

Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Лукін О.Ю.

« 17 » 01 2025 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 17 » 01 2025 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

Прогноз нафтогазоносності та оцінка перспективних ресурсів вуглеводнів
Попаснянсько-Самарської площі

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Вовк М.О.

посада, наук.ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Савісько Антон Романович

студент, ПІБ

група 601-НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

Ст. викл. Вовк М.О.

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

Ст. викл. Ващенко А.В.

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доцент Ільїн А.М.

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

Ст. викл. Вовк М.О.

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.25

Полтава 2025

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Лукін О.Ю.

« 14 » 19 2024 року

[Підпис]

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 14 » 19 2024 року

[Підпис]

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Савісько Антон Романович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Прогноз нафтогазоносності та оцінка перспективних ресурсів вуглеводнів Попаснянсько-Самарської площі

Керівник роботи старший викладач Вовк М.О.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від 09 08 2024 року № 818-7, а

2. Строк подання студентом роботи 17.09.25

3. Вихідні дані до роботи: 1. Науково-технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, сейсмо-геологічні профілі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: аналіз сучасного стану питання, мета та задачі дослідження, аналіз геологічної будови Попаснянсько-Самарської площі, обсяг пошуково-розвідувальних робіт, прогноз нафтогазоносності та оцінка перспективних ресурсів вуглеводнів Попаснянсько-Самарської площі.

5. Перелік графічного матеріалу: оглядова площа робіт, структурна карта по відбивальному горизонту, сейсмологічний розріз, хімічний склад і фізичні властивості пластових вод на сусідніх площах, комплекс геофізичних досліджень у свердловині №1 Попаснянсько-Самарської площі, підрахункові параметри та перспективні ресурси газу Попаснянсько-Самарської площі, підрахункові параметри та перспективні ресурси нафти Попаснянсько-Самарської площі

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1.	ст. викл. Вовк М. О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 2.	ст. викл. Валовишова Т. В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 3.	доц. Малишук Т. М.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 4.	ст. лектор Вовк М. О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

7. Дата видачі завдання 17.09.25

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел	14.10.24 - 27.10.24
2	Обґрунтування методики виконання досліджень	28.10.24- 10.11.24
3	Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження	11.11.24 - 30.11.24
4	Висновки і рекомендації	01.12.24 - 15.12.24
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12.24 - 05.01.25
6	Попередні захисти робіт	06.01.25– 17.01.25
7	Захист роботи	20.01.25– 24.01.25

Студент

[Signature]
(підпис)

Савісько А.Р.
(прізвище та ініціали)

Керівник проєкту (роботи) *[Signature]* старший викладач Вовк М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ABSTRACT	7
ВСТУП	8
1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ	10
1.1. Аналіз сучасного стану питання	10
1.2. Нафтогазоносність прибортової частини зони Дніпровсько- Донецької западини	15
1.3. Географо–економічні умови Попаснянсько-Самарської площі	22
1.4. Геолого-геофізична вивченість Попаснянсько-Самарської площі ..	26
1.5. Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень	31
2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ	32
2.1. Стратиграфія Попаснянсько-Самарської площі	32
2.2. Тектоніка Попаснянсько-Самарської площі	41
2.3. Гідрогеологічна характеристика Попаснянсько-Самарської площі .	45
2.4. ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	49
3. ОБСЯГ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	50
3.1. Загальна характеристика пошуково-розвідувальних робіт	50
3.2. Обґрунтування типової конструкції свердловини	51
3.3. Обґрунтування прогнозних пластових тисків і температур свердловинах Попаснянсько-Самарської площі	52
3.4. Система розташування свердловин	54
3.5. Комплекс геолого-геофізичних досліджень	57
3.6. Висновки до розділу 3	62

4. ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ	64
4.1. Прогноз нафтогазоносності Попаснянсько-Самарської площі	64
4.2. Оцінка перспективних ресурсів Попаснянсько-Самарської площі .	67
4.3. Висновки до розділу 4	69
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК А	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗВІДАНИХ РОДОВИЩ І ПРОЯВЛЕНЬ НАФТИ ТА ГАЗУ	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК Б	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
СТРУКТУРНА КАРТА ПО ВІДБИВАЛЬНОМУ ГОРИЗОНТУ V _{B2} -п(C ₁ V ₂)	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК В	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
СЕЙСМОГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ І-І, (ФРАГМЕНТ СЕЙСМОПРОФІЛЮ 33 ₂₄ 3805)	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК Г	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
СЕЙСМОГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ ІІ-ІІ, (ФРАГМЕНТ СЕЙСМОПРОФІЛЮ 29 ₂₄ 3805)	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК Д	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ХІМІЧНИЙ СКЛАД І ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ВОД НА СУСІДНІХ ПЛОЩАХ	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК Е	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
РЕЗУЛЬТАТИ ВИМІРІВ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В СВЕРДЛОВИНАХ ЛЕВЕНЦІВСЬКОЇ І ІЛІЧІВСЬКОЇ ПЛОЩІ	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ДОДАТОК Ж	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.

ПРОГНОЗ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ І ТЕМПЕРАТУР ПО СВЕРДЛОВИНІ
№ 1 ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ. **ERROR! BOOKMARK
NOT DEFINED.**

ДОДАТОК К.....**ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**

КОМПЛЕКС ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У СВЕРДЛОВИНІ № 1
ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ **ERROR! BOOKMARK NOT
DEFINED.**

ДОДАТОК Л.....**ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**

ПІДРАХУНКОВІ ПАРАМЕТРИ ТА ПЕРСПЕКТИВНІ РЕСУРСИ ГАЗУ
ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ **ERROR! BOOKMARK NOT
DEFINED.**

ДОДАТОК М.....**ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**

ПІДРАХУНКОВІ ПАРАМЕТРИ ТА ПЕРСПЕКТИВНІ РЕСУРСИ
НАФТИ ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ **ERROR! BOOKMARK
NOT DEFINED.**

АНОТАЦІЯ

Савісько А.Р. Прогноз нафтогазоносності та оцінка перспективних ресурсів вуглеводнів Попаснянсько-Самарської площі. - Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 103 Науки про Землю. - Національний університет Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка, Полтава, 2025.

Робота присвячена прогнозуванню нафтогазоносності та оцінці перспективних ресурсів вуглеводнів Попаснянсько-Самарської площі.

У першому розділі проаналізовано результати попередніх досліджень з прогнозування нафтогазоносності прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини.

У другому розділі охарактеризовано геологічну будову Попаснянсько-Самарської площі, стратиграфію, тектоніку, гідрогеологічну характеристику.

У третьому розділі сплановано обсяг пошуково-розвідувальних робіт на Попаснянсько-Самарській площі.

У четвертому розділі проведено аналіз основних характеристик покладів вуглеводнів та прораховано запаси та ресурси нафти та газу.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ, ПЕРСПЕКТИВНІ РЕСУРСИ, НАФТА, ГАЗ.

ABSTRACT

Savisko A.R. Forecast of oil and gas content and estimation of prospective hydrocarbon resources of the Popasna-Samarsko-Samarsk area. - Master's thesis in the specialty 103 Earth Sciences. - National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2025.

The work is devoted to the forecasting of oil and gas content and estimation of prospective hydrocarbon resources of the Popasna-Samarske area.

The first section analyzes the results of previous studies on predicting the oil and gas content of the coastal part of the Dnipro-Donetsk Basin.

The second section describes the geological structure of the Popasna-Samarsko-Samarske area, stratigraphy, tectonics, and hydrogeological characteristics.

The third section describes the scope of exploration and appraisal works in the Popasna-Samarske area.

The fourth section analyzes the main characteristics of hydrocarbon deposits and estimates oil and gas reserves and resources.

KEYWORDS: OIL AND GAS CONTENT, PRODUCTIVE RESERVOIR, PROSPECTIVE RESOURCES, OIL, GAS.

Вступ

Актуальність теми дослідження: визначається необхідністю вирішення низки питань, пов'язаних із ефективним використанням нафтогазових ресурсів. Геологічна будова Попаснянсько-Самарської площі включає складну систему тектонічних порушень, локальних підняття та вугленосних пластів, які створюють умови для накопичення вуглеводнів. Відомо, що девонські та карбонові відклади, які поширені на цій площі, є перспективними для відкриття нових покладів. Геологічні особливості, вивчені на основі багаторічних геофізичних досліджень сусідніх площ та родовищ, свідчать про наявність значних запасів вуглеводнів, що робить її ключовою територією для подальшого освоєння. Проте, для їх ефективного освоєння необхідно провести додаткові дослідження та уточнити прогностичні ресурси.

Мета роботи – удосконалення методики прогнозу нафтогазоносності та оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів на прикладі Попаснянсько-Самарської площі.

Задачі дослідження:

1. Аналіз стратиграфічної та тектонічної будови площі з використанням наявних геофізичних та геологічних даних.
2. Оцінка перспектив нафтогазоносності на основі аналізу локальних структур та прогнозу нафтогазових ресурсів.

3. Проведення комплексу геолого-геофізичних досліджень

Об'єкт дослідження – процес формування нафтогазоносних об'єктів у межах Самарсько-Попаснянської площі.

Предмет дослідження – фільтраційно-ємнісні параметри, ефективна потужність та літологічний склад порід-колекторів перспективних горизонтів.

Методи дослідження включають використання сучасних геолого-геофізичних методів, зокрема, сейсмічних робіт, буріння розвідувальних свердловин, а також лабораторні дослідження керну. Для аналізу тектонічної будови і вивчення глибоких структур застосовувались геофізичні дослідження, що дозволяють оцінити можливості залягання вуглеводнів на глибинах від 1,5 до 2,5 км.

Наукова новизна полягає в:

1. Створені сучасного прогнозу нафтогазоносності на основі аналізу нафтогазоносності родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району та результатів комплексного прогнозування нафтогазоперспективності об'єктів осадового чохла шляхом виділення специфічних аномалій гравітаційного, магнітного, геоелектричного полів.

Практична цінність:

1. Результати дослідження розширюють уявлення про нафтогазоносність Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, оцінку його перспективних ресурсів.

Структура роботи - кваліфікаційна робота виконана на 84 сторінках, з яких 73 сторінки основного тексту, 5 рисунків, 5 таблиць. Вона також містить десять графічних додатків, що включають в себе: характеристику розвіданих родовищ і проявлень нафти і газу, структурну карту по відбивальному горизонту, сейсмологічний розріз, хімічний склад і фізичні властивості пластових вод, результати вимірів пластових тисків, прогноз пластових тисків і температур по свердловині №1, комплекс геофізичних досліджень, підрахункові параметри та перспективні ресурси газу, підрахункові параметри та перспективні ресурси нафти.

1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Аналіз сучасного стану питання

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є одним із найбільших і найперспективніших регіонів України щодо нафтогазоносності. Впродовж тривалого часу її дослідження дозволили не лише сформуванню уявлення про геологічну будову, але й відкрити низку значних родовищ, розробити ефективні методи оцінки ресурсів і стратегії видобутку [1].

Розвиток досліджень у цьому регіоні можна поділити на кілька етапів. Початковий етап (1920–1930-ті роки) був спрямований на загальне вивчення геологічної будови та виявлення перспективних районів. Перші роботи, проведені М.С. Шатським, заклали основи розуміння нафтогазоносності району, а буріння Ф.О. Лисенка у 1936 році призвело до відкриття Роменського нафтового родовища – першого значного відкриття в ДДЗ [5]

Післявоєнний період (другий етап) ознаменувався швидким розвитком розвідувальних робіт. Саме в цей час колективи дослідників, зокрема геологи трестів «Укрсхіднафторозвідка», «Полтаванафтогазрозвідка» і «Чернігівнафтогазрозвідка», у співпраці з Інститутом геологічних наук АН

УРСР, розробили стратиграфічну схему карбону, виділили мікрофауністичні горизонти, що дозволило значно покращити методика пошуків. Завдяки роботам Н.Є. Бражнікової, Є.І. Пашкевич, Л.Ф. Ростовцевої та інших було виділено кілька нових горизонтових рівнів і детально охарактеризовано їх палеонтологічний склад [18]

Вивчення геологічної будови ДДЗ у цей період вимагало розробки самостійної стратиграфічної схеми карбону – основного нафтогазоносного комплексу ДДЗ. Адже спроби застосування для цього стратиграфічної схеми Донбасу, виявились малоефективними. Це пояснювалось істотними відмінностями у режимах седиментації, фаціальних і палеогеографічних умовах у межах єдиного басейну, що охоплював Донбас та ДДЗ [35]

Колективами дослідників трестів «Укрехіднафторозвідка», «Полтаванафтогазрозвідка» та «Чернігівнафтогазрозвідка» у тісній співпраці з Інститутом геологічних наук АН УРСР була розроблена схема розчленування карбону з виділенням мікрофауністичних горизонтів (МФГ). Основна заслуга в розробці цієї схеми, що базується на вивченні форамініфер, належить Н.Є. Бражніковій та іншим дослідникам [2].

В 1965-1967 рр. значний внесок у вивчення стратиграфії і літології нижньокам'яновугільних відкладів внесли О.Ю. Лукін і Л.А. Трухан [6, 15, 17]. В розрізі карбону ці дослідники виділили формаційні комплекси, вивчили їх будову і виявили закономірності їх поширення від Донбасу до Чернігова.

У 1970–1990-х роках (третій етап) були проведені широкомасштабні пошуково-розвідувальні роботи на нафту та газ на всій території Дніпровсько-Донецькій западини від Луганська до Чернігова, відкрита більша частина відомих сьогодні родовищ нафти і газу [12]. Впроваджується більш досконалий метод спільної глибинної точки у сейморозвідувальні роботи. Цей етап ознаменувався відкриттям низки родовищ вуглеводнів, серед яких Яблунівське, Єфремівське, Котелевське, Західно-Хрестищенське, Березівське та ін. [3]

Наукові праці таких вчених, як Г.І. Вакарчук, Л.Г. Вінниченко, О.Ю. Лукін, стали основою для уніфікації схем індексації продуктивних горизонтів. Вперше були виділені формаційні комплекси в межах карбону, визначено їх літолого-фаціальні характеристики, що дало змогу підвищити точність прогнозів нафтогазоносності [11].

Особливий внесок у розвиток стратиграфії зробили роботи О.Ю. Лукіна, А.О. Білика, Л.П. Кононенка, які вперше запропонували систематизацію та кореляцію вуглеводневих відкладів не лише в межах ДДЗ, але й у порівнянні з Донбасом та Руською платформою. Роботи Б.П. Кабишева та Г.І. Вакарчука дозволили узагальнити дані про стратиграфічні перерви й незгідності в розрізах, що стало вагомим внеском у прогнозування перспектив нафтогазоносності [20].

В 1970-1974 рр. Г.І. Вакарчук, Л.Г. Вінниченко, В.О. Погребняк розробили першу єдину схему індексації продуктивних горизонтів кам'яновугільних та пермських відкладів для всієї території ДДЗ [11]. Були проведені ретельні дослідження по уніфікації і кореляції продуктивних горизонтів всіх відкритих на той час родовищ. Схема базувалась на численних палеонтологічних, літолого-фаціальних дослідженнях з урахуванням промислово-геофізичних даних. В 1977 р. побачила світ фундаментальна монографія О.Ю. Лукіна, в якій вперше в розрізі карбону ДДЗ виділено низку формаційних комплексів, висвітлено умови їх утворення і поширення, визначено характер вторинних процесів і окреслено перспективи нафтогазоносності [23].

Важливі дослідження виконані по стратиграфічному розчленуванню і вивченню умов утворення рифогенно-карбонатних комплексів палеозою. О.Ю. Лукіним вперше доведено існування органогенних споруд в нижній пермі, карбоні і девоні та їх високі перспективи нафтогазоносності, що яскраво підтвердилось відкриттям нових родовищ в карбонатних відкладах [7].

За концепцією глибинної дегазації Землі, підтриманої академіком Лукіним О.Ю. [4], на моноклінальних схилах УЩ і Воронежського масиву, як і в зонах їх зчленування з ДДЗ, зосереджені ареали найбільш інтенсивного нафтогазонакопичення. Ці ареали не в повній мірі контролюються особливостями тектоніки осадового чохла і кристалічного фундаменту, захоплюючи і бортові зони з різко скороченою товщиною палеозойських відкладів, що, на думку академіка, свідчить про існування глибинного джерела газу.

Сучасний етап досліджень розпочався на початку 2000-х років. У цей час основна увага приділяється пошукам неструктурних пасток і нетрадиційних вуглеводнів. Проведення об'ємної 3D сейморозвідки дозволило картувати нові перспективні площі, зокрема Личківське, Багатойське та Ливенське родовища. Великий внесок у розробку цих технологій зробили О.Ю. Лукін, В.К. Гавриш, Л.П. Кононенко, які детально вивчили умови формування карбонатних пасток, їх літологічні та палеогеографічні характеристики. [9]

Лебідь В.П. перспективи відкриття нових родовищ ВВ також пов'язує з нижнім нафтогазоносним комплексом (НК) на північному і південному плечах Дніпровсько-Донецького розсуву і зазначає, що поклади в НК варто шукати неодноразомно з осадовими (як це практикується нині), бо відкриття їх відбуватимуться майже випадково. На південному плечі правило Кудрявцева (під покладами в осадовому чохлі мають існувати поклади ВВ у кристалічному фундаменті) не підтверджується, бо слабкою ланкою продуктивності осадового чохла є його погана гідрогеологічна закритість [13].

Прогнозування нафтогазоносності надр базується на принципі аналогії, тобто порівняльної оцінки геологічної будови й нафтогазоносності окремих територій із врахуванням виявлених закономірних зв'язків формування і розміщення скупчень нафти і газу. Важливе значення при цьому має кількісна оцінка можливих масштабів нафтогазоносності досліджуваного

об'єкта. Вона здійснюється шляхом оцінки прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу. Із врахуванням цих ресурсів плануються обсяги пошуково-розвідувальних робіт [19]

На крайньому південному сході Руденківсько-ролетарського нафтогазоносного району перспективи можуть бути пов'язані з великим Богатойско-Орельско-Затишнрянским мегаатолом, який О. Ю. Лукін зі співавторами вважають єдиним ареалом нафтогазононакопичення [14, 25]. Ними виділені 17 локальних об'єктів, з якими пов'язуються значні перспективи відкриття нових покладів нафти і газу. Богатойське родовище є прикладом промислової продуктивності карбонатних відкладів у межах Богатойско-Орельско-Затишнрянского мегаатолу [10]

Продуктивні карбонатні споруди нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини відносяться до специфічних утворень, відомих у геологічній історії як куполи карбонатних платформ [39, 43]. Породи, які їх складають, отримали назву уолсортських фацій за назвою села в Динантському басейні в Бельгії. Вони є масивними пелітоморфними вапняками, що містять розсіяні уламки криноїдей та моховаток і утворюють своєрідні лінзи і куполи. Це повсюдно поширені у північній півкулі фації візейсько-турнейських відкладів. Куполи та масивні покриви вапняків того ж віку детально вивчені в Західній Європі: у Пемброку, Дербіширі та в Пеннінах в Англії та в Ірландії; вони зустрінуті також у Центральній Франції.

В Північній Америці в одновікових відкладах подібні споруди давно вивчені в штатах Монтана [36], Оклахома [38, 40, 42], Арканзас [41], відомі вони і в Техасі [37], провінції Альберта, горах Сакраменто в штаті Нью-Йорк [43].

Основними дослідженнями, на яких базується уява про геологічну будову Попаснянсько-Самарської площі, є значний комплекс геофізичних (магніторозвідка, електророзвідка, гравірозвідка, сейморозвідка МВХ, МСГТ і КМЗХ, сейсмокаротажні дослідження) і геологічних (структурно-картувальне, структурно-пошукове, пошукове, розвідувальне буріння та

буріння на вугілля Новомосковської КГРЕ) досліджень, які дали можливість вивчити геологічну будову осадового чохла та поверхні кристалічного фундаменту прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [21].

Попаснянсько-Самарська площа відноситься до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, де відкриті багаточисельні родовища нафти та газу у відкладах середнього і нижнього карбону та верхнього девону, встановлені нафтогазопрояви в корі вивітрювання кристалічного фундаменту. Запаси вуглеводнів південної прибортової зони приурочені, в основному, до локальних підняття, згрупованих в антиклінальні зони. На суміжних площах виділяються Левенцівське, Іллічівське, Східно-Голубівське та Голубівське підняття, які входять до Михайлівсько-Левенцівської зони прирозломних структур і на яких виявлені поклади вуглеводнів та спостерігались нафтогазопрояви [3]

Сучасний прогноз нафтогазоносності Попаснянсько-Самарської площі виконаний на основі аналізу нафтогазоносності родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, в першу чергу, найближчих Левенцівського та Голубівського родовищ, та результатів комплексного прогнозування нафтогазоперспективності об'єктів осадового чохла шляхом виділення специфічних аномалій гравітаційного, магнітного, геоелектричного і хвильового полів, які характерні для продуктивних структур, та аналізу будови докембрійських утворень фундаменту, складеної, переважно, на основі гравімагнітних матеріалів із залученням всієї наявної геолого-геофізичної інформації [22]

1.2. Нафтогазоносність прибортової частини зони Дніпровсько-Донецької западини

Запаси вуглеводнів південної прибортової зони приурочені, в основному, до локальних підняття, згрупованих в антиклінальні зони. На суміжних

площах виділяються Левенцівське, Іллічівське, Східно-Голубівське та Голубівське підняття, які входять до Михайлівсько-Левенцівської зони прирозломних структур і на яких виявлені поклади вуглеводнів та спостерігались нафтогазопрояви наведені у додатку А.

На Левенцівському родовищі газоконденсатні скупчення виявлені у відкладах башкирського (горизонт Б-1) та серпуховського (горизонти С-1, С-4, С-18) ярусів. Інтервал нафтогазоносності 710-1325 м. Поклади пов'язані з пластовими, склепінними, тектонічно й літологічно обмеженими пастками. Колекторами є пісковики з середнім значенням коефіцієнта пористості від 12% (горизонт С-14) до 21,5% (горизонт С-18). Їх ефективна товщина в межах 2,8-12,4 м. Слід відмітити, що при випробуванні девонських відкладів на родовищі із інтервалу 2710-2931 м, 2443-2456 м (свердловина № 4) і 2810-2816 м (свердловина № 6) отримано фонтани води з розчиненим газом.

Продуктивні горизонти Голубівського НГКР (Східно-Голубівське підняття) приурочені до відкладів турнейського (Т-1) та башкирського (Б-4, Б-5) ярусів карбону. Інтервал нафтогазоносності 926-2307 м. Поклади пластові, склепінні. Горизонт Т-1 складений неоднорідною пачкою пісковиків різнозернистих, щільних, з прошарками аргілітів, алевролітів та вапняків. По площі літологічно не витриманий. Товщина його – 18-32 м, пористість – 14%. Горизонт Б-5 літологічно по площі не витриманий, складений пісковиками пористістю – 22%, газонасиченістю – 60%. Товщина горизонту Б-4 близько 6,5 м, режим покладів здебільшого пружно-водонапірний.

На Голубівському НГКР (Голубівське підняття) продуктивні горизонти приурочені до відкладів башкирського (горизонт Б-9), серпуховського (горизонти С-3, С-4, С-6, С-17, С-18), візейського (горизонти В-14, В-16, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22) та турнейського (Т-1) ярусів. Інтервал нафтогазоносності 1216-2207 м. Поклади пластові, склепінні, часто тектонічно та літологічно обмежені. Колектори представлені пісковиками,

пористість яких змінюється від 6-13% (горизонт В-18) до 26,6% (горизонти С-3, С-4).

На Іллічівській площі промислові припливи газу отримані в структурно-пошуковій свердловині № 388 із відкладів башкирського ярусу (горизонт Б-б). Абсолютно вільний дебіт газу склав 396 тис. м³/доб. В інших свердловинах, пробурених на структурі на нафту і газ, отримані припливи пластової води з розчиненим газом.

На південь від досліджуваної площі, в межах південного борту ДДЗ, при бурінні вугільних свердловин на різних глибинах і в різних стратиграфічних комплексах зафіксовано нафтогазопрояви.

Детальний аналіз всіх матеріалів по бурінню та дослідженню бітумів району Південного борту, свідчить про перспективи нафтоносності бортової ділянки і залишає надію відкрити тут невеликі за запасами родовища нафти. Нафтопрояви і бітумінозність зафіксовані на глибинах від 180 до 600 м. Місцями, навіть, отримали рідку, в'язку нафту, питома вага якої 0,948 г/см³ (свердловина № 13586). У більшості випадків у тріщинах вапняків та кристалічних породах зустрічаються тверді бітуми, нерідко відмічені насичені бітумом пісковики і алевроліти (свердловини № 56, 65, 4345, 1545, 4389, 4413, 4418, 4421, 4434, 4432, 4435, 1638 та інші). Південніше ділянки робіт, в районі м. Новомосковськ, у свердловинах № 1546, 1538, 81, 86, 96 відмічені нафтопрояви із пісковиків і вапняків верхньовізейського віку. На схід від площі робіт, на Коховській структурі, при бурінні свердловини № 6159 на вибої 604 м стався фонтанний викид газу ($Q_{г}=34$ тис. м³/доб.). Приплив газу був отриманий із пісковиків нижньовізейського віку. За характером будови пасток мікропоклади газу в межах південного борту підрозділяються на склепінні, літологічно обмежені.

Продуктивність порід кори вивітрювання кристалічного фундаменту було виявлено бурінням свердловин № 5 та № 14 на Західно-Ульянівській площі. При випробуванні через фільтр свердловини № 5 з інтервалу 2985-

3055 м було отримано приплив нафтогазоводяної суміші з дебітом: $Q^r=1000$ м³/доб., $Q^h=11$ м³/доб., $Q^b=3,6$ м³/доб. У свердловині № 14 із інт. 3030-3180 м при випробуванні ВПТ було отримано приплив газу дебітом 1275 м³/доб.

Перспективність девонських відкладів підтверджується на Левенцівській площі, при випробуванні в свердловині № 4, пробуреній в присклепінній частині структури, де з інтервалу 2710-2931 м, представленого вапняками, доломітами, пісковиками та алевролітами з прошарками аргілітів, а також видозміненими породами кристалічного фундаменту, отримано приплив мінералізованої води з розчиненим газом. На гирлі свердловини спостерігалось спокійне виділення газу з довжиною факелу 0,5 м.

Крім того, девонські відклади на газоносність були випробувані в свердловині № 6 Левенцівська, пробуреній у межах східної перикліналі структури. З інтервалу перфорації 2810-2816 м отримано потужний газоводяний фонтан (факел газу – 25 м). Свердловина була задавлена глинистим розчином.

Отримані дані по свердловинах № 6 та № 4 Левенцівського родовища свідчать про високі перспективи девонських відкладів.

Відклади турнейського ярусу (горизонт Т-1) на Голубівському НГКР (Східно-Голубівське підняття) випробувані в свердловині № 19 в інтервалі 2295-2310 м – отримали приплив нафти (до 1,5 м³/год.) з водою. Поклад пластовий, склепінний.

Відклади верхньовізейського під'ярусу на Голубівському НГКР (Голубівське підняття) промислово продуктивні в горизонтах В-22, В-21, В-20, В-19, В-18, В-16.

З горизонту В-22 у свердловині № 53 (інтервали 2170-2192 м, 2198-2202,5 м) отримано приплив газу дебітом 87 тис. м³/доб. на 8-мм діафрагмі. Поклад газовий, пластовий, склепінний, тектонічно і літологічно обмежений.

З горизонтів В-21-В-20 у свердловині № 53 (інтервали 2039-2052 м, 2062-2069 м, 2100-2108 м) отримано приплив нафти дебітом 81 т/доб. на 9-мм штуцері. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений.

З горизонту В-19 у свердловині № 23 (інтервал 2038-2045 м) отримано слабкий приплив нафти. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений.

З горизонту В-18 у свердловині № 52 (інтервал 2007-2018 м) отримано приплив нафти (1,7 т/год.). Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений.

З горизонту В-16 у свердловині № 52 (інтервал 1923-1929 м) отримано приплив газу дебітом 149,5 тис. м³/доб. на 14,5-мм діафрагмі, у свердловині № 22 (інтервал 1934-1940 м) отримано приплив газу дебітом 26 тис. м³/доб. на 5-мм діафрагмі, у свердловині № 23 (інтервал 1954-1960 м) отримано приплив нафти. Поклади пластові, склепінні, тектонічно обмежені.

Промислова газоносність відкладів нижньосерпуховського під'ярусу на Левенцівській площі пов'язана із пластами С-14, С-15 та С-16. Слабкі припливи газу отримані із пластів С-14 та С-16 у свердловині № 14 та у свердловині № 17 з пластів С-22, С-17 та С-16, а також в структурно-пошуковій свердловині № 606 із пласта С-16.

У свердловині № 14 із пласта С-19 (інтервали 1746-1752 м, 1763-1772 м) при максимальному зниженні рівня води до глибини 1400 м отримано слабкий приплив горючого газу дебітом 1500 м³/доб. Газ метановий, із вмістом горючих компонентів 96,25%, в тому числі важких вуглеводнів 7,07%.

Крім того, пласт С-19 (1700-1710 м) випробуваний у свердловині № 17, де також отримано незначний приплив газу, дебітом 4,6 тис. м³/доб. Газ метановий. Сумарний вміст граничних вуглеводнів склав 97,17 %, в тому числі важких – 6,68 %.

Слабогазоносним являється пласт С-17, із якого у свердловині № 17 (інтервал перфорації 1518-1530 м) отримано приплив газу дебітом 935 м³/доб.

Із інтервалу перфорації 1947-1956 м (пласт С-22) отримано приплив газу дебітом 7,5 тис. м³/доб. при пластовому тиску 194,37 атм. та статичному 162,75 атм. Газ метановий, із вмістом горючих компонентів 94,82%, із них важких вуглеводнів – 7,35%. Склад азоту з додатком рідких 4,5%.

Пласти С-12, С-18, С-20 та С-21, як показали результати досліджень, являються водоносними. Пластові води високомінералізовані, як правило, вміщують розчинений газ в кількості від 685 см³ до 1200 см³ на літр води.

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу на Голубівському НГКР (Голубівське підняття) нафтогазонасичені у горизонтах С-16, С-15, С-11.

Горизонт С-16 продуктивний у свердловині № 53 представлений пластом пісковика товщиною 11 м. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно і літологічно обмежений. Випробування у свердловині не проводилось.

Горизонт С-15 продуктивний у свердловині № 52 представлений пластом пісковика товщиною 4-7 м. Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений. Випробування у свердловині не проводилось.

З горизонту С-11 у свердловині № 22 (інтервал 1497-1503 м) отримано приплив газу дебітом 22,14 тис. м³/доб. на 5-мм діафрагмі, у свердловині №51 (інтервал 1529-1591 м) отримано приплив нафти дебітом 3,5 м³/доб. Поклади пластові, склепінні, тектонічно і літологічно обмежені.

Промислова газоносність верхньосерпуховських відкладів на Левенцівському родовищі пов'язана із пластами пісковиків горизонтів С-1, С-1¹, С-2 та С-4.

Припливи газу отримані з інтервалу 1080-1120 м у свердловині № 7 та в свердловині № 11 з інтервалу 1116-1135 м (С-4). В першому випадку при максимальному зниженні рівня води в свердловині до глибини 1070 м на гирлі позначається слабке виділення вуглеводневого газу. Довжина факелу сягала 1 м.

У свердловині № 11 з інтервалу перфорації 1116-1135 м після додаткової гідропіскоструминної перфорації отримано незначний приплив газу дебітом 6,860 тис.м³/д.

Верхньосерпуховські відклади на Голубівській площі продуктивні в горизонтах С-4 і С-3.

З горизонту С-4 у свердловині № 52 (інтервали 1371-1378 м, 1384-1386 м) отримано приплив газу дебітом 193,8 тис. м³/доб. на 12,5-мм діафрагмі, у свердловині № 23 (інтервал 1359-1370 м) отримано приплив нафти дебітом 158 м³/доб. через 9-мм штуцер, у свердловині № 54 (інтервал 1335-1350 м) в процесі буріння (ВПТ) отримано приплив газу дебітом 300 тис. м³/доб. на 10-мм діафрагмі. Поклади пластові, склепінні, тектонічно обмежені.

З горизонту С-3 у свердловині № 22 (інтервал 1325-1338 м) отримано приплив газу дебітом 154,5 тис. м³/доб. на 10-мм діафрагмі, у свердловині № 21 (інтервал 1390-1397 м) отримано приплив нафти дебітом 2,2 м³/доб. Поклади пластові, склепінні, тектонічно обмежені.

Промислова газоносність башкирського ярусу на Левенцівській площі пов'язана з піщано-алевролітовою пачкою, яка залягає в основі світи С₁⁵. Продуктивна пачка індексується як пласт Б-1.

При випробуванні пласта Б-1 у свердловині № 1 з інтервалу перфорації 710-729 м отримано фонтан газу з абсолютно-вільним дебітом 1196 тис. м³/доб. при пластовому тиску 68,3 атм. та статичному – 63,4 атм.

Перфорацією розкриті середньої міцності пісковики, що характеризуються хорошими колекторськими властивостями. Відкрита пористість окремих різновидів пісковиків сягає 23,72 % (свердловина № 16), проникність – 180 мД (свердловина № 6). Із пласта Б-1 отримано газ метанового складу, із вмістом горючих компонентів 97,82 %, в тому числі важких вуглеводнів – 2,9 %.

Промислова газоносність башкирського ярусу на Східно-Голубівській структурі Голубівського НГКР пов'язана з пластами пісковиків горизонтів Б-5 і Б-4.

З горизонту Б-5 у свердловині № 19 (інтервал 984-990 м) отримано приплив газу дебітом 279,2 тис. м³/доб. на 17-мм діафрагмі. Поклад пластовий, склепінний.

З горизонту Б-4 у свердловині № 19 (інтервал 926-931 м) отримано приплив газу дебітом 230,22 тис. м³/доб. на 17-мм діафрагмі. Поклад пластовий, склепінний.

1.3. Географо–економічні умови Попаснянсько-Самарської площі

В адміністративному відношенні Попаснянсько-Самарська площа розташована на території Самарівського району Дніпропетровської області

В орогідрографічному відношенні район робіт являє собою горбисту рівнину, порізану річковими долинами, глибокими ярами і балками. Максимальні абсолютні відмітки поверхні рельєфу пов'язані з водорозділами і становлять 150-181 м, а мінімальні – з річковими долинами, складають 81-110 м.

Гідрографічна сітка складена річками Самара, Багатенька (лівий приток річки Оріль) з значною кількістю пересихаючих притоків та ставків. Правий берег р. Самари більш високий, порізаний густою сіткою урвищ та балок з крутими схилами. Лівий берег пологий і покритий лісом. В заплаві річки поширені стариці, улоговини, заболочені озера. Річки і ставки в грудні замерзають.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою 7-8°C і середньорічною кількістю опадів 500 мм. Товщина снігового покриву 30-50 см.

Район сільськогосподарський. Землі, що зайняті посівами сільськогосподарських культур, становлять 70%, решта – угіддя, болота, ліси і посадки.

В районі робіт розташовані населені пункти: села Попасне, Василівка, Михайлівка, Новостепанівка, Івано-Михайлівка, Андріївка, Всесвятське та ін.

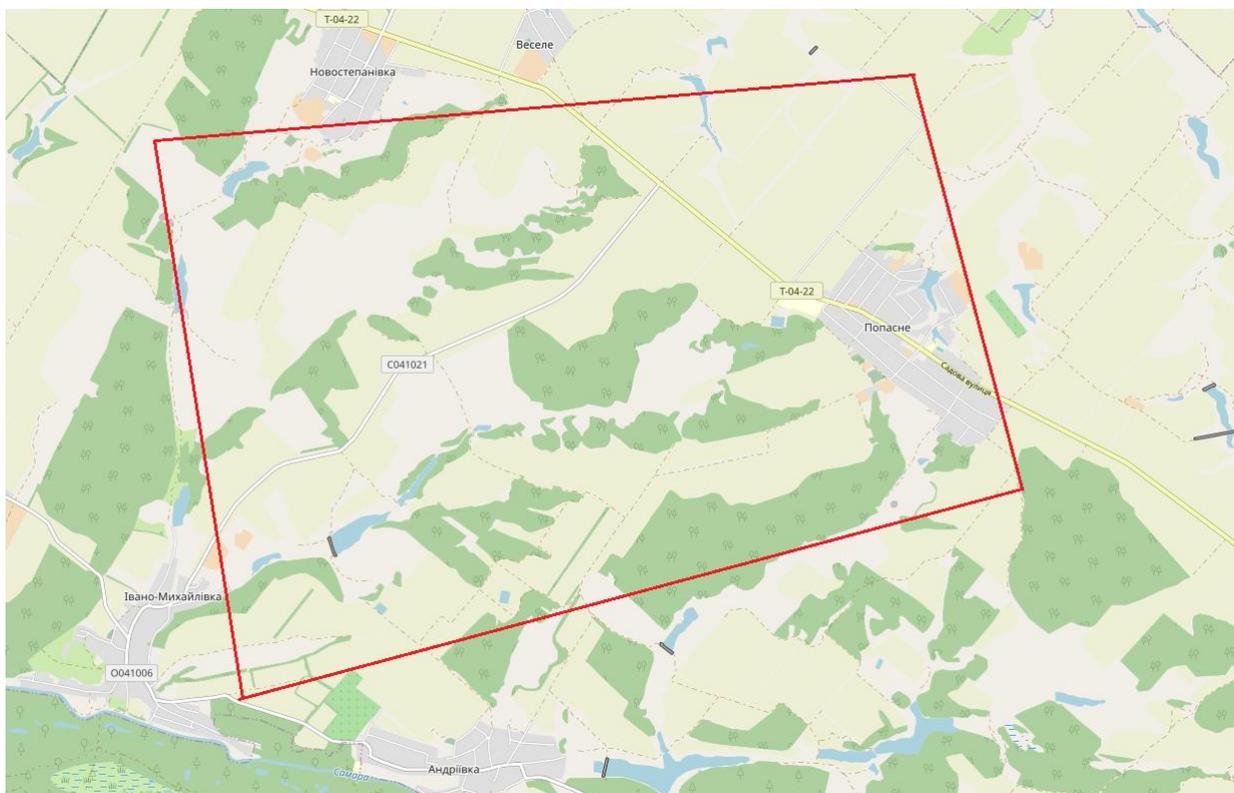


Рисунок 1.1 – Оглядова адміністративна карта Попаснянсько-Самарської площі. Масштаб 1:100 000

Рисунок 1.2 – Оглядова структурна карта Попаснянсько-Самарської площі. Масштаб 1:5000

1.4. Геолого-геофізична вивченість Попаснянсько-Самарської площі

Основними дослідженнями, на яких базується уява про геологічну будову Попаснянсько-Самарської площі, є значний комплекс геофізичних (магніторозвідка, електророзвідка, гравірозвідка, сейсморозвідка МВХ, МСГТ і КМЗХ, сейсмокаротажні дослідження) і геологічних (структурно-картувальне, структурно-пошукове, пошукове, розвідувальне буріння та буріння на вугілля Новомосковської КГРЕ) досліджень, які дали можливість вивчити геологічну будову осадового чохла та поверхні кристалічного фундаменту прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Попаснянсько-Самарська площа розташована на межі Новомосковського і Західно-Павлоградського вугленосних районів. Більшість вугільних свердловин, глибина яких, інколи, становить більше 1 км, повністю розкривають вугленосну самарську світу C_1^3 візейського ярусу, яка вміщує 26 вугільних пластів і прошарків. Деякі свердловини досягають поверхні фундаменту. За даними бурових робіт на вугілля побудовані структурні карти масштабу 1:25 000 по підшві світи C_1^3 та основних вугільних пластах нижнього і середнього карбону, геологічна карта по поверхні карбону, визначені параметри вугільних пластів та підраховані їх запаси. Узагальнення результатів буріння близько 1400 свердловин проведено тематичними дослідженнями. В результаті даних робіт побудовані карти поверхні кристалічного фундаменту, кам'яновугільних і юрських відкладів, карти перспектив нафтогазоносності.

