

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

Природничих наук і технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

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

студента Бова Кирило Ігорович
(ПІБ)
академічної групи 185-18ск-2 ГРФ
(шифр)
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)
на тему Технічний проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини
в умовах Лоцушинського нафтового родовища
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці	Муха О.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Бова Кирило Ігорович академічної групи 185-18ск-2 I РФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології
(офіційне назва)

на тему Технічний проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини
в умовах Лопушнянського нафтового родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19 травня № 273-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт 2. Техніко-технологічна частина	04.05.2021- 31.05.2021
Охорона праці	3. Охорона праці 4 Охорона навколишнього середовища	01.06.2021- 15.06.2021

Завдання видано

(підпис керівника)

Хомецько В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2021

Прийнято до виконання

Бова К.І.

Резюме

Пояснювальна записка 58 стор., 7 рис., 10 табл., 13 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ НА НАФТУ, СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА, ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

Сфера застосування розробки – буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин на нафту.

Об'єкт розроблення – технологія буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Лопушнянського нафтового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Лопушнянського нафтового родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Лопушнянського нафтового родовища: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Передбачені заходи з охорони праці. Розроблено питання охорони навколишнього середовища.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ.....	6
1.1 Загальні відомості про Лопушнянське нафтове родовