

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геології нафти і газу

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 Науки про Землю
освітня програма – Геологія нафти і газу

ТЕМА : «ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКО ЗАНУРЕНИХ ДІЛЯНОК
ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ НА ПРИКЛАДІ
РОДОВИЩ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ.»

Виконала:



Мілана БАНДУРЕНКО
студент 2-ого курсу магістратури
кафедри геології нафти і газу

Науковий керівник:



професор, Віктор НЕСТЕРОВСЬКИЙ

Робота рекомендована до захисту на засіданні кафедри
ПРОТОКОЛ № 20 від 16.05.2023р.

Завідувач кафедри



професор Олексій КАРПЕНКО

Київ – 2023р.

Реферат

магістерської кваліфікаційної роботи

Бандуренко Мілана Вікторівна / Bandurenko Milana Victorovna

на тему: «Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених ділянок приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини на прикладі родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.» - «Prospects of the oil and gas potential of deeply submerged areas of the axial zone of the Dnieper-Donetsk depression using the example of the deposits of the Glinsko-Solokhiv gas and oil-bearing district.»

Спеціальність **103 Науки про Землю**

Робота на 108 аркушів складається з 5 розділів і містить 2 таблиці, 40 рисунків. При підготовці роботи використовувались матеріали з джерел.

Актуальність роботи:

Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених ділянок це один з найперспективніших напрямків дослідження, задля сприяння розвитку вуглеводневої ресурсної бази в Україні. Частково нафтогазоносність глибокозанурених ділянок ДДЗ вже підтверджена на практиці. При бурінні у центральних районах Дніпровсько-Донецької западини, а саме на Рудівському і Валюхівському родовищах були розкриті високодебітні газоконденсатні поклади (на глибинах більше 5000 м). Родовища, досліджуваного в цій роботі Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, що розташований в приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, також є перспективними для пошуку вуглеводнів на великих глибинах.

Мета роботи:

Дослідити перспективи нафтогазоносності глибоко занурених ділянок Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Дніпровсько-Донецької западини.

Розв'язувані в роботі задачі:

1. Зібрати загальну інформацію про родовища Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.
2. Провести порівняльну характеристику порід-колекторів глибокозанурених покладів родовищ досліджуваного газонафтоносного району.
3. Провести аналіз природи додаткової пористості порід колекторів на великих глибинах.
4. Проаналізувати компонентний склад вуглеводнів продуктивних горизонтів з великих глибин.
5. Побудувати об'ємні моделі фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів глибокозанурених горизонтів Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Основний зміст:

В основу дипломної роботи покладено фактичні матеріали, щодо геологічної будови та параметрів експлуатаційної оцінки запасів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Проведено порівняльну характеристику порід колекторів продуктивних горизонтів серпуховського та візейського ярусів. Проаналізовано та виконано порівняння фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів. Проаналізовано компонентний склад вуглеводнів продуктивних горизонтів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Досліджено та зроблено висновок про природу вторинної пористості в колекторах глибокозанурених горизонтів.

Основні результати:

Виявлено природу пористості і проникності продуктивних горизонтів глибокозанурених ділянок Глинсько-Солохівського газонафтоносного району та встановлено зв'язок епігенетичних перетворень з фільтраційно-ємнісними властивостями. Основними чинниками покращення фільтраційно-ємнісних властивостей в теригенних породах є вторинна тріщинуватість.

Оригінальність роботи:

При узагальненні та аналізі великого масиву геолого-геофізичних даних самостійно проведена статистична обробка даних, побудовано діаграми, гістограми, 3D-моделі різних характеристик родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Практичне значення:

Використання наведених результатів важливе для розуміння природи пористості та проникності колекторів на великих глибинах Дніпровсько-Донецької западини. Наші розрахунки можуть бути використані при вивченні глибокозанурених ділянок інших районів ДДЗ.

Анотація

У кваліфікаційній роботі досліджено перспективи нафтогазоносності глибокозанурених ділянок Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Дніпровсько-Донецької западини. Проведено порівняльний аналіз продуктивних горизонтів між родовищами цього району та визначено особливості фільтраційно-ємнісних властивостей на великих глибинах. Визначено природу пористості та проникності порід-колекторів серпуховського і візейського ярусів. Встановлено вторинний характер пористості порід візейського ярусу, яка пов'язана з тріщинуватістю. Проведено аналіз компонентного складу вуглеводнів з продуктивних горизонтів великих глибин на родовищах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

The oil and gas potential prospects of deep-submerged areas of the Glynsko-Solokhiv gas-oil-bearing district of the Dnieper-Donetsk basin were investigated in the master's qualification thesis. A comparative analysis of the productive horizons between the deposits of this area was carried out, and the features of conductive properties at great depths were determined. The nature of the porosity and permeability of reservoir rocks of the Serpukhov and Visey layers was determined. The secondary nature of the porosity of rocks of the Visean layer, which is related to fracture, has been established. The component composition analysis of hydrocarbons from productive horizons at great depths in the fields of the Glynsko-Solokhiv gas-oil-bearing district was carried out.

Ключові слова:

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район, глибокозанурені продуктивні горизонти, породи колектори, перспективи нафтогазоносності.

Glynsko-Solokhiv oil and gas region, deep-submerged productive horizons, reservoir rocks, oil and gas potential.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ	12
1.1 Положення Глинсько-Солохівського газонафтоносного району в структурі ДДЗ	12
1.2 Фізико-географічна характеристика.....	14
1.3.Стратиграфія.....	17
1.4.Тектоніка.....	44
1.5.Гідрогеологія.....	53
1.6.Нафтогазоносність.....	63
РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ І МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	75
РОЗДІЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ	77
3.1 Аналіз попередніх досліджень.....	77
3.2 Характеристика порід колекторів глибокозанурених горизонтів у межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.....	80
3.2.1 Петраграфічний склад порід.....	81
3.2.2 Пористість і проникність продуктивних горизонтів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району на великих глибинах.....	83
3.2.3 Вторинна пористість і проникність продуктивних горизонтів у відкладах серпуховського та візейського ярусів та їх природа.....	86

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ВУГЛЕВОДНІВ НА РОДОВИЩАХ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ.....	93
4.1 Розподіл фазового складу вуглеводнів у межах Глинсько-Солохівського Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.....	98
РОЗДІЛ 5. МОДЕЛЮВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЕМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ГЛИБОКО ЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ.....	101
ВИСНОВКИ.....	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	107

ПРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
ГКР	Газоконденсатне родовище
МФГ	мікрофауністичний горизонт
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ДПР	дослідно-промислова розробка
ДПЕ	дослідно-промислова експлуатація
ГЕО	геолого-економічне оцінювання
СУГРЕ	Східно-Українська геофізична розвідувальна експедиція
МСГТ	метод спільної глибинної точки
НАН	Національна академія наук
РГВ	рівень ґрунтових вод
К _{гл}	коефіцієнт глинистості
К _п	коефіцієнт пористості
К _{пр}	коефіцієнт проникності
К _г	коефіцієнт газонасиченості

ВСТУП

Для своєї кваліфікаційної роботи магістра я обрала тему, яка спрямована на вивчення геологічної будови родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Дніпровсько-Донецької западини та на проведення порівняльної характеристики порід-колекторів ярусів серпухова і візея.

Актуальність роботи:

Актуальність освоєння глибоких горизонтів полягає в перспективності цього напрямку, для нарощування ресурсної вуглеводневої бази України. Регіон Дніпровсько-Донецької западини має потенціал для розробки родовищ на глибині понад 4500-5000 м. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району вже було пробурено глибокі свердловини з високим дебітом, це підтверджує перспективність району для наступних буріннь. Освоєння глибокозанурених горизонтів в межах району досліджень може призвести до значного зростання видобутку природного газу - за оцінками, до 20-25 мільярдів кубометрів протягом 3-х наступних років розробки. Це значно сприятиме енергетичній незалежності України.

Мета дослідження:

Дослідження геологічної будови родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Проведення порівняльного аналізу порід-колекторів (ярусів серпухова і візе) та дослідження природи пористості. Проведення ретельного аналізу компонентного складу вуглеводнів продуктивних горизонтів у стандартних умовах.

Об'єкт досліджень:

Глибоко занурені ділянки приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Предмет досліджень:

Умови залягання, літологія та фільтраційно-ємнісні властивості горизонтів серпуховського і візейського ярусів, в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Методи досліджень:

Проведена статистична обробка даних, побудовані таблиці даних, блок-діаграми, діаграми, гістограми, за допомогою ПЗ Excel, карти, 3D-моделювання за допомогою ПЗ Serfer, задля всебічного аналізу наявної інформації про об'єкт та предмет досліджень. Спираючись на отримані дані, вихідну інформацію було проаналізовано.

Оригінальність роботи:

Виконання автором побудов гістограм, діаграм, таблиць, 3D-моделей та карт свідчить про оригінальність досліджень в роботі.

Практичне значення:

Можливо використовувати матеріали з даної роботи для: ретельного вивчення геологічної будови родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного регіону, дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів серпуховського і візейського ярусів в межах досліджуваного району, дослідження природи пористості і проникності колекторів продуктивних горизонтів, дослідження компонентного складу вуглеводнів продуктивних горизонтів у стандартних умовах, вивчення можливих перспектив нафтогазоносності глибокозанурених візейських колекторів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного регіону.

Наукові результати:

Встановлено вплив вторинної пористості родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного регіону на перспективність розробки глибокозанурених горизонтів та фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів. Результати

досліджень були апробовані на XIII Всеукраїнській молодіжній науковій конференції-школі «Сучасні проблеми наук про Землю» Київ, 12-14 квітня 2023 р (Бандуренко, 2023).

Фактичний матеріал:

Дипломна робота базується на документах, зокрема звітах, які були отримані під час проходження виробничої практики в дочірньому підприємстві "Укрнаукагеоцентр", НАК "Надра України", Держгеонадра України у місті Полтава. Крім того, для підтримки дослідження були використані матеріали опублікованих джерел інформації, таких як атласи, наукові статті та підручники.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ

В Україні є значні потенційні можливості збільшення рівня самозабезпечення вуглеводневою сировиною. Їх реалізація вимагає системного і комплексного аналізу накопиченого матеріалу з геологічної будови, оцінки нафтогазоносності надр, узагальнення даних з практики розробки родовищ для формування стратегії пошуків покладів вуглеводнів та їх ефективного освоєння.

1.1 Положення Глинсько-Солохівського газонафтоносного району в структурі ДДЗ.

Виділення Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, поміж інших, базується на особливостях в геологічній будові розташованих в регіоні тектонічних елементів, розвитку різноманітних локальних структур, розміщення покладів і родовищ вуглеводнів в просторі, продуктивності нафтогазоносних комплексів, їх фазового стану та ін. За цими критеріями виділяють 15 нафтогазоносних районів: Антонівсько-Білоцерківський, Глинсько-Солохівський, Жовтнево-Лозівський, Кальмус-Бахмутський, Красноріцький, Лисичанський, Машівський-Шебелинський, Монастирищенсько-Софіївський, Південний борт, Північний борт, Руденківсько-Пролетарський, Рябухинсько-Північно-Голубівський, Співаківський, Талалаївсько-Рибальський, Чернігівсько-Брагинський.

У Східному нафтогазоносному регіоні України (зосереджено – 205 родовищ нафти і газу), 50 родовищ нафти і газу з яких приурочені до досліджуваного в цій роботі Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Положення цього району на адміністративній схемі України зображено на рисунку 1.1.

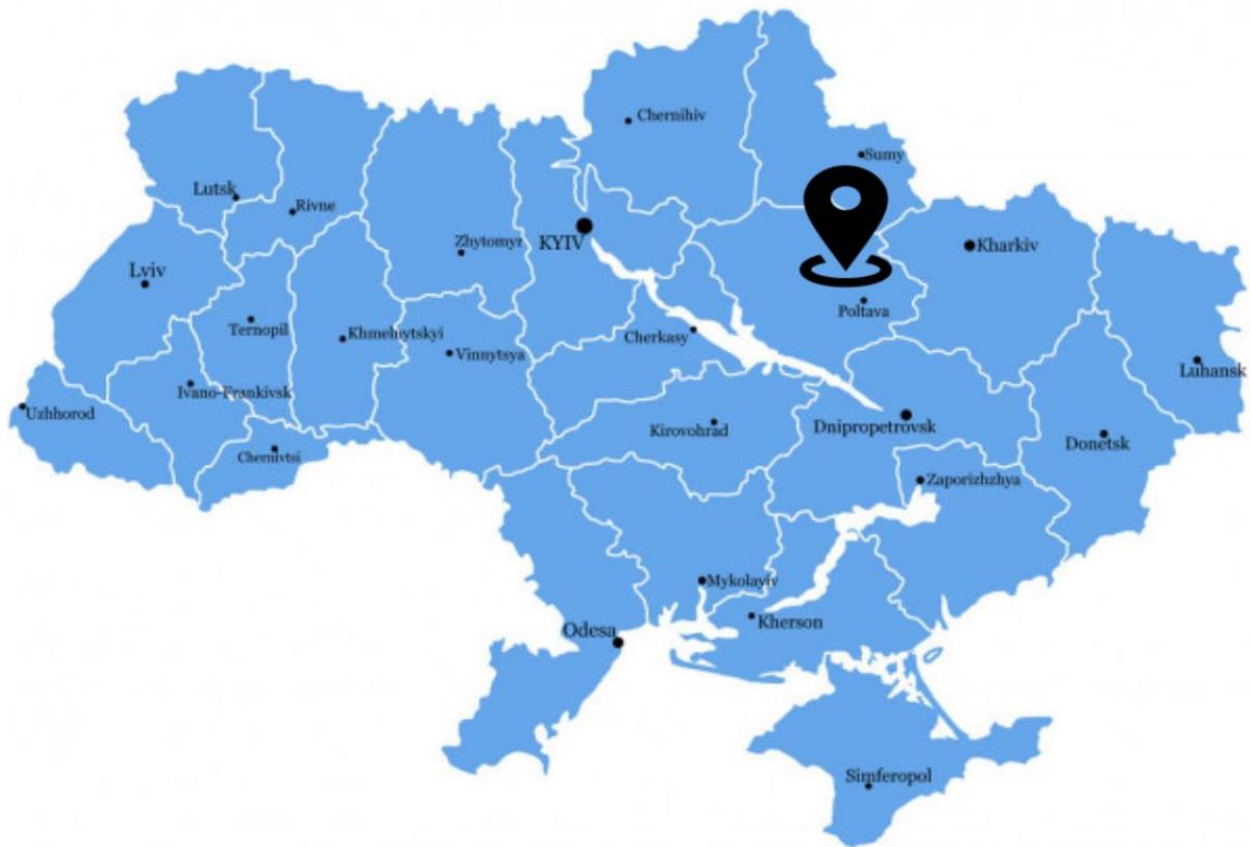


Рис. 1.1 – Адміністративне розташування Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район знаходиться в приосьовій частині Східного нафтогазоносного регіону України. Встановлена продуктивність сягає глибин від 1000 до 6000 метрів, це наслідок значного занурення верхньої границі зони активних катагенетичних перетворень. Від юрських до турнейських відкладів карбону зосереджено діапазон промислової нафтогазоносності.

Галокінез (соляна тектоніка) бере активну участь у формуванні тектонічної структури району. Його прояви було встановлено в тому рахунку в найбільшій Лютенській депресії в регіоні. Поклади вуглеводнів пластові, масивно-пластові, склепінчасті, і можуть бути екрановані стратиграфічно, тектонічно та літологічно екрановані. В межах Остапівської площі було отримано припливи газу з відкладів нижнього карбону з пастки неантиклінального типу. Район вважається одним з найперспективніших за щільністю прогнозних і перспективних ресурсів.

1.2 Фізико-географічна характеристика.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район, площею 10662 км² і з оцінкою запасів на рівні 661 млн. тонн, відноситься до Східного нафтогазоносного регіону України. Розташований на території Полтавської (38 родовищ), Сумської (5 родовищ) та Чернігівської (7 родовищ) областей. Найбільші нерозвідані ресурси зосереджені в цьому районі.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район володіє найбільшими нерозвіданими ресурсами в Східному нафтогазоносному регіоні України. У цьому районі розташований найглибший поклад газоконденсату на Перевозівському родовищі, який розкритий на глибині 6300 метрів. Також район включає обширні соляні вали, кожен з яких має кілька родовищ, зокрема значні за запасами, такі як Глинсько-Розбишівське. Його характерна особливість поклади розмаїтих типів, в тому рахунку зосередження найбільших розвіданих запасів нафти, пов'язаними з родовищами північно-західної частини району. Цей район найперспективніший для пошуків нових родовищ вуглеводнів, в наслідок зосередження великої потужності регіонально нафтогазоносних глибокозанурених відкладів нижнього карбону, залягають на глибинах до 7000 м. Ступінь розвіданості району 48,9%.

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району виділяють Глинсько-Розбишівську, Ісачківсько-Ромоданівську, Малосорочинсько-Радченківську, Солохівсько-Диканську, зони нафтогазонакопичення їм притаманний подвійний і Гнідинцівсько-Чернухинську, Гоголевсько-Семенцівську, Комишнянсько-Кошевойську, Яблунівську, — полуторний структурний контроль.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район, представлений родовищами, що розташовані: в Полтавській області: Абазівське, Байрацьке, Білоусівське, Глинсько-Розбишівське, Гоголівське, Джерельне, Західно-Кошовійське, Західно-Солохівське, Західно-Харківцівське, Клинсько-Краснознаменське, Комишнянське, Кошовійське, Луценківське, Макарцівське,

Малосорочинське, Матвіївське, Мехедівсько-Голотівшинське, Наташинське, Опішнянське, Перевозівське, Південно-Комишнянське, Північно-Яблунівське, Радченківське, Рудівсько-Заводське (Червонозаводське), Рунівшинське, Свиридівське, Свистунківське, Селюхівське, Семенцівське, Семиренківське, Середняківське, Скоробагатьківське, Солохівське, Сорочинське, Східно-Полтавське, Східно-Харківцівське, Червонолуцьке, Чорнухинське та Яблунівське родовища; В Сумській області: Андріяшівське, Василівське, Волошківське, Глинсько-Розбишівське і Кампанське родовище; В Чернігівській області: Андріяшівське, Богданівське, Волошківське, Глинсько-Розбишівське і Кампанське родовища.

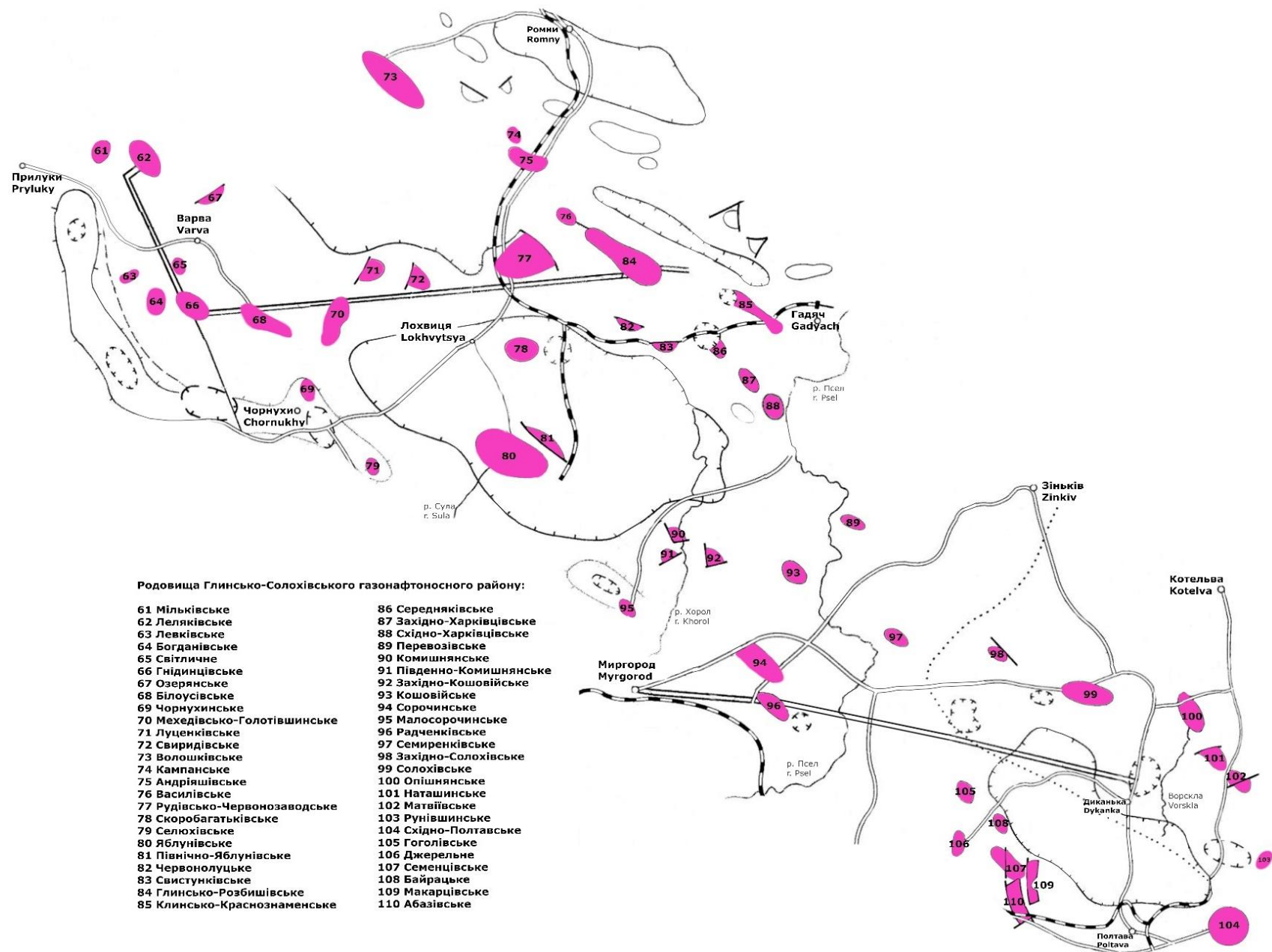


Рис. 1.2 – Розташування родовищ вуглеводнів у межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

В економічному сенсі область сільськогосподарська. В межах цього району нафтогазова галузь сягнула досить високого рівня розвитку. Основні корисні копалини регіону це газ, нафта, глини, піски, торф'яні запаси, ґрунти чорнозему, мінеральні води.

Гідрографічна мережа досліджуваного району представлена річками Сула, Хорол, Псел, Ворскла. З них Ворскла, Сула, Псел - це притоки річки Дніпро.

Помірно-континентальний клімат району. Середньорічна температура повітря становить $+7,3^{\circ}\text{C}$. Середньорічна кількість опадів складає 487 мм. Тривалість осінньо-зимового періоду складає 4,5 місяців. Найпрохолодніший місяць - це січень, середня температура -9°C , найтепліший місяць – це липень з середньою температурою $+23^{\circ}\text{C}$.

1.3. Стратиграфія

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району пробурено осадові відклади до глибини 6222 м (Перевозівське газоконденсатне родовище) (Іванюта, 1998). На даній території розкрито відклади палеозою, мезозою, кайнозою. З палеозойських відкладів – девонські, карбонові і пермські відклади. З мезозойських відкладів встановлені породи – тріасового, юрського і крейдяного періодів.

У відкладах девонської системи – фаменський ярус. У відкладах карбонової системи - серпуховський, візейський, турнейський, башкирський, московський яруси. Мезозойський комплекс залягає також комплекс залягає на різних рівнях палеозойських відкладів. Завершує розріз відклади палеогену, неогену і антропогену. Геологічний розріз через Глинськ-Солохівський газонафтоносний район показано на рисунках 1.3.1, 1.3.2, 1.3.3.

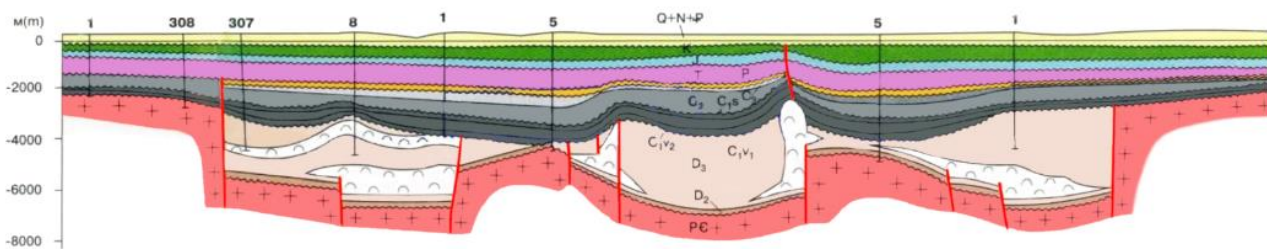


Рис. 1.3.1 – Геологічний розріз по лінії Товкачівка-Курінь через Глинсько-Солохівський газонафтоносний район. (Іванюта, 1998).

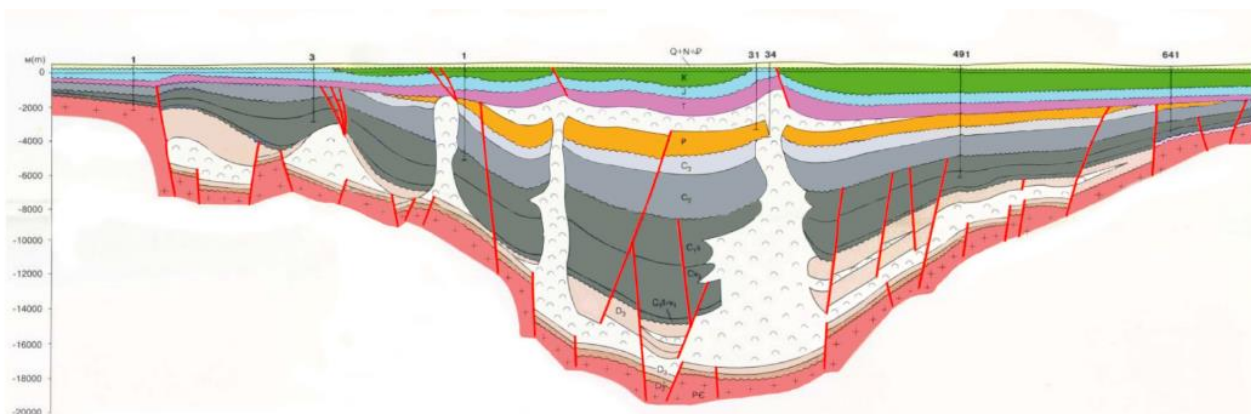


Рис. 1.3.2 – Геологічний розріз по лінії Нехвороща-Полкова через Глинсько-Солохівський газонафтоносний район (Іванюта, 1998).

