурах першого ярусу тиски близькі до гідростатичних або дещо більші за них. Значні надлишкові тиски за рахунок великого поверху нафтогазоносності у цьому ярусі встановлені на Бориславському та Долинському родовищах, де перевищення на умовним гідростатичним становить 4-6 МПа. У нижніх ярусах складок і з глибиною аномальність тиску зростає, досягаючи у таких структурах, як Космацька, Росільнянська, Старунська та Гвіздецька, 8-12 МПа. Максимальні перевищення – 44,2-50,3 МПа (градієнт 1,93-2,04) – зафіксовані у підвернутих крилах складок першого ярусу (Рожнятівське та Спаське-Глибинне родовище).

Найбільші глибини, з яких отримані промислові припливи нафти, становлять 5700-5800 м у Бориславсько-Покутській зоні (Соколовецьке родовище) і 4180-4464 м у Більче-Волицькій (Лопушнянське родовище).

4.5 Фізико-хімічні властивості вуглеводнів

Густина нафти змінюється у широкому діапазоні: важкі відомі у юрських утвореннях Коханівського і Вишнянського родовищ (до 1014 кг/м³), у приконтатних частинах деяких покладів Бориславсько-Покутського НГР (880-920 кг/м³); легкі (750-800 кг/м³) зустрінуті у верхніх горизонтах Бориславського, Долинського, Битків-Бабченського родовищ. Густина олігоценових нафт у середньому становить 840-850 кг/м³, еоценових та палеоценових – 840-860 кг/м³. Нафти крейдових відкладів Скибового НГР мають меншу густину - 770-840 кг/м³, що пояснюється їх фільтрацією з нижніх горизонтів розрізу [11].

Більша частина родовищ містить нев'язкі нафти (Глибинна складка Бориславського, Долинське, Битків-Бабченське, Східницьке та ін.); середні за в'язкістю вони у Бориславському піднасуві, олігоценовому покладі Струтинського, Орівській ділянці Орів-Уличнянського та Стрільбицькому родовищі; в'язкі – у Коханівському, Блажівському, еоценовому покладі Струтинського та приконтатних частинах Бориславського і Битків-Бабченського родовищ; на деяких (Східницьке, Бориславське) цей показник зростає з глибиною залягання.

Фракційний склад нафти змінюється у широких межах. Вміст легких вуглеводнів, що википають до 423 градусів, у середньому становить 10-20%, але інколи знижується до 5 або зростає до 50%. Найменше легких фракцій у нафтах Північно-Долинського, а також Глибинних складок Бориславського та Битків-Бабченського родовищ, найбільше – у нафтах Ріпнянського, Східницького, Битків-Бабченського (Берегова скиба) родовищ, де поклади залягають на невеликих глибинах. Вміст фракцій, що википають у температурному інтервалі 423-573 градусів, становить 25-35%. Збіднені ними важкі нафти в зонах нафто-водяних контактів. Більше 40% цих фракцій містять нафти ділянки Діл та складки Стара Копальня Битків-Бабченського родовища. Вищі вуглеводні (масляні фракції) змінюють свій вміст від 40 до

50%. Вуглеводнева частина нафт википає в основному до 823 градусів (95-97%).

За вмістом сірки нафти поділяються на малосірчисті (до 0,3%), середньо (0,3-1,0%) та високосірчисті (понад 1,0%). Малосірчисті нафти відомі на родовищах Карпатської НГО. У Передкарпатській НГО сірки, як правило, від 0,3-0,5%. Нафти Орів-Уличнянського родовища та складки Стара Копальня мають переважно меншу її кількість. Багато сірки (1-8%) у нафтах зони контакту нафта-вода (Коханівське, Бориславське, Битків-Бабченське родовища та Орівська ділянка Орів-Уличнянського).

За груповим складом нафти переважно метано-нафтенові, нафтеносметанові, ароматико-нафтеносметанові та ароматичні. Більшість їх у Передкарпатській НГО відноситься до перших двох класів, у Карпатській НГО – до ароматико-нафтеносметанового і нафтеносароматичного. До класу ароматичних належать нафти приконтактних зон (Коханівське, Битків-Бабченське родовища).

За вмістом парафіну нафти регіону діляться на три групи: слабопарафіністі (менше 2%), парафіністі (2-6%) та високопарафіністі (понад 6%). До слабопарафіністості групи відносяться нафти більшості невеликих старих промислів Карпатської НГО та Коханівського родовища Передкарпатської НГО, до високопарафіністості групи відносяться нафти Блажівського, Бориславського, Північно-Долинського, Долинського, Струтинського, Спаського, Битків-Бабченського, Стрільбицького і частково Східницького родовищ. Решта належить до групи парафіністичних.

За вмістом смолисто-асфальтенових компонентів нафти регіону також діляться на три групи. До малосмолистих (менше 5%) відносяться нафти Східницького, Ріпнянського та Уличнянської ділянки Орів-Уличнянського родовища, невеликих промислів Карпатської НГО. Смолисті нафти (5-10%) наявні у Бориславському, Долинському, Струтинському, Спаському, Битків-Бабченському та Орівській ділянці Орів-Уличнянського родовища. До високосмолистих (понад 10%) належать нафти приконтактних зон.

Основною складовою частиною газів Західного регіону є метан, вміст якого у межах Більче-Волицької зони і Волино-Поділля становить 91-99,8%. Концентрація етану тут у середньому 0,1-0,2%, але на деяких ділянках Рудківського, Меденицького, Дашавського, Кадобнянського, Косівського та інших родовищ досягає 0,5-1,0%. Пропану і бутану міститься 0,1-0,2%, а в зазначених родовищах інколи 0,4-0,5%. Максимальний вміст пентанів спостерігається в газах Рудківського і Дашавського родовищ (0,7-0,8%), в інших їх не більше 0,1-0,2%. Таким чином, концентрація гомологів метану у вільних газах регіону менша 1%, через що їх можна вважати “сухими”.

До “жирних”, збагачених гомологами метану, відносяться гази, розчинені в нафтах. На Коханівському родовищі гомологів близько 4%, Бориславському – 13-20, Долинському – 15, Битків-Бабченському – 10, Східницькому – 40%. На Бориславському та Долинському відзначаються збільшення їх кількості за стратиграфічною глибиною, на Битків-Бабченському аналогічне явище спостерігається в менілітових покладах у напрямку від структури Газова до структур Діл, Стара Копальня та Глибинна.

Вільний газ еоценового (газоконденсатного) покладу Битків-Бабченського родовища за хімічним складом є середнім між “сухими” газами Більче-Волицького НГР і “жирними” – Бориславсько-Покутського. Метану він містить 91%, гомологів 6%.

Вміст етану у розчинених газах Бориславсько-Покутського НГР змінюється від 3 до 8%. Найменше його у газі структури Діл, найбільше у Ріпнянському родовищі. В інших випадках концентрація етану становить 5-6%. Кількість пропану змінюється від 2 до 6%, середнє – 4%. Максимальною вона є у тих самих покладах, де найбільше й етану. Бутану в газах 0,5-4%, пентанів 1-3%. Винятком є Схіницьке родовище, де їх міститься відповідно 11 і 18%.

Концентрація азоту змінюється в значних межах, але у цілому “сухі” гази бідніші за нього, ніж “жирні”. В перших його звичайно більше 2%, в других

2-10%. Збагачений азотом розчинений газ Східницького родовища (до 43%), покладів Закарпатської ГО (14,9-34,95%) і меншою мірою Волино-Подільської НГО (3,5-4,1%).

