

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

_____ (інститут)
Факультет природничих наук та технологій _____
(факультет)
Кафедра _____ Геології та розвідки родовищ корисних копалин _____
(повна назва)

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

студентки _____ Богомаз Вікторії Андріївни _____
(ПІБ)

академічної групи _____ 103М-19-1 _____
(шифр)

напряму підготовки _____ 103 Науки про Землю _____
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ за освітньо-професійною програмою _____ «Геологія» _____
(за наявності)

_____ (офіційна назва)

на тему Особливості геологічних умов газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Лукінов В.В.			
розділів:				

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			
----------------	--------------	--	--	--

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

(повна назва)

(підпис) _____ (прізвище, ініціали)
« _____ » _____ 20__ року

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

студентці Богомаз Вікторії Андріївни академічної групи 103М-19-1
(прізвище та ініціали) (шифр)
напряму підготовки _____ 103 Науки про Землю
спеціалізації¹ за освітньою-професійною програмою _____ «Геологія»
(за наявності)

на тему Особливості геологічних умов газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 16.11.20 № 947

Розділ	Зміст	Термін виконання
1	Аналітичний огляд літератури, вибір напрямку досліджень та характеристика стану робіт з залучення додаткових запасів газу на газових і газоконденсатних родовищах.	12.10.20 - 30.10.20
2, 3	Сбір та формування даних з геологічної характеристики ГКР району робіт.	30.10.20 - 12.11.20
4, 5	Узагальнення особливостей та спільних рис ГКР, що досліджуються	12.11.20 - 27.11.20
Висновки	Встановлення геологічних характеристик, які можуть бути використані в якості прогнозно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.	27.11.20 - 13.12.20

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

Дата видачі 12.10.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії _____ 14.12.2020

Прийнято до виконання _____ Богомаз В.А.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 83 стр., 27 рис., 5 табл., 16 літературних джерел, 6 формул, 2 додатки.

ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА НАФТОГАЗОНОСНА ОБЛАСТЬ,
НИЗЬКОПОРІСТІ КОЛЕКТОРИ, ПРИРІСТ ЗАПАСІВ ГАЗУ, ПОВЕРХ
ГАЗОНОСНОСТІ, ЕФЕКТИВНИЙ ТИСК, ТИСК ГАЗУ.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю залучення до паливно-енергетичного комплексу низькопористих колекторів діючих ГКР.

Об'єкт досліджень – геологічні умови газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси.

Предмет досліджень – закономірності зміни ефективних тисків колектору в процесі експлуатації та потужності поверху газоносності, як прогнозно-оціночних показників приросту початкових запасів газу.

Мета роботи – встановлення спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання ГКР ДДЗ, на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників, в якості прогнозно-оціночних.

Завдання досліджень – виділити спільні риси й характерні особливості геологічних умов залягання та розробці ГКР ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу для подальшого визначення прогнозно-оціночних ознак ймовірного приросту початкових запасів газу.

Новизна роботи полягає в розробці методичного підходу до оцінки стану геомеханічних процесів, що супроводжують проведення газовидобувних работ, визначенні перспективного об'єму газоносної структури та розрахунку ефективного тиску порід «суперколектору», які сприяють формуванню

колекторських властивостей у низько пористих шарах пісковиків та додатковим припливом газу в свердловину.

В результаті виконаних досліджень були обґрунтовані особливості та спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу, зокрема потужність поверху газоносності, сумарну потужність суперколекторів, перспективний об'єм газоносної структури, ефективний тиск порід «суперколектору».

Копіювати заборонено 103М-19-М

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РОБІТ З ЗАЛУЧЕННЯ ДОДАТКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ	10
2. МЕТА, ЗАВДАННЯ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ	13
3. СТИСЛА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ	17
3.1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ	17
3.2 СТРАТИГРАФІЯ	19
3.3 ТЕКТОНІКА	26
3.4 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ	31
4. ОГЛЯД ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ (ГКР) ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ, НА ЯКИХ ОБСЯГИ ВИЛУЧЕНОГО ГАЗУ ПЕРЕВИЩУЮТЬ ЙОГО ПОЧАТКОВІ ЗАПАСИ	35
5. ХАРАКТЕРНІ РИСИ ТА ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ГКР, НА ЯКИХ ОТРИМАНО ПРИРІСТ ДОДАТКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ	65
ВИСНОВКИ	76
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	77
ДОДАТОК А ВІДГУК	79
ДОДАТОК Б РЕЦЕНЗІЯ	82

ВСТУП

Збільшення власного видобутку вуглеводневої сировини на діючих газоконденсатних родовищах (ГКР) обумовлено необхідністю забезпечення енергетичної безпеки України, зокрема за рахунок залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових обсягів природного газу. Ця проблема є надзвичайно актуальною для всіх нафтогазоносних регіонів України, які характеризуються високим ступенем робіт з розвідки початкових запасів нафти і газу, налагодженою роботою видобувного комплексу, розвиненою інфраструктурою матеріально-технічного та науково-технічного забезпечення.

Відомо [1], що на родовищах, які експлуатуються тривалий час, спостерігається збільшення видобувних запасів газу над початковими.

Один із шляхів отримання додаткових ресурсів вуглеводневих в Україні може полягати у встановленні особливостей геологічних умов, за якими на завершальній стадії розробки ГКР до видобутку залучаються додаткові запаси газу з низько пористих колекторів і які не були враховані на початкових етапах розробки, що дозволило б оптимізувати роботи з до розвідки родовища та заздалегідь планувати проведення необхідних геолого-геофізичних досліджень задля вилучення залишкових запасів вуглеводнів.

Вилучення газу з колекторів, що експлуатуються, призводить до зниження тиску флюїдів у них, визиває їх ущільнення та сприяє розвантаженню від гірського тиску порід, які залягають вище продуктивних горизонтів. Проте, на сьогодні відсутні підходи до орієнтовного прогнозу кількісній оцінці отримання додаткових запасів газу, немає показників, які б вказували на час початку та ступінь активності процесів ущільнення продуктивних колекторів та пов'язаних з ними процесів розущільнення низько пористих пісковиків.

Актуальність дипломної роботи зумовлена необхідністю встановлення особливостей геологічних умов газоконденсатних родовищ

Дніпровсько-Донецької западини, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси та виявлення показників, що визначають початок процесу ущільнення пористих колекторів та розущільнення низькопористих пісковиків до промислових колекторів при певному впливі природних та техногенних чинників.

Об'єкт досліджень – геологічні умови вісьмох газоконденсатних родовищ ДДЗ, зокрема унікальних за кількістю видобувних запасів Шебелинського та Західно-Хрестищенського, великих за запасами Мелихівського, Машівського, Ведмедівського, Розпашнівського та середніх за запасами Кегичівського та Ланнівського, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси.

Предмет досліджень – співвідношення особливостей геологічних умов залягання та обсягів запасів газу у покладах ГКР ДДЗ, також співставлення закономірностей зміни геостатичних тисків та тисків газу в процесі експлуатації з характеристиками міцності піщаних колекторів як прогнозно-оціночних показників перспективності приросту початкових запасів газу.

Мета роботи – встановлення спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників в якості прогнозно-оціночних.

Ідея роботи полягає в тому, що перспективи промислового скупчення вуглеводнів можуть бути пов'язані з вторинними газовими пастками нетрадиційного типу, які утворюються у шарах низько пористих колекторів, які залягають або вище продуктивних горизонтів, або серед них, внаслідок розвантаження від гірського тиску порід основного колектора, після вилучення з нього значних обсягів газу, що призводить спочатку до зниження тиску флюїдів у них, а потім до підвищення тиску за рахунок потрапляння газу з шарів, що розущільнюються.

Завдання досліджень – проаналізувати та виділити спільні риси й характерні особливості геологічних умов залягання та розробці газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу; дослідити, з якими геологічними умовами пов'язане збільшення початкових запасів газу; визначити, які спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ із збільшенням початкових запасів газу можуть бути використані в якості прогностно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

Методичним підґрунтям досліджень був збір, аналіз та узагальнення даних з геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ у межах Машівсько-Шебелинського газоносного району та з визначенням приналежності покладів до основного геолого-структурного елементу ДДЗ. Відзначалися вік промислових горизонтів, тип колектора, тип покладу, наявність соляних відкладів, глибина покрівлі покладу, режим покладу, поверх газоносності, підрахункова товщина колекторів та їх сумарна товщина на родовищі, початковий пластовий тиск, початкові запаси газу, обсяги перевищення початкових запасів газу; розраховувався максимальний геостатичний тиск, встановлювався мінімальний пластовий тиск газу до його стрибка зростання або стабілізації; розраховувалось значення тиску ущільнення колекторів покладу та встановлювався зв'язок між ефективним тиском у покладі та міцністю пористого пісковик-колектору; встановлювались спільні риси й характерні особливості геологічних умов ГКР з додатковими ресурсами, серед яких обираються прогностно-оціночні показники.

Наукова новизна роботи полягає в розробці методичного підходу до оцінки стану геомеханічних процесів, що супроводжують проведення газовидобувних робіт, та складається з аналізу співвідношення поточного тиску газу в колекторі та гірського тиску, яке сприяє формуванню колекторських властивостей у низько пористих шарах пісковиків, покращенню їх

фільтраційних властивостей та додатковим припливом газу в свердловину, що дозволяє віднести до потенційно газоносною потужну товщу порід в межах поверху газоносності.

В результаті виконаних досліджень були обґрунтовані особливості та спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу.

Зокрема встановлено, що потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують перспективний об'єм газоносною структури, який дозволяє дати орієнтовно прогнозну кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу.

Доведено, що зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації, який фіксується у вигляді стрибку зростання пластового тиску газу або його тимчасової стабілізації на тлі постійного падіння під час вилучення газу, відбувається при перевищенні тиску ущільнення порід колектору над розрахунковими значеннями його межі міцності, що свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів.

Запропоновано використовувати розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, при яких спостерігається стрибок зростання тиску газу в якості прогнозно-оціночного показнику ймовірного приросту початкових запасів газу.

1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РОБІТ З ЗАЛУЧЕННЯ ДОДАТКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

Під час експлуатації деяких газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) було відзначено перевищення обсягів видобутого газу у порівнянні з початковими його запасами, підрахованими за даними геологічної розвідки. Найбільш детально цю проблему розглянуто у роботі С.В. Кривулі [1], де було встановлено, що основний обсяг приростів 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. В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є та ін. [2] вважають причиною отримання додаткових запасів газу те, що низько пористі колектори не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу, а почали віддавати газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами по мірі зниження в них тиску. На їхню думку, на сьогоднішній день не розроблено методи прямого безпосереднього визначення та вимірів в пластових умовах при фактичних тисках та температурах таких параметрів, як відкрита пористість, коефіцієнт об'ємного стиснення пор, та деяких інших, що відображають ємнісно-фільтраційні здатності пластів-колекторів. На практиці користуються дослідженнями ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів, отриманих лабораторними методами з моделювання термодинамічних умов залягання промислових покладів. При цьому, тиск обтиску керн, який моделюється в лабораторних умовах називається ефективним тиском ($P_{\text{еф}}$) або тиском ущільнення та розраховується як різниця між геостатичним тиском ($P_{\text{гео}}$), що створюється за рахунок ваги

порід, які залягають вище колектора, та протидіючим йому пластовим тиском флюїдів у пласті-колекторі (Рпл) [2], за формулою: $P_{\text{эф}} = P_{\text{гео}} - P_{\text{пл}}$.

Проте, автори [2] вважають, що з урахуванням значень коефіцієнту бокового розпору, який розраховується з використанням значень коефіцієнту Пуасона – модулю поперечної деформації, що визначається при випробуваннях кернів гірської породи на одноосьовий стиск, реальний коефіцієнт бічного розпору може істотно відрізнятись від визначеного розрахункового через нерівнокомпонентність поля напруг у масиві гірських порід. При розрахунках геостатичного тиску автори [2] пропонують для умов газоконденсатних родовищ центральної частини Північного борту ДДЗ використовувати коефіцієнт розвантаження геостатичного тиску 0,739 на глибині 2000 м та 0,663 на глибині 4000 м.

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.

В роботі Н.В. Гоптарьової [3], на прикладі газоконденсатних родовищ Передкарпатської нафтогазоносної області також відмічається, що в процесі експлуатації видобувних свердловин у присвердловинній зоні гірських порід спостерігається зниження поточного пластового тиску на 3-20 МПа в залежності від глибини їх залягання і фільтраційних властивостей порід-колекторів. В результаті цього породи-колектори, особливо в присвердловинній зоні, починають відчувати додаткове вертикальне навантаження, що призводить до деформації порового простору порід.

Наприклад, для родовищ Долинського нафтопромислового району градієнт тиску розущільнення порід коливається в межах 0,012-0,014 МПа на 1 м глибини, в той час як середній геостатичний тиск, що виникає під дією гірських порід товщиною 1 м, становить 0,023 МПа. Такі коливання тиску

розущільнення порід пов'язані з впливом багатьох факторів і, в першу чергу, з типом порід-колекторів, глибиною їх залягання, розташуванням свердловин на структурі тощо.

В роботах А.Ф. Булата, В.В. Лукінова, К.А. Безручка та ін. [4,5], відмічається, що така схема «дренажу» або «підживлення» газом працює по всій величезній площі контактів високопористих або високотріщинуватих колекторів з низькопористими та по тектонічних порушеннях. Встановлено що 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 міжзернової проникності та пористості (до 13–20%) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Тобто йдеться про сумісну роботу щільних та високопроникних колекторів – до останніх було запропоновано термін «суперколектори».

Можна припустити, що наявність перетоків газу із низькопроникних пластів у високопроникні та залучення до розробки запасів газу, що міститься у низькопроникних слабогазоносних колекторах, серед іншого також можуть бути наслідком геомеханічних процесів, що відбуваються під час тривалої експлуатації газового родовища. У роботі М.І. Мачужака, І.В. Височанського, А.В. Лизанця та ін.[6] зазначається, що під час порушення рівноваги масивів гірських порід, яке є наслідком вилучення вуглеводнів, відбувається деформація як продуктивних пластів (колекторів), так і навколишніх гірських порід. Звертає на себе увагу подібність якісної картини деформації масивів гірських порід при розробці нафтових і газових родовищ та при розробці вугільних родовищ [5]. Важливою особливістю є деформованість продуктивних пластів, що містять вуглеводні, та щільний зв'язок напружено-деформованого стану пласта-колектора та вміщуючих порід, які необхідно розглядати як єдину систему.

Принципово відрізняється від вищезазначеного підходу осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ [7], згідно якої немає ані «нафто материнських світ», ані готових нафтових вуглеводнів, що піднімаються з глибинних частин Землі. Гіпотеза базується на том, що нафтові вуглеводні формуються у верхніх ділянках земної кори, де глибинний водень (а не готові нафтові вуглеводні) з'єднуються з седиментогенним вуглецем. Згідно до цієї гіпотези додаткові запаси газу на газоконденсатних родовищах що експлуатуються тривалий час надходять у вигляді глибинного водню, який утворює вуглеводні разом з вуглецем, який є в наявності у верхніх ділянках земної кори. Тобто, додатковий приплив газу в суперколектор здійснюється не з низько пористих колекторів, які розвантажуються внаслідок зниження тиску газу у цьому суперколекторі, а завдяки новоутворення вуглеводневого газу. При цьому підході більш уваги приділяється природному процесу газоутворення та газонакопичення, аніж на вплив техногенного чинника на розкриття низько пористих газоносних порід та залучення їхніх запасів до паливно-енергетичного комплексу.

Висновки за розділом:

- на багатьох ГКР ДДЗ встановлено перевищення обсягів видобутого газу у порівнянні з початковими його запасами, підрахованими за даними геологічної розвідки, проте шляхів прогнозування перспективності отримання додаткових запасів газу на діючих родовищах з урахуванням геологічних чинників не визначено.

2. МЕТА, ЗАВДАННЯ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

Основною метою роботи, яка виконувалась, було встановлення спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких отримано приріст запасів газу, з

подальшим встановленням можливості використання цих показників в якості прогнозно-оціночних.

Для досягнення поставленої мети виконувались такі завдання:

- виділити спільні риси й характерні особливості геологічних умов залягання та розробці газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу;

- дослідити, з якими геологічними умовами пов'язане збільшення початкових запасів газу;

- визначити, які спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ із збільшенням початкових запасів газу можуть бути використані в якості прогнозно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

За даними, що наведені у роботі [1], визначені ГКР, на яких отримано приріст запасів газу. Загальні відомості про геологічні умови залягання, стратиграфію, тектоніку та нафтогазоносність Східного нафтогазоносного регіону (НГР), зокрема Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району (НГР) до якого відносяться обрані для дослідження ГКР, вивчались за матеріалами, наведеними у роботі [8]. Для співставлення спільних рис та особливостей геологічних умов залягання газонасних відкладів на окремих ГКР, що досліджуються, систематизація показників проводилась за даними, що наведені у роботі [9]. Зокрема, відзначався вік промислових горизонтів, тип колектора, тип покладу, наявність соляних відкладів та галагенезу, режим експлуатації покладу. Окремо фіксувалася глибина покрівлі найвищого покладу та потужність поверху газонасності, які сумарно визначали максимальну глибину покладів на ГКР. Для кожного ГКР обчислювалася сумарна «підрахункова» товщина колекторів (суперколекторів), по яких проводився підрахунок запасів газу під час проведення геологорозвідувальних робіт. Аналізувалися підрахункові значення товщини колектору, їх сумарні

потужності та товщини поверхів газоносності на родовищах, обчислювалися площі структур, визначалися початковий пластовий тиск газу, мінімальний пластовий тиск газу до його стрибка зростання або стабілізації, початкові запаси газу [9], обсяги перевищення початкових запасів газу [1]. За отриманими даними розраховувалися перспективний об'єм газоносної структури, максимальний геостатичний тиск, значення ефективного тиску, або тиску ущільнення колекторів покладу, та встановлювалися зв'язки між приростом запасів газу та перспективним об'ємом газонасичених структур, ефективним тиском у покладі та міцністю пористого пісковика-колектору. Аналізувалися спільні риси й характерні особливості геологічних умов ГКР з додатковими ресурсами, які могли би слугувати прогностичними показниками.

При дослідженні будь-яких складних природних систем, часто вивчають взаємозв'язки між елементами системи. Значну роль у цьому відіграють методи математичної статистики, зокрема кореляційного аналізу, які дозволяють об'єктивно встановлювати форму залежності між досліджуваними величинами і оцінювати її тісноту. Ці методи виявляються дуже корисними у випадках, коли які-небудь параметри важко піддаються безпосередньому вимірюванню і для їх оцінки потрібне використання деякої непрямой інформації.