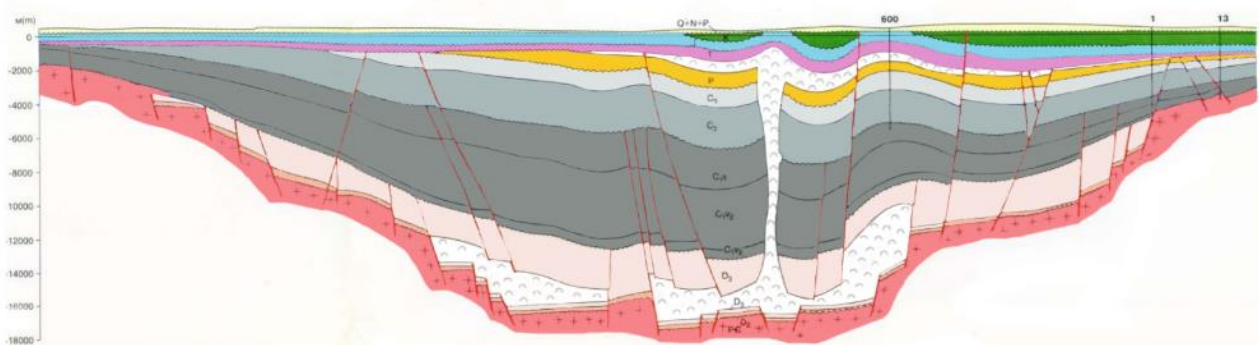


Рис. 1.3.3 – Геологічний розріз по лінії Богодухів-Кам'янка-Василів Хутір через Глинсько-Солохівський газонафтоносний район (Іванюта, 1998).

Питання наявності порід верхнього протерозою і нижнього палеозою в районі досі спірне, оскільки їх корінне залягання поки не було розкрито шляхом буріння. Питання про наявність верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням у корінному заляганні (Іванюта, 1998). Разом з тим за аналогією з іншими рифтогенними прогинами древніх платформ є підстави припустити присутність проміжного комплексу відкладів між докембрійським кристалічним фундаментом та значно молодшою осадовою товщею порід.

Палеозойська ератема (PZ)

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району палеозойська ератема представлена девонською, кам'яновугільною і пермською системами. Кам'яновугільна система має значно більшу загальну потужність ніж потужності пермської та девонської систем. Нафтогазоносність в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району було виявлено в горизонтах: **D₃, C_{1t}, C_{1v1}, C_{1v2}, C_{1s1}, C_{1s2}, C_{2b}, C_{2m}, C₃, P** (див таблицю 1.1.).

Девонська система (D)

Девонська система в межах даного розрізу представлена верхнім відділом. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньодевонського відділу D₃ на 1 родовищі (Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище, свердловина 16) (див таблицю 1.1.).

Верхньодевонський відділ (D₃)

Верхньодевонський відділ в межах даного розрізу представлений фаменським ярусом. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньодевонського відділу D₃, поклад газу було розкрито на 1 родовищі в межах Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, свердловиною 16. Верхньодевонські відклади були розкриті

свердловиною 16, глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4912 м , висота покладу - 140 м (див таблицю 1.1.).

Фаменський ярус (D₃fm)

Фаменський ярус, породи якого незгідно залягають на утвореннях франського віку, розділяється на дві частини: нижньофаменський під'ярус, верхньофаменський під'ярус (див таблицю 1.1.).

Нижньофаменський під'ярус (D₃fm₁)

Нижньофаменський під'ярус присутній у розрізах в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. (див таблицю 1.1.).

Верхньофаменський під'ярус (D₃fm₂)

Верхньофаменський під'ярус, який залягає з ознаками кутової незгідності на нижньофаменському під'ярусі і більш давніх девонських відкладах, присутній у розрізах в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. (див таблицю 1.1.).

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільна система в межах даного розрізу представлена трьома відділами: нижній, середній та верхній (Іванюта, 1998). Кам'яновугільні відклади поширені в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Вони займають основну частину розрізу осадового чохла. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність кам'яновугільної системи: Турнейського ярусу **C_{1t}** на 7 родовищах, Нижньо-візейського під'ярусу **C_{1v1}** на 5 родовищах, Верхньо-візейського під'ярусу **C_{1v2}** на 33 родовищах, Нижньо-серпуховського під'ярусу **C_{1s1}** на 1 родовищі, Верхньо-серпуховського під'ярусу **C_{1s2}** на 9 родовищах, Башкирського ярусу **C_{2b}** на 6 родовищах, Московського ярусу **C_{2m}** на 4 родовищах, Верхньокам'яновугільний відділ **C₃** на 5 родовищах (див таблицю 1.1.).

Нижньокам'яновугільний відділ (C₁)

У відкладах нижнього карбону виділяють: турнейський, візейський та серпуховський яруси (Іванюта, 1998). Їх сумарна потужність в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району за сейсмічними даними досягає 4-6,4 км. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність нижньокам'яновугільного відділу: Турнейського ярусу C_{1t} на 7 родовищах, Нижньо-візейського під'ярусу C_{1v1} на 5 родовищах, Верхньо-візейського під'ярусу C_{1v2} на 33 родовищах, Нижньо-серпуховського під'ярусу C_{1s1} на 1 родовищі, Верхньо-серпуховського під'ярусу C_{1s2} на 9 родовищах (див таблицю 1.1.).

Турнейський ярус (C_{1t})

Турнейський ярус в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району складається з теригенно-карбонатних морських утворень. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність турнейського ярусу– C_{1t}, на 7 родовищах: Андріящівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Т-1, Т-2 (поклад газу Т-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5157 м, висота покладу - 269 м; поклад газу Т-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5229 м, висота покладу - 109 м). Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Т-2 (поклад газу Т-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3270 м). Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Т-1 (поклад газу Т-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4678 м, висота покладу - 43 м).Клинсько-Краснознаменське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Т-4-5 (поклад газу Т-4-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5423 м, висота покладу - 210 м). Леляківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито

продуктивний поклад Т (поклад газу Т - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3712 м, висота покладу - 16 м; поклад газу Т - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3529 м). Свиридівське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Т-1 (поклад газу Т-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5781 м, висота покладу - 66 м). Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Т (поклад газу Т свердловина 16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4568 м, висота покладу - 540 м; поклад газу Т свердловина 6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4944 м, висота покладу - 142 м; поклад газу Т свердловина 2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5007 м, висота покладу - 86 м; поклад газу Т свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4903 м, висота покладу - 150 м) (див таблицю 1.1.).

Візейський ярус (C_{1v})

Візейський ярус поділяється на два під'яруси, а саме: нижньовізейський та верхньовізейський. (див таблицю 1.1.) (Іванюта, 1998).

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Породи нижньовізейського під'ярусу незгідно залягають на різновікових відкладах турне і верхнього девону. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність нижньовізейського під'ярусу C_{1v1}, на 5 родовищах: Білоусівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-24в, В-24н (поклад газу В-24в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4000 м, висота покладу - 125 м; поклад газу В-24н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4060 м, висота покладу - 40 м). Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад В-26 (поклад газу В-26 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3260 м). Гнідінцівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний

поклад В-26 (поклад газу В-26 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3520 м, висота покладу - 30 м). Клиньсько-Краснознаменське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-24, В-26 (поклад газу В-24 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4963 м, висота покладу - 410 м; поклад газу В-26 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5084 м, висота покладу - 390 м). Леляківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад В-26 (поклад газу В-26 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3637 м, висота покладу - 7 м; поклад газу В-26 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3400 м) (див таблицю 1.1.).

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Відклади верхньовізейського під'ярусу з неузгодженням залягають на нижньовізейських відкладах. Верхньовізейський під'ярус представлений озерно-лагунними фаціями та літологічно складений тонким перешаруванням аргілітів і алевролітів з малопотужними шарами вапняків і пісковиків (Іванюта, 1998).

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньовізейського під'ярусу – C_{1v2}, на 33 родовищах: Андріяшівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-19в, В-19н, В-20-21, В-22 (поклад газу В-19в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4540 м, висота покладу - 130 м; поклад газу В-19н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4571 м, висота покладу - 168 м; поклад газу В-20-21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4603 м, висота покладу - 173 м; поклад газу В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4797 м, висота покладу - 14 м). Білоусівське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад В-20 (поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3860 м, висота покладу - 70 м). Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-

16, В-17-18, В-19 (поклад газу В-17-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2928 м, висота покладу - 103 м). (нафтогазовий поклад В-19 глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2958 м, висота покладу - 25 м; нафтогазовий поклад В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2958 м, висота покладу - 20 м). (поклад нафти В-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2870 м, висота покладу - 28 м). Волошківське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад В-21 (поклад газу В-21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4680 м, висота покладу - 340 м). Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-15-16, В-17, В-17-18, В-18-19, В-20 (поклад газу В-15-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3314 м, висота покладу - 461 м; поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3755 м, висота покладу - 73 м; поклад газу В-18-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3382 м, висота покладу - 404 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3631 м, висота покладу - 184 м). (нафтогазовий поклад В-15-16 висота покладу - 589 м; нафтогазовий поклад В-17-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3642 м, висота покладу - 412 м). (поклад нафти В-15-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3314 м, висота покладу - 60 м; поклад нафти В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3830 м, висота покладу - 33 м). Гнідінцівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-18, В-19 (поклад газу В-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3202 м, висота покладу - 45 м; поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3240 м, висота покладу - 58 м). Гоголівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16а, В-16б (поклад газу В-16а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5265 м, висота покладу - 8 м; поклад газу В-16б - глибина залягання покрівлі продуктивного

горизонту – 5255 м, висота покладу - 59 м). Західно-Кошовійське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17Н₂, В-22 (поклад газу В-17Н₂ - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5203 м, висота покладу - 20 м; поклад газу В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5769 м, висота покладу - 70 м). Західно-Солохівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-14, В-19, В-20, В-21 (поклад газу В-14 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3480 м, висота покладу - 40 м; поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4621 м, висота покладу - 250 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4521 м, висота покладу - 280 м; поклад газу В-21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4572 м, висота покладу - 37 м). Західно-Харківцівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17, В-18, В-19в, В-19н, В-21н, В-22в, В-23 (поклад газу В-19н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4940 м, висота покладу - 40 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5357 м, висота покладу - 18 м; поклад газу В-22в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5442 м, висота покладу - 7 м; поклад газу В-23 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5701 м, висота покладу - 8 м). (поклад нафти В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4590 м, висота покладу - 36 м; поклад нафти В-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4727 м, висота покладу - 21 м; поклад нафти В-19в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4852 м, висота покладу - 36 м). Клинсько-Краснознаменське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-15, В-16, В-17 (поклад газу В-15 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4140 м, висота покладу - 70 м; поклад газу В-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4400 м, висота покладу - 250 м; поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4442 м, висота покладу

- 150 м). Комишнянське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16н, В-21н, В-22 (поклад газу В-16н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5092 м, висота покладу - 50 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5741 м, висота покладу - 60 м; поклад газу В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5795 м, висота покладу - 100 м). Кошовійське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17, В-21 (поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5200 м, висота покладу - 15 м; поклад газу В-21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5540 м, висота покладу - 20 м). Леляківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16, В-21-22 (поклад газу В-21-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3270 м). (поклад нафти В-16- глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3222 м). Луценківське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-22н, В-23 (поклад газу В-22н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5050 м, висота покладу - 170 м; поклад газу В-23 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5265 м, висота покладу - 100 м). Малосорочинське нафтогазове родовище, розкриті продуктивні поклади В-19, В-20, В-22, В-23 (поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2245 м, висота покладу - 45 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2299 м, висота покладу - 40 м; поклад газу В-23 свердловина 21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2496 м, висота покладу - 65 м; поклад газу В-23 свердловина 20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2506 м, висота покладу - 75 м). (поклад нафти В-22 свердловина 21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2403 м, висота покладу - 20 м; поклад нафти В-22 свердловина 20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2422 м, висота покладу - 50 м; поклад нафти В-22 свердловина 4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2402 м, висота покладу - 30

м; поклад нафти В-23 свердловина 4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2482 м, висота покладу - 50 м). Мехедівсько-Голотівшинське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-21в, В-21н, В-22, В-23в, В-23н (поклад газу В-21в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4707 м, висота покладу - 129 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4834 м, висота покладу - 27 м; поклад газу В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5029 м, висота покладу - 102 м; поклад газу В-23в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5183 м, висота покладу - 87 м; поклад газу В-23н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5110 м, висота покладу - 22 м). Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-18в, В-18н-19в, В-20, В-21-22 (поклад газу В-18в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2984 м; поклад газу В-18н-19в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2992 м, висота покладу - 26 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3032 м). (нафтогазовий поклад В-21-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3047 м, висота покладу - 34 м). Опішнянське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-14, В-15а, В-16а, В-16б, В-17 (поклад газу В-14 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3690 м, висота покладу - 250 м; поклад газу В-15а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3790 м, висота покладу - 210 м; поклад газу В-16а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4000 м, висота покладу - 150 м; поклад газу В-16б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4020 м, висота покладу - 370 м; поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4130 м, висота покладу - 75 м). Перевозівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17, В-22 (поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5297 м, висота покладу - 18 м; поклад газу В-22 -

глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 6222 м, висота покладу - 35 м). Південно-Комишнлянське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16, В-17в₂, В-17в₃, В-19, В-20н (поклад газу В-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4989 м, висота покладу - 20 м; поклад газу В-17в₂ - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5094 м, висота покладу - 20 м; поклад газу В-17в₃ - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5121 м, висота покладу - 47 м; поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5348 м, висота покладу - 20 м; поклад газу В-20н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5465 м, висота покладу - 30 м). Радченківське нафтогазове родовище, розкриті продуктивні поклади В-14 (поклад нафти В-14). Рудівсько-Червонозаводське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-15н, В-20, В-21в, В-21н, В-22в, В-22с, В-22н, В-23 (поклад газу В-15н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4400 м, висота покладу - 75 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4670 м, висота покладу - 39 м; поклад газу В-21в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4750 м, висота покладу - 32 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5080 м, висота покладу - 101 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4850 м, висота покладу - 29 м; поклад газу В-22в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5215 м, висота покладу - 183 м; поклад газу В-22в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4914 м, висота покладу - 89 м; поклад газу В-22с - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5164 м, висота покладу - 246 м; поклад газу В-22с - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5070 м, висота покладу - 54 м; поклад газу В-22н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5262 м, висота покладу - 190 м; поклад газу В-22н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4990 м, висота покладу - 217 м; поклад газу В-23 - глибина залягання покрівлі

продуктивного горизонту – 5406 м, висота покладу - 163 м). Свиридівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-20, В-21в, В-21н, В-22в+с, В-22н, В-23 (поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4840 м, висота покладу - 66 м; поклад газу В-21в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4842 м, висота покладу - 104 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5030 м, висота покладу - 73 м; поклад газу В-22в+с - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5154 м, висота покладу - 69 м; поклад газу В-22н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5126 м, висота покладу - 108 м; поклад газу В-23 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5275 м, висота покладу - 77 м). Свистунківське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17н, В-20, В-21н (поклад газу В-17н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4976 м, висота покладу - 170 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5243 м, висота покладу - 192 м; поклад газу В-21н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5593 м, висота покладу - 170 м). Семиренківське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16б, В-17а, В-17б, В-17в, В-19 (поклад газу В-16б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5035 м, висота покладу - 13 м; поклад газу В-17а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5158 м, висота покладу - 40 м; поклад газу В-17б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5235 м, висота покладу - 50 м; поклад газу В-17в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5319 м, висота покладу - 70 м; поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5505 м, висота покладу - 70 м). Середняківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-16а, В-17а, В-19 (поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4610 м, висота покладу - 165 м). (поклад нафти В-16а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4468 м, висота покладу - 75

м; поклад нафти В-17а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4592 м, висота покладу - 15 м). Скоробагатьківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-15, В-16, В-17, В-18 (поклад газу В-15 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4348 м, висота покладу - 274 м; поклад газу В-16, свердловина 53 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4311 м, висота покладу - 322 м; поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4467 м, висота покладу - 226 м; поклад газу В-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4644 м, висота покладу - 124 м). Солохівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-14, В-15а, В-16б, В-16в, В-16г, В-20, В-21 (поклад газу В-14 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3300 м, висота покладу - 106 м; поклад газу В-15а свердловина 76 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3395 м, висота покладу - 230 м; поклад газу В-15а свердловина 78 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3527 м, висота покладу - 35 м; поклад газу В-16б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3588 м, висота покладу - 136 м; поклад газу В-16в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3694 м, висота покладу - 62 м; поклад газу В-16г - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3739 м, висота покладу - 113 м; поклад газу В-20 свердловина 75 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3767 м, висота покладу - 43 м; поклад газу В-20 свердловина 78 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3880 м, висота покладу - 27 м; поклад газу В-21 свердловина 78 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3947 м, висота покладу - 10 м; поклад газу В-21 свердловина 32 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3800 м, висота покладу - 39 м). Сорочинське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-18 (поклад газу В-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3863 м, висота покладу - 358 м). Східно-Харківцівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні

поклади В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-22 (поклад газу В-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4621 м, висота покладу - 22 м; поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4720 м, висота покладу - 20 м; поклад газу В-18 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4786 м, висота покладу - 85 м; поклад газу В-19 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4882 м, висота покладу - 29 м; поклад газу В-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5003 м, висота покладу - 42 м; поклад газу В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 5120 м, висота покладу - 18 м). Чорнухинське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17 (поклад газу В-17 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2935 м, висота покладу - 25 м). Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади В-17, В-18, В-19-20, В-22 (поклад газу В-17 свердловина 16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3617 м, висота покладу - 270 м; поклад газу В-19-20 свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4198 м, висота покладу - 45 м). (поклад нафти В-17 свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4138 м, висота покладу - 35 м; поклад нафти В-17 свердловина 16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3617 м, висота покладу - 19 м; поклад нафти В-18 свердловина 16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3617 м, висота покладу - 157 м; поклад нафти В-22 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4160 м, висота покладу - 13 м) (див таблицю 1.1.).

Серпуховський ярус (C_{1s})

Відклади серпуховського ярусу узгоджено залягають на підстилаючих верхньовізейських відкладах (Іванюта, 1998). Серпуховський ярус поділяється на два під'яруси, а саме: нижньосерпуховський та верхньосерпуховський. Порооди серпуховського ярусу залягають тільки на верхньовізейських відкладах. В межах

Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність черпуховського ярусу – C_{1s} , на 3 родовищах: Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-5 (поклад газу С-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2742 м, висота покладу - 91 м). Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-1-2, С-9, С-21 (поклад газу С-1-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2983 м, висота покладу - 43 м; поклад газу С-9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3217 м, висота покладу - 86 м; поклад газу С-21 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3343 м, висота покладу - 205 м). (нафтогазовий поклад С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3066 м, висота покладу - 83 м). (поклад нафти С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3363 м, висота покладу - 31 м). Матвіївське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-3, С-4б, С-4г, С-4д, С-4а, С-5б, С-5в, С-5г (поклад газу С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3407 м, висота покладу - 129 м; поклад газу С-4б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3530 м, висота покладу - 62 м; поклад газу С-4г - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3562 м, висота покладу - 38 м; поклад газу С-4д - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3625 м, висота покладу - 37 м; поклад газу С-4а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3692 м, висота покладу - 42 м; поклад газу С-5б свердловина 8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3680 м, висота покладу - 91 м; поклад газу С-5б свердловина 2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3987 м, висота покладу - 25 м; поклад газу С-5в свердловина 8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3717 м, висота покладу - 85 м; поклад газу С-5в свердловина 2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3956 м, висота покладу - 110 м; поклад газу С-5г -

глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3674 м, висота покладу - 111 м) (див таблицю 1.1.).

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу представлені в літологічному розрізі переважно аргілітами, які чергуються з алевролітами, з підпорядкованими прошарками пісковиків і рідко вапняків (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність нижньосерпуховського під'ярусу – C_{1s1}, на 1 родовищі: Солохівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-14 (поклад газу С-14 свердловина 76 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2926 м, висота покладу - 58 м; поклад газу С-14 свердловина 78 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2955 м, висота покладу - 32 м) (див таблицю 1.1.).

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Відклади верхньосерпуховського під'ярусу неузгоджено залягають на підстилаючих утвореннях. Представлені аргілітами, з підлеглими прошарками пісковиків і вапняків (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньосерпуховського під'ярусу – C_{1s2}, на 9 родовищах: Абазівське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-3, С-5а, С-5б, С-6 (поклад газу С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4036 м, висота покладу - 140 м; поклад газу С-5а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4355 м, висота покладу - 11 м; поклад газу С-5б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4230 м, висота покладу - 210 м; поклад газу С-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4010 м, висота покладу - 368 м). Байрацьке газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-6, С-9 (поклад газу С-

6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4580 м, висота покладу - 43 м; поклад газу С-9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4675 м, висота покладу - 36 м). Гоголівське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад С-5 (поклад газу С-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4184 м, висота покладу - 60 м). Макарцівське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад С-6 (поклад газу С-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4642 м, висота покладу - 112 м). Матвіївське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад С-4г (поклад нафти С-4г - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3562 м, висота покладу - 8 м). Опішнянське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-3а, С-3б, С-4б, С-4в (поклад газу С-3а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2872 м, висота покладу - 147 м; поклад газу С-3б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2980 м, висота покладу - 150 м; поклад газу С-4б - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3040 м, висота покладу - 50 м; поклад газу С-4в - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3090 м, висота покладу - 130 м). (поклад нафти С-3а - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2872 м, висота покладу - 48 м). Радченківське нафтогазове родовище, розкриті продуктивні поклади С-3, С-5, С-7, С-9, С-14-15-16-20 (поклад газу С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1244 м, висота покладу - 37 м; поклад газу С-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1256 м, висота покладу - 13 м). (поклад нафти С-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1227 м, висота покладу - 113 м; поклад нафти С-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1256 м, висота покладу - 41 м; поклад нафти С-9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1266 м, висота покладу - 128 м; поклад нафти С-14-15-16-20 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1293 м, висота покладу - 23 м). Семенцівське

газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади С-3, С-5, С-6-7 (поклад газу С-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4175 м, висота покладу - 15 м; поклад газу С-5 свердловина 8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4231 м, висота покладу - 96 м; поклад газу С-5 свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4337 м, висота покладу - 18 м; поклад газу С-6-7 свердловина 8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4304 м, висота покладу - 48 м; поклад газу С-6-7 свердловина 3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4311 м, висота покладу - 48 м). Солохівське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад С-8 (поклад газу С-8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2753 м, висота покладу - 51 м) (див таблицю 1.1.).

Середньокам'яновугільний відділ (С₂)

Середньокам'яновугільний відділ представлений відкладами башкирського і московського ярусів (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність Середньокам'яновугільного відділу: Башкирського ярусу **С_{2b}** на 6 родовищах, Московського ярусу **С_{2m}** на 4 родовищах (див таблицю 1.1.).

Башкирський ярус (С_{2b})

Породи башкирського ярусу представлені пісковиками з прошарками аргілітів і алевролітів (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність башкирського ярусу – С_{2b}, поклади вуглеводнів було розкрито на 6 родовищах: Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Б-1, Б-3-6, Б-12 (нафтогазовий поклад Б-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2338 м, висота покладу - 33 м; нафтогазовий поклад Б-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2338 м, висота покладу - 33 м; нафтогазовий поклад Б-12 - глибина залягання

покрівлі продуктивного горизонту – 2708 м, висота покладу - 15 м; нафтогазовий поклад Б-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2708 м, висота покладу - 20 м). (поклад нафти Б-3-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2688 м, висота покладу - 5 м). Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Б-4-5, Б-6-7, Б-8, Б-9, Б-10, Б-11, Б-12 (поклад газу Б-6-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2684 м, висота покладу - 14 м; поклад газу Б-8 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2769 м, висота покладу - 70 м; поклад газу Б-10 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2822 м, висота покладу - 24 м; поклад газу Б-11 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2910 м, висота покладу - 33 м; поклад газу Б-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2957 м, висота покладу - 46 м). (поклад нафти Б-4-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2617 м, висота покладу - 39 м; поклад нафти Б-9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2778 м, висота покладу - 70 м). Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Б-3н-4-5, Б-7, Б-12 (поклад газу Б-3н-4-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2626 м, висота покладу – 10,4 м; поклад газу Б-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2716 м, висота покладу - 14 м; поклад газу Б-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2907 м, висота покладу - 27 м). Опішнянське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Б-12 (поклад газу Б-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2900 м, висота покладу – 20 м). Скоробагатьківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад Б-6 (поклад газу Б-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3548 м, висота покладу – 31 м). Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Б-5, Б-6, Б-11 (поклад газу Б-6 свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3578 м, висота покладу - 58 м; поклад газу Б-11

свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3759 м, висота покладу - 40 м). (поклад нафти Б-5 свердловина 61 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3448 м, висота покладу - 203 м; поклад нафти Б-5 свердловина 9 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3535 м, висота покладу - 50 м; поклад нафти Б-6 свердловина 61 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3504 м, висота покладу - 143 м) (див таблицю 1.1.).

Московський ярус (С₂т)

Відклади московського ярусу представлені чергуванням аргілітів з пластами пісковиків та алевролітів (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність московського ярусу – С₂т, на 4 родовищах: Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади М-1, М-2, М-3-4, М-5, М-6, М-7 (поклад газу М-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1937 м, висота покладу - 10 м; поклад газу М-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2203 м, висота покладу - 83 м). (нафтогазовий поклад М-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2154 м, висота покладу - 40 м; нафтогазовий поклад М-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2154 м, висота покладу - 55 м). (поклад нафти М-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2062 м, висота покладу - 22 м; поклад нафти М-3-4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2049 м, висота покладу - 53 м; поклад нафти М-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2510 м, висота покладу - 22 м). Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади М-2н, М-3, М-4, М-5-6, М-7 (поклад газу М-2н - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2322 м, висота покладу - 15 м; поклад газу М-7 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2523 м, висота покладу - 28 м). (нафтогазовий поклад М-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту –

2356 м, висота покладу - 14 м). (поклад нафти М-4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2401 м, висота покладу - 21 м; поклад нафти М-5-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2436 м, висота покладу - 23 м). Скоробагатьківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад М-5 (поклад нафти М-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 3364 м, висота покладу - 18 м). Східно-Полтавське газоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади М-1, М-3 (поклад нафти М-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4544 м, висота покладу - 39 м; поклад нафти М-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4810 м, висота покладу - 67 м) (див таблицю 1.1.).

Верхньокам'яновугільний відділ (С₃)

Відклади верхнього карбону літологічно представлені пластами великої товщини пісковиків, які чергуються з аргілітами.

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньокам'яновугільного відділу – С₃, на 5 родовищах: Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Г-11, Г-12, Г-13, К-16 (поклад нафти Г-11 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1808 м, висота покладу - 60 м; поклад нафти Г-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1817 м, висота покладу - 67 м; поклад нафти Г-13 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1827 м, висота покладу - 91 м; поклад нафти К-16 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1879 м, висота покладу - 30 м). Гнідінцівське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Г-11-13, К-2-3, К-4, К-5 (поклад нафти Г-11-13 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1741 м, висота покладу - 78 м; поклад нафти К-2-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1717 м, висота покладу - 72 м; поклад нафти К-4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1754 м, висота покладу - 46 м; поклад нафти К-5 -

глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1778 м, висота покладу - 22 м). Леляківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади Г-12, Г-13 (поклад нафти Г-12 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1836 м, висота покладу - 30 м; поклад нафти Г-13 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1865 м, висота покладу - 11 м). Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, розкриті продуктивні поклади К-4, К-5, К-6 (поклад нафти К-4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2090 м, висота покладу - 13 м; поклад нафти К-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2145 м, висота покладу - 15 м; поклад нафти К-6 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2200 м, висота покладу - 20 м). Східно-Полтавське газоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад К-5 (поклад газу К-5 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4421 м, висота покладу - 99 м) (див таблицю 1.1.).