Кількість вуглекислоти у “сухих” газах Більче-Волицького НГР та Волино-Подільської НГО не перевищує 0,5-0,6%. У “жирних” газах Бориславсько-Покутського НГР концентрація її зростає у два-три рази, досягаючи у Ріпнянському і Східницькому родовищах 4,03-4,5%. Найбільше вуглекислоти зафіксовано у покладах Солотвинського (24,7%) та Королівського (10,57%) родовищ Закарпатської ГО.

Гелію “сухі” гази містять 0,01-0,05%, аргону – 0,04-0,12%. Винятком є Локачинське родовище, де вміст гелію зростає до 0,13-0,303%.

Висновки за розділом.

Передкарпатська нафтогазоносна область детально вивчена геофізичними, буровими та геологічними методами. Вивчені фізико-хімічні властивості вуглеводнів, термобаричні умови надр регіону, встановлені умови накопичення вуглеводнів та проаналізовано стратиграфічний діапазон промислової нафтогазоносності заходу України. На території Передкарпаття розробляється 44 газових і газоконденсатних, та 39 нафтових родовищ.

5 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОКЛАДІВ ГАЗУ НА РУДКІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ ДО ПОЧАТКУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПІСЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ОСНОВНИХ ОБСЯГІВ ЗАПАСІВ ГАЗУ

Рудківське газове родовище розташоване на межі Самбірського та Городоцького районів Львівської області на відстані 30 км від м. Самбір. Воно приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицького нафтогазоносного району (рис. 5.1).



Рисунок 5.1 – Оглядова карта положення Рудківського газового родовища в межах Більче-Волицької нафтогазоносної зони, за [11]

Родовище пов'язане з однойменним підняттям, яке встановлено методом відбитих хвиль (МВХ) по відбиваючому гіпсоангідритовому горизонту верхнього бадену під час проведення сейсмозвідочних робіт. Пошукове буріння та додаткові сейсмічні роботи (МВХ) 1949 - 1954 років підтвердили наявність підняття та продуктивність родовища. У 1953 році свердловиною № 20, з юрських відкладів інтервалу 1515-1525 м одержано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 224 тис. м³/добу [11].

Розвідка родовища була завершена в 1957р, через рік підраховані запаси, а в період з 1957 по 1961 роки пробурено 36 пошукових і розвідувальних та 3 оціночні свердловини. Відкрито шість газових покладів: п'ять у сарматських та один в юрсько-гельветських породах (рис. 5.2).

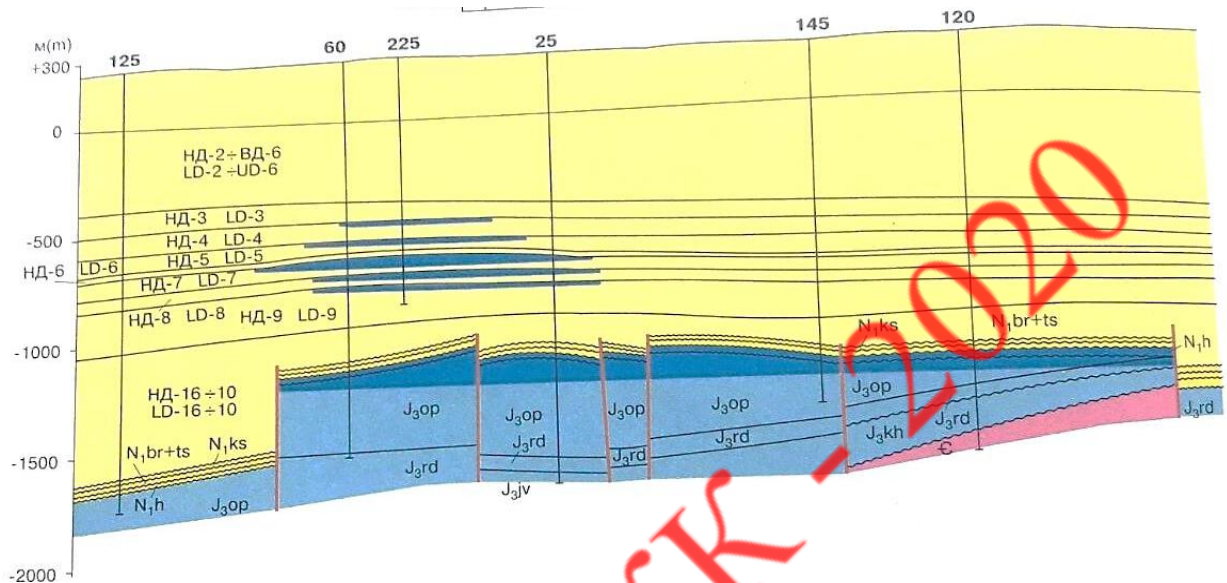


Рисунок 5.2 – Геологічний розріз по лінії I-I, за [11].

Коли родовище вводилося в розробку в 1957 році, в розрізі було виділено п'ять експлуатаційних об'єктів - HD-4, HD-5, HD-7, HD-9, J-N_{1h1}. За період з 1957 по 1997 роки видобуто 29885,8 млн. м³, або 91,0% початкових запасів, які склали 32 млрд. 824 млн. м³ газу.

Найбільша кількість експлуатаційних свердловин складала 33, максимальний відбір газу – 3618,7 млн. м³ було досягнуто в 1963 році. Використовувався пакерний спосіб експлуатації.

Розробка родовища почалася з юрсько-гельветського покладу, який залягає найнижче. Максимальна кількість експлуатаційних свердловин – 28 (1964-1965 рр.). З початку розробки з цього покладу видобуто 26212 млн. м³ газу, або 90% початкових запасів, які склали 29 млрд. 110 млн. м³ газу. Пластовий тиск у покладі знизився від 14,3 до 2,2 МПа. Відбір газу в 1993 р. склав 9,1 млн. м³, робочі дебіти свердловин – 0,6-13,2 тис. м³/добу. Експлуатація ускладнена винесенням пластової води.

Рудківська структура – це великий ерозійний виступ вапняків верхньої юри, розміром 18 x 10 км, висотою 200м, розбитий поздовжніми тектонічними порушеннями на чотири блоки (рис. 5.3).