За вивченістю гравірозвідкою Попаснянсько-Самарська площа розділяється на дві частини. В північній виконана гравіметрична зйомка масштабу 1:25 000, в південній – тільки масштабу 1: 200 000 (вона в більшій частині перекрита звітною зйомкою масштабу 1:25000). За даними зйомки масштабу 1: 25 000 на південь від Іллічівської структури зафіксовані дві локальні позитивні аномалії, одна із яких відповідає Попаснянській структурі.

За результатами сейморозвідувальних робіт методом КМЗХ, які виконувались на даній території в різні роки, починаючи з 1975 року, були виявлені характерні особливості будови поверхні кристалічного фундаменту, характер занурення, наявність порушень, виступів та інших структурних елементів.. У межах борту на площі відмічається моноклінальний схил. Глибина залягання фундаменту на площі змінюється від 0,8-1,8 км на борту до 3,5-4,0 км в грабені.

В.І. Якимовичем в 1984 році на південному борту були виділені поховані дельти та авандельти, утворені річковою сіткою в нижньому карбоні. В межах бортової частини ділянки робіт відмічається Нікопольська річкова система субмеридіонального напрямку.

1990-92 рр. тематичною партією 22/90 (автор Марченко А.П.) у відкладах підсольового девону та нижнього карбону виділена протяжна Південно-Іллічівська прогнозна структура, західній перикліналі якої відповідає прогнозна Попаснянська складка. Оцінку перспектив нафтогазоносності південного борту і визначення основних напрямків проведення геолого-геофізичних робіт виконано в 1994- 1995 рр [28]

У 1993-97 рр. були проведені тематичні дослідження в результаті яких шляхом узагальнення матеріалів глибокого буріння, сейсмічних, гравімагнітометричних, палео-структурно-геологічних, аерокосмічних, тектонічних та інших даних була складена структурно-геологічна карта фундаменту Південного борту ДДЗ масштабу 1:200 000 та схема глибинної будови борту масштабу 1:500 000, виявлено взаємозв'язок між нижніми горизонтами осадового чохла і структурним планом поверхні фундаменту, встановлено вплив глибинних порушень та процесів в літосфері на геотектонічний розвиток літосфери, складено систему критеріїв і ознак, визначаючих структури фундаменту, перспективні для міграції вуглеводнів і виникнення нафтогазоносних пасток [31-33]

В 2002- 2003 рр. проведені тематичні дослідження по «Обґрунтуванню перспектив південного борту та визначенню напрямів подальших геологорозвідувальних робіт[16, 24, 30]

В 2003-2006 рр. у межах південного борту і південної прибортової зони ДДЗ проводились регіональні сейсмічні дослідження МСГТ, які охоплювали і ділянку дослідження, де було відпрацьовано два регіональних профіля: Гвардійське-Керносівка та Михайлівка-Кочережківка. По лініях регіональних профілів простежені границі сейсмічних комплексів у відкладах мезозою, карбону та девону. Побудована структурна схема по горизонту $V_{B2-n}(C_{1V2})$ (Додаток Б) в масштабі 1:50000. Вивчена блокова будова кристалічного фундаменту в межах борту і прибортової зони, суттєво уточнено положення південного крайового розлому. У межах південного борту і прибортової зони у відкладах карбону виявлено і уточнено будову ряду локальних структур: Бражинської, Губинівської, Попаснянської, Високої і Самарської.

У 2005-2008 рр. були проведені площинні сейсморозвідувальні роботи, в результаті яких були підтвержені та вивчені Самарська, Висока та Попаснянська структури. Виявлені нові структури – Євецька, Северинівська, та Південно-Попаснянська, вивчена їх геологічна будова по відкладах карбону. Виконано комплексну інтерпретацію даних сейсморозвідки МСГТ та граві-, магніто-, електророзвідувальних досліджень, які підтверджують високу перспективність в нафтогазоносному відношенні більшості вивчених об'єктів. Побудовані структурні карти по відбивальних горизонтах $V_{B2^3}(C_{2b})$, $V_{B1^3}(C_{1S1})$ і $V_{B2-n}(C_{1V2})$ масштабу 1:50000, 2 сейсмологічних профіля наведені в рисунку 1.2 та 1.3.

Рисунок 1.3– Сейсмогеологічний розріз I-I, (фрагмент сейсмопрофілю 33₂₄3805). Масштаб 1:20000

Рисунок 1.4 Сейсмогеологічний розріз П-П, (фрагмент сейсмопрофілю 29₃₈₀₅). Масштаб 1:20000

1.5. Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень

Мета роботи – удосконалення методики прогнозу нафтогазоносності та оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів на прикладі Попаснянсько-Самарської площі.

Задачі дослідження:

1. Аналіз стратиграфічної та тектонічної будови площі з використанням наявних геофізичних та геологічних даних.
2. Оцінка перспектив нафтогазоносності на основі аналізу локальних структур та прогнозу нафтогазових ресурсів.
3. Проведення комплексу геолого-геофізичних досліджень

2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1. Стратиграфія Попаснянсько-Самарської площі

В геологічній будові Попаснянсько-Самарської площі беруть участь породи кристалічного фундаменту, на яких залягають відклади осадового чохла в складі палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем.

Осадовий чохол на площі досліджень істотно відрізняється по товщині і стратиграфічній наповненості в межах грабену та на борту. Якщо в грабені осадовий комплекс починається з девонських відкладів, то на південному борту найдавнішими породами, що залягають на фундаменті, є нижньовізейські утворення.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена відкладами девонської системи, кам'яновугільної системи.

Девонська система (D)

Представлена лише верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

На суміжних ділянках у межах грабену розкриті верхньодевонські утворення франського та фаменського ярусів.

Франський ярус (D₃fr)

Відклади франського ярусу розкриті свердловинами № 11, 12, 13 на Іллічівській площі та свердловиною № 28 Голубівської площі в обсязі євланівсько-ливенського горизонту і представлені здебільшого кам'яною сіллю з прошарками глин, ангідритів, мергелів, вапняків та брекчії. Найбільша розкрита свердловинами товщина солі відмічається в свердловині № 11 Іллічівській площі і складає 880 м.

Фаменський ярус (D₃fm)

Фаменські відклади незгідно залягають на породах франського ярусу. На суміжних ділянках вони розкриті свердловинами вздовж крайової частини грабену на Іллічівській і Левенцівській структурах. Представлений даний ярус в обсязі задонсько-селецького, данківсько-лебедянського та озерсько-хованського горизонтів. Складений різнозернистими пісковиками, які інколи переходять в гравеліти, аргілітами і алевролітами з рідкими прошарками вапняків в нижній частині і переважно вапняками і доломітами – у верхній частині.

Пісковики сірі, темно-сірі до чорних, польовошпатово-кварцові, різнозернисті, гравійні, з чіткою похилою і переривчато-хвилястою шаруватістю, підкресленою ритмічним сортуванням зерен і прошарками вуглистого матеріалу.

Алевроліти сірі, червоно-бурі, кварцово-слюдисті з домішками туфогенного матеріалу, слабовідсортовані, міцнозцементовані гідрослюдистим цементом.

Аргіліти темно-сірі, однорідні, алевритисті.

Вапняки і доломіти темно-сірі, мікро-, до середньозернистих, плямистої і неоднорідної текстури, з ділянками згустково-криптозернистої будови, з домішками тонкодисперсного вуглисто-алевритового і глинистого матеріалу.

Товщина ярусу змінюється від 175 м (свердловина №13 Іллічівської площі) до 440 м (свердловина № 9 Левенцівської площі).

Очікувана товщина розкриття девонських відкладів у свердловині № 1 – 350 м.

Кам'яновугільна система (С)

У складі системи в межах родовища виділяють відклади нижнього і середнього відділів.

Нижній відділ (С₁)

Нижньокам'яновугільні відклади в обсязі турнейського, візейського і серпуховського ярусів у межах прибортової частини досліджуваної ділянки розвинуті повсюди.

Турнейський ярус (C_{1t})

Породи турнейського віку незгідно залягають на відкладах девону і складені ргілітами і пісковиками в нижній частині і вапняками – у верхній.

Пісковики зеленувато-сірі, дрібно-, середньозернисті, вище по розрізу до крупнозернистих, буровато-сірих, кварц-польовошпатові, невідсортовані.

Алевроліти переважно бурі, піскуваті, піритизовані.

Аргіліти темно-сірі, буроваті, слабослюдисті, рідше вапнисті, шаруваті.

Вапняки світло-сірі, сірі, темно-сірі, дрібнокристалічні, глинисті, доломітизовані, з домішками органічної речовини та вкрапленням піриту.

Максимальна їх товщина розкрита на Левенцівській структурі і складає 225 м (свердловина № 9), мінімальна – на Іллічівському піднятті – 115 м (свердловина № 13). В окремих свердловинах турнейські відклади відсутні (свердловина № 5 Голубівської площі). У межах ділянки борту дані утворення не розкриті.

Очікувана товщина розкриття турнейських відкладів у свердловині № 1 – 120 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Утворення нижньовізейського під'ярусу в межах прибортової частини ділянки робіт незгідно залягають на турнейських відкладах, а в межах південної бортової частини – на породах кристалічного фундаменту. Представлені дані утворення в межах западини карбонатною товщею з прошарками аргілітів, алевролітів а південному борту вони складені метаморфізованими вапняками, доломітами з прошарками аргілітів, алевролітів і пісковиків.

Вапняки темно-сірі, сірі, органогенні, з нечіткою шаруватою текстурою, глинисті, переважно тонкозернисті, піритизовані, зцементовані мікрозернистим кальцитом.

Аргіліти темно-сірі до чорних, з нечіткою шаруватістю, щільні, тріщинуваті, слабослюдисті, іноді карбонатизовані.

Алевроліти темно-сірі, переважно дрібнозернисті, польовошпатово-аркозово-кварцові, з горизонтальною і косою шаруватістю, обумовленою наявністю вуглистою матеріалу.

У межах борту дані відклади розкриті свердловинами № 8 і № 608 Левенцівської площі та № 2489, де їх товщина складає, відповідно, 70 м, 37 м та 40 м. В грабені товщина нижньовізейських утворень складає 80-163 м в межах Іллічівської структури (свердловини №28, №12) та 70-177 м на Левенцівському піднятті (свердловини № 8, № 12).

Очікувана товщина розкриття нижньовізейських відкладів у свердловині № 1 – 40 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Відклади верхньовізейського під'ярусу трансгресивно налягають на розмиті поверхню нижньовізейських порід та кристалічні породи фундаменту. Розкриті вони на структурах південної крайової частини грабену та в межах борту. В грабені дані утворення представлені аргілітами з рідкими прошарками алевролітів і вапняків, верхня частина розрізу складена алеврито-глинистими утвореннями з поодинокими прошарками пісковиків і пластами вапняків. межах борту дані відклади відносяться до підвугільної світи C₁² представлені теригенною товщею – перешаруванням слюдистих аргілітів, алевролітів з пачками пісковиків, прошарками вапняків і вугілля (до 20 прошарків).

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, однорідні, з включеннями вуглистою матеріалу і піриту.

Алевроліти темно-сірі, буровато-сірі, різнозернисті, з горизонтальною і косою шаруватістю, обумовленою наявністю вуглистою матеріалу.

Пісковики сірі, темно-сірі, кварц-польовошпатові, кварцові, різнозернисті, глинисті, гідрослюдисті, масивні, горизонтально і хвилястошаруваті.

Вапняки темно-сірі, мікро-, тонкозернисті, глинисті, з домішками зерен кварцу і польового шпату, з включеннями вуглистою матеріалу і піриту.

Товщина відкладів у межах грабену змінюється від 335-443 м (свердловини, відповідно, № 8, №12 Левенцівської площі) до 290-535 м (свердловини, відповідно, № 1 Голубівської та № 12 Іллічівської площі). На борту товщина верхньовізейських відкладів в районі профілю Багатоїка-Мерефа, складає 600-700 м. У межах Самаро-Вовчанського виступу, у свердловинах № 608 і № 8 Левенцівської площі повна розкрита товщина верхньовізейського комплексу складає 317-335 м, зменшуючись на південний захід до 280-250 м (свердловини № 2489, № 2499), і на південь до 123 м (свердловина № 13995).

Очікувана товщина розкриття верхньовізейських відкладів у свердловині № 1 – 600 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

У складі серпуховського ярусу виділяються два під'яруси – нижній і верхній.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Нижньосерпуховські відклади без ознак незгідності залягають на підстилаючих верхньовізейських породах. Літологічно, в межах грабену, вони представлені перешаруванням аргілітів і алевролітів з прошарками пісковиків та вапняків. На борту нижньосерпуховські відклади (світа C₁³) діляться на дві підсвіти: нижню-вугленосну і верхню – безвугільну. Вугленосна підсвіта складена перешаруванням аргілітів (40%), алевролітів (30%), пісковиків (25%) і вугілля (5-7%). Безвугільна – вапняковими аргілітами з рідкими прошарками алевролітів, рідше пісковиків. Товщина даних відкладів в западині збільшується з північного заходу на південний схід від 395-560 м (свердловини № 7 Голубівської і № 14 Іллічівської площі) до 562-690 м (свердловини № 3 і № 2 Левенцівської площі).

Аргіліти темно-сірі до чорних, горизонтально і хвилястошаруваті, щільні, тріщинуваті, слюдисті, піритизовані.

Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, з нечіткою шаруватою текстурою, горизонтально і хвилястошаруваті, різнозернисті, слюдисто-кварцові, глинисті.

Пісковики світло-сірі, сірі, кварц-польовошпатові, переважно дрібнозернисті, горизонтально і хвилястошаруваті, зцементовані гідрослюдистим і карбонатним цементом.

У межах борту на площі відмічається збільшення товщини нижньосерпуховських відкладів з північного заходу, де вона складає 333-400м (свердловини №9260, №9295), на південний схід до меридіану Левенцівської структури, де в свердловині № 8 Левенцівської площі вона сягає 598 м, зменшуючись тут на південь до 378 м (свердловина № 13995).

Очікувана товщина розкриття нижньосерпуховських відкладів у свердловині № 1 – 320 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1S2})

Відклади верхньосерпуховського під'ярусу на ділянці досліджень у грабені представлені, в основному, аргілітами з прошарками вапняків і пісковиків. В межах борту ці відклади віднесені до світи C₁⁴ і складені потужними пачками аргілітів і алевролітів (до 80%), які чергуються з потужними пачками глинистих і карбонатно-глинистих пісковиків. В середній частині світи рідко зустрічаються два прошарки вугілля.

Аргіліти темно-сірі до чорних, горизонтально і хвилястошаруваті, щільні, тріщинуваті, слюдисті, піритизовані.

Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, з нечіткою шаруватою текстурою, горизонтально і хвилястошаруваті, різнозернисті, слюдисто-кварцові, глинисті.

Пісковики світло-сірі, сірі, кварц-польовошпатові, переважно дрібнозернисті, горизонтально і хвилястошаруваті, зцементовані гідрослюдистим і карбонатним цементом.

Товщина даних утворень в межах грабену складає 160-338 м (свердловини № 28, № 2, Голубівська пл.) – на заході та 420-460 м

(свердловини № 1, № 6, Левенцівська пл.) – на сході ділянки. В межах борту товщина відкладів збільшується в південно-східному напрямку від 148 м (свердловина № 9229) до 412 м (свердловина № 8 Левенцівської пл.). На південь потужність відкладів зменшується: на заході ділянки до 52 м (свердловина № 4814); на сході – до 130 м (свердловина № 4217) і до повного їх виклинювання за межами ділянки (свердловини № 4813, № 4832, № 4216).

Очікувана товщина розкриття верхньосерпуховських відкладів у свердловині № 1 – 230 м.

Середній відділ (C₂)

Середньокам'яновугільні відклади незгідно перекривають підстилаючі утворення і складені породами башкирського ярусу, які в межах площі розкриті свердловинами на борту і в грабені.

Башкирський ярус (C_{2b})

В літологічному відношенні розріз складений (в межах грабену) глинистими вапняками з рідкими прошарками глин і пісковиків в нижній частині, а в верхній і середній частинах, складається з піщано-глинистих порід, збіднених вапняками, в яких пісковики ближче до покрівлі зустрічаються у вигляді пачок товщиною 30-40 м. На борту дані відклади представлені світами C₂⁴, C₂³, C₂², C₂¹ і складені: світа C₂¹ – аргіліти, алевроліти і пачки пісковиків до 20 м з прошарками вапняків і до 6 пластів вугілля; C₂² – пісковики і алевроліти (до 70%) з прошарками аргілітів, вапняків і до 5 вугільних пластів; C₂³, C₂⁴ – пісковики (пачка 80-90 м), алевроліти з прошарками вугілля (до 8 пластів), вапняків.

Аргіліти темно-сірі до сірих, алевритисті, щільні, піритизовані, з рештками фауни і флори.

Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, з нечіткою шаруватою текстурою, дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, глинисті, зцементовані гідрослюдистим і карбонатним цементом.

Пісковики світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, кварц-польовошпатові і поліміктові, переважно середньо-, крупнозернисті, масивні, косошаруваті.

Товщина башкирських відкладів у грабені змінюється від 153 м і 300 м (свердловини № 4 і № 9, Левенцівська пл.) до 360-545 м (свердловини № 5 і №14, Голубівська і Іллічівська пл.). В межах ділянки борту башкирські відклади розвинені повсюди, за виключенням південно-східної частини, де вони відсутні. Повна розкрита товщина відкладів в свердловинах складає: на заході ділянки борту – 361-208 м (свердловини № 9229 і № 9260), на сході – 238-270 м (свердловини № 608, №8, Левенцівська пл.). На південь і південний схід їх товщина зменшується, границя їх розповсюдження на південному сході умовно проходить по лінії свердловин № 4327, №12244 та 8846, в яких вони відсутні, а в свердловині № 9252 товщина зменшена до 10м.

Очікувана товщина розкриття башкирських відкладів у свердловині № 1 – 150 м.

Московський ярус (C_{2m})

Московські відклади на території Попаснянсько-Самарської площі відсутні внаслідок розмиву.

Верхній відділ C₃

Верхньокам'яновугільні відклади на території Попаснянсько-Самарської площі відсутні внаслідок розмиву.

Пермська система Р

Пермські відклади на території Попаснянсько-Самарської площі відсутні внаслідок розмиву.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойські утворення в складі тріасової (Т) і юрської (J) систем розкриті свердловинами на всій площі робіт і залягають на підстилаючих породах з кутовим неузгодженням. Товщина комплексу в грабені складає 365 м (свердловини № 10, №11, Левенцівська пл.) – 506 м (свердловина № 14, Іллічівська пл.), на борту – 96 м (свердловина № 13995) – 490 м (свердловини № 9229).

Тріасова система (Т)

Тріасові відклади представлені піщано-глинистою товщею і пачками карбонатних порід.

Пісковики поліміктові, червонувато-бурі, бурі, зеленувато-сірі, переважно дрібно-, середньозернисті, з включеннями гальки і глини, зцементовані карбонатно-глинистим цементом. В нижній частині зустрічаються пачки конгломератів.

Глини бурі, коричнюваті, блакитно-сірі, щільні, аргілітоподібні, іноді карбонатизовані, піскуваті, слюдисті.

Очікувана товщина розкриття тріасових відкладів у свердловині № 1 – 140 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади представлені піщано-глинистою товщею.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібно-, середньозернисті і гравелітові, кварцові, слабозцементовані глинистим і карбонатним цементом.

Глини сірі, темно-сірі, нерівномірно алевритисті, місцями вуглисті.

Очікувана товщина розкриття юрських відкладів у свердловині № 1 – 180 м.

Крейдова система K

Крейдові відклади на території Попаснянсько-Самарської площі відсутні внаслідок розмиву.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойські утворення (P+N+Q) представлені перешаруванням рихлих пісковиків, пісків та глин.

Пісковики дрібно-середньозернисті кварцові, глинисті, іноді з домішком глауконіту, іноді слюдисті.

Піски зеленувато-сірі, кварц-глауконітові, глинисті, ущільнені.

Глини зеленувато-сірі, піскуваті, слюдисті.

Товщина їх коливається від 104-165 м – в грабені, до 60-185 м на борту.

Очікувана товщина розкриття кайнозойських відкладів у свердловині № 1 – 150 м.

2.2. Тектоніка Попаснянсько-Самарської площі

Попаснянсько-Самарська площа в тектонічному відношенні охоплює прирозломну частину південного борту і ділянку крайової частини грабену від Самарської складки на заході ділянки до Северинівської структури на сході. Межею між бортом і грабеном є крайовий розлом.

Крайове порушення перетинає всю площу робіт. В західній частині площі в плані воно дугоподібно вигнуто на південь, окреслюючи структурну затоку. На заході площі крайове порушення чітко виражене і має амплітуду 75-150 м. В межах південної частини площі воно аж до Левенцівської структури пролягає майже вхрест простягання складчастих структурних форм і має невелику амплітуду – до 50 м або майже безамплітудне.

В загальному плані тут фіксується моноклінальне занурення осадової товщі в північно-західному напрямку, суттєво ускладнене як розривними, так і плікативними порушеннями.

Розривні порушення мають характер згідних, подекуди незгідних, скидів амплітудою від 10-15м до 250-300м. Орієнтовані вони переважно в північно-західному напрямку, в меншій мірі розвинуті субмеридіональні скиди. Зафіксовані тектонічні порушення мають переважно передмезозойський, значно рідше передбашкирський та передсерпуховський рівень похованості, що збігається з даними попередніх досліджень.

На північ від крайового порушення кристалічний фундамент ступінчасто занурюється до центру западини за системою скидів. По поверхні фундаменту в межах грабену виділяється протяжна Багатойська западина, на борту – моноклінальний схил південно-західної частини Самарсько-Вовчанського виступу.

За районуванням докембрійських утворень Українського щита (УЩ) Попаснянсько-Самарська площа розташована в межах північно-східної приграничної частини Середньопридніпровського мегаблоку. Структурний план мегаблоку визначається розвитком крупних гнейсогранітних куполів і

антиформ, складених супракрустальними утвореннями аульської серії і, переважно, ультраметаморфічними утвореннями дніпропетровського комплексу. Останні домінують в розрізі докембрію цієї частини площі [13].

Середньопридніпровський мегаблок зі сходу обмежений Оріхівсько-Павлоградською шовною зоною. Глибина фундаменту в грабені складає 1,2-2,8 км, на борту 0,8-1,8 км.

Положення досліджуваної території в зоні зчленування Дніпровського грабену і південного борту обумовило її порівняно високу тектонічну активність протягом всієї історії геологічного розвитку і призвело до формування в осадовому чохлі південної прибортової зони уздовж крайового розлому антиклінальних структур, розвиток яких проходив в загальних рисах успадковано.

По поверхні фундаменту Південний борт, який знаходиться в крайніх західній і південній частинах площі робіт, є продовженням Українського щита (УЩ) і особливості його розломно-блокової будови тісно пов'язані з будовою останнього. Фундамент південного борту в південній частині ділянки разом з над фундаментною осадовою товщею, занурюється в бік осі западини. В цьому ж напрямку збільшуються кути занурення шарів від 1-2° на південному краї до 5-6° на північному (поблизу крайового скиду).

В осадовому чохлі Південного борту переважає розломно-блокова тектоніка зі згідними і незгідними скидами. В межах блоків локалізуються пологі, протяжні структурні носи, із яких на заході від площі робіт виділяються Губинівський і Бражинський, в межах останнього локалізується полого склепіння, на півдні ділянки – Високий і Південно-Попаснянський, на сході площі робіт над західною частиною Самарсько-Вовчанського виступу, локалізується протяжні Северинівський, на схід від ділянки робіт – Надіївський і Сергіївський структурні носи, південніше виділяється Шеметівська антиклінальна складка. Південно-Попаснянська складка, що знаходиться на півдні площі та Северинівська на сході простежуються як у межах борту, так і в межах прибортової частини западини.

У межах площі робіт до складу зони з заходу на схід входять: південна частина Євецької, Самарська, Висока, Попаснянська, північні частини Південно-Попаснянської та Северинівської структур, які виділяються у кам'яновугільних відкладах. Євецька (на північному заході ділянки робіт) і Самарська складки виділяються в грабені уздовж південного крайового розлому. Останній, на ділянці від Євецької складки на заході до Левенцівської на сході, вигинається на південь, обмежуючи структурну затоку.

У верхньовізейських відкладах (відбивальний горизонт V_{B2-n}) складки являють собою структурні носи північно-західного простягання, крім Самарської структурної тераси, і примикають з північного сходу до крайового порушення, та розкриваються на південний схід. Північно-східні крила складок протяжні, південно-західні – зрізані крайовим порушенням. Крила складок ускладнені розривними порушеннями: південно-західне крило Самарської – крайовим скидом, амплітудою 50-200 м, вздовж якого вона розвинена; північно-східні крила Високої і Попаснянської складок – відповідно, згідним і незгідним порушеннями, амплітудою до 50 м. По повстанню шарів Самарський структурний ніс і південно-західне крило Високого екрановані незгідним скидом амплітудою 75 м, тоді як Попаснянська структура та апікальна частина Високої обмежуються згідним розривним порушенням амплітудою 25-50 м.

Євецький структурний ніс найбільш виражений у серпуховських відкладах і по відбивальному горизонту V_{B1}^3 має амплітуду 400 м, розміри 4,0х3,0 км. Структура більш чітко проявляється вверх по розрізу за рахунок збільшення протяжності її південно-західного крила. Пастка обмежена крайовим порушенням та скидом по повстанню шарів.

Самарський структурний ніс найбільш виражений у серпуховських відкладах і по відбивальному горизонту V_{B1}^3 має амплітуду 250 м, розміри 6,0х2,5 км. На північному заході кулісоподібно зчленовується з Євецькою

структурою. Пастка обмежена крайовим порушенням та згідним і незгідним скидами поперек простягання структури.

Із південного заходу пастка обмежена крайовим порушенням амплітудою близько 50 м. Апікальна частина складки ускладнена скидами згідного і незгідного характеру амплітудою 25-50 м, протрасованими поперек простягання структури.

Структура Висока представляє собою структурний ніс субмеридіонального простягання, обмежений по повстанню шарів крайовим розломом амплітудою у межах структури близько 100 м. Апікальна частина складки ускладнена тими ж скидами, що і Самарська, згідного і незгідного характеру амплітудою 75-100 м, протрасованими поперек простягання структури.

Підняття найбільш виражене у візейських відкладах, і по відбивальному горизонту $V_{B2-п}$ має амплітуду 350 м, розміри 4,0x2,0 км. Структура висложується вище по розрізу.

Попаснянське підняття представляє собою структурний ніс північно-західного простягання, в апікальній частині якого локалізується невелике склепіння (відбивальний горизонт $V_{B2-п}$), обмежене ізогіпсою мінус 1600 і має амплітуду 200 м, розміри 3,0x1,5 км. Пастка обмежена тектонічними порушеннями згідного та незгідного характеру на крилах та по повстанню порід, їх амплітуда становить 25-50 м. Вище по розрізу, у серпуховських і башкирських відкладах, структура висложується і картується у вигляді протяжного структурного носу, обмеженого по повстанню шарів малоамплітудним (25 м) незгідним скидом.

Северинівське підняття представляє собою досить протяжний структурний ніс субмеридіонального простягання (відбивальний горизонт $V_{B2-п}$), обмежений та ускладнений серією різнонаправлених скидів амплітудою 50-100 м. Структура чітко виражена по всіх горизонтах в карбоні, спостерігається незначне висложення вище по розрізу. Вона картується як у

межах грабену, так і у межах борту, де ускладнюючі її розривні порушення мають амплітуду від 100 до 200 м.

Південно-Попаснянська структура представляє собою структурний ніс північно-західного простягання (відбивальний горизонт V_{B2-n}) амплітудою 375 м, з розмірами 5,5x1,5 км. Вона картується як у межах грабену, так і у межах борту, ускладнюючі її скиди протрасовані поперек простягання структури, мають амплітуду від 50 до 100 м. Як і для всіх вище згаданих структур, для Південно-Попаснянської пастки характерне виположення шарів вище по розрізу.

2.3. Гідрогеологічна характеристика Попаснянсько-Самарської площі

У гідрогеологічному відношенні Попаснянсько-Самарська площа приурочена до південного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Враховуючи геологічну будову, літологічний склад та гідрогеологічні умови в межах Попаснянсько-Самарської площі, умовно виділяють дві гідродинамічні зони: активного та уповільненого водообміну.

До першої зони (активного водообміну) відносяться водоносні горизонти і комплекси мезокайнозою, до другої зони (уповільненого водообміну) належать води палеозою. Регіональним водоупором, що розділяє першу і другу гідродинамічні зони, є глиниста товща середньої юри.

В межах території водоносні горизонти приурочені до наступних стратиграфічних комплексів: девонського, кам'яновугільного, юрського, палеогенового, неогенового та четвертинного.

Водоносні комплекси четвертинних відкладів приурочені до алювіальних пісків заплави та надзаплавних терас, а також до лесових

суглинків вододілів. Водовмісними породами виступають лесові суглинки, піски дрібнозернисті, суглинки, глини.

Живлення водоносних горизонтів відбувається за рахунок інфільтрації атмосферних опадів. Водоносні горизонти безнапірні, дебіт становить 0,1-0,5 л/сек. Глибина залягання рівнів коливається у межах від 0,2 до 12,1 м. Загальна мінералізація вод становить від 0,5 до 2,5 г/дм³. За хімічним складом води належать до сульфатно-натрієвого типу по В.А. Суліну. [8]

Завдяки неглибокому залягання води широко використовуються місцевим населенням.

Водоносний комплекс неогенових відкладів зустрічається на вододілі та приурочений до відкладів новопетрівської світи. Водовмісними породами виступають піски дрібно- та середньозернисті з прошарками пісковиків, алевролітів. Живлення водоносних горизонтів відбувається переважно за рахунок атмосферних опадів, дебіти низькі та непостійні. У водоносному комплексі неогену виділяють безнапірний та слабонапірний водоносні горизонти.

Мінералізація вод становить 0,6-1,4 г/дм³. Води відносять до гідрокарбонатно-натрієвого типу по В.А. Суліну.

Водоносний комплекс палеогенових відкладів представлений горизонтами обухівської та межигірської світи, а також горизонтом у відкладах канівської і бучацької серій еоцену.

Водовмісними породами обухівської та межигірської світи є дрібнозернисті піски, пісковики та алевроліти. Глибина залягання відкладів – до 80-100 м. Дебіти свердловин складають 1-1,5 м³/год. Водоносний горизонт слабонапірний. За хімічним складом води належать до гідрокарбонатно-натрієвого та сульфатно-натрієвого типів по В.А. Суліну.

Відклади залягають на мергелях та глинах київської світи, що виступають водоупором.

Водовмісними породами канівської і бучацької серій еоцену є піски дрібно- та середньозернисті. Глибина залягання відкладів досягає 160 м. За

хімічним складом води відносять до сульфатно-натрієвого та гідрокарбонатно-натрієвого типу по В.А. Суліну, їх мінералізація становить 0,5-2,3 г/дм³. Дебіти свердловин складають 4-5 м³/год.

Живлення водоносного комплексу палеогенових відкладів відбувається за рахунок інфільтрації атмосферних опадів.

Водоносний комплекс юрських відкладів приурочений до пісків та слабозцементованих пісковиків.

За своїм хімічним складом води належать до хлоркальцієвого типу, мають мінералізацію 1,1 г/л та питому вагу 1,022 г/см³.

Водоносні горизонти є високонапірними та мають високий дебіт. За даними отриманими у свердловині № 3 сусідньої Левенцівської площі дебіт склав 190 м³/д при середньодинамічному рівні 227 м (статичний рівень 95 м).

Водоносні горизонти живляться переважно за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, його розвантаження відбувається у долині р. Самара. Частково живлення водоносних горизонтів відбувається за рахунок розгрузки глибинних вод по тектонічним порушенням. Води нижньої частини розрізу майже не використовуються, води, приурочені до верхньоюрських пісковиків, слугують для водопостачання невеликих підприємств.

Зона уповільненого водообміну охоплює значну товщу відкладів від середнього карбону до девону включно.

Водоносні горизонти середньокам'яновугільних відкладів приурочені до башкирського ярусу, водовмісними породами є пісковики та алевроліти. За своїм хімічним складом води належать до хлоркальцієвого типу. Води башкирського ярусу мають мінералізацію 1,8 г/дм³ та питому вагу 1,041 г/см³. Вміст розчиненого вуглеводневого газу становить до 505 см³/дм³, вміст йоду – 2,52 мг/дм³, бром – 85,75 мг/дм³.

Води нижньокам'яновугільних відкладів приурочені до серпуховського, візейського та турнейського ярусів, водовмісні породи – слабозцементовані пісковики та алевроліти. Водоносні горизонти – високонапірні.

Верхня частина серпуховських відкладів потужністю близько 200 м складена переважно глинистими породами з рідкими прошарками пісковиків товщиною біля 5-10 м. Ця товща в цілому є водоупором, що розділяє середньокам'яновугільний водоносний комплекс від нижньокам'яновугільного, до складу якого входять водоносні горизонти нижньосерпуховських, візейських та турнейських відкладів.

Води візейського та серпуховського ярусів пов'язані з пластами пісковиків та алевролітів. Вони є високомінералізованими зі значним вмістом розчиненого газу. Загальна мінералізація становить 114,7-121,3 г/дм³, питома вага 1,015-1,085 г/см³. Води належать до хлоркальцієвого типу по В.А. Суліну.

За результатами аналізу проб води, отриманих на Іллічівській площі в свердловинах №№ 12, 13, 14 води турнейського ярусу відрізняються високою мінералізацією від 142 до 215 г/дм³, питома вага складає 1,09-1,15 г/см³. Вміст йоду становить 6,7-16,68 мг/дм³, бромю коливається від 36 до 203,68 мг/дм³.

За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу.

Води комплексу кам'яновугільних відкладів практичного значення не мають, через високу мінералізацію та значну глибину залягання.

Водоносний комплекс девонських відкладів пов'язаний зі щільними пісковиками та алевролітами. Водоносні горизонти переважно високонапірні та мають значний вміст розчиненого газу.

Води високомінералізовані, мають загальну мінералізацію до 200 г/дм³ та питому вагу 1,144 г/см³. Ступінь метаморфізації становить 0,72-0,78 (за результатами аналізу проб води, отриманих на Левенцівській площі). За хімічним складом води належать до хлоркальцієвого типу по В.А. Суліну. За даними, отриманими у свердловині № 4 Левенцівської площі визначено вміст мікрокомпонентів: йоду – 21,16 мг/дм³, бору – 26,55 мг/дм³, бромю – 128,64 мг/дм³. Дебіт вод становить 1,14 м³/д при динамічному рівні 596 м.

Гідродинамічні умови Попаснянсько-Самарської площі сприятливі для утворення і зберігання покладів вуглеводнів.

Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод на сусідніх площах приведені у додатку Д.

2.4. Висновки до розділу 2

Розділ 2 описує геологічні, стратиграфічні, тектонічні та гідрогеологічні особливості Попаснянсько-Самарської площі.

1) Стратиграфічна будова: стратиграфічний розріз району включає породи різного віку, від палеозойських до кайнозойських відкладів.

2) Тектонічна будова: площа розташована на межі Дніпровсько-Донецького грабену, характеризується активною тектонікою та численними розривами (10-300 м). Утворені локальні складки можуть слугувати пастками для вуглеводнів.

3) Гідрогеологічні умови: площа розташована в південному гідрогеологічному районі Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, площа має зони активного та уповільненого водообміну. Водоносні горизонти з високою мінералізацією обмежують використання вод для постачання населенню.

3. ОБСЯГ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

3.1. Загальна характеристика пошуково-розвідувальних робіт

В межах Попаснянсько-Самарської площі з метою встановлення перспектив її нафтогазоносності, виявлення покладів ВВ в перспективних нижньокам'яновугільних (С-16-18, В-16-18, В-19-21, В-22, Т-1) і девонських (горизонт ФМ-1-2) відкладах та в розуцільнених породах фундаменту (РЄ) було закладено першочергову незалежну свердловину № 1 на Попаснянській структурі.

Буріння свердловини вирішить наступні геологічні задачі:

- 1) вивчення геологічної будови ділянки робіт, у тому числі стратифікації цільових відбивальних горизонтів;
- 2) вивчення розкритого розрізу;
- 3) визначення речовинного складу порід-колекторів, їх фізичних характеристик;
- 4) вивчення глибинних гідрогеологічних і термодинамічних умов;
- 5) виявлення покладів ВВ в кам'яновугільних і, можливо, в турнейських, девонських відкладах та в розуцільнених породах фундаменту;
- 6) отримання промислово-геофізичних, геолого-промислових показників очікуваних покладів вуглеводнів для геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів.

Сейморозвідувальними дослідженнями на Попаснянсько-Самарській площі виділено ряд перспективних в нафтогазоносному відношенні структурних елементів.

3.2. Обґрунтування типової конструкції свердловини

Вибір конструкції свердловини здійснювався з урахуванням:

1. геолого-технічних умов її проходки;
2. набутого досвіду буріння в аналогічних геолого-технічних умовах;
3. виділення зон сумісних умов буріння;
4. забезпечення мінімальних витрат матеріалів на один метр проходки;
5. забезпечення нормальних умов доведення свердловини до проектної глибини і дослідження продуктивних горизонтів;
6. вимог діючих інструкцій і правил.

Визначальним в виборі конструкції свердловини є: суміщений графік тисків, рівні очікуваних устьових тисків, глибини залягання продуктивних горизонтів.

Кріплення ствола направленням діаметром 426 мм довжиною 10-40 м проводиться для закріплення устя свердловини та ізоляції ґрунтових вод.

Кріплення ствола кондуктором діаметром 324 мм довжиною 160 м проводиться з метою перекриття нестійких, поглинаючих кайнозойських відкладів, а також попередження забруднення водоносних горизонтів, що використовуються для пиття, хімічними реагентами бурових розчинів, встановлення противиکیدного обладнання. Кондуктор забезпечить буріння свердловини до глибини спуску технічної колони.

Технічна колона діаметром 245 мм довжиною 630 м спускається для перекриття нестійких порід юри і тріасу, де можливі обвалоутворення і часткове поглинання бурового розчину, набухання глин та перед розкриттям башкирських, серпуховських і перспективних візейських відкладів. На колону встановлюється ПВО перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при бурінні під експлуатаційну діаметром 140 мм колону. Технічна колона спускається однією секцією і цементується по всій довжині.

Експлуатаційна колона діаметром 140 мм довжиною 2400 м спускається від устя до вибою свердловини (необхідність та глибина спуску колони визначається за результатами ГДС) з метою забезпечення умов необхідних для роздільного випробування перспективних продуктивних пластів. Спуск колони передбачається провести однією секцією (в залежності від вантажопідйомності бурового верстата). Цементується по всій довжині.

