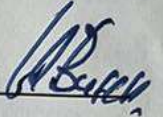


Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

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

До захисту
завідувач кафедри



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Обґрунтування геологорозвідувальних робіт на основі
геодинамічної моделі Білопавлівської горст-антикліналі

Пояснювальна записка

Керівник

м. в.к. Палоченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Палоченкова

підпис, дата

Виконавець роботи

Шелкомяс А.Д.

студент, ПІБ

група

401-43

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

м. в.к. Палоченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

м. в.к. Палоченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доцент Пестряк М.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

м. в.к. Ровк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

м. в.к. Палоченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.06.23

Полтава, 2023

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: Бакалавр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

Векшиков Ю.П.
"04" 05 2022 року

ЗАВДАННЯ **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Шелкопляс Антон Денисович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Обґрунтування геологорозвідувальних робіт на основі геодинамічної моделі Білопавлівської горст-антикліналі

Керівник проекту (роботи) с.в.каф. Вольченкова Алла Володимирівна

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

затвержені наказом вищого навч. закладу від 20.03.2023 року №236-фа

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 16.06.23

2. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого-технічний наряд, сейсмо-геологічні профілі.

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, геолого-технічний наряд I та сейсмологічний профіль по лінії I-I, висновок. (у формі презентації).

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Спеціальна частина	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Технічна частина	к.тн.доц. Нестеренко Т.М.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Економічна частина	ст.викл. Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Охорона праці	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

6. Дата видачі завдання 1.05.23

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	01.05–07.05
2	Спеціальна частина	08.05–21.05
3	Технічна частина	22.06–04.06
4	Економічна частина	05.06–11.06
5	Охорона праці	12.06–15.06
6	Попередні захисти робіт	16.16–19.06
7	Захист бакалаврської роботи	20.06–21.06

Студент

[Signature] Шаколас А.Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

[Signature] Вольченкова А.В.
(підпис) (прізвище та ініціал)

Зміст

ВСТУП.....	3
I ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	4
1.1 Географо-економічні умови.....	4
1.2 Геолого-геофізична вивченість.....	5
1.3 Геологічна будова.....	11
1.3.1 Стратиграфія.....	11
1.3.2 Тектоніка.....	15
1.3.3 Нафтогазоносність.....	20
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика.....	24
II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	35
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт.....	35
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт.....	36
2.1.2 Система розміщення свердловин.....	41
2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження.....	42
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів.....	47
2.1.5 Лабораторні дослідження.....	55
2.1.6 Оцінка перспективності площі.....	57
2.2 Підрахунок запасів.....	58
III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	60
3.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	60
3.2. Обґрунтування конструкцій свердловин.....	65
3.3.Режими буріння.....	67
3.4. Характеристика бурових розчинів.....	69
3.5. Охорона надр та навколишнього середовища.....	73
IV ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	81
4.1 Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт.....	81
4.2 Вартість та геолого-економічна ефективність проєктних робіт.....	83
V. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	86
5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	86
5.2. Розробка заходів з охорони праці.....	88
5.2.1. Заходи з техніки безпеки.....	88
5.2.2. Заходи з виробничої санітарії.....	89
5.3. Пожежна безпека.....	90
ВИСНОВКИ.....	92
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	94

ВСТУП

В даний момент в південно-східній частині ДДЗ вже виявлені традиційні пастки, які здатні уміщати промислові скупчення вуглеводнів. Це ставить гострою проблемою необхідність розробки нової стратегії пошуків перспективних нафтогазових об'єктів. Одним з можливих об'єктів є новий тип резервуара - вторинний нафтогазовий резервуар з дилатансогенним колектором. В умовах ДДЗ такі резервуари, можливо, можуть бути пов'язані з горст-антиклінальними структурами, зокрема з Білопавлівською складкою.

На глибинах понад 4,5 км в межах Білопавлівської горст-антикліналі можуть існувати умови для розвитку вторинних нафтогазових природних резервуарів, які стратиграфічно пов'язані з відкладами башкирського ярусу середнього карбону і верхньосерпухівського ярусу нижнього карбону. Вивчення цих резервуарів є актуальним на сучасному етапі пошуково-розвідувальних робіт.

Метою даної роботи є вивчення перспектив нафтогазоносності вторинних резервуарів, оцінка запасів і ресурсів газу в їх межах та наукове обґрунтування розміщення бурових робіт.

І ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічні умови

Площа проєктованих робіт в адміністративному відношенні розташована на території Первомайського району Харківської області України.

В орографічному відношенні район проєктованих робіт являє собою горбисту рівнину, сильно порізану ярово-балковою сіткою. Загальне зниження рельєфу спостерігається в напрямку з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються у межах 160-185 м.

Гідросистема району проєктованих робіт представлена рікою Сіверський Донець і лівими притоками – ріками Орілька і Берестова.

Ландшафт району проєктованих робіт в основному степовий. Ґрунтовий покрив на більшій частині утворений чорноземом (до 0,5 м) і суглинками (0,5-4 м).

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура + 8 °С, максимальна + 40 °С (липень – серпень), мінімальна – 30 °С (січень – лютий). Глибина промерзання ґрунту 1,0-1,2 м.

Середньорічна кількість опадів за останні роки спостерігається в межах 450-550 мм, а максимальна за всі роки не перевищує 600 мм.

Вітри нестійкі як за напрямком, так і за швидкістю. У весняно-літній період переважають південні і південно-східні, а зимою та восени, в основному, північні і північно-східні.

Забезпечення технічною водою для потреб буріння успішно вирішується водяними свердловинами, які буряться на бучакський водоносний горизонт.

Білопавлівська площа розташована в густонаселеному районі. У межах площі розташовані населені пункти: с. Миронівка, с. Коптівка, с. Ржавчик, с. Закутіївка, які пов'язані між собою асфальтованими і ґрунтовими дорогами.

В економічному відношенні район є типово сільськогосподарським.

1.2 Геолого-геофізична вивченість

Пошуково-розвідувальні роботи з метою пошуків перспективних на нафту і газ антиклінальних підняття у районі проєктованих робіт розпочаті у післявоєнний період.

У 1949 році при проведенні гравіметричної зйомки (Балабушевич І.А. та ін., трест “Укргеофізика”) були виявлені Миронівський і Павлівський мінімуми сили тяжіння Східно-Павлівської і Миронівської структур.

При проведенні структурно-картувального буріння в цілях розвідки розрізу мезозою та палеозою (А.Г. Паламарчук, 1949-1950 рр., трест “Укрсхіднафтогазрозвідка”) по мергелях київської світи виявлена Верхньоорільська (Миронівська) складка.

У 1952 р. ГПК трест “Харківнафтогазрозвідка” (Близнюк В.Ф.) проводилося структурно-пошукове буріння з метою вивчення розрізу мезозою та палеозою. В результаті була підтверджена наявність Миронівського підняття.

Сейсморозвідувальні дослідження МВХ проводилися на площі починаючи з 1952 р. (Гудзелевський Л.М., Бойченко Л.А., с.п. 11/52, трест “Укрнафтогазрозвідка”). У результаті по відбиваючих горизонтах в юрі і тріасі вивчена геологічна будова Миронівської структури і виявлене Павлівське підняття.

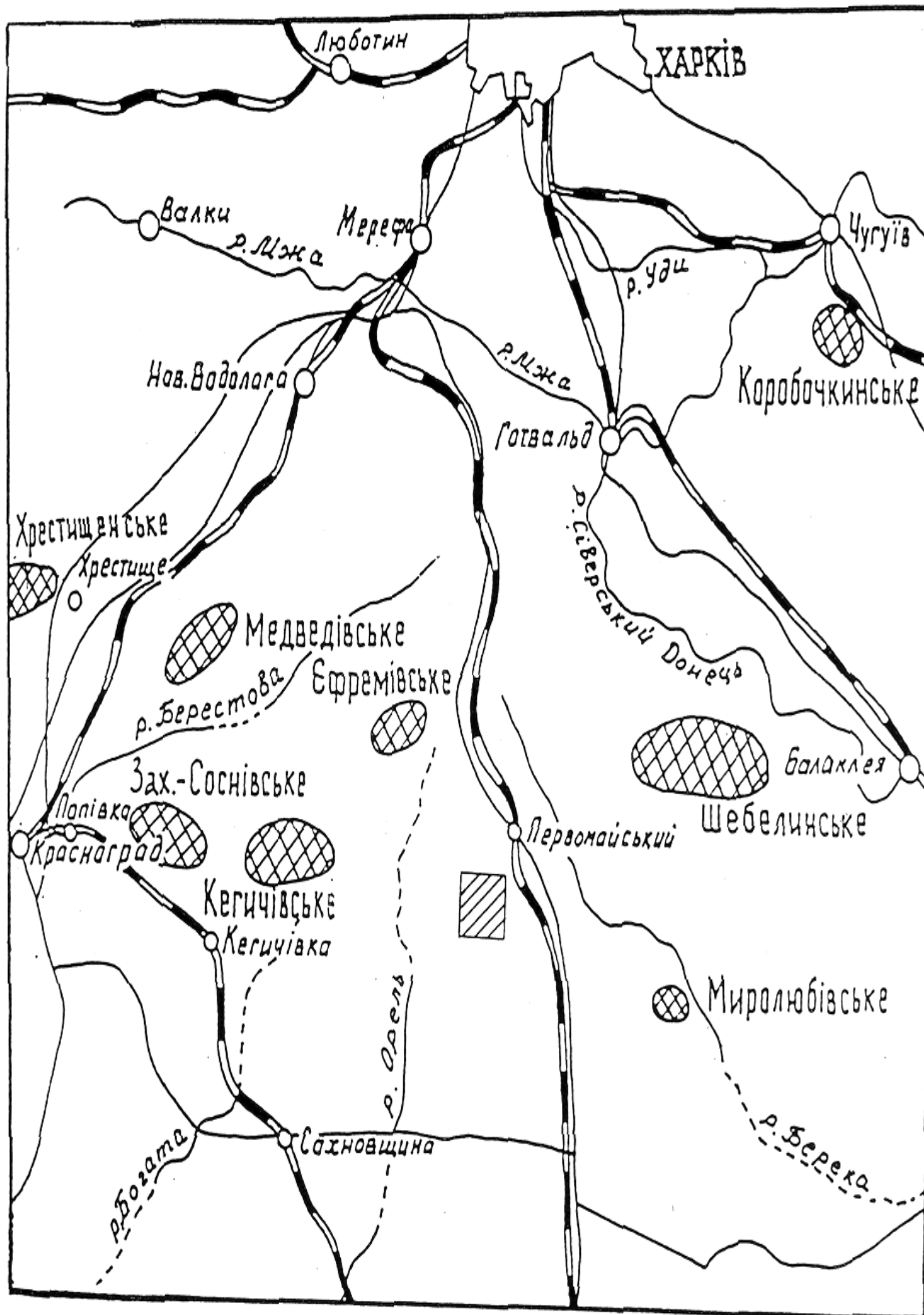
Вивчення геологічної будови Миронівської площі по маркуючих горизонтах в юрських відкладах проводилось в 1958 р. (Ткачишин С.В., ГПК трест “Харківнафтогазрозвідка”).

В 1959 р. трестом “Укргеофізрозвідка” (Ручко В.І., Гамен В.А., с.п. 25/59, 26/59) проводились електророзвідувальні роботи, в результаті яких встановлено підвищене залягання горизонтів високого опору у межах Біляївсько-Миронівської антиклінальної зони.

Сейсморозвідкою МВХ (Домбровський П.П., Шестак П.П., трест “Укргеофізрозвідка”, с.п. 51/64) в 1964-65 рр. по відкладах палеозою виділена Східно-Павлівська структура та уточнена будова Миронівської структури.

В 1966 р. сейсморозвідувальними роботами МВХ (Домбровський П.П., Здоровенко М.М., с.п. 52/65, трест “Укргеофізрозвідка”) уточнено будову Миронівської солянокупольної структури і вивчені Світлівське і Веселівське підняття.

ОГЛЯДОВА КАРТА РАЙОНУ РОБІТ



Тематичними дослідженнями, метою яких були прямі пошуки нафтогазових покладів (Ільницький І.Г., трест “Укргеофізрозвідка”, 1974 р., ОМП 45/73), уточнено і доповнено будову Світлівської структури і Миронівського соляного штоку по відкладах пермі і верхнього карбону.

В результаті гравіметричної зйомки, проведеної Миронівською т.п. 235/76 (Малиновський А.К., Каршебаум М.А., 1977 р., “Дніпрогеофізика”), складена карта гравітаційного поля, де виявлені контури Павлівського і Миронівського соляних штоків.

Сейсморозвідувальними дослідженнями КМЗХ (“Укргеофізика”, с.п. 1/79, 1980 р., Лисенко М.П.) уточнена і доповнена схематична карта гіпсометрії фундаменту по профілю Булахівка – Харків.

Регіональними сейсморозвідувальними роботами МСГТ (т.п. 118, Стомба С.М., регіональний профіль Левенцівка – Безлюдівка) вивчено особливості будови Світлівської площі до поверхні фундаменту. (Таблиця 1.2.)

Роботами МСГТ у 1977-82 рр. (с.п. 42/77, 38/79, 37/80, 38/80, 38/95, 38/99, автори Ігнатів В.І., Яковлева А.А., Вовк В.Г., Шатова Л.А.) уточнено будову Павлівського, Миронівського, Лігівського, Веселівського підняття по відкладах пермі та карбону. З метою пошуків нафтових і газових покладів у межах Веселівського підняття пробурено дві свердловини: 1-Білопавлівська, 3-Миронівська. (Таблиця 1.1)

Свердловина 1-Білопавлівська була пробурена в склепінній частині Білопавлівської структури з метою пошуків скупчень ВВ у відкладах верхнього та середнього карбону. Фактична глибина свердловини 4248 м (C_2m). Ліквідована за геологічними причинами.

Свердловина 3-Миронівська закладена на північний захід від Світлівської структури. Проектна глибина свердловини 2500 м, фактична 2503 м (C_3^3). Ліквідована за геологічними причинами.

Таблиця 1.1 – Виробничо-тематичні і наукові дослідження

Автори звіту, рік, найменування. Організація, яка проводила роботи	Основні результати досліджень
1	2
Андрєєва Р.І., 1961-1962 рр. Тематичні роботи в межах південно-східної частини ДДЗ. Київська експедиція, УкрНДГРІ, т.п. 3/61	Складена сейсмогеологічна карта Соснівської і Павлівської площ по відбиваючому горизонту IV _{T2} нижньої пермі
Буряченко А.В., Чупіхіна Н.Ф., 1983 р. Геологічний звіт про результати глибокого пошукового буріння на Миронівській, Білопавлівській та Світлівській площах, с. Первомайське, ПГРЕ	Проведений аналіз результатів глибокого буріння на Миронівській, Білопавлівській та Світлівській площах
Яремко В.М., Пузирьова Р.І., 1972 р. Проект на виробництво глибокого пошуково-розвідувального буріння на Світлівській площі, с. Первомайське, ПГРЕ	Складено проект на закладання 11 пошукових і розвідувальних свердловин на Східно-Павлівській, Світлівській і Білопавлівській площах.
Черняков О.М., Омельченко В.В., 1997 р. Аналіз геолого-геофізичних матеріалів з метою виявлення об'єктів, перспективних для пошуків нафти і газу в Кегичівсько-Мироліубівському районі, Укрндігаз, Харків	Виконані геологічні побудови і переінтерпретація гравіметричних і сейсмічних матеріалів з метою виявлення нових перспективних об'єктів для пошуків нафти і газу
Гузик Я.І., Межуєв В.П., Шатова Л.А., 2001 р. Узагальнення геолого-геофізичних матеріалів по розвідувальних площах центральної та південно-східної частини ДДЗ, ДГП “Укргеофізика”, т.п. 45/98	Уточнена будова Східно-Павлівської, Світлівської, Білопавлівської, Лігівської структур

Таблиця 1.2 – Геолого-геофізичні дослідження

Автори звіту, рік, найменування, організація, що проводила роботи	Вид і масштаб робіт	Основні результати досліджень
1	2	3
Балабушевич І.А. та ін., 1949 р. трест “Укргеофізика”	Гравіметрична зйомка південно-східної частини ДДЗ	Виявлено Миронівський і Павлівський мінімуми сили тяжіння. Східно-Павлівська і Миронівська структури розміщені в межах Орільського максимуму сили тяжіння
Паламарчук А.Г., 1949-1950 рр. трест “Укрсхіднафторозвідка”	Структурно-картувальне буріння	По мергелях київської світи виявлена Верхньоорільська (Миронівська) складка
Бойченко Л.А., 1953 р., с.п. 11/52, трест “Укрнафтогеологія”	Сейсморозвідувальні дослідження МВХ	По відбиваючих горизонтах в юрі і верхній пермі вивчена геологічна будова Миронівської структури і виявлено Павлівське підняття
Ткачишин С.В., 1958 р., ГПК трест “Харківнафтогазрозвідка”	Структурно-пошукове буріння	Вивчена геологічна будова Миронівської площі по маркуючих горизонтах в юрських відкладах
Ручко В.І., Гаман В.А., 1959 р., трест “Укргеофізрозвідка”, с.п. 25-26/59	Електророзвідувальні роботи	Встановлено підвищене залягання горизонтів високого опору в межах Біляївсько-Миронівської антиклінальної зони
Домбровський П.П., Здоровенко М.М. 1966 р., трест “Укргеофізрозвідка”, с.п. 52/65	Сейсморозвідувальні роботи МВХ	Уточнено будову Миронівської солянокупольної структури. Виділені і вивчені Світлівська, Білопавлівська структури
Малиновский А.К., Каршебаум М.А., 1974 р., “Дніпрогеофізика”, Миронівська г.п. 235/76	Гравіметрична зйомка	Складено карти гравітаційного поля, виявлено контури Павлівського і Миронівського штоків

Продовження таблиці 1.2

1	2	3
Ігнатов В.І., Яковлева А.А., Вовк В.Г., Шатова Л.А., 1977-1982 рр., ДГП “Укргеофізика”, СУГРЕ, с.п. 42/77, 38/79, 37/80, 38/80, 37/83	Сейморозвідувальні роботи МСГТ	Уточнено будову Павлівського, Миронівського, Лігівського, Веселівського піднять по відкладах пермі та карбону
Ігнатов В.І., Гузік А.Ф., 2001 р., ДГП “Укргеофізика”, СУГРЕ, с.п. 38/95, 38/99	Сейморозвідувальні роботи МСГТ	Вивчена геологічна будова Східно-Павлівської, Світлівської, Білопавлівської структур по відкладах нижньої пермі та карбону і приштокових зон Миронівського і Павлівського соляних штоків з метою виділення нафтогазоперспективних об'єктів

1.3 Геологічна будова

1.3.1 Стратиграфія

Даним проектом передбачається розкриття в межах Білопавлівської структури відкладів верхньосерпуховського під'ярусу. При цьому будуть перебурені антропогенні, неогенові, палеогенові, крейдові, юрські, тріасові, пермські і, частково, кам'яновугільні відклади.

До даного часу розріз площі проєктованих робіт вивчений свердловиною № 1-Білопавлівською до глибини 4248 м С₂т (С₂⁵).

Кам'яновугільна система. Нижній відділ

Серпуховський ярус вивчений у зануреній частині западини за даними буріння глибоких свердловин на Шебелинській, Новоукраїнській, Комишевахській та ін. площах. Він представлений двома під'ярусами. Нижній складений ритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів, рідких пісковиків, малопотужних вапняків і вугілля. Потужність під'ярусу 520-600 м.