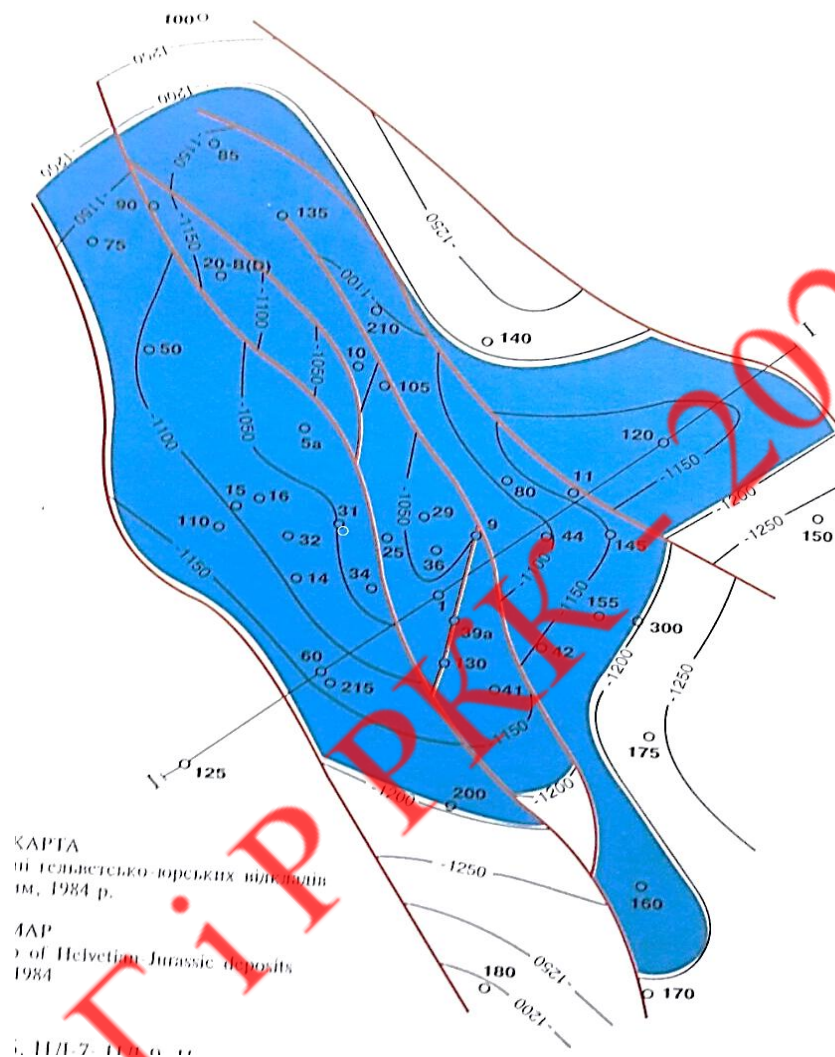


Рисунок 5.3 – Структурна карта розмитій поверхні гельветсько-юрських відкладів покладу J-N₁h₁, за [11]

Місцями на розмитій поверхні розвинуті пісковики гельветського ярусу міоценового відділу неогенової системи, які з юрськими вапняками утворюють гідродинамічно єдиний резервуар, що перекривається баденсько-сарматською товщею міоценової епохи неогенового періоду.

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, що сприяє, під час експлуатації, рівномірному зниженню тиску газу

в усіх блоках. В таких умовах найбільш підняті блоки довше залишатимуться з низьким тиском газу, а найбільш опущені блоки будуть швидше обводнені. Надалі, при падінні тиску газу, саме на цих, піднятих ділянках масиву, процес ущільнення порід найбільш ймовірний, тому що породи-колектори на більш знижених ділянках масиву, в цей же час, будуть заповнюватися водою, що перешкоджає їх ущільненню внаслідок не стисливості води.

Тектонічні порушення до продуктивних горизонтів сармату не доходять, тому останні мають просту брахіантиклінальну форму, яка вверху по розрізу виположується. Розмір структури по замкнутій ізогіпсі - 770 м горизонту НД -9 8,5 x 3,5 км² (рис. 5.4), що в шість разів менше за площу вапнякового ерозійного виступу, з яким пов'язаний найнижчий юрсько-гельветський поклад родовища.

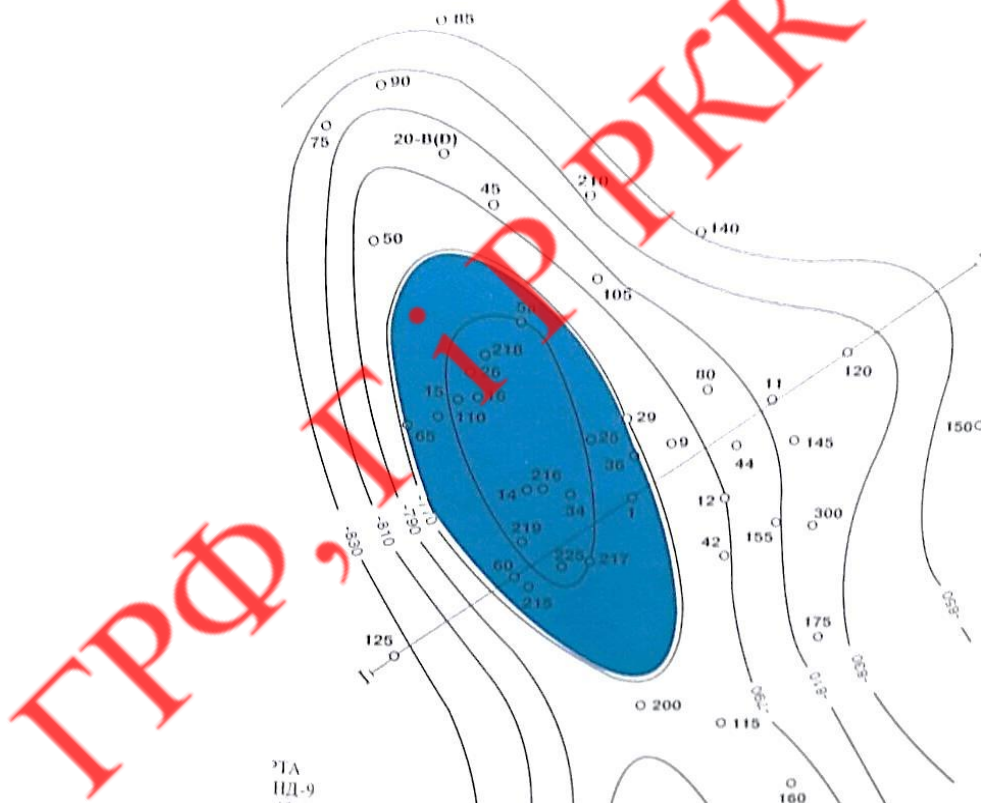


Рисунок 5.4 – Структурна карта покрівлі горизонту НД-9, за [11]

Поклади газу пластово-склепінного типу у нижньосарматських відкладах неогену пов'язані з піщаними горизонтами, зверху вниз - НД-4, НД-5, НД-7, НД-9.

За 1958-1983 роки видобуто 43701 т конденсату. У зв'язку з падінням пластового тиску винос його 1973 р. практично припинився.

Горизонт НД-4 розробляється з 1986 р. як об'єкт повернення. Трьома свердловинами відібрано 100,7 млн. м³, або 93,5% початкових запасів. Робочі дебіти свердловин 1,3-17,4 тис. м³/добу при тисках в середньому 0,63 МПа. Пластовий тиск знизився від 7,26 до 3,9 МПа.

Горизонт НД-5 введений в експлуатацію в 1964 році. Функціонували в основному одна – три свердловини з середнім початковим дебітом 116,7 тис. м³/добу. Сумарний відбір з горизонту становив 649 млн. м³, або 99,8 % початкових запасів. Пластовий тиск за період розробки знизився від 8,16 до 1,75 МПа.

Експлуатацію горизонту НД-7 здійснювалася в основному двома свердловинами. Відібрано 218 млн. м³ газу, або 99,1% початкових запасів. Пластовий тиск знизився від 8,57 до 1,3 тис. м³/добу.

Горизонти НД-8 і НД-9 введені в розробку в 1967 р. З горизонтів НД-8 і НД-9 шістьма свердловинами відібрано 2706 млн. м³ газу, або 98,9% початкових запасів. Пластовий тиск знизився від 9,7 до 2,9 МПа. Дебіт свердловин зменшився від 155,5 до 1,0-17,4 тис. м³/добу при робочих тисках 0,75-1,8 МПа.

За результатами геологорозвідувальних робіт були підраховані початкові видобувні запаси категорій А+В+С₁, які склали для покладу НД-4 – 108 млн. м³, НД-5 – 650 млн. м³, НД-7 – 220 млн. м³, НД-9-8 – 2736 млн. м³, J-N₁h₁ – 29110 млн. м³ [11]. Проте, як вказується у роботі [14], в кінці 1999 року вже всі вищезгадані газові поклади були значно виснажені, а обсяги видобутого газу з вищезазначених покладів склали: з горизонту НД-7 - 462 млн. м³, НД-5 - 865 млн. м³, НД-4 - 262 млн. м³.

Таким чином, за результатами видобувних робіт обсяги видобутого газу значно перевищили початкові видобувні запаси у сарматських пісковиках, які залягають над масивним покладом у гелветсько-юрських відкладах. До того ж, у 1999-2000 роках, під час випробування оціночних свердловин, з

горизонту НД-10, який залягає над покладом $J-N_1h_1$ і на той час вважався безперспективним, отримано приплив газу з максимальним безводним дебітом 111,62 тис. м³/добу.

Виконані дослідження дозволили виявити новий газовий поклад у горизонті НД-10, запаси якого оцінено в 715 млн. м³, що дало можливість авторам [14] вважати перспективними пошуки «пропущених газових покладів» на не дренованих ділянках «старих родовищ» Передкарпаття, розробка яких знаходиться на завершальній стадії.

Висновки за розділом.

Підсумовуючи аналіз геологічних умов та газодинамічних характеристик газових та газоконденсатних покладів на Рудківському родовищі до початку експлуатації та на завершальній її стадії, можна зробити наступні висновки.

Наявна геологічна будова родовища складена з покладів двох типів - масивного, тектонічно екранованого типу, який залягає у нижній частині розрізу і має товщину колектора до 190 м, та декількох покладів пластово-склепінного типу з товщиною колекторів до 15 м у верхній частині розрізу.

Масивний колектор вміщує в декілька разів більше газу а ніж пластово-склепінні, а за період його експлуатації з нього вилучено 90 % запасів, або більш 26 млрд. м³ газу, що спричинило зниження тиску газу в цьому колекторі з 14,3 до 2,2 МПа та значно знизило опір скелету колектора гірському тиску, внаслідок чого могло статися ущільнення цього колектора в його найпотужніших місцях.

Ущільнення колектора масивного покладу на прикінцевій стадії його експлуатації викликало розущільнення низько пористих пісковиків сарматського віку, які залягають вище. На наш погляд, саме за рахунок розущільнення шарів низько пористих пісковиків продуктивних горизонтів покладів нижньосарматського віку відбулося збільшення запасів газу у цих покладах. Більш того, розущільнення низько пористих пісковиків горизонту НД-10, який до того не був продуктивним, слугувало причиною утворення газового покладу у цих верствах, до яких, завдяки утворення 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 [14], а про утворення нових покладів на завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ, як вважають автори [4].

ГРФ, ГіР РКК - 2020

6 ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДИЧНОГО ПІДХОДУ ДО ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ УМОВ ПЕРЕХОДУ НИЗЬКО ПОРИСТИХ ПІСКОВИКІВ ДО ПРОМИСЛОВИХ КОЛЕКТОРІВ НА ПРИКЛАДІ РУДКІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

Рудківське газове родовище обрано в якості еталонного для з'ясування та перевірки ідеї впливу на розущільнення низько пористих колекторів їх відстані від старих покладів, які експлуатуються тривалий час і можуть бути ущільнені за рахунок зниження тиску газу та реалізації пружних деформацій стискання на кшталт перебігу процесів у вугленосних відкладах після виймання вугілля.

Найглибший та найпотужніший поклад газу на Рудківському родовищі залягає на глибині 1290 м у юрсько-гельветських відкладах горизонту J-h. Основна частина масивного, частково тектонічно екранованого покладу горизонту J-h відзначається величезними запасами газу, понад 29 млрд. м³ та пов'язана з великим ерозійним виступом вапняків верхньої юри. Юрські вапняки характеризується карбонатними колекторами тріщинного типу, найбільш потужні, а пісковики гельветського віку з теригенними колекторами порового типу, які залягають безпосередньо на карбонатному колекторі верхньої юри, утворюють єдиний газonosний поклад із загальною гідродинамічною системою. Вилучення більш аніж 90 % запасів газу на завершальній стадії експлуатації цього покладу [14], обумовили, згідно механізму, викладеному у роботі [3], ущільнення карбонатно-теригенних колекторів тріщино-порового типу цього покладу.

Максимальна висота покладу масивних вапняків горизонту J-h 190 м. Саме ця висота вказується, як граничне максимальне значення товщини колектора горизонту J-h [11].

Місце розташування максимальної потужності карбонатних колекторів співпадає з верхівкою ерозійного виступу масивних вапняків, який, цілком

ймовірно і став об'єктом формування складки огортання відкладеннями неогенового віку, які залягають вище. На розрізі (рис. 6.1) наочно проглядається антиклінальна складка у неогенових (гельветських) відкладах, висота якої зменшується знизу вгору від 35 до 9 м [11].

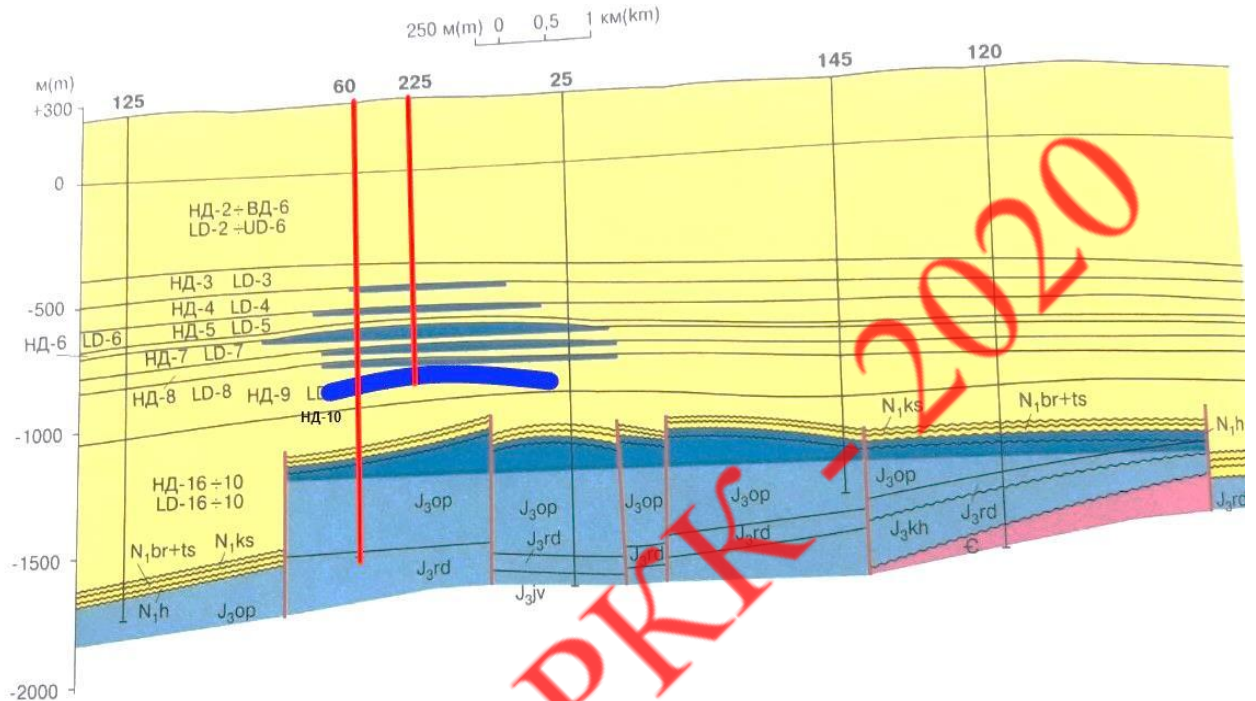
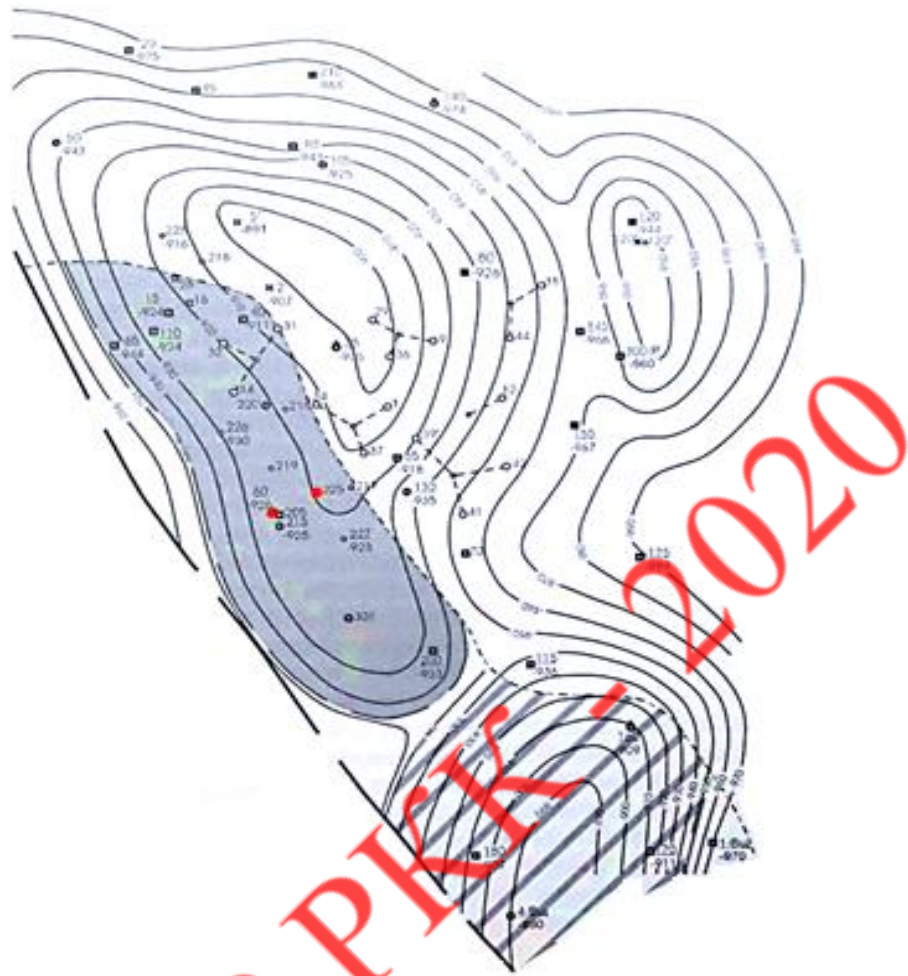


Рисунок 6.1 – Геологічний розріз по лінії I-I з положенням горизонту HD-10, за [11]

Вісь складки, вгору за розрізом, зміщується у південно-західному напрямку, в район розташування свердловин № 60 та № 225, де після вилучення основних запасів газу горизонту J-h був відкритий поклад горизонту HD-10 (рис. 6.2).

Дані з положення та характеристик колекторів газу основних продуктивних горизонтів на Рудківському газовому родовищі наведені у таблиці 6.1.

Користуючись даними табл. 6.1 представимо графічно співвідношення початкових і кінцевих запасів газу на Рудківському родовищі. Найбільші запаси газу, які були відкриті під час проведення геологорозвідувальних робіт, зосереджені у покладах горизонтів HD-9-8 та J-h. Видобуток газу з покладів цих горизонтів не показав приросту запасів.



○ – розвідувальні свердловини; ○ – експлуатаційні свердловини;
 —-950— — ізолінії покрівлі горизонту НД-10; -·-·- — умовна лінія
 літологічного заміщення колекторів глинами в пласті НД-10; ● – положення
 свердловин № 60 та № 225; — — — Судово-Вишнянський розлом; ● —
 границі запасів газу, категорії С₁; ▨ — границі запасів газу, категорії С₂

Рисунок 6.2 – Структурна карта покрівлі горизонту НД-10 Рудківського газового родовища з положенням свердловин № 60 та № 225 [14]

Таблиця 6.1– Показники положення та характеристик колекторів газу на Рудківському газовому родовищі

Індекс горизонту	Глибина залягання покрівлі, м	Товщина горизонту, h_k , м	Пористість підрахункова, П %	Газонасиченість, Γ_H %	Тиск початковий МПа	Запаси початкові млн.. м ³	Запаси кінцеві млн.. м ³	Приріст запасів млн.. м ³	Відстань від покрівлі горизонту J-h, м
НД-4	740	75	17,8	70	7,26	108	262	154	550
НД-5	813	70	17,8	70	8,16	650	865	215	477
НД-7	896	69	10	60	8,57	220	462	242	394
НД-9-8	990	54	11,5	70	10,45	2736	2736	0	300
НД-10	1175	-	-	-	-	-	715	715	115
J-h	1290	190	6,8	70	14,33	29110	29110	0	0

З огляду на те, що запаси в покладах відрізняються в кілька десятків разів, згрупуємо продуктивні горизонти на графіках відповідно до обсягів запасів. На рисунку 6.3 показані обсяги запасів продуктивних горизонтів НД-9-8, НД-10 та J-h.

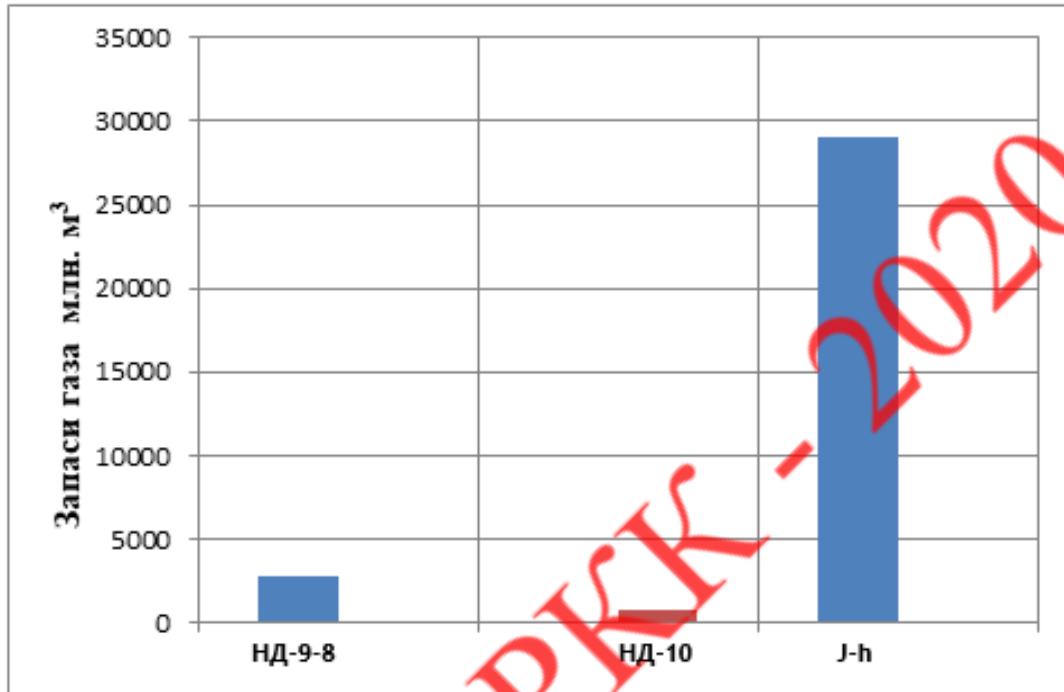


Рисунок 6.3 – Обсяги початкових (горизонти НД-9-8 та J-h) та додаткових (горизонт НД-10) запасів газу

Значно менші обсяги газу зосереджені в покладах, розташованих у верхній частині розрізу. Обсяги початкових та кінцевих запасів газу в покладах горизонтів НД-4, НД-5, НД-7, НД-10 змінюються від 100 до 900 млн. м³. Співвідношенню початкових та кінцевих запасів газу в цих покладах вказує на їх істотний приріст, а в покладах горизонту НД-10, цей приріст становить 100% (рис.6.4).

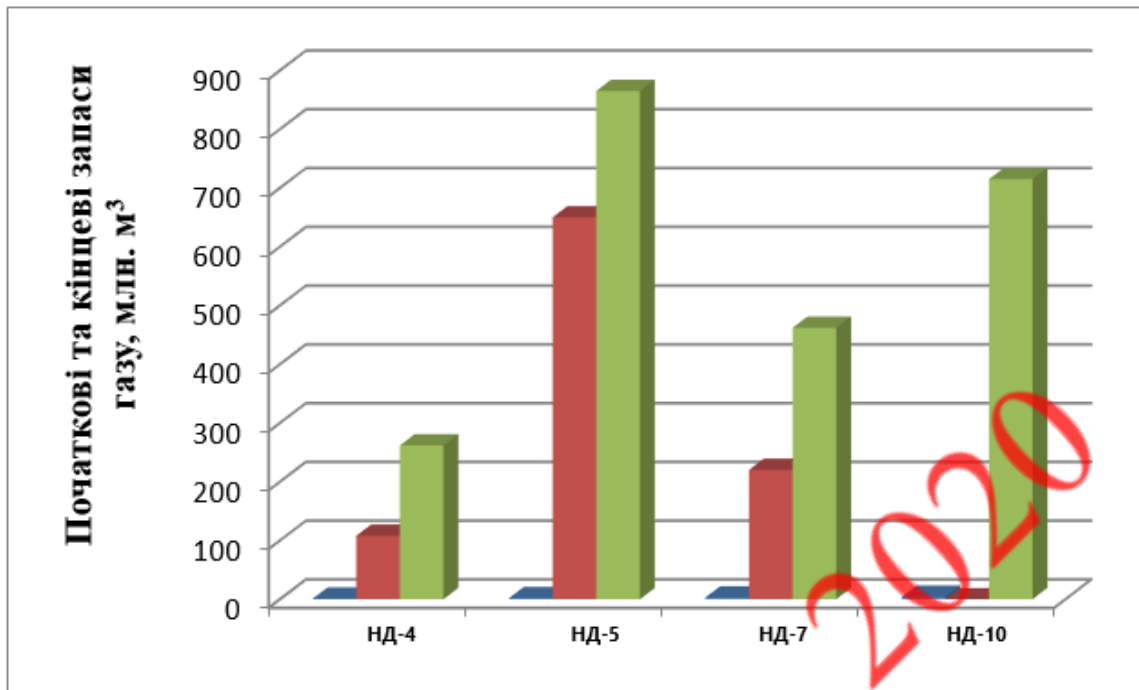


Рисунок 6.4 – Співвідношення обсягів початкових та кінцевих запасів газу у горизонтах НД-4, НД-5, НД-7 та НД-10

За даними, викладеними у роботі [9], відстань, на яку розвантажуються від гірського тиску пісковики та алевроліти, що залягають над вугільним пластом після його виймання, визначається за формулою:

$$h_{\text{п}} = 70 \cdot m_{\text{в}} \cdot k_{\text{л}}, \quad (6.1)$$

де $h_{\text{п}}$ – інтервал розвантаження для підроблених пісковиків та алевролітів, м;

$m_{\text{в}}$ – виймана потужність вугільного пласта, м;

$k_{\text{л}}$ – коефіцієнт, що враховує вплив ступеня метаморфізму вугілля (катагенезу порід) на висоту склепіння розвантаження, б/р, 0.9.

Коефіцієнт $k_{\text{л}}$ змінюється від 1,0 до 0,9 для порід, які вміщують слабометаморфізоване вугілля з V^{daf} від 30 до 40 %, відповідно.

З метою перевірки можливості застосування формули 6.1 для умов Рудківського газового родовища, виконаємо деякі перетворення та заміни показників, зіставляючи їх з аналогічними показниками вугільних родовищ Донбасу. Значення пористості продуктивних колекторів Рудківського газового родовища складають від 6,8 до 27,5% [11], а значення пористості

пісковиків Павлоградсько-Петропавлівського району Донбасу змінюються від 6,6 до 23,4% [15], що свідчить про їх тотожність. Враховуючи, що пісковики Павлоградсько-Петропавлівського району вміщують вугілля марки ДГ, які мають значення V^{daf} від 35 до 44%, в середньому 40%, для яких значення $k_L = 0,9$, це ж значення коефіцієнта $k_L = 0,9$ можна застосувати для пісковиків Рудківського родовища.

Показник m_B , який на вугільних родовищах віддзеркалює вийману потужність вугільного пласта, замінюємо на сумарну товщину ефективних пор у колекторі (m_{Π}). Максимальна товщина карбонатного колектора складає $h_k = 190$ м, пористість підрахункова $\Pi = 6,8\%$, газонасиченість $\Gamma = 70\%$ [11]. Сумарна товщина ефективних пор у колекторі (m_{Π}) визначається за формулою:

$$m_{\Pi} = h_k \cdot \Pi \cdot \Gamma \quad (6.2)$$

де m_{Π} - сумарна товщина ефективних пор у колекторі;

h_k - максимальна товщина карбонатного колектора;

Π - пористість підрахункова;

Γ - газонасиченість

Для розрахунку m_B значення Π та Γ подамо в частках одиниці, тоді

$$m_{\Pi} = 190 \cdot 0,068 \cdot 0,7 = 9,04 \text{ м}$$

Користуючись формулою 6.1 та показниками $k_L = 0,9$ та $m_B = 9,04$ м, розрахуємо відстань (h_{Π}) вгору від покрівлі юрсько-гельветського горизонту J-h, на яку вплинуло вилучення газу з цього карбонатно-терігенного колектора:

$$h_{\Pi} = 70 \cdot 9,04 \cdot 0,9 = 570 \text{ м}$$

Показник h_{Π} характеризує інтервал, в якому породи зазнали розвантаження від виснаження так званого базового колектора, в даному випадку горизонту J-h, що сприяло переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів. Інакше кажучи, чим ближче розташування низько пористого колектора до базового горизонту, тим більшого розущільнення він зазнає.

Вплив розвантаження базового горизонту на залучення до розробки низько пористих колекторів наочно видно за приростом додаткових запасів газу на діючих та нових горизонтах родовища (рис. 6.5).

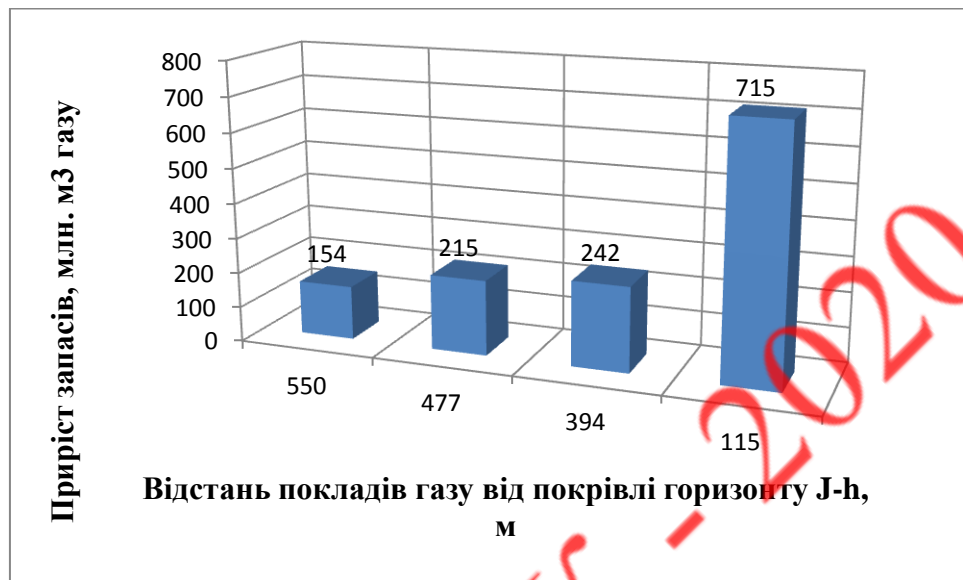


Рисунок 6.5 – Зміна обсягів приросту запасів газу в покладах та їх відстань над покрівлею горизонту J-h.

Показник h_p вказує на дистанцію, за якою розуцільнення вже не діє, тобто на цю відстані не відчувається вплив можливої усадки в процесі експлуатації продуктивного колектора на пісковики, які залягають у його покрівлі.

Беручи до уваги, що сумарна товщина ефективно пір в колекторі, яка умовно приймається еквівалентної вийманій потужності породи, не визначається точно, а лише вказує на силу переданого впливу, перейдемо на її відносну оцінку.

Якщо вважати, що усадка колектора горизонту J-h на глибині 1290 м після вилучення газу дорівнює 1, а на відстані 570 м вгору від цієї глибини, тобто на глибині 720 м її вплив на розуцільнення порід дорівнює 0, тоді коефіцієнт впливу на розуцільнення низько пористих пісковиків (K_B) у покрівлі покладів продуктивних горизонтів на Рудківському газовому родовищі на різних глибинах залягання продуктивних покладів буде пропорційним їх відстані від масивного, так званого базового покладу

горизонту J-h. Коефіцієнт K_B для Рудківського газового родовища можна розрахувати за таким рівнянням:

$$K_B = [H - (H_1 - h_p)] / h_p \quad (6.4)$$

де H – глибина залягання покривлі низько пористого колектора родовища, м;

H_1 – глибина залягання покривлі найпотужнішого продуктивного горизонту родовища, м;

h_p - інтервал розвантаження для підроблених пісковиків, м, визначається за формулою 6.1.

Враховуючи, що для умов Рудківського газового родовища H_1 складає 1290 м, а значення h_p дорівнює 570 м, формула 6.4 приймає вид:

$$K_B = (H - 720) / 570 \quad (6.5)$$

де H – глибина залягання покривлі покладу продуктивного горизонту, який досліджується, м.

Значення коефіцієнту впливу на розуцільнення низько пористих пісковиків у покривлі покладів продуктивних горизонтів на Рудківському газовому родовищі наведені у табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Приріст видобувних запасів газу у покладах Рудківського родовища в залежності від розуцільнення низько пористих пісковиків

Індекс горизонту	Глибина залягання покривлі покладу, м	Приріст запасів газу млн. м ³	Коефіцієнт впливу на розуцільнення, K_B
НД-4	740	154	0,04
НД-5	813	215	0,16
НД-7	896	242	0,31
НД-9-8	990	0	0,47
НД-10	1175	715	0,8
J-h	1290	0	1,0

Аналіз даних, які наведені у табл. 6.2 вказує на загальну картину впливу на приріст запасів газу положення низько пористих колекторів в розрізі. Слід зазначити, що не менш значущу роль у прирості запасів газу на завершальній стадії розробки родовища відіграє наявність потенційних продуктивних колекторів, які на стадії проведення геологорозвідувальних робіт мали низькі значення пористості. При загальній характеристиці продуктивних пластів-колекторів необхідно враховувати їх кількість, потужність, особливості залягання, геологічну неоднорідність, не постійність властивостей та деякі інші геологічні показники.

Проте, попередню оцінку перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів у розрізі газового родовища, яке експлуатується, можна визначити через розрахунок коефіцієнту впливу на розущільнення низькопористих пісковиків. Виконані дослідження на прикладі зміни обсягів видобувних запасів газу у покладах Рудківського газового родовища вказують на пряму пропорційність між значеннями коефіцієнту впливу на розущільнення низько пористих пісковиків та обсягами приросту запасів газу (рис. 6.6).

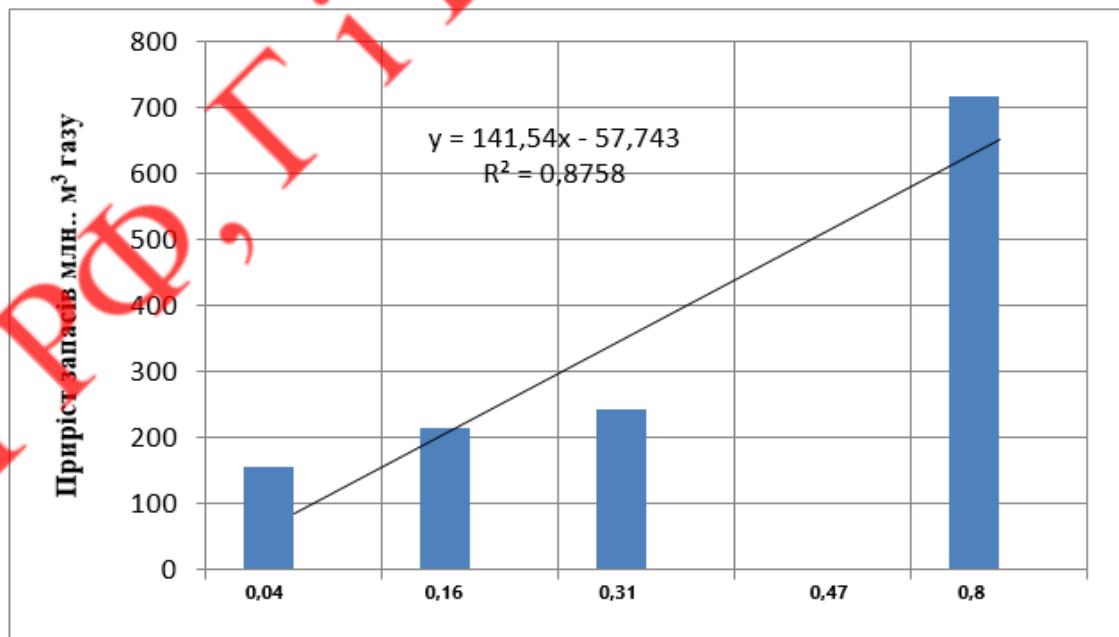


Рисунок 6.6 – Пропорційність обсягів приросту запасів газу в покладах та значень коефіцієнту K_b .

Висновки за розділом.

За результатами виконаних досліджень встановлено, що для Рудківського газового родовища інтервал розвантаження для пісковиків, які підроблені вилученням газу з покладу горизонту J-h, складає 570 м. Простежується чітка пряма пропорційність обсягів приросту запасів газу у покладах НД-4, НД-5, НД-7 та відкритого після вилучення основних запасів газу родовища покладу горизонту НД-10 із значеннями запропонованого коефіцієнту впливу на розущільнення низько пористих пісковиків.

Наведені результати досліджень доводять наявність впливу вилучення газу з покладу горизонту J-h на формування промислового колектора та утворення нового покладу газу на горизонті НД-10 за рахунок розвантаження та розущільнення шарів низько пористих пісковиків. Представлений методичний підхід до визначення перспективності умов переходу низько пористих пісковиків у колектори, придатні до промислового видобутку газу. Зокрема, запропоновано порядок розрахунків таких показників, як сумарна товщина ефективних пор у колекторі, інтервал розвантаження підроблених пісковиків, коефіцієнт впливу на розущільнення низько пористих пісковиків, що дозволяє оцінювати їх перспективність на отримання додаткових промислових припливів газу на завершальних стадіях експлуатації газових та газоконденсатних родовищ.

ГРФ,

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було вивчено характер впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розущільнення низькопористих колекторів в межах Рудківського газового родовища.