Глибини спуску і характеристики обсадних колон в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. – Глибина спуску і характеристика обсадних колон в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі

3.3. Обґрунтування прогнозних пластових тисків і температур свердловинах Попаснянсько-Самарської площі

Прогноз термобаричних умов свердловини № 1 Попаснянсько-Самарської площі проведений на основі аналізу характеру розподілу

пластових тисків і температур на поблизу розташованих Левенцівській та Іллічівській площах наведено в додатку Е. При складанні прогнозу були використані результати вимірів пластових тисків і температур, проведених при випробуванні свердловин, виміри геотермічного градієнту, проведено зіставлення умов буріння свердловин.

Виміри пластового тиску в свердловинах проведені при випробуванні серпуховських і візейських відкладів нижнього карбону за допомогою ВПТ в процесі буріння свердловини і в експлуатаційній колоні. Виміряні величини пластового тиску, відповідають градієнтам 0,01-0,0110 МПа/м. При випробуванні за допомогою ВПТ визначені величини пластового тиску дещо вищі ніж при випробуванні в колоні.

Аналіз результатів вимірів пластових тисків та зіставлення умов проводки свердловин показує, що характер розподілу пластових тисків в розкритому розрізі від четвертинних до відкладів нижнього карбону та порід кристалічного фундаменту на досліджуваній території підпорядковується гідростатичному закону, величини градієнтів пластового тиску відповідають розрахунковому гідростатичному тиску південної бортової частини ДДЗ.

Передбачається, що в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі характер розподілу пластових тисків буде подібним. Поінтервально прогнозні величини пластового тиску і тиску гідророзриву наведені в додатку Ж.

Температурні умови в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі визначені за результатами вимірів геотермічного градієнту в свердловинах №№ 2, 3, 4 Левенцівської площі і № 4 Голубівсько-Іллічівської, проведених до глибин від 1600 до 2700 м. Максимальна температура зафіксована в свердловині № 4 Левенцівська і становить 81°C на глибині 2700 м. Величини геотермічного градієнту змінюються в межах від 2 до 2,78°C/100 м.

3.4. Система розташування свердловин

Система розташування свердловин на Попаснянсько-Самарській площі визначається побудованою геологічною моделлю, яка розроблена за даними сейсморозвідувальних робіт, даними пошуково-розвідувального буріння на суміжних площах, структурно-пошукового буріння, буріння вугільних свердловин, перспективного розрізу, поставленими задачами.

Під час вибору методики пошукових робіт були враховані особливості геологічної будови площі, розміри та морфологія окремих структурних елементів, тип і розміри очікуваних покладів.

Також були враховані попередньо оцінені ресурси прогнозованих покладів.

Свердловина № 1 закладається на Попаснянській структурі в апікальній частині склепіння, виділеного у верхньовізейських відкладах. Проектна глибина свердловини 2400 м, проектний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Передбачається, що при даній глибині свердловина № 1 розкриє увесь перспективний розріз від серпуховського ярусу до розущільнених порід фундаменту (див. Додаток В)

Таким чином, свердловиною № 1 Попаснянсько-Самарської площі планується уточнити геологічну будову Попаснянської структури, вивчити геологічний розріз площі, включно з породами фундаменту, та оцінити його нафтогазоперспективність. Свердловина закладається в оптимальних умовах по верхньовізейських відкладах. Через відсутність структурних побудов по нижчезалягаючих відкладах та розбіжності у визначенні глибини розкриття порід фундаменту (на схемі будови докембрійських утворень фундаменту (абс. відмітка близько -2110 м) і на геоелектричному розрізі по профілю 10₂₄3805 (абс. відмітка -1940 м)). На рисунку 3.1 представлений фрагмент карти Попаснянсько-Самарської площі з виокремленими зонами аномалій, які пов'язуються з нафтогазоперспективністю розрізу

Пошукова свердловина № 2 закладається на Євещькій структурі в апікальній частині південного склепіння, виділеного у верхньовізейських відкладах. Проектна глибина свердловини 2500 м (проектна глибина буде уточнена за результатами буріння свердловини № 1 (породи фундаменту очікується розкрити на глибині 2245 м із урахуванням альтитуди 105 м)), проектний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Передбачається, що при даній глибині свердловина № 2 розкриє увесь перспективний розріз від башкирського ярусу до розущільнених порід фундаменту.

Свердловиною № 2 Попаснянсько-Самарської площі планується уточнити геологічну будову Євещької структури, вивчити геологічний розріз структури, включно з породами фундаменту, та оцінити його нафтогазоперспективність. Свердловина закладається в оптимальних умовах по верхньовізейських відкладах.

Пошукова свердловина № 3 закладається на Самарській структурі, в апікальній частині структурного носу, обмеженого субширотним порушенням у верхньовізейських відкладах. Проектна глибина свердловини 2100 м (проектна глибина буде уточнена за результатами буріння свердловин №№ 1, 2 (породи фундаменту очікується розкрити на глибині 1760 м з урахуванням альтитуди 120 м)), проектний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Передбачається, що при даній глибині свердловина № 3 розкриє увесь перспективний розріз від візейського ярусу до розущільнених порід фундаменту.

Свердловиною № 3 Попаснянсько-Самарської площі планується уточнити геологічну будову Самарської структури, вивчити геологічний розріз структури, включно з породами фундаменту, та оцінити його нафтогазоперспективність. Свердловина закладається в оптимальних умовах по верхньовізейських відкладах.

Пошукова свердловина № 4 закладається на Високій структурі в апікальній частині структурного носу, обмеженого субширотним порушенням у верхньовізейських відкладах. Проектна глибина свердловини

2250 м (породи фундаменту очікується розкрити на глибині 2020 м із урахуванням альтитуди 140 м)), проєктний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Передбачається, що при даній глибині свердловина № 4 розкриє увесь перспективний розріз від візейського ярусу до розушілених порід фундаменту.

Свердловиною № 4 Попаснянсько-Самарської площі планується уточнити геологічну будову Високої структури, вивчити геологічний розріз структури, включно з породами фундаменту, та оцінити його нафтогазоперспективність. Свердловина закладається в оптимальних умовах по верхньовізейських відкладах.

3.5. Комплекс геолого-геофізичних досліджень

З метою всебічного комплексного вивчення розрізу і перспективних горизонтів, розкритих в процесі буріння свердловини, а також для отримання достовірної інформації для обґрунтування підрахункових параметрів, передбачається наступний комплекс робіт:

- 1) Відбір керну.
- 2) Геофізичні дослідження.
- 3) Лабораторні дослідження.
- 4) Випробування перспективних горизонтів.

Керновий матеріал являється основою для отримання найбільш достовірної інформації про розріз свердловин, а результати його комплексного дослідження спільно з петрографічними даними повинні забезпечити надійну геолого-геофізичну інформацію під час пошуків, розвідки, підрахунку запасів нафтових і газових родовищ, тому умови проводки свердловини повинні забезпечувати винос керну не менше 60% від запроєктованого.

У зв'язку з вивченістю кайнозойських, мезозойських і верхньої частини палеозойських відкладів, а також, враховуючи той факт, що основні перспективи нафтогазоносності Попаснянсько-Самарської площі пов'язані з відкладами візейського і турнейського ярусів кам'яновугільної системи, девонськими відкладами та розущільненими породами фундаменту відбір керну передбачається з перспективної частини розрізу з повним комплексом його дослідження, направленою на вирішення наступних задач:

1) стратиграфічне розчленування (визначення віку) розрізів порід, які будуть розкриті проєктними свердловинами і зіставлення їх з розрізами сусідніх свердловин;

2) літологічна і геохімічна характеристика розрізів, відновлення палеогеографічних умов басейну осадконакопичення і геологічної історії його розвитку;

3) виявлення прямих і непрямих ознак нафтогазоносності, визначення колекторських і екрануючих властивостей порід в продуктивних і водоносних частинах розрізів;

4) вивчення залежностей між ємкісними властивостями, нафтогазо- і водонасиченістю порід і промислово-геофізичними параметрами;

5) вивчення геологічної будови площі.

При необхідності прямої оцінки залишкової водо- і нафтогазоносності керн повинен бути терміново, після підняття, герметизований. При складанні керну в ящики проводиться його попередній літологічний опис з метою віднесення його до того чи іншого літотипу, фіксація наявності чи відсутності каверн і тріщин, встановлення ступені макрооднорідності, візуальної оцінки характеру насичення.

Результати попереднього макроскопічного опису необхідно заносити в геологічний журнал.

Згідно з глибиною розкриття свердловиною № 1 перспективних горизонтів С-16-18, В-16-18, В-19-21, В-22, Т-1, ФМ-1-2, РС – здійснено відбір керну в інтервалі їх залягання. Дані зведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Інтервали відбору керну в свердловині № 1
Попаснянсько-Самарської площі

Комплекс геофізичних досліджень у свердловинах визначається у відповідності з основними нормативними вимогами [24].

Загальні дослідження включають обов'язкові види досліджень, що забезпечують оцінку нафтогазоносності порід, визначення їх колекторських властивостей, стратиграфічної прив'язки та розчленування розрізу, корегування інтервалів відбору керну, ВПТ та перфорації.

Детальні дослідження виконується в перспективному інтервалі, а також при випробуванні нафто- і газоносних об'єктів.

В комплексі геофізичних досліджень при контролі випробування свердловин у складних випадках, коли отримані дані не ефективні, для виявлення інтервалів притоку ВВ та перетоків застосовуються високоточна термометрія (ВТ), акустичний широкохвильовий каротаж (АКШ), та інші. Додаткові методи геофізичних досліджень визначаються, виходячи зі специфіки досліджуваного розрізу та конкретних геолого-технічних умов,

коли необхідно отримати додаткову інформацію, для виконання поставлених завдань.

У відкритому стволі усіх, без винятку, свердловин обов'язково виконується інклінометрія і профілеметрія, в обсаджених – методи контролю за якістю цементування колони (АКЦ).

Проектний комплекс промислово-геофізичних досліджень в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі наведено в додатку К.

Достовірну геологічну інформацію про літолого-фізичні властивості порід, фізико-хімічну характеристику пластових флюїдів необхідно одержати в результаті детального і комплексного вивчення керну, проб пластових флюїдів лабораторними методами досліджен

Комплекс лабораторних досліджень виконується згідно діючих нормативних документів, методичних рекомендацій та інструкцій, в яких рекомендується необхідний перелік, об'єм, якість і повнота досліджень.

Комплекс лабораторних досліджень включає наступні види робіт:

- 1) визначення колекторських властивостей порід по керну;
- 2) фізико-хімічний аналіз газу, нафти, конденсату і розчиненого газу;
- 3) хімічний аналіз води і порід;
- 4) палеонтологічний, петрографо-мінералогічний, люмінесцентно-бітумінологічний, петрофізичний аналіз кернавого матеріалу.

В процесі буріння, а також в період досліджень свердловини відбираються проби газу, газового конденсату, нафти, пластової води.

В лабораторіях в повній мірі досліджуються глибинні проби води. Визначається колір води, смакові якості, густина води при температурі 20°C, солоність, хімічний склад, наявність мікроелементів, мінералізація, жорсткість, окисленість.

Орієнтовний обсяг лабораторних досліджень керну та пластових флюїдів в свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі приводяться в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Обсяг лабораторних досліджень керну та пластових флюїдів по свердловині № 1 Попаснянсько-Самарської площі

№ п/п	Назва досліджень, аналізу	Одиниця виміру	Кількість зразків або проб
1.	Петрографо-мінералогічний	шт.	20
2.	Колекторські властивості за керном: відкрита пористість;	шт.	50
	проникність	шт.	50
	залишкова водонасиченість	шт.	50
3.	Люмінесцентно-бітумологічний	шт.	50
4.	Аналіз нафти	проб	6
5.	Аналіз газу	проб	8
6.	Аналіз конденсату	проб	8
7.	Аналіз пластової води	проб	14
8.	Аналіз розчиненого газу	проб	6

Випробування свердловин виконується з метою вивчення нафтогазоносності геологічного розрізу порід, що розкриваються, уточнення моделі продуктивних покладів, вивчення основних газогідродинамічних характеристик колекторів, фізичних властивостей флюїдів, а також з метою оцінки промислового значення покладів газу і конденсату, для одержання необхідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів.

Випробування пластів у свердловинах виконується як в процесі буріння, так і після спуску експлуатаційної колони.

Основна мета випробування свердловин в процесі буріння – оперативне, своєчасне виявлення і вивчення перспективних нафтових і газових горизонтів у відкритому стволі після їх розкриття, гідродинамічних характеристик пластів, а також для вирішення питання про необхідність спуску експлуатаційної колони при закінченні свердловин бурінням. Вибір пластів для випробування в процесі буріння проводиться як за результатами буріння, так і за даними промислово-геофізичних досліджень.

Для одержання достовірних результатів випробування повинно проводитись в терміни, які забезпечують збереження природних колекторських властивостей пласта.

З метою безпечного проведення випробування пластів за допомогою ВПТ і одержання однозначних результатів, товщину випробуваних інтервалів необхідно обмежувати до 25-50 м.

Випробування за допомогою ВПТ проводиться з обов'язковою установкою глибинних манометрів у фільтрі, під запірним і перед циркуляційним клапаном з метою контролю герметичності бурильних труб.

При випробуванні повинні бути виконані такі дослідження, як вимірювання вибійних і пластових тисків, визначення пластової температури, визначення дебітів пластових флюїдів і відбір їх проб на аналіз.

Для одержання достовірних даних про характер насичення пласта-колектора необхідно депресію на пласт подавати в межах 20-30 %, причому, депресія повинна бути більша від репресії в 2-3 рази.