Верхньосерпуховський під'ярус неузгоджено перекидає нижчележачі відклади. У свердловині 800-Шебелинській його загальна потужність складає 843 м, у свердловині 3-Новомечебилівській – 630 м.

Відклади верхньосерпуховського під'ярусу відрізняються від порід нижнього під'ярусу, головним чином, більш високим вмістом піщаних утворень і присутністю стійких вапнякових шарів, хоча аргіліти складають біля половини його розрізу. Він представлений перешаруванням аргілітів темно-сірого, чорного кольору, сірих, частіше темно-сірих алевролітів, пісковиків, переважно світло-сірого окрасу, прошарків вапняків. Алевроліти і пісковики щільні, розміщені по всьому розрізу; останні утворюють досить наближені пачки.

Пісковики верхньосерпуховського ярусу розкриті в розрізах Матвіївської, Солохівської, Опішнянської, Березівської та ін. площ прибережно-морського – алювіального генезису і мають високі ємкісні властивості. Їх потужність – 30-90 м. До цих пісковиків приурочені основні запаси газу багатьох родовищ зануреної і прибортових частин ДДЗ (газоносні горизонти С-2 – С-9).

Середній карбон

Середній відділ карбону представлений башкирським і московським ярусами.

У південно-східній частині западини порядок потужностей московського і башкирського ярусів рівнозначний. Так, у св. 21-Волвенківській потужність башкирського ярусу 1000 м, московського – 1050 м.

На найближчій до проектованої свердловини 300-Білопавлівської Світлівській площі потужність московського ярусу 1290 м. Башкирський ярус до даного часу там цілком не розкритий, але потужність його не буде перевищувати 1300 м.

Башкирський ярус (світи C_1^5 , C_2^1 , C_2^2 , C_2^3 , C_2^4 , низи C_2^5).

Відклади башкирського ярусу в повному обсязі розкриті на Шебелинській, Північно-Волвенківській, Комишевахській та ін. площах. Розріз башкирського ярусу представлений ритмічним чергуванням потужних пачок пісковиків, аргілітів і алевролітів з підпорядкованим значенням вапняків. Пісковики широко розвинені у світах C_2^3 , C_2^4 , вапняки – в C_2^1 , C_1^5 . До пісковиків башкирського ярусу приурочені продуктивні горизонти Б-1 – Б-13.

Московський ярус розглядається в об'ємі світ C_2^5 (вище вапняку K_3), C_2^6 , C_2^7 і нижньої частини світи C_3^1 і представлений товщею перешарування сіркокольорових пісковиків, алевролітів, аргілітів, вапняків. Переважають у розрізі потужні піщані пачки. Залягає неузгоджено на башкирських відкладах.

Верхній карбон (C_3)

Верхній карбон розкритий розвідувальними свердловинами безпосередньо на Білопавлівській площі в об'ємі авіловської, араукаритової і картамишської світ.

Авіловська світа (C_3^2) представлена чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів з малопотужними прошарками вапняків і вугілля.

Пісковики середньо-, грубозернисті, до гравійних, з прошарками конгломератів. Товщина окремих пачок складає 30-40 м.

Аргіліти від сірих до бурувато-коричневих, слабослюдисті, щільні. Алевроліти сірі, бурувато-сірі, слюдисті, щільні.

Розкрита потужність світи складає 675 м.

Араукаритова світа (C₃³) представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів з рідкими прошарками глин і вапняків. Аргіліти сірі, темно-сірі, коричневі. Алевроліти сірі, щільні, сланцюваті, слюдисті, з елементами прямої і косої мікروشаруватості. Пісковики сірі, коричнеувато-сірі, рідше бурі. Потужність араукаритової світи в розрізі складає 620 м.

У нижній підрозмивній частині *картамишської світи* (в об'ємі вапняків P₈ – Q₅) переважають червонокольорові алеврито-глинисті породи, які складають біля 80 % всього розрізу. Пісковики червоно-бурого, сірого, зеленувато-сірого кольорів мають другорядне значення та утворюють пачки 5-10 м.

Потужність цієї частини розрізу 255 м.

Пермська система (P). Нижній відділ

У стратиграфічному відношенні в межах досліджуваної території в розрізі нижньої пермі палеонтологічно обгрунтовуються виділення відкладів асельського (верхи *картамишської*, *микитівська* і *слов'янська світи*) і сакмарського (*краматорська світа*) ярусів.

Картамишська світа (мелихівська товща) літологічно представлена товщею перешарування строкатобарвистих аргілітів, алевролітів і пісковиків з малопотужними прошарками доломітів і вапняків. Переважне фарбування порід – червоно-буре і строкатобарвисте із сірими і темно-сірими прошарками.

Пісковики сірокольорові потужністю до 20 м.

Потужність *картамишської світи* 245 м.

Микитівська світа (P_{1nk}) представлена безсольовим розрізом теригенних (піщано-алеврито-глинистих), карбонатних (доломіто-мергельних) і евапоритових (ангідрити) порід і розділяється на дві підсвіти: *святогірську* і *торську*.

Святогірська ритмопачка представлена глинами, пісковиками, алевролітами, які перешаровуються з тонкими прошарками доломітів, глинистими вапняками та ангідритами. За даними ГДС (стандартний каротаж, ГК, НГК) чітко виділяються маркуючі карбонатні горизонти $Q_8 - Q_{12}$, між якими спорадично залягають прошарки пісковиків потужністю 5-10 м.

Потужність святогірської ритмопачки 150 м.

Торська ритмопачка представлена тими ж породами, що і святогірська, але з незначним збільшенням кількості пропластків і потужності ангідритів. Потужність ритмопачки 26 м.

Слов'янська світа (P_{1sl}) представлена в об'ємі безсольової частини підбрянцівської ритмопачки. Складена ритмічним перешаруванням ангідритів, доломітів, глин і вапняків. Потужність ритмопачки сильно скорочена розмивом і складає всього 22 м в апікальній частині Білопавлівської структури.

Краматорська світа (P_{1kr}) розвинена, скоріш за все, на віддаленні від склепіння структури і складена переважно кам'яною сіллю з прошарками ангідритів, алевролітів і калійно-магнієвих солей (бішофітів), які залягають, в основному, у 100-150 м від підосви світи.

Тріасова система (Т)

В даний час до тріасової системи відносяться відклади дронівської світи, яка представлена чергуванням пісковиків, строкатобарвистих глин і алевролітів.

Відклади піщаного тріасу (T_n) представлені пісковиками з прошарками пісків, глин і алевролітів.

Піщано-карбонатна товща ($T_{нк}$) представлена строкатобарвистими карбонатними глинами з карбонатними прошарками, пісковиками і брекчієподібними карбонатно-глинистими породами.

Верхня глиниста товща (T_2) представлена строкатобарвистими карбонатними глинами з прошарками гравелітів, пісковиків і алевролітів.

Розкрита потужність тріасової системи 400 м.

Юрські відклади (J)

Незгідно залягають на породах тріасу. Літологічно представлені сірокольорою, у верхах червоноколірною товщею перешарування глин, пісковиків, алевролітів, малопотужних вапняків.

Потужність юрських відкладів 380 м.

Крейдяні відклади (K)

У складі крейдяної системи виділяються два відділи: нижній і верхній.

Нижня крейда (K₁) представлена зеленувато-сірими глинами з прошарками різнобарвних пісків і пісковиків.

Верхня крейда (K₂) складена сірокольоровими пісками, пісковиками, писальною крейдою з рідкими прошарками мергелів.

Загальна потужність відкладів 100 м.

Палеогенова (P), неогенова (N), четвертинна (Q) системи

Представлені в нижній частині розрізу пісковиками і пісками, у верхній – пісками, глинами і лесоподібними суглинками.

Потужність відкладів 100 м.

1.3.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Білопавлівська площа розташована в приосьовій зоні південно-східної частини ДДЗ. Глибина залягання поверхні кристалічного фундаменту складає в цій частині западини біля 17 км.

У ході досліджень останніх років з позиції мобілізму (тектоніка літосферних плит) було теоретично обґрунтовані і практично виділені горст-антиклінальні зони, які кулісоподібно зчленовуються між собою поперечними і діагональними порушеннями.

Формування горст-антиклінальних зон відбувалося в результаті взаємодії напруг вертикальної спрямованості, що обумовлювали розтяг, і горизонтальної, стискуючої, при переважанні останньої з їх релаксацією.

Первинними джерелами напруг у земній корі є горизонтальні напруги, що створюються в результаті глобальних геодинамічних процесів, обумовлених конвективними рухами в мантії. Енергія цих процесів по ієрархії передається послідовно з глобального на регіональний і зональний рівні.

У межах ліцензованої території, на якій проводилися сейсмічні дослідження, у складі Мар'янівсько-Степківської горст-антиклінальної зони можна виділити Павлівсько-Біляївську зону, у складі якої, в свою чергу, виділяються Східно-Павлівське, Світлівське і Веселівське підняття. Всі три підняття характеризуються, в основному, спільними рисами будови по відкладах пермі – карбону, зокрема: подібне розташування відносно соляних штоків, відсутність частини відкладів нижньої пермі в склепінній частині підняття та ін.

Таким чином, загальну геологічну будову Білопавлівської площі слід розглядати як окремий випадок у ланцюзі горст-антиклінальних структур Павлівсько-Біляївської зони Мар'янівсько-Степківської горст-антикліналі.

Білопавлівська структура є складовою частиною Мар'янівсько-Степківської горст-антиклінальної зони і згідно з сейсмічними даними (с.п. 38/95, 38/99) являє собою по відкладах $P_1 - C$ в поперечному розрізі складно-побудовану горст-антикліналь, обмежену з півдня крупноамплітудним скидом, а з півночі – підкидовим порушенням.

Утворення Білопавлівської горст-антикліналі обумовлено диференційованими (позитивного і негативного знаків) рухами (у результаті субгоризонтального стиску ДДЗ) блоків кристалічного фундаменту північної і південної прибортових зон ДДЗ і “сповзанням” з них осадової товщі при активному впливі тектонічної і гравігенної мас девонської солі.

Розривні підкидові порушення в межах Павлівсько-Біляївської зони зафіксовані детальними сейсмічними дослідженнями МСГТ (с.п. 33/95, 38/99) у південній і північній крилових частинах Східно-Павлівської і Світлівської

горст-антиклінальних структур і північній криловій частині Білопавлівської структури, де вони мають нахил площі підкидача в напрямку шарніра складки, а їх трасування субпаралельне останньому.

Більш виражений прояв має підкид, який простягається в південній частині зони. Однак, у південній криловій частині Білопавлівської горст-антикліналі підкид переходить у скид, що викликано, вірогідніше за все, відтоком соляних мас із південної частини структури і нагнітанням її в тіло соляного штока.

Морфологічною особливістю підкидів є загасання амплітуди від 2,5 км на глибині 5,5-6,0 км до 100-200 м біля поверхні передтріасового розмиву. Характер хвильового поля вказує на присутність зон дроблення, які супроводжують площини порушень. У верхніх частинах (рівень глибин 1200-3000 м) підкиди супроводжуються системою згідних скидів.

Білопавлівська горст-антикліналь у своїй апікальній частині по відкладах $P_1 - C$ являє собою напівбрахіантиклінальну складку північно-західного простягання. З північного заходу склепіння її ускладнене Миронівським соляним штоком. Крила підняття досить круті, кути нахилу відбиваючих горизонтів у їх межах досягають 18-20°.

Структура ускладнена широтними і радіальними розривними порушеннями скидового типу амплітудами 100-200 м.

Згідно зі структурною картою по відбиваючому горизонту $Vb_{2-П} (C_2b)$, у межах замкнутої ізогіпси – 5600 м розміри складки становлять $2,5 \times 2,5$ км.

За результатами сейсмозвідки, згідно з картою ізохор, між відбиваючими сейсмічними горизонтами $Vb_{1-П} (C_2m)$, і $Vb_{2-П} (C_2b)$ в середньокам'яно-вугільному періоді відбувається інтенсивне конседиментаційне зростання структури, про що свідчить зменшення потужностей відкладів до склепіння підняття. Отже, в склепінній частині підняття можна очікувати збільшення коефіцієнту пісковитості порід з підвищеними колекторськими властивостями.

Також конседиментаційно підняття формувалося у верхньому карбоні. В пермський час структура зростала постседиментаційно, про що свідчить розмив утворень слов'янської і краматорської світ.

У зв'язку зі слабкою роздільною здатністю сейсмозвідки відбиваючі горизонти у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону не виділені. В цілому передбачається, що структурні плани по сейсмічних відбиваючих горизонтах серпуховських відкладів збігаються з установленим башкирським (відбиваючий горизонт $V_{б2-II}$), що спостерігається на Хрестищенській, Шебелинській та ін. структурах південного сходу ДДЗ.

Результати буріння показали, що на Білопавлівській горст-антикліналі, у склепінній її частині, розмита більша частина нижньопермських відкладів, що, певно, виявилось основною причиною відсутності покладів вуглеводнів у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону.

Особливості тектонічної будови Білопавлівської горст-антикліналі дозволяють припустити, що максимальні стискуючі горизонтальні геодинамічні напруги, у результаті яких вона сформувалася, концентрувалися в осьовій частині структури на рівні відкладів приблизно верхньовізейсько-серпуховсько-башкирського ярусів, що приводило до утворення зон нерівномірного тривісного стиску на етапі формування структури в осьовій частині складки. У таких зонах у результаті дилатансії утворюється густа сітка мікротріщин з розущільненням матриці породи, у результаті чого резервуарна ємність останньої може значно збільшуватися. Дилатансія пов'язана з утворенням східчастої системи мікротріщин і розкриттям тріщин відриву внаслідок зсуву по тріщинах відколу. При цьому (відповідно до лабораторних досліджень) відзначається збільшення ємності порід у середньому до 10 % і проникності – у декілька разів.

У процесі фільтрації через систему мікротріщин термальних вод повинно відбуватися утворення жильних мінералів у вигляді кристалів, які перешкоджають смиканню тріщин, що відповідає по своїй значимості ефекту закачу-

вання піщаної пульпи при гідророзриві пласта. Це стабілізує – закріплює структуру об'ємного простору пустот.

Крім того, завдяки зміщенню по нерівній поверхні і площинних контактів, щілиноподібні пустоти змикаються на глибині в меншій мірі, ніж пори, що володіють точковими контактами. Змикання тріщин на великих глибинах за рахунок текучості мінералів можливе на глибинах більше 10 км. Заповнення щілин флюїдом під великим тиском протидіє їх змиканню, що сприяє зберіганню пустотного простору.

Таким чином, в ущільнених і висококатагенізованих крихких породах (переважно пісковиках) у зонах нерівномірного тривісного стиску можуть формуватися так звані дилатансогенні колектори, при цьому глинисті породи внаслідок їх пластичної течії при геодинамічних напругах зберігають свої екрануючі властивості.

В масиві резервуара під дією геодинамічних полів напруг виникають дві пари сил: у верхній частині пласта – розтягуючі, у нижній – стискуючі, розділені нейтральною поверхнею, де напруги рівні нулю.

У розрізі Білопавлівської горст-антиклінальної структури зона розтягу розвинена в діапазоні від нижньої частини товщі верхнього карбону до відкладів тріасу. Тут переважає ослаблена зона, що підтверджується наявністю скидових порушень. У діапазоні цієї зони розвинені первинно-порові колектори, характерні для більшості промислових покладів у ДДЗ. Зона розтягу змінюється нижче по розрізу зоною стиску, що охоплює стратиграфічний діапазон порід від башкирського ярусу середнього карбону до візейського ярусу нижнього карбону з наявністю зон дилатансогенних колекторів.

Виходячи з вищесказаного, у вертикальному розрізі можна виділити три геодинамічні зони (знизу вгору): зону стиску, перехідну (нейтральну) і зону розтягу.

Безпосередньо на Білопавлівській горст-антикліналі можлива наявність як пасток склепінних пластових тектонічно екранованих і літологічно обмеже-

них з первинними гранулярно-поровими колекторами (що мало ймовірно), так і пасток, пов'язаних із зонами розвитку дилатансії. Останні будуть характеризуватися очагово-смугастою картиною розповсюдження по площі. Передбачається, що найбільш проникні частини в таких пастках будуть приурочені до зон концентрів напруг.

Зони тектонічної тріщинуватості вірогідно розвинені в області шарніра Білопавлівської структури зі стратиграфічного рівня верхньої частини башкира до відкладів візейського ярусу. Накладення на такі зони структурного фактора значно збільшує ймовірність виявлення покладів ВВ на Білопавлівській площі.

1.3.3 Нафтогазоносність

Білопавлівська площа розташована в приосьовій зоні південно-східної частини ДДЗ і є складовою частиною Мар'янівсько-Степківської горст-антиклінальної зони, промислові скупчення ВВ у межах якої виявлені на Кегичівському і Миролюбівському родовищах у відкладах пермі і верхнього карбону.

Глибоким бурінням на Білопавлівській площі осадові відклади вивчені до московського ярусу середнього карбону.

Результати буріння показали, що в склепінній частині Білопавлівської структури відсутня більша частина екрануючої у регіональному плані карбонатно-галогенної нижньопермської товщі, що, вірогідно, вплинуло на зберігання скупчень вуглеводнів у межах підняття у відкладах верхнього карбону. Подібні умови спостерігаються на сусідніх Східно-Павлівській і Світлівській площах. Таким чином, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс у межах структури малоперспективний у нафтогазоносному відношенні.

Основні перспективи нафтогазоносності пов'язані з розвитком зон розущільнення глибокозанурених гірських порід, стратиграфічно приурочених до

відкладів башкирського ярусу середнього карбону і серпухівського ярусу нижнього карбону.

При прогнозі нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів слід враховувати той фактор, що в межах південного сходу ДДЗ породи, які знаходяться на великих глибинах, у значній мірі зазнали катагенетичних перетворень. Так, на Східно-Павлівському і Світлівському підняттях, розташованих у межах однієї горст-антиклінальної зони з досліджуваною Білопавлівською структурою, і безпосередньо на Білопавлівській структурі ступінь катагенетичного перетворення порід середнього карбону складає МК₄. Очевидно, що для відкладів башкирського і серпухівського ярусів, вона, вірогідно, буде складати градації МК₅ – АК, що робить малоімовірним зберігання первинно-порових гранулярних колекторів.

На великих глибинах у південно-східній частині ДДЗ високі ємкісні властивості порід-колекторів можуть виникати як у результаті збереження первинної седиментаційної пористості, так і за рахунок вилуговування цементу і мінерального кістяка, а також появи мікро- і макротріщинуватості.

Збереженню первинних ємкісних властивостей сприяє ряд чинників: структурні особливості порід, геолого-тектонічна приуроченість, час переходу ВВ у пласт.

Сприятливими чинниками можуть виявитися слабка окатаність зерен з добре збереженими ребрами, близькість джерел зносу, відносно великий розмір зерен (грубозернисті породи піддаються катагенетичним перетворенням у меншій мірі і значно пізніше, ніж дрібнозернисті), а також фаціальна обстановка, у якій відкладався первинний осадок – прибережно-морські умови.

З іншого боку, поряд з іншими найважливішим чинником формування наявних пустот у гірських породах (вторинних пор, тріщин, каверн) є періодичні збурення тектонічних полів напруг, які генеруються тектонодинамічними процесами, що відбуваються в земній корі. При розвантаженні цих напруг виникають зони (розуцільнення, тріщинуватості, дилатансії), де фільтраційні

властивості порід можуть змінюватися в той або інший бік на декілька порядків.