Під час виконання завдання були застосовані методи кореляційного аналізу [10] з метою визначення тісноти зв'язку між елементами вибірок та для встановлення впливу геологічних чинників, зокрема зв'язку між перспективним об'ємом газоносної структури та обсягами приросту запасів газу та впливу глибини залягання покладів на максимальне значення ефективного тиску, яке спостерігається у точці мінімального значення пластового тиску газу та початку його стрибку подальшого зростання.

Коефіцієнт кореляції, який визначає тісноту зв'язку розраховується наступним чином: Якщо уявити, що вибірка X (x_1, x_2, \dots, x_n) - це значення

аргументу, а вибірка $Y (y_1, y_2, \dots, y_n)$ – це значення функції, то коефіцієнт кореляції між цими величини можна вирахувати за формулою:

$$r_{xy} = \frac{\sum (x_i - x_{cp}) \cdot (y_i - y_{cp})}{\sqrt{\sum (x_i - x_{cp})^2 \cdot \sum (y_i - y_{cp})^2}} \quad (2.1)$$

де, x_{cp} , y_{cp} – середні значення у вибірках, S_x^2, S_y^2 – дисперсії

Коефіцієнти кореляції змінюються у діапазоні від -1 до 1. Якщо коефіцієнт дорівнює нулю, то це говорить про повну відсутність лінійного зв'язку. Знак r визначає характер зв'язку – прямий або зворотній.

Висновок за розділом:

- для досягнення мети та вирішення намічених завдань доцільно застосувати комплекс методів, який включає аналіз та узагальнення спеціальної літератури в даній галузі, проведення аналітичних досліджень та статистичний аналіз отриманих результатів.

3. СТИСЛА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ

3.1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО) за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України. Вона простягається від Білорусі через Дніпровську низовину до Донбасу і далі через його північні околиці до кордону з Росією (рис. 3.1).

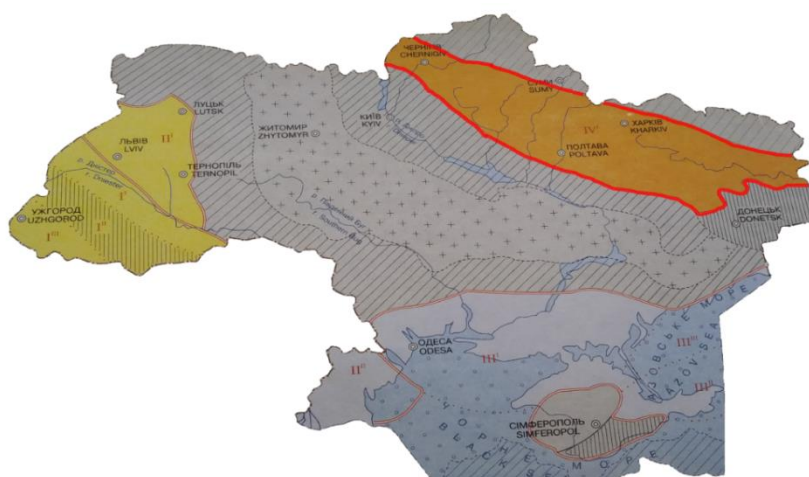


Рисунок 3.1 — Схема розташування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область

об'єднує нафтогазоносні землі з запасами і ресурсами вуглеводнів різного ступеня вірогідності (від категорії А до Д). У тектонічному відношенні вона знаходиться в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ), захоплюючи частину північного Донбасу та смугу південного схилу Воронезької антеклізи.

У різних тектонічних зонах западини на території від Чернігівської до Луганської області було відкрито 34 родовища, серед них такі, як уже згадане Шебелинське та великі нафтогазоконденсатні Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське та ін. Вивчення і

промислова оцінка похованих структур і насамперед міжкупольних складок Машівсько-Шебелинського газоносного району привели до численних відкриттів, у тому числі великих Єфремівського, Західно-Хрестищенського, Яблунівського, Котелевського, Березівського та інших родовищ (Рис. 3.2).

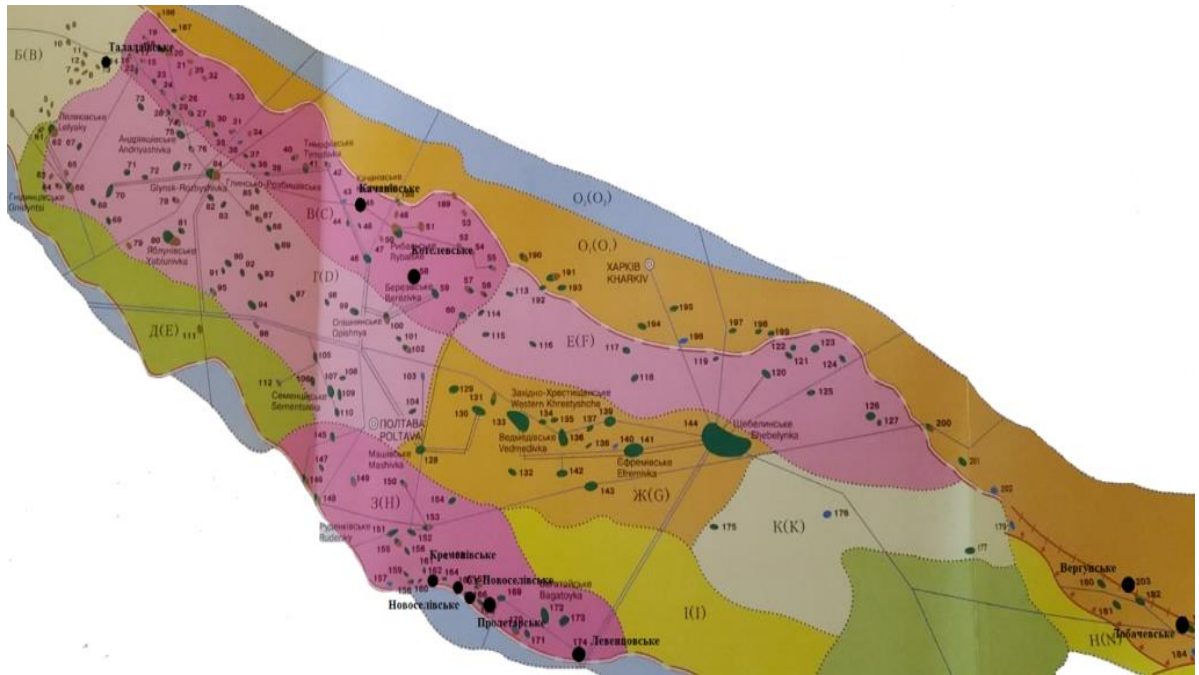


Рисунок 3.2 — Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області та розташування родовищ, які були відібрані для досліджень

Вже у 1962 р. ДДНГО дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 р. - і газу. З цього часу Східний регіон залишається провідним в Україні за запасами і видобутком вуглеводнів. Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли у 1967 р. (358,9 тис. м). Саме в цей час відбулася мотивована переорієнтація пошуково-розвідувальних робіт на глибини 3000-5000 м. Стрімко збільшувалися обсяги сейморозвідувальних робіт з використанням методу спільної глибинної точки (МСГТ). Суттєво змінився розподіл розвіданих запасів за глибинами. З 1970 р. у зв'язку з постійно зростаючим дефіцитом пошукових об'єктів була успішно розпочата

промислова оцінка малоамплітудних піднять на малих та середніх глибинах. Це дозволило повернутися до ділянок, де вже проводилися геологорозвідувальні роботи, і завдяки перегляду матеріалів досліджень виявити значну кількість нових об'єктів. У результаті було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське, Бережівське та інші родовища.

3.2 СТРАТИГРАФІЯ

У геологічній будові продуктивної товщі території досліджень приймають участь відклади верхнього відділу кам'яновугільної та нижнього відділу пермської систем.

Верхньокам'яновугільні відклади, у відповідності до Уніфікованої схеми (1965 р.), розглядаються в обсязі світ \square_3^1 (ісаївської), \square_3^2 (авіловської), \square_3^3 (араукаритової) і низів картамиської світи $\square_3^{\square\square}$. Нижня частина світи \square_3^1 (від вапняка \square_1 до вапняка \square_2) відноситься до московського ярусу середнього карбону, а решта розрізу світи \square_3^1 , світи \square_3^2 і \square_3^3 та низи картамиської світи $\square_3^{\square\square}$ відносяться до гжельського ярусу верхнього карбону.

Відклади повного розрізу верхнього карбону розкриті на Шебелинському, Зах.-Хрестищенському, Мелихівському, Єфремівському, Кобзівському родовищах, на Веселівській, Світлівській та ін. площах,

У розрізі верхньокам'яновугільних відкладів чітко прослідковується зміна умов седиментації - від паралічного осадконакопичення, характерного для середнього карбону, яке продовжувалося і протягом ісаївського, авіловського і ранньоараукаритового часу (до вапняку \square_5) - до континентально-лагунного в пізньоараукаритовий час, коли сформувались переважно строкатоколірні утворення.

Світа \square_3^1 (ісаївська) за літологічними ознаками розділяється на 3 товщі. Нижня - складена темно-сірими аргілітами і алевролітами з прошарками дрібнозернистих кварцових пісковиків і доломітизованих вапняків; середня - представлена перешаруванням сірих польовошпатово-кварцових пісковиків, алевролітів, темно-сірих вапнистих аргілітів і сірих тріщинуватих вапняків; верхня - складена прошарками сірих алевритистих аргілітів, алевролітів, дрібнозернистих кварцових пісковиків і сірих, тріщинуватих вапняків.

Світа \square_3^2 : (авіловська) складена чергуванням пачок сірих різнозернистих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пласти пісковиків у розрізі світи сягають 20-70 м. На Миролюбівській площі виділяється 5 таких пачок, до одної із яких приурочений газовий поклад.

Світа \square_3^3 (араукаритова) вивчена досить детально, оскільки розкрита великою кількістю свердловин на всіх структурах зони. У будові світи виразно прослідковуються дві літологічні товщі: нижня (від вапняка \square_1 ; до вапняка \square_2) - сіроколірна, піскувата з прошарками аргілітів, глин і малотовщинних вапняків, і верхня (від вапняка \square_5 до вапняка \square_8) - строкатоголірна, глиниста з прошарками пісковиків і вапняків. Відклади араукаритової світи містять піщані продуктивні горизонти Г-7 - Г-13.

Товщина піщаних пачок і пластів у нижній частині світи іноді сягає 160 м. На багатьох підняттях пісковики араукаритової світи газоносні. Загальна товщина араукаритової світи складає: на Зах.-Хрестищенському родовищі 750 м, на Мелихівському - 700 м, на Шебелинському - 870 м, на Єфремівському -- 800 м, на Зах.-Соснівському - 740 м, на Кегичівському 740 м, па Кобзівському 760 м.

Світа $\square_3^{\square\square}$ (нижня частина картамиської світи). Дослідженнями розрізу картамиської світи в південно-східній частині ДДЗ підтверджена

обґрунтованість віднесення до верхнього карбону нижньої її частини (від вапняка \square_1 до вапняка \square_5). Верхня частина світи (між вапняками \square_5 і \square_8), яка отримала назву меліхівської товщі, що незгідно залягає на картамиській світі, відноситься до нижньої пермі.

Літологічно світа представлена червоноколірними глинами, аргілітами, глинистими алевролітами і в меншій мірі пісковиками. Рідко зустрічаються збагачені теригенним матеріалом карбонатні прошарки. У межах досліджуваної території картамиська світа поширена не повсюдно. На площах, просторове положення яких характеризує поширення світи в поперечному напрямі відбувається різка зміна її товщин від практично пов-

ного розрізу (св. Меліхівська 4, Єфремівська 50) до різкого її зменшення (св. Єфремівська б) і цілковитої відсутності (св. Хрестищенська 9).

Сумарна товщина верхньокам'яновугільних відкладів у межах дослідженої зони змінюється від 800 до 2000 м.

В основу стратифікації розрізу пермських відкладів покладена схема стратиграфії пермських відкладів Російської платформи (1965), згідно з якою виділяються нижній і верхній відділи.

У розрізі нижньопермських відкладів виділено (знизу вверху): картамиська, микитівська, слов'янська і краматорська світи. Перші три світи відповідають

асельському ярусу, а остання - сакмарському ярусу єдиної стратиграфічної шкали.

У складі микитівської світи виділено євятогірську і торську ритмопачки, слов'янської світи - підбрянцівську, брянцівську, надбрянцівську | красносільську ритмопачки.

Меліхівська товща (верхи картамиської світи) незгідно перекриває різні за віком нижчезалягаючі відклади. На Зах.Хрестищенській, Зах. Медведівській, Зах.-Соснівській, частково Кегичівській площах ця товща залягає па араукаритовій світі, а на решті площ - з розмивом на картамиській світі

верхнього карбону. Літологічно меліхівська товща представлена червоно-бурими і зеленувато-сірими глинами, алевролітами і пісковиками з прошарками конгломератів суттєво глинистого складу та рідкими прошарками і жовнами ангідриту. Товщина меліхівської товщі порівняно стабільна і складає 240-300 м. Відклади меліхівської пачки містять піщані продуктивні горизонти А-6-А-8.

Микитівська світа на дослідженій території має широкий розвиток, зазнаючи лише частковий розмив у склепінні Веселівського і Миролюбівського підняття а також повний розмив на Лозовеньківському і Волвенківському підняттях та північній частині Степнівського купола, розташованих за межами району досліджень. У складі світи виділяються святогірська і торська ритмопачки.

Святогірська ритмопачка в нижній частині представлена перешаруванням сірих і строкатоколірних глин з доломітами, вапняками, ангідритами, алевролітами і кам'яною сіллю. У верхній частині залягає святогірський пласт солі. Досить чітко вираженими маркувальними горизонтами є вапняки \square_8 - \square_{10} , \square_{12} , \square_1

Торська ритмопачка в нижній частині теж складена ритмічним перешаруванням сірих і темносірих глин, алевролітів з доломітами, ангідритами і пластами кам'яної солі. Завершується торська ритмопачка потужним торським пластом солі. У розрізі ритмопачки виділяються маркувальні горизонти \square_2 , \square_3 , \square_4 , що представлені доломітами і ангідритами.

Товщина микитівської світи (повна) змінюється від 300 до 440 м, а на ділянках розмиву - 0-250 м. Слід відмітити, що в склепіннях Світлівського, Веселівського і Миролюбівського підняття розріз світи безсольовий. Микитівська світа містить продуктивні горизонти А-4-А-5,

Слов'янська світа у межах дослідженої зони має значне поширення, проте, як і микитівська, зазнає на відмічених вище підняттях частковий або повний розмив. У складі світи виділяються підбрянцівська, брянцівська, надбрянцівська

та красносільська ритмопачки, які мають дуже подібну будову. Нижня частина представлена товщею чергування пластів ангідритів, доломітів і кам'яної солі з прошарками глин і вапняків. Верхня частина ритмопачок складена однорідною товщею сірої крупнокристалічної солі. Маркувальними горизонтами слов'янської світи є карбонатні пласти \square_4^2 , \square_1^1 , \square_2, \square_2^1 , \square_3 , \square_3^1 З» 83» представлені сірими, глинистими і детритусовими вапняками. Товщина слов'янської світи складає 500-600 м, а на ділянках, де вона зазнає розмиву, товщина змінюється від 0 до 400 м, не вміщуючи пластів солі. Слов'янська світа містить продуктивні горизонти А-1-А-3.

Краматорська світа переважно представлена кам'яною сіллю, безколірною, крупнокристалічною. В товщі галіту зустрічаються рідкі прошарки ангідритів, алевролітів буруватих і строкатих глин, найтовстіші з яких є маркувальними. Відмічаються також прошарки калійних солей. В подошовній частині світи залягає, як правило, товща іржаво-бурих пісковиків і алевролітів, що зветься «плямистим» або «белбасівським» горизонтом, а в покрівлі - брекчія вилуговування. Товщина світи змінюється від 0 до 500 м. Сумарна товщина нижньопермських відкладів у межах досліджуваної території змінюється від 0 до 1500 м.

Формування відкладів \square_3 - \square_5 пов'язане з орогенним підетапом етапу формування субгеосинкліналі, що продовжувався від середини пізнього карбону майже до кінця пізньої пермі. Під час цього етапу район робіт перетворився у периклінальний прогин ДСС з характерним набором перехідних осадових формацій. Палеогеографічно район досліджень у карбоні представляв собою то вузьку і відносно глибоку затоку Східно-Руського морського басейну, то алювіально-болотяну рівнину, що примикає до нього. У пермі занурення тривало і накопичувалися континентальні і лагунні відклади, у тому числі

соленосні, оскільки усе це відбувалося на тлі поступової аридизації клімату, а саме перехідні формації найбільш відчують зміни клімату в області їх утворення. Спостерігається звичайна для орогенного формаційного ряду зміна від низу до верху сіро-колірних піщано-глинистих, часто вугленосних відкладів, червоноколірними, потім соленосними і знов червоноколірною моласою. На відміну від Донбасу, в межах району робіт відклади верхів карбону - низів пермі не були піддані істотним деформаціям і були перекриті з переривом і місцями з невеликою кутовою незгодою червоноколірними континентальними відкладами тріасу, що виконують вже більш широку і пласку, ніж авлакоген, платформну западину - Українську синеклізу.

Продуктивна товща \square_3 - \square_7 в обсязі верхньої частини араукаритової та картамиської світ за літологічними ознаками може бути об'єднана у червоноколірну формацію верхнього палеозою. Червоноколірна формація підстеляється сіроколірною вугленосною формацією та перекривається хомогенною товщею нижньої пермі.

Найбільш детально червоноколірна формація досліджена у Донбасі, де вона виходить на поверхню, за результатами буріння простежена по всій ДДЗ і Прип'ятському прогині. В Бахмутській котловині виділена в об'ємі верхньої

червоноколірної частини араукаритової світи (вище вапняку \square_4^I) і картамиської світи нижньої пермі. У межах ДДЗ має стратиграфічно ковзну донизу границю з підстеляючою сіроколірною товщею в напрямку з південного сходу на північний захід, де суттєво червоноколірними стають відклади верхів московського ярусу. Верхня границя цієї товщі проведена зараз по ваняку Ок, однак, слід мати на увазі, що в період інтенсивного вивчення червоноколірної формації границю часто проводили по першому, найбільш потужному пласту доломіту або ангідриту у підшві хомогенної товщі, який умовно зіставлявся з

вапняком В! і, таким чином, при кореляціях об'єм червоноколірної товщі збільшувався на об'єм більшої частини святогірської пачки. Потужність червоноколірної формації (в згаданому об'ємі) зменшується у напрямку з південного сходу на північний захід: так, у Донбасі вона складає біля 1200 м, в районі Слов'янська біля 840 м, в Шебелинці - біля 700 м і біля 150 м в районі Чернігова.