Пермська система (Р)

Відклади пермської системи залягають стратиграфічним і з кутовим неузгодженням на кам'яновугільних відкладах (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність пермської системи – Р, на 5 родовищах: Богданівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад А-2 (поклад нафти А-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1914 м, висота покладу - 42 м). Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад А-2 (поклад нафти А-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1808 м, висота покладу - 60 м). Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад А-2 (поклад нафти А-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1741 м, висота покладу - 78 м). Леляківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад А-1-2 (поклад нафти А-1-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1809 м, висота

покладу - 56 м). Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, розкрито продуктивний поклад А-1 (поклад нафти А-1 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1991 м, висота покладу - 28 м) (див таблицю 1.1.).

Мезозойська ератема (МЗ)

На території Глинсько-Солохівського газонафтоносного району породи мезозою представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами. Складені переважно аргілітами та пісковиками. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність мезозойської ератеми: Т тріасової, J юрської систем (див таблицю 1.1.).

Тріасова система (Т)

Тріасові відклади незгідно залягають на породах різних горизонтів пермі та карбону (Іванюта, 1998). В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність тріасової системи – Т , на 1 родовищі: Радченківське нафтогазове родовище, розкрито продуктивний поклад І-2, І-3, І-4 (поклад газу І-2 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 891 м, висота покладу - 67 м; поклад газу І-3 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 941 м, висота покладу - 67 м; поклад газу І-4 - глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1180 м, висота покладу - 26 м) (див таблицю 1.1.).

Юрська система (J)

Юрські відклади залягають незгідно на різновікових породах тріасу, з кутовим та стратиграфічним неузгодженням. Породи представлені строкатими глинами. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність юрської системи – J , на 1 родовищі: Солохівське нафтогазове родовище, розкрито продуктивний поклад Ю (поклад газу Ю - глибина залягання

покрівлі продуктивного горизонту – 840 м, висота покладу - 31 м) (див таблицю 1.1.).

Крейдова система (K)

Відклади крейдової системи неузгоджено залягають на породах юрської системи, представлені пісковиками, пісками з прошарками глин. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району продуктивність крейдової системи не встановлена (див таблицю 1.1.).

Кайнозойська ератема (KZ)

Відклади кайнозойської ератеми в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району представлені палеогеновою, неогеновою та антропогенною системами. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району продуктивність кайнозойської ератеми не встановлена (див таблицю 1.1.).

Палеогенова система (P)

Відклади палеогенової системи в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району доволі розповсюджені та неузгоджено залягають на різновікових відкладах. Представлені вони буцацькою, київською та харківською світами. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району продуктивність палеогенової системи не встановлена (див таблицю 1.1.).

Неогенова система (N)

Відклади неогенової системи в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, складені глинами. Продуктивність неогенової системи не встановлена (див таблицю 1.1.).

Антропогенна система (Q)

Відклади антропогенної системи літологічно представлені в нижній частині глинами. В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району продуктивність антропогенної системи не встановлена (див таблицю 1.1.).

На основі даних лабораторних досліджень керна, відібраного зі свердловин родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району побудовано автором Стратиграфічну колонку у формі таблиці 1.1. Значень для таблиці були отримані на основі даних стратиграфічної розбивки розрізів свердловин родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Таблиця 1.1 – Стратиграфічна колонка (складена автором, за літературними даними).

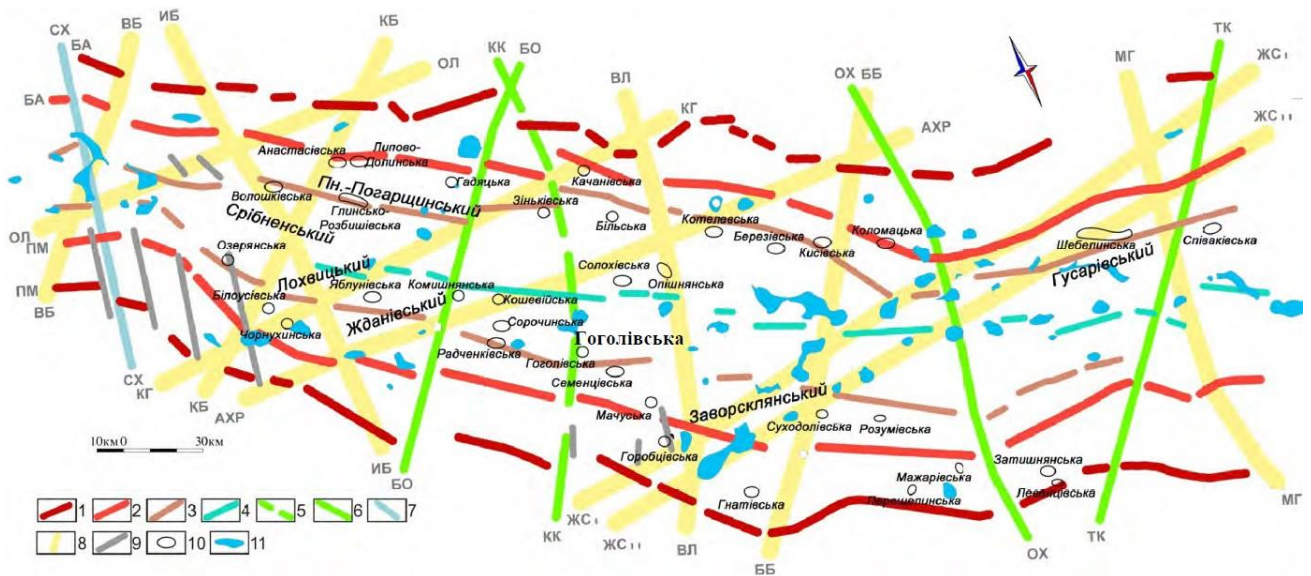
Ератема	Система	Відділ	Ярус	Потужність, м	Літологія
KZ- Кайнозой	Q-Антропогенна			0-50	Ґрунтово-рослинний шар, глини.
	N-Неогенова			75-100	Глини, з прошарками пісків.
	P-Палеогенова			130-175	Пісковики, мергелі, глини, піски, піщані глини з рослинними залишками.
MZ- Мезозой	K-Крейдова		K	106-511	Пісковики, піски з прошарками глин.
	J-Юрська		J	201-326	Глини з прошарками пісків і вапняків.
	T-Тріасова		T	57-324	Пісковики з прошарками глин з вапняком.

Кінець таблиці 1.1

PZ- Палеозой	P-Пермська		P	142-206	Аргіліти також доломіти, ангідрити з прошарками пісковиків та вапняків,.
	C- Кам'яновугільна	Верхній	C3	513-660	Пісковики чергуються з аргілітами з дзеркалами ковзання.
		Середній	C2m Московський	517-572	Чергування аргілітів з пластами пісковиків та алевролітів.
			C2b Башкирський	652-714	Пісковики з прошарками аргілітів і алевролітів.
		Нижній	C1s2 Верхньо-серпуховський	458-488	Аргіліти, з підлеглими прошарками пісковиків і вапняків.
			C1s1 Нижньо-серпуховський	545-566	Аргіліти, чергуються з алевролітами, з підпорядкованими прошарками пісковиків і рідкими прошарками вапняків.
			C1v2 Верхньо-візейський	655-723	Перешарування аргілітів і алевролітів з малопотужними шарами вапняків і пісковиків.
			C1v1 Нижньо-візейський	654-766	Аргілітами алевритистими, з прошарками пісковіку.
			C1t Турнейський	540-709	Кварцеві піски, каолінові глини та інші.
	D- Девонська	Верхній	D3fm2 Верхньо-фаменський	140	Теригенні сірі, червоноколірні та вулканогенні відклади.
			D3fm1 Нижньо-фаменський		Глинисто-карбонатні, рифогенно-карбонатні масиви і депресійні темноколірні карбонатно-глинисті відклади.

1.4. Тектоніка

Регіон в якому знаходиться Глинсько-Солохівський газонафтоносний район є найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Район належить до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. В тектонічному відношенні район розташований у межах Дніпровсько-Донецької западини, яка являє собою складну внутрішньопластформену рифтову структуру, а остання, в свою чергу, є ланкою гетерогенного трансконтинентального Сарматського-Туранського лінеамента. Рисунок 1.4.1. (Іванюта М.М., 1998).



Дорифтові глибинні розломи: 1 – крайові скиди (розломопари) Барановицько-Астраханського (БА) і Прип'ятсько-Маницького (ПМ) розломів, які розділяють бортові й прибортові зони ДДЗ; 2 – внутрішньорифтові розломопари Барановицько-Астраханського і Прип'ятсько-Маницького шовних розломів, які розділяють прибортові та приосьові зони ДДЗ за синеклізними відкладами; 3 – приосьові розломи, які обмежують зони природозломних виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького рифта або приосьові зони синеклізного чохла ДДЗ; 4 – осьовий розлом; дорифтові архейсько-протерозойські глибинні розломи: 5 – міжглибові: КК – Криворізько-Комаринський, ОХ – Орехово-Харківський; 6 – міжблокові мантіїні розломи протерозойського закладення і пізньодевонсько-мезозойської активізації: БО – Болтисько-Обоянський, ТК – Токмаківсько-Куп'янський; міжблоковий Смілівсько-Холмський (СХ); 8 – інші розломи, часто незрозумілого генезису, глибини закладення і проблематичного виділення, субмеридіональні: ІБ – Ігулецько-Брянський, ВП – Верхівцівсько-Львовський, МГ – Мангусько-Губкінський, субшпротні: КГ – Київсько-Гадяцький, ОЛ – Овруцько-Лебединський, АХР – Андрушівсько-Хорольсько-Розсошинський, ЖС – Жмеринсько-Старобільський, північно-східні: ВБ – Володарсько-Бахмацький, КБ – Канівсько-Білопольський, ББ – Баштансько-Білгородський; регіональні розриви кристалічного фундаменту; 10 – локальні структури; 11 – соляні штоки

Рис. 1.4.1. – Схема розломів території Глинсько-Солохівського району

(Іванюта, 1998).

Вивчення Глинсько-Солохівського газонафтоносного регіону розпочалися в 1966 році сейсмічними дослідженнями вивчались нижньокам'яновугільні відклади, в 1979 році додатково відбито декілька сейсмічних профілів та створено структурні побудови відбиваючих горизонтів палеозою та мезозою поклади пластові, склепінні, літологічно обмежені (Іванюта, 1998).

У Глинсько-Солохівському газонафтоносному районі більшість розвіданих запасів і прогнози майбутніх відкриттів пов'язані з палеозойськими утвореннями. Переважна більшість виявлених покладів міститься в брахіантикліналях різних розмірів, тією чи іншою мірою ускладнених галокінезом. Тут є одно- і багатопластові порушені скидами родовища з одно- та двокілометровими поверхами безперервної продуктивності. На крайньому північному заході відомі лише скупчення нафти, а на південному сході, відповідно скупчення газу. Між ними розташовані родовища з покладами вуглеводнів різного фазового стану. Перспективи регіону пов'язуються, як правило, з нетрадиційними пастками та глибинами 5000-7000 м і більше. Доведена глибина промислової газонасності досягає 6300 м (Перевозівська площа), а нафтоносності – 5050 м (Сухівська площа).

В межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району встановлена продуктивність верхньодевонського відділу D3, поклад газу було розкрито на 1 родовищі в межах Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, свердловиною 16. Верхньодевонські відклади були розкриті свердловиною 16, глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 4912 м , висота покладу - 140 м.

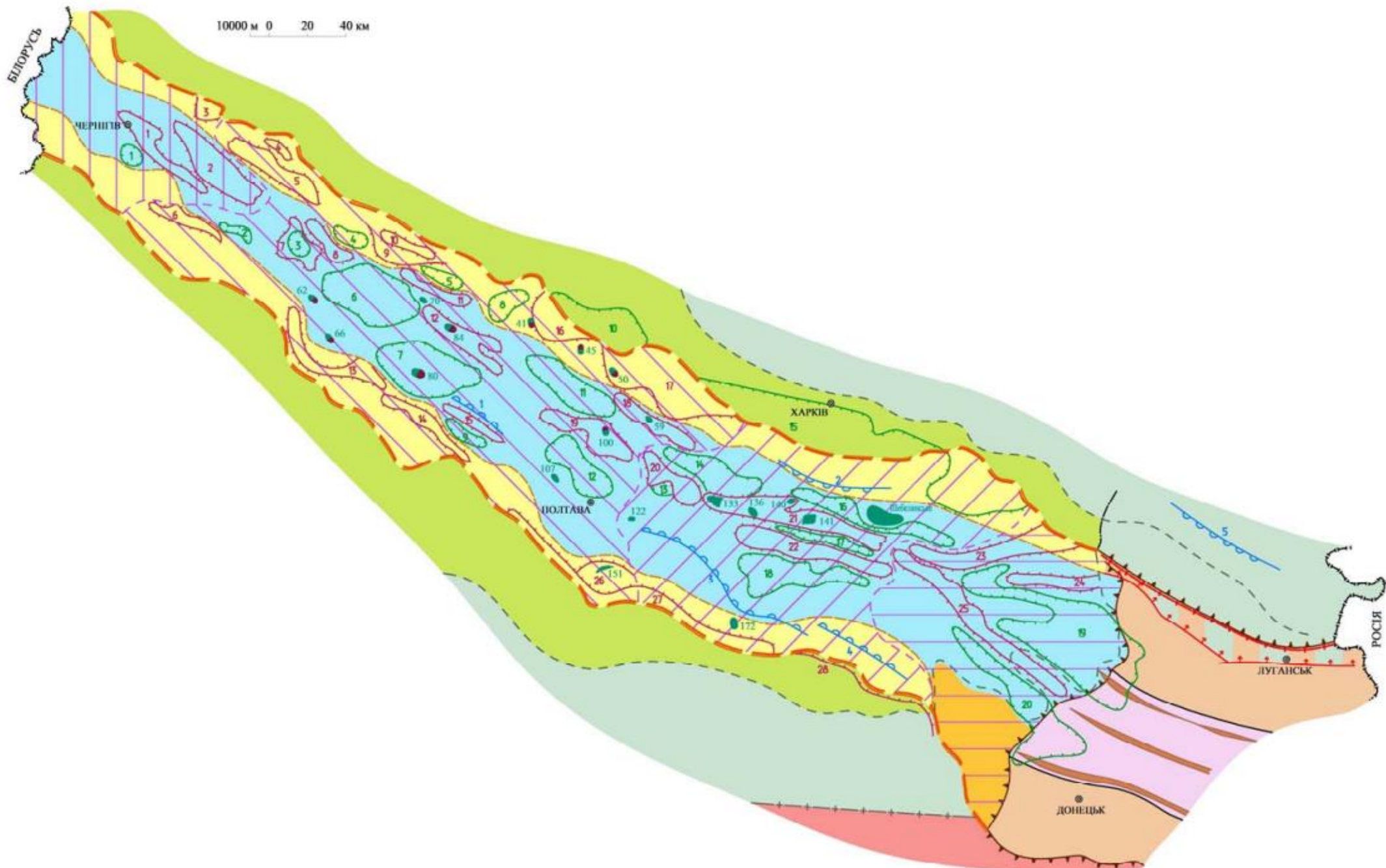


Рис. 1.4.2. – Схема тектонічного районування ДДЗ та положення в ній території Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (Іванюта, 1998).

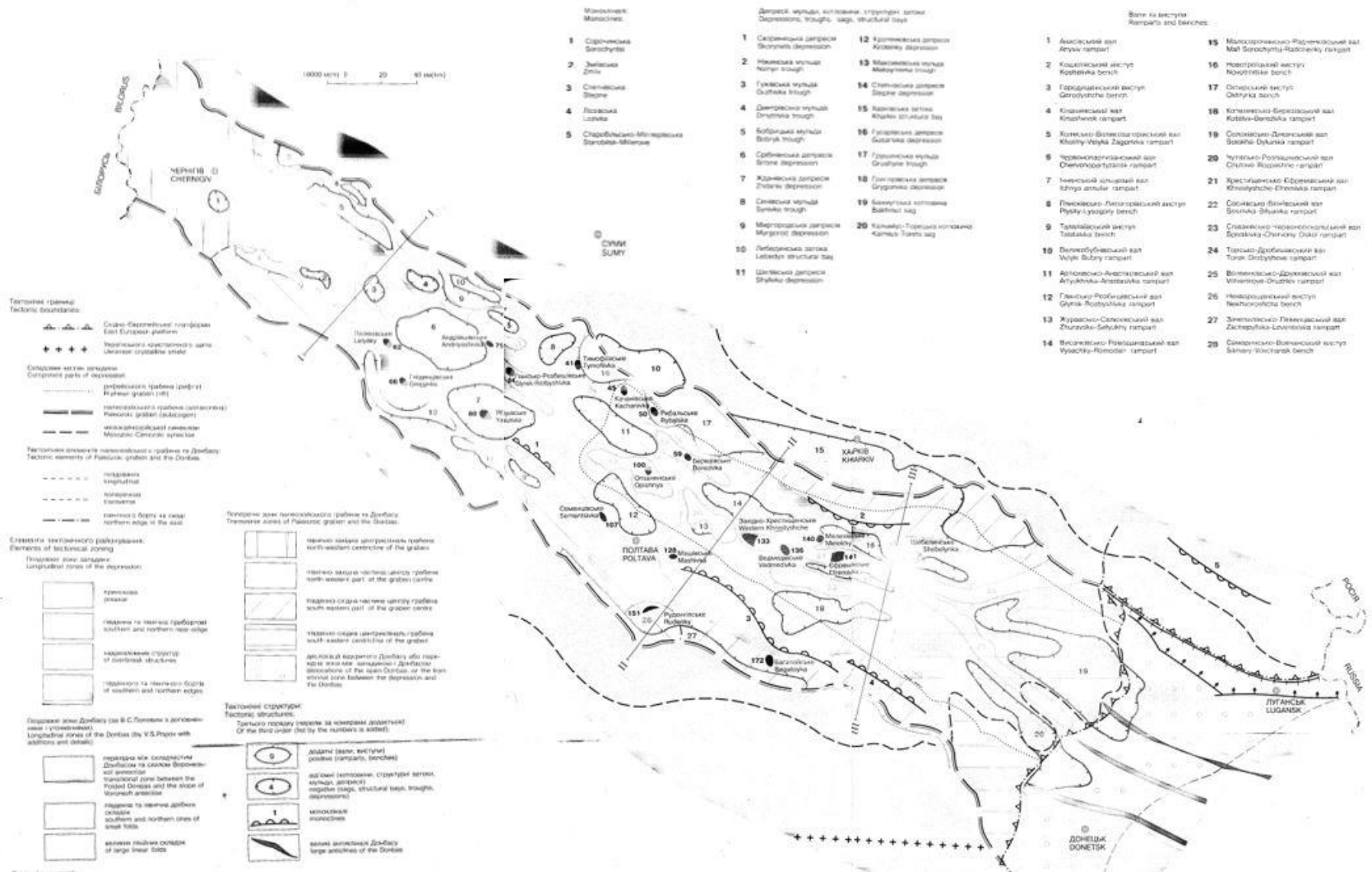


Рис. 1.4.3. – Схема тектонічного районування ДДЗ та положення в ній території Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (Іванюта, 1998).

В формуванні тектонічно активних зон земної кори в геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта, згідно з сучасними поглядами, виділяють два основні періоди розвитку. Перший період на основі результатів глибинних геофізичних досліджень припадає на рифей. Рифтова зона цього періоду залишилась у вигляді грабену, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків – Шишаки, разом з Пачелмським авлакогеном. Сарматський щит розділено на три частини. Початком прояву інтенсивних тектонічних рухів був Рифейський цикл, в наслідок чого було створено найскладніший за своєю будовою і найглибший елемент Східно-Європейської платформи. Рисунок 1.4.2, 1.4.3.

Другий період розвитку рифтової системи вивчений геофізичними дослідженнями і глибоким бурінням значно краще. В його складі виділяються передавлакогенна, авлакогенна, синеклізно-міогеосинклінальна та синеклізна стадії (Іванюта, 1998).

Передавлакогенна стадія (Д2-Д3fr1) почалася після довгої перерви в осадконагромадженні і руйнування утворень Сарматського щита в ейфельський вік середнього девону. На фоні решток рифейського грабена знову виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Девонські відклади мають значно більшу площу акумуляції, на відміну від попереднього циклу. Формування системи глибинних розломів відбувалося одночасно з седиментацією в її межах і з зануренням території. Вони слугували каналами проходу магми і досягали мантії, відповідно з часом збільшувалась площа вулканічної діяльності. Розломною діяльністю було зумовлено блокову будову ложа утворень докембрію і мобільність складових частин, під час другого періоду розвитку рифта. Блоки рухались диференційовано змінюючись як в інтенсивності так і напрямку руху.

Авлакогенна стадія (Д3fr2 – С1t-v1) включає три етапи: девонський (задонсько-єлецький), девонсько-кам'яновугільний (лебедянсько-руденківський) та кам'яновугільний (турнейсько-нижньовізейський), (Іванюта, 1998). Стадія тектонічно найактивніша, вплинула на потужності окремих товщ та латофацій

змінами мозіичного характеру, бурхливу вулканічну діяльність та урізноманітвила речовинний склад порід. Соляний тектогенез проявився першими ознаками під час лебедянсько-руденківського етапу, його безперервно-переривчасті прояви відбуваються і нині. Під час найактивніших фаз стадії мають місце чисельні незгідності у розрізі порід девону та турнейсько-нижньовізейських відкладів. Крайові розломи остаточно сформовані наприкінці стадії. Переважно відклади другого циклу рифтової системи збереглися.

Синеклізно-міogeосинклінальна стадія (C1v2-P) розділяється на три етапи: верхньовізейськосерпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-пермський (Іванюта, 1998). Відрізняються від відкладів попередньої стадії притаманною відносною латеральною літолого-фаціальною витриманістю, як наслідок того, що накопичення відбувалось в єдиному седиментаційному басейні (Дніпровсько-Донецькому). Більш значну територію відносно попередньої стадії охопило швидке компенсоване прогинання. 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 (Іванюта, 1998). Впродовж басейну не спостерігалися якісь стабільні поперечні границі, згідно яким відбувались би зміни речовинного складу нашарувань; всім змінам притаманний поступовий еволюційний характер. Під час пізнього візе і раннього башкиру кам'яновугільного періоду були притаманні найбільші трансгресії. Відклади Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу потужністю, деколи і формаційним складом схожі на типові геосинклінальні утворення. Наприкінці стадії почали розмежовуватись зона Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу, Відклади регіонально здійнялись, відбулась дислокація відкладів, завдяки чому в регіоні відновився режим прогину і нагромадження осадків, Донбас на відміну залишився у режимі переважно підняття та активного формування складок. На цій стадії

відбувся найсуттєвіший процес дислокації осадової товщі Дніпровсько-Донецької западини, що спричинило появу структур північно-західного напрямку, вони в свою чергу стали продовжили основні складки Донбасу. Галокінез мав активні прояви, максимальної активності досяг в кінці стадії на межі мезозойського і палеозойського періодів.

Остання тріас-четвертинна синеклізна стадія (Т-Q) мала чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеномансько-маастрихтський та кайнозойський. Розвиток регіону та інших прогинів (синекліз та авлакогенів) Східно-Європейської платформи відбувався одночасно, мають близьку потужність та подібні за речовинним складом осадків. Утворення індсько-норійського етапу тріасового періоду мають дещо інший вигляд. Відкладам всіх світ тріасу: протопопівської, сребнянської та дронівської, притаманний моласоїдний характер, саме він вказує на компенсуючу роль западини стосовно Донбасу. Протягом сеномансько-маастрихтського етапу відбулася найбільша трансгресія, тоді теплим пізньокрейдовим басейном було захоплено всю частину на півдні Руської платформи, виключення - складчастий Донбас. Під час цього періоду відбувались дислокації здебільше плікативного типу. Тільки в активних солянокупольних структурах відбувалось формування розгалуженої сітки тектонічних порушень: Качанівської, Погарщинської та інших брахіантикліналей.

Відклади кожної з трьох стадій розвитку западини мають характерну будову і власні структурні поверхи (Іванюта, 1998). Структурні поверхи складаються з підповерхів, їм відповідають певні етапи. Товщі різних стадій, не подібні і мають власні межі поширення, саме тому при визначенні загальних границь для регіону викликали декотрі труднощі. Найточніше воно на півночі і півдні за сучасним контуром утворень тріасу. На північному заході проводилася границя за розломом, вона відділяє Брагинсько-Лоївський виступ від Прип'ятської западини (Іванюта, 1998). Вона має комбінований характер між Дніпровсько-Донецькою западиною і

Донбасом. В найбільш зануреній частині Кальміус-Торецької та Бахмутської котловини границя протрасована по поширенню тріасових відкладів. На півночі, згідно крайовому розлому найдоцільніше відділити борт западини від Старобільсько-Міллерівської монокліналі, яка прилягає до Донбасу, по поширенню відкладів юри. На півдні цю межу простягає за південно-східним схилом Кальміус-Торецької котловини на захід від лінії Вугледар-Керамік згідно виходам порід кристалічного фундаменту на поверхню, потім – за дотріасовими утвореннями на схилі Самаринсько-Волчанського виступу. Між вказаними границями і крайовими розломами розташовані відповідно південний і північний борти, посередині знаходиться основна частина регіону – це Дніпровський грабен. Ці тектонічні елементи являються структурами Дніпровсько-Донецької западини першого порядку.

Для бортів характерні тонкі редуковані осадові шари з максимальною товщиною до 3-4 км. Вони мають полого залягання і порушені палеозойські диз'юнктиви, закриті мезокайнозойськими відкладами. У цих бортах відсутня чітка орієнтація низькорівневих структур, а також соляні утворення. Вони є менш активними тектонічними елементами регіону.

У Дніпровському грабені зустрічаються максимальні товщини і найповніший розріз фанерозою. Висока тектонічна активність призвела до формування структур, переважно спрямованих на південний захід. Складки, пов'язані з галокінезом, мають велике значення. Осадовий чохол грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю.

У грабені виділяються північна та південна прибортові зони, а також приосьова зона, що належать до структур другого порядку. Прибережні зони характеризуються найбільшою тектонічною активністю у всій історії формування регіону. Вони мають значне збільшення товщини відкладів у напрямку приосьової зони, порушення докембрійських шарів диз'юнктивами різних розмірів, активну

блокову тектоніку. Приосьова зона є найзануренішою частиною грабена, де спостерігаються максимальні товщини фанерозойських відкладів. Вона характеризується великими соляними утвореннями і великими розмірами низькорівневих структур.

1.5. Гідрогеологія

Поверхневі води включають в себе річки, озера, водосховища, канали та болота. Головне значення у забезпеченні водними ресурсами для господарства та населення мають саме річки, які відіграють провідну роль у циркуляції вологи та задовольненні прісної води потреб людства у прісній воді. Гідрографічна мережа досліджуваного району представлена річками Сула, Хорол, Псел, Ворскла, рисунок 1.5.1. Водні маси річок формуються за рахунок місцевого, стоку і транзитних вод.