При формуванні Білопавлівської горст-антикліналі переважали горизонтальні геодинамічні напруги, які значно перевершували вертикальні.

При цьому в одному випадку це приводило до росту структури і розривних порушень, переважно підкидового характеру, розвинених у крилових частинах складки, в іншому – відбувалося розтріскування або дилатансійне розущільнення порід. На мікроструктурному рівні відбувається переупаковка часток із щільного стану в пухкий при незмінній відстані між їх центрами, а у випадку значної руйнації дилатансуючої породи – ростом тріщин відриву.

В умовах навантаження, яке збільшується, ефект дилатансії настає при досягненні критичного рівня об'єму пор у породі, при якому ущільнення змінюється розпушенням. Подальше збільшення навантаження приводить до руйнації породи.

Наявний фактичний матеріал свідчить про те, що при загальній тенденції зменшення коефіцієнта пористості з глибиною і з посиленням катагенезу спостерігаються аномальні значення пористості. Дані по родовищах ДДЗ свідчать про те, що на глибинах 4-5 км і більше у зонах високого катагенезу є колектори, що служать резервуарами для промислового скупчення нафти і газу. Колектори з покладами ВВ на цих глибинах виявлені на площах: Яблунівській, Опішнянській, Гадяцькій, Клиньсько-Краснознам'янській та ін.

Ознаки газоносності башкирських відкладів, що залягають у південно-східній частині ДДЗ на великих глибинах, виявлені бурінням на Північно-Волвенківській, Співаківській, Петрівській, Троїцькій, Шебелинській, Балаклійсько-Савинській та ін. площах. Такими ознаками є короткочасні припливи газу до 100 тис. м³/добу і більше, припливи непромислового значення, інтенсивні газопрояви, що переходять у процесі буріння у відкриті викиди.

Так, у св. 20-Північно-Волвенківській при виконанні заключного каротажу з інтервалу 4825-4901 м (горизонт Б-10) був отриманий потужний фонтан

газу з візуальним дебітом 500 тис. м³/добу з необсадженої частини свердловини. При випробуванні інтервалу 3695-4181 м (продуктивні горизонти М-4, Б-1) отримані незначні припливи газу дебітом 500 м³/добу.

У св. 30-Співаківській в інтервалі 4143-4156 м (продуктивні горизонти Б-6-7) при газопрояві абсолютно вільний дебіт склав приблизно 100 тис. м³/добу.

При бурінні св. 2-Світлівської, закладеної в склепінній частині Східно-Павлівського підняття, з інтервалу 4695-4717 м (світа С₂³ башкирського ярусу) відбувся інтенсивний газоводопрояр (факел 25 м).

Промислова газоносність верхньосерпуховських відкладів установлена на Матвіївському, Опішнянському, Котелевському, Суходолівському, Березівському та ін. родовищах.

Ефективні потужності найбільш перспективних горизонтів С-3, С-5 складають 30-90 м (родовища Матвіївське, Березівське).

Газоносність серпуховського ярусу на Сахалінському, Котелевському, Березівському, Степовому родовищах пов'язана з горизонтами С-2, С-3, С-4, С-5, С-6, що залягають на глибинах від 4400 до 5500 м.

На Матвіївському родовищі при випробуванні горизонтів С-4 і С-5 св. 8 отримано приплив газу з дебітом 273,2 тис. м³/добу на 10 мм штуцері. У св. 2 при випробуванні продуктивного горизонту С-6 отримано 356,5 тис. м³/добу. На Котелевському родовищі з горизонту С-4 (св. № 14) отримано фонтан газоконденсатної суміші з абсолютно вільним дебітом 263,5 тис. м³/добу, з продуктивного горизонту С-5 – абсолютно вільний дебіт склав 1626,7 тис. м³/добу. На Березівському родовищі у св. № 31 з горизонту С-5 отримано приплив газу з $Q_{a.v.} = 1057,7$ тис. м³/добу.

На перелічених родовищах піщані пласти С-2 – С-6 характеризуються олігоміктовим складом, середньою і грубозернистою структурою, що дозволяє припустити на Білопавлівській площі розвиток у пісковиках серпуховського

ярусу порово-тріщинних колекторів з пористістю не менше 5-6 % і тріщинною проникністю 1 мД.

1.3.4 Гідрогеологічна характеристика

У розрізі Білопавлівської площі водоносні горизонти і комплекси передбачаються в усіх його стратиграфічних товщах відкладів. Базуючись на матеріалах літолого-стратиграфічної характеристики, пошукового буріння, а також випробування та геофізичних досліджень свердловин на близько розташованих родовищах, приводимо гідрогеологічну характеристику розрізу, що буде розкритий новими свердловинами.

У верхній частині розрізу основні водоносні горизонти та комплекси у районі Білопавлівської площі приурочені до алювіальних четвертинних відкладів, до пісків та пісковиків новопетрівсько-берецької світи, межигірсько-обухівського та бучацького ярусів неогену та палеогену, а також до сеноман-нижньокрейдяних відкладів. Дебіти води з водоносних горизонтів палеоген-неогенового комплексу змінюються від кількох до 72-240 м³/добу. Більш значні припливи води отримані з сеноман-нижньокрейдяних відкладів – до 1200-1400 м³/добу. Підземні води цих комплексів мають мінералізацію 0,3-0,8 г/л та переважно гідрокарбонатний натрієвий склад.

Гідрогеологічна обстановка описаної частини розрізу формується в умовах активного гідродинамічного режиму підземних вод, порівняно тісного взаємозв'язку окремих водоносних горизонтів між собою та з областями інфільтрогенного атмосферного живлення. Тому її слід відносити до зони активного водообміну, тобто до першого гідрогеологічного поверху інфільтрогенних вод.

Води зони активного водообміну широко використовуються для питного водопостачання. У зв'язку з цим ця зона підлягає ретельній охороні від забруднення при розбурюванні та розробці газових родовищ.

Крім зони активного водообміну з прісними питними водами до складу водоохоронної зони слід включити водоносні горизонти кімеріджського ярусу

верхньої юри, які містять солонуваті води та можуть використовуватись у бальнеологічних цілях.

У межах зони активного водообміну найбільш витриманими водоупорами є мергелі київського ярусу палеогену та мергельно-крейдіяна товща крейдіяної системи.

Нижня межа верхнього гідрогеологічного поверху приурочена до верхньоюрської флюїдотривкої товщі з окремими слабководозбагаченими горизонтами пісковиків. Передбачається, що вони містять солонуваті води з мінералізацією 3-10 г/л.

Глибше по розрізу виділяється достатньо водозбагачений середньонижньоюрський водоносний горизонт, товщина якого 25-40 м. За результатами випробування цього горизонту на сусідніх площах з нього можна очікувати значні припливи води до 650 м³/добу з мінералізацією до 85 г/л, по складу це хлоридні натрієві води.

Під тріасовим глинистим водоупором, що містить лише окремі тонкі горизонти водоносних пісковиків, залягає висоководозбагачений тріасовий водоносний комплекс. Найбільшу товщину до 170-300 м та водозбагаченість має його середня частина. Мінералізація пластової води даного комплексу, що була отримана при аварійному фонтануванні свердловин на Кегичівському та Мелихівському родовищах, складає 140-163 г/л. Припливи води досягали 1200 м³/добу.

Тріасовий водоносний комплекс надійно ізольований від водоносних горизонтів верхнього гідрогеологічного поверху. У зв'язку з цим він може використовуватися для повернення в надрах попутних промислових вод.

Нижчезалягаючі хомогенні відклади нижньої пермі в цілому є регіональним флюїдоупором. Інколи з них отримані дуже слабкі припливи води (від 0,2 до 6 м³/добу) з мінералізацією до 300-331 г/л.

У процесі роботи експлуатаційних свердловин, які розкрили газонасні горизонти хомогенної товщі на Мелихівському, Кегичівському та інших родо-

вищах району, спостерігався винос пластової води у значній кількості. Аналіз матеріалів по випробуванню свердловин дозволяє вважати, що водоносність нижньопермської товщі пов'язана з окремими горизонтами та лінзами проникних порід. Зустрічаються також ділянки підвищеної залишкової водонасиченості, а також "защемлені" водоносні лінзи у газоносних горизонтах. У цілому води хомогенної товщі слабоактивні та практично не впливають на режим роботи газових покладів.

Гідрогеологічний комплекс підсольових відкладів охоплює горизонти картамишської світи нижньої пермі, а також горизонти верхнього і середнього карбону. Відклади картамишської світи більш глинисті, в них зустрінуті невитримані слабоводоносні горизонти. Припливи води з них складають 0,6-16,0 м³/добу.

Верхньо-середньокам'яновугільний водоносний комплекс складають відклади араукаризової, авіловської та ісаївської світ, а також відклади московського ярусу. У відкладах араукаризової світи водоносні горизонти приурочені до пластів пісковиків. Припливи води з них змінюються від 3,8 до 43 м³/добу, мінералізація води досягає 287-328 г/л, за складом води хлоридні кальцієво-натрієві.

У відкладах авіловської та ісаївської світ при бурінні свердловини 30 на Мелихівському родовищі встановлено ряд водоносних горизонтів, але вони не випробувалися та їх гідрогеологічна характеристика не вивчена.

У відкладах московського ярусу передбачається зниження водоносності у зв'язку з ущільненням порід і очікується спорадичний розвиток водоносних і водогазоносних порід.

Усі перелічені вище водоносні комплекси (розташовані під юрським флюїдоупором) приурочені до верхнього ярусу нижнього гідрогеологічного поверху, в якому осадові відклади характеризуються невисоким ступенем постседиментаційного перетворення. У зв'язку з незакінченістю процесів епігенетичного ущільнення в регіонально витриманих водоносних комплексах переважає елізійний гідродинамічний режим. Для розрізу характерна гідрохімічна

зональність, що відображає фаціальні умови седиментогенезу, а також збільшення з глибиною мінералізації та метаморфізму підземних вод.

В низах башкирського ярусу в інтервалі глибин 4600-5090 м та нижче передбачається зниження водоносності розрізу у зв'язку з тим, що його положення співпадає з температурним інтервалом 110-120 °С – катагенетично ущільненою товщею (КФУ). Тут можуть бути зустрінуті лише дуже локальні флюїдоносні резервуари. В цілому ця товща є покривкою для розташованої нижче зони більш широкого розвитку локальних скупчень води та газу.

Глибше 5090 м у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону передбачається поширення локальних водоносних та водогазоносних горизонтів з аномально високими пластовими тисками, проходження яких свердловинами може супроводжуватись активним водогазопроямом. Водоносні та водогазоносні горизонти з АВПТ були зустрінуті у відкладах світи C_2^5 на Мелихівському родовищі, Балаклійсько-Савинській площі. У відкладах серпуховського ярусу водоносні горизонти з АВПТ зустрінуті на Північно-Волвенківській і Ново-Мечебилівській площах, а слабогазоносні – на Шебелинському родовищі.

Пластові води цих горизонтів відрізняються різноманітністю величин мінералізації, яка залежно від близькості або віддаленості до штоків девонської солі змінюється від 120 до 320 г/л. За складом це хлоридні натрієві та кальцієво-натрієві води. Характерними гідрохімічними особливостями вод з горизонтів з АВПТ є: підвищений вміст гідрокарбонат-іону, бору, амонію, низький вміст магнію та сульфатів, підвищений вміст вуглекислого газу у складі водорозчинених та вільних газів.

Особливості флюїдоносності, хімічного складу флюїдів, наявність АВПТ свідчать, що до розрізу серпуховських відкладів приурочений термодегідратаційний гідрогеологічний ярус другого поверху та відповідаюча йому специфічна перша глибинна зона газонакопичення.

Пластові тиски і температури

Фактичні матеріали з розподілу пластових температур і тисків у розрізі Білопавлівської площі відсутні. Тому для характеристики її термобаричних умов необхідно звернутися до фактичних даних сусідніх площ і родовищ та напрацювань з теорії і методики їх прогнозу на невивчених структурах чи частинах розрізу.

Винесені на графік дані показують, що геотермічні умови району відзначаються значною диференціацією. На глибині 3000 м температура змінюється від 58 (Лигівська св. 3) до 87 °С (Світлівська св. 1), тобто майже на 30 °С. Таку значну диференціацію пластових температур можна пов'язати з розвитком в районі низки соляних діапирів, які впливають на теплоперенос завдяки високій теплопровідності соляних мас та завдяки перерозподілу конвективної форми переносу тепла флюїдами. Видно, що, крім Світлівської площі, високою температурою відзначаються також Краснопавлівська, Миролюбівська, Біляївська площі. Отже, можна вважати цілком вірогідним, що Білопавлівська площа характеризується високим температурним фоном, але дещо нижчим, ніж Світлівська. На цій основі для характеристики розподілу температур у розрізі Білопавлівської площі використовується усереднена термограма району, яка близька до екстраполяційної ділянки термограми свердловини № 3 Біляївської площі.

Згідно з нею ізотермічні поверхні 110 і 120 °С на Білопавлівській площі передбачаються на глибинах 4600 і 5090 м. Як відомо, вони розмежовують елізійний і термодегідратаційний гідрогеологічні яруси другого поверху седиментогенних вод перехідною зоною, яка знаходиться між ними і представлена товщею значно ущільнених і зцементованих порід катагенетичного флюїдоупору (КФУ). Термодегідратаційний ярус, що знаходиться під КФУ, суттєво відрізняється від елізійного ярусу, про що вже частково говорилося раніше.

Новими свердловинами будуть розкриті перспективні відклади з високими пластовими температурами від 102,3 (горизонт Б-3) до 134 °С (горизонт С-9).

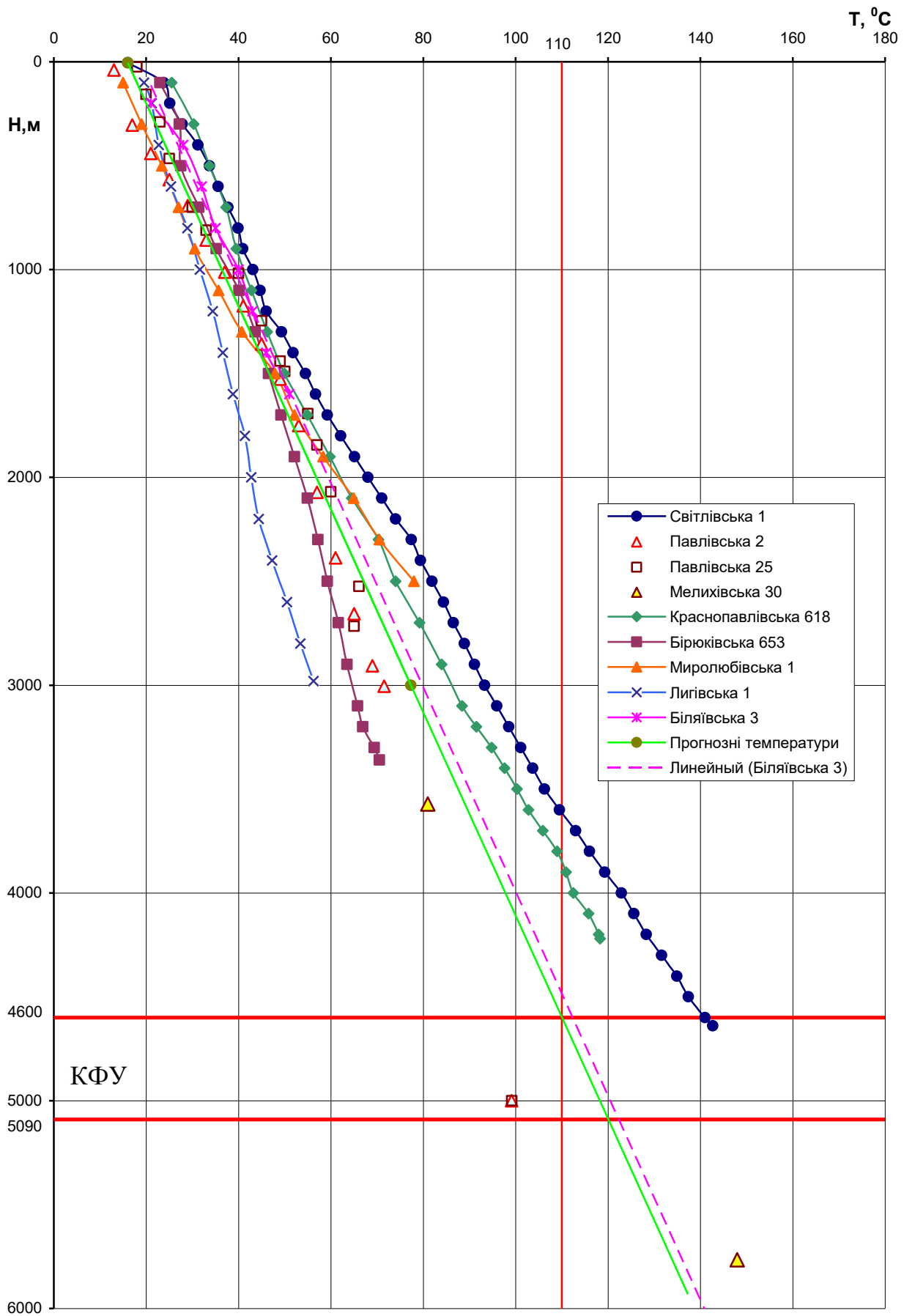


Рисунок 1.3 Прогнозний розподіл пластових температур у розрізі Веселівської площі

Прогнозний розподіл пластових тисків також будується за даними сусідніх площ району. Вони показують, що у низькотемпературній частині розрізу до КФУ пластові тиски розташовані на лінії фонового їх розподілу ($P_{\text{фон}}$), за виключенням нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу тих площ, де він є газоносним (Мелихівської, Кегичівської). На Білопавлівській площі наявність масивно-пластового покладу у даному комплексі не передбачається. Тому у ньому не передбачається розвиток АВПТ, а будуть зустрінуті пластові тиски з величиною, близькою до фонового гідростатичного тиску. Відношення $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}}$ тут досягне 1 після того, як у розташованому вище розрізі воно зміниться у межах 0,8-0,9. На рівні поверхні КФУ (4600 м) $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}}$ зросте до 1,09 при величині пластового тиску близько 49 МПа.

У межах КФУ вже можуть зустрічатися АВПТ у вторинних локальних флюїдоносних резервуарах, які тут зустрічаються спорадично. Вони більш поширені під КФУ, починаючи з глибини 5090 м. Причому, формуючись головним механізмом – механізмом надлишкових тисків у субвертикальних скупченнях газу, АВПТ з максимальним ступенем аномальності можуть зустрітися безпосередньо під КФУ, якщо тут буде розвинутий вторинний розущільнений резервуар.