Розріз формації представлений перешаруванням червоноколірних глин, алевролітів і пісковиків з нечисленими, малопотужними прошарками карбонатів, переважно доломітового складу. На більшій частині площі відмічається закономірний розподіл різниць у розрізі, який проявляється у тому, що нижня частина товщі переважно глинисто-алевритова, середня - піщано-алевритова, а верхня -- карбонатно-алеврито-глиниста. Вміст піщано-алевритових різниць поступово зростає зі сходу на захід. У тому ж напрямку змінюються форми залягання літологічних різниць; якщо на сході переважає лінзоподібне залягання з частим перешаруванням різниць, їх виклинюванням, літологічним заміщенням, то на заході переважає вже пластове залягання, пласти стають все більш потужними і витриманими по площі.

Поряд з безумовною формаційною єдністю, у напрямку з південного сходу на північний захід спостерігаються і зміни мінералогічного і літофаціального складу. Так, для пісковиків червоноколірної товщі у цілому характерні тонка та дрібна зернистість, кварцовий або польвошпатово-кварцовий склад, але у напрямку на захід пісковики стають більш крупнозернистими, гірше сортованими, містять включення кварцових уламків різної обкатаності та катуни глин, у кластичній частині з'являються калішпати. Поступово зменшується і зникає широко розповсюджений на Шебелинці ангідритовий цемент. Приблизно такі самі зміни простежуються і до південного борту западини, У розрізі червоноколірної формації виділяються морські, лагунні та континентальні відклади, при переважній ролі лагунних, утворених в

умовах поступово зростаючої аридизації клімату. Обриси лагун постійно змінюються, це чисто екзотенні, геологічно ефемерні водойми. Стосовно ДДЗ їх можна розглядати як другорядні відгалуження основного мілководного морського басейну з аномальною солоністю, яка помітно зростала протягом картамиського часу.

О.Ю. Лукін вважав, що ці відклади накопичувались у великій, дуже мілководній, періодично пересихаючій водоймі, причому надходження теригенного матеріалу здійснювалось шляхом делювіального площинного змиву, як при накопиченні осадів у великих водоймах-такирах безстічних западин сучасних аридних зон. Приймаючи лагунний генезис основної товщі, слід відмітити її поліфаціальний характер: у її складі, як лагунні, виділялися фації піщаних виносів рік (підводна частина дельт), фації піщаних осадів пересипів, кіс і барів, фації піщано-алевритових осадів хвильової брижі затоко-лагунного мілководдя, фації алеврито-глинистих осадів лагун і заток та фації сульфатно-карбонатних осадів засоленої лагуни. У межах розглянутої території переважають три останні групи, при зростаючій у часі ролі осадів засоленої лагуни.

3.3 ТЕКТОНІКА

Дніпровсько-Донецька западина входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити. Беручи свій початок в Центральній Азії, лінеамент у межах Європи виглядає як низка гетерогенних генетично пов'язаних великих тектонічних елементів (кряж Карпінського, складчастий Донбас, Дніпровсько-Донецька і Прип'ятська западини, Поліська

сідловина, Підлясько-Брестська западина), що впритул підходить до лінії Тейссейре - Торнквіста.

Згідно з сучасними поглядами на формування тектонічно активних зон земної кори в складній геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта можна виділити два основи періоди (цикли) розвитку. Перший за результатами глибинних геофізичних досліджень припадає на рифей. Рифтова зона цього періоду збереглася донині у вигляді грабена, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків Шишаки. Разом з Пачелмським авлакогеном. Того ж віку вони розділяли Сарматський щит на три частини. Рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за своєю будовою елемент Східно-Європейської платформи.

Другий період розвитку рифтової системи системи вивчений геофізичними дослідженнями і глибоким бурінням значно краще.

Передавлакогенна стадія почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадконагромадженні і руйнуванні утворень Сарматського щита. В цей час на фоні решток рифейського грабена знову виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Площа акумуляції девонських відкладів суттєво більша, ніж у попередньому циклі. Одночасно з зануренням території і седиментацією в її межах формувалася система глибинних розломів. Багато з них досягали мантиї і служили провідними каналами для магми. Площа вулканічної діяльності з часом збільшувалася. Розломи зумовили блокову будову ложа докембрійських утворень і мобільність його складових частин на протязі другого періоду розвитку рифта. Диференційовані рухи блоків змінювалися в часі як за напрямками, так і за інтенсивністю.

Авлакогенна стадія включає три етапи: девонський (задонсько-єлецький), девонсько-кам'яновугільний (лебедянсько-руденківський) та кам'яновугільний (турнейсько-нижньо-візейський). Це була найактивніша тектонічна стадія, яка

відобразилася в мозаїчному характері зміни потужностей окремих товщ, їх літофацій, у різноманітності речовинного складу порід та бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. Під час лебедянсько-руденківського етапу з'явилися перші ознаки соляного тектогенезу, безперервно-переривчасті прояви якого продовжуються донині. Найактивніші фази стадії зафіксовані значною кількістю незгідностей у розрізі девонських та турнейсько-нижньовізейських відкладів. Наприкінці її остаточно сформувалися крайові розломи. В їх межах переважно і збереглися відклади другого циклу рифтової системи.

Синеклізно-міогеосинклінальна стадія розділяється на три етапи: верхньовізейськосерпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-лермський. На відміну від утворень попередньої стадії цим відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок їх накопичення в єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні. Його швидке компенсоване прогинання охопило значно більшу порівняно з попередньою стадією територію. За межами Дніпровського грабена потужність однакових за віком порід приблизно така сама, як і в інших від'ємних надпорядних структурах Східно-Європейської платформи.

Максимальні товщини відкладів усіх трьох етапів тяжіють до приосьової зони регіону і в південно-східній його частині сягають за десятикілометрову межу, що вже не вкладається в поняття звичайної платформеної структури: вздовж басейну не було яких-небудь стабільних поперечних границь, за якими б мінявся речовинний склад нашарувань; всі зміни мали поступовий еволюційний характер. Найбільші трансгресії в кам'яновугільний період відбулись у пізньому візе і ранньому башкирі. Осадки цих часів поширені далеко за межами Дніпровського грабена. За потужністю, а подекуди і за формаційним складом відклади ДДЗ і Донбасу подібні до типових геосинклінальних утворень. В кінці стадії розпочалося розмежування ДДЗ і Донбасу: після регіонального здійснення

і дислокації відкладів у западині відновився режим прогинання й осадконагромадження, а Донбас залишився в режимі переважного здійснення та активного складкоформування. Саме під час цієї стадії відбулася найсуттєвіша дислокація осадової товщі ДДЗ - з'явилися структури північно-західного напрямку, котрі стали продовженням основних складок Донбасу. Інтенсивно проявлявся галокінез, який досяг максимальної активності в кінці стадії на межі палеозойського і мезозойського періодів.

Остання тріас-четвертинна синеклізна стадія мала чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеномансько-маастрихтський та кайнозойський. Регіон розвивався одночасно з іншими прогинами (синеклізами і авлакогенами) Східно-Європейської платформи, про що свідчать близькі потужності і подібний речовинний склад осадків. Дещо інший вигляд мають утворення тріасового періоду індсько-норійського етапу. Відклади всіх світ тріасу (дронівської, сребрянської і протопопівської) мають моласоїдний характер, що вказує на компенсуючу роль западини стосовно Донбасу. Найбільша трансгресія відбулася під час сеномансько-маастрихтського етапу, коли теплий пізньо крейдовий захопив всю частину Руської платформи окрім складчастого Донбасу.

В Дніпровському грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота розрізу всього фанерозою. Висока тектонічна активність привела до формування структур різного порядку в основному південно-західного орієнтування. Значного поширення набули складки, пов'язані з галокінезом. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю.

Вздовж грабена виділяються північна та південна прибортові і між ними приосьова зони, які віднесені до структур другого порядку. Прибортові зони відзначаються максимальною тектонічною активністю протягом історії формування регіону. Їм властиві стрімке збільшення потужності відкладів у

напрямку приосьової зони, суттєва порушеність докембрійського ложа диз'юнктивами різної амплітуди, активна блокова тектоніка (особливо в авлакогенній стадії). Приосьова зона - це найзануреніша частина грабена, де зафіксовані максимальні потужності всього розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур різних порядків.

Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена. Цей тектонічний елемент успадкував як деякі риси відкритого Донбасу (відсутність мезозойських та третинних відкладів, наявність насувів), так і западини (відносно невеликі потужності кам'яновугільних відкладів, відсутність типових антикліналей). І, найголовніше, він розташований на захід від поперечних дислокацій Донбасу, які відокремлюють в сучасній структурі фанерозою складчасті від Дніпровсько-Донецької западини.

У межах грабена встановлені структури третього порядку: вали, виступи, сідловини, структурні затоки, депресії, котловини, мульди. Однотипні структури за своїми розмірами, морфологією і генезисом не тотожні. Так, є вали вузькі і видовжені, котрі об'єднують в низки дрібні локальні підняття (Зачепилівсько-Левенцівський), але існують і широкі, з досить великими локальними формами (Глинсько-Розбишівський). Вони можуть бути розгалуженими (Хрестищенсько-Єфремівський з відгалуженнями в напрямках Старовірівського та Мелехівського підняття), з розімкнутою перикриналлю (Торсько-Дробишівський).

Ресурси надр западини оцінені на площі 75 тис. км. Об'єм перспективних відкладів в її межах 0,35 млн. км), і за цим показником регіон посідає одне із провідних місць в Європі.

Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів (ПГ) з покладами вуглеводнів.

3.4 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. При низьких температурах рідини системи мають підвищений вміст нафтових, а при високих - ароматичних сполук. Але загалом вміст метанових гомологів переважає над кількістю нафтових і ароматичних компонентів, разом взятих.

За співвідношенням газової та рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсати, системи перехідного стану та нафти. Розмежування між двома останніми має умовний характер.

Вуглеводневі гази без конденсату зустрічаються рідко. До чисто газових віднесено всього 10 невеликих за запасами родовищ. Вміст конденсату в них настільки мізерний, що при випробуваннях не замірявся, не вивчався його склад і не підраховувалися запаси. 115 родовищ газоконденсатні. Як і виключно газові, вони розташовані у південно-східній частині регіону. Далі на північний схід починаючи від лінії Качалівського - Новоукраїнського - Голубівського родовищ поклади газу чергуються зі скупченнями нафти або зустрічаються у вигляді газових шапок. На 1.01 1994 р. налічувалося 48 таких родовищ. Основні розвідані запаси газу припадають на інтервали 1500-2000 м (25,29%) та 3500-4000 м (21,45%), на глибинах понад 5000 м їх поки що налічується 6,25%.

Газоконденсатні поклади, як і скупчення вуглеводневих газів, виявлені в широкому стратиграфічному діапазоні — від відкладів юри (Нільське родовище) до утворень докембрійського фундаменту. Найбагатші за вмістом C_5

(800-1500 г/м³) зосереджені на обмеженій ділянці північної прибортової зони (Талалаївське родовище). На південний захід (до приосьової зони) і південний схід (Котелевське родовище) – вміст знижується до 100-500 г/м³

Системи перехідного стану - це вуглеводневі флюїди, яким притаманні: значна кількість розчиненого газу в рідкій фазі або великий вміст стабільного конденсату в газі подібність до газових конденсатів за фізико-хімічними властивостями: висока взаєморозчинність газової та рідкої фаз. Ці вуглеводневі системи ще недостатньо вивчені і не мають чітких критеріїв визначення. Вони зустрінуті в покладах цілого ряду родовищ центральної та північно-східної частин ДДЗ: Матлахівського, Талалаївського, Арпюхівського, Південно-Панасівського, Західно-Харківцівського, Малодівицького та ін. Усадка систем перехідного стану U цілком перевищує 50%, тобто об'ємні коефіцієнти вищі від 2,0. Початкові тиски насичення змінюються від 18 до 37 МПа. В'язкість низька і, як правило, не перевищує 0,49 (в середньому 0,20-0,30) МПа·с.

Поклади нафти виявлені в нафтових, нафтогазових, газо-нафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 нафтових родовища, в яких відомі лише нафтові поклади. В їх розміщенні є певні закономірності. Основні з них згруповані в двох районах: крайній півю-західній частині ДДЗ та в межах Охтирського виступу та його периферії. На території знаходиться найбільше нафтове родовище - Бугруватівське, із запасами понад 20 млн. т. (запаси решти родовищ не перевищують 1,0-1,5 млн. т). Найбільші початкові видобувні запаси нафти серед газо-нафтових родовищ встановлені в межах Леляківської та Гнідинцівської структур.

Відносна густина вуглеводневі газів у середньому становить 0,6-0,8, але в мезозойських покладах нижча - 0,6. Вільні гази з найбільшою густиною виявлені на північному заході регіону (1,4 - Мільківське родовище). Найменші значення цього показника характерні для південного сходу приосьової зони

грабена (Шебелинське та інші родовища). Відносна густина розчинених газів, як правило, вища - в середньому від 0,7 до 0,95.

Основною складовою частиною вільних газів є метан, вміст якого коливається від 35% (Мільківське родовище) до 99,6% (Червонопопівське родовище). В розчинених газах кількість його змінюється в ширших межах: від 0,8% (Гнідинцівське родовище) до 90%(Голубівське). У межах одного родовища вільні і розчинені гази можуть суттєво відрізнятися за своїм складом. Так, у вільних газах Гнідинцівського родовища частка метану становить 75-85%, а в розчинених - 0,8-2,3%. Сума важких вуглеводнів у вільних газах не перевищує декількох відсотків, хоча в окремих випадках може досягати 58,6% (Мільківське родовище).

Дві важливі особливості відрізняють склад вуглеводневих газів регіону. По-перше, це наявність гелію в промислових кондиціях (0,04-0,06%). У межах північного борту і північної прибортової зони його частка в газі досягає 0,14-0,17% (Коробочкинське родовище). Підвищений вміст гелію встановлено також у південній прибортовій зоні (0,05--0,08%). По-друге, в газах регіону практично немає сірководню. В небагатьох покладах концентрація його складає 0,0001-0,01% і тільки, як виняток, у вільних газах Артюхівського родовища 0,22-0,35% і в розчинених газах Качанівського родовища - 0,4%.

Висновки за розділом:

- Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО) за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України.

- Практично всі поклади, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси віднесені до типу масивно пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених. Вони розташовані у приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, в межах Машівсько-

Шебелинської депресії, де широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, які відіграли важливу роль у формуванні позитивних структур.

Копіювати заборонено 103М-19-1

4. ОГЛЯД ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ (ГКР) ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ, НА ЯКИХ ОБСЯГИ ВИЛУЧЕНОГО ГАЗУ ПЕРЕВИЩУЮТЬ ЙОГО ПОЧАТКОВІ ЗАПАСИ

На великих родовищах Машівсько-Шебелинської депресії в Дніпровсько-Донецької западині, які мають у відкладах $P_1 - C_3$ запаси газу від 10 до 700 млрд m^3 , які експлуатуються десятки років і з яких вилучено понад 1167 млрд m^3 природного газу, за останні 5 років отримано приріст запасів газу приблизно 100 млрд m^3 [1]. До цих родовищ відносяться: Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Машівське, Ведмедівське, Розпашнівське, Єфремівське, Кегичівське та Ланнівське ГКР. З метою виявлення спільних рис та особливостей геологічних умов, які могли б бути використані у якості прогнозно-оціночних показників, що вказують на наявність причин, сприятливих для вилучення з подібних родовищ обсягів газу, що перевищують його початкові запаси, були розглянуті геологічні та промислові характеристики покладів вищезгаданих родовищ.

Шебелинське ГКР розташоване в Балаклійському районі Харківської області. В тектонічному відношенні знаходиться в приосьовій зоні східної частини Дніпровсько-Донецької западини, в прикордонній смузі з північною прибортовою зоною. Пошуки і розвідка газових покладів проводилися з 1949 до 1956 р. за цей час пробурено 37 пошукових та розвідувальних і три експлуатаційних свердловини, якими розкрито розріз порід від четвертинних до кам'яновугільних. В результаті виконання робіт була доведена промислова газоносність відкладів микитівської, картамиської і араукаритової світ.

Структура родовища - асиметрична брахіантикліналь північно-західного простягання (рис. 4.1) з крутим південно-західним крилом та пологим північно-східним. Кути падіння порід відповідно 38о і 15о. Розміри по покрівлі

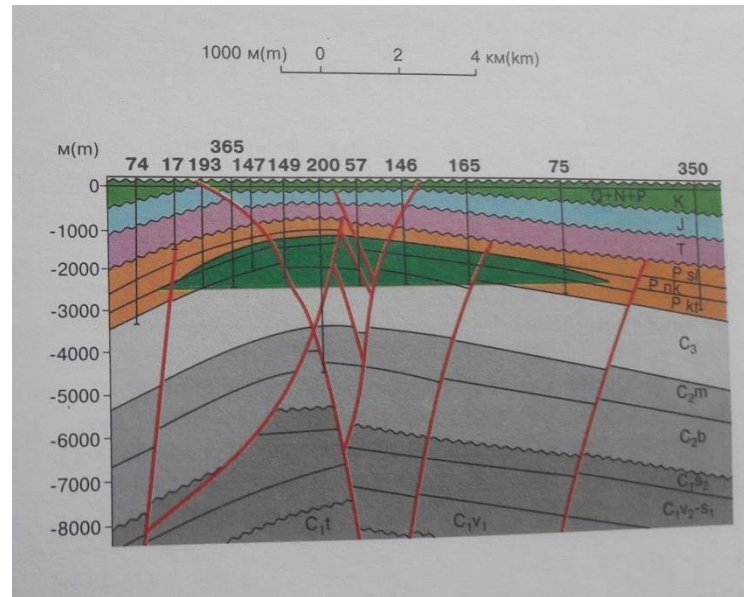


Рисунок 4.2 — Геологічний розріз Шебелинського ГКР по лінії I-I¹

За своїми розмірами, запасами і геологічною будовою це одне з унікальних родовищ у світі. Його відкриття започаткувало для регіону нову епоху пошукових робіт, в результаті яких було відкрито перспективну територію від кордону з Білоруссю до Ростовської області Росії – Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область.

Формування цього унікального родовища з хемогенною покришкою у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону пов'язане з наявністю похованого соляного тіла орієнтовного розміру 6,5 x 13 км і товщиною 2,6 -3,2 км на глибинах 4,7 – 7,0 км. Утворення величезної структури відбулось внаслідок проникнення солі по глибинному розлому давнього закладання. Розмив приблизно 700 м крейдових відкладів в склепинні структури вказує на значний ріст складки в передпалеогеновий час та заповнення пастки вуглеводнями за рахунок латерально-вертикальної міграції з глибшезалягаючих товщ. Ріст антиклінальної складки пов'язаний із підйомом соляного тіла супроводжувався надлишковим тиском, який перевищував геостатичний тиск, що провокувало розбитість структури порушеннями та сприяло широкорозвиненій тріщинуватості порід у розрізі. Внаслідок цього процесу у

склепинні структури над криптодіапіром (закритим діапіром) суттєво покращуються колекторські властивості, що обумовило наявність поверху газоносності товщиною більш за 1 км.

В промислову розробку родовище введене в 1956р. Всього пробурено понад 600 свердловин.

На 01.01.1994 р. експлуатаційний фонд налічував 561 свердловину. Сумарний видобуток газу досяг 569,8 млрд. м³, тобто 88,0% підрахованих (650 млрд. м³) запасів. Пластовий тиск за період вилучення газу зменшився від 24,2 до 2,5 МПа.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них видобули 5-6 млрд. м³ газу, а в середньому по родовищу на свердловину припадає близько 930 млн. м³. Висока їх продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями.

Характерною особливістю розробки родовища є також збільшення з часом відборів газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956-1971 роках) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд. м³, то в 1972-1988 роках він зріс до 35,9 млрд. м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд. м³. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд. м³) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5% газонасичених пор) сприяли досягненню високої концентрації газовіддачі пластів, величина яких оцінюється не нижче 95%.

Західно-Хрестищенське ГКР розташоване в Красноградському районі Харківської області. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах

Хрестищенсько-Єфремівського валу в південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у сеноманських відкладах в 1952 р та підготовлене до оцінки промислової нафтогазоносності. Геологічна будова структури встановлена по відбиваючих горизонтах пермі та верхнього карбону, а також підтверджена результатами глибокого пошукового буріння, внаслідок якого з відкладів горизонту Г-12-13 (інтервал 3728-3735 м) отримано фонтан газу з абсолютно вільним дебітом 1038 тис. м³/добу. Пошуковими і розвідувальними свердловинами розкрито карбонатно-теригенний розріз відкладів від четвертинних до верхньокам'яновугільних; встановлено також сіль пермського та девонського віку.

Позитивна структура у пермсько-верхньокам'яновугільних відкладах є брахіантикліналю північно-західного простягання, південно-східна частина якої повністю зруйнована Хрестищенським соляним штоком. Девонські соляні маси разом з галогенною товщею пермі утворили соляне покриття над західною частиною складки, сформували надійну пастку для вуглеводів. Підняття порушене радіальними скидами амплітудою від 100 до 150 м, а його розміри у верхах карбону складають 11,0 x 5,2 км, амплітуда 800 м (рис. 4.3).

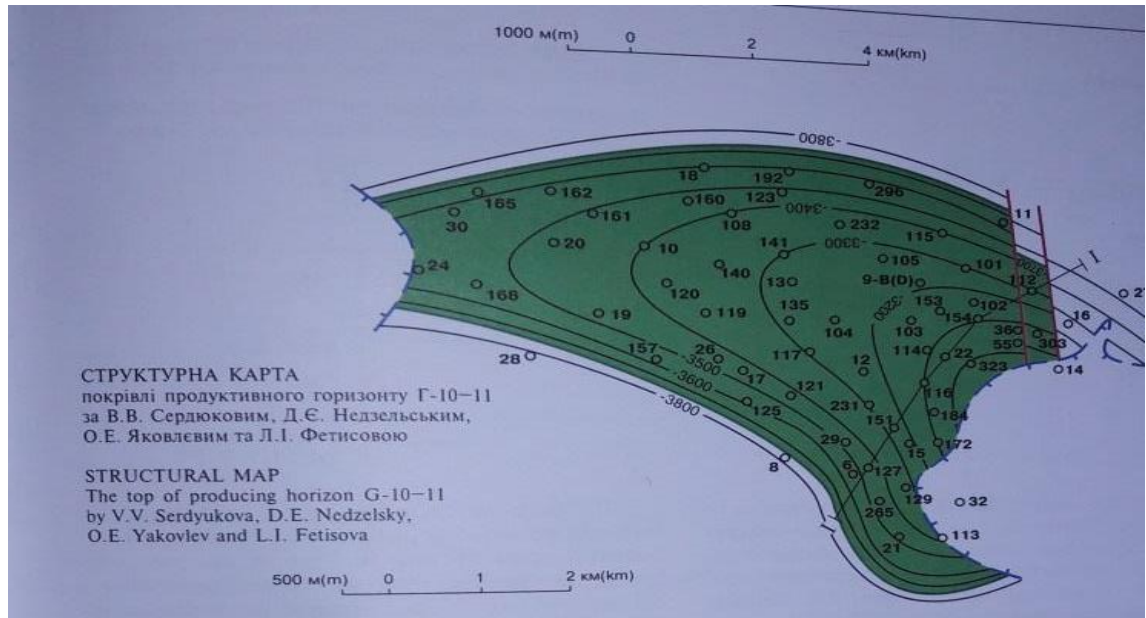


Рисунок 4.3 — Структурна карта Західно-Хрестищенського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту Г-10-11

Численні поклади газоконденсату у відкладах пермі і верхнього карбону пов'язані із склепінними пастками. Скупчення вуглеводів утворили родовище з поверхом газоносності близько 1500 м (рис. 4.4).

Колекторами є піщані пласти в товщі аргілітів. Середнє значення пористості пісковиків пермі 19%, верхнього карбону 15%.

За період розробки газоводяний контакт покладу верхнього карбону піднявся на 86 м. Це зумовлене трьома причинами: просуванням контурних вод вздовж пластів, підняттям по тектонічних порушеннях, проникненням по заколонному простору внаслідок негерметичності цементного кільця у свердловинах [9].

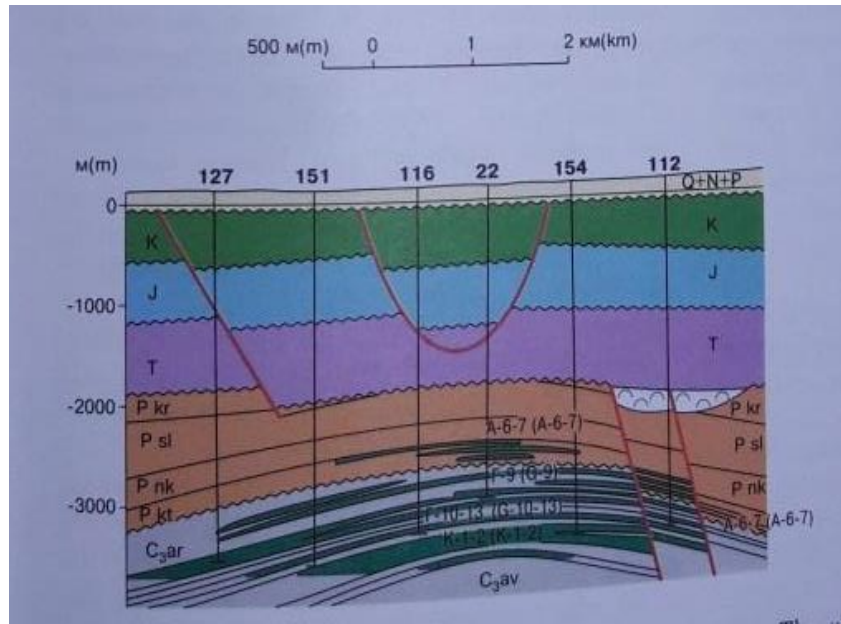


Рисунок 4.4 — Геологічний розріз Західно-Хрестищенського ГКР по лінії I-I¹

Висновок, зроблений у роботі [9] про негерметичність цементного кільця, свідчить про наявність зсувних деформацій масиву гірських порід, які виникли внаслідок ущільнення масивного колектора та розущільнення низько пористих шарів пісковиків після вилучення значних об'ємів газу, утворення тріщин вздовж стовбура свердловини та потрапляння газу по цих тріщинах в заколонний простір, що підтверджує наявність деформаційних процесів, які сприяють формуванню нових колекторів і припливу додаткових обсягів газу.

Єфремівське ГКР розташоване в Первомайському районі Харківської області. У тектонічному відношенні воно входить до Хрестищенсько-Єфремівського валу приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Перший приплив газу на родовищі був одержаний з микитівської світи пермі (інтервал 2448-2520 м) дебітом 167 тис. м³/добу в 1965 році.

По покрівлі картамиської світи підняття є брахіантикліналлю субширотного простягання, східна і західна перкліналі якої ускладнені Єфремівським і Західно-Єфремівським соляними штоками, а присклепінна частина порушена численними скидами переважно субмеридіального

простягання. Розміри структури по ізогіпсі - 3300м 7,2 x 5,8 км, амплітуда 1500м (рис. 4.5).



Рисунок 4.5 — Структурна карта Єфремівського ГКР по покрівлі картамиської світи

За геолого-геофізичними даними однією з особливостей геологічної будови підняття є неузгодженість мезозойського і палеозойського структурних планів (рис. 4.6).

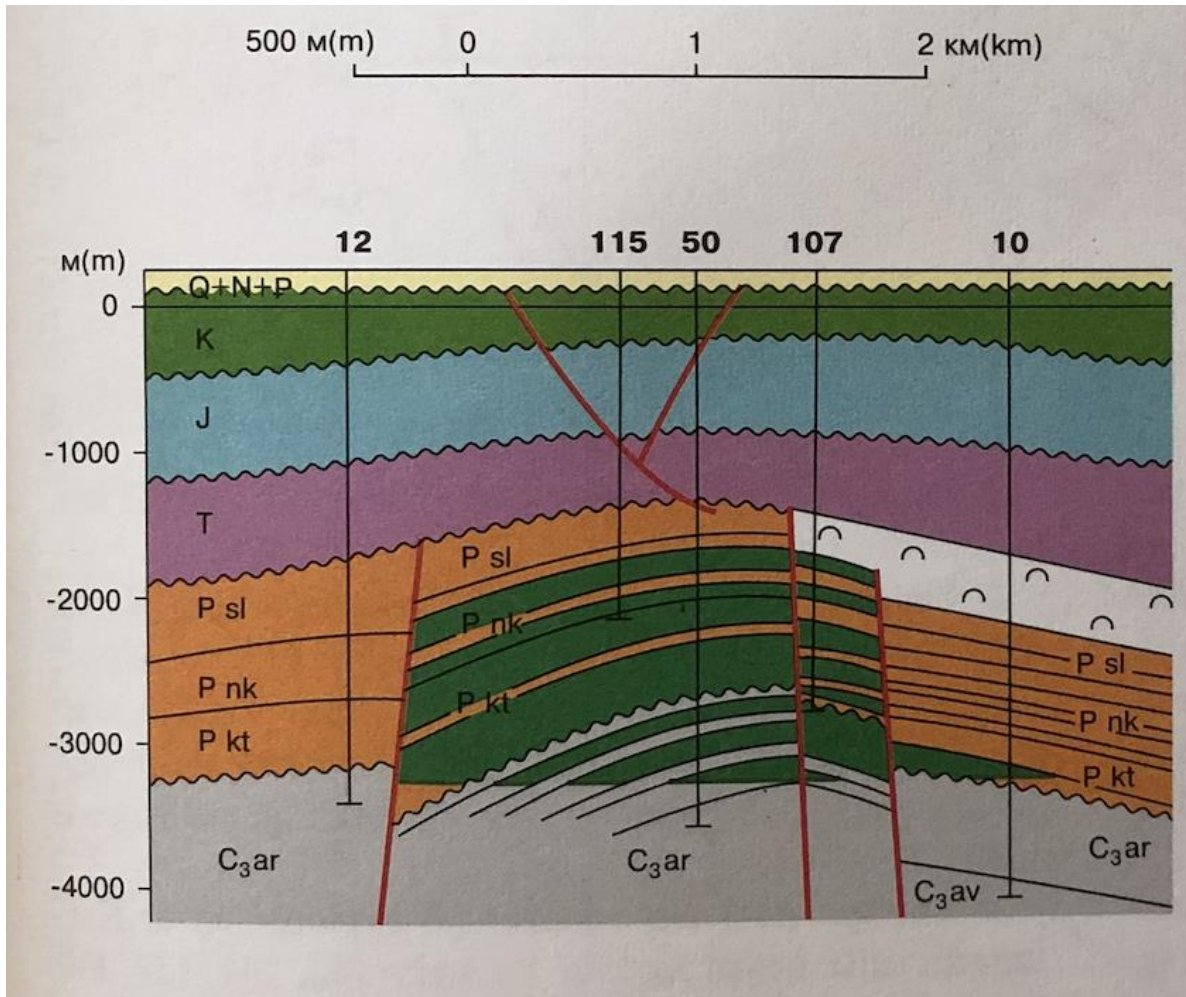


Рисунок 4.6 – Геологічний розріз Єфремівського ГКР по лінії I – I¹.

Газоносними на родовищі є піщано-алевритові породи микитівської і картамиської світ пермі та араукаризової світи верхнього карбону, які утворюють єдиний масивно-пластовий поклад, екранований соляними штоками та хемогенними відкладами пермі (рис. 4.7). Поверх газоносності 1500 м (рис. 4.7). Проте, додаткові запаси газу на родовищі не отримані.

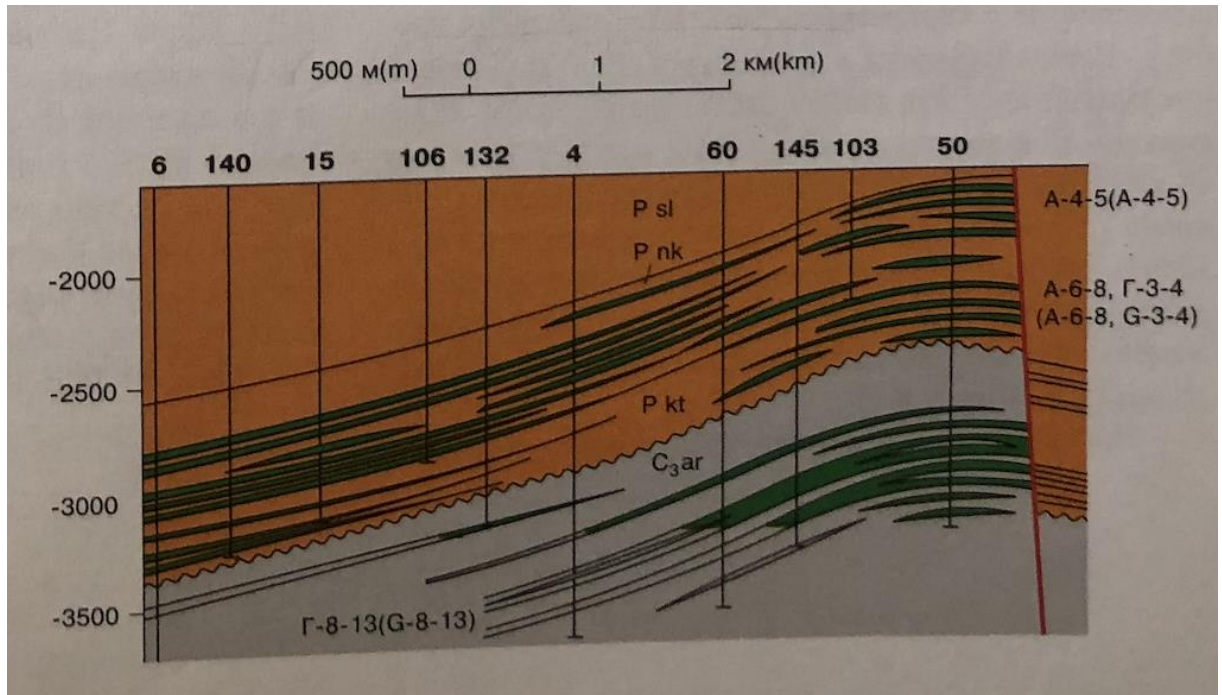


Рисунок 4.7 – Розріз продуктивної частини Єфремівського ГКР по лінії II – II¹.

Мелехівське ГКР розташоване в Нововодолазькому районі Харківської області. Воно знаходиться у південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, в межах Хрещищенсько-Єфремівського валу.

Для оцінки і підготовки до промислового освоєння покладів газу горизонтів А-3, А-5, А-6-7, Г-7-9, Г-10-12 протягом наступних п'яти років пробурено 22 свердловини. В 1976р. експлуатаційною свердловиною 80, з якої отримали потужній фонтан газу (8-11 млн. м³/добу), встановлено продуктивність карбонатних колекторів пермі (горизонт А-3). Для розвідки цих покладів пробурено додатково ще 11 свердловин. Розкрито розріз від четвертинних до девонських відкладів.

У верхньокам'яновугільних відкладах структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання з широким склепінням і досить крутими крилами (10-15°). Її західна і східна перикліналі зрізані соляними

штоками та розбиті на блоки поперечними скидами. В межах ізогіпси -3700 м розмір підняття 6,2 x 4,2 км (рис. 4.8).

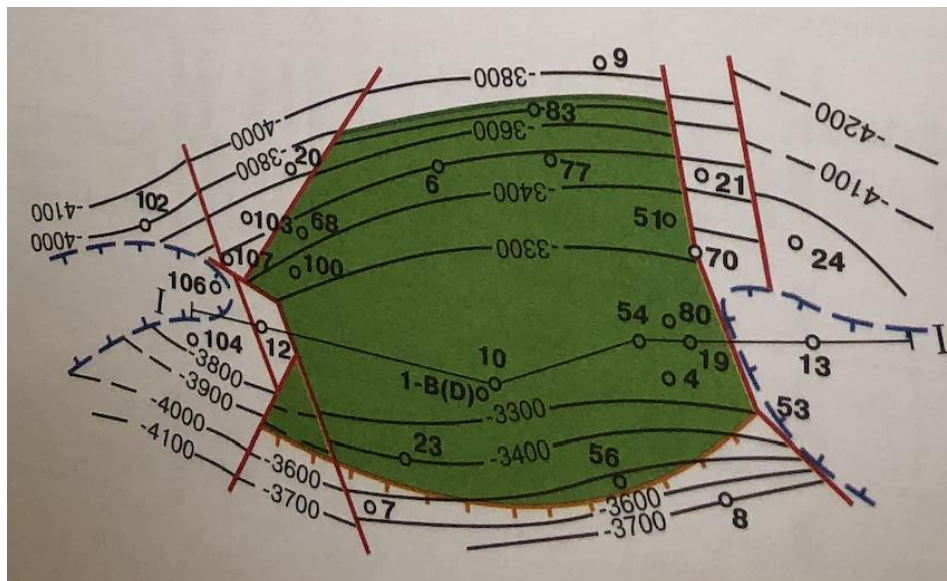


Рисунок 4.8 - Структурна карта Мелехівського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту Г-10 - Г-12.

З горизонтами А-6-7, Г-7-9, Г-10-12 пов'язані масивно-пластові склепінні тектонично-екрановані і літологічно обмежені поклади, а з горизонтами А-3, А-5 – пластові склепінні літологічно обмежені. Висота поверху газоносності досягає 1690 м (рис. 4.9).

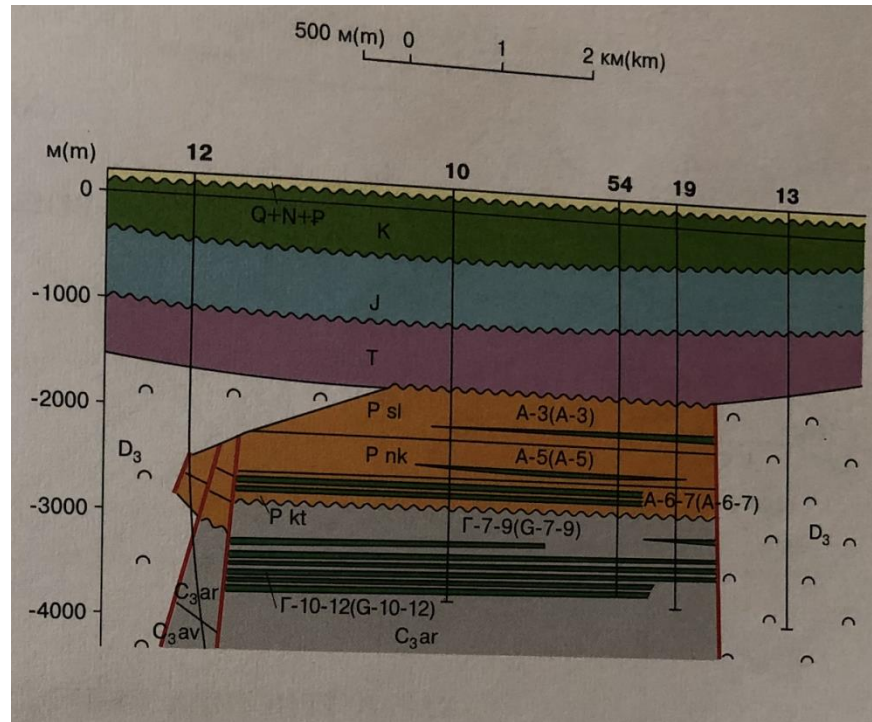


Рисунок 4.9 – Геологічний розріз Мелехівського ГКР по лінії I-I¹.

Поклади газу згруповані в три експлуатаційні об'єкти: I – хомогенної товщі пермі (горизонти А-3, А-5); II – картамиської та араукаритової світ до вапняку Р5 (А-6-7, Г-7-9) та III – араукаритової світи нижче вапняку Р5 (Г-10-12). Розробка газоконденсатних покладів здійснюється в режимі природного виснаження. Стабілізація пластового тиску протягом останніх років розробки вказує на високі видобувні можливості покладів.

Розпашнівське ГКР розташоване в Карлівському районі Полтавської області на відстані 15 км від м.Карлівка. В тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Чутівсько-Ропашнівського структурного валу.

Об'єкт був виявлений в 1953 р. структурно-картувальним бурінням у мергелях київської світи палеоцену, а в 1956 р. підтверджений сейсмічними дослідженнями МВХ по відбиваючих горизонтах мезозою і пермі. Вперше площа введена в пошукове буріння у 1963 р., проте продуктивних горизонтів не виявлено. Повторне буріння розпочалося в 1972 р. після детальних

сейсмозвідувальних робіт 1960 та 1970 рр. В 1973 р. при випробуванні свердловини 4 (інт. 4037-4259 м) отримано промисловий приплив газу абсолютно вільним дебітом 1,6 млн. м³/добу. В цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс. На площі пробурено 14 пошукових та розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до нижньокам'яновугільних, а також пермську та левонську сіль.

По покрівлі продуктивного горизонту Г-9-12 (верхній карбон) структура є моноклінальним блоком (рис. 4.10), який із заходу і сходу обмежений скидами, а з півночі – сіллю Розпашнівського штоку. Розміри блока в межах контуру газоносності 6,2х1,75 км.

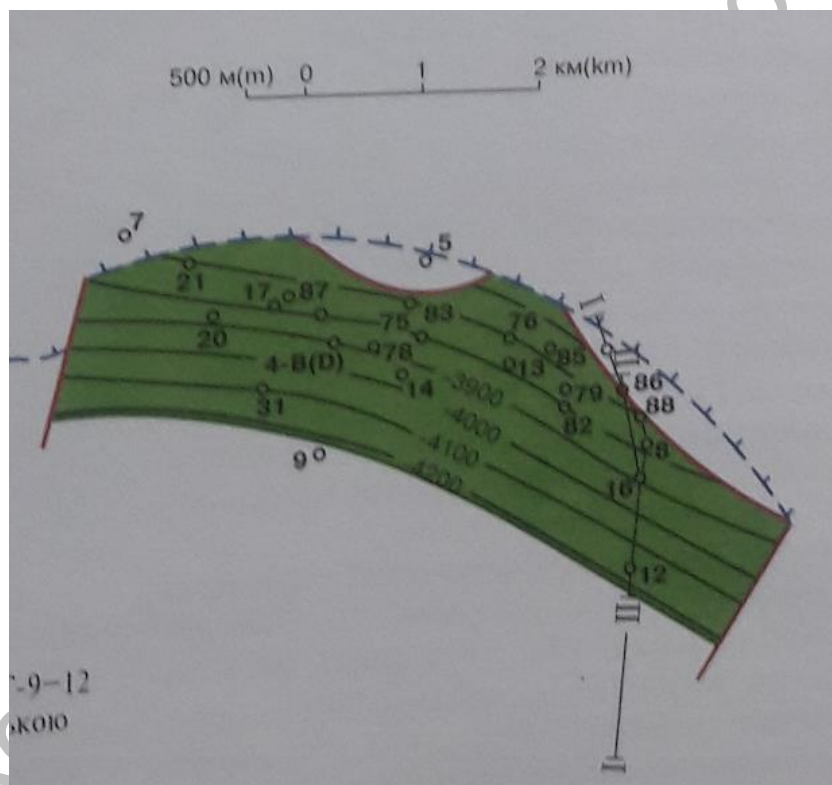


Рисунок 4.10 – Структурна карта Розпашнівського ГКР по покрівлі продуктового горизонту Г-9-12

Газоконденсатні поклади встановлені у відкладах пермі (горизонти А-6-А-7), верхнього (Г-9-12), середнього (Б-5-9) та нижнього (С-4-6) карбону. Вони

масивно-пластові тектонічно екрановані. Висота пермських покладів становить 538м, кам'яновугільних – до 877м. Поверх газоносності сягає 958м. Колектори складені пісковиками пористістю 14-16%.

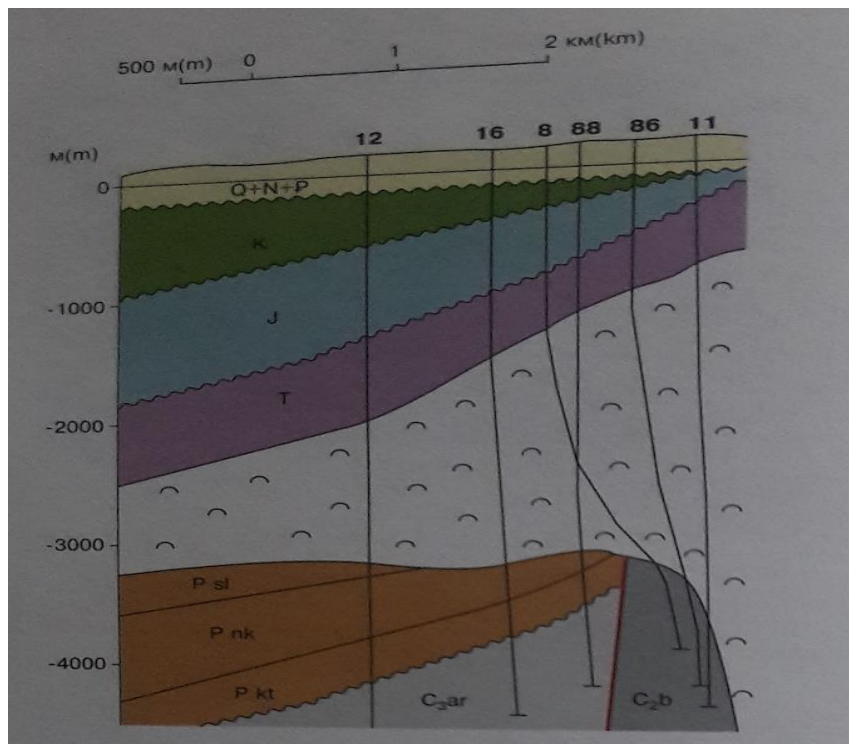


Рисунок 4.11 – Геологічний розріз Розпашнівського ГКР по лінії I – I¹

Розробка покладів розпочата в 1976р. двома свердловинами. У 1977 р. до них приєдналися ще п'ять, а в 1985р. – 11. Режим розробки покладів – газовий. Початкові дебіти газу з відкладів пермі та верхнього карбону становили 250-1300 тис. м³/добу. Дебіти експлуатаційних свердловин на 01.01.1994р. коливались від 5 до 270 тис. м³/добу, в середньому 143,5 тис. м³/добу, поточний робочий тиск на гирлі – від 2,2 до 2,8 МПа, пластовий – від 5,5 до 12,6 МПа. Всього з родовища вилучено 59,6% газу та 44,0% конденсату від їх початкових видобувних запасів.

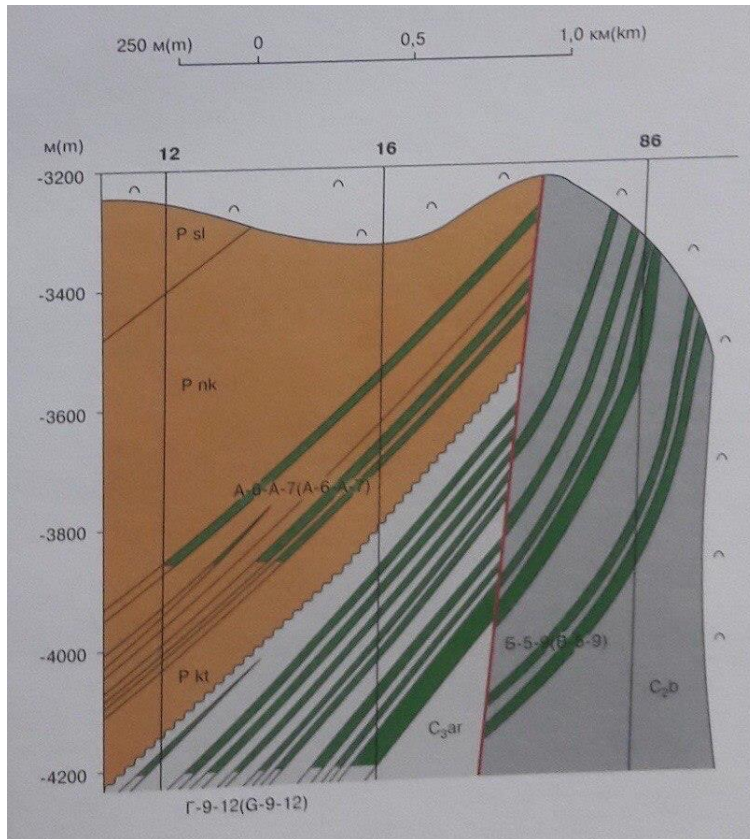


Рисунок 4.12 – Геологічний розріз Розпашнівського ГКР по лінії II – II¹

Ведмедівське ГКР розташоване в Нововодолазькому районі Харківської області. В тектонічному відношенні воно знаходиться в східній частині приосової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Хрещищенсько-Єфремівського валу.

Антиклінальна структура виявлена у відкладах мезозою, яка була утворена Ведмедівським соляним штоком, а у палеозої встановлена брахіантіклінальна складка субширотного простягання, склепіння якої частково зруйноване соляним діапіром з передтріасовим рівнем підняття. Західна периклінальна частина палеозойської складки (горизонти Г-10, Г-13) по ізогіпсі – 4000 м має розміри 5,5 x 4,5 км і амплітуду близько 650 м (рис. 4.13).

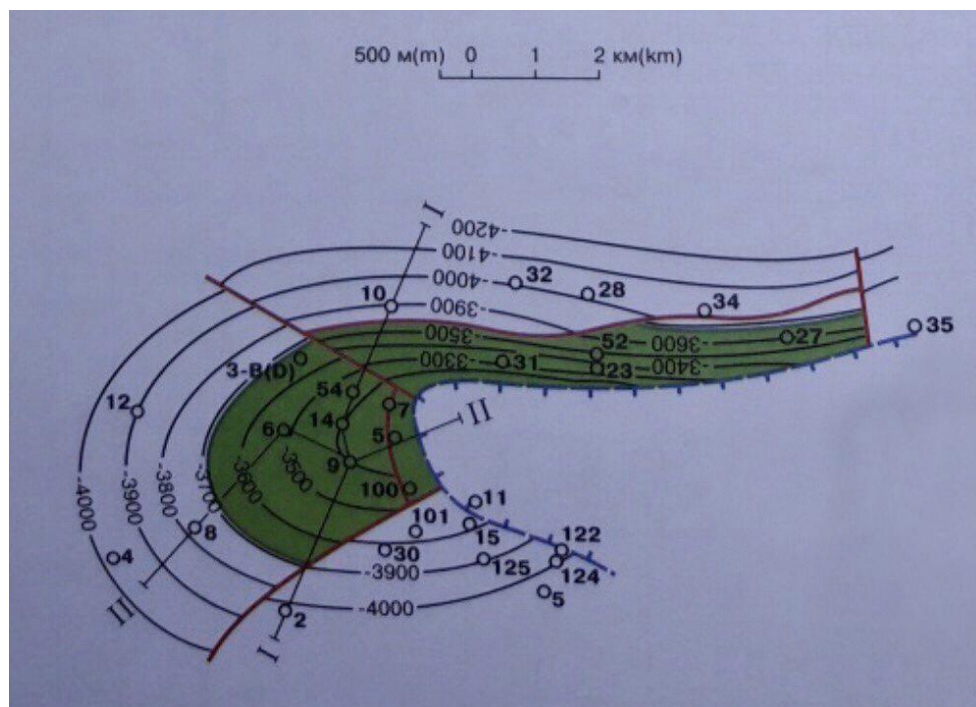


Рисунок 4.13 – Структурна карта Ведмедівського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту Г-10 – Г-13

Перший фонтан газу дебітом 207 тис. м³/добу через діафрагму 8 мм отримано у 1966 році з відкладів пермі (продуктивні горизонти А-6-А-8, інтервал 2982-3000 м).

Промислово-газоносними є поклади горизонтів ашельського ярусу - А-6-А-8 та гжельського ярусу - Г-6, Г-8-Г-9, Г-10-Г-13 (рис. 4.14).

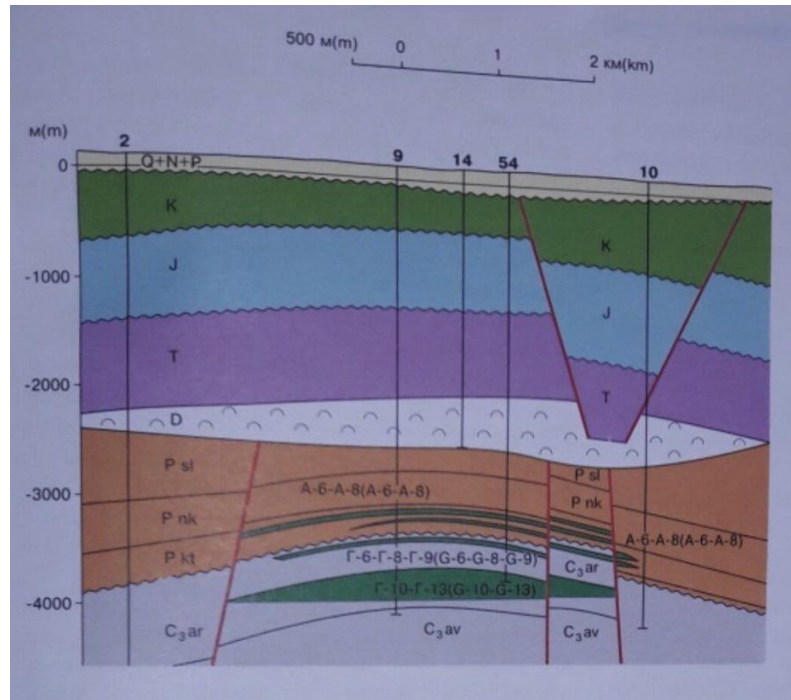


Рисунок 4.14 – Геологічний розріз Ведмедівського ГКР по лінії I-I¹

Поклади масивно-пластові склепінні, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Колектори складені пісковиками з високими фільтраційно-ємкісними властивостями.

На родовищі виділено два комплекси газоносності: пермсько-верхньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільний, які розробляються окремими сітками свердловин (рис. 4.15).

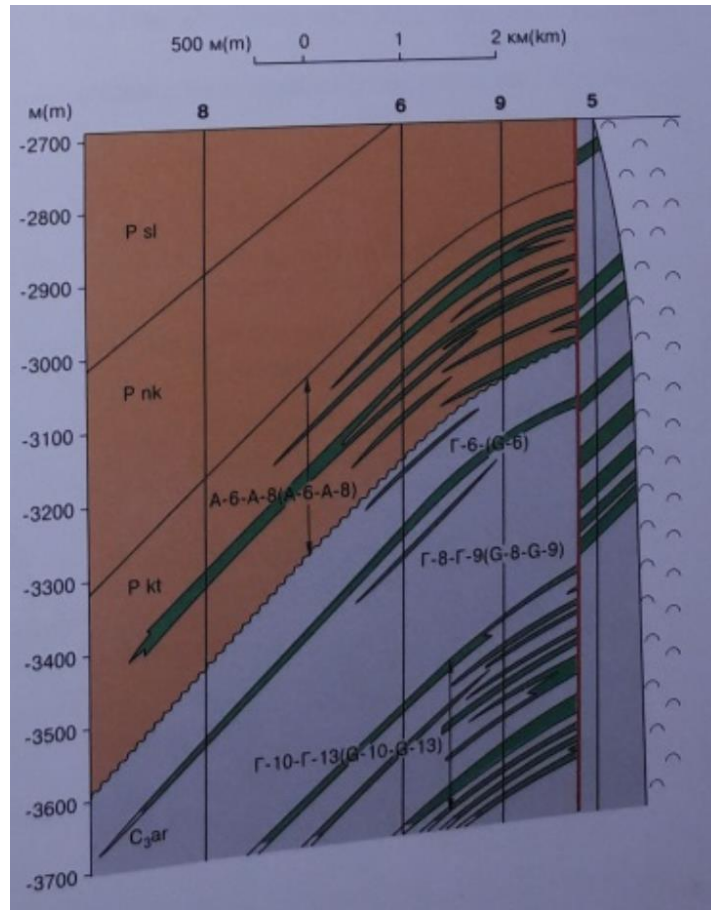


Рисунок 4.15 – Розріз продуктивної частини Ведмедівського ГКР по лінії II – II¹

Кегичівське ГКР розташоване в Кегичівському районі Харківської області. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах Соснівсько-Біляївського структурного валу в південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

У 1953 році геофізичними роботами виявлена криптодіапірова Павлівська структура, а в 1958-1960 роках сейморозвідкою і структурно-пошуковим бурінням у відкладах пермі і верхнього карбону встановлене приштокове Кегичівське підняття. До Державного балансу родовище включене в 1963 році. Пошукові та розвідувальні свердловини, що були пробурені на площі родовища розкрили карбонатно-теригенну товщу порід від четвертинних до верхньокам'яновугільних та галогенні утворення девону.

В розрізі палеозою структура є похованим міжкупольним підняттям. По покрівлі продуктивного горизонту А-6-7 картамиської світи це брахіантикліналь субширотного простягання, східна перикліналь якої зруйнована Палівським соляним штоком. Кути падіння пластів південного крила змінюються від 15 до 23°. Розміри структури в межах ізогіпси -2700 м 7,1 x 4,3 км (рис. 4.16).

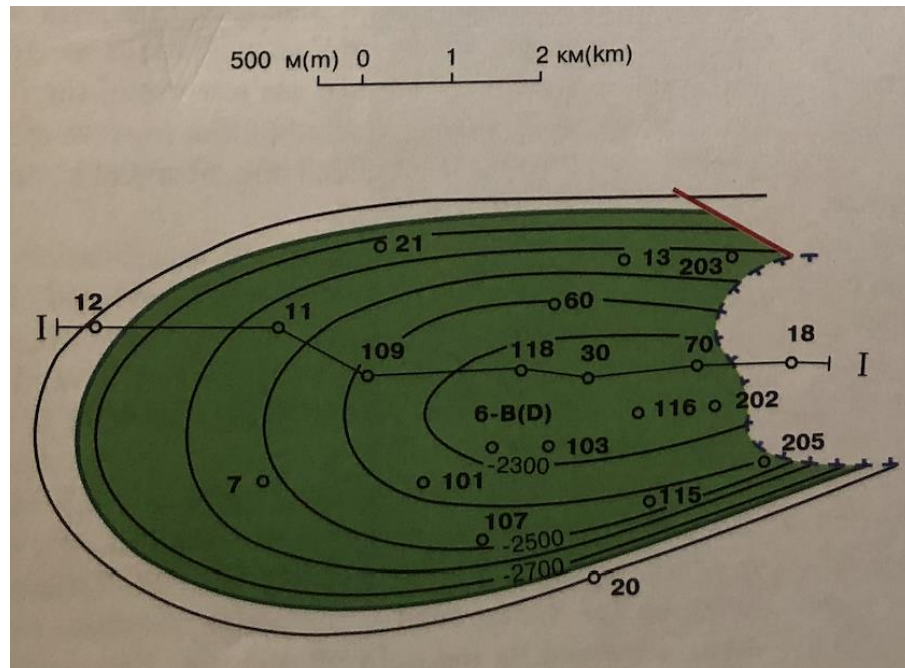


Рисунок 4.16 – Структурна карта Кегичівського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту А-6-7

Промислово газоносними є відклади микитівської (горизонт А-3) і картамиської (А-6-7) світи пермі а також араукаризової (Г-7-8, Г-10) світи верхнього карбону (рис. 4.17).

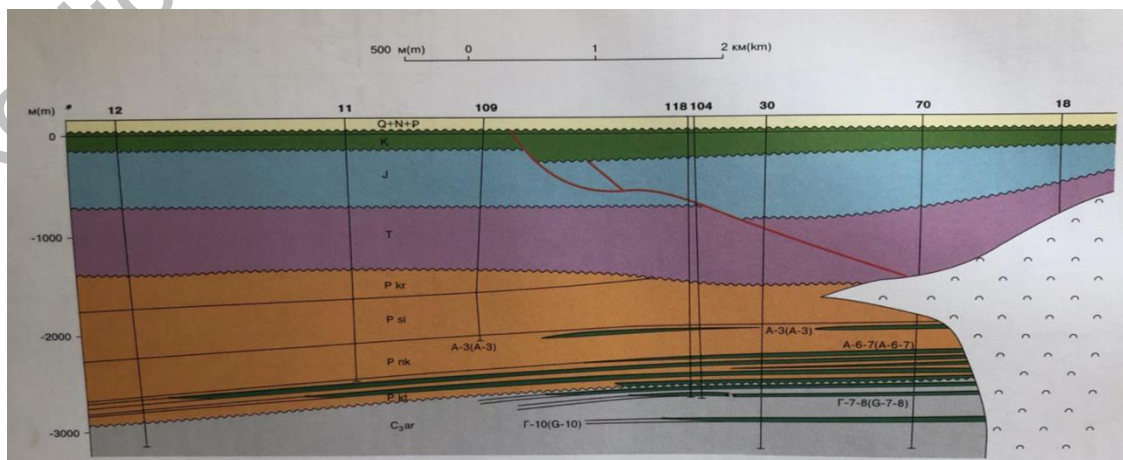


Рисунок 4.17 – Геологічний розріз Кегичівського ГКР по лінії I-I¹

Газоконденсатні поклади склепінні масивно-пластові і літологічно-обмежені. Поверх газоносності близько 1200м. Колекторами є карбонатні кавернозно-тріщинуваті породи микитівської світи і порові піщано-алевритові – картамиської та араукаритової світ.

Режим розробки покладів - газовий. В останні роки у покладі картамиської світи на фоні коливання пластового тиску зафіксоване незначне його зростання. Проникнення пластової води в газоносну зону не спостерігалось.

Ланнівське ГКР розташоване в Карлівському і Красноградському районах Полтавської та Харківської областей. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Структура виявлена у відкладах пермі та верхнього карбону. З свердловини, яка була пробурена у склепінній частині підняття з відкладів продуктивного горизонту Г-10 верхнього карбону в інтервалі 3911-3931 м отримано промисловий приплив газу дебітом 396 тис. м³/добу. Пошуковими та розвідувальними свердловинами розкрито розріз карбонатно-теригенних відкладів від четвертинних до верхньокам'яновугільних, а також галогенні утворення пермі та девону.

У відкладах пермі структура є антикліналлю південно-східного простягання, розташованою під козирком Верхньоланнівського соляного штоку. Північно-західна частина підняття зруйнована діапіром. Розміри структури по покрівлі горизонту А-8 у межах ізогіпси – 3500 м 4,3 х 3,1 км, амплітуда 310 м (рис. 4.18).

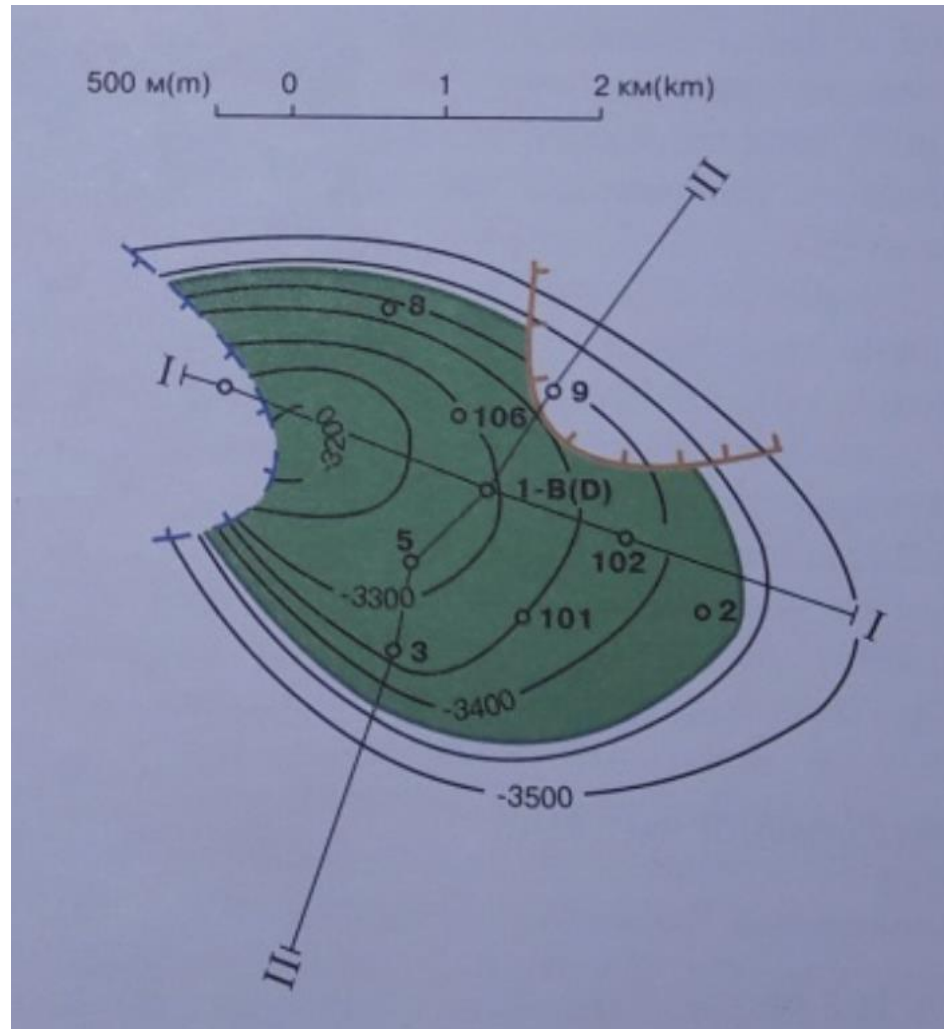


Рисунок 4.18 – Структурна карта Ланнівського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту А-8

Продуктивними є пісковики горизонтів А-6 і А-8 асельського ярусу (картамиська світа) пермі та Г-10 і Г-11 гжелського ярусу (араукаритова світа) верхнього карбону(рис. 4.19).

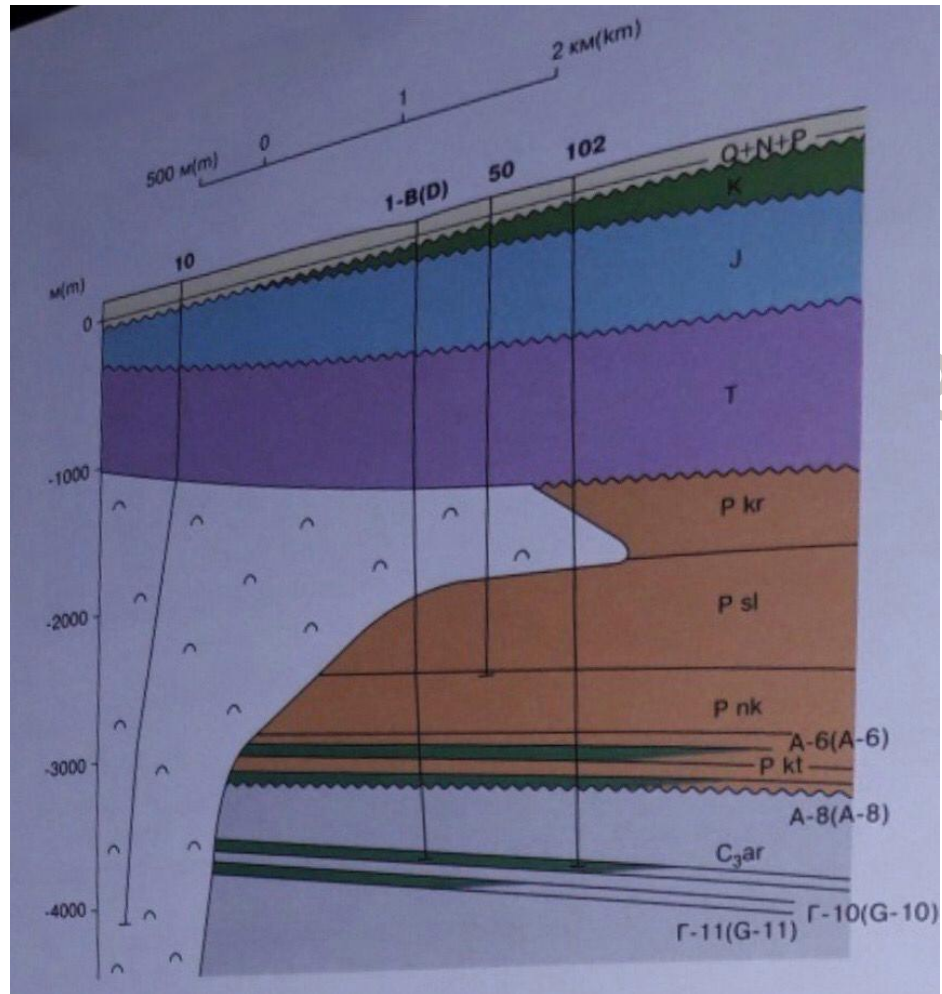


Рисунок 4.19 – Геологічний розріз Ланнівського ГКР по лінії I-I¹

Поклади газу пластові склепінні літологічно обмежені, екрановані з північного заходу сіллю діапіра (рис. 4.20).

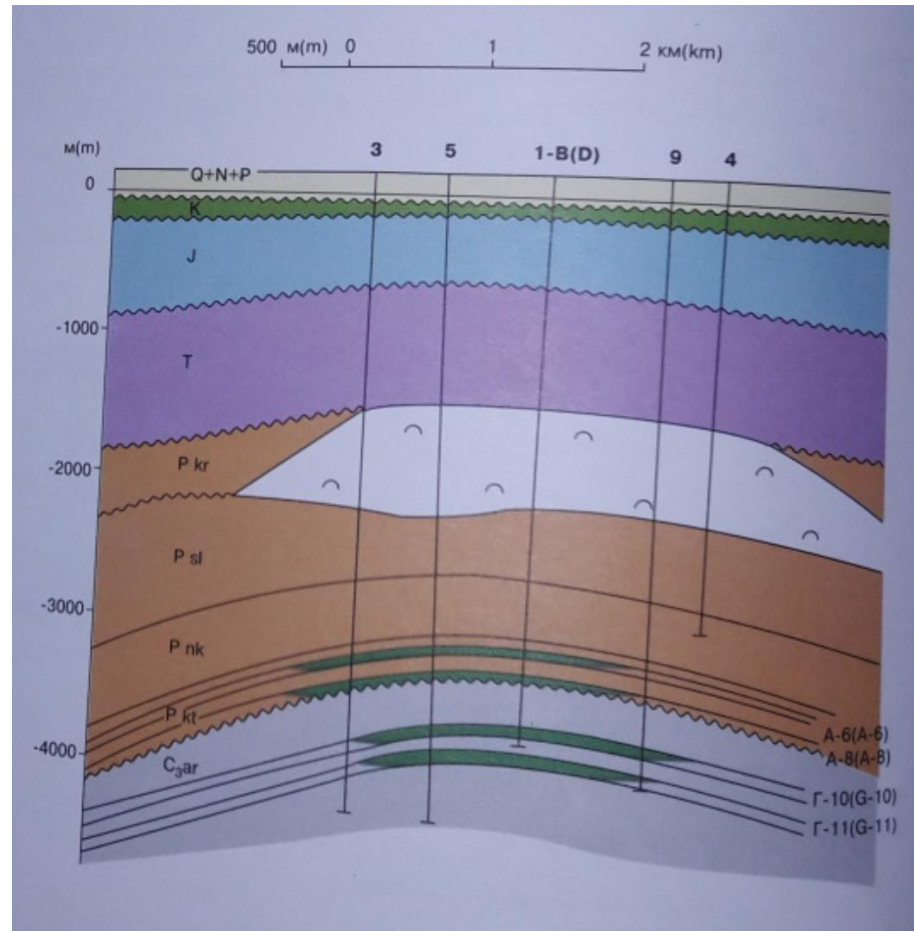


Рисунок 4.20 – Розріз продуктивної частини Ланнівського ГКР по лінії II – II¹

Колекторами є пісковики з невисокими ємкісними властивостями (7-17%). Найбільш витриманими з них є пісковики горизонту А-8. Породи-колектори інших продуктивних горизонтів часто заміщуються непроникними глинистими відкладами, що зумовлює складну конфігурацію контурів покладів. Режим розробки покладів газовий.

Машівське ГКР розташоване в Машівському районі Полтавської області. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Підняття виявлене структурно-картувальним буріння у відкладах палеогену, а згодом підтвержене і геофізичними дослідженнями по сейсмічних

горизонтах палеогену, крейди і юри. Поклади газу виявлені в пермських та верхньокам'яновугільних відкладах. До Державного балансу родовище включене в 1963 році. На площі родовища пошуковими та розвідувальними свердловинами розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до верхньокам'яновугільних, а у відкладах пермі встановлено галогенні утворення.

За геолого-геофізичними даними структура в пермських і кам'яновугільних утвореннях є асиметричною брахіантикліналю субширотного простягання з грибовидним передмезозойським соляним діашіром у склепінній частині. Підняття розчленоване скидами амплітудою 150-900 м на ряд тектонічних блоків. Розміри структури по покрівлі горизонту Г-11-12 (верхній карбон) 7,8 x 2,8 км, амплітуда 1000 м (рис. 4.21).

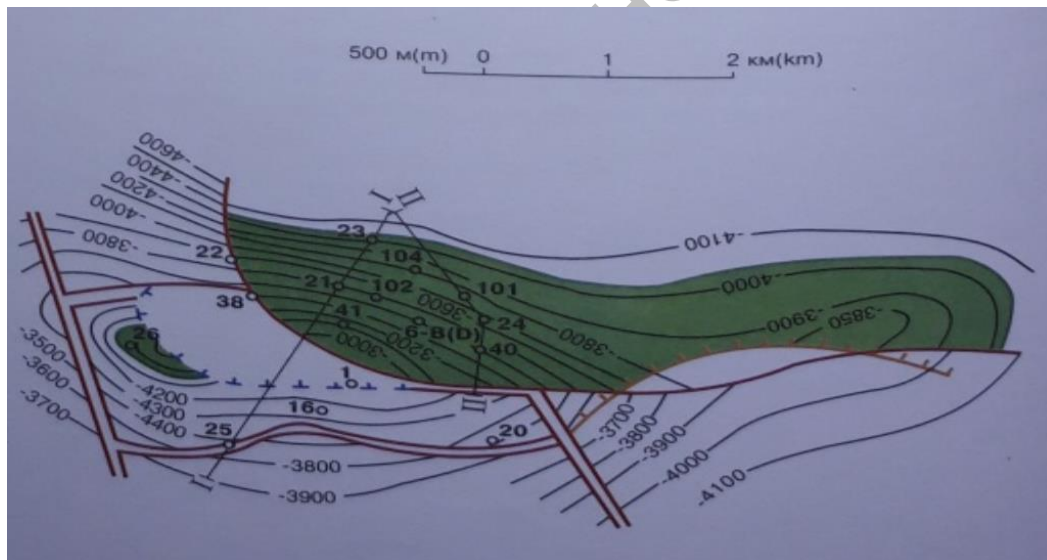


Рисунок 4.21 – Структурна карта Машівського ГКР по покрівлі продуктивного горизонту Г-11-12

Пошуковими роботами встановлено газоконденсатні поклади у відкладах пермі (горизонт А-8) та верхнього карбану (горизонти Г-10, Г-11-12, Г-13).

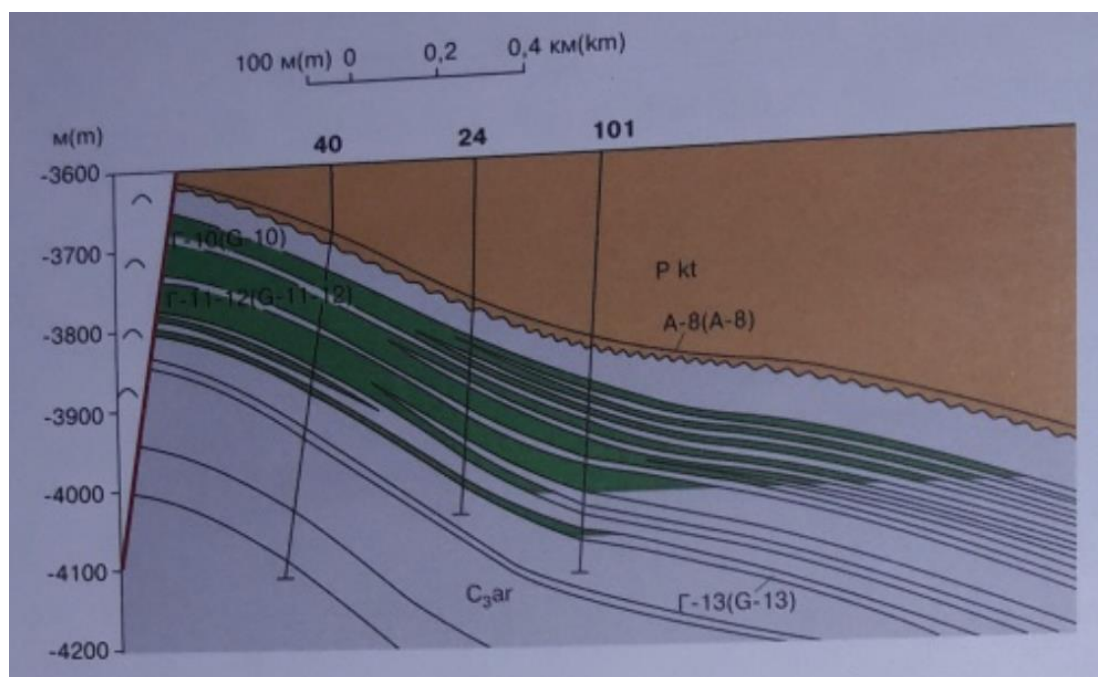


Рисунок 4.23 – Розріз продуктивної частини Машівського ГКР по лінії II – II¹

Режим розробки покладів газовий на початковій стадії, з поступовим переходом у пружно водонапірний.

Слід зазначити, що на вищеперелічених родовищах, поряд з фактом, який був зафіксований на пізніх стадіях відпрацювання зазначених родовищ, значного перевищення обсягів видобутого газу над запасами, що були розраховані в процесі геологічної розвідки, встановлено підвищення пластового тиску під час тривалої експлуатації деяких родовищ. Детально, причини вказаного явища будуть досліджені у подальшій роботі.

Узагальнені характеристики особливостей та спільних рис геологічних умов залягання покладів на досліджуваних газоконденсатних родовищах ДДЗ представлені у таблиці 4.

Таблиця 4.1 – Характеристики особливостей геологічних умов залягання покладів на досліджуваних газоконденсатних родовищах ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Вік промислового горизонту	Тип колектора	Тип покладу	Глибина покрівлі найвищого покладу, м	Наявність соляних відкладів	Режим покладу	Поверх газоносності, м	Сумарна підрахункова товщина колекторів, м
Шебелінське	Пермь та верхній карбон (араукаритова світа)	Поровий	Масивно-пластовий склепінний	1820	+	газовий	1180	159,0
Західне-Хрестищенське	Верхній карбон	Поровий	Масивно-пластовий склепінний тектонічно екранований	2380	+	газовий	1500	302,6
Єфремівське	Верхній карбон (араукаритова світа)	Трищинуватопоровий	Масивно-пластовий склепінний, тектонічно екранований і	1892	+	-	1500	140,0

			літологічно обмежений					
Мелехівське	Верхній карбон (араукаритова світа)	Поровий	Масивно пластовий склепінний, тектонічно екранований і літологічно обмежений	2180	+	газовий	1690	89,0
Розпашнівське	Нижній карбон	Поровий	Масивно пластовий тектонічно екранований	3428	+	газовий	958	282,8
Ведмедівське	Верхній карбон (араукаритова світа)	Поровий	Масивно пластовий склепінний, тектонічно екранований	3021	+	газовий	954	*143,0
Кегічевське	Верхній карбон (араукаритова світа)	Поровий	Пластовий склепінний, тектоні	1924	+	газовий	1200	50,8

			чно екранов аний і літологі чно обмеже ний					
Ланнівське	Пермь та верхній карбон	Поров ий	Пластов ий склепін ний, тектоні чно екранов аний	3278	+	газови й	786	45,9
Машівське	Верхній карбон (араука ритова світа)	Поров ий	Масивн о пластов ий склепін ний, тектоні чно екранов аний і літологі чно обмеже ний	3306	+	газови й	1100	156,30

* через відсутність підрахункової товщини колекторів використана їх ефективна товщина;

Висновки за розділом.

Аналіз спільних рис в геологічних умовах залягання та специфічних характеристиках розробки 9 досить великих масивно-пластових та багато пластових родовищ з покладами вуглеводнів, переважно газоконденсату, на 8 з яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси, показав, що основні, так звані «суперколектори» залягають у теригенних відкладах нижньої пермі та верхнього карбону ДДЗ та знаходяться на пізній стадії розробки. Всі 9 газоконденсатних родовища (ГКР) за діючою класифікацією віднесені до середніх, великих, крупних та «унікальних», об'єднані у одну групу. Їх початкові запаси складають від 10 до 700 млрд. м³ газу, поклади зосереджені переважно у колекторах порового типу, за віком приурочені до промислових горизонтів Р₁ – С₃ і тільки у Розпошнянському ГКР до С₁. Практично всі поклади віднесені до типу масивно пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених, розташовані у приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, в межах Машівсько-Шебелинської депресії, де широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, які відіграли важливу роль у формуванні позитивних структур. Найбільш інтенсивно процеси соляного діапїризму проявилися у приосьовій зоні ДДЗ, що дозволяє припустити, що саме в цій зоні існували найбільші сили розтягу, які сприяли формуванню тріщинної порушеності порід і, як наслідок, покращенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей на окремих ділянках родовища та формуванню вздовж всієї товщини продуктивної частини розрізу фільтраційних зв'язків між покладами. Підтвердженням цього факту є високі значення поверху газоносності на родовищах, який змінюється від 786 до 1690 м [9] та чіткий газовий режим розробки практично всіх покладів на родовищах. Глибина покрівлі найвищого покладу на родовищах змінюється від 1820 до 3428 м, сумарна підрахункова товщина колекторів, які розташовані у межах поверху газоносності родовища, складає від 45,9 до 302 м.

5. ХАРАКТЕРНІ РИСИ ТА ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ГКР, НА ЯКИХ ОТРИМАНО ПРИРІСТ ДОДАТКОВИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ

Встановлено [1], що значний об'єм приросту запасів газу на Шебелинському, Західно-Хрестищенському, Мелихівському, Машівському, Ведмедівському, Розпашнівському, Кегичівському та Ланнівському ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району відбувається за рахунок підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабо газонасних порід, які не були враховані при проведенні геологорозвідувальних робіт, а після багатьох років експлуатації родовища віддають газ через контакт з високопроникними промисловими колекторами по всій площі покладів. Беручи за основну робочу гіпотезу існування процесу отримання додаткових запасів газу за рахунок потрапляння газу в основний «суперколектор» з шарів низькопористих колекторів, які залягають серед (або вище чи нижче) продуктивних горизонтів і які розущільнюються, внаслідок розвантаження від гірського тиску порід, що призводить до вивільнення з них значних об'ємів газу.

З геологічної точки зору перспективність отримання додаткових запасів за рахунок вивільнення значних об'ємів газу з низькопористих колекторів, може бути оцінена шляхом врахування показників потужності поверху газонасності, які встановлені на ГКР. По-перше, поверх газонасності вказує на гідродинамічний зв'язок, який існує між продуктивних пластів масивного багатопластового газового покладу, що характерно для вищеперелічених ГКР, а по-друге, визначає відстань від найвищої точки верхнього до газо-водяного контакту нижнього покладу, яка характеризує його потужність, або товщину (див. табл. 4.1).

Таким чином, чим більше товщина поверху газонасності, тим більше ймовірність наявності в розрізі газонасненої товщі ГКР пластів та шарів низькопористих колекторів, які після розущільнення можуть віддавати газ, що

вивільнюється, у основний колектор, тому що в цієї товщі існує гідродинамічний зв'язок. Проте, низкопористі колектори залягають проміж «суперколекторів», тому слід оцінювати не всю потужність поверху газоносності, а лише її частку, за винятком сумарної товщини колекторів у покладах, яка тотожна значенням підрахункової товщини колектора.

Оскільки поверх газоносності свідчить про те, що породи цієї товщі газонасичені, хоча й нерівномірно, функціонування механізму «підживлення» високопористих або високотріщинуватих колекторів за рахунок «дренажу» газу з низкопористих колекторів по всій величезній площі їх контактів та по тектонічних порушеннях створює потенційну можливість отримання додаткових запасів газу. При такому механізмі приросту запасів газу, чим більш потужним буде поверх газоносності, тим більш вірогідними будуть обсяги залученого до видобутку газу.

Проте, слід зазначити, що на потенційну можливість отримання додаткових запасів газу на ГКР більш суттєво буде впливати не потужність поверху газоносності (L) взагалі, а об'єм газоносної структури, який визначається у вертикальному виміру різницею між товщиною поверху газоносності (L) та сумарною товщиною всіх продуктивних горизонтів ($\sum h$), а у горизонтальному – площею структури (S). Саме цій об'єм вміщує основну частину низкопористих колекторів, і в ньому ж розташовані контакти, по яких газ рухається до «суперколекторів».

В даному випадку, товщина перспективної газоносної товщі визначається за формулою:

$$L_{\text{пер.}} = L - \sum h, \quad (5.1)$$

Перспективний об'єм газоносної структури, ($V_{\text{пер.}}$) визначається як добуток:

$$V_{\text{пер.}} = L_{\text{пер.}} * S, \quad (5.2)$$

Такий підхід може бути використаний при попередньої оцінці перспективності приросту початкових запасів газу, а розрахункові значення

перспективних об'ємів газоносної структури залучені в якості прогнозно-оціночних показників. Перебіг запасів газу на ГКР, що розглядаються та розміри довгої і короткої осей, які характеризують антиклінальні структури покладів, наведені у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Аналіз змінення запасів газу та розміри структури на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Початкові запаси, (рік затвердження ДКЗ), млн. м ³ ,	Балансові запаси млн. м ³ (рік затвердження)	Приріст запасів газу, млн. м ³	Розміри структури, км
Шебелінське	650000 (1988)	733600 (2013)	83600	29,0 x 10,5
Західне-Хрестищенське	318178 (1975)	345012 (2013)	26834	11,0 x 5,2
Мелехівське	53020 (1990)	80561 (2013)	27541	6,2 x 4,2
Розпашнівське	44237 (1983)	51214 (2013)	6977	6,2 x 1,75
Ведмедівське	45065 (1980)	49253 (2013)	4188	5,5 x 4,5
Кегічевське	18087 (1972)	27766 (2013)	9679	7,1x4,3
Ланнівське	9813 (1997)	11716 (2013)	2097	4,3 x 3,1
Машівське	28530 (1979)	42140 (2012)	13610	7,8 x 2,8

Оскільки практично всі структури ГКР, що розглядаються, являють собою антиклінальні структури, близькі за формою до еліпсу, їх площа (S) може бути розрахована за формулою:

$$S = \frac{\pi ab}{4}, \quad (5.3)$$

де, $\pi - 3,14$; a, b – розміри довгої та короткої осей структури. Розрахункові дані перспективних об'ємів газоносних структур ГКР та фактичні відомості про обсяги приросту запасів газу на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 - Аналіз змінення приросту запасів газу та перспективного об'єму газоносної товщі на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

Газоконденсатне родовище	Приріст запасів газу, млн. м ³	Площа структури, км ²	Товщина перспективної газоносної товщі, км	Перспективний об'єм газоносної структури, км ³
Шебелинське	83600	239,0	1,021	244
Західно-Хрещищенське	26834	44,9	1,197	53,7
Мелехівське	27541	20,4	1,601	32,7
Розпашнівське	6977	8,5	0,675	5,7
Ведмедівське	4188	19,4	0,811	15,7
Кегічівське	9679	24,0	1,149	27,6
Ланнівське	2097	10,5	0,740	7,8
Машівське	13610	17,1	0,944	16,1

За даними табл. 5.2 побудований графік (рисунок 5.1), який дозволяє встановити залежність збільшення приросту запасів газу із зростанням перспективного об'єму газоносної структури.

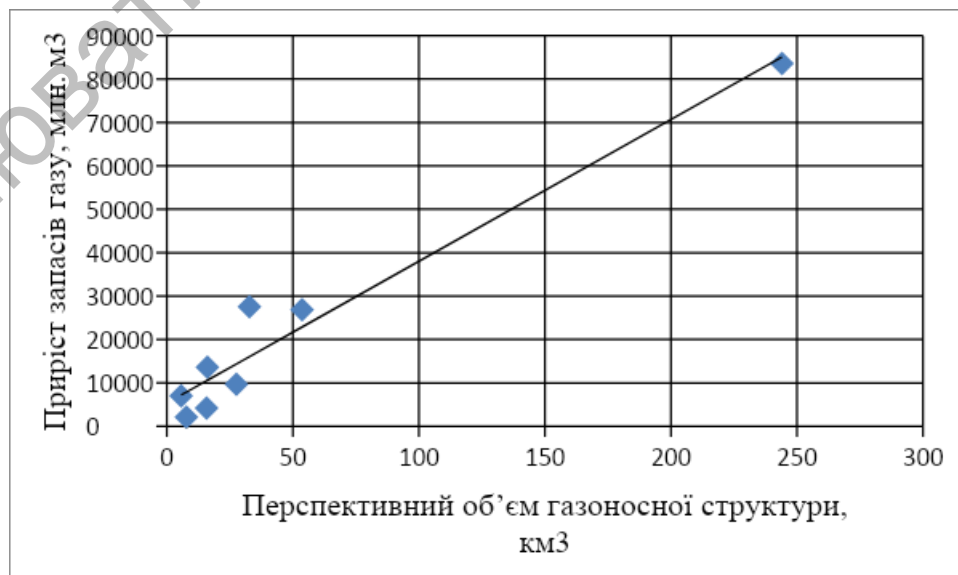


Рисунок 5.1 - Залежність збільшення приросту запасів газу від перспективних об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

Таким чином, комплексний аналіз ГКР за потужністю поверху газоносності, площі структури та сумарної товщини продуктивних горизонтів дозволяє орієнтовно оцінити перспективність отримання додаткових запасів газу.

На початок активизації процесів ущільнення продуктивних колекторів та пов'язаних з ними процесів розущільнення низько пористих пісковиків може вказувати стрибок зростання пластового тиску газу або його тимчасова стабілізація на тлі постійного падіння під час вилучення газу. Саме точка, на якій пластовий тиск газу досягає мінімуму ($R_{пл}^1$), після чого починається його тимчасове зростання у вигляді стрибку, або стабілізації, визначає стресову зміну стану колектору. Таке явище відмічається на всіх ГКР, на яких отримані додаткові запаси газу (Таблиця 5.3).