В результаті виконаних досліджень, на прикладі Рудківського газового родовища розраховано, що інтервал розвантаження для пісковиків, які підроблені вилученням газу з покладу юрсько-гельветського горизонту J-h, складає 570 м. За обсягами вилученого газу з покладів НД-4, НД-5, НД-7 та відкритого, після вилучення основних запасів газу родовища, покладу горизонту НД-10, встановлена чітка пряма пропорційна залежність між приростом запасів газу та значеннями запропонованого коефіцієнту впливу на розущільнення низькопористих пісковиків.

Наведені результати досліджень свідчать про вплив вилучення газу з покладу горизонту J-h, потужність якого становить 190 м, на формування промислового колектора та утворення нового покладу газу на горизонті НД-10, що залягає на 115 м вгору за розрізом від масивного юрсько-гельветського покладу, за рахунок розвантаження та розущільнення шарів низькопористих пісковиків.

Обґрунтовано методичний підхід до визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів після відбору газу, на розущільнення низькопористих колекторів в межах одного газового або газоконденсатного родовища, що характеризують частину геологічного розрізу, в якому існує перспективність переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів.

Представлений методичний підхід до визначення перспективності умов переходу низькопористих пісковиків у колектори, придатні до промислового видобутку газу містить, зокрема, розрахунки таких показників, як сумарна товщина ефективних пор у колекторі, інтервал розвантаження підроблених пісковиків, коефіцієнт впливу на розущільнення низькопористих пісковиків,

що дозволяє оцінювати перспективність отримання додаткових промислових припливів газу на завершальних стадіях експлуатації газових та газоконденсатних родовищ.

Результати роботи відповідають сучасному рівню наукових і технічних знань, тому що розглядають мало вивчені наслідки геомеханічних процесів, які виникають на завершальній стадії експлуатації газових родовищ, які впливають на низько пористі колектори у напрямку встановлення їх промислової газоносності, що відкриває перспективи нарощування запасів газу на діючих родовищах. Вони можуть бути використані при проведенні досліджень з вирішення проблеми промислової газоносності низько пористих порід-колекторів, пошуку пасток не антиклінального типу, прогнозуванню геологічних умов утворення вторинних фільтраційно-ємкісних властивостей, сприятливих для формування покладів додаткових запасів газу.

Автор і керівник роботи висловлюють подяку професору кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка», доктору геолого-мінералогічних наук В.В. Лукінову за надання матеріалів для виконання роботи і неоціненні консультації.

ГРФ, ГІРРК, 2020

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1 Актуальні проблеми нафтогазової геології/ Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, О.С. Лозинський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка, М.І. Манюк – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. 240 с.

2 Голуб П.С., Солодкий В.М., Павленко П.Т., Макєва Н.П. Проблеми промислової нафтогазоносності порід-колекторів із пониженими фільтраційно-ємкісними властивостями та шляхи їх вирішення. *Проблеми нафтогазової промисловості*. – Київ, Вип.5. 2007. С. 47 – 50.

3 Булат А.Ф., Лукінов В.В., Безручко К.А., Круковський О.П., Круковська В.В. Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ. *Доповіді Національної академії наук України*, 2018. №8. С.25-35.

4 Булат А.Ф. Круковський О.П., Безручко К.А., Лукінов В.В., Круковська В.В. Геомеханічні процеси при тривалій експлуатації газових свердловин та їх чисельне моделювання. *Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи*: матеріали III міжнародної наук. конф., - 2-5 вер. 2019.- К.: ІГТМ НАНУ, 2019.- С. 65-69.

5 Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини: Харків, ТО Ексклюзив, 2014. 174 с.

6 Лукинов В.В., Пимоненко Л.И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса. Киев. Наук. думка, 2008. 352 с.

7 Булат А. Ф., Лукинов В.В, Безручко К.А. Умови формування газових пасток у вугленосних відкладах. Київ. Наукова думка, 2017. 252 с.

8 Лукінов В.В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях/ *Науковий вісник НГУ*, 2007. № 4. с. 55 - 59.

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

10 Иофис М. А. Шмелёв А. И. Инженерная геомеханика при подземных разработках . М. Недра, 1985. 248 с.

11 Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 т. Т. IV. Західний нафтогазоносний регіон/ Українська нафтогазова академія. Львів, 1998. 328 с.

12 Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда /А.Ф. Булат та ін.. Киев: Наук. Думка, 2008. 412 с.

13 Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т Т. III: Східний нафтогазоносний регіон/ Українська нафтогазова академія. Львів, 1999. 1424 с.

14 Чебан О.В., Владика В.М. Перспективи нарощування видобутку газу на старих родовищах Передкарпаття на прикладі Рудківського газового родовища. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2007. Вип.5. С 326–328.

15 Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. В 2 т. / Анциферов А.В. и др. Донецк: изд-во «Вебер», 2009. Т. 1. 456 с.

ГРФ, ГІРРК, 2020

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОППМ.20.06.ПЗ	Пояснювальна записка	67	
			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint	19	Слайди

ГРФ, ГІР РКК - 2020

ДОДАТОК Б

Відгук

керівника кваліфікаційної роботи

на тему: «Визначення перспективних умов переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів (на прикладі Рудківського газового родовища)» студента групи 103-16-1 Кобези Владислава Сергійовича

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам освітньо-професійної програми Геологія рівня бакалавр з наук про Землю.

Об'єктом дослідження є геологічні умови та колекторські властивості покладів Рудківського газового родовища Передкарпатської нафтогазоносною області. Предмет дослідження умови переходу низько пористих пісковиків до промислових колекторів.

Актуальність роботи зумовлена необхідністю вивчення адекватності ущільнення гірського масиву вугленосної товщі після виймання вугільного пласту та встановлення колекторських властивостей природних газових, або газоконденсатних горизонтів що можуть впливати на їх ущільнення на завершальній стадії експлуатації родовища.

Зміст роботи у повному обсязі відповідає дескрипторам національної рамки кваліфікації – знання і розуміння основних процесів, історії та складу Землі як природної системи. При виконанні роботи застосовані основні професійні компетентності бакалавра – здатність детально вивчати, аналізувати геологічну будову родовища, виконувати збір та підготовку текстової, числової та графічної геологічної інформації необхідної для складання звіту. Виконувати обробку інформації в ПЕОМ з використанням математичних методів.

Мета роботи встановлення порядку розрахунку та визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів, після відбору газу, на розущільнення низько пористих колекторів в межах родовища, що сприяло б залученню до промислового видобутку додаткових обсягів газу.

Застосовані методи дослідження дали змогу розрахувати інтервал розвантаження для пісковиків, які підроблені вилученням газу з покладу юрсько-гельветського горизонту J-h, встановити пряму залежність між приростом запасів газу та значеннями запропонованого коефіцієнту впливу на розущільнення низько пористих пісковиків. Проведений аналіз властивостей піщаних колекторів Припятьсько-Донецької та Карпатської нафтогазоносних провінцій, показав тенденцію зменшення з глибиною відкритої пористості пісковиків. Обґрунтовано та запропоновано методичний підхід до визначення границь зони впливу ущільнення промислових колекторів після відбору газу.

Практичне застосування результатів роботи дозволяє оцінювати перспективність отримання додаткових промислових припливів газу на завершальних стадіях експлуатації газових та газоконденсатних родовищ.

Кваліфікаційна робота виконана самостійно, на основі реальних даних. Під час виконання застосовані комп'ютерні програми Microsoft Word, Microsoft Excel.

Пояснювальна записка, як і презентація, оформлена з урахуванням діючих стандартів вчасно та охайно.

Рекомендована оцінка за умови активного захисту «відмінно».

Студент Кобеза Владислав Сергійович заслуговує присвоєння кваліфікації бакалавр з наук про Землю.

Керівник роботи
ст. викладач

Хоменко Н.В.