Для оцінки величини АВПТ і ступеня їх аномальності під КФУ згідно з розробленою нами методикою приймаємо до уваги, що глибина залягання фундаменту на Білопавлівській площі сягає 15000 м. Отже, залишкова товщина осадочних відкладів від КФУ (5090 м) до фундаменту становить 9910 м. Тому і висота субвертикальних газових скупчень може досягти вказаної величини. При густині газу $0,3 \text{ г/см}^3$, густині води $1,15 \text{ г/см}^3$ до $P_{\text{фон}}$ під КФУ (5,5 МПа) може добавитися надлишковий тиск газу і обумовити величину $P_{\text{пл}}$ на рівні 137 МПа, який перевищує $P_{\text{уг}}$ в 2,75 рази. Але такий ступінь аномальності в ДДЗ, як показують фактичні матеріали, не витримує жоден флюїдоупор через те, що породи його зазнають гідророзриву. Максимальний ступінь аномальності, що зустрічався раніше у ДДЗ, становить близько 2. У свердловині 2 Світ-

лівської площі при вибої 4717 м спостерігалися водогазопрояви при густині бурового розчину $1,25 \text{ г/см}^3$. Вони були ліквідовані обважненням бурового розчину до густини $1,45 \text{ г/см}^3$. Отже, в межах КФУ $P_{пл}/P_{уг}$ не перевищувало 1,45. Безсумнівно, слід очікувати, що до підшови КФУ ступінь аномальності пластових тисків зростатиме і досягне у вторинних резервуарах глибинної зони не менше 1,60 при величині пластового тиску близько 80 МПа.

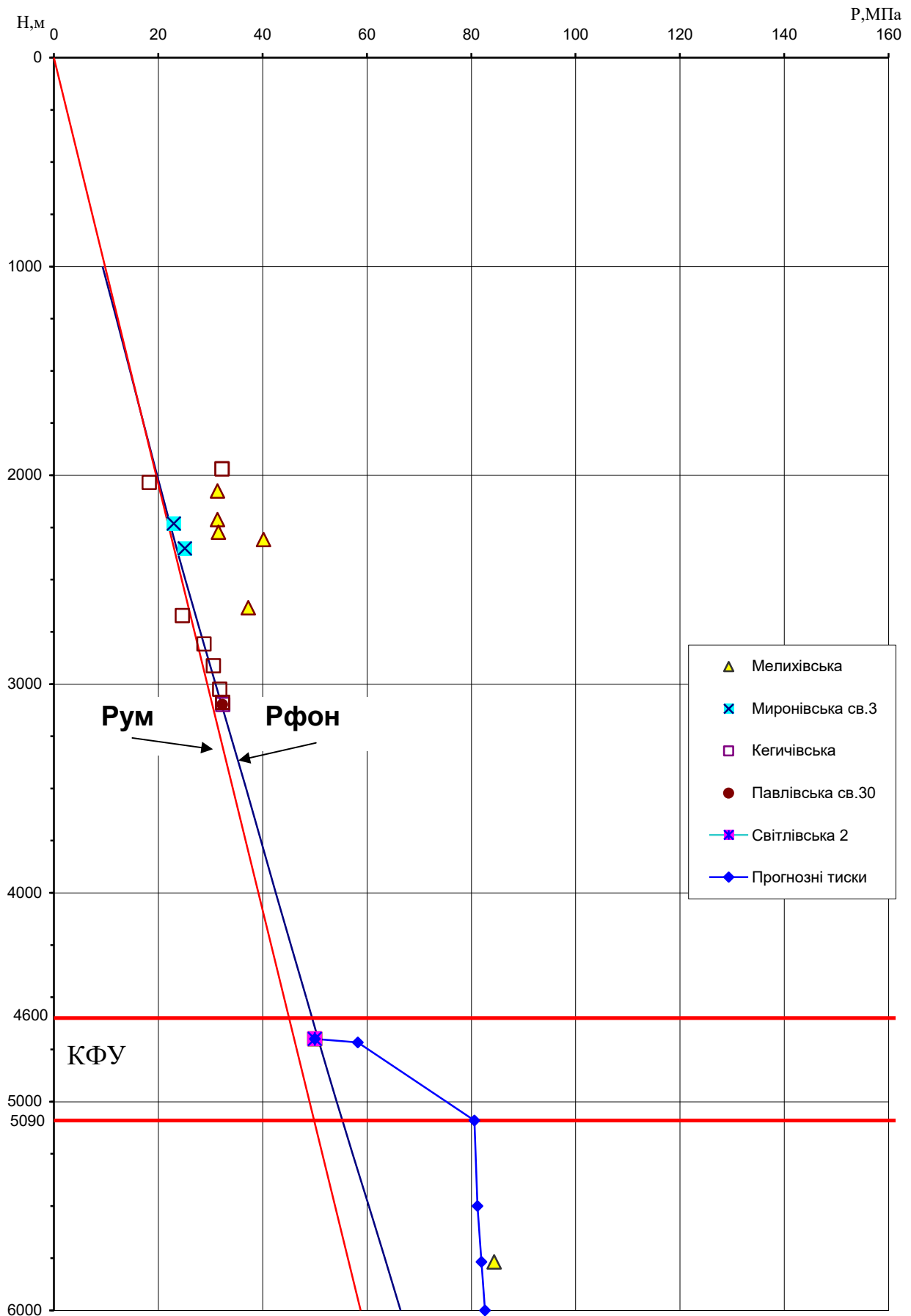


Рисунок 1.4 Прогнозний розподіл пластових тисків у розрізі Веселівської площі

Такий ступінь аномальності приймаємо для Білопавлівської площі на рівні підшви КФУ або покрівлі глибинної зони АВПТ.

З глибиною аномальність пластових тисків зменшується, оскільки вони зближуються з $P_{\text{фон}}$. Величини тисків проти прогнозних горизонтів показані у геолого-технічному наряді.

Вказаний розподіл пластових тисків у районі підтверджується на Мелихівському родовищі, де тиск на глибині 5768 м становив 84,4 МПа при $P_{\text{пл}}/P_{\text{ут}}$ 1,49. Це значення знаходиться поблизу побудованої прогнозної лінії.

У процесі буріння нових пошукових і розвідувальних свердловин положення КФУ, глибинної зони АВПТ та ступінь їх аномальності необхідно уточнювати існуючими методами контролю за термобаричними умовами. Дуже важливо виконати замір термоградієнту в умовах тривалої витримки однієї з свердловин, оскільки температура є провідним фактором формування усіх особливостей термогідратаційного гідрогеологічного ярусу, включаючи АВПТ, що значно впливають на різні етапи освоєння газових покладів.

Якщо пластова температура виявиться такою ж високою, як у свердловині 1 Світлівської площі, то глибинна зона АВПТ розпочнеться з глибини близько 3900 м. Тому ретельний контроль за розподілом пластових тисків необхідно вести з даної глибини.

II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

Білопавлівська структура входить до складу Мар'янівсько-Степківської горст-антиклінальної зони і по відкладах пермі – карбону являє собою складнобудовану горст-антикліналь, обмежену з півночі підкидовим порушенням, а з півдня – крупноамплітудним скидом субширотного простягання.

У межах Веселівського підняття прогнозується наявність як пластових склепінних, так і масивно-пластових та масивних покладів вуглеводнів. Колекторами тут, в умовах високого катагенезу, можуть служити як гранулярні первинно-порові, так і вторинні тріщинні колектори. Представляється, що первинно-порові колектори можуть залягати у вигляді реліктів у склепінній частині Білопавлівської структури. Виходячи з геодинамічної моделі будови Білопавлівської горст-антикліналі, представляється, що в умовах трьохосного стиску висококатагенізованих порід (в основному пісковиків) відбувається утворення тріщинних і тріщинно-порових (вторинних) колекторів з наступним накладанням на них фізико-хімічних, механо-фізичних та ін. процесів. Зони розвитку таких колекторів будуть відзначатися очагово-смуговим характером поширення.

Передбачається, що поклади вуглеводнів у таких умовах можуть бути пластовими, масивно-пластовими або масивними.

Таким чином, у межах досліджуваної площі основною метою є виявлення промислових запасів газу в прогнозованих покладах у відкладах башкирського ярусу середнього карбону і верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону.

На пошуковому етапі передбачається вирішити наступні основні задачі:

- пошуки покладів газу в башкирських відкладах середнього карбону і верхньосерпухівських відкладах нижнього карбону;
- вивчення літології і стратиграфії розрізу, що розкривається;

- визначення ємкісно-фільтраційних параметрів тріщинних і тріщинно-порових типів шарів-колекторів перспективної товщі і флюїдоупорних властивостей покришок розрізу, що розкривається;
- отримання промислово-геофізичних, геолого-промислових показників, визначення характеру, типу і кількості очікуваних покладів вуглеводнів для оцінки перспективних ресурсів і промислових запасів вуглеводнів;
- вивчення глибинних гідрогеологічних і термодинамічних умов;
- оцінка перспектив подальшого розвитку нафтогазопошуково-розвідувальних робіт у цілому в умовах Білопавлівської горст-антикліналі в башкирських відкладах середнього карбону і верхньосерпуховських відкладах нижнього карбону.

У зв'язку з тим, що виявлення зон розповсюдження дилатансогенних колекторів традиційними методами сейморозвідки неможливе, для обґрунтування проведення бурових робіт необхідна постановка спеціальних сейсмічних досліджень. Такі роботи містять у собі дослідження міжреперних просторів за допомогою прогнозу геологічного розрізу (ПГР) методами параметричного аналізу, ПАК та ін. (Войцицький З.Я., ДГП “Укргеофізика”), а також за методикою ПМК “Сейсмоцикліт” (Пилипишин Б.В., УкрДГРІ) та методом електрофізичного прогнозу нафтогазоносності (ЕПНГ), розробленим НП УкрДГРІ (Кукуруза В.Д.).

Виявлення промислової нафтогазоносності в межах Білопавлівської горст-антикліналі є основою для подальшої постановки пошукового і розвідувального буріння на горст-антиклінальних структурах, які широко розвинені в південно-східній частині ДДЗ

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Методика та обсяг проведення пошуково-розвідувальних робіт на газ визначаються в першу чергу розробленою на основі сейсмічних матеріалів геодинамічною моделлю будови Білопавлівської горст-антикліналі. Відповідно до

цієї моделі на стратиграфічному рівні залягання висококатагенізованих башкирських і серпуховських відкладів прогнозується зона стиску з розвиненими в її межах вторинними нафтогазовими природними резервуарами, які містять у собі дилатансогенні колектори і вторинні флюїдоупори. Розподіл таких колекторів як у плані, так і в розрізі, вимагає нетрадиційних підходів для їх розвідки, що пов'язано з їх можливим очаговим заляганням.

Автори паспорта на Білопавлівську структуру рекомендують першочергову свердловину глибиною 5200 м закласти в склепінній частині Веселівського підняття з метою оцінки перспектив нафтогазоносності башкирських відкладів. Місце закладення свердловини не викликає заперечень, однак вважаємо за необхідне свердловину 300 пошукову бурити глибше, до глибини 5500 м, з метою оцінки перспектив нафтогазоносності верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону.

Для оцінки перспектив нафтогазоносності і вивчення глибинної геологічної будови Білопавлівської горст-антикліналі на площі передбачається буріння трьох наступних свердловин.

Літолого-фізична характеристика та оцінка ємкісно-фільтраційних властивостей гірських порід нерозкритої частини розрізу Білопавлівської площі складена за аналогією з іншими родовищами і розвідувальними площами з передбаченою однотипною будовою продуктивної частини розрізу і на підставі регіональних закономірностей катагенетичного перетворення порід у ДДЗ.

Підвищене значення ступеня катагенезу на південному сході пояснюється як глибинною будовою ДДЗ (глибина залягання астеносферного шару до 130 км), так і пов'язане з її положенням у зоні перетинання глибинних розломів субмеридіонального, північно-східного і субширотного простягань.

Наявність карт катагенетичної зональності дозволяє по встановленій тенденції прогнозувати на глибину ступінь катагенетичного перетворення гірських порід, а разом із цим зміну їх колекторських властивостей. При недостатній кількості даних по показниках відбиття вітриніту (ПВВ) для районів з

установленою тенденцією зміни коефіцієнтів пористості як функції глибини і катагенезу, можна для уточнення і деталізації виділених зон катагенезу використовувати (з урахуванням прогнозованого типу порід) імовірні значення цього параметра.

За наявними фактичними даними на Білопавлівській площі показники відбиття вітриніту у відкладах московського ярусу (глибина 4000 м) досягають значень $R^a = 9\%$, що відповідає стадії коксових вугілів (градація МК₄). У ряді однотипних горст-антиклінальних структур – Східно-Павлівської, Світлівської, власне Білопавлівської – значення ПВВ по прив'язці до рівних значень глибин у цілому збігаються. Тут спостерігається тенденція зменшення коефіцієнта пористості з глибиною. Крім того, у межах вищевказаної зони структур відзначається підвищене значення температур, що при перерахуванні градієнтів на глибину дає більш зрілі зони катагенезу (МК₅ – АК на глибинах 4500-5500 м) і, скоріш за все, відсутність на цих глибинах первинно-порових колекторів.

Наявний фактичний матеріал свідчить про те, що при вищевказаних умовах спостерігаються аномальні значення пористості. Дані по площах ДДЗ свідчать про те, що на глибинах 4-5 км у зонах високого катагенезу є колектори, що служать резервуарами для промислових скупчень вуглеводнів. Колектори з покладами вуглеводнів виявлені на площах: Клинсько-Краснознам'янській (В-24-26, Т-4-5, МК₅, глибини 4900-5500 м), Опішнянській (В-17, МК₄, глибина 4200 м) та ін.

Ознаки газоносності башкирських і серпуховських відкладів, які залягають у південно-східній частині ДДЗ на глибинах понад 4000 м, виявлені глибоким бурінням на Північно-Волвенківській, Співаківській, Петрівській, Троїцькій, Шебелинській, Балаклеїсько-Савинській та ін. площах, розташованих в безпосередній близькості від площі досліджень. Такими ознаками є короткочасні припливи газу до 100 тис. м³/добу і більше, малодобітні припливи до

10 тис. м³/добу, інтенсивні газопрояви, що переходять при бурінні у відкрите фонтанування.

Так, у свердловині 20-Північно-Волвенківській при виконанні заключного комплексу ГДС з інтервалу 4825-4901 м (продуктивний горизонт Б-10) був отриманий потужний фонтан газу з візуальним дебітом 500 тис. м³/добу із необсадженої частини свердловини. При випробуванні інтервалу 3695-4181 м (продуктивні горизонти М-4, Б-1) отримані незначні припливи газу дебітом до 500 м³/добу.

У свердловині 30-Співаківській в інтервалі 4143-4156 м (продуктивні горизонти Б-6-7) при короткочасному газопрояві абсолютно вільний дебіт газу склав 100 тис. м³/добу.

У свердловині 701-Західно-Шебелинській з інтервалу 5201-5435 м, С₂т, із привибійної зони був отриманий потужний фонтан газу (до 40 м). Свердловина після 10-ти годинної роботи газом почала виносити воду. Не виключено, що свердловина 701 розкрила газоводяний контакт горизонту М-6.

Як вже відмічалось, ступінь постседиментаційного перетворення відкладів московського ярусу Білопавлівської площі відповідає стадії коксового вугілля (градація МК₄, R^a = 9,1 %). Породи башкирського і серпуховського ярусів відповідають, скоріш за все, градаціям катагенезу МК₅ – АК (Rⁱ = 10,1-11,5 %).

У розрізі башкирського ярусу породами-колекторами можуть бути як пісковики, так і карбонатні породи. Судячи із розкритих розрізів Світлівської, Північно-Волвенківської, Шебелинської та інших структур, на Білопавлівській площі будуть розвинені пісковики польовошпатово-кварцові і слюдисто-польовошпатово-кварцові, від дрібно- до грубозернистих, слабо- і середньовідсортовані, міцнозцементовані глинисто-карбонатно-кварцовим цементом. Вказані піщані породи, змінені до градації катагенезу МК₄-АК, характеризуються низькою пористістю (1-5 %) і слабкою проникністю ($< 0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) і не можуть бути колекторами порового типу. На суміжних площах (Шебелинська

та ін.) у тріщинуватих зразках пісковиків проникність значно поліпшується, досягаючи $(0,31 + 18,2) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, що дозволяє прогнозувати в теригенних породах башкирського ярусу наявність колекторів порово-тріщинного і тріщинного типів.

Карбонатні породи утворюють значні по потужності товщі в нижній частині башкирського ярусу середнього карбону. Однак, під дією тектонодинамічних напруг з наступним накладенням на них хіміко-фізичних процесів, що сприяють формуванню вторинної ємкості і шляхів фільтрації, вони дають підставу для прогнозу у переважно карбонатних відкладах нижньобашкирського під'ярусу колекторів каверново-тріщинного типу.

На ряді родовищ ДДЗ (Котелевське, Березівське, Степове, Матвіївське та ін.) піщані пласти горизонтів С-3-6 серпуховського ярусу характеризуються олігоміктовим складом, середньо-, грубозернистою структурою, слабкою глинистістю і карбонатністю, що визначає їх підвищені ємкісно-фільтраційні властивості в порівнянні з іншими фаціальними різновидами піщаних порід. Чималу роль у зберіганні високих фізичних властивостей порід на великих глибинах грають поклади вуглеводнів, у присутності яких катагенетичні процеси загальмовані.

У ДДЗ уже є значна кількість прикладів, що підтверджують наявність колекторів, здатних вміщати промислові скупчення ВВ серед інтенсивно перетворених глибокозалягаючих теригенних порід. Так, на Новомечебилівській площі в процесі бурінні св. 1 при досягненні глибини 3848 м в інтенсивно перетворених відкладах серпуховського ярусу (МК₄) розкрито високонапірний водоносний пласт. У св. 2 тієї ж площі в інтервалі 4263-4893 м у відкладах серпуховського ярусу (стадія вугілля, яке коксове (МК₄) і опіснено спікається (МК₅)) випробувано п'ять інтервалів, з яких отримана мінеральна вода з розчиненим газом.

Зазначені приклади, з урахуванням регіональних закономірностей катагенетичного перетворення порід, дозволяють припускати на Білопавлівській

структурі в інтервалі глибин 4900-5500 м розвиток промислових колекторів, що стратиграфічно відповідають відкладам башкирського ярусу середнього карбону та верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону та характеризується тріщинним і тріщинно-поровим типом колектора.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Свердловина 300 пошукова, проектною глибиною 5500 м, незалежна, першої черги закладається з метою вивчення геологічної будови та оцінки перспектив нафтогазоносності башкирського ярусу середнього карбону і верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону.

Місце розташування свердловини – на перетині сейсмічних профілів 21₂₄38 95 і 26₂₄38 95. Розташована на 750 м на захід від свердловини 1-Білопавлівської і 3300 м на південний захід від свердловини 3-Миронівської.

Проектний горизонт – верхня частина верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону (C_{1s2}). У випадку отримання позитивного результату в передбачуваних зонах розвитку дилатансогенних колекторів слід скоректувати розміщення розвідувальних свердловин після проведення спеціальних сейсмічних досліджень, які дозволять встановити границі зон розуцільнення.

Свердловина 301 розвідувальна, проектною глибиною 5700 м, залежна від результатів буріння св. 300, проектний горизонт C_{1s2} , розташована на перетині сейсмопрофілів 50₄₈38 95 і 43₄₈38 95, на відстані 450 м на південь від свердловини 1-Білопавлівської і 2900 м на південний захід від свердловини 3-Миронівської.

Свердловина 302 розвідувальна, глибиною 6100 м, проектний горизонт C_{1s2} , залежна від результатів буріння свердловини 300. Розташована на перетині сейсмопрофілів 49₄₈38 95 і 22₂₄38 95, на відстані 1100 м на північний схід від свердловини 1-Білопавлівської і 1600 метрів на південний захід від свердловини 3-Миронівської.

Необхідно відзначити, що місце розташування, проектні глибини, конструкції, запланований обсяг буріння будуть коректуватися згідно з фактично розкритим розрізом і з урахуванням інших отриманих фактичних геолого-промислових даних.

2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження

Комплекс промислово-геофізичних досліджень в пошукових та розвідувальних свердловинах Білопавлівської площі повинен дати інформацію для вирішення наступних геологічних та технічних задач:

- розчленування гірських порід, що складають розрізи свердловин за літологічними ознаками, визначення їх товщин;
- виділення в розрізі свердловин колекторів та визначення характеристики насичення їх флюїдами (газом, конденсатом, водою, нафтою);
- визначення коефіцієнту пористості, нафтогазонасиченості, глинистості колекторів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- контроль за направленням буріння і технічним станом ствола свердловини.

У розрізі свердловин Білопавлівської площі очікуються наступні літологічні комплекси відкладів.

Таблиця 1.4 – Основні літологічні товщі розрізу, що розкриваються

Найменування літологічних товщ	Середні інтервали розкриття товщ, м
Переважно теригенні відклади	0-100
Переважно карбонатні відклади	100-225
Переважно теригенні відклади	225-1150
Переважно теригенні карбонатно-евапоритові (доломітові) відклади	1150-1425
Переважно теригенні відклади	1425-6100

Комплекс ГДС визначається цільовим призначенням свердловин, особливостями геологічного розрізу, специфічними умовами буріння. При вирішенні будь-якого геологічного завдання комплекс ГДС повинен включати методи, що несуть інформацію про основні властивості гірських порід – пористість, глинистість (ПС, ГК), насиченість (БКЗ, ІК, БК).

Враховуючи, що верхня частина розрізу на Білопавлівській площі, яка складена в основному теригенними відкладами мезокайнозою, неперспективна на даній площі, пропонується скорочений комплекс досліджень через 500 м у масштабі глибин 1: 500 та замірів інклінометрії з шагом 25 м.

Найбільш повний комплекс промислово-геофізичних досліджень планується провести у середньо- та нижньокам'яновугільних відкладах.

Технологічні завдання геолого-технічних досліджень (ГТД) вирішують шляхом контролю за станом руйнуючого породи інструменту і циркуляцією промивної рідини (ПР) роботою елементів бурового обладнання і дотримання передбаченої геолого-технічним нарядом (ГТН) технології буріння. Геологічна і технічна інформація взаємопов'язані. Технологічна інформація у процесі буріння ускладненого геологічного розрізу запобігає поглинанням, газопроявам, прихватам інструменту. Геохімічні дослідження включають газовий каротаж по ПР у процесі буріння і після буріння свердловини, геохімічні дослідження шламу. Мета цих досліджень у комплексі ГТД – виділення перспективних інтервалів розрізу свердловини і оцінка характеру їх насичення. Результати ГТД підвищують техніко-економічні показники будови свердловини.

Технологія проведення геофізичних досліджень повинна бути оптимальною і точно відповідати технічній інструкції: нафтогазоносні комплекси треба розкривати інтервалами не більш 200 м, досліджувати у строк не пізніше 5 діб після їх розкриття. Недотримання цієї вимоги веде до зниження ефективності електричних методів ГДС, що впливає на достовірність оцінки коефіцієнту газонасиченості. При проведенні БКЗ заміряється опір розчину резистивіметром. У розвідувальних свердловинах повинні виконуватися два – три методи пористості (АК, НГК, ННК) з метою вивчення типу порового простору і контролю достовірності оцінки коефіцієнту пористості.

Відбивка цементного кільця (ВЦК) електротермометром та контроль якості цементування обсадних колон (АКЦ, ГГК) проводяться кожного разу після установа чергової колони. ІННК здійснюється також після обсадки свердловини через 10 днів, через 1 місяць та через 6 місяців з метою вивчення часу розформування зони проникнення (за розкриттям продуктивних пластів).

Перфорація усіх об'єктів здійснюється з прив'язкою по кривим НГК або ГК.

Для визначення газовіддаючих пластів у продуктивному розрізі передбачається проведення термодобітометрії в газовому середовищі в інтервалах розкриття газоносних пластів нижньої пермі та араукаритової світи верхнього карбону.

Каротажні роботи у свердловинах будуть здійснюватися станціями типу ЛКС-7 та ЛЦК з використанням одножильного броньованого або трижильного кабелю.

Враховуючи поставлені завдання, геологічні умови, конструкцію свердловин, виходячи з ~~конструктивного~~ встановленого раціонального комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин, які проектується для буріння на газ в ДДЗ, планується поінтервальне виконання геофізичних досліджень (з урахуванням перекриття 50 м).

Таблиця 1.5 – Об'єм проєктованих промислово-геофізичних досліджень у свердловинах 300-302

Інтервал досліджень, м	Види досліджень	Масштаб запису глибин	Примітки
1	2	3	4
Проектна глибина 5500 м			
I Під першу проміжну колону			
240-700 650-1600	1. Стандартний каротаж (2 з.), ПС, ГК, інклінометрія (через 25 м)	1 : 500	
240-700 240-1600	2. Профілометрія або кавернометрія	1 : 500	
0-1600	3. Термометрія	1 : 500	
0-1600	4. ВЦК, АКЦ або ГК	1 : 500	Після спуску колони

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4
II Під другу проміжну колону			
1600-2150 2100-2650 2600-3150 3100-3650 3600-3900	1. Стандартний каротаж (2 з.), ПС, ГК, інклінометрія (через 25 м)	1 : 500	
1600-2100 1600-2600 1600-3100 1600-3600 1600-3900	2. Профілометрія або кавернометрія	1 : 500	
1600-3900	3. Термометрія	1 : 500	
1600-3900	4. ВЦК, АКЦ або ГГК	1 : 500	Після спуску колони
III Під експлуатаційну колону			
3900-4150 4100-4350 4300-4550 4500-4750 4700-4950 4900-5150 5100-5350 5300-5500	1. Стандартний каротаж (2 з.), ПС, ГК-НГК, інклінометрія (через 25 м)	1 : 500	
3900-4150 3900-4350 3900-4550 3900-4750 3900-4950 3900-5150 3900-5350 3900-5500	2. Профілометрія або кавернометрія	1 : 500	
0-5500	3. Термометрія	1 : 500	
4700-5050 5000-5250 5200-5450 5400-5500	4. БКЗ (6 з.); ПС, БК, МБК, ІК, АК, ГК-НГК, ННК, термометрія, кавернометрія або профілометрія, резистивіметрія	1 : 200	

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4
0-5500	5. ВЦК, АКЦ або ГГК	1 : 500	Після спуску експлуатаційної колони
4700-5500	ГК-НГК	1 : 500	
4700-5500	ГК-НГК, ННК, ІННК	1 : 200	
4700-5500	IV Геолого-технічні дослідження в процесі буріння свердловини		
4700-5500	V Відбір проб пластових флюїдів ОПН-7		
4700-5500	VI Випробування в процесі буріння випробувачем пластів на трубах (КП-2М-146)		
4700-5500	VII Перфорація з прив'язкою по РК зарядами ПКС-80 або ПКО-89 по 12-18 отв. на 1 п. м		

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Промислово-геофізична характеристика пройденого розрізу потребує підтвердження даних безпосереднього вивчення зразків порід в лабораторних умовах, для цього передбачається відбір керна та шламу.

Вивчення керна та шламу спрямоване на вирішення наступних задач:

- уточнення літологічного складу пройдених порід і розчленування розрізів свердловин;
- вивчення ємкісних і фільтраційних властивостей порід-колекторів та закономірностей змінювання їх по площі та розрізу;
- визначення характеру і кількості насичення порід флюїдами (газом, нафтою, водою).

Тому в проектних типових геологічних розрізах інтервали відбору керна намічені таким чином, щоб отримати передусім характеристику основних передбачуваних газоносних пластів.

Виходячи з поставлених геологічних задач, відбір керна буде проводитись у наступних інтервалах.

Таблиця 1.6 – Інтервали відбору керна у свердловинах 300-302

Від відкладів	Інтервали відбору керна, м	Винос керна, м
C ₂ b	4225-4235	10
C ₂ b	4295-4305	10
C ₂ b	4345-4355	10
C ₂ b	4480-4490	10
C ₂ b	4525-4535	10
C ₂ b	4580-4590	10
C ₂ b	4725-4735	10
C ₂ b	4810-4820	10
C ₂ b	5005-5015	10
C ₁ s ₂	5195-5205	10
C ₁ s ₂	5375-5385	10
C ₁ s ₂	5450-5460	10
Всього		120

Для свердловин №№ 300-302 загальний метраж проходки з відбором керна складає 120 м або 14,5 % від продуктивної товщі та 1,6 % від глибини свердловини.

Процент виносу керна прийнятий з урахуванням досвіду буріння з відбором керна у відповідних відкладах та глибинах у районі робіт та сучасного рівня техніки відбору керна.

Для отримання додаткових даних про літологічний склад і фізичні властивості порід, які підлягають розкриттю, передбачається, окрім відбору керна, відбір шламу до продуктивної товщі через 10 м, а в продуктивній товщі – через кожні 5 м проходки.

У кожній проектованій свердловині інтервали відбору керна уточнюються у процесі її проходки та за даними буріння попередніх свердловин.

Відбір, обробка, зберігання та ліквідація керна здійснюються згідно з інструкцією та вимогами ДКЗ по повноті і комплексності вивчення корисних копалин.

Відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) в проектних свердловинах повинен проводитися залежно від отримання їх припливів при випро-

буванні об'єктів в колоні та в процесі буріння. В кожній свердловині передбачається 5-6 об'єктів випробування в колоні і 3-4 випробування в процесі буріння в прогностичній продуктивній частині розрізу, тобто з кожної свердловини необхідно відібрати не менш 8-10 проб флюїдів.

Оптимальна кількість – 15 проб з однієї свердловини або 90-95 проб з трьох проектних свердловин.

Випробування і дослідження свердловин

Для підвищення ефективності пошукових і розвідувальних робіт, отримання найбільш достовірної інформації про газоносність розрізу, що підлягає розкриттю, і обґрунтованого рішення про доцільність спуску експлуатаційної колони цим проектом передбачається випробування по мірі розкриття в процесі буріння перспективних на газ об'єктів, виділених за промислово-геофізичними даними, з урахуванням характеристики піднятого керна та можливих газопроявів.

Попереднє випробування перспективних горизонтів випробувачем пластів КП-2М-146 ГрозУФНДІ на трубах намічається для всіх об'єктів випробування в колоні, передбачених в ГТН.

Проектовані об'єкти в свердловинах №№ 300-302 приурочені до теригенних башкирських та серпуховських відкладів карбону.

Інтервали об'єктів випробування будуть уточнюватися за фактичними даними в процесі буріння. Запропонована методика випробування дозволить достовірно оцінити газоносність перспективних горизонтів, що розкриваються, отримати дані про пластовий тиск та інші параметри пластів.

Для проєктованих свердловин передбачається випробування випробувачем пластів на бурильних трубах 12 об'єктів. Вони приурочені до теригенних горизонтів башкирського ярусу середнього карбону та верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону.

Таблиця 1.7 – Випробування пластів випробувачами на трубах
в свердловинах 300-302

№ об'єкту	Інтервал дослідження	Вік	Діаметр пакера, мм	Депресія, МПа
1	2	3	4	5
I	4225-4245	C ₂ b	195	48,0
II	4295-4305	C ₂ b	195	50,0
III	4335-4350	C ₂ b	195	52,5
IV	4475-4485	C ₂ b	195	57,0
V	4510-4535	C ₂ b	195	60,0
VI	4580-4600	C ₂ b	195	62,0
VII	4720-4735	C ₂ b	195	63,0
VIII	4790-4820	C ₂ b	195	65,0
IX	5005-5025	C ₂ b	195	77,5
X	5175-5205	C ₁ s ₂	195	79,5
XI	5370-5390	C ₁ s ₂	195	83,0
XII	5450-5470	C ₁ s ₂	195	83,5

Випробування, яке проектується, у процесі буріння випробувачем пластів повинно здійснюватися за наступним планом:

- промислово-геофізичні дослідження в інтервалі випробування;
- промивка стовбура свердловини за двома циклами;
- установка нафтографітового тампонажу в інтервалі установки пакера;
- спуск випробувача пластів з періодичним доливанням бурильної колони;
- пакерування випробувача;
- очікування припливу, запис температури та кривої відновлення тиску;
- зняття пакера;
- промивка свердловини за трьома циклами.

Для більш детального вивчення промислової продуктивності пластів та отримання промислових параметрів, необхідних для підготовки родовища до розробки, проектується випробування горизонтів в експлуатаційній колоні. Об'єкти випробування обираються за комплексом промислово-геофізичних досліджень, лабораторним вивченням зразків порід досліджуваного розрізу, за

даними газопроявів. Об'єкти випробовування в свердловинах №№ 300-302 приурочені до башкирських та серпуховських відкладів.

Кількість об'єктів випробування та їх товщина будуть уточнюватися після комплексної обробки отриманих фактичних геолого-геофізичних матеріалів по кожній свердловині.

Випробування всіх об'єктів передбачається здійснювати з бурової установки в основному за системою "знизу – вверху".

З метою оптимального розкриття продуктивних горизонтів передбачається застосування кумулятивної перфорації (ПКО-89) з щільністю прострілу 12 отворів на 1 пог. м на спеціальній промивній рідині для вторинного розкриття продуктивних пластів з параметрами і властивостями згідно робочого проекту на будівництво свердловини.

Випробовування кожного об'єкту здійснюється за наступним типовим планом:

- шаблонування свердловини максимальним шаблоном на бурильних трубах до глибини, що перевищує на 10 м нижню межу інтервалу перфорації. Промивання свердловини за двома циклами. На період шаблонування устя свердловини обладнується превентерною установкою на відповідний робочий тиск;
- перфорація експлуатаційної колони при заповненій розчином свердловині з питомою вагою, відповідною тій, на якій розкривається пласт у процесі буріння;
- заміна противикидної засувки на превентерну установку, спуск НКТ до верхньої межі інтервалу перфорації, промивання свердловини за трьома циклами. Діаметр НКТ, марка сталі та компоновання визначаються за розрахунком;
- заміна превентерної на фонтанну арматуру, збірка, укріплення та опресовування факельних відгалужень;

- при відсутності припливу після заміни глинистого розчину на воду проводиться зниження рівня рідини в свердловині аеризацією на 2/3 глибини залягання об'єкту;
- при отриманні припливу газу чи води здійснюється повний комплекс геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень;
- після дослідження об'єкта свердловина заповнюється водою з подальшим переходом на промивальну рідину відповідних параметрів та промивається за двома циклами;
- заміна фонтанної арматури на превентерну установку та установку цементного стакану з урахуванням 20-метрового перекриття нижче та вище інтервалу перфорації;
- по закінченні терміну ОЗЦ цементний міст випробовується на герметичність опресуванням згідно "Тимчасової інструкції по випробуванню свердловин".

Всі наступні об'єкти випробуються аналогічно першому.

Устаткування устя свердловин за викликом припливу, дослідних та інших видах робіт по випробуванню об'єктів здійснюється відповідно до затвердженої схеми.

При отриманні з останнього об'єкта промислового припливу газу свердловина передається до експлуатації, а за негативними результатами випробування – ліквідується як свердловина, що виконала геологічне призначення.

Інтенсифікація припливу газу, нафти

Проект пошукового буріння на Білопавлівській площі передбачає якісне випробування всіх перспективних об'єктів у відкладах середнього карбону.

Передбачений в проекті комплекс геолого-геофізичних та технологічних робіт спрямований на одержання достовірної характеристики газоносних горизонтів.

Згідно з геологічними даними відклади башкирського ярусу середнього карбону та серпухівського ярусу нижнього карбону, можливо, мають достатньо високі колекторські властивості. Проте в процесі розкриття об'єктів можливе деяке погіршення колекторських властивостей за рахунок проникнення до фільтраційних каналів бурового розчину.

Для запобігання таких явищ та відновлення природної проникності пластів у привибійній зоні рекомендовано розкриття перспективних горизонтів проводити на крейдяних розчинах та перед дослідженням об'єктів на продуктивність обробляти пласти 12-18 % розчином інгібованої соляної кислоти з додаванням 0,2 ПАВ (сульфанолу, пінозоліну).

Для об'єктів з пластовою температурою до 100 °С рекомендовано як піноутворювач вжити сульфанол, об'єкти з пластовою температурою вище 100 °С обробляються кислотним розчином з додаванням пінозоліну.

Враховуючи складну геологічну будову прогнозних покладів газу в башкирських та верхньосерпуховських відкладах (невитриманість пластів-колекторів, а також можливість негативного впливу на пласт промивальних рідин, який виникає при бурінні та випробуванні свердловин), в окремих випадках проектом передбачаються додаткові роботи, направлені на більш досконале розкриття горизонтів та вживання вторинних методів обробки пласта.

При випробуванні карбонатних колекторів нижньої частини башкирського ярусу можливі обмежені припливи вуглеводнів, пов'язані з вторинними змінами колекторів під впливом різних факторів. У цьому випадку ефективними є різні види кислотних обробок.

При розкритті теригенних пластів-колекторів доцільно інтенсифікувати припливи газу шляхом застосування гідропіскоструминної каналної або щільної перфорації, а також за допомогою гідравлічного розриву.

Робочі рекомендації при обробці малодобітних пластів у свердловинах можуть бути дані тільки після отримання результатів розкриття та дослідження конкретних об'єктів.

2.1.5 Лабораторні дослідження

Відібрані в процесі буріння з проєктованих свердловин зразки керн і шлему будуть підлягати дослідженню макро- і мікрометодами для з'ясування їх фізико-літологічної характеристики, палеонтологічних та палінологічних залишків та геохімічної характеристики.

Фізико-геологічна характеристика порід-колекторів включає визначення об'ємної ваги, пористості, проникності, гранулометричного складу, карбонатності, залишкової водонасиченості, літолого-петрографічного вивчення.

В глинистих породах визначається об'ємна вага, гранулометричний склад та карбонатність.

Вапняки та доломіти досліджуються на пористість, проникність та тріщинуватість.

За літолого-стратиграфічним описом породи визначаються колір, структура, текстура, літологічний склад, у т. ч. уламкового матеріалу, цементу та різних включень.

Палеометоди проводяться для уточнення віку зразків порід. Геохімічні методи включають люмінісцентно-бітумінологічний аналіз порід.

Виходячи з загального метражу керн та припущених літологічних різностей порід, передбачається наступний об'єм досліджень кам'яного матеріалу (на одну свердловину):

визначення фізичних властивостей порід	– 100 зразків;
макро- та мікропалеонтологічні дослідження	– 50 зразків;
літолого-петрографічні визначення	– 50 зразків;
геохімічні методи дослідження	– 100 зразків;
геофізичні методи дослідження	– 50 зразків.

Дослідження зразків порід здійснюються у відповідних лабораторіях Укрндігазу. Визначення колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів підлягають зовнішньому контролю (в об'ємі 10 % від усіх зразків).

Значний об'єм досліджень передбачається виконати з метою вивчення відібраних із свердловин проб газу та газоподібних вуглеводнів, а також підземних вод. Проби як вільних, так і розчинених газів повинні підлягати хімічному та компонентному аналізу. Відібрані при випробуванні проби газу, конденсату та води підлягають дослідженням також в лабораторіях УкрНДІгазу.

При дослідженні проб газу визначаються його щільність, теплотворна здатність та компонентний склад, включаючи вміст метану, етану, пропану, бутанів, пентанів, гексанів (разом з вищими), неграничних вуглеводнів, азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню, кисню.

У випадку присутності у газі сірководню і меркаптанів та підвищених кількостей вуглекислоти визначення цих компонентів здійснюється безпосередньо у свердловині.

Проби конденсату досліджуються на фракційний, груповий склад та вміст сірки. В пробах пластових вод здійснюються визначення питомої ваги, рН, сухого залишку, виконується шестикомпонентний аналіз та визначається йод, бром, амоній, бор, а також інші мікроелементи.

Водорозчинений газ аналізується аналогічно вільному газу.

Виходячи з передбаченого об'єму випробування у свердловинах, для отримання характеристики газу, води та конденсату припускається дослідити:

газу – 30 проб;

води – 20 проб;

конденсату – 20 проб.

Попутні пошуки

Попутні пошуки проводяться в свердловинах з метою вивчення радіоактивності розкритого розрізу і виявлення радіоактивних аномалій.

Пошуки будуть проводитись двома методами вивчення радіоактивності порід в свердловинах за допомогою гама-каротажу та радіометричного проміру керна. Масштаб запису радіоактивного каротажу 1 : 500, 1 : 200. При вияв-

ленні радіоактивної аномалії буде проводитися їх деталізація в масштабі 1 : 50, а при необхідності відбір проб свердловим боковим керновідбірником.

Радіометричний промір керна проводиться радіометрами типу ПГР. При виявленні порід з підвищеною радіоактивністю будуть відбиратися зразки керна та направлятися на радіоактивний аналіз.

В процесі випробування свердловин при отриманні припливів мінералізованої води будуть відбиратися проби води та відправлятися на аналіз з метою наявності в них рідких елементів (бору, бромю, йоду, гелію, літію та ін.) та використання її в бальнеологічних цілях.

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Методика та обсяг проведення пошуково-розвідувальних робіт на газ на Білопавлівській горст-антикліналі визначаються геодинамічною моделлю, розробленою на основі сейсмічних матеріалів. Ця модель прогнозує зону стиску на стратиграфічному рівні залягання висококатагенізованих башкирських і серпуховських відкладів, що містить вторинні нафтогазові природні резервуари з дилатансогенними колекторами і вторинними флюїдоупорами.

Автори паспорта на Білопавлівську структуру рекомендують розпочати пошуково-розвідувальні роботи з першочергового свердління свердловини глибиною 5200 м в склепінній частині Веселівського підняття з метою оцінки нафтогазоносності башкирських відкладів. Враховуючи можливості структури, пропонується також бурити пошукову свердловину 300 на глибину 5500 м для оцінки нафтогазоносності верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону.

Для детального вивчення геологічної будови Білопавлівської горст-антикліналі та оцінки перспектив нафтогазоносності передбачається буріння трьох наступних свердловин.

2.2 Підрахунок запасів

Очікувані запаси газу на Білопавлівській площі пов'язані з відкладами башкирського ярусу середнього карбону та верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону, які складаються з горизонтів Б-3 – Б-13, С-3 – С-9.

Очікувані запаси складаються по горизонтах Б-3 – Б-13, С-3 – С-9 з одного підрахункового об'єкту – брахіантиклінальної складки, яка ускладнена малоамплітудними порушеннями та обмежена ізогіпсою – 5600 м (свердловини №№ 300, 301, 302).

Орієнтовна оцінка очікуваних запасів газу здійснена об'ємним методом за формулою М.О. Жданова:

$$Q_{\Gamma} = S \times h \times K_{\Pi} \times K_{\Gamma} \times (P_0 \times \alpha_0 - P_{\text{к}} \times \alpha_{\text{к}}) \times f, \text{ де:} \quad (1.1)$$

Q_{Γ} – запаси газу, млн. м³;

S – площа газоносності, км²;

h – ефективна газонасичена товщина, м;

K_{Π} – коефіцієнт відкритої пористості;

K_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості;

$P_0, P_{\text{к}}$ – пластові тиски, початковий і кінцевий, ата;

$\alpha_0, \alpha_{\text{к}}$ – поправка на стисливість газу (відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта);

f – температурна поправка для приведення об'єму газу до стандартної температури.

Площа газоносності підрахункових об'єктів визначалась за структурною картою по відбиваючому сейсмічному горизонту Vb_2^{Π} .

Ефективні товщини для прогнозної продуктивної частини відкладів башкирського ярусу середнього карбону та верхньосерпухівського під'ярусу ни-

жнього карбону в цілому визначались за аналогією обробки та інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень глибоких свердловин на Шебелинській, Балаклійсько-Савинській, Північно-Волвенківській та на інших площах.

Прийняті до підрахунку прогнозних ресурсів пластові тиски і температури приведені до середніх глибин передбачуваного поверху газоносності.

Температурна поправка f вчислена за формулою:

$$f = \frac{T_{ст.}}{T_{пл.}}, \text{ де} \quad (1.2)$$

$T_{ст.} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ (293 K);

$T_{пл.}$ – пластова температура.

Поправка на відхилення від закону Бойля – Маріотта прийнята рівною 0,97. Множина $P_{к\alpha_k}$ прийнята рівною одиниці.

Таким чином, для Білопавлівської структури перспективні ресурси газу можуть скласти 9 млрд. м³ газу.

III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

На Білопавлівській площі передбачається пошуково-розвідувальне буріння.

Кількість свердловин: 3.

Номери свердловин: 300-302.

Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу в башкирських і верхньосерпуховських відкладах – горизонтах Б-3 – Б-11-13, С-2 – С-5.

Профіль свердловин: вертикальний.

Проектний вибій: серпуховські відклади.

Проектна глибина: 5500-6100 м.

Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з наступною перфорацією для випробування перспективно продуктивних об'єктів.

В ГТН приведено проектний геологічний розріз свердловин, його газоносність, пластові тиски, температури, можливі ускладнення тощо.

Білопавлівська площа розташована східніше Миронівського штоку. Раніше на цій площі пробурена одна свердловина. На сусідніх площах Світлівській, Східно-Павлівській, розташованих західніше Миронівського штоку, Біляївській (Біляївський шток), Миронівській (між обома штоками) на підсольові відклади пробурено ряд свердловин. Неглибокі (1800-2700 м) структурно-картувальні свердловини були запроектовані за двох-, більш глибокі пошукові (4700-5000 м) – за триколонною конструкцією. Для буріння перших свердловин використовувались, в основному, конструкції з поєднанням діаметрів обсадних колон 219×146 та $299 \times 219 \times 146$. Пізніше, особливо для буріння експлуатаційних свердловин, на родовищах цієї зони ДДЗ (Кегичівському, Мелихівському та інших) поєднання діаметрів обсадних колон в конструкціях змінили на $324 \times 245 \times 168/140$.

Глибини пробурених свердловин склали: 4-Миронівської 1810 м – Р₁к_т, 5-Павлівської 2738 м – С₃³, 657-Східно-Павлівської 4390 м – С₂⁶, 1-Білопавлівської 4248 м – С₂⁵, 1-Світлівської 4727 м – С₂⁴, 2-Світлівської 4717 м – С₂³.

Проводку свердловин в надсольовому розрізі виконували роторним, турбінно-роторним способами із застосуванням бурового розчину густиною 1140-1180 кг/м³. При бурінні у нижньопермській непотужній карбонатно-галогенній товщі, де відсутня кам'яна сіль, буровий розчин обважнювали до 1220 кг/м³, іноді вище.

Буріння у підсольовому розрізі під технічну та експлуатаційну колони проводилось переважно турбінно-роторним способом на буровому розчині густиною 1220-1360 кг/м³.

Надсольові відклади пройдено в основному без аварій та ускладнень, за винятком одиничних випадків незначних поглинань бурового розчину.

Прихвати бурильного інструменту через осипання глинистих порід відзначались в пластах підсольових кам'яновугільних відкладів зі збільшеними кутами падіння. Прихвати-прилипання через підвищені диференційні тиски спостерігались при розкритті високопроникних пісковиків.

З продуктивного розрізу зареєстровані газопрояви, аналіз котрих, а також густини бурового розчину при закінченні свердловин дозволяє уточнити прогноз початкових пластових тисків і розрахунок густини бурового розчину при бурінні проектних свердловин. Так, свердловину 1-Сонячну закінчували на буровому розчині густиною 1220-1260 кг/м³. Газопроявів не спостерігалось, одержано водорозчинений газ. Свердловину 2-Світлівську закінчували на буровому розчині густиною 1320-1370 кг/м³. При зниженні його густини стався газопрояв, ліквідований обважнюванням розчину до густини 1450 кг/м³. Оскільки при густині бурового розчину 1320 кг/м³ свердловина не проявляла, середню між цими значеннями величину густини бурового розчину, згідно з практикою буріння, приймаємо за еквівалентне значення градієнта пластового тиску. З урахуванням коефіцієнта безпеки над пластовим тиском, в інтервалі

4250-4720 м градієнт пластового тиску прогнозується в межах від 0,0113 МПа/м на глибині 4250 м до 0,0131 МПа/м на глибині 4720 м, густина бурового розчину вибирається відповідно від 1240 до 1360 кг/м³.

Аналіз геологічної будови і умов проводки свердловин на Білопавлівській та сусідніх родовищах і площах дозволяє виділити в розрізі проектних свердловин до трьох поверхів – інтервалів, несумісних щодо умов буріння, котрі визначають конструкцію свердловини:

- перший – водоносні мезокайнозойський і нижньопермський комплекси (0-2230 м);
- другий – водоносний комплекс верхнього і московського ярусу середнього карбону (1550-4150 м);
- третій – перспективно продуктивні башкирські та верхньосерпуховські відклади з підвищеними пластовими тисками (ППТ) і АВПТ (нижче).

В геотермобаричному відношенні Білопавлівська площа відноситься до Ланнівсько-Єфремівського геобаричного району і знаходиться на його межі з більш прогрітим Співаківсько-Новомечebilівським районом. В проектному розрізі розвинуті природні водонапірні системи: інфільтраційна – в кайнозойських і крейдових відкладах, перехідна до елізійної – у верхньоюрських відкладах та елізійна – під юрськими глинами. В першому і другому поверхах розвинуті початкові гідростатичні і близькі до них пластові тиски з градієнтом від 0,006-0,008 МПа/м в кайнозойських до 0,0092 МПа/м в тріасових і 0,0109 МПа/м в московських відкладах. В третьому поверсі передбачаються ППТ з градієнтом до 0,0128 МПа/м у відкладах світи С₂³, нижче – АВПТ з максимальним значенням його градієнта до 0,0155 МПа/м в горизонтах Б-11-13 – С-5. З глибиною ППТ і АВПТ міняються ступінчасто.

Покрівля газоносності очікується на глибині 4225 м в горизонті Б-3.

Основні гірничо-геологічні параметри наведені в ГТН.

Викладені дані показують, що свердловини буряться в складних гірничо-

геологічних умовах.

З ГТН видно, що сама верхня частина проектного розрізу (0-230 м) складена переважно м'якими за буримістю кайнозойськими і крейдовими породами – ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, мергелями, піском, глинами, пухкими пісковиками, писальною крейдою і вапняками. Пласти пісків і пухких пісковиків палеогену вміщують питну воду, яка використовується в районі для централізованого водопостачання. Окремі прошарки цих порід в зв'язку з дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву (0,0122-0,0128 МПа/м і нижче) можуть інтенсивно поглинати буровий розчин малої густини (більше 1220 кг/м³) з обвалами верхніх пластів. Через використання підземної води для водопостачання кайнозойські відклади ізолюють від нижньої частини розрізу кондуктором.

Нижчезалягаючі водоносні відклади першого інтервалу (230-1550 м) представлені породами юри, тріасу і нижньої пермі. Мезозойський комплекс складений пісками, пісковиками, часто пухкими, глинами від пластичних до щільних з прошарками алевролітів, вапняків, котрі характеризуються (крім глин та інших ущільнених порід) високою проникністю – до $(1 - 10) \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

За буримістю породи відносяться до категорії м'яких з пластами порід середньої твердості і рідкими прошарками твердих.

Розріз є нестійким через наявність прошарків неміцних порід – пісків, слабозцементованих пухких високопроникних пісковиків, тріщинуватих вапняків, що відрізняються дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву, котрий складає 0,0125-0,135 МПа/м.

Верхньопалеозойський комплекс представлений безсольовими відкладами – глинами, доломітами, вапняками, ангідритами, алевролітами микитівської і теригенними породами картамишської світ нижньої пермі.

Гірські породи нижньої пермі характеризуються більш високими міцнісними параметрами. Градієнт тиску гідророзриву колекторів досягає 0,017-0,019 МПа/м, за винятком прошарків менш зцементованих пісковиків, де він знижений до 0,014-0,015 МПа/м. Його найбільше значення (до 0,023 МПа/м)

мають пласти глини.

За буримістю породи відносяться до категорії середньої твердості (глини), твердих (піщані) і міцних (карбонатні).

При проходці цих відкладів можливі виникнення уступів на контакті м'яких і більш міцних порід, викривлення стволу.

Другий інтервал потужністю до 2600 м включає піщано-глинисту з рідкими прошарками вапняків водоносну товщу верхнього і московського ярусу середнього карбону. За буримістю породи відносяться, в основному, до категорії твердих і міцних (карбонатні). В переважній більшості породи достатньо міцні, мають градієнт тиску гідророзриву 0,015-0,016 МПа/м (глинисті до 0,022-0,024 МПа/м) за винятком тріщинуватих вапняків зі зниженим тиском гідророзриву пластів, градієнт котрого може скласти 0,013 МПа/м, через що ці породи схильні до поглинань бурового розчину густиною вище 1300 кг/м³.

До третього інтервалу відноситься перспективна теригенна товща башкирських і верхньосерпуховських відкладів з прогнозними покладами газу в інтервалі 4225-5450 м.

За літологічним складом, буримістю, фізико-механічними властивостями породи близькі до таких у другому інтервалі, але в зоні АВПТ відрізняються підвищеними значеннями тиску гідророзриву.

При проходці продуктивних відкладів третього поверху можливі газопрояви, в глинистих – осипання з утворенням каверн в тріщинуватих аргілітах, в пластах більш ослаблених порід – поглинання бурового розчину густиною більше 1480 (башкирські відклади) – 1700 кг/м³ (верхньосерпуховські відклади).

Для розрахунку конструкцій свердловин прийняті такі геохімічні і термобаричні показники розрізу: густина підземної води в пластових умовах від 1000 в кайнозойських до 1170 в нижньопермських і 1150 кг/м³ в серпуховських відкладах, густина газу відносно повітря 0,61-0,62. Вміст в газі CO₂ – до 0,3 %.

Пластові тиски і температури в проектних об'єктах наведені на ГТН.

3.2. Обґрунтування конструкцій свердловин

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр, навколишнього середовища, створення безпечних умов розкриття газових об'єктів проектні свердловини пропонується бурити за такою конструкцією (для першочергової свердловини № 300):

$$426 - 240 \times 324 - 1550 \times 245 - 4150 \times 168 / 140 - 5500$$

Кондуктор діаметром 426 мм спускається на глибину 240 м в глинисту покрівлю юри для охорони питних вод від забруднення, попередження поглинань та обвалів верхніх пластів.

Проміжна колона діаметром 324 мм спускається в глинисті відклади верхнього карбону на глибину 1550 м і перекриває верхній нестійкий, з малими значеннями тиску гідророзриву пластів розріз, захищає його від гідророзриву і поглинань при бурінні нижчезалягаючих відкладів.

Проміжна обсадна колона діаметром 245 мм спускається над продуктивною товщею на глибину 4150 м для перекриття нестійких, схильних до поглинань московських відкладів з гідростатичними пластовими тисками та безпечного розкриття високонапірних газових відкладів з градієнтом АВПТ до 0,015 МПа/м.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускається до проектної глибини. У зв'язку з наявністю в розрізі високих пластових тисків обсадні колони компонується з міцних труб, що мають високогерметичні різьбові з'єднання. Підйом цементного розчину передбачається за всіма колонами до устя.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах, градієнт тиску гідророзриву котрих не менше 0,020-0,024 МПа/м.

Геологічні дані, конструкція свердловин, їх компоновка обсадних труб, типи, густина цементного і бурового розчинів та інші параметри наведені в ГТН.

Перед спуском обсадних колон здійснюється шаблонування ствола свердловини з застосуванням компоновки низу бурильної колони, передбаченої проектом. У випадку посадки бурильної колони здійснюється проробка ствола свердловини в цьому інтервалі з наступним шаблонуванням. При проробці здійснюється безперервна подача долота і не допускається тривала робота на одному місці для запобігання забурювання другого ствола. Режим промивки при проробці повинен відповідати режимові при бурінні. Після досягнення вибою свердловина промивається для більш повної очистки від залишків вибуреної породи і вирівнювання параметрів бурового розчину по всьому стволу. Тривалість промивки не менше двох циклів.

Кондуктор діаметром 426 мм спускається на 240 м. Низ кондуктора обладнується башмаком типу БК-426 зворотним клапаном тарілчастого типу \varnothing 426 мм і кільцем стоп.

Перша проміжна колона діаметром 324 мм спускається двома секціями на глибину 1550 м. Стикування секцій на глибині 1000 м. Низ першої секції обладнується башмаком типу БП-324, двома зворотними клапанами тарілчастого типу \varnothing 324 мм. Верх 1-ї секції обладнується спецмуфтою з лівою нарізкою і направляючою воронкою для герметичного з'єднання з верхньою секцією. Низ 2-ї секції обладнується стикувальним пристроєм, двома зворотними клапанами тарілчастого типу \varnothing 324 мм і кільцем **стоп**.

Спуск другої проміжної колони діаметром 245 мм здійснюється на глибину 4150 м трьома секціями. Стикування секцій на глибині 3150 м і 1450 м. Низ першої секції обладнується башмаком типу БП-245, двома зворотними клапанами типу ЦКОД-245-2. Верх 1-ї і 2-ї секцій обладнується спецмуфтою з лівою нарізкою і направляючою воронкою для герметичного з'єднання з верхньою секцією. Низ 2-ї і 3-ї секції обладнується стикувальним пристроєм, двома

зворотними клапанами типу ЦКОД-245-2.

Спуск експлуатаційної колони діаметром 168/140 мм здійснюється двома секціями на глибину 5500 м. Стикування секцій на глибині 4050 м. Перехід діаметру з 140 мм на 168 мм на глибині 5100 м. Низ першої секції обладнується башмаком типу БП-140 і двома зворотними клапанами типу ЦКОД-140-1. Верх 1-ї секції обладнується спецмуфтою з лівою нарізкою і направляючою воронкою для герметичного з'єднання з верхньою секцією. Низ 2-ї секції обладнується стикувальним пристроєм, двома зворотними клапанами типу ЦКОД-168-1.

При спускові кондуктора, першої та другої проміжних колон (324мм і 245 мм) муфтові з'єднання нижніх п'яток труб обварюються переривистим швом з метою застереження можливого відкручування нижніх труб колони в процесі подальшого поглиблення свердловини. Скручування труб при спускові обсадних колон здійснюється імпортованими гідравлічними ключами з контролем крутного моменту. Для підвищення якості цементування проміжних та експлуатаційної колони за рахунок одержання рівномірного цементного кільця за нею і забезпечення більш повного заміщення бурового розчину цементним здійснюється центрування колони згідно методики ВНДІБТ або ВНДІКрнафти. Насамперед, центратори встановлюються в інтервалах відкритого ствола напроти стійких, не кавернозних ділянок, а також напроти продуктивних горизонтів та в місцях стику секцій.

Після спуску кожної колони здійснюється промивка свердловини до повного вирівнювання параметрів бурового розчину, але не менше двох циклів, для забезпечення більш повного заміщення бурового розчину цементним.

3.3.Режими буріння

Режими буріння газових свердловин можуть включати різні методи і налаштування, специфічні для добування газу з підземних резервуарів. Основні режими буріння газових свердловин включають:

1. Комплексне режим буріння: Цей режим використовується для свердловин, які проникають через різні газові резервуари або шари.

Він включає в себе використання різних методів, таких як ротаційне буріння, ударно-ротаційне буріння або гідродинамічне буріння, залежно від характеристик газових пластів, які потрібно пробурити.

2. Безударне буріння: Цей режим буріння використовується, коли важливо уникати пошкодження газових пластів або створення неперборних шумових хвиль, що можуть впливати на добування газу. У такому режимі буріння використовуються спеціальні свердловинні інструменти і налаштування для зниження впливу ударних рухів та вібрацій.

3. Контроль тиску буріння: В газових свердловинах дуже важливо контролювати тиск, щоб запобігти викиду газу, неконтрольованому викиду бурового розчину або інших проблем. Режими буріння для контролю тиску включають використання буферних розчинів, системи контролю тиску, захисних оболонок та інших заходів безпеки.

4. Буріння горизонтальних свердловин: Для ефективного добування газу з резервуарів, які розташовані в горизонтальному напрямку, може використовуватися режим горизонтального буріння. Цей режим включає свердління вертикального отвору, а потім зміщення свердловини горизонтально вздовж газового пласту.

5. Режими буріння з використанням технологій гідророзриву пласту (гідрофракція): У деяких випадках, для підвищення проникності газових пластів і поліпшення добування газу, використовується технологія гідророзриву пласту. Цей процес включає впорядкування спеціальних розчинів і технологічних процесів, які створюють тріщини в газових пластах, що полегшує витік газу.

Важливо зазначити, що конкретні режими буріння газових свердловин можуть варіюватися залежно від характеристик газових резервуарів, глибини свердловини, геологічних умов і технологічних вимог проекту.

3.4. Характеристика бурових розчинів

При бурінні під кондуктор 426 мм в інтервалі 0-240 м використовують глинистий буровий розчин, приготований з бентонітової глини і оброблений КМЦ LV, Поліпласом, бікарбонат натрію і графітом.

При бурінні під 1-у проміжну колону 324 мм в інтервалі 240-1300 м використовують гуматноакриловий буровий розчин, приготований з бентонітового глинопорошку і оброблений ПВЛР, КМЦ LV, Поліпласом, Лабриколом, графітом, бікарбонат натрію, наповнювачем проти поглинань.

При бурінні під 2-у проміжну колону 245 мм і експлуатаційну колону 168 × 140 мм в інтервалі 1300-5500 м використовують гуматноакрилокалієвий буровий розчин, приготований з бентонітової глини і оброблений лігноксіном, хлористим калієм, Поліпаком UL і R, Поліпласом, графітом, Лабриколом, нафтою, ХР-20, бікарбонатом натрію, наповнювачем проти поглинання, крейдою, баритом, солтексом, МАС-200.

Для глушіння і вторинного розкриття використовують мінералізований розчин:

- в інтервалі 4200-4500 м з густиною 1390 кг/м³, який вміщує CaCl₂ – 340 кг/м³, ПКССБ – 150 кг/м³, піногасник МАС-200 – 0,5 кг/м³, крейда – 180 кг/м³;
- в інтервалі 4500-4950 м з густиною 1460 кг/м³, який вміщує CaCl₂ – 340 кг/м³, ПКССБ – 150 кг/м³, піногасник МАС-200 – 0,5 кг/м³, крейда – 270 кг/м³;
- в інтервалі 4950-5500 м з густиною 1660 кг/м³, який вміщує CaCl₂ – 340 кг/м³, ПКССБ – 150 кг/м³, піногасник МАС-200 – 0,5 кг/м³, крейда – 270 кг/м³, барит – з густини 1460 кг/м³ до 1660 кг/м³.

Таблиця 2.1 - Технологічні параметри бурового розчину

Тип розчину	Інтервал, м		Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30хв	СНЗ, дПа		Кірка, мм	рН	Пластична в'язкість, мПа*с	Динамічне напруження зсуву, дПа	Колоїдна фаза, %	Вміст				
	від	до				1 хв	10 хв						КСІ, ваг. %	NaCl, ваг. %	нафти, об %	тверд. фази, об.%	
																разом	піску
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	14	15	17	18
Глинистий	0	240	1120	60-100	5-6	20-30	25-40	1,5-2	8-9	25-40	50-90	5-6	-	-	-	6-7	1-2
Гуматноакриловий	240	1300	1160	35-50	5-6	10-20	25-40	1,5	8,5-9,5	10-20	25-40	4-5	-	-	-	7-9	1
Гуматноакрило-калієвий	1300	1550	1160	40-80	4-6	10-30	15-50	1,5	8-9	10-50	15-60	4-5	5		10	7-9	1
	1550	3800	1180													8-10	1
	3800	4150	1220													10-12	1
	4150	4500	1390													17-19	1
	4500	4950	1460													20-22	1
	4950	5500	1660													30-32	1

Таблиця 2.2 – Рецептūra обробки бурового розчину

Інтервал буріння, м	Найменування хімреагентів	Мета застосування	Норма витрат, т/м ³	Джерело норм витрат
1	2	3	4	5
0 - 240	глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,087x2,4x0,5	ЕСН.1983.т.49-414
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,005	місцеві норми
	КМЦ-LV	стабілізатор	0,005	-//-
	Поліплас	флокулянт	0,0001	-//-
	Бикарбонат Na	зв`язувач іонів кальцію	0,005	-//-
240 - 1300	глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,115x2,4	ЕСН.1983.т.49-414
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,01	місцеві норми
	Лабрикол	змащувальна добавка	0,03	-//-
	ПВЛР	понижувач водовіддачі	0,04	-//-
	наповнювач	проти поглинання	0,02	-//-
	Поліплас	понижувач водовіддачі	0,003	-//-
	КМЦ-LV	понижувач фільтрації	0,005	-//-
	Бикарбонат Na	зв`язувач іонів кальцію	0,015	-//-
1300 - 5500	глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,115x2,4	ЕСН.1983.т.49-414
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,01	місцеві норми
	Лабрикол	змащувальна добавка	0,03	-//-
	Лігноксін	інгібітор, пониж. водовід.	0,04	-//-
	Поліплас	понижувач водовіддачі	0,003	-//-
	Бикарбонат Na	зв`язувач іонів кальцію	0,005	-//-
	КСІ	джерело іонів калію	0,05	-//-
	ХР-20 з 4150 м	розріднювач	0,01	-//-

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	
1300 - 5500	наповнювач	проти поглинання	0,02	місцеві норми	
	нафта з 2000 м	понижувач липкості кірки	0,1	-//-	
	Поліпак R	понижувач водовіддачі	0,003		
	Поліпак UL	понижувач водовіддачі	0,008		
	МАС-200	піногасник	0,0001		
	Солтекс з 4150 м	інгібітор	0,03		
	крейда до $\rho=1390 \text{ кг/м}^3$	обважнювач			
	барит з $\rho=1390-1660 \text{ кг/м}^3$	обважнювач			
	Інтервал 4200-4500 м				
	Для вторинного розкриття та глушіння: мінералізований розчин $\rho=1360 \text{ кг/м}^3$, в якому розчинено, кг/м^3 : CaCl_2 - 340 кг; ПКССБ - 150 кг; піногасника - 0,1 кг; крейда - 180 кг.				
Інтервал 4500-4950 м					
Мінералізований розчин $\rho=1460 \text{ кг/м}^3$, в якому розчинено, кг/м^3 : CaCl_2 - 340 кг; крейда - 270 кг; ПКССБ - 150 кг; піногасника - 0,1 кг					
Інтервал 4950-5500 м					
Мінералізований розчин $\rho=1660 \text{ кг/м}^3$, в якому розчинено, кг/м^3 : CaCl_2 - 340 кг; крейда - 270 кг; ПКССБ - 150 кг; піногасника - 0,1 кг; барит з $\rho=1460-1660 \text{ кг/м}^3$					

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Джерелом забруднення навколишнього середовища (НС) служать виробничі процеси, пов'язані з бурінням свердловин з метою дорозвідки родовищ або пошуків покладів вуглеводнів на перспективних площах.

Порушення технологічного режиму, некомплектність промислового обладнання, робота транспортних засобів, спалювання газу і конденсату в факелах, – все це приводить до витікань і викидів шкідливих для НС речовин: скидання неочищених стічних вод, викиди в атмосферу таких токсичних речовин, як вуглеводні, пари метану, окис вуглецю та ін.

Тому в процесі пошуків і розвідки природоохоронні заходи повинні бути направлені на запобігання або істотне зниження забруднення навколишнього середовища.

Проектом пошукового буріння на Білопавлівській площі передбачено виконати комплекс робіт з буріння та освоєння пошукових та розвідувальних свердловин, а також провести заходи щодо спостереження і контролю за охроною надр і навколишнього середовища.

Конкретні технічні рішення розробляються безпосередньо в проектах на будівництво кожної розвідувальної свердловини – у повній відповідності з “Керівним нормативним документом...”.

Охорона атмосферного повітря

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин може відбуватися за рахунок викидів ВВ, вуглецю, азоту.

Шкідливі викиди в атмосферу в процесі випробування і дослідження свердловин можуть відбуватися за рахунок розгерметизації технологічного обладнання на свердловинах, аварійного фонтанування свердловин, поривів водоводів, газоконденсатопроводів.

Масштаби можливого забруднення атмосферного повітря і ступінь екологічної небезпеки залежать від наступних причин: кліматичних особливостей району ведення робіт, досконалості технології буріння, наявності контрольно-вимірювальних приладів та ін.

Охорона повітряного басейну забезпечується в першу чергу застосуванням надійного високогерметичного обладнання, створенням системи контролю за забрудненням атмосфери і спеціальних служб спостереження і ліквідації загазованості.

До початку випробування свердловин необхідно забезпечити герметичність і надійність у роботі фонтанної арматури, викидних ліній, герметичність ємкостей, гідроізоляцію амбару. При продуванні та очищенні перед дослідженням свердловин газ, що виходить з них, повинен спалюватися, а вода і глинистий розчин – збиратися в амбарі.

Коливання концентрації ВВ повинні бути в межах норми: від 2,49 до 43,4 мг/м³.

При перевищенні гранично допустимої концентрації (ГДК) у результаті аварії або передбачених технологією викидів в атмосферу підприємство зобов'язане сповістити про це органи, що здійснюють контроль за охороною атмосфери, і вжити заходи по ліквідації джерел і наслідків несприятливих впливів до гранично припустимих концентрацій забруднювачів.

Контроль за викидами полягає в обстеженні повітряного басейну поблизу підприємств з метою визначення концентрації шкідливих компонентів. Обстеження роблять протягом 10-15 днів.

Охорона водяного середовища

Заходи щодо охорони водяного середовища повинні передбачати охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу, ґрунтових і поверхневих вод.

Охорона водяного середовища повинна передбачати: дотримання основ водяного законодавства і нормативних документів в області використання та

охорони водяних ресурсів; здійснення заходів для запобігання і ліквідації відпливів стічних вод і забруднюючих речовин у поверхневі і ґрунтові води, а також горизонти підземних вод; суворе дотримання вимог по будівництву та експлуатації водозаборів підземних вод; застосування бурових розчинів без шкідливих для питної води речовин; обсаджування інтервалів залягання горизонтів з питною водою декількома колонами з обов'язковою цементацією за колонного і міжколонного простору; систематичний контроль за станом водяного середовища.

Особливими об'єктами охорони водяного середовища є експлуатовані водоносні горизонти і водозабори господарсько-питного призначення.

Водоносні горизонти у верхній частині геологічного розрізу на площі дослідження приурочені до верхньої тріщинуватої зони крейджано-мергельних відкладів і верхньої крейди.

Водоносні горизонти, що залягають на глибинах 70-160 м, є джерелами для технічного водопостачання глибоких свердловин. Дебіти води з цих свердловин досягають 1500 м³/добу. За фізичними властивостями води цих горизонтів прісні, мінералізація їх коливається в межах 0,3-0,7 г/л.

У четвертинних відкладах підземні води приурочені до піщаного алювію заплавної і підзаплавної терас Сіверського Донця. Колодязі, що експлуатують цей водоносний горизонт для потреб місцевого водопостачання, мають дебіт до 0,1 л/с.

Охорона горизонтів з прісними водами від забруднення при їх розкритті повинна бути забезпечена за рахунок застосування екологічно нешкідливого бурового розчину. Після розкриття горизонти з прісними водами повинні бути перекриті обсадною колоною з наступним цементуванням її високоміцним цементом до устя.

Зберігання родючого шару ґрунту, лісонасаджень

В екологічному відношенні район робіт є сільськогосподарським. Ґрунти являють собою середньогумусовий (структурний) чорнозем.

Водяне живлення ґрунту здійснюється за рахунок атмосферних опадів. У районі робіт є невеликі ділянки лісопосадок. Зони, що особливо охороняються, відсутні. Зрошення та осушення земель не робиться. У проектах повинні бути передбачені охоронні заходи, що забезпечать цілість природного шару ґрунту від забруднення і дозволять увести його в сівозміну після проведення нейтралізації, технологічної і біологічної рекультивації порушених земель.

Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечене шляхом зняття 0,5-0,7 м шару і складування його в кагати в межах площі бурової. Для запобігання руйнації ґрунту від атмосферного впливу необхідно передбачити посів трави. За узгодженням землекористувача і контролюючих органів вибираються найбільш сприятливі умови для зняття шару ґрунту, що висвітлюється в акті про відвід землі.

Основними забруднювачами землі можуть бути газовий конденсат, що розлився, буровий шлам, ППВ, хімреагенти в процесі буріння. Проникаючи в родючий ґрунт, усі ці забруднювачі змінюють її фізико-хімічний склад і властивості, руйнують ґрунтову структуру, погіршуючи режим ґрунту і кореневого живлення рослин.

Після завершення будівництва свердловин і демонтажу бурового обладнання проводиться рекультивація землі, що включає наступні види робіт: нейтралізацію хімреагентів, технічну рекультивацію, біологічну рекультивацію.

По закінченні технічної рекультивації земельна ділянка, відведена у тимчасове користування, повертається колишньому власнику в стані, придатному для проведення сільськогосподарських робіт.

Охорона надр у процесі розбурювання

При бурінні свердловин велика увага повинна приділятися надійності, довговічності і безпеці як конструкції свердловини, так і обладнанню її стовбура і вибою, запобіганню відкриття газових фонтанів, захисту середовища існування.

Конструкції газових свердловин, рецептури бурових і цементних розчинів забезпечують надійну ізоляцію всіх продуктивних пластів, що розкриваються свердловинами, дозволяють запобігти міжпластовим перетокам флюїдів протягом усього періоду розвідки і розробки родовища.

Після розкриття горизонти з прісними водами верхньої частини геологічного розрізу перекриваються обсадною колоною з наступним цементуванням її високоміцним тампонажним цементом до устя.

З метою ізоляції водонасичених горизонтів крейди, юри і тріасу, запобігання міжпластових перетоків, а також безпечного розкриття газонасичених горизонтів передбачено опустити і зацементувати до устя колону 426 мм в свердловинах 300-302.

Для ізоляції газонасичених колекторів у нижній пермі, виключення міжпластових перетоків газу до проектної глибини свердловини передбачено спустити і зацементувати до устя експлуатаційну колону 168/140 мм.

Найбільш небезпечним ускладненням при бурінні свердловин є відкриті газові фонтани. При їх виникненні створюються умови для міжпластових і за колонних перетоків, скупчення газу в міжколонних просторах, а також горизонтах, що залягають вище експлуатаційного об'єкта, відбувається викид в атмосферу газоконденсатної продукції.

Для попередження газових викидів, міжпластових перетоків необхідно передбачити комплекс технічних і технологічних рішень, починаючи з процесу розкриття продуктивних горизонтів і закінчуючи процесом спуску експлуатаційної колони і її цементування.

Забруднення підгрунтового ґрунту в процесі буріння свердловини може відбуватися в результаті впливу бурових і тампонажних розчинів, бурових стічних вод і шламу. Буріння свердловин передбачено з застосуванням бурових розчинів, оброблених хімреагентами. Рідкі хімреагенти необхідно зберігати в металевих ємкостях з регульованим стоком, порошкоподібні – у критому сараї.

Передбачені способи збереження хімреагентів повинні запобігти забрудненню підгрунтового ґрунту на території бурової.

На період будівництва свердловин для збору і тимчасового збереження відпрацьованого бурового розчину з хімреагентами необхідно передбачити спорудження земляного шламового амбару в глинистому ґрунті. Відпрацьовані бурові розчини, шлам та ін. повинні бути утилізовані (або знешкоджені) і поховані в місцях, погоджених з державними контролюючими органами. Одним із способів знешкодування відходів буріння є їх змішування з в'язкими матеріалами (цемент, вапно). При використанні цементу витрата його приймається 4-6 % від ваги відходів буріння при використанні вапна – до 10 кг/м³ розчину.

Після закінчення буріння та випробування свердловин на кожній площині повинна бути виконана повна технічна і біологічна рекультивація порушеного шару ґрунту. Якщо за кліматичними умовами ці роботи не можуть бути виконані негайно, термін може бути продовжений, але він не повинен перевищувати одного року з дня завершення робіт з демонтажу обладнання свердловини.

Збір, знешкодження і поховання відходів у процесі буріння свердловин

Буріння нафтових і газових свердловин може істотно вплинути на забруднення навколишнього середовища.

Для попередження потрапляння в ґрунт, поверхневі і підземні води відходів буріння та випробування свердловин організовується система збору, очистки, накопичення і збереження відходів буріння, яка передбачає:

- спорудження накопичувальних амбарів для роздільного збору відходів буріння і продуктів випробування свердловин;
- будівництво обвалування, що огорожує відведену ділянку від руйнації паводковими водами;
- влаштування трубопроводів для транспортування відпрацьованих бурових розчинів і стічних вод у місця їх збереження;

- впровадження систем замкненого (оборотного) водопостачання.

Необхідно передбачити тимчасове збереження на площадці бурової відпрацьованого бурового розчину і стічної води. Амбари створюються шляхом виїмки ґрунту і виконання насипного обвалування. Об'єм амбарів визначається об'ємами відходів, що утворюються. Дно і стінки амбарів повинні гідроізолюватися. В якості такого матеріалу можна використовувати поліетиленову плівку з нанесенням шару глини.

Можливі випадки витоку бурового розчину пояснюються наступними причинами:

- переповнюванням амбарів буровим розчином при бурінні додаткових свердловин;
- неякісним підготуванням площадки та осипом ґрунтів;
- руйнацією обвалування паводками, сильними зливами.

При витіканні бурового розчину і нафтопродуктів забруднюються ґрунт, ріки і водойми. Для запобігання подібних випадків слід підвищити якість розрахунків будівельно-монтажних і земляних робіт, вчасно вживати заходів щодо ліквідації залишків бурових розчинів після закінчення буріння.

З метою доочищення бурових стічних вод (БСВ) застосовуються ставки-відстійники, де відбувається аерування і додаткова біологічна очистка стоків. Для доочищення БСВ, крім біологічних ставків, застосовуються різного роду фільтри.

В даний час найбільш доцільним заходом щодо утилізації очищених стічних вод є поховання стоків у глибоких поглинаючих горизонтах. Якщо закачування стоків у підземні горизонти неможливе, рекомендується повторне використання очищених стічних вод для приготування бурового розчину.

Найбільш продуктивним рішенням питання охорони навколишнього середовища є використання очищених БСВ у системі замкнутого водопостачання. Повторне застосування води дозволяє раціонально підійти до використання

водяних ресурсів і значно знизити або припинити зовсім скидання стічних вод.
Для цього повинні бути розроблені досить ефективні очисні споруди.

IV ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

На Білопавлівській площі планується пробурити 3 вертикальні свердловини, з них 1 незалежна (пошукова, № 300), 2 залежні (розвідувальні, №№ 301, 302).

При обґрунтуванні доцільності проведення проектного буріння використовувалися наступні вихідні дані (Таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для проектування буріння

Показники	Проектні дані
Площа	Білопавлівська
Мета буріння	пошуки та розвідка покладів вуглеводнів
Спосіб буріння	турбінно-роторний
Вид енергії	електроенергія або ДВЗ
Геологічні умови	складні
Вид буріння	вертикальний
Кількість свердловин (№№ свердловин)	300-302
Глибини свердловин	5500, 5700, 6100 м
Кількість об'єктів випробування:	
– в експлуатаційній колоні	12
– в процесі буріння	12
Конструкція свердловини № 300: напрямлення	
кондуктор	426 мм × 240 м
I технічна (проміжна) колона	324 мм × 1550 м
II технічна (проміжна) колона	245 мм × 4150 м
експлуатаційна колона	168 / 140 мм × 5500 м
Загальна проходка свердловин	17 200 м
в т. ч. незалежна	5 500 м
залежні	11 800 м
Очікуваний приріст запасів газу	9,0 млрд. м ³

Для обґрунтування швидкості буріння та загальних часових витрат на буріння проєктованих свердловин як прототип використовувались дані по бурінню свердловин на території діяльності ГПУ “Шебелинкагазвидобування”.

Виходячи із швидкості буріння аналогічних за глибиною пробурених раніше свердловин було складено кошторис на будівництво свердловин у кошторисних нормах та цінах на 01.2003 р. Потім отримана вартість помножувалася на поправочний коефіцієнт 2,81 (на 01.2001 р.)

Нижче приводяться зведені кошториси на будівництво свердловин 300-302 (Таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Зведений кошторис на будівництво свердловин Білопавлівської площі

Статті затрат	Затрати, тис. грн.
	№№ 300-302
1. Підготовчі роботи до будівництва свердловин	125
2. Монтаж та демонтаж вишки, привишкових споруд, монтаж та демонтаж устаткування	186
3. Буріння та кріплення свердловин	3156
4. Випробування свердловин на продуктивність:	
– у процесі буріння;	42
– в експлуатаційній колоні	305
5. Промислово-геофізичні роботи	374
6. Додаткові затрати на будівництво свердловини у зимовий час	211
Разом по п.п. 1-6	4399
Кошторисна вартість з урахуванням індексу зміни кошторисної вартості (2,81)	12361
7. Накладні затрати (41 %)	5068
Разом по п.п. 1-7	17429
8. Планові накопичення на підсумок прямих затрат по п.п. 1-7 (40 %)	6972
Разом по п.п. 1-8	24401
9. Транспортування вахт	831

Інші роботи та затрати (виплата премій та непередбачувані витрати)	1296
Разом по п.п. 1-9	26528
10. Відрахування у фонд Чорнобиля, розвитку науки, а також на утримання шляхів, охорони праці та ін.	1472
Разом по зведеному кошторисному розрахунку	28 000

4.2 Вартість та геолого-економічна ефективність проектних робіт

Проходка по незалежній свердловині 300 – 5 500 м.

Затрати на буріння свердловин 84 000 000 грн.

Вартість підготовки 1000 м³ газу складе:

$$84\,000\,000 \div 9\,000\,000 \text{ тис. м}^3 = 9,3 \text{ грн} / 1000 \text{ м}^3$$

Геологічна ефективність у вигляді приросту запасів газу на 1 м проходки складе:

$$9\,000\,000 \text{ тис. м}^3 \div 17400 \text{ м} = 517,23 \text{ тис. м}^3 / \text{м}$$

У зв'язку з тим, що додатковий видобуток газу на Білопавлівській площі буде досягнутий за рахунок буріння свердловин 300-302, собівартість одиниці додаткової продукції коригується за формулою:

$$C_{\text{кор.}}^{\text{Г}} = C_{\text{Г.п.}} - \frac{A_{\text{Г.п.}}}{Q_{\text{Г.п.}}} + \frac{S \times a}{Q_{\text{Г}} \times q_{\text{Г}} \times K}, \quad (3.1)$$

де $C_{\text{Г.п.}}$ – собівартість видобутку газу по підприємству, грн / 1000 м³;

$A_{\text{Г.п.}}$ – амортизація свердловин по підприємству, газ, грн;

$Q_{\text{Г.п.}}$ – обсяг товарної продукції по підприємству, газ, тис. м³;

S – вартість проектних свердловин, грн.;

a – норми амортизаційних відрахувань від вартості свердловини, 10 %

$Q_{\text{Г}}$ – приріст запасів газу згідно проекту, тис. м³;

$q_{\text{Г}}$ – коефіцієнт середньорічного темпу відбору газу у процесі розробки 0,03;

К – коефіцієнт вилучення газу, 0,85;

Прибуток від впровадження природних ресурсів визначається як різниця між оптовою ціною підприємства (без ПДВ та ренти) і собівартістю видобутку газу за формулою (4) “Методичних положень визначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів та об’єктів промислової власності у видобуванні газу” (Київ, 2000 р.).

Розрахунок прибутку (Π_r) від впровадження даної розробки проводиться за формулою:

$$\Pi_r = (\Pi_r - C_r) \times \Delta Q_{г.дод.} \times q_r \times K, \quad (3.2)$$

де Π_r – оптова ціна підприємства на газ (без ПДВ та ренти), грн./тис. м³;

C_r – розрахункова очікувана собівартість видобутку газу з урахуванням буріння додаткових свердловин, грн./тис. м³;

$\Delta Q_{г.дод.}$ – додатково природжені запаси газу, тис. м³;

q_r – коефіцієнт середньорічного темпу відбору газу у процесі розробки 0,03;

К – коефіцієнт вилучення газу, 0,85.

Таблиця 3.3 – Вихідні дані для розрахунку прибутку по Білопавлівській площі

Економічні показники	По ГПУ “Шебелинка-газвидобування” за 2002 р.
Собівартість видобутку 1000 м ³ газу, грн/1000 м ³	35,54
Оптова ціна за 1000 м ³ газу, грн/1000 м ³	66,52
Амортизація свердловин, газ, грн.	3082750
Обсяг товарної продукції, газ, грн.	508525

За цінами 2002 року по ГПУ “Шебелинкагазвидобування” (Таблиця 3.3) собівартість, що коригується, складе:

$$C_{кор}^2 = 35,54 - \frac{3082750}{508525} + \frac{28000000 \times 0,1}{9000000 \times 0,03 \times 0,85} = 41,68 \text{ грн} / 1000 \text{ м}^3$$

Прибуток від буріння свердловин складе:

$$\Pi = (66,52 - 41,68) \times 9000000 \times 0,03 \times 0,85 = 5700780 \text{ грн.} = 5 \text{ млн. } 700 \text{ тис. грн.}$$

Затрати на буріння свердловин окупляться через 5 років.

V. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Основні небезпечні та шкідливі фактори, які можуть виникати при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт, включають:

1. Вплив шкідливих хімічних речовин: Приготування бурового розчину та використання хімічних розчинників можуть створювати небезпеку у разі неправильного застосування або недостатньої вентиляції. Це може призвести до контакту зі шкідливими речовинами та отруєння.
2. Фізичні небезпеки: Під час випробування свердловин, прострілювальних робіт та кріплення свердловин можуть виникати фізичні небезпеки, такі як травми від падаючих предметів, розриви, обвалення, удари струмом, ризик утоплення тощо.
3. Вибухова небезпека: При роботі з вибуховими матеріалами, такими як зарядження для прострілювання, існує ризик вибуху та травмування.
4. Радіаційна безпека: У разі проведення геофізичних досліджень може бути присутнім радіаційний фактор, особливо якщо використовуються радіоактивні речовини або пристрої.
5. Небезпека внаслідок неправильної експлуатації устаткування: Неправильне використання або обслуговування устаткування може створювати небезпеку для працівників, таку як аварії, пожежі, вибухи.

Для забезпечення безпеки під час проведення геологорозвідувальних робіт, необхідно дотримуватись відповідних заходів:

- Застосування відповідних персональних захисних засобів (захисні окуляри, респіратори, рукавиці, захисний одяг тощо).
- Проведення навчання та інструктажу щодо безпеки робіт.
- Регулярна перевірка та обслуговування устаткування.
- Відповідне зберігання та обробка шкідливих речовин.
- Забезпечення належної вентиляції робочих приміщень.

- Використання безпечних методів і технологій роботи.

Важливо завжди дотримуватись вимог безпеки, консультуватись з фахівцями та використовувати правильні заходи захисту для забезпечення безпеки працівників під час геологорозвідувальних робіт.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Основні заходи з техніки безпеки, спрямовані на забезпечення безпеки працівників під час геологорозвідувальних робіт, включають:

- Проходження обов'язкового навчання та інструктажів з охорони праці, що дозволяють працівникам ознайомитися з основними правилами безпеки та небезпеками, пов'язаними з роботою.
- Дотримання вимог інструкцій з охорони праці, які містять рекомендації та правила безпеки під час проведення робіт.
- Використання засобів особистого захисту, таких як окуляри, форма, каска, спеціалізоване взуття, для забезпечення безпеки працівників від потенційних небезпек.
- Оволодіння навичками правильної експлуатації обладнання, що допомагає уникнути нещасних випадків та зберегти безпеку під час роботи.
- Знання та дотримання правил роботи в темний час доби, оскільки обмежена видимість може призвести до ризиків та нещасних випадків.
- Дотримання заборон та застережень, пов'язаних з буровими роботами, включаючи правила використання вибухових матеріалів та уникнення потенційних небезпек.
- Правильне оформлення робочих місць, включаючи позначення небезпек та встановлення бар'єрів для забезпечення безпеки працівників.

Ці заходи спрямовані на зменшення ризиків та підвищення свідомості працівників щодо безпеки під час геологорозвідувальних робіт. Важливо, щоб керівництво та працівники дотримувалися цих заходів та надавали належну увагу безпеці праці під час виконання робіт.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Основні заходи з виробничої санітарії, які можуть бути застосовані на геологорозвідувальних підприємствах, включають:

1. Правила оформлення побутових та адміністративних приміщень: Встановлення правил щодо прибирання, вентиляції, освітлення та забезпечення належних санітарних умов у приміщеннях, що використовуються працівниками для побуту та адміністративних потреб.
2. Встановлення допустимих рівнів шуму, освітлення та випромінювання: Визначення стандартів та нормативів щодо допустимих рівнів шуму, якісного освітлення та випромінювання на робочих місцях для забезпечення безпеки та здоров'я працівників.
3. Обґрунтування необхідності вентиляційних систем: Аналіз та оцінка впливу шкідливих речовин, пилу, газів та інших факторів на здоров'я працівників, що можуть виникати під час геологорозвідувальних робіт, та обґрунтування необхідності встановлення ефективних вентиляційних систем.
4. Встановлення допустимих меж температурних режимів повітря: Визначення оптимальних температурних умов для робочих приміщень, забезпечення контролю за температурою та підтримання допустимих меж для забезпечення комфорту та безпеки працівників.

Ці заходи спрямовані на забезпечення безпечних та здорових умов праці на геологорозвідувальних підприємствах, враховуючи фактори, які можуть впливати на здоров'я та благополуччя працівників. Дотримання цих заходів є

важливим для забезпечення належного рівня санітарії та гігієни на робочих місцях.

5.3. Пожежна безпека

Можливі причини виникнення пожеж при геологорозвідувальних роботах, бурінні свердловин та виробничих приміщеннях можуть включати:

1. Недотримання правил пожежної безпеки при обробці вибухових матеріалів: Неправильне зберігання, використання або обробка вибухонебезпечних речовин може призвести до їх неналежного займання та виникнення пожежі.
2. Електричні несправності: Неналежне використання або обслуговування електричного обладнання, неправильне підключення або пошкодження електричних мереж можуть стати причиною короткого замикання та виникнення пожежі.
3. Недбале поводження з відкритим вогнем: Неконтрольоване використання відкритого вогню, такого як випалювання трави або використання відкритого вогню поблизу запальних матеріалів, може спричинити появу пожежі.
4. Несправність технічного обладнання: Помилки в роботі або несправність обладнання, такого як електричні системи, системи нагріву або інші промислові пристрої, можуть стати причиною пожежі.

Протипожежний захист та дотримання протипожежної безпеки включають такі заходи:

1. Розміщення та планування виробничих приміщень: Розташування приміщень повинно відповідати протипожежним вимогам, забезпечуючи відстань між будівлями та враховуючи необхідність шляхів евакуації.
2. Вибір та розміщення вогнегасників: Приміщення повинні бути оснащені вогнегасниками відповідно до їх типу та потенційних пожежних загроз. Вогнегасники повинні бути розташовані на доступних місцях і регулярно перевірятись.

3. Спорудження протипожежних перешкод: Застосування вогнестійких матеріалів, створення вогнестійких перегородок та ізоляційних систем може допомогти утримати пожежу від поширення.
4. Планування шляхів евакуації: Виробничі приміщення повинні мати чітко визначені шляхи евакуації та відповідні знаки, щоб працівники могли швидко та безпечно покинути зону небезпеки.
5. Вибір систем пожежогасіння: У залежності від ризиків та потенційних загроз можуть застосовуватись різні системи пожежогасіння, такі як водяні струмені, порошкові вогнегасники, вуглекислотні системи тощо.
6. Правила користування вибухонебезпечними сумішами: Працівники повинні бути навчені правильному та безпечному користуванню вибухонебезпечними речовинами, включаючи їх зберігання, транспортування та використання.

Ці заходи спрямовані на запобігання пожежам та забезпечення безпеки працівників під час геологорозвідувальних робіт, буріння свердловин та роботи виробничих приміщень. Важливо дотримуватись цих протипожежних заходів і забезпечувати своєчасне оновлення та перевірку протипожежного обладнання.

ВИСНОВКИ

Передбачені даним проектом пошуково-розвідувальні роботи є продовженням планомірного вивчення групи однотипних структур Павлівсько-Біляївської зони піднять.

В основу цих досліджень покладені результати деталізаційних сейсмозвідувальних робіт МСГТ на Світлівській площі, виконаних у 1995-2001 рр. с.п. 38 95, 38 99 Східно-Української геофізичною експедицією (СУГРЕ).

Об'єкт пошуково-розвідувальних робіт – Білопавлівська горст-антикліналь, розташована в приосьовій частині південного сходу ДДЗ, яка є складовим елементом Мар'янівсько-Степківської горст-антиклінальної зони.

Виходячи з геодинамічної моделі будови досліджуваного об'єкта, передбачається, що формування структури, в основному, відбувалося в режимі стискуючих горизонтальних тектонодинамічних напруг.

При цьому на рівні відкладів нижнього і середнього карбону, які в значній мірі зазнали катагенетичних перетворень (градації МК₅ – АК) у зонах, схильних до найбільшої стискуючої напруги, можливо виникнення дилатансогенних (тріщинних) колекторів, здатних вмщати в себе промислові скупчення вуглеводнів. Нами представляється, що утворення зон розвитку таких колекторів, скоріш за все, приурочене до осьової частини складки і поширення їх буде характеризуватися очагово-смугастою картиною.

У межах Білопавлівської горст-антикліналі проектується пробурити 3 свердловини. З них свердловина 300 – пошукова незалежна, а свердловини 301 і 302 – розвідувальні. У випадку позитивних результатів, отриманих при бурінні пошукової свердловини, передбачається проведення додаткових спеціальних сейсмічних досліджень з метою встановлення просторового розміщення границь зон поширення дилатансогенних колекторів.

У цілому, при підтвердженні вищевказаних положень проекту, у межах південного сходу ДДЗ може бути відкрито новий напрямок пошуків нетрадиційних пасток, пов'язаних з вторинними колекторами.

На Білопавлівській площі очікувані прогностні ресурси категорії С₃ для перспективних горизонтів башкирського ярусу середнього карбону і верхньо-серпухівського під'ярусу нижнього карбону можуть скласти 9 млрд. м³ газу.

Висновки щодо економічної доцільності проведення ГРР додати

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Проект пошуково-розвідувальних робіт на газ і нафту на Світлівській площі / Звіт за договором № 100 ШГВ/2000-2000. – Харків, 2000.
- 2 Проект пошукового буріння на Східно-Павлівській площі (Павлівсько-Біляївська зона) / Звіт за договором № 100 ШГВ/2002-2002 (тема 33.350/2002-2002). – Харків, 2002.
- 3 Ковшик Н.К., Стобва С.Н., Турчаненко Н.Т., Редколис В.А. Региональные сейсмостратиграфические исследования в Днепроовско-Донецкой впадине. – Киев: Укргеофизика, 1993. – 84 с.
- 4 Істомін О.М., Бринза М.Ф., Костів А.Л. Вивчення геологічної будови нових нафтогазових пасток у межах горст-антиклінальних зон у приосьовій південно-східній частині ДДЗ у зв'язку з науковим обґрунтуванням складання проектів геологорозвідувальних робіт // Звіт за договором № 100 УГВ/2000-2000 (тема 33.372/98-2000). – Харків, 2000.
- 5 Істомін О.М., Бринза М.Ф., Белінський М.Й. Перспективи нафтогазоносності горст-антиклінальних зон південного сходу ДДЗ // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 3. – С. 8-12.
- 6 Лагутін А.А., Лизанець А.В., Засядчук Й.М. Вивчення геологічної будови, умов формування, збереження і розповсюдження покладів вуглеводнів (ВВ) у нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладах олексіївсько-слов'янської зони підняття та соляних штоків середньо-нижньокам'яновугільних відкладах Мироліубівсько-Ткачишинської структурно-тектонічної зони, оцінка їх перспектив // Звіт за договором № 52.467/95-96. – Харків, 1996. – 130 с.
- 7 Попередній гідрогеологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. – Харків: Укрндігаз, 2001. – Вип. 29. – Т.1: Геологія. – С. 165-171.

- 8 Розробка технологічних регламентів, правил, інструкцій, методик на всі процеси буріння і освоєння свердловин // Звіт за договором № 100 УГВ/99-99 (тема 24.37/99-99) – Харків: Укрндігаз, 1999.
- 9 Рекомендації на Світлівську структуру і Південно-Миронівський блок // Геолком України, ДГП “Укргеофізика”, Східно-Українська геофізична розвідувальна експедиція. – Полтава, с. Розсошенці, 1999.
- 10 Вивчення геологічної будови Східно-Павлівської, Світлівської, Білопавлівської структур по відкладах нижньої пермі та карбону і приштокових зон Миронівського і Павлівського соляних штоків з метою виділення нафтогазоперспективних об'єктів // Звіт за результатами сейморозвідувальних робіт МСГТ на Світлівській площі, виконаних в 1995-2001 рр., СУГРЕ, Полтава, с. Розсошенці, 2001.
- 11 Лушков Л.Л. Закономірності взаємозв'язку геотемператур і початкових пластових тисків на газоконденсатних родовищах ДДЗ // Зб. наук. праць: Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: Укрндігаз, 2000. – С. 94-97.