Таблиця 5.3 - Зміни пластових тисків газу на ГКР приосьовій зони ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Початковий тиск газу, $R_{пл}$, МПа	Мінімальний тиск газу до його стрибка зростання, $R_{пл}^1$, МПа	Тиск газу після його стрибка зростання, $R_{пл}^2$, МПа
Шебелинське	23,9	3,3	3,5
Західне-Хрестищенське	41,5	5,2	5,3
Мелехівське	41,5	13,7	14,0
Розпашнівське	46,6	5,5	5,5
Ведмедівське	41,9	10,1	10,3
Кегічевське	33,0	5,8	7,1
Ланнівське	42,9	17,0	18,9

Машівське	43,5	13,7	15,5
-----------	------	------	------

Породи-колектори у межах газових покладів зазнають тиск від газу – пластовий тиск газу та від порід, що залягають вище за розрізом – гірський, або геостатичний тиск. Під впливом гірського тиску порід і пластового тиску газу, внаслідок деформацій порід змінюються фізичні властивості колекторів [12]. Колектор, який вміщує газ знаходиться одночасно під тиском масиву гірських порід і протитиском газу, що його насичує. Такий результуючий тиск, або різниця між геостатичним тиском та тиском газу називається ефективним тиском (3), який впливає на зміну фізичних, і в першу чергу колекторських властивостей порід [13]. З огляду на те, що геостатичний тиск весь час експлуатації родовища залишається незмінним, а тиск газу зменшується, можна констатувати, що ефективний тиск у період проведення газовидобувних робіт постійно збільшується. Вважається [14, 15], що середнє значення геостатичного тиску, що виникає під дією гірських порід товщиною 1 м, становить 0,023 МПа.

На глибині (Н,м) геостатичний тиск (Р_{гео}, МПа) визначається за формулою:

$$P_{\text{гео}} = \rho g H, \quad (5.4)$$

де a – переводний коефіцієнт, 10^{-6} МПа/;

ρ – осереднена щільність порід, 2300 кг/м^3 ;

g - прискорення вільного падіння, $9,80665 \text{ м/с}^2$;

H – глибина, м.

або

$$P_{\text{гео}} = H * 2,3 * 9,81 * 10^{-3} = 0,0225 * H \text{ МПа}, \quad (5.5)$$

В результаті вилучення газу, пластовий тиск постійно зніжується, геостатичний залишається незмінним, а ефективний тиск, який визначається за

формулою: $P_{\text{еф}} = P_{\text{гео}} - P_{\text{пл}}^1$, постійно збільшується. Найбільшого геостатичного тиску зазнають пласти-колектори, що залягають на максимальних глибинах, які в умовах наявності поверху газоносності визначаються за сумою глибини покрівлі найвищого покладу та товщини поверху газоносності. Породи-колектори на максимальних глибинах першими будуть відчувати максимальні ефективні тиски. Відомості про зміни геостатичних та ефективних тисків порід на ГКР приосьовій зони ДДЗ наведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 - Зміни геостатичного та ефективного тисків порід на ГКР приосьовій зони ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Максимальна глибина покладів, Н, м	Максимальний геостатичний тиск, $P_{\text{гео}}$, Мпа	Максимальний ефективний тиск $P_{\text{еф}}$, МПа
Шебелінське	3000	67,5	64,0
Західне-Хрестищенське	3874	87,2	81,9
Мелехівське	4130	92,9	78,9
Розпашнівське	4386	98,7	93,2
Ведмедівське	3879	87,3	77,0
Кегічевське	3118	70,2	63,1
Ланнівське	4064	91,4	72,5
Машівське	4218	94,9	79,4

Як видно з табл. 5.4, максимальні значення ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелінського газоносного району, змінюються від 64,0 до 93,2 МПа. Виникнення в цьому діапазоні змінення значень ефективного тиску стрибку зростання тиску газу в «суперколекторі» може бути викликане його руйнуванням, яке може відбуватися в будь яких місцях покладу, тому точне визначення властивостей

міцності породи, що руйнується не уявляється можливим. Але в той же час, руйнування породи відбувається за умови, коли ефективний тиск буде перевищувати значення межі міцності порід колектору.

Враховуючи, що ефективний тиск може бути розрахованим за значеннями глибини залягання колектору та тиску газу в ньому, а точних даних з властивостей міцності колектору по площі покладу немає, скористуємось усередненими даними межі міцності порід колектору на стиск. В роботі [16] рекомендовано, у випадках нестачі вихідних даних, використовувати усереднені показники міцності порід, які встановлені на підставі аналізу численних фактичних даних лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей порід, встановлено, що для пісковиків газової стадії метаморфізму середнє значення межі міцності на стиск змінюється від 47 до 70 МПа. Порівняння граничних значень ефективного тиску у покладах ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району та усереднених значень інтервалу змінення межі міцності пісковиків на стиск представлені на рисунку 5.2.

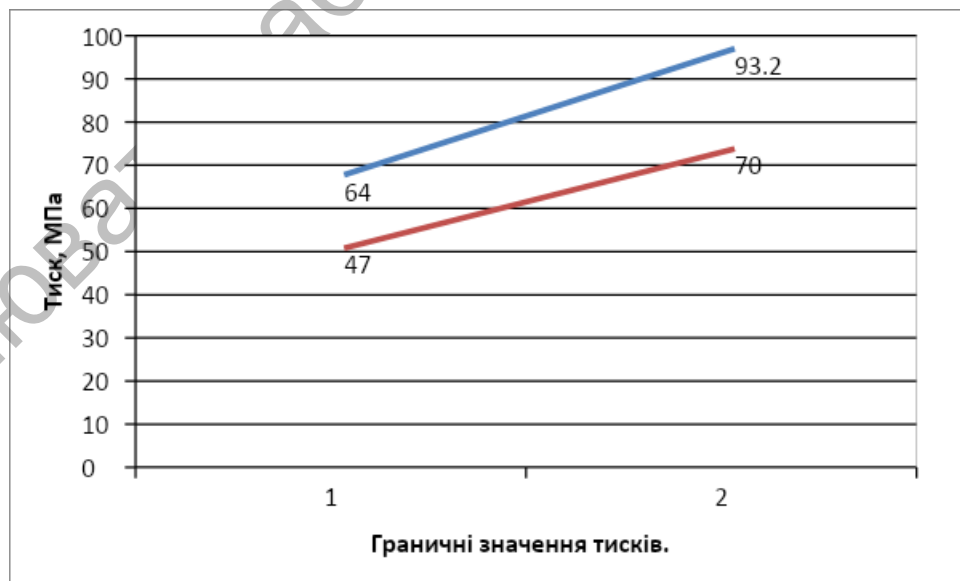


Рисунок 5.2 - Зміни граничних значень межі міцності пісковиків на стиск (ряд 2) та ефективного тиску у покладах ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

На значення межі міцності породи на стиск впливає декілька чинників. Перш за все, глибина залягання, пористість, фаціальна приналежність породи, мінеральний склад, структурні характеристики та деякі інші показники, тому побудувати багатофакторну модель впливу геологічних чинників на зміни властивостей міцності порід дуже складно.

Стрибок зростання тиску газу в колекторі фіксується у газовидобувній свердловині. Він відбиває потужний і відносно раптовий приплив додаткових обсягів газу у поклад. Той факт, що підвищення тиску газу в колекторі відбувається тоді, коли ефективний тиск в покладі перевищує межу міцності пісковіку-колектору, свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням. Руйнування «суперколектору» може відбуватися в будь яких місцях покладу, тому точне визначення властивостей міцності породи, що руйнується не уявляється можливим. але за умови, коли ефективний тиск буде перевищувати значення межі міцності порід колектору. В межах певного геологічного розрізу газоносної товщі часткове руйнування «суперколектора» призводить до його ущільнення та часткового зменшення ємнісних властивостей, що компенсується змінами в колекторських властивостях низькопористих колекторів, зокрема їх розущільненням, покращенням проникності, залученням до газовіддачі та надходженням з них газу в «суперколектор».

Порівняння значень ефективного тиску в породах-колекторах з глибинами, для яких вони розраховані і де спостерігався стрибок зростання тиску газу в колекторі, свідчить про їх взаємозалежність. На графіку, який побудований за даними табл. 5.4., показано, що із збільшенням глибини

залагання покладів, на момент фіксації в них мінімального тиску газу зростає ефективний тиску газу у колекторі (рис. 5.3).

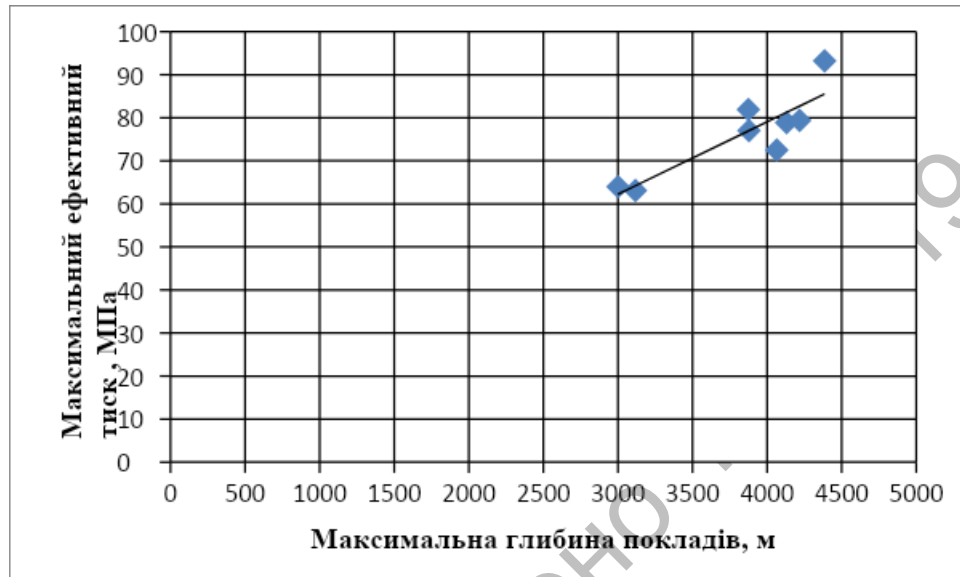


Рисунок 5.3 - Залежність збільшення максимального ефективного тиску від максимальної глибини залагання покладів на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району.

Наслідком руйнування порід основного колектору може бути розущільнення шарів низькопористих колекторів, які прилягають, або контактують з шарами «суперколекторів», що руйнуються, вивільнення значних об'ємів газу, які збільшують його тиск у пласті, та створюють можливість отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані під час проведення геологорозвідувальних робіт.

Висновки за розділом.

- потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують перспективний об'єм газоносної структури, який визначається у вертикальному виміру різницею між товщиною

поверху газоносності (L) та сумарною товщиною всіх продуктивних горизонтів (Σh), а у горизонтальному – площею структури (S);

- визначення перспективного об'єму газоносної структури дозволяє дати орієнтовно прогнозу кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу;

- зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації виникає у випадках, коли ефективний тиск перевищує значення межі міцності породи-колектору;

- розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, при яких спостерігається стрибок зростання тиску газу в колекторі, зростають із збільшенням глибини залягання покладу;

- фіксація зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів і може слугувати одним з прогнозно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

Копіювати заборонено 103М/1911

ВИСНОВКИ

У даній роботі узагальнені особливості та спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу.

Встановлено, що потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують перспективний об'єм газоносної структури, який дозволяє дати орієнтовно прогностичну кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу.

Доведено, що зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації, який фіксується у вигляді стрибку зростання пластового тиску газу або його тимчасової стабілізації на тлі постійного падіння під час вилучення газу, відбувається при перевищенні тиску ущільнення порід колектору над розрахунковими значеннями межі його міцності, що свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів.

Запропоновано використовувати розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, при яких спостерігається стрибок зростання тиску газу в якості прогностично-оціночного показника перспективності приросту початкових запасів газу.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини/ С.В. Кривуля // Харків: ТО Ексклюзив, 2014. – 174 с.
2. Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Поверенний С.Ф., Сусяк Т.Я. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов. // Геол. журн.. - 2017. - № 3. - С. 23-30.
3. Гоптарьова Н.В. Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів природних масивів експлуатаційних свердловин нафтогазових родовищ внутрішньої зони перед карпатського прогину.// Автореф. Дис.. канд.. геол.. наук. – геол.. нафти і газу, Івано-Франківський НТУ нафти і газу. м. Івано-Франківськ, 2003. 21 с.
4. Булат А.Ф. Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ / А.Ф. Булат, В.В. Лукінов, К.А. Безручко, О.П. Круковський, В.В. Круковська // Доповіді НАН України. – 2018. – № 8 – С. 25–35.
5. Булат А.Ф. Геомеханічні процеси при тривалій експлуатації газових свердловин та їх чисельне моделювання/ А.Ф. Булат, О.П. Круковський, К.А. Безручко, В.В. Лукінов, В.В. Круковська // Матеріали III міжнародної наукової конференції «Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи» - 2-5.09.2019.- К.: ІГН НАНУ, 2019.- С. 65-69.
6. <http://www.kdpu-nt.gov.ua/uk/content/rozroblennya-ta-vprovadzheniya-naukovo-praktychnyh-geologichnyh-zahodiv-dlya-zbilshennya>
7. Євдошук М.І. Зміна парадигми нафтогазової геології/ М.І. Євдошук// Матеріали III міжнародної наукової конференції «Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи» - 2-5.09.2019.- К.: ІГН НАНУ, 2019.- С. 104-111.
8. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./ Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т.І: Східний нафтогазоносний регіон – 494с.
9. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./Українська нафтогазова академія. - Львів, 1999.- Т. III: Східний нафтогазоносний регіон - 1424
10. Венецкий И. Т., Кильдишев Т. С. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Статистика, 1975 – 264 с.

11. Высочанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий а Днепровско-Донецкой впадине/Геол. журнал. – 1991. - №2. – с. 109 – 116.

12. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа /В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. 239 с.

13. Гоптарьова Н.В. Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів породних масивів і експлуатаційних свердловин нафтогазових родовищ внутрішньої зони передкарпатського прогину. Автореф. дис. канд. геол. наук. І.-Ф. НТУ нафти і газу. Івано-Франківськ. 2003 р. 21с.

14. Влияние эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств горных пород./О.В. Иселидзе, А.В. Дахнов, Е.Б. Григорьев, Е.О. Семёнов, И.Б. Крюкова// Научно-технический сборник. Вести газовой науки. №1 (33) М. 2018. С. 95-99.

15. Абеленцев В.М. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов/В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, С.Ф. Поверенний, Т.Я. Сусяк//Геологічний журнал. Київ. 2017. №3 (360), с. 23-30.

16. Яланський А.О. Обґрунтування вихідних параметрів для моделювання геомеханічних процесів в задачах оцінки безпеки підтримання гірничих виробок/А.О. Яланський, І.А. Сапунова, А.І. Слащов, Л.А. Новіков// Геотехнічна механіка. 2014. № 119. с. 282 – 295.

Копіювати заборонено 10311934

ДОДАТОК А

ВІДГУК

керівника кваліфікаційної роботи магістра
на тему «Особливості геологічних умов газоконденсатних родовищ
Дніпровсько-Донецької западини, на яких обсяги вилученого газу перевищують
його початкові запаси»

студентки групи 103м-19-1 Богомаз Вікторії Андріївни

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

Актуальність роботи полягає в вирішенні одного з питань великої проблеми обґрунтованого залучення до паливно-енергетичного комплексу джерел вуглеводневих нетрадиційного типу, а саме низько пористих колекторів.

Користуючись наявністю геолого-промислових даних за період експлуатації ГКР, автор формулює мету досліджень, яка полягає у встановленні спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників в якості прогнозно-оціночних.

Для втілення мети були встановлені закономірності зв'язку отримання додаткових запасів газу з перспективним об'ємом газоносної структури, який визначається за потужністю поверху газоносності, площі структури та сумарній товщині продуктивних горизонтів. Доведено, що зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації, який фіксується у вигляді стрибку зростання пластового тиску газу або його тимчасової стабілізації на тлі постійного падіння під час вилучення газу, відбувається при перевищенні тиску ущільнення порід колектору над розрахунковими значеннями його межі міцності, що свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів.

На підставі отриманих результатів та з урахуванням значень змінення пластових тисків газу під час експлуатації ГКР було запропоновано використовувати фіксацію зростання тиску газу в колекторі яке свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів, в якості одного з прогнозно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

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

Основні результати роботи доповідались на VIII ювілейній міжнародній науково-технічній конференції студентів, аспірантів і молодих вчених.

Пояснювальна записка, як і презентація, оформлена з урахуванням діючих стандартів. Текст викладений логічно, зрозуміло, лаконічно. Рекомендована оцінка за виконану кваліфікаційну роботу «відмінно» (94). Вважаю, що Богомаз

Вікторія Андріївна заслуговує за дипломування присвоєння освітньої кваліфікації магістра за освітньою програмою «Геологія».

Керівник роботи

Доктор геол.-мін. наук, проф. каф. ГРРКК

В.В. Лукінов

Копіювати заборонено 103М-

ДОДАТОК Б РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

«Особливості геологічних умов газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси»

студентки групи 103М- 19-1 Богомаз Вікторії Андріївни

Дипломна робота В.А. Богомаз присвячена вирішенню питання, пов'язаного з актуальною для України проблемою – необхідністю залучення до паливно-енергетичного комплексу джерел вуглеводневих нетрадиційного типу, зокрема газу з низькопористих колекторів діючих газоконденсатних родовищ (ГКР). Авторка поставила за мету встановити спільні риси й характерні особливості геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників в якості прогнозно-оціночних.

Інноваційність отриманих результатів полягає у розробці методичного підходу до оцінки стану геомеханічних процесів, що супроводжують проведення газовидобувних робіт, та складається з аналізу співвідношення поточного тиску газу в колекторі та гірського тиску, яке сприяє формуванню колекторських властивостей у низько пористих шарах пісковиків, покращенню їх фільтраційних властивостей та додатковим припливом газу в свердловину, що дозволяє віднести до потенційно газоносної потужну товщу порід в межах поверху газоносності.

В результаті виконаного дослідження були встановлені особливості та відмічені спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу, зокрема встановлено, що потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують

перспективний об'єм газоносної структури, який дозволяє дати орієнтовно прогнозу кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу, а зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації, який фіксується у вигляді стрибку зростання пластового тиску газу або його тимчасової стабілізації на тлі постійного падіння під час вилучення газу, відбувається при перевищенні тиску ущільнення порід колектору над розрахунковими значеннями його межі міцності, що свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів.

Практичне застосування результатів роботи корисне для визначення перспективного об'єму газоносної структури, що дозволяє дати орієнтовно прогнозу кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу, а розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, при яких спостерігається стрибок зростання тиску газу, використовувати в якості прогнозно-оціночного показнику ймовірного приросту початкових запасів газу.

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

Рекомендована оцінка «відмінно» (94 бали).

Рецензент:

доктор геол. наук,

професор кафедри

геофізичних методів розвідки

НТУ «Дніпровська політехніка»

О.К. Тяпкін