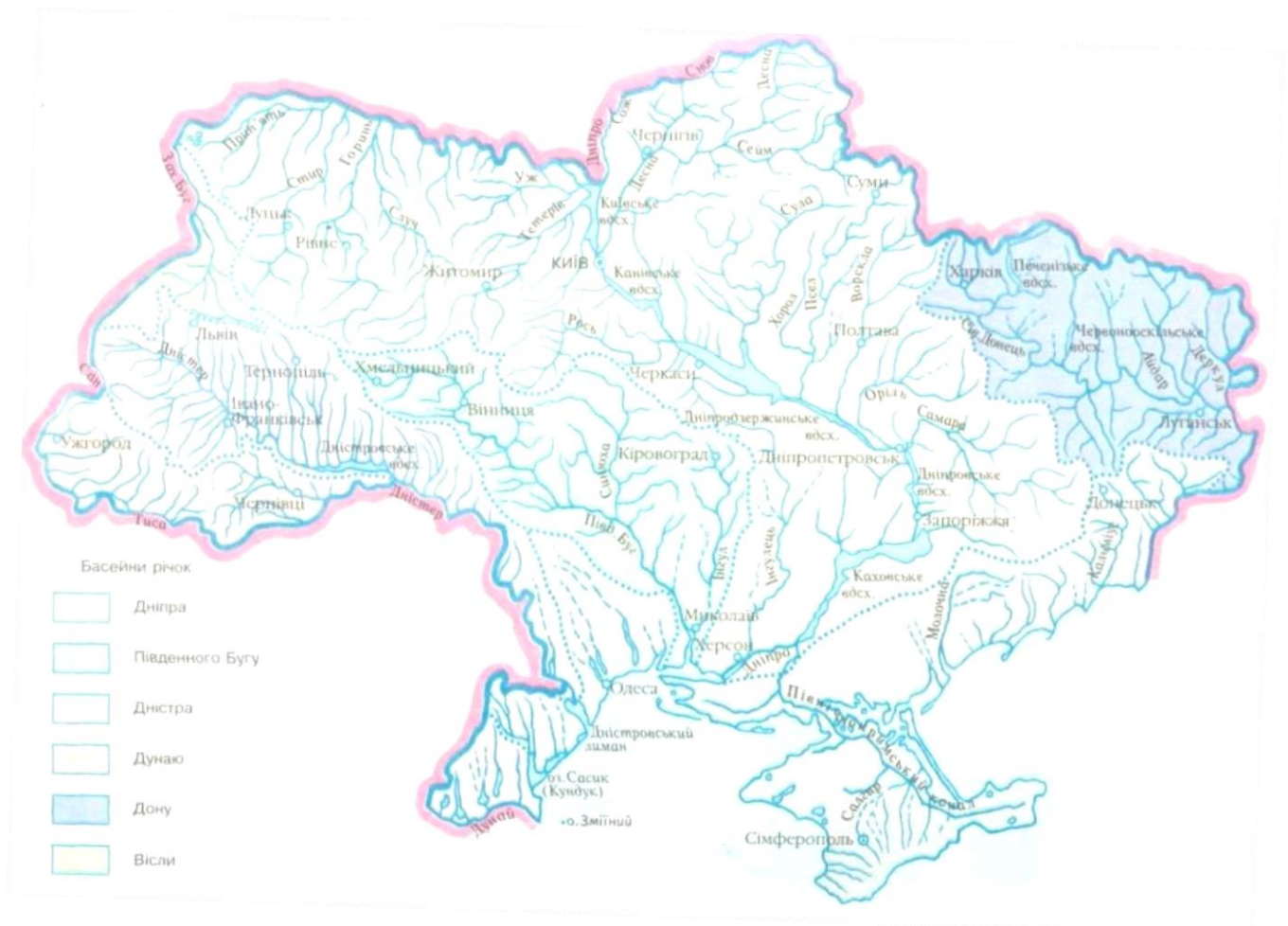


Рис. 1.5.1. – Гідрографічна мережа поверхневих вод України (Заставний Ф.Д., 2000).

Гідрогеологічний район Дніпровського артезіанського басейну включає в себе Глинсько-Солохівський газонафтоносний район, де знаходяться підземні води. Цей район відрізняється розкриттям значних товщ кайнозою, мезозою та палеозою, що

сприяє формуванню потужних підземних водних ресурсів. Таким чином, Глинсько-Солохівський газонафтоносний район може похвалитись важливими джерелами підземних вод, які мають велике значення для господарства та задоволення потреб населення в прісній воді.

Гідрогеологічні умови нафтогазоносності району ДДНГО визначаються наявністю двох гідродинамічних поверхів: верхнього – в основному з латеральним і нижнього – з домінуючим вертикальним рухом підземних вод, рисунок 1.5.2.



Рис. 1.5.2. – Гідрогеологічне районування підземних вод України (Заставний Ф.Д., 2000).

Верхній поверх пов'язаний з великим артезіанським басейном западини. Північний борт і північно-західна частина регіону - області живлення, південна прибережна зона - область розгрузки. Поверх починається з активної зони обміну води, яка охоплює відклади від четвертинного періоду до верхньої юри, а по

периферії западини - до нижнього карбону. Глибше розташовується зона обмеженого водного обміну. В грабені та зануреній частині південного борту вона пов'язана з формуваннями середньої юри і тріасу. Зона дуже обмеженого водного обміну починається під породами пермі і досягає глибини 3600-4000 метрів. Води верхнього поверху є високонапірними з дебітами 1000 м³/добу і більше.

Нижній гідродинамічний поверх характеризується переміщенням води через порушення осадового шару і кристалічний фундамент. Води також є високонапірними, але їх дебіти, через ущільнення порів-колекторів, не перевищують 500-600 м³/добу. Маємо незначний вертикальний рух води в верхньому поверху внаслідок локального розгруження високонапірних вод. Це спостерігається переважно в межах порушених диз'юнктивами криптодіапірових структур, що супроводжується місцевими гідрохімічними, п'єзометричними та геотемпературними аномаліями.

Дані щодо підземних вод, а також дані гідрогеологічних досліджень нижньокам'яновугільних відкладів, були отримані з комплексу родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району і проаналізовані за: серпуховським, візейським та турнейським ярусом.

На основі цих даних мною були побудовані моделі розподілу мінералізації та густини вод серпуховського, візейського і турнейського ярусів. А також були побудовані гістограми на основі даних лабораторного вивчення мінерального складу вод, дані проаналізовані, визначено середній показник для кожного родовища і комплексно оброблені за допомогою ПЗ Excel Окремі гістограми вмісту мікрокомпонентів відповідно були побудовані по серпуховському, візейському та турнейському горизонту, дивитись рисунки 1.5.3.1, 1.5.3.2, 1.5.3.3, 1.5.4.1, 1.5.4.2, 1.5.4.3, 1.5.5.1, 1.5.5.2, 1.5.5.3.

Верхня гідрогеологічна зона характеризується інтенсивним водообміном і охоплює сеноман-нижньокрейдовий і кайнозойський водоносні комплекси. У цій зоні вміщуючі породи складаються з пісковиків, пісків, а також шарів алевролітів і глин. Вона є регіоном, де формуються прісні води гідрокарбонатнонатрієвого типу. Особливістю цієї зони є динамічна взаємодія водоносних пластів з поверхнею ґрунту. Висока якість вод, стійкі дебіти та добре розвинені водоносні горизонти забезпечують широке використання цих ресурсів для водопостачання.

Нижня гідрогеологічна зона є областю складного водообміну і містить в собі різноманітні водоносні комплекси палеозойських і нижньомезозойських відкладів. Вона включає нижньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, нижньопермський-верхньокам'яновугільний, тріас-верхньопермський та середньоюрський комплекси.

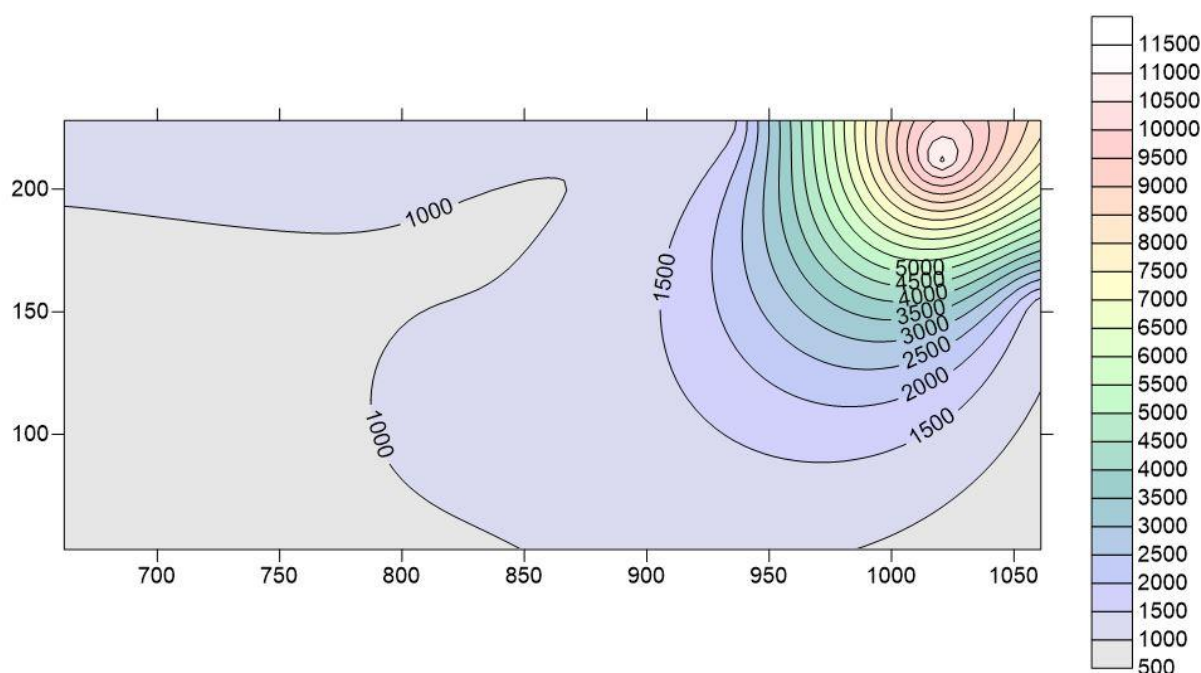


Рис. 1.5.3.1. – Просторова модель розподілу густини вод серпухова (побудовано автором).

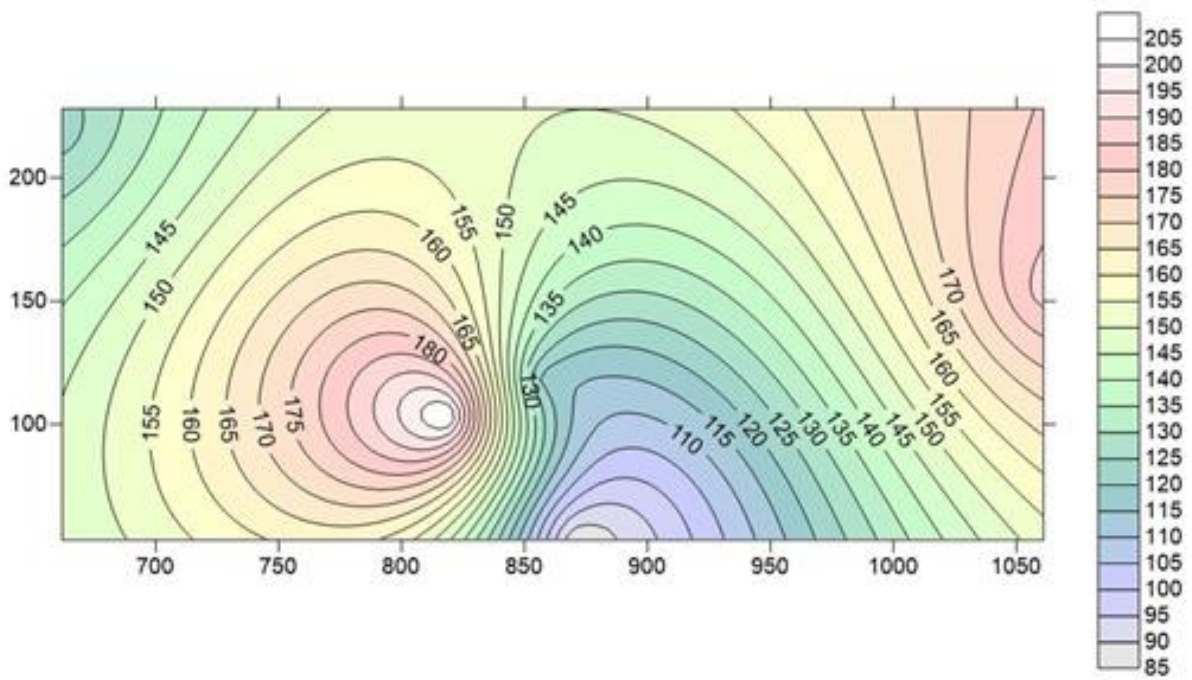


Рис. 1.5.3.2. – Просторова модель розподілу мінералізації вод серпухова (побудовано автором).

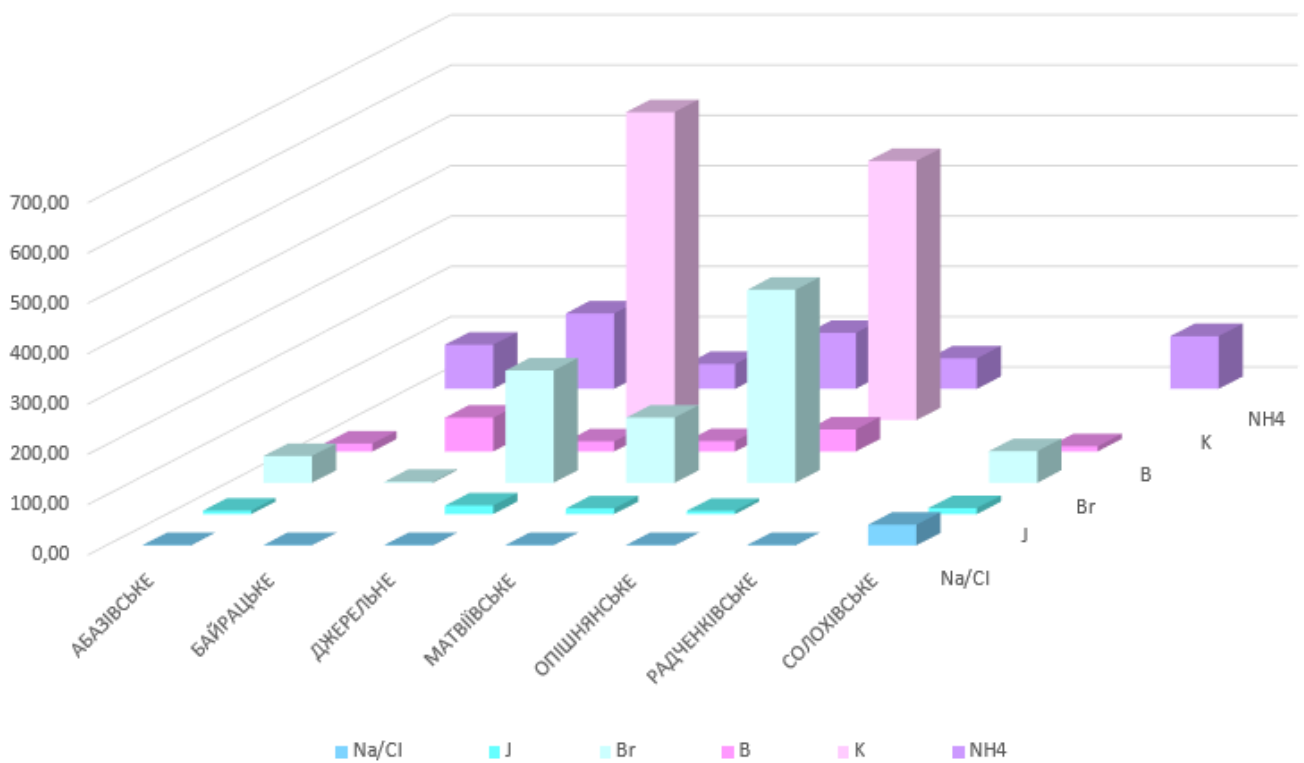


Рис. 1.5.3.3. – Гістограма мікрокомпонентів вод серпухова (побудовано автором).

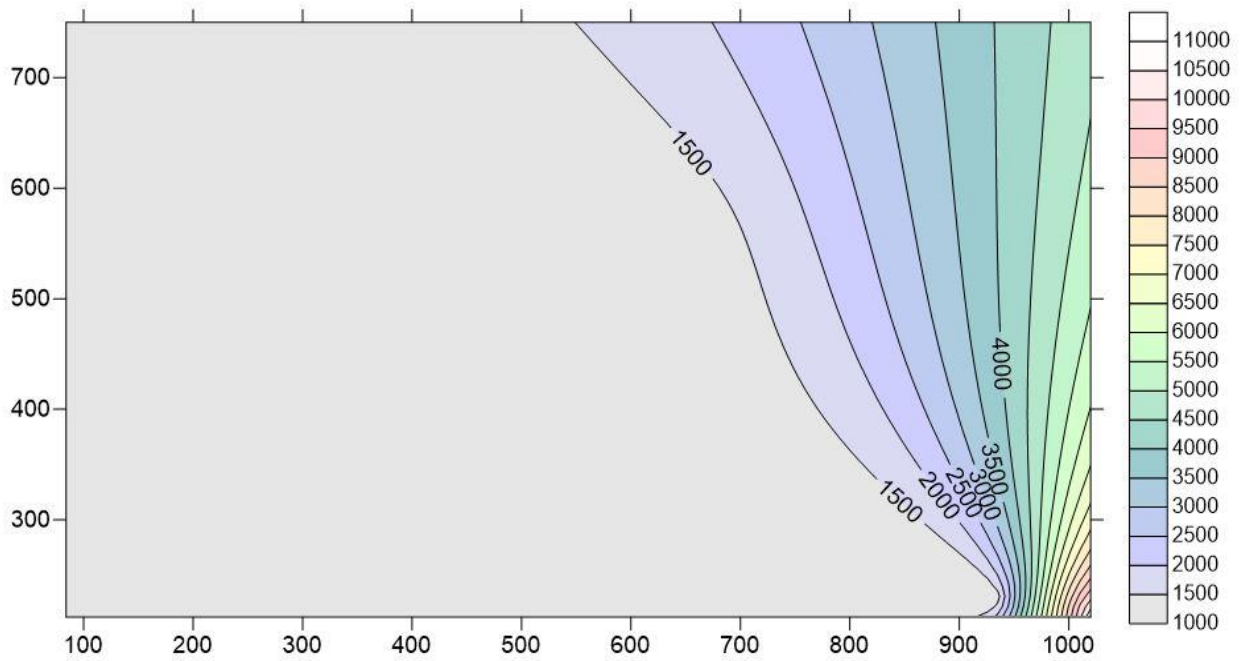


Рис. 1.5.4.1. – Просторова модель розподілу густини вод візе (побудовано автором).

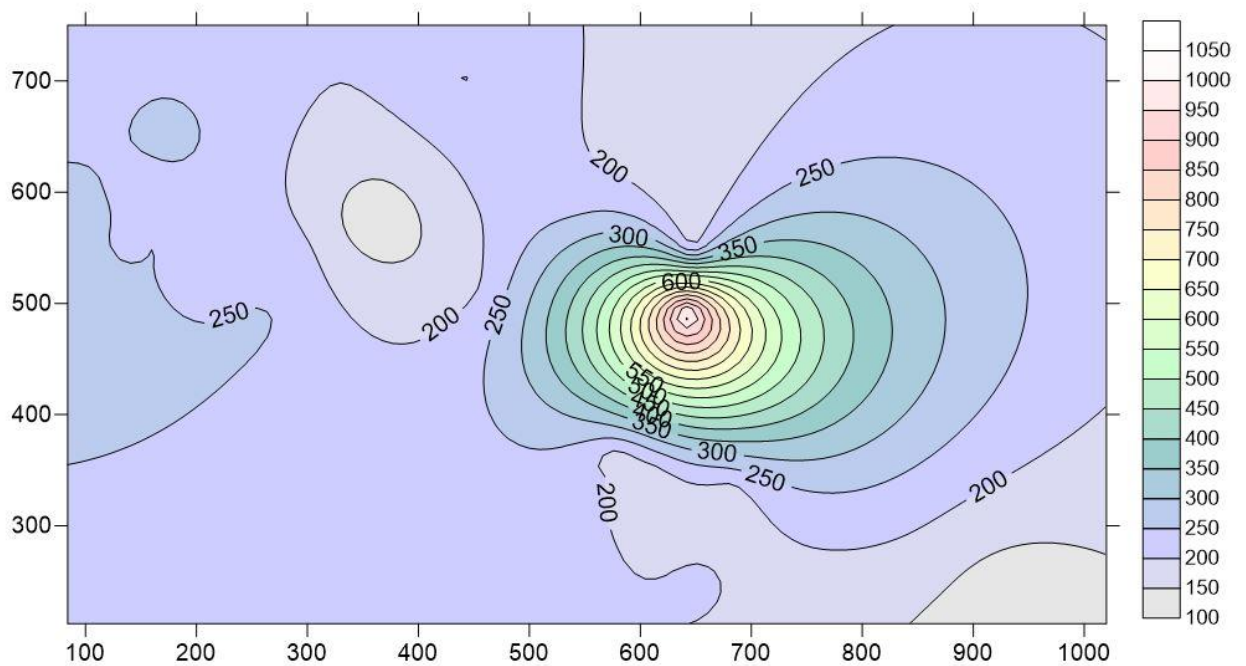


Рис. 1.5.4.2. – Просторова модель розподілу мінералізації вод візе (побудовано автором).

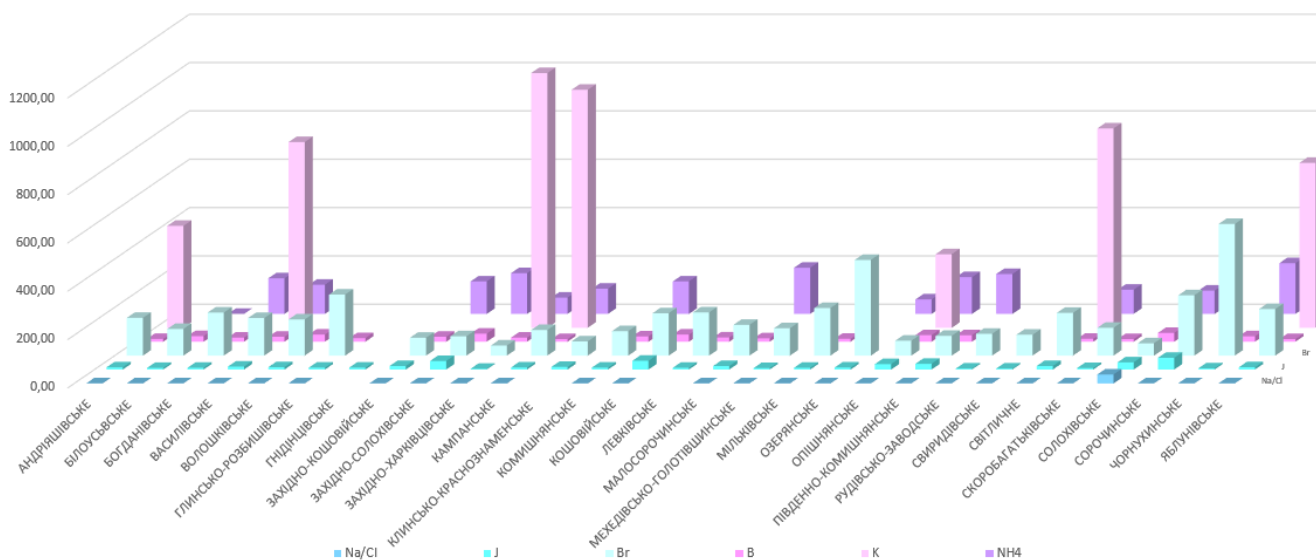


Рис. 1.5.4.3. – Гістограма мікрокомпонентів вод візе (побудовано автором).

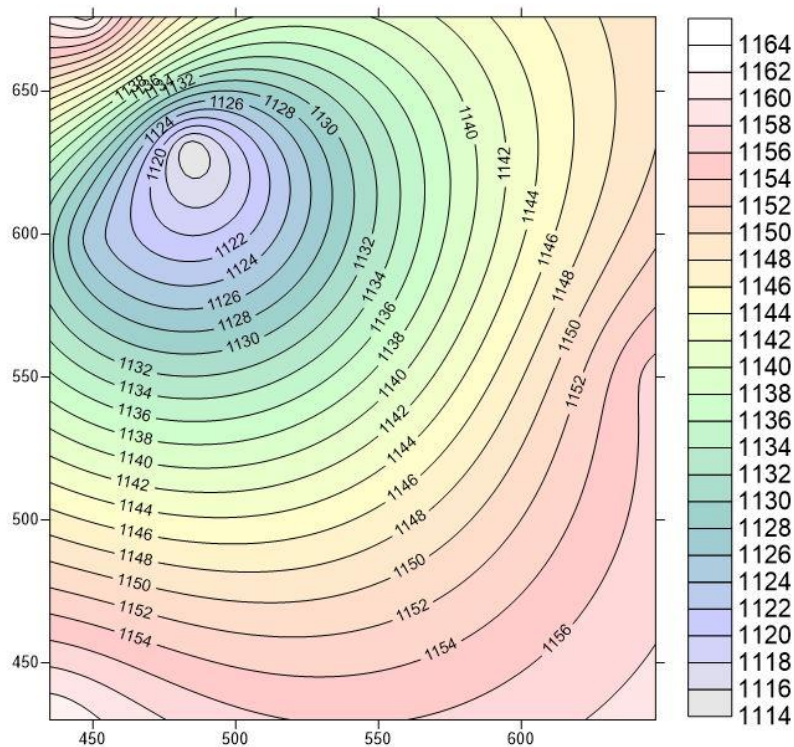


Рис. 1.5.5.1. – Просторова модель розподілу густини вод турнея (побудовано автором).

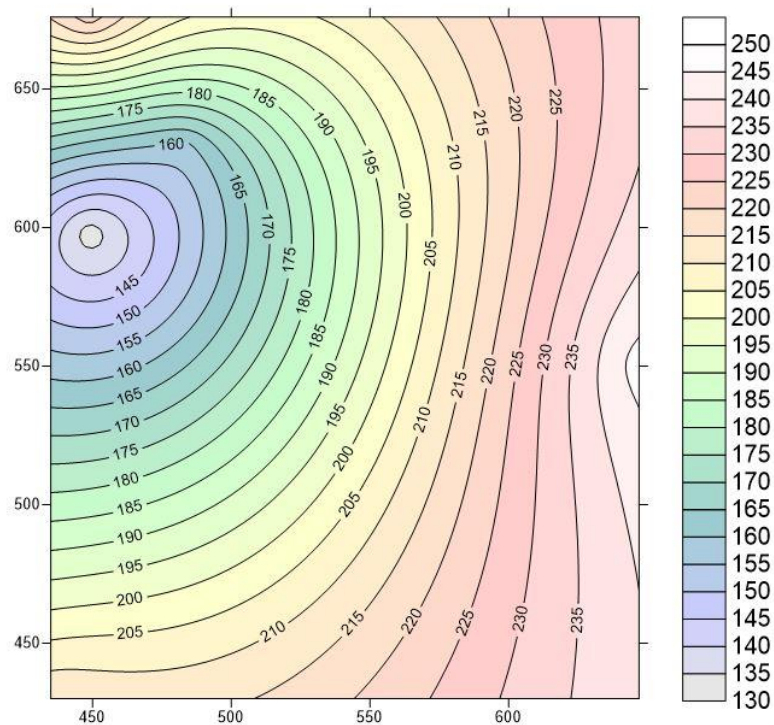


Рис. 1.5.5.2. – Просторова модель розподілу мінералізації вод турнея (побудовано автором).

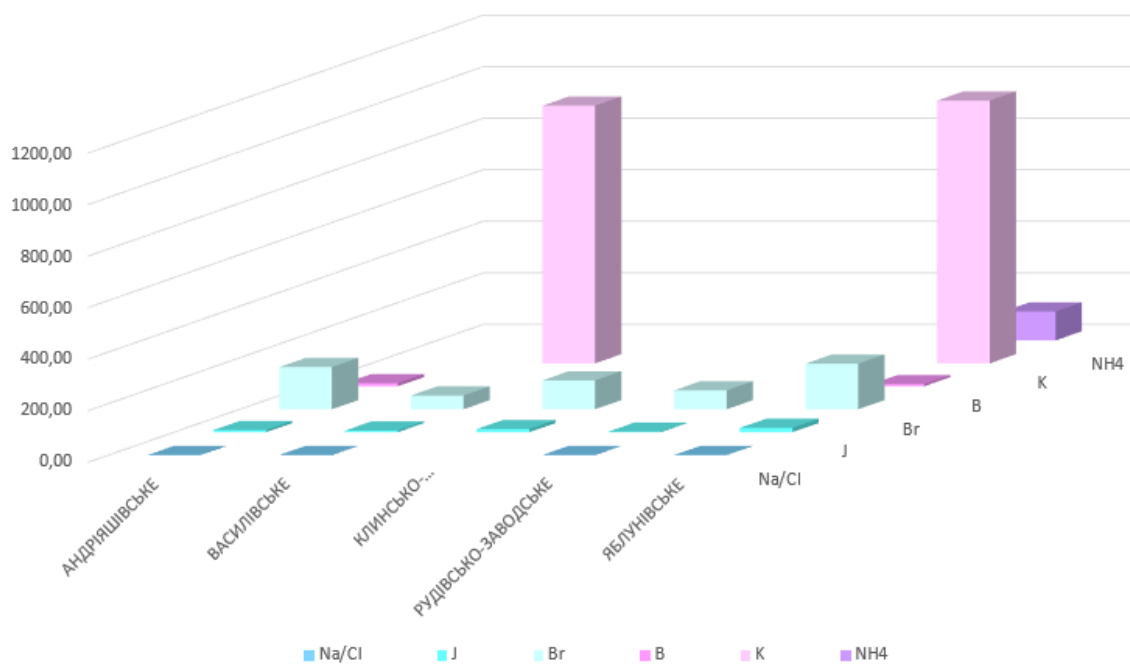


Рис. 1.5.5.3. – Гістограма мікрокомпонентів вод турнея (побудовано автором).

На підставі проведених досліджень пластів нижньої гідрогеологічної зони та її водоносних комплексів, було встановлено, що дебїти води варіюються від 0,4 до 3,5 тонн на добу у Семенцівському родовищі. У цих комплексах, переважно, зустрічаються пісковики та піски, які є водовмісними породами. Товща водоносних комплексів розподілена нерівномірно. Глини середньої та верхньої юри виконують функцію верхнього водотриву та виступають верхньою межею нижньої гідрогеологічної зони. Пластові води нижньої гідрогеологічної зони та водоносних комплексів відрізняються за типом і характеристиками залежно від глибини. У верхніх шарах води переважно мають сульфатнатрієвий або гідрокарбонатнатрієвий склад, тоді як на більш глибоких рівнях вони частіше є хлоркальцієвими. Мінералізація та ступінь метаморфізації вод збільшуються зі зростанням глибини. Також виявлено, що водоносні комплекси верхньої гідрогеологічної зони мають гідродинамічні зв'язки, а пласти, які містять корисні копалини, розташовані в гідродинамічній зоні зі сповільненим водообміном, що сприяє збереженню газових родовищ.

В межах цих водоносних комплексів і пластів нижньої гідрогеологічної зони поширені наступні типи води: Водоносний комплекс юри має значний водообмін і містить води гідрокарбонатнатрієвого та сульфатнатрієвого типів. В триас-верхньопермському та нижньопермсько-верхньокам'яновугільному водоносних комплексах розвинуті пластові води хлоркальцієвого типу з рівнем мінералізації від 50 до 181,59 г/л, а іноді досягають 220-250 г/л. Ці води також мають помірний ступінь метаморфізації, що коливається в межах 0,62-0,78. Водоносний комплекс нижньокам'яновугільного відкладу характеризується пластовими водами серпуховських та візейських відкладів. Води серпуховських відкладів мають хлоркальцієвий тип з рівнем мінералізації від 85,43 до 206,84 г/л та достатньо високим ступенем метаморфізації, яка коливається в межах 0,70 – 0,86. Із мікрокомпонентів у воді містяться: йод – до 16,97 мг/л (Джерельне родовище), бром – до 383,38 мг/л

(Опішнянське родовище), бор – до 67,25 мг/л (Байрацьке родовище), калій – до 612,06 (Джерельне родовище), амоній – до 150 (Байрацьке родовище). Пластові води візейського осадового комплексу мають достатньо високу мінералізацією від 101,68 до 1040 г/л. Із мікрокомпонентів у воді міститься йод – до 48,65 мг/л (Сорочинське родовище) , бром – до 545,00 мг/л (Чорнухинське родовище), бор – до 36,64 мг/л (Солохівське родовище), калій – до 1054,53 (Західно-Харківцівське родовище), амоній – до 210,00 (Чорнухинське родовище). Пластові води турнейського осадового комплексу мають достатньо високу мінералізацією від 132,30 до 247,40 г/л. Із мікрокомпонентів у воді міститься йод – до 16,93 мг/л (Яблунівське родовище) , бром – до 177,10 мг/л (Яблунівське родовище), бор – до 12,20 мг/л (Андріяшівське родовище), калій – до 1020,00 (Яблунівське родовище), амоній – до 112,00 (Яблунівське родовище).

Після проведення аналізу наявних даних щодо пластових вод гідрогеологічного району, можна зробити наступні висновки: тип пластових вод змінюється залежно від їх глибини. Верхні шари характеризуються переважанням сульфатнатрієвого та гідрокарбонатнатрієвого типів, під час якого з тріасу вниз по розрізу переважає вода хлоркальцієвого типу. Мінералізація та метаморфізація пластових вод зростають з глибиною їх розташування. Водонесні комплекси верхньої гідрогеологічної зони є гідродинамічно взаємозв'язаними. Продуктивні пласти відкладів кам'яновугільної системи розташовані в гідродинамічній зоні, яка характеризується сповільненим темпом водообміну. Ця особливість створює сприятливі умови для збереження газових родовищ.

1.6. Нафтогазоносність

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район знаходиться в приосьовій частині регіону і відзначається продуктивністю на глибинах від 1000 до 6000 метрів, що свідчить про значне занурення верхньої границі активних катагенетичних перетворень.

У цьому районі спостерігається промислова нафтогазоносність, характерна для широкого стратиграфічного діапазону від відкладів юрського до турнейського включно.

Родовища вуглеводнів у Глинсько-Солохівському газонафтоносному районі переважно пов'язані з локальними підняттями, які утворюють антиклінальні зони або вали. Формування тектонічної структури району зумовлене активною діяльністю галокінезу тобто соляної тектоніки.

У Глинсько-Солохівському районі виділяють продуктивні нафтогазоносні комплекси на основі екрануючих та нафтогазонасичених товщ розрізу. Особлива увага приділяється їх латеральному поширенню, просторовому розташуванню скупчень вуглеводнів, а також сингенетичним або вторинним умовам формування покладів вуглеводнів, їх ресурсам та практичному значенню.

Поклади вуглеводнів в районі можуть бути пластовими, масивно-пластовими або склепінчастими, а також можуть бути екрановані літологічно, стратиграфічно або тектонічно. На Остапівській площі спостерігаються припливи газу з пастки неантиклінального типу з відкладів нижнього карбону. За щільністю прогнозних і перспективних ресурсів цей район вважається одним з найбільш перспективних.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район, з площею 10663 км² та ресурсами оцінюваними у 660 млн тон, має найбільші недосліджені запаси вуглеводнів. У районі розташоване найглибше родовище газоконденсату - Перевозівське родовище, яке знаходиться на глибині 6300 метрів. Район

характеризується широкими соляними валами, кожен з яких має декілька родовищ, зокрема Глинсько-Розбишівське, що також є значним за запасами.

Важливою особливістю є розмаїття типів покладів в районі, а також найбільші досліджені запаси нафти, пов'язані з родовищами північно-східної частини району. Великі родовища вже виявлені в значній мірі. Проте існує значна ймовірність відкриття середніх родовищ за запасами, а також дрібних скупчень нафти і газу з невеликими запасами до 10 млн тон або навіть до 1 млн тон умовного палива. Рентабельність розробки цих родовищ значною мірою залежатиме від вдосконалення методів пошуків та технологій видобутку.

Глинсько-Солохівський район є найбільш перспективним для пошуків нових родовищ вуглеводнів, оскільки в ньому знаходяться великі регіональні нафтогазоносні відклади нижнього карбону, які залягають на глибинах до 7000 метрів. Ступінь розвіданості району становить 48,9%.

У Східному нафтогазоносному регіоні України перспективи нафтогазоносності визначаються значною кількістю нерозвіданих видобувних ресурсів. Загалом, нерозвідані ресурси становлять 2154,7 млн. тон вуглеводнів, включаючи категорію С2 - 274,2 млн. тон (12,7%), категорію С3 - 419,7 млн. тон (19,5%), категорію Д1 - 1041,0 млн. тон (48,3%), та категорію Д2 - 419,8 млн. тон (19,5%). Це свідчить про високу перспективність регіону і необхідність проведення подальших геологорозвідувальних робіт.

Є велика ймовірність відкриття родовищ нафти і газу у трьох комплексах нижнього карбону, які містять 66,3% перспективних і 60,1% прогнозних ресурсів. Девонський комплекс також має високу оцінку ресурсів (відповідно 13,3% і 18,6%), але незначний ступінь розвіданості. Інші комплекси (середній карбон, перм - верхній карбон, фундамент) містять від 5% до 8% нерозвіданих ресурсів. Найбільша частина нерозвіданих ресурсів зосереджена в Глинсько-Солохівському районі - 660,0 млн. тон (30,5%). У межах адміністративних областей на досліджуваному

районі нерозвідані ресурси розподіляються таким чином: на Полтавську їх припадає 981,7 млн. т, або 40,9%, Чернігівську – 180,2 млн. т (8,4%), Сумську – 147,3 млн. т (6,8%), дивитись рисунок 1.6

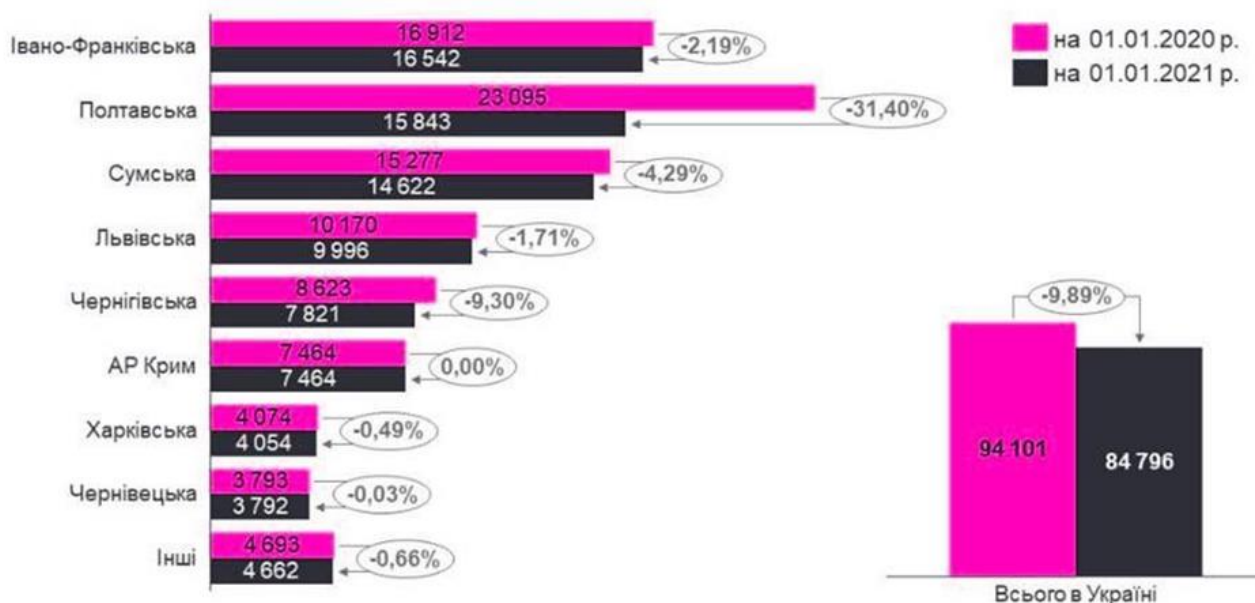


Рис. 1.6 – Обсяги балансових запасів нафти за областями України (ДНВП “Геоінформ України”, 2021 р.).

На досліджуваній території, на глибинах від 1,5 до 6,0 кілометрів, спостерігаються зони аномально високих пластових тисків (АВПТ). В цьому контексті виділяються три флюїдодинамічні зони: гідростатична, закрита та напівзакрита.

Зона гідростатичного тиску охоплює обидва борти регіонального грабена, північно-західну частину грабена до лінії Талалаївська – Прилуцька структури, а також невеликі смуги, які простягаються вздовж прибортових зон у центрі грабена (до Охтирського виступу на півночі і Зачепилівської структури на півдні). Промислово газонасні території півночі Донбасу також відносяться до цієї зони. У цій зоні пластові тиски наближаються до гідростатичних, що означає, що тиск нафтового або газового резервуару в основному залежить від глибини та густини стовпа надлишкової породи.

Закрита зона АВПТ охоплює значну частину западини і пов'язана з перетвореними відкладами, які пройшли підетапи пізнього катагенезу. Поверхня цієї зони знаходиться на глибинах від 4,0 до 6,0 кілометрів, а максимальне занурення спостерігається в депресійних областях. Глибина поширення закритої зони АВПТ залежить від геотермічних умов. Коефіцієнт аномальності досягає значень від 1,8 до 2,2 в окремих випадках.

У напівзакритій зоні АВПТ проявляються у відкладах, які знаходяться на підетапах раннього катагенезу. Її формування пов'язане з розвантаженням флюїдів закритої зони. Територіально вона розташована посеред поля розвитку останньої від Солохівського до Шебелинського родовища і охоплює структурні вали приосьової частини западини. Тут АВПТ зустрічаються з глибин 1,5-2,0 км.

При проведенні регіональних та пошуково-розвідувальних робіт увага переважно зосереджувалась на теригенних колекторах, оскільки більшість промислових скупчень нафти і газу знаходяться саме в цих породах, що заповнюють западину. Колекторні властивості карбонатних порід вивчені менш детально.

Умови седиментації мають суттєвий вплив на ємкісно-фільтраційні характеристики теригенних порід на глибині 3500-4000 метрів. Загалом для всіх літолого-стратиграфічних комплексів характерно, що з поглибленням колекторні властивості піщано-алевритових формувань погіршуються. Первиннопоріві колектори, навіть на помірних глибинах прибортових зон, відносяться до V-VI класів з ефективною пористістю до 6% і проникністю до 0,01 мкм², коли в них вміст глинистого цементу не перевищує 20-35%. Пісковики з меншим вмістом глинистого цементу на невеликих глибинах у межах виступів фундаменту мають пористість до 16-20% і проникність до 0,05-0,3 мкм².

Загалом для всіх піщаних горизонтів карбону характерною є закономірність зміни колекторних властивостей та їх територіального розподілу в западині. Від

бортів до приосьової зони, а також з північного заходу на південний схід, властивості погіршуються через ущільнення та зростання глинистості. Загальний вміст пісковиків у розрізі турнейського і візейського ярусів зменшується від 30-50% до 10-20% у вказаних напрямках, а товщина окремих пластів – від 5-40 до 2-15 м.

У південній та північній прибортових зонах, а також на крайньому північному заході западини, переважають первинні колектори III класу з середніми значеннями відкритої пористості 11-15% і проникністю від 0,1 до 0,5 мкм². Також зустрічаються пісковики з кращими ємкісно-фільтраційними властивостями (II клас).

У північно-західній частині регіону, особливо в пограничній зоні з Донбасом, де відклади занурюються на великі глибини, переважають колектори нижчих класів (IV, V). У районах переходу прибортових зон у схилі депресій фільтраційно-ємкісні властивості теригенних порід поступово погіршуються до IV класу. Ефективна пористість цих колекторів не перевищує 11%, а проникність коливається в діапазоні від 0,01 до 0,1 мкм².

В депресіях центральної і південно-східної частини западини, візейських і серпуховських теригенних породах, переважають колектори низьких класів (V і VI) з ефективною пористістю 1-6% і проникністю 0,0005-0,01 мкм². Однак у приосьовій зоні ці самі породи середнього, верхнього карбону і пермі на глибинах до 3,0-3,5 км не піддалися значному ущільненню і мають досить високі колекторські властивості.

Прикладом таких порід є піщані продуктивні пласти араукаризової, картамиської і мелехівської світ Шебелинського газового родовища. Для них характерні висока ефективна пористість (19-22%) і проникність до 0,35 мкм², що відповідає колекторам III класу.

У глибоких зонах западини, занурених на глибини понад 5 км, фільтраційно-ємкісні властивості теригенних порід погіршуються через регіональні зміни, але у

нижній частині зони мезокатагенезу формується вторинна пористість через структурні перетворення. Глибинні колектори є переважно вториннопористими, хоча первинні фактори також відіграють роль. У карбонатних породах також є потенціал для пошуків вуглеводнів, і вже є відкриті родовища і прогнозовані об'єкти. Цікаві колектори знаходяться в рифових карбонатах та тріщинно-порово-кавернових карбонатних породах.

У западині розрізняють різні типи флюїдоупорів - регіональні, зональні і локальні. Вони складаються переважно з глинистих і хемогенних відкладів, іноді з карбонатних і вулканогенних порід.

У регіональних флюїдоупорах виділяються дві висококласні товщі - євланівсько-лівенська (нижня) і данківсько-лебедянська (верхня), які складаються з соленосних порід. Їх товщина становить від 0 до 1900 метрів і вони відіграють важливу роль як флюїдоупори. Крім того, існують також три зональні флюїдоупори:

Глиниста "каолінова" товща, яка екранує нижню частину надсоліових відкладів девонського періоду. Її товщина становить від 100 до 140 метрів.

Лиманська глиниста товща, іноді з карбонатними включеннями, яка може бути екраном для певних відкладів.

Руденківські глинисті пачки, які можуть виконувати роль покришок для резервуарів озерсько-хованського віку.

Турнейські та нижньовізейські флюїдоупори складаються з малевської глинистої товщі, яка зонально перекриває деякі карбонатні відклади. Вони починаються з верхнього турне і мають важливе значення як флюїдоупори.

Вапняково-глинисті пачки морських відкладів пізньотурнейського віку широко поширені і екранують скупчення вуглеводнів у старших відкладах.

У розрізі також є дві слабопроникні товщі: пачка сухарних глин верхнього турне і нижнього візе, яка зонально поширена і має товщину від 21 до 30 метрів, і нижньотульська глинисто-карбонатна плита, відома як нижньовізейська

карбонатна плита. Остання виступає як надійний екран для класів В і С, якщо не має тріщин і каверозності, і її товщина змінюється від 5-20 до 150-200 метрів.

Флюїдоупори верхньовізейського віку починаються з глинистих пачок мікрофауністичного горизонту XIIa, їх товщина варіюється від 50-150 до 400-600 метрів, і вони екранують резервуари різних родовищ.

Окські глинисті пласти виступають як покришки для численних покладів у горизонтах В-14-В-20. Вони мають невеликі товщини від 5 до 30 метрів. Якщо вміст алевритового матеріалу невеликий, а вміст сапропелю високий, вони є надійними покришками класів А-В. Проте, якщо вміст алевритової фракції зростає і відсутній сапропель, пласти втрачають свої екрануючі властивості, і їх клас знижується до С або навіть Д.

Нижньосерпуховські глинисті покришки, що мають товщину приблизно 30-80 метрів, поширені на меншій території, ніж верхньовізейські. Вони мають склад, багатий на коалініт, алевритовий матеріал, вуглисті шлам та гумусову органіку, що забезпечує їм середні екрануючі властивості. В окремих депресіях, таких як Жданівська та Срібнянська, товщина цих глинистих шарів досягає 150 метрів.

Верхньосерпуховська товща, що містить пласти з високими екрануючими властивостями, завдяки гідрослюдистому складу морських глинистих утворень, має товщину від 10-15 до 30-70 метрів. Ці покришки (клас В) утримують значні запаси газу в родовищах Семенцівського та Абазівського.

Середньокам'яновугільні глини мають лагунне походження і обмежену площу, тому не утримують великих скупчень вуглеводнів. Виокремлюється морська карбонатно-глиниста товща у верхній частині комплексу, яка екранує нафтові і газові поклади. Червоноколірна глиниста товща є регіональним екраном для найбільших нафтових покладів. Глинисті утворення нижнього тріасу і юри також виступають як флюїдоупори. Регіон характеризується складністю процесів

пасткоутворення, що приводить до різноманітності морфологічних типів покладів вуглеводнів.

Ми використовуємо декілька типів класифікації для загальної характеристики покладів і визначення їх типу. Ці типи включають вид вуглеводневого флюїду (газ, газоконденсат, нафта), тип резервуару (пластовий, масивно-пластовий) та морфологію структурної форми (антикліналь, неантикліналь з поділом на склепінні та моноклінальні). Зустрічаються різні види пластових покладів з різними обмеженнями, включаючи комбінації літологічних та тектонічних екранів. Найбільш надійними серед тектонічних екранів є незгідні скиди. Останнім часом особливу увагу приділяють пошукам літологічно екранованих неантиклінальних покладів. Хоча поки не знайдено скупчень вуглеводнів неантиклінального типу, пов'язаних зі стратиграфічними неузгодженнями, але такі пласти рідко обмежують продуктивність антиклінальних структур, наприклад, Радченківської та Гнідинцівської.

Площа покладів варіює від дуже малих до значних значень, висота також коливається від невеликих до значних величин. Родовище утворюється, коли окремі скупчення вуглеводнів перекриваються на земній поверхні. Розміщення покладів у вертикальному напрямку не підпорядковано фазовому стану, що свідчить про різне формування покладів та особливості геологічної будови. Родовища можуть містити різну кількість покладів, від однопокладових до багатопокладових, що простягаються від мезозойських до нижньокам'яновугільних та навіть девонських відкладів. Деякі окремі скупчення вуглеводнів також мають значну висоту.

У Глинсько-Солохівському районі виділяються різні нафтогазоносні комплекси, які характеризуються наявністю нафтогазонасичених шарів, екрануючих товщ та просторовим розташуванням вуглеводневих скупчень. У цьому районі є кілька комплексів, таких як мезозойський, верхньокам'яновугільно-

пермський, середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, девонський та докембрійський. Девонський комплекс, хоча має важливі флюїдоупори, має обмежене промислове значення, але потенційні можливості його ще потребують подальшого вивчення. В рамках девонського комплексу вже було виявлено газовий поклад на Яблунівському родовищі, але цей комплекс має регіональне розповсюдження.

Турнейсько-нижньовізейський комплекс є регіонально поширеним і містить 12 родовищ (9,4% розвіданих запасів вуглеводнів). Він займає друге місце за потенційними можливостями. У цьому комплексі присутні вториннопоріві теригенні та тріщинуваті карбонатні колектори, такі як Яблунівське та інші родовища. Цей комплекс відрізняється від попереднього комплексу субрегіональним флюїдоупором, а також має більшу літологічну розчленованість та невитриманість глинистих прошарків у порід-колекторах, що зумавлює ймовірність утворення в ньому масивно-пластових покладів. Турнейський, в межах якого розкрито поклади C_{1t} горизонтів T; T-1; T-2; T-4; T-5 на 7 родовищах: Андріящівському, Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Клиньсько-Краснознаменському, Леляківському, Свиридівському, Яблунівському. Комплекс регіонально поширений. Нижньовізейський, в межах якого розкрито поклади C_{1v1} горизонтів B-24; B-26 на 5 родовищах: Білоусівському, Богданівському, Гнідінцівському, Клиньсько-Краснознаменському, Леляківському. Комплекс регіонально поширений.

Верхньовізейський комплекс є регіонально поширеним і містить 33 родовища (26,4% розвіданих запасів вуглеводнів). Він займає провідне місце за потенційними можливостями, незважаючи на те, що майже половина його початкових ресурсів вже промислово оцінена. Більшість відкритих покладів неантиклінального типу пов'язані саме з цим комплексом. У межах верхньовізейського комплексу розташовані поклади C_{1v2} горизонтів B-14; B-15; B-16; B-17; B-18; B-19; B-20; B-21; B-

22; В-23 на 33 родовищах: Андріяшівському, Білоусівському, Богданівському, Волошківському, Глинсько-Розбишівському, Гнідінцівському, Гоголівському, Західно-Кошовійському, Західно-Солохівському, Західно-Харківцівському, Клинсько-Краснознаменському, Комишнянському, Кошовійському, Леляківському, Луценківському, Малосорочинському, Мехедівсько-Голотівшинському, Мільківському, Опішнянському, Перевозівському, Південно-Комишнянському, Радченківському, Рудівсько-Червонозаводському, Свиридівському, Свистунківському, Семиренківському, Середняківському, Скоробагатьківському, Солохівському, Сорочинському, Східно-Харківцівському, Чорнухинському, Яблунівському. Комплекс регіонально поширений.

Серпуховський комплекс містить 13 родовищ (8,3% розвіданих запасів вуглеводнів) і є субрегіональним за своєю характеристикою. Він має високий рівень розвіданості початкових ресурсів (понад 30%). Прогнозна оцінка його нафтогазоносності є достатньо високою, особливо через відкриття газоконденсатних покладів у родовищах Котелевсько-Березівської групи. У межах Серпуховського комплексу розкрито поклади C_{1s} горизонтів С-1; С-2; С-3; С-4; С-5; С-9; С-21 на 3 родовищах: Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Матвіївському. Комплекс регіонально поширений. Нижньосерпуховський, в межах якого розкрито поклад C_{1s1} горизонту С-14 на Солохівському газоконденсатному родовищі. Комплекс регіонально поширений. Верхньосерпуховський, в межах якого розкрито поклади C_{1s2} горизонтів С-3; С-4; С-5; С-6; С-7; С-8; С-9; С-14; С-15; С-16; С-20 на 9 родовищах: Абазівському, Байрацькому, Гоголівському, Макарцівському, Матвіївському, Опішнянському, Радченківському, Семенцівському, Солохівському. Комплекс регіонально поширений.

Середньокам'яновугільний комплекс включає 10 родовищ (понад 5% розвіданих запасів вуглеводнів) і має субрегіонально-локальний характер поширення. Прогнозується значне відкриття родовищ. Пошукові роботи

проводяться одночасно з оцінкою продуктивності нижнього карбону. У межах комплексу розкрито поклади C_2b горизонтів Б-1; Б-3; Б-4; Б-5; Б-6; Б-7; Б-8; Б-9; Б-10; Б-11; Б-12 на 6 родовищах: Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Мільківському, Опішнянському, Скоробагатьківському, Яблунівському. Комплекс регіонально поширений. Московський, в межах якого розкрито поклади C_2m горизонтів М-1; М-2; М-3; М-4; М-5; М-6; М-7 на 4 родовищах: Богданівському, Мільківському, Скоробагатьківському, Східно-Полтавському. Комплекс регіонально поширений.

Верхньокам'яновугільно-пермський комплекс складається з 10 родовищ, де зосереджено 56,6% розвіданих запасів газу та 38,7% нафти. Він має субрегіонально-локальне поширення та є найкраще вивченим шляхом буріння. Можливість збільшення вуглеводневих запасів є незначною, оскільки фонд доданих замкнених піднять практично вичерпаний. Прогнозовані скупчення нафти і газу в пастках неантиклінального типу поки не підтвердилися. Подальші перспективи пов'язані лише з приштоковими покладами. Потенційні ресурси розвідані більш ніж на 90%.

Верхньокам'яновугільний комплекс, в межах якого розкрито поклади C_3 горизонтів К-1; К-2; К-3; К-4; К-5; К-6; Г-11; Г-12; Г-13 на 5 родовищах: Глинсько-Розбишівському, Гнідинцівському, Лесяківському, Мільківському, Східно-Полтавському. Комплекс регіонально поширений.

Пермський комплекс, в межах якого розкрито поклади Р горизонтів А-1; А-2 на 5 родовищах: Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Гнідинцівському, Лесяківському, Мільківському. Комплекс регіонально поширений.

Мезозойський комплекс охоплює товщі юри і тріасу. Він характеризується локальною нафтогазоносністю, встановленою для двох родовищ з загальними розвіданими запасами 1,5% від сумарних. Тріас, в межах якого розкрито поклади Т горизонтів І-2, І-3, І-4 на Радчківському нафтогазовому родовищі. Комплекс

регіонально поширений. Юра, в межах якого розкрито поклад горизонту Ю на Солохівському нафтогазовому родовищі. Комплекс регіонально поширений.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ І МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Наразі накопичилось багато гіпотез, які пояснюють походження нафти, серед яких можна виділити дві групи: - неорганічного, абіогенного (мінерального) походження; - органічного, біогенного походження.

Усі гіпотези неорганічного походження нафти об'єднує ідея синтезу вуглеводнів та інших компонентів нафти з простих речовин при високих температурах і їх взаємодії з мінеральною частиною порід. З великих глибин компоненти нафти мігрували до осадових товщ із використанням тріщин і розломів. Гіпотези органічного походження нафти вважають, що її основним джерелом є біоорганічна речовина, яка захоронена в осадових товщах гірських порід і походить від живих організмів. При зануренні відкладів, що містять органічну речовину, відбуваються різні термічні, метаболічні та деструктивні процеси, що призводять до виділення газів і збільшення об'єму. Це може сприяти утворенню високого тиску та флюїдорозривів порід, що приводять до накопичення нафти в проникних пісковиках.

При розкладанні сапропелевих речовин утворюються газоподібні і рідкі сполуки, в тому рахунку вуглеводні. Розкладання відбувається в результаті теплового потоку та енергії, що акумульована органікою. Вуглеводні та інші речовини, що утворюються з розкладеної органіки, разом з водою видавлюються зі сланців у породи-колектори. Основним геологічним фактором перетворення органічної речовини в бітум є ущільнення гірських порід під тиском розкривних порід. Причиною взаємозв'язків між процесами осадконагромадження, утворенням порід і структурним розвитком є коливання земної кори. Седиментація відповідає за накопичення органічної речовини у відкладах. Після загибелі організмів і включення їх залишків у цикл осадконагромадження вуглеводнів, що містяться в них, можуть розкладатися під дією мікробної діяльності. Відносна

швидкість розкладання вуглеводнів нижча, ніж у інших органічних сполук. Таким чином, за сприятливих умов може накопичуватися частина вуглеводнів.

В роботі нами було проаналізовано масиви даних, в тому рахунку чисельних числових даних, які надали нам можливість для більш детальної і всебічної аналітики родовищ і регіону в цілому. На основі статистичної обробки масивів числових даних мною були побудовані таблиці, діаграми, гістограми, 3-д моделі, а саме: гістограми та просторові моделі розподілу параметрів по родовищам на Глинсько-Солохівському газоконденсатному районі.

РОЗДІЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ

В даній роботі ми зосередились на вивченні і аналізі даних з глибокозанурених горизонтів вуглеводнів. Раніше основними нафтогазоносними горизонтами вважались, ті що занурені на 3000-4000 м, але поклади такого типу поступово вичерпувались, ресурсна вуглеводнева база України була обмеженою. Значно збільшити обсяг вуглеводневих ресурсів, та видобутої вуглеводневої сировини, дозволило вивчення, та випробування саме глибокозанурених горизонтів. Глибокозануреними горизонтами в цій роботі вважаємо горизонти занурені на глибини понад 5000 м, які і на разі вважаються найперспективнішими для більш ретельного вивчення і подальшої розробки.

3.1 Аналіз попередніх досліджень

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район є одним з провідних нафтогазоносних районів України за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів. Перші ознаки нафти в цьому районі були виявлені у 1935 році під час пошуків калійної сировини. Пізніше, у 1939 році, було відкрите перше нафтове родовище, що знаходилося в кепроці Роменського соляного штоку. Подальші пошуково-розвідувальні роботи призвели до відкриття інших нафтогазових родовищ, таких як Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Лесяківське та інші.

За останні роки розвіданість району значно збільшилась, а обсяги буріння на великі глибини, зокрема 3000-5000 метрів, стали дедалі більш поширеними. Також збільшилися обсяги сейсмозвідувальних робіт, зокрема за допомогою методу спільної глибинної точки (МСГТ). Результатом цих робіт стала зростаюча продуктивність і видобуток нафти і газу у районі.

Глинсько-Солохівський район зберігає своє провідне становище в Україні як один із найбільш значних районів за запасами і видобутком вуглеводнів.

Спочатку спроби пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу, зокрема на Північно-Голубівському родовищі (1960 рік), були неуспішними і значно сповільнили подальші роботи. Проте згодом досвід набувався шляхом вивчення цих об'єктів на проїзд, тобто побіжними дослідженнями. Тільки з середини 1980-х років було розпочато цілеспрямовану підготовку і глибоке буріння на схилах від'ємних структур третього порядку. Відкриття родовищ, таких як Волошківське та інші, підтвердило ефективність цього напрямку робіт.

Таким чином, після неуспішних спроб у пошуках покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу, метод побіжного вивчення цих об'єктів почав зароджуватись і привів до успішних відкриттів родовищ у подальшому, зокрема за допомогою цілеспрямованого глибокого буріння на схилах від'ємних структур третього порядку.

Колектори, що зосереджують поклади вуглеводнів, характеризуються високими фільтраційно-ємкісними властивостями і наявністю водонапірних систем. Вони містять легку, малов'язку нафту з низьким тиском насичення, що сприяє ефективному видобутку з родовищ. Створені сприятливі умови і розробка значних за запасами родовищ, таких як Гнідинцівське, Лесяківське, Глинсько-Розбишівське та інші, забезпечили високі темпи зростання видобутку вуглеводнів у районі.

Однак, з часом, внаслідок виснаження запасів основних родовищ, видобуток нафти і газу знизився. Відкриття та розробка нових, менших родовищ не змогло компенсувати цей спад. З метою стабілізації видобутку на багатьох родовищах були вжиті заходи щодо поліпшення систем розробки. Ці заходи включали згущення сітки свердловин, підтримання пластового тиску, впровадження нових методів підвищення нафтовилучення та регулювання процесів розробки.

Такі заходи спрямовані на підтримку стабільного видобутку вуглеводнів і забезпечення максимально можливого вилучення ресурсу з нафтових і газових покладів у районі.

Масштабне заводнення проводиться на 12 родовищах, зокрема на Леляківському, Гнідинцівському та інших. Щороку закачується близько 7 мільйонів кубічних метрів води, причому понад 25% цієї кількості спрямовується на Леляківське родовище. В результаті цього додатково видобувається 6 760 тисяч тонн нафти. Планується подвоїти кінцеву нафтовіддачу на об'єктах заводнення.

На початку 80-х років було розпочато процес внутрішньопластового горіння на одній з ділянок Гнідинцівського родовища (глибина 1800 метрів) в умовах повністю обводненого пласта. Це додатково призвело до видобутку 95,4 тисяч тонн нафти. Також проводилися промислові дослідження впливу води з високими термобаричними параметрами (тиск 22 МПа, температура 623 К) на нафтовіддачу. У цьому експерименті вода повністю розчиняла нафту. Однак, з технічних причин експеримент не був завершений.

Ці заходи і дослідження спрямовані на підвищення видобутку нафти в рамках родовищ, включаючи використання методів заводнення та нові технології внутрішньопластового горіння, з метою забезпечення максимального вилучення нафтових ресурсів.

На Леляківському родовищі з 1988 року проводилися дослідження ефективності вилучення нафти з покладів на пізній стадії розробки за допомогою хімічних реагентів. Протягом трьох років було додатково видобуто 31 тисячу тонн нафти. Однак через відсутність сировини процес був призупинений.

Основні газові поклади, що відкриті в утвореннях пермі-верхнього карбону, перебувають у завершальній стадії розробки. Вже було видобуто до 80% початкових запасів з цих покладів. Газові скупчення в турнейсько-візейських відкладах, що знаходяться на глибинах понад 4 тисячі метрів, мають гірші

фільтраційні властивості колекторів та умови для їх експлуатації. На окремих об'єктах свердловини показують значний спад дебітів навіть під час дослідно-промислової експлуатації. Особливо це стосується низькопроникних колекторів, які мають обмежені природні можливості масопереносу. Крім того, створення великих депресій у таких пластах може спричиняти випадання конденсату і руйнування порів, що ускладнює експлуатацію свердловин.

Виробництво газу може бути значно збільшено шляхом розробки ефективних технологій для освоєння низькопроникних колекторів, а також розкриття покладів газу у вугільних пластах Донбасу. Це є важливим резервом для збільшення видобутку газу в регіоні.

Крім того, ступінь реалізації ресурсів надр, який складає 56%, свідчить про можливість відкриття нових високопродуктивних родовищ вуглеводнів. Це означає, що існують потенційні запаси, які можуть бути розвідані та розроблені для подальшого видобутку.

Розвиток технологій та використання передових методів видобування дозволять збільшити ефективність видобутку газу, в тому числі з ресурсів, які раніше були менш доступні. Це може привести до збільшення видобутку газу і забезпечення енергетичних потреб регіону.

3.2 Характеристика порід колекторів глибокозанурених горизонтів у межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Так, розробка ефективних технологій освоєння низькопроникних колекторів та покладів у вугільних пластах Донбасу є важливим резервом для збільшення видобутку газу. Ці типи покладів характеризуються обмеженими фільтраційними властивостями та низькою проникністю, що ускладнює їх ефективне освоєння. Проте, розробка та впровадження нових технологій, таких як гідравлічне

розламування (fracking), горизонтальне буріння та інші, можуть допомогти підвищити продуктивність видобутку з цих колекторів та покладів.

Крім того, ступінь реалізації ресурсів надр на рівні 56% вказує на те, що значна частина запасів вуглеводнів ще не була розкрита та експлуатована. Це свідчить про наявність потенціалу для відкриття нових високопродуктивних родовищ вуглеводнів. Подальші геологорозвідувальні роботи, дослідження та інноваційні методи видобування можуть сприяти відкриттю нових родовищ та збільшенню видобутку газу в регіоні.

3.2.1 Петраграфічний склад порід.

Колектор Верхньодевонського відділу **D₃** - представлені складнозбудованим формаційно-гетерогенним комплексом, глинисто-карбонатною товщею (рифогенно-карбонатні масиви та депресійні темноколірні карбонатно-глинисті відклади). Розкрито на Яблунівському родовищі.

Колектора Турнейського ярусу **C_{1t}** - представлені літорально шельфовими карбонатами з органогенними спорудами типу біостромів, банок, біогермів, бар'єрно-рифових масивів та депресійних відкладів з піщаними тілами типу турбідитів. спостерігається заміщення морських сіроколірних теригенно-карбонатних фацій алювіально-дельтовими строкатими теригенними відкладами - сухарні каолінові глини, руслові кварцові пісковики та інші. Розкрито на Андріяшівському, Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Клиньсько-Краснознаменському, Леляківському, Свиридівському та Яблунівське родовищах.

Колектора Нижньовізейського під'ярусу **C_{1v1}** – представлені аргілітами темно-сірими, слюдистими, щільними, алевритистими. На більшій частині території вони виражені морськими теригенно-карбонатними відкладами, в яких наявні різноманітні органогенні споруди (біостроми, банки, біогерми) і депресійні літофації. Розкрито на Білоусівському, Богданівському, Гнідінцівському, Клиньсько-Краснознаменському, Леляківському родовищах.

Колектора Верхньовізейського під'ярусу C_{1v2} – представлені озерно-лагунними фаціями та літологічно складені тонким перешаруванням алевролітів і аргілітів з малопотужними шарами пісковиків і вапняків. В породах наявні органічні рештки, такі як: остракоди, форамініфери та інші. Розкрито на Андріяшівському, Білоусівському, Богданівському, Волошківському, Глинсько-Розбишівському, Гнідінцівському, Гоголівському, Західно-Кошовійському, Західно-Солохівському, Західно-Харківцівському, Клинсько-Краснознаменському, Комишнянському, Кошовійському, Леляківському, Луценківському, Малосорочинському, Мехедівсько-Голотівшинському, Мільківському, Опішнянському, Перевозівському, Південно-Комишнянському, Радченківському, Рудівсько-Червонозаводському, Свиридівському, Свистунківському, Семиренківському, Середняківському, Скоробагатьківському, Солохівському, Сорочинському, Східно-Харківцівському, Чорнухинському, Яблунівському родовищах.

Колектора Серпуховського ярусу C_{1s} – поділяють на два окремих під'яруси: нижньосерпуховський та верхньосерпуховський. Нижньосерпуховський та верхньосерпуховський під'яруси розділені майже кілометровою товщею, поверхнею незгідності на два комплекси, які мають значні відмінності у будові та літолого-фаціальному складі. Розкрито на Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Матвіївському родовищах.

Колектора Нижньосерпуховського під'ярусу C_{1s1} – представлені чергуванням переважно аргілітів з алевролітами, та з підпорядкованими прошарками пісковиків і рідше вапняків. Алевроліти, аргіліти та пісковики мають органічні рештки детриту, криноїдей, брахіопод, форамініфер. Переважно складені лагунно-континентальними відкладами – алевритистими аргілітами з характерними прошарками дрібнозернистих пісковиків, алевролітів та вугілля. Розкрито на Солохівському родовищі.

Колектора Верхньосерпуховського під'ярусу **C_{1s2}** – представлені поліфаціальною товщею міцно сцементованих пісковиків, аргілітами з прошарками органогенно-детритусових вапняків з чисельними включеннями піриту. Розкриті на Абазівському, Байрацькому, Гоголівському, Макарцівському, Матвіївському, Опішнянському, Радченківському, Семенцівському, Солохівському родовищах.

Колектора Башкирського ярусу **C_{2b}** – представлені пісковиками кварцевими крупними з прошарками аргілітів алевролітових щільних з включеннями доломіту і вапняків міцних з прошарками аргілітів. Розкриті на Богданівському, Глинсько-Розбишівському, Мільківському, Опішнянському, Скоробагатьківському, Яблунівському родовищах.

Колектора Московського ярусу **C_{2m}** – представлені чергуванням здебільшого алювіально-дельтових і лагунних фацій аргілітів з вмістом морських відкладів, з пластами алевролітів шаруватих з дзеркалами ковзання, залишками обвуглених рослин і зі стягненням сидериту та пісковиків кварцових та слабозцементованих. Розкриті на Богданівському, Мільківському, Скоробагатьківському, Східно-Полтавському родовищах.

Колектора Верхньокам'яновугільного відділу **C₃** – представлені пісковиками сірими, зеленувато-сірими, рідше коричневими, різнозернистими, кварцовими, слабо- та середньозцементованими, які чергуються з аргілітами зеленувато-сірими, шаруватими з дзеркалами ковзання. Розкриті на Глинсько-Розбишівському, Гнідінцівському, Леляківському, Мільківському, Східно-Полтавському родовищах.

3.2.2 Пористість і проникність продуктивних горизонтів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району на великих глибинах.

На основі даних абсолютної глибини залягання продуктивних горизонтів по родовищам Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, було статистично

проаналізовано і побудовано відповідну просторову модель за допомогою програмного забезпечення Excel, рисунок 3.2.2.1.. На основі цих даних, побудовано точкову гістограму, рисунок 3.2.2.2.

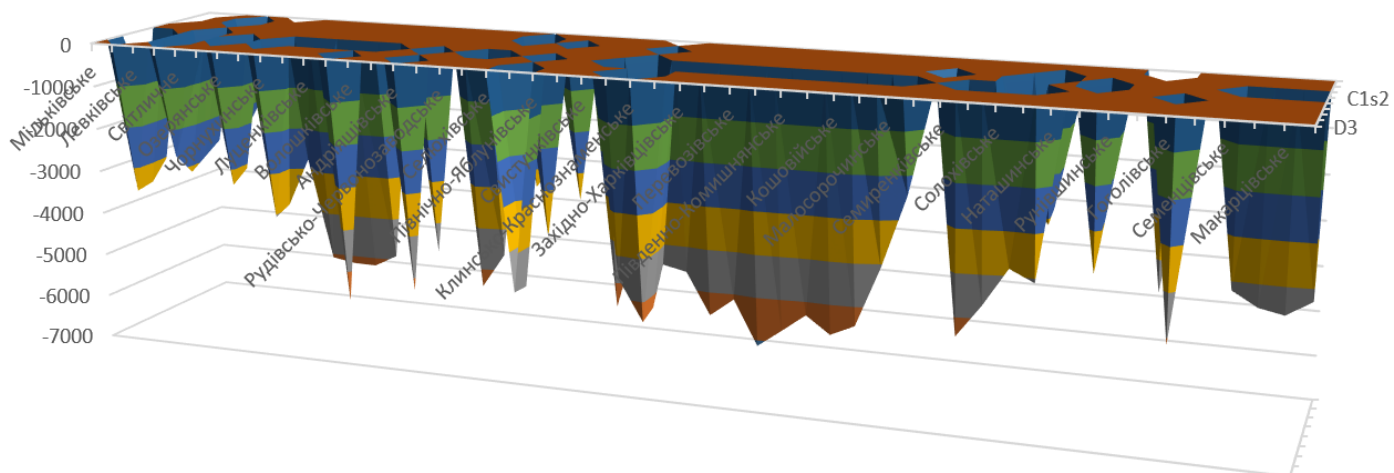


Рис. 3.2.2.1. – Просторова модель розподілу абсолютних глибин залягання покладів вуглеводнів нафтогазових родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

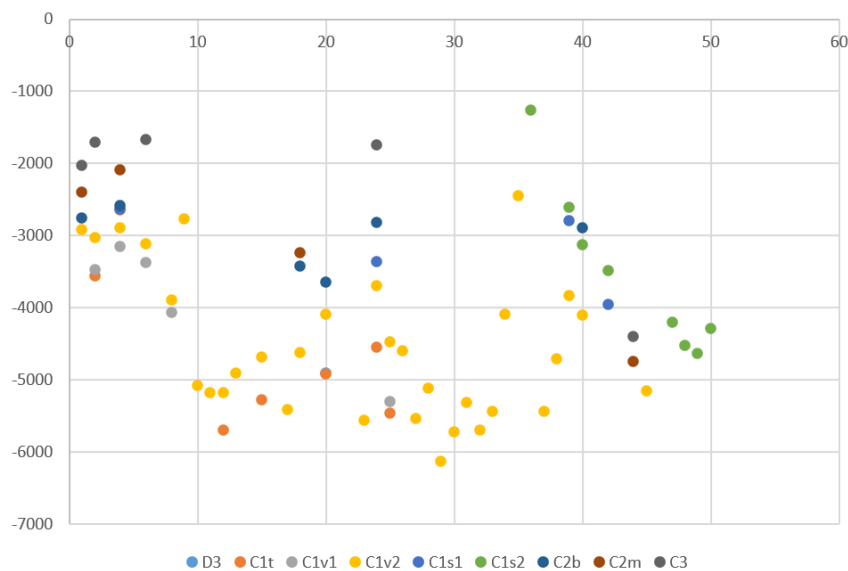


Рис. 3.2.2.2. – Точкова гістограма розподілу абсолютних глибин залягання покладів вуглеводнів нафтогазових родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

Розвиток ефективних технологій видобутку газу з низько-проникних колекторів та вугільних пластів Донбасу є важливим резервом для збільшення видобутку. Крім того, ступінь використання нафтогазових ресурсів надр на рівні 56% свідчить про можливість відкриття нових високопродуктивних родовищ вуглеводнів.

3.2.3 Вторинна пористість і проникність продуктивних горизонтів у відкладах серпуховського та візейського ярусів та їх природа.

Пошуки вуглеводнів на великих глибинах нині є перспективними. Вони дозволяють суттєво приростити запаси вуглеводнів в Україні. Дніпровсько-Донецька западина з трьох нафтогазоносних регіонів України є найбільш потужною для відкриття промислових родовищ вуглеводнів саме на великих глибинах. Крім цього на її території розташовані найбільші за обсягом розвідані родовища. У межах ДДЗ родовища нафти і газу розташовані нерівномірно. Максимальну щільність промислових запасів має центральна частина дніпровського грабена.

Практично всі відомі наявні запаси та прогнози на майбутні відкриття в межах западини пов'язані з палеозойськими утвореннями. Переважна більшість виявлених покладів міститься в брахіантикліналях різних розмірів, часто ускладнених соляними діпірами. Тут також поширені одно- і багатопокладні родовища з багатьма порушеннями різного характеру. На північному заході западини відомі лише нафтові родовища, а на південному сході – газові. Між ними розташовані родовища з покладами вуглеводнів проміжного та багатофазового стану. Подальші перспективи регіону пов'язуються з пошуками нетрадиційних пасток та з продуктивними горизонтами на глибинах 5000-7000 м і більше. Нині вже доведено промислову газоносність на глибинах понад 6000 м (Перевозівська площа, глибина 6300 м), а нафтоносності - 5050 м (Сухівська площа). За рахунок відкриття і введення у промислову розробку Глинсько-Розбишівського, Гнідинцівського, Качанівського і Леляківського родовищ у Дніпровсько-Донецькій западині, відбувалось значне зростання видобутку нафти в 50-ті, та 60-ті роки.

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район розташований в центральній частині ДДЗ і має найбільші нерозвідані ресурси – 51,1%. Він має складну тектонічну будову, до якого входять соляні вали. Характеризується великим розмаїттям пасток та типів покладів.

Основними продуктивними горизонтами в цьому районі є відклади серпуховського С-1; С-2; С-3; С-4; С-5; С-6; С-7; С-8; С-9; С-14; С-15; С-16; С-20; С-21 і візейського В-14; В-15; В-16; В-17; В-18; В-19; В-20; В-21; В-22; В-23; В-24; В-26 ярусів.

Метою цього дослідження є порівняння колекторських властивостей порід серпуховського та візейського ярусів в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, які розміщуються на різних глибинах. До аналізу залучено результати лабораторних досліджень пористості і проникності з 564 зразків керну.

Нижче описані в цьому розділі аналітичні дослідження було проведено завчасно і апробовано XIII Всеукраїнській молодіжній науковій конференції-школі "Сучасні проблеми наук про Землю" (Бандуренко, 2023 р.).

Були проаналізовані дані лабораторних досліджень фільтраційних властивостей глибоко занурених теригенних колекторів серпуховського та візейського ярусів. За даними вимірів з тридцяти дев'яти родовищ вуглеводнів в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ було побудовано гістограми розподілу пористості та проникності. Виявлено, що у глибокозанурених візейських колекторах, знаходячись на глибині понад 5000 метрів, спостерігається статистичний розподіл пористості та проникності з двома вираженими піками. Цей особливий розподіл може бути пояснений розвитком вторинної тріщинуватості та іншими епігенетичними перетвореннями гірських порід, що виникають внаслідок дії різних фізико-хімічних процесів на протязі довгого часу. Ці зміни сприяють збільшенню пористості та проникності, створюючи сприятливі умови для накопичення та видобутку вуглеводнів. Такі відкриття вказують на потенціал для знаходження нових високопродуктивних родовищ на великих глибинах. Відклади серпуховського, і візейського ярусів є поліфаціальними. Вони формувалися в прибережних мілководних та переважно неглибокого шельфу обстановках.

Складені перешаруванням різної потужності алевролітів, аргілітів, вапняків та пісковиків. Особливої уваги при дослідженні було приділено ознакам вторинних змін порід-колекторів. Візейські породи, які залягають глибше є більш ущільненими за серпуховські. Відмітки інтервалів відбору зразків серпуховських порід 2753 – 4675 м, візейських порід 2ю245 – 6222 м. Давайте розглянемо детальніше літологічний склад та колекторські властивості порід серпуховського та візейського ярусів. У продуктивних колекторах серпуховського ярусу зустрічаються різнозернисті породи (середньо- та крупнозернисті), помірно зцементовані, з пористістю від 0,4% до 17,6% та проникністю від 0,3 до 50×10^{-3} мкм² за даними керну. Газоконденсатні поклади цих горизонтів є пластовими та захищеними тектонічними структурами. Під час буріння не спостерігається заміщення цих колекторів ущільненими пісковиками або алевролітами вздовж їх простягання.

У продуктивних колекторах візейського ярусу переважають тонкозернисті породи, сильно зцементовані, з пористістю від 0,8% до 13,1% та проникністю від 0,1 до 80×10^{-3} мкм² за даними керну. Виникнення високопористих і високопроникних порід на значних глибинах ймовірно пов'язане з наступними вторинними процесами: метасоматичні перетворення мінералів на великій глибині та тріщинуватість, що призводить до формування високопористих і високопроникних порід. Поклади цих горизонтів також є пластовими, але літологічно обмеженими, оскільки вони заміщені вбік теригенними тріщинуватими колекторами ущільненими породами. Проте, у деяких ділянках візейського ярусу спостерігаються мікротріщини з поверхнями ковзання та стилітовими швами. У візейському ярусі, на відміну від серпуховського ярусу, спостерігається наявність тріщин, які часто заповнені бітумом, сульфідами та мікрокристалами кальциту. Ці ознаки свідчать про вторинні перетворення порід, які не спостерігаються в серпуховських породах.



Рис. 3.2.3.1. – Гістограма розподілу пористості в продуктивних горизонтах серпуховського ярусу родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (n = 134) (побудовано автором).



Рис. 3.2.3.2. – Гістограма розподілу пористості в продуктивних горизонтах візейського ярусу родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (n = 430) (побудовано автором).



Рис. 3.2.3.3. – Гістограма розподілу проникності в продуктивних горизонтах серпуховського ярусу родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (n = 80) (побудовано автором).



Рис. 3.2.3.4. – Гістограма розподілу проникності в продуктивних горизонтах візейського ярусу родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (n = 186) (побудовано автором).

Статистична обробка даних коефіцієнта пористості й проникності для серпуховських і візейських порід (рисунки 3.2.3.1; 3.2.3.2; 3.2.3.3; 3.2.3.4;) показує суттєві відмінності у їх розподілі.

З наведених гістограм видно, що середні значення коефіцієнта пористості для колекторів серпуховського ярусу розподілені рівномірно, з одним піком (14-16%). В розподілі ж значень коефіцієнта пористості для зразків візейських порід спостерігається два піки (8-10% та 14-16%). Більшість досліджених зразків порід, на основі проведених досліджень, показали низькі значення проникності, виражені коефіцієнтом проникності ($K_{пр}$) у діапазоні від 0 до 5×10^{-3} мкм². Разом з тим, пікові значення коефіцієнта проникності для візейських порід приходиться на значення ($10-20 \times 10^{-3}$ мкм²), відрізняючись від піка для серпуховських ($5-10 \times 10^{-3}$ мкм²). Це означає, що ці породи мають компакту та малопроникну структуру, яка утрудняє проникнення рідин, газів чи інших речовин через них.

Коефіцієнт проникності є важливою характеристикою порід і впливає на різні процеси, такі як фільтрація ґрунтових вод, нафтопошукові роботи, виробництво цементу та багато інших. Породи з низькими значеннями $K_{пр}$ можуть бути корисними у виробництві герметичних матеріалів або при створенні бар'єрів для утримання рідин та газів.

Однак, варто зазначити, що це лише результати досліджень конкретних зразків порід, і в природі існує широка різноманітність порід з різними рівнями проникності. Деякі породи можуть мати значно вищу проникність, що залежить від їхнього складу, структури та інших факторів. Тому, при вивченні проникності порід, необхідно враховувати ці параметри і здійснювати більш широкі дослідження для отримання повної картини проникності у різних типів порід.

В підсумку, коефіцієнт пористості близький до нормального розподілу для колекторів серпуховського ярусу є свідченням про первинний генезис пористості, який в свою чергу обумовлений умовами седиментації та діагенезу. В колекторах

візейського ярусу коефіцієнт пористості має двох піковий та більш складний розподіл. Це можна пояснити як діагенетичними так катагенетичними змінами в породах. Окремі піки збільшеної пористості можна пояснити розвитком вторинної тріщинуватості. Тріщинуватість в гірських породах є поширеною явищем, яке може значно впливати на розподіл і потік вуглеводнів у покладах вуглеводнів. Коли гірські породи розриваються і утворюють тріщини, це створює шляхи для міграції вуглеводнів і дозволяє їм проникати у простір між породами.

Ці тріщини можуть мати локальний характер і поширюватися в обмежених ділянках гірських формацій. Однак, ущільнені породи, такі як глинисті ілові породи або породи з високою міцністю, можуть заміщувати ці тріщини під дією тиску і температури. Це призводить до формування літологічно екранованих покладів вуглеводнів, де тріщини стають поглинаючими шарами для руху вуглеводнів і надають додаткової бар'єрної функції, що утримує їх у покладі.

Цей феномен літологічно екранованих покладів є важливим з погляду видобутку вуглеводнів, оскільки він може створювати зони з високою концентрацією вуглеводнів. Дослідження тріщинуватості та розподілу літологічно екранованих покладів є важливими завданнями для визначення потенційних резервів вуглеводнів та розробки оптимальних стратегій видобутку.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ВУГЛЕВОДНІВ НА РОДОВИЩАХ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район є високopersпективною територією. Йому притаманні сприятливі геохімічні та термобаричні умови міграційні, генераційні, зберігання та акумуляції вуглеводневих покладів. Результати випробування свердловин підтверджують, що промислова нафтогазоносність Глинсько-Солохівського району пов'язана з пластами піщаних і алевролітових порід, які виступають як колектори для нафти та газу. Ці пласти знаходяться у нижньокам'яновугільних відкладах.

Дослідження, проведені на свердловинах, включають аналіз проб нафти та газу, а також вимірювання тиску й інших параметрів, що підтверджують наявність значного комерційного потенціалу для видобутку цих вуглеводнів.

Зпираючись на дані початкових видобувних запасів по типам вуглеводневої речовини тридцяти дев'яти родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району проведено статистичну обробку даних та побудовані: таблиця даних (рисунок 4.1.), діаграми (рисунок 4.2, 4.3.) та гістаграми (рисунок 4.4, 4.5, 4.6, 4.7.) за допомогою програмного забезпечення Excel.

ТИС. Т.	МЛН. М3	МЛН. М3	ТИС. Т.	запаси початкової видобувної категорій:	тип родовища	РОДОВИЩА
Нафти	Розч. Газу	Газу	Конденсату			
		32985	2250	A+B+C1	газоконденсатне	АБАЗІВСЬКЕ
		27781	5527	A+B+C1	газоконденсатне	АНДРІЯШІВСЬКЕ
		1640	100	A+B+C1	газоконденсатне	БАЙРАЦЬКЕ
		679	263	A+B+C1	газоконденсатне	БІЛОУСЬВСЬКЕ
1151		758	61	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	БОГДАНІВСЬКЕ
		5661	1413	A+B+C1	газоконденсатне	ВОЛОШКІВСЬКЕ
25275	2267	11241	601	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ГЛИНСЬКО-РОЗБИШІВСЬКЕ
38045	1469	8306	814	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ГНІДНІЦЬВСЬКЕ
		4816	964	A+B+C1	газоконденсатне	ГОГОЛІВСЬКЕ
		1664	304	A+B+C1	газоконденсатне	ЗАХІДНО-КОШОВІЙСЬКЕ
		4032	571	A+B+C1	газоконденсатне	ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКЕ
453	329	1090	107	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ЗАХІДНО-ХАРКІВЦІВСЬКЕ
		9955	995	A+B+C1	газоконденсатне	КЛИНСЬКО-КРАСНОЗНАМЕНСЬКЕ
		3329	537	A+B+C1	газоконденсатне	КОМИШНЯНСЬКЕ
		1135	48	A+B+C1	газоконденсатне	КОШОВІЙСЬКЕ
52364	4360	963	156	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ЛЕЛЯКІВСЬКЕ
		4780	1270	A+B+C1	газоконденсатне	ЛУЦЕНКІВСЬКЕ
		600	39	A+B+C1	газоконденсатне	МАКАРЦІВСЬКЕ
119		181		A+B+C1	нафтогазове	МАЛОСОРОЧИНСЬКЕ
164	43	31676	1409	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	МАТВІЙСЬКЕ
		4360	470	A+B+C1	газоконденсатне	МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТІВШИНСЬКЕ
1868	595	1508	175	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	МІЛЬКІВСЬКЕ
480	19	42454	950	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ОПІШНЯНСЬКЕ
		1205	59	A+B+C1	газоконденсатне	ПЕРЕВОЗІВСЬКЕ
		6631	1859	A+B+C1	газоконденсатне	ПІВДЕННО-КОМИШНЯНСЬКЕ
956	349	2481		A+B+C1	нафтогазове	РАДЧЕНКІВСЬКЕ
		36154	3071	A+B+C1	газоконденсатне	РУДІВСЬКО-ЧЕРВОНОЗАВОДСЬКЕ
		7070	480	A+B+C1	газоконденсатне	СВИРИДІВСЬКЕ
		580		A+B+C1	газоконденсатне	СВИСТУНІВСЬКЕ
		15680	2202	A+B+C1	газоконденсатне	СЕМЕНЦІВСЬКЕ
		7620	721	A+B+C1	газоконденсатне	СЕМИРЕНКІВСЬКЕ
162	161	432	74	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	СЕРЕДНЯКІВСЬКЕ
100		11380	858	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	СКОРОБАГАТКІВСЬКЕ
		14508	493	A+B+C1	газоконденсатне	СОЛОХІВСЬКЕ
		1107	191	A+B+C1	газоконденсатне	СОРОЧИНСЬКЕ
		10660	560	A+B+C1	газоконденсатне	СХІДНО-ПОЛТАВСЬКЕ
		6304	2443	A+B+C1	газоконденсатне	СХІДНО-ХАРКІВЦІВСЬКЕ
		500	59	A+B+C1	газоконденсатне	ЧОРНУХІНСЬКЕ
2836	156	105199	9460	A+B+C1	нафтогазоконденсатне	ЯБЛУНІВСЬКЕ

Рис. 4.1. – Обсяги початкових видобувних запасів вуглеводнів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

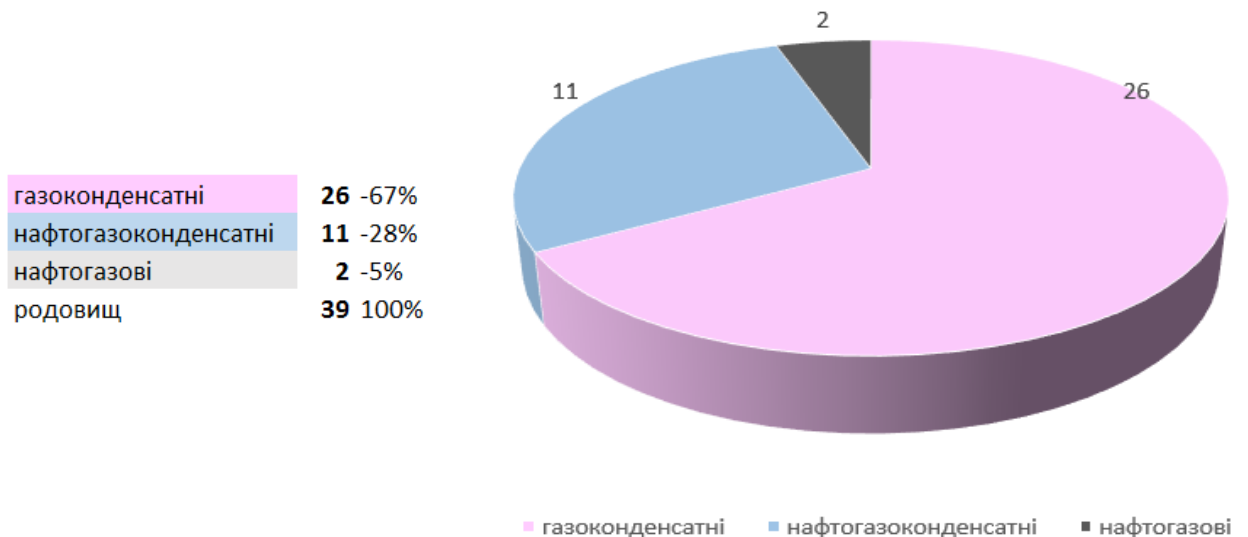


Рис. 4.2. – Діаграма розподілу родовищ в межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району за типом вуглеводневої речовини (побудовано автором).

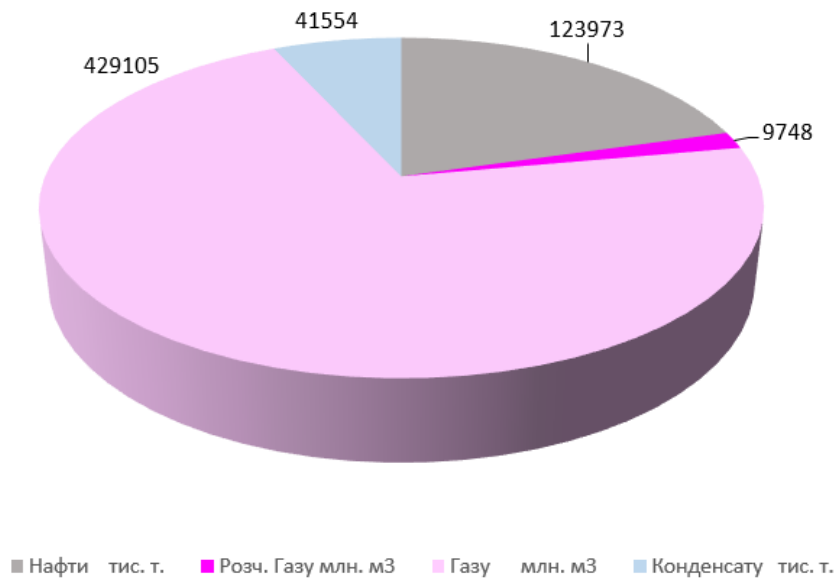


Рис. 4.3. – Обсяги загальних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

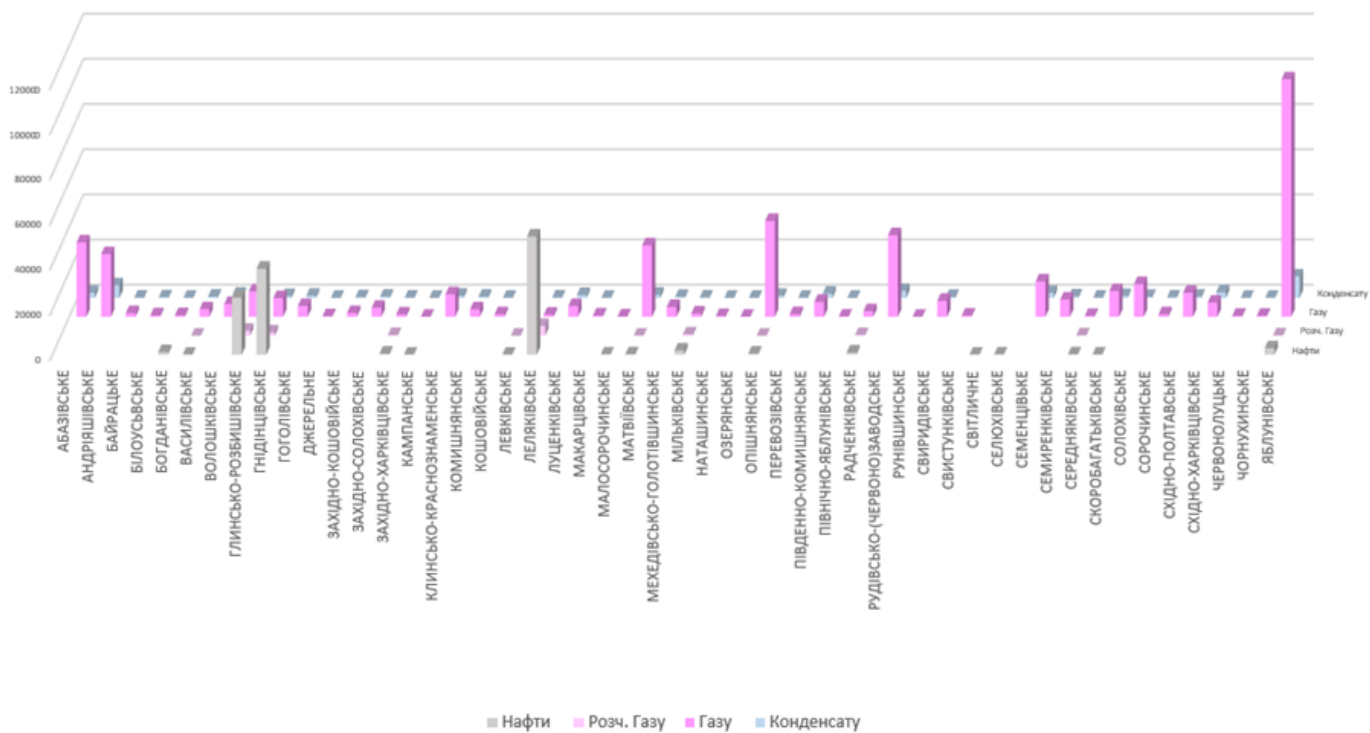


Рис. 4.4. – Обсяги початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

Як видно з діаграми (рисунок 4.2.) більшість родовищ Глинсько-Солохівського району – газоконденсатні (26 родовищ; -67%), менше нафтогазоконденсатних (11 родовищ; -28%), і нафтогазових (2 родовища; 5%).

Сумарні обсяги загальних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини родовищ Глинсько-Солохівського району (рисунок 4.3.). Сумарний обсяг запасів нафти в межах району складає – 123973 тис. т, 20%. Сумарний обсяг запасів розчиненого газу в межах району складає – 9748 млн. м3, 2%. Сумарний обсяг запасів газу в межах району складає – 429105 млн. м3, 71%. Сумарний обсяг запасів конденсату в межах району складає – 41554 тис. т, 7%. Основним типом вуглеводневої речовини в межах родовища є газ 71%, менш значні нафти 20%, конденсату 7%, та розчиненого газу 2%.

Гістограма обсягів початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (рисунок 4.4.) дозволяє наочно побачити обсяги і виділити значні за запасами родовища (побудована на основі даних з таблиці – рисунок 4.1). За запасами газу можна виділити наступні родовища: Яблунівське – 105199 млн. м3, Опішнянське – 42454 млн. м3, Рудівсько-Червонозаводське – 36154 млн. м3, Абазівське – 32985 млн. м3, Матвіївське – 31676, Андріяшівське – 27781 млн. м3. За запасами нафти можна виділити наступні родовища: Леляківське – 52364 тис. т., Гнідінцівське – 38045 тис. т., Глинсько-Розбишівське – 25275 тис.т.

Окремо побудовані гістограми розподілу обсягів початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини для: газоконденсатних, нафтогазоконденсатних, нафтогазових родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району. (рисунок 4.5; 4.6; 4.7).

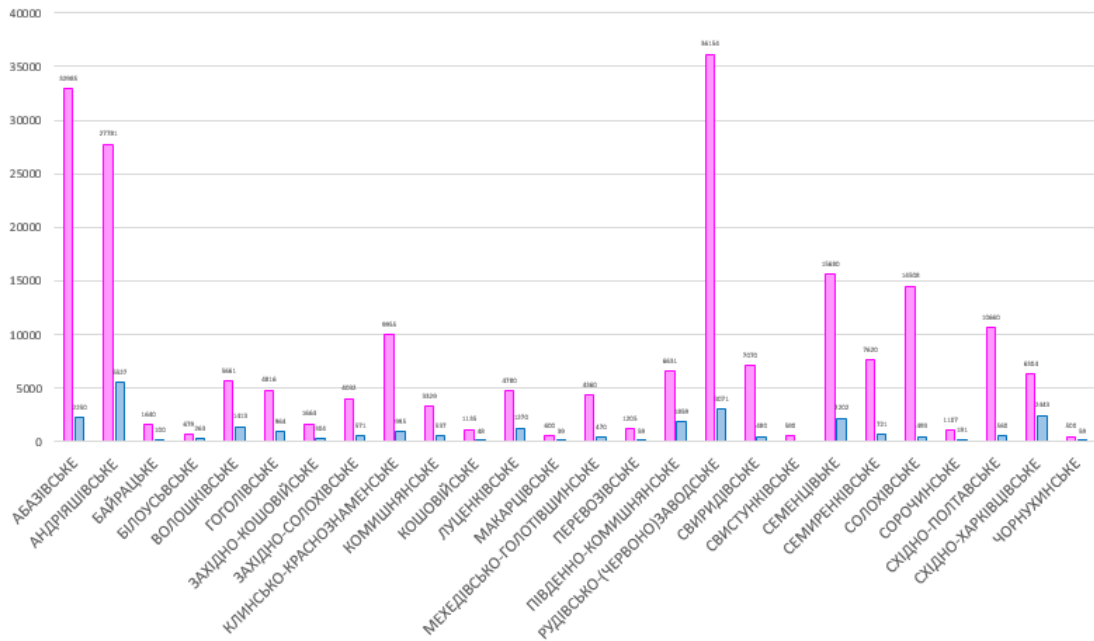


Рис. 4.5. – Гістограма розподілу обсягів початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини газоконденсатних родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

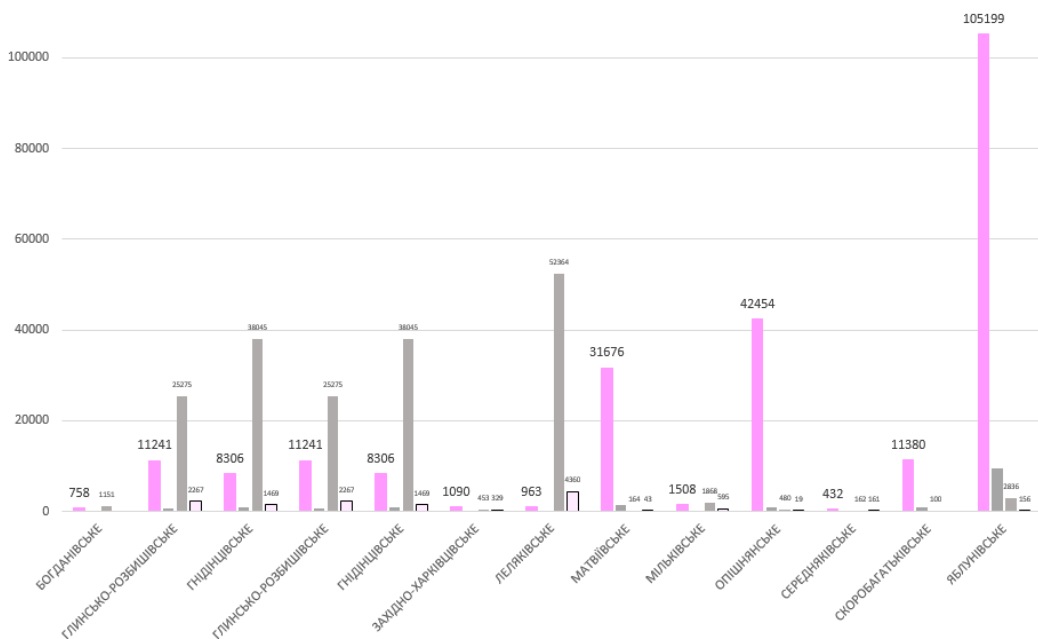


Рис. 4.6. – Гістограма розподілу обсягів початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини нафтогазоконденсатних родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

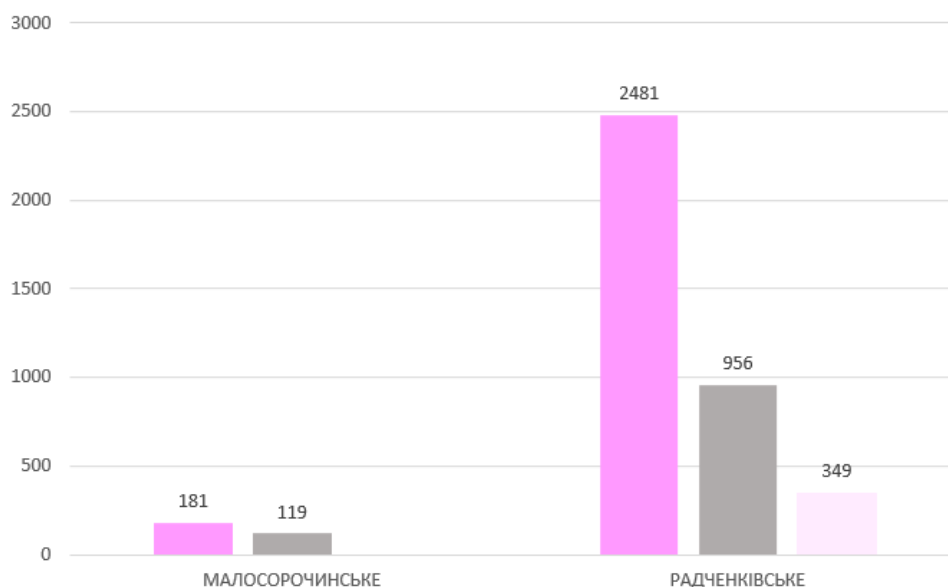


Рис. 4.7. – Гістограма розподілу обсягів початкових видобувних запасів вуглеводнів за типом вуглеводневої речовини нафтогазових родовищ Глинсько-Солохівського газонафтогазоносного району (побудовано автором).

4.1. Розподіл фазового складу вуглеводнів у межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

Побудовані гістограми розподілу компонентного складу вільного газу продуктивних горизонтів: серпухова, візе, турнея, родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району побудовані за допомогою програмного забезпечення Excel, дивитись рисунки 5.1.1., 5.1.2., 5.1.3.

Склад вільного газу відкладів серпухова і візе представлений здебільшого метаном, етаном, пропаном. Вільний газ візейських відкладів характерно відрізняється від газу серпуховських збільшеним на 10-15% вмістом метану у складі. У візейських відкладах газу виявлено трохи менший вміст етану, пропану, ізобутану, нормального бутану, пентану + та азоту у складі вільного газу порівняно з газом серпуховських відкладів. З іншого боку, двооксид вуглецю виявлено у більшій кількості у складі газу візейських відкладів.

Фізико-хімічні властивості та компонентний склад вуглеводнів у даному районі демонструють велику різноманітність і залежать від термобаричних умов в глибинах землі, а також від розподілу органічної речовини на різних глибинах.

При низьких температурах рідинної фази системи, вміст нафтоених сполук (сполук замкнутого циклу) зазвичай збільшується, тоді як при високих температурах переважають ароматичні сполуки. Проте загалом, вміст метанових гомологів (найпростіших сполук вуглеводнів) перевищує кількість нафтоених і ароматичних компонентів, враховуючи їх загальну кількість.

Нафти за густиною переважно легкі (783-875 кг/м³), малосірчисті (0,094-0,56%) Вільні гази містять від 72 до 95% метану. У досліджуваному районі «сухі» гази практично відсутні. На родовищах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району рідинна фаза в газоконденсатних системах становить 760-1000 г/м³ і більше.