За допомогою випробувача пластів на трубах в свердловині № 1 пропонується випробувати об'єкти у візейських і турнейських відкладах нижнього карбону та у корі вивітрювання фундаменту в інтервалах, наведених в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4. – Інтервали випробування в процесі буріння свердловини № 1 Попаснянсько-Самарської площі

3.6. Висновки до розділу 3

Розділ 3 описує обсяг пошуково-розвідувальних робіт на Попаснянсько-Самарській площі.

- 1) Конструкція свердловини: запроектовано три основні колони – кондуктор (до 160 м), технічна (до 630 м) та експлуатаційна (до 2400 м). Така конструкція забезпечує безпечне буріння, оцінку колекторських властивостей та можливість випробування продуктивних горизонтів.
- 2) Прогнозовані пластові тиски та температури: Аналіз термобаричних умов на основі даних сусідніх площ показує, що пластові тиски відповідають гідростатичному закону. Максимальна температура на глибині 2700 м – 81°C, геотермічний градієнт варіюється від 2 до 2,78°C/100 м.
- 3) Система розташування свердловин: Базується на даних сейсмозвідки, структурно-пошукового буріння та геологічної моделі площі. Першочергова свердловина №1 розташована у склепінній частині Попаснянської структури для детального вивчення геологічного розрізу.
- 4) Комплекс геолого-геофізичних досліджень: Включає відбір керну, геофізичні методи (інклінометрія, акустичний каротаж, контроль цементування), лабораторний аналіз порід та пластових флюїдів.

4. ПРОГНОЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТА ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ ПОПАСНЯНСЬКО-САМАРСЬКОЇ ПЛОЩІ

Попаснянсько-Самарська площа відноситься до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, де відкриті багаточисельні родовища нафти та газу у відкладах середнього і нижнього карбону та верхнього девону, встановлені нафтогазопрояви в корі вивітрювання кристалічного фундаменту.

4.1. Прогноз нафтогазоносності Попаснянсько-Самарської площі

Прогноз нафтогазоносності Попаснянсько-Самарської площі виконаний на основі аналізу нафтогазоносності родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, в першу чергу, найближчих Левенцівського та Голубівського родовищ, та результатів комплексного прогнозування нафтогазоперспективності об'єктів осадового чохла шляхом виділення специфічних аномалій гравітаційного, магнітного, геоелектричного і хвильового полів, які характерні для продуктивних структур.

За геолого-геофізичними матеріалами, що висвітлюються в попередніх розділах, перспективність пошуків нових покладів вуглеводнів на Попаснянсько-Самарській площі пов'язується з відкладами кам'яновугільної системи та, можливо, девонськими відкладами і розуцільненими породами фундаменту.

Продуктивними на Левенцівському газоконденсатному та Голубівському нафтогазоконденсатному родовищах є пласти горизонтів Б-1, Б-4, Б-5 башкирського ярусу, С-1, С-3, С-4, С-6, С-17, С-18 серпуховського

ярусу В-16, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22 візейського ярусу та Т-1 турнейського ярусу, причому, пласти в різних блоках одного родовища є як газоносними, так і нафтоносними (Голубівське родовище). Колекторами на цих родовищах є пісковики з пористістю 14-22%. Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані, рідко літологічно обмежені.

Продуктивні горизонти Голубівського НГКР (Східно-Голубівське підняття) приурочені до відкладів турнейського (Т-1) та башкирського (Б-4, Б-5) ярусів карбону. Інтервал нафтогазоносності 926-2307 м. Поклади пластові, склепінні.

На Голубівському НГКР (Голубівське підняття) продуктивні горизонти приурочені до відкладів башкирського (горизонт Б-9), серпуховського (горизонти С-3, С-4, С-6, С-17, С-18), візейського (горизонти В-14, В-16, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22) та турнейського (Т-1) ярусів. Інтервал нафтогазоносності 1216-2207 м. Поклади пластові, склепінні, часто тектонічно та літологічно обмежені. Колектори представлені пісковиками, пористість яких змінюється від 6-13% (горизонт В-18) до 26,6% (горизонти С-3, С-4).

На Іллічівській площі промислові припливи газу отримані в структурно-пошуковій свердловині № 388 із відкладів башкирського ярусу (горизонт Б-6). Абсолютно вільний дебіт газу склав 396 тис. м³/доб. В інших свердловинах, пробурених на структурі на нафту і газ, отримані припливи пластової води з розчиненим газом.

На південь від досліджуваної площі, в межах південного борту ДДЗ, при бурінні вугільних свердловин на різних глибинах і в різних стратиграфічних комплексах зафіксовано нафтогазопрояви.

За концентрацією локальних геолого-геофізичних ознак нафтогазоперспективності порід фундаменту в межах Попаснянсько-Самарської площі виділяються дві перспективні ділянки. Вони приурочені до зони південного крайового розлому.

Перша – розташована в районі Самарської структури осадочного чохла. Тут концентруються прогнозні зони розуцільнення за даними електророзвідки ЧЗ-ВП; серед гранітоїдів виділяються останці змінених зеленокам'яних порід і малорозмірні інтрузії змінених основних порід; прогножуються розриви зсувного типу; в гравітаційному полі фіксуються зонки малоінтенсивних мінімумів, які корелюються із розривними порушеннями.

Друга ділянка – розташована в районі Південно-Попаснянської і Северинівської структур осадочного чохла. Вона приурочена до фрагменту крайового розлому, який утворює вигин в бік борту і, безпосередньо, прилягає до точки перетину південного крайового і Оріхівсько-Павлоградського розломів. Ця ділянка містить увесь набір вищеперерахованих ознак і представляється більш перспективною, так як відзначені ознаки виділяються тут більш впевнено. Крім того, ділянки бортів ДДЗ, які були втягнуті під дію процесів рифтогенезу, є високоперспективними в нафтогазоносному відношенні для порід фундаменту.

У межах Попаснянсько-Самарської площі виділяються 4 аномалії інтенсивністю 3 і більше одиниці. Всі вони розташовані в межах грабену і приурочені до склепінних частин Євещької, Самарської і Попаснянської структур та окремого блоку Південно-Попаснянської структури, який контролюється крайовим розломом. Ці об'єкти найбільш перспективні в нафтогазоносному відношенні. Зокрема, на Попаснянській структурі (свердловина № 1) співпадіння в плані аномалій хвильового поля, що зв'язуються з ореолами розсіювання і дифузійними потокам від покладів ВВ, гравітаційних і магнітних мінімумів, що характерні для продуктивних структур, аномалій підвищеної поляризованості на рівні кам'яновугільних відкладів за даними електророзвідки ЧЗ-ВП, що зв'язуються з ореолами розсіювання і дифузійними потокам від покладів ВВ, аномалій підвищеного опору стовпоподібної форми електророзвідки ЧЗ-ВП, які можуть бути

пов'язані як із ореолами розсіювання і дифузійними потоками ВВ, так і з впливом позитивних структур або їх блоків.

За даними вивчення газоносності вугільних пластів і вміщуючих комплексів порід Новомосковського вугленосного району газове вивітрювання відзначається до глибини 800 м. Це обумовлено великою пористістю (до 40%) і проникливістю (до 500 і більше мілідарсі) як вуглевміщуючих товщ, так і перекриваючих їх утворень, та інтенсивною розривною тектонікою. Таким чином, на ділянках борту з потужністю осадового чохла до 1,0 км відкриття навіть дрібних родовищ ВВ вельми проблематично. Враховуючи що значного погіршення фільтраційно-ємкісних властивостей цих відкладів у прибортовій частині грабена не очікується, певною мірою такий висновок може відноситися і до цієї частини площі.

Буріння першої свердловини з розкриттям порід фундаменту дозволить з'ясувати не тільки літолого-стратиграфічний склад розкритого розрізу і його перспективність, а й підтвердити існування самої Іллічівської затоки по фундаменту.

При визначенні перспективних горизонтів були враховані результати буріння і випробування свердловин на Голубівському, Левенцівському, Личківському та Ульяновському родовищах. Згідно локального прогнозу нафтогазоносності ПопаснянськоСамарської площі оцінку перспективних ресурсів нафти і газу виконано по горизонтах Б-4-5 башкирських, С-3-4, С-16-18 серпуховських, В-16-18, В-19-21, В-22 візейських, Т-1 турнейських та ФМ-1-2 девонських відкладів.

4.2. Оцінка перспективних ресурсів Попаснянсько-Самарської площі

Площі перспективних пасток обмежені тектонічними порушеннями та останніми замкненими на них ізогіпсами. Термобаричні умови покладів, фізико-хімічні властивості нафти, перерахункові коефіцієнти, ефективні сумарні товщини (враховуючи, що на площі перспективні пласти не розкриті до підрахунку, прийнята половина їх сумарних ефективних товщин по Голубівському НГКР), середньозважені коефіцієнти пористості та нафтогазонасиченості взяті по аналогії з Голубівським НГКР. Підрахункові параметри для перспективних горизонтів ФМ-1-2 прийняті по аналогії з Личківським і Ульяновським родовищами та з урахуванням товщин пластів на Левенцівському родовищі.

При підрахунку перспективних ресурсів врахований коефіцієнт заповнення пастки, який за статистичними даними, для даної території становить 0,5.

По перспективних горизонтах ФМ-1-2, Т-1, В-22, В-19-21, В-16-18 пастки обмежені тектонічними порушеннями та останньою замкненою на них ізогіпсою: на Попаснянсько-Самарській (Попаснянська, Висока та Самарська структури) – мінус 1800 м, на Євецькій – мінус 1900 м, Площа Попаснянсько-Самарської пастки складає 11,68 км², Євецької – 2,72 км².

По перспективному горизонту С-16-18 на Євецькій структурі пастка обмежена тектонічними порушеннями, на Попаснянській – тектонічними порушеннями та останньою замкненою на них ізогіпсою – мінус 1000 м. Площа Попаснянської пастки складає 2,52 км², Євецької – 6,16 км².

По перспективних горизонтах С-3-4, Б-4-5 на Євецькій структурі пастка обмежена тектонічними порушеннями. Площа Євецької пастки складає 5,03 км².

Підрахункові параметри, величини перспективних ресурсів газу наведені в додатку Л, нафти – в додатку М.

У межах Попаснянсько-Самарської площі ресурси категорії С₃ по прогнозних перспективних пластах становлять: нафти 3042 тис. т газу – 1483 млн. м³.

Техніко-економічні показники пошукових робіт приведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники пошукових робіт на Попаснянсько-Самарській площі

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1.	Кількість проєктних свердловин	шт.	4
2.	Проєктна глибина, горизонт (відклади)	м	2100-2500 (РС)
3.	Середня комерційна швидкість буріння	м/верс.міс	750
4.	Сумарний метраж	м	9400
5.	Граничні асигнування на будівництво свердловини	млн. грн.	350
6.	Граничні асигнування на 1 м проєктного буріння	тис. грн.	21,6
7.	Тривалість проєктних робіт по площі	рік	2
8.	Очікуваний приріст запасів	тис.т.у.п	2384
9.	Приріст очікуваних запасів ВВ на 1 м проходки	тони у.п.	258
10	Розрахункова вартість 1 т у.п. приросту	грн./т	145

4.3. Висновки до розділу 4

1. Прогноз нафтогазоносності: аналіз геолого-геофізичних даних вказує на перспективність кількох структур, особливо в межах південного крайового розлому. Найбільш перспективними є Самарська, Південно-Попаснянська та Северинівська структури. Очікується наявність покладів у пісковиках із пористістю 14-22%, розташованих у пластових і склепінних пастках.

2. Основні перспективні ділянки: виділено дві ключові ділянки – район Самарської структури та район Південно-Попаснянської і Северинівської структур. Вони характеризуються сприятливими тектонічними умовами,

наявністю розуцільнених порід та глибоких розломів, що сприяють міграції і накопиченню вуглеводнів.

3. Методи оцінки ресурсів: оцінка перспективних ресурсів виконана за аналогією з Левенцівським та Голубівським родовищами з урахуванням геофізичних аномалій і геологічних особливостей. Підрахунок ресурсів нафти та газу здійснено об'ємним методом, що враховує площу пасток, ефективні товщини пластів, пористість і нафтонасиченість.

4. Результати оцінки: перспективні ресурси категорії С3 для площі оцінюються в 3042 тис. тонн нафти та 1483 млн м³ газу. Основні горизонти нафтогазоносності – башкирського, серпуховського, візейського та турнейського ярусів, а також девонські відклади та породи кристалічного фундаменту.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішено важливу науку задачу удосконалення методики прогнозу нафтогазоносності та оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів Попаснянсько-Самарської площі.

1. В геологічній будові Попаснянсько-Самарської площі беруть участь породи кристалічного фундаменту, на яких залягають відклади осадового чохла в складі палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем.
2. Осадовий чохол на площі досліджень істотно відрізняється по товщині і стратиграфічній наповненості в межах грабену та на борту. Якщо в грабені осадовий комплекс починається з девонських відкладів, то на південному борту найдавнішими породами, що залягають на фундаменті, є нижньовізейські утворення.
3. Промислова нафтогазоносність Попаснянсько-Самарської площі приурочена до кам'яновугільної системи.
4. Перспективні ресурси категорії С₃ для площі оцінюються в 3042 тис. тонн нафти та 1483 млн м³ газу.