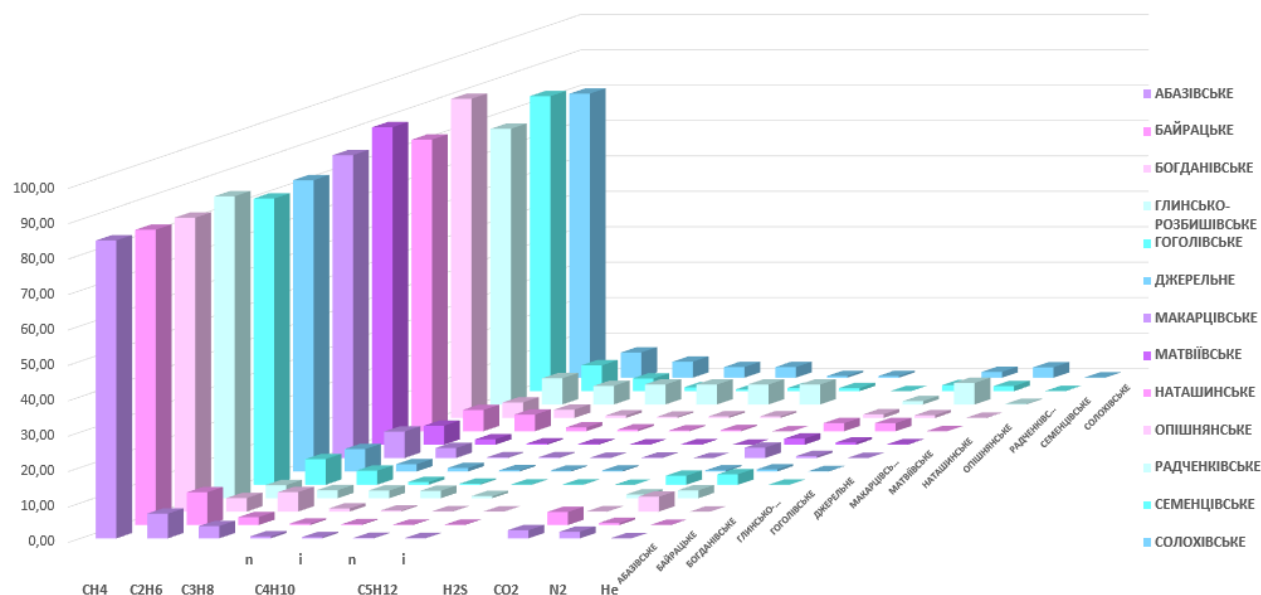


Рис. 5.1.1. – Компонентний склад вільного газу продуктивних горизонтів серпухова родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

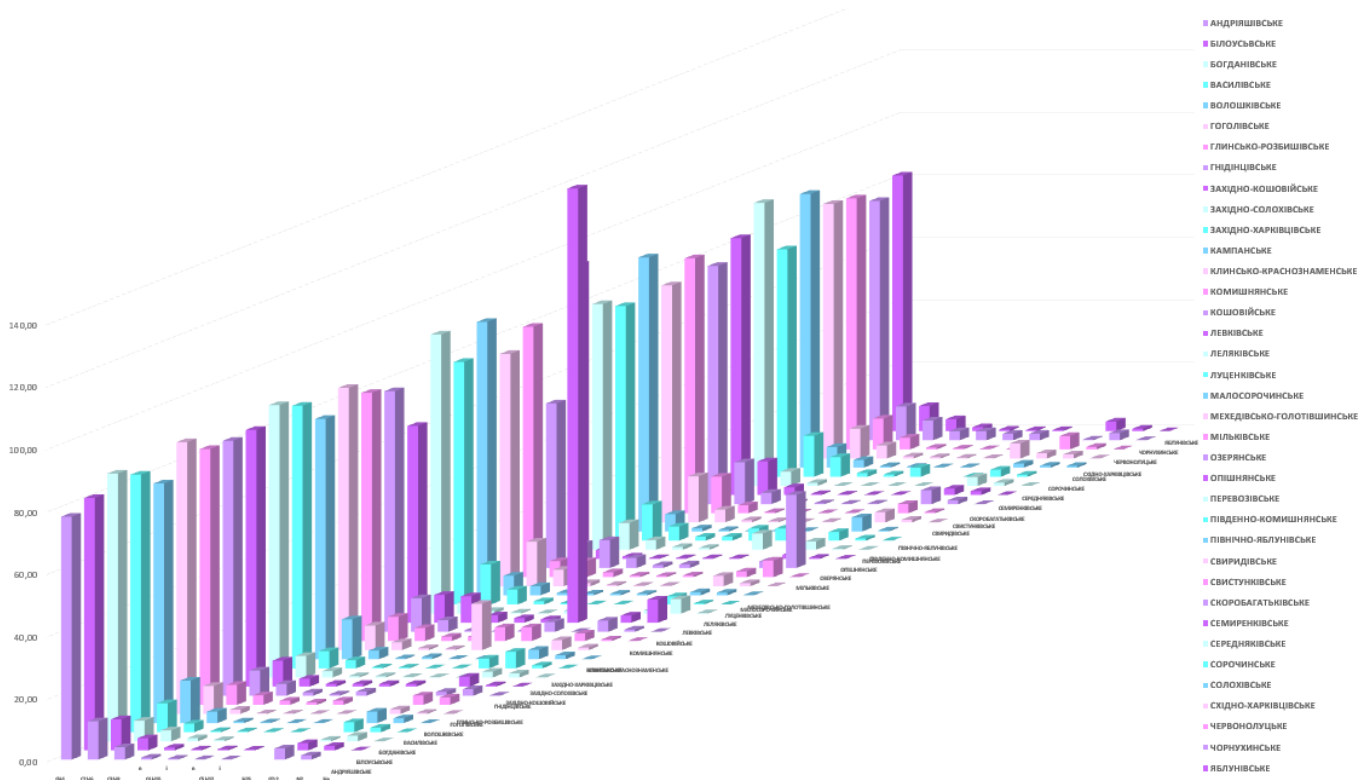


Рис. 5.1.2. – Компонентний склад вільного газу продуктивних горизонтів візе родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

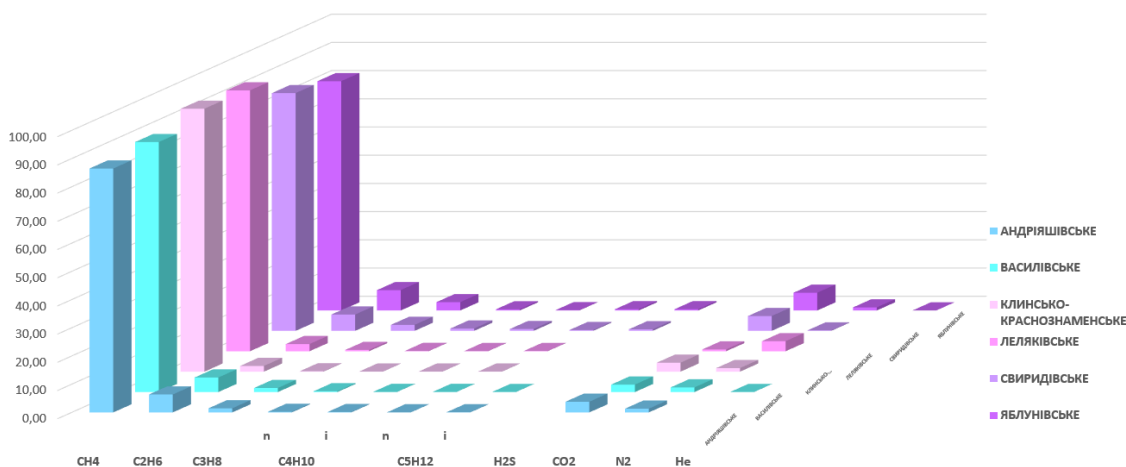


Рис. 5.1.3. – Компонентний склад вільного газу продуктивних горизонтів турнея родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (побудовано автором).

РОЗДІЛ 5. МОДЕЛЮВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЕМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ГЛИБОКО ЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ГЛИНСЬКО- СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ.

Статистично проаналізувавши дані фільтраційно-емнісних властивостей порід-колекторів глибоко занурених горизонтів, було визначено середні значення пористості і проникності по горизонтах серпухова і візе по родовищам Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, і побудовані просторові моделі розподілу пористості і проникності по Глинсько-Солохівському району за допомогою програмного забезпечення Surfer (рисунки 5.1; 5.2; 5.3; 5.4).

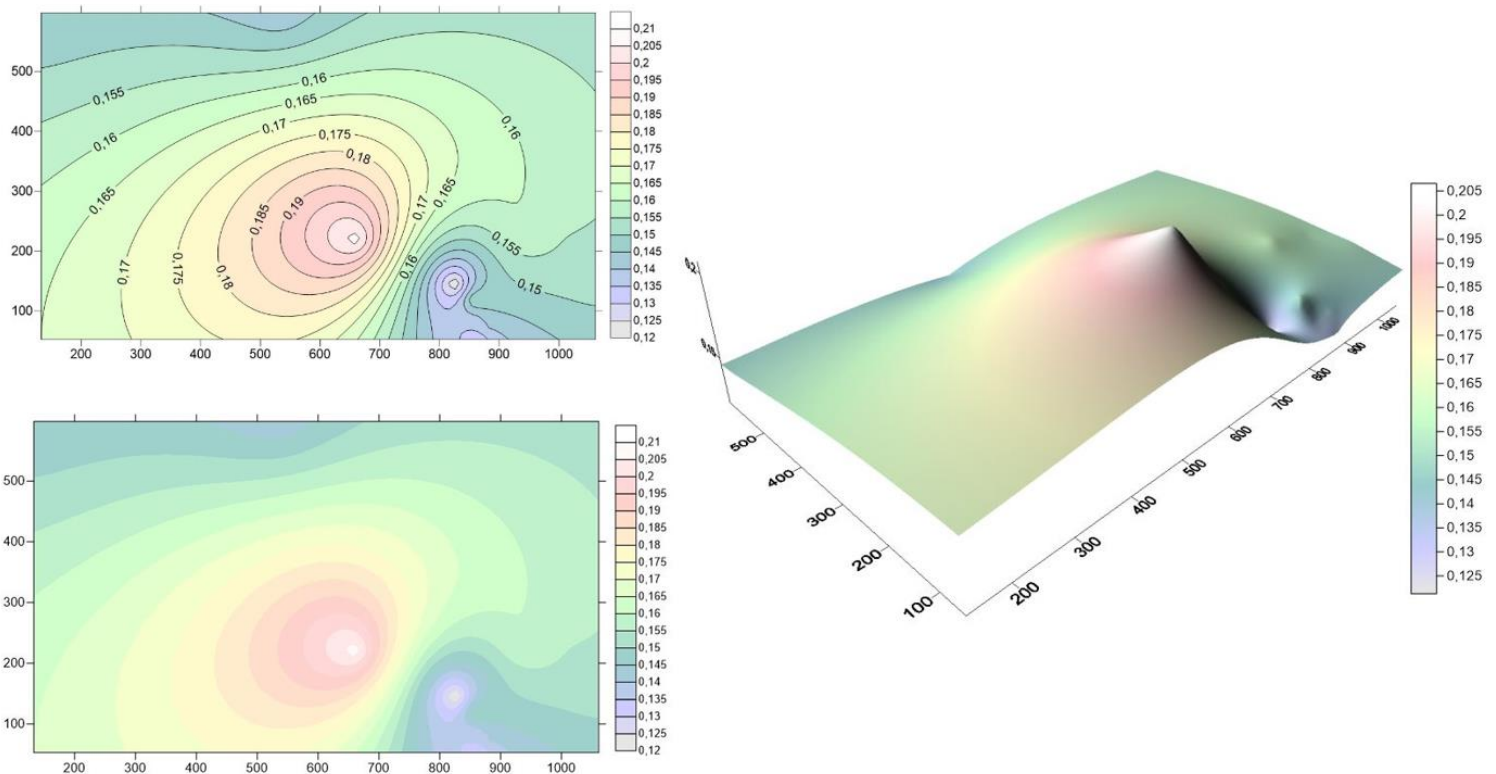


Рис. 5.1. – Просторова модель розподілу пористості за серпуховським горизонтом (побудована автором).

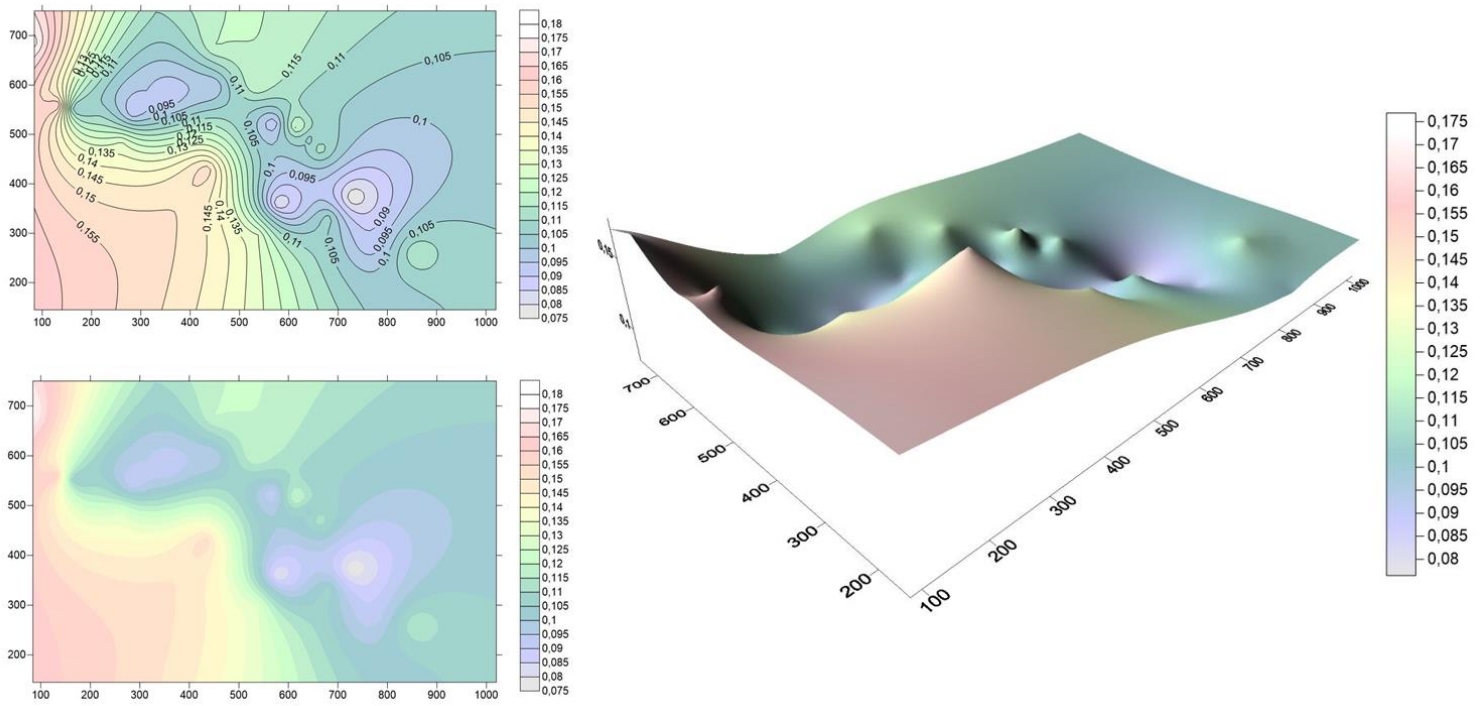


Рис. 5.2. – Просторова модель розподілу пористості за візейським горизонтом (побудована автором).

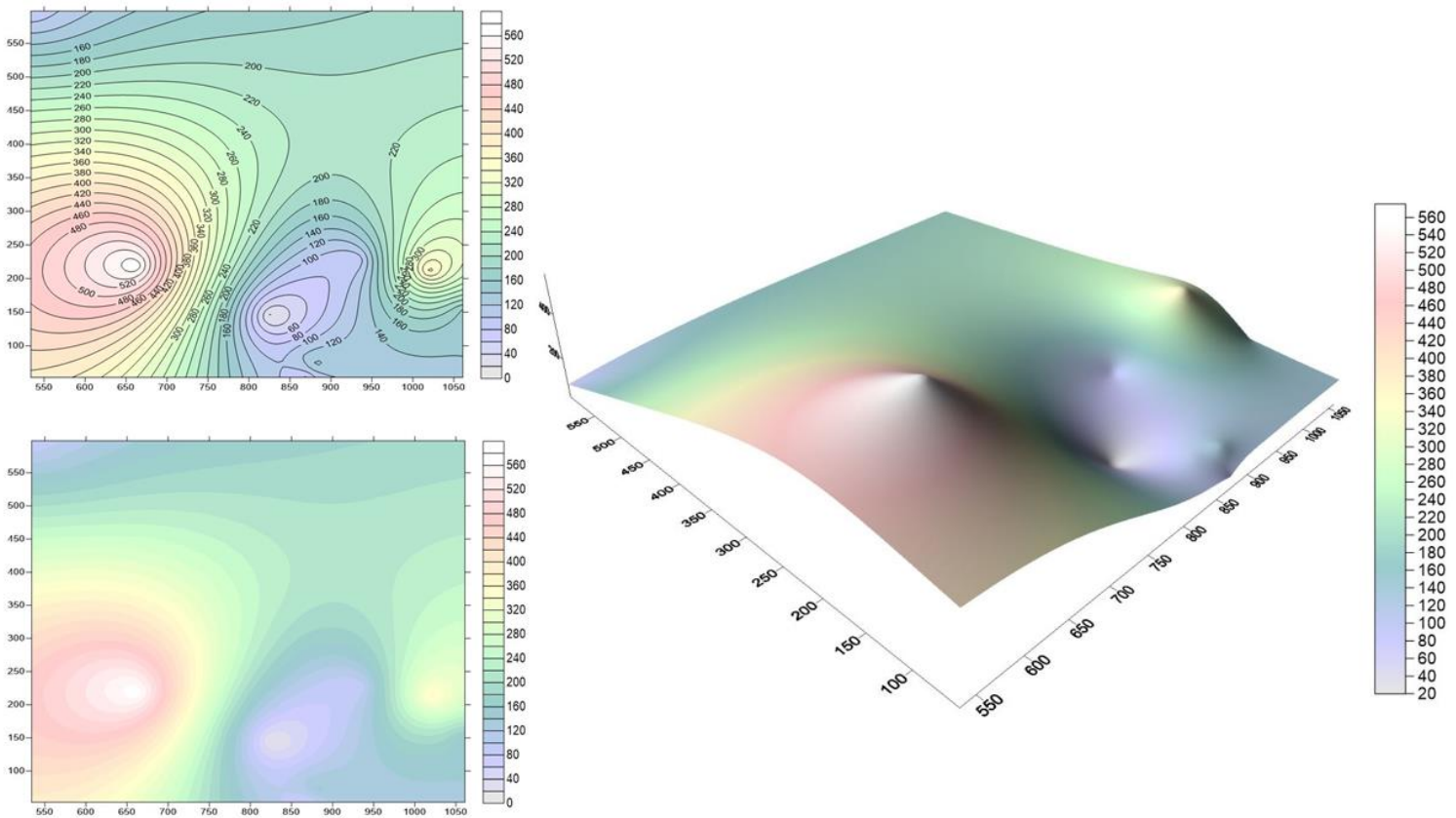


Рис. 5.3. – Просторова модель розподілу проникності за серпуховським горизонтом (побудована автором).

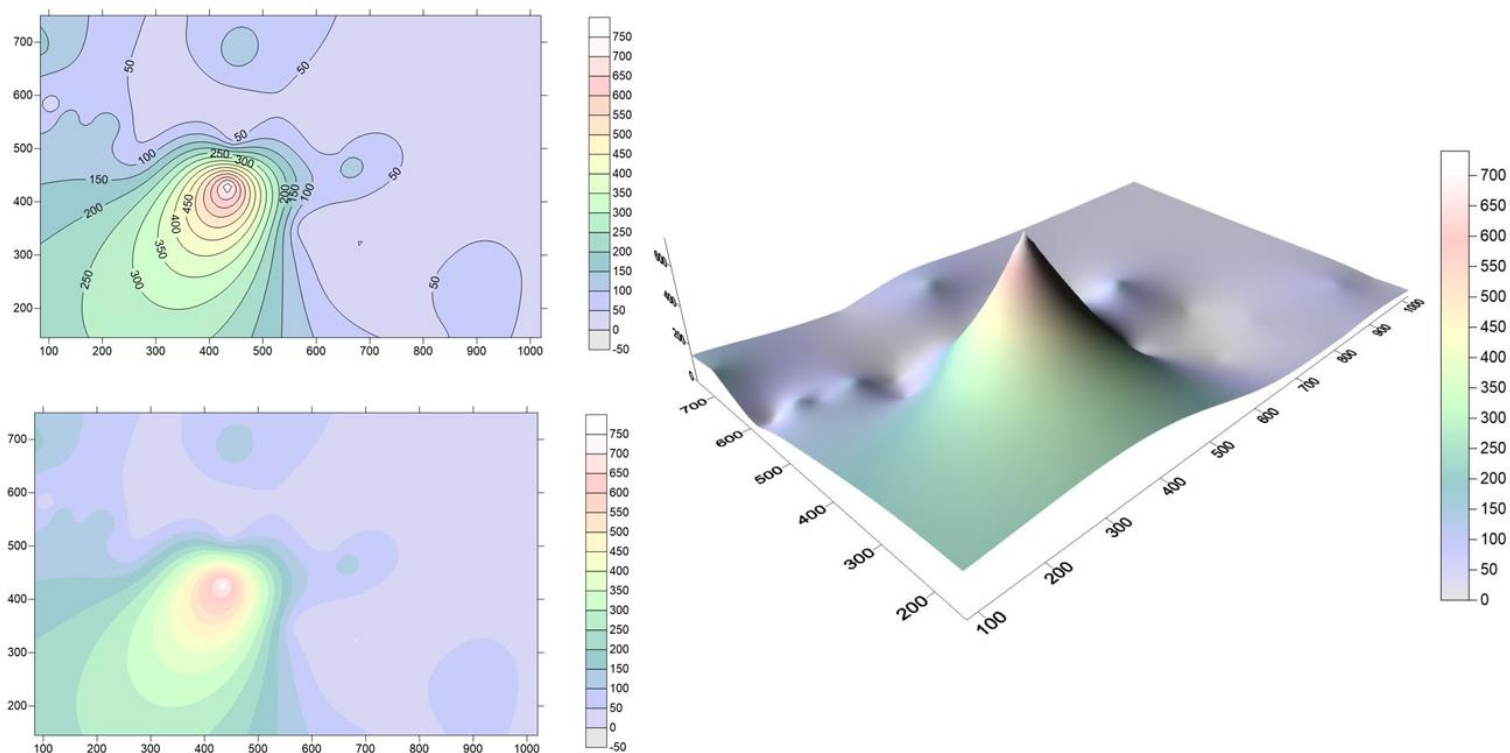


Рис. 5.4. – Просторова модель розподілу проникності за візейським горизонтом (побудована автором).

Продуктивні горизонти Серпуховського та Візейського ярусів відрізняються за природою своєї пористості та проникності. Серпуховські відклади переважно мають первинну пористість, тоді як візейські відклади характеризуються комбінацією первинної та вторинної тріщинуватості. Візейські відклади також проявляють бімодальний розподіл, що свідчить про наявність вторинної тріщинуватості та інших глибинних перетворень гірських порід.

Як і Серпуховські, так і верхньовізейські товщі є поліфаціальними і формувались у мілководно-морських та прибережних умовах, які часто змінювались. Товщі складаються з перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Іноді можуть зустрічатись обвуглені рослинні залишки та тонкі вугільні шари. Пісковики зазвичай мають сірий або світло-сірий колір, переважно дрібно- та середньозернисті, складені з кварцу та кварц-польовошпатових зерен з

каоліновим цементом, іноді містять глинисті компоненти. Вони можуть бути міцними та щільними. Однак пісковики продуктивного горизонту С-5 суттєво відрізняються від інших. Вони мають різнозернисту структуру, з середньо- та крупнозернистими компонентами і максимальними значеннями пористості та проникності. Газоконденсатні поклади цього горизонту є пластовими та тектонічно екранованими. Під час буріння не спостерігається заміщення колекторів ущільненими пісковиками та алевролітами вздовж їх простягання. Замість цього, поклади візейських продуктивних горизонтів обмежені літологічними характеристиками та пов'язані з заміщеннями у бічному напрямку теригенних колекторів ущільненими породами.

Особлива увага була приділена ознакам вторинних змін в породах Серпуховського та Візейського ярусів. Візейські породи виявилися більш ущільненими, і лише деякі ділянки мають колекторні властивості. Припускається, що на цих ділянках поширені мікро- та макротріщинуваті породи з частими дзеркалами ковзання та стилітовими швами. Тріщини часто заповнені бітумами, можуть зустрічатися сульфідні та кристали кальциту. Всі ці ознаки вторинних перетворень не є характерними для Серпуховських порід.

Розподіл коефіцієнта відкритої пористості для порід Серпуховського ярусу має близький до нормального розподіл, що свідчить про її первинний генезис, обумовлений умовами седиментації. З іншого боку, розподіл коефіцієнта відкритої пористості для Візейських порід має два пікові значення, а також дещо підвищені значення проникності. Це свідчить про змішаний (первинний і вторинний) генезис пористості, що є характерним для Візейських порід.

Дослідження літології підтверджують, що це може бути пояснено впливом вторинної тріщинуватості на збільшення пористості ущільнених порід верхньовізейського ярусу. Ймовірно, ділянки з розвитком тріщинуватості поширені

місцево і заміщуються ущільненими породами по простяганню, утворюючи літологічно екрановані поклади вуглеводнів.

Згідно з теоретичними розрахунками, на великих глибинах осадові гірські породи ущільнюються і майже повністю втрачають поровий простір. Однак, детальне вивчення керну, проведене академіком О. Ю. Лукіним та іншими, підтвердило, що поклади вуглеводнів на великих глибинах накопичуються в утворених вторинних колекторах, що формуються в ущільнених породах внаслідок вторинної тріщинуватості та метасоматичних перетворень мінералів (Лукін, 2014 р.).

Після аналізу результатів досліджень теригенних колекторів серпуховського та візейського ярусів, відмічено, що ці горизонти, які розділяються в розрізі приблизно 1000 м товщею осадових порід, відрізняються в своїй природі пористості та проникності. Серпуховські породи в основному мають первинну пористість, яка обумовлена умовами седиментації. З іншого боку, візейські породи мають змішану первинну та вторинно-тріщинувату пористість.

Детальне дослідження керну, проведене академіком О. Ю. Лукіним та його колегами, підтвердило, що на великих глибинах осадові гірські породи ущільнюються та втрачають свій поровий простір. Проте, виявлено, що візейські колектори, які знаходяться на великій глибині (понад 5000 м), накопичують вуглеводні у вторинних колекторах. Ці вторинні колектори формуються внаслідок вторинної тріщинуватості та метасоматичних перетворень мінералів ущільнених порід (Лукін, 2014 р.).

Отже, можна зробити висновок, що продуктивні горизонти Глинсько-Солохівського газонафтоносного району мають різну природу пористості і проникності. Серпуховські породи в основному мають первинну пористість, тоді як візейські породи характеризуються змішаною первинною та вторинно-тріщинуватою пористістю.

ВИСНОВКИ

1. Проаналізовано геологічну будову глибокозанурених горизонтів Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.
2. Проведено порівняльну характеристику порід-колекторів глибокозанурених покладів родовищ досліджуваного газонафтоносного району.
3. Проведено аналіз природи додаткової пористості порід колекторів на великих глибинах.
4. Визначено природу пористості та проникності (у відкладах серпуховського ярусу – первинна, у відкладах візейського ярусу – змішана – первинна та вторинна (тріщинна)).
5. Проаналізувати компонентний склад вуглеводнів продуктивних горизонтів з великих глибин.
6. Побудовані об'ємні моделі фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів глибокозанурених горизонтів Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.
7. Встановлено перспективність нафтогазоносності глибокозанурених колекторів у візейських відкладах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бандуренко М.В. Порівняльна характеристика колекторів серпуховського і візейського ярусів Гоголівського газоконденсатного родовища (Дніпровсько-Донецька западина), Матеріали XI Всеукраїнська молодіжна наукова конференція-школа «Сучасні проблеми наук про Землю» (Київ, 14-16 квітня 2021 р.)
2. Бандуренко М.В. Порівняльна характеристика фільтраційних властивостей глибоко занурених колекторів родовищ Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (Дніпровсько-Донецька западина), Матеріали XIII Всеукраїнська молодіжна наукова конференція-школа «Сучасні проблеми наук про Землю» (Київ, 12-14 квітня 2023 р.)
3. Бондарчук В.Г. Чебаненко И.И. Закономерности развития региональной тектоники Украины, "Наукова думка", 1983 р.
4. Будаєва В.В. Здоровенко М.І. Звіт про роботи на Дьячковсько-Семенцівській площі, Фонди об'єднання "Полтавнафтогазгеологія", Полтава, 1979 р.
5. ДНВП "Геоінформ України", Державний баланс запасів корисних копалин України, випуск 60, 2021 р.
6. Заставний Ф.Д., Фізична географія України, 2000 р.
7. Іванюта М.М. Атлас родовищ нафти і газу України. Української нафтогазової академії «УНГА» і Українським державним геологорозвідувальним інститутом, Львів, 1998 р.
8. Липська Г.Т. та ін. Результати сейсмозвідувальних робіт МСГТ на Східно-Петренківській площі виконаних в 2001-2002 роках, ДГП "Укргеофізика" СУГРЕ, 2002 р.
9. Лукін А.Е. Вуглеводневий потенціал великих глибин і перспективність його розробки в Україні. Геофізичний журнал, 2014 р.

- 10.Тарнавский І.І., Рябоконтъ Г.А. Геологічна будова Гадячської площі за даними структурно-картувального буріння 1961 – 1962 р.
- 11.Шибецька Т.І. Уточнено проєкт дослідно-промислової розробки горизонту В-16, Київ, 2008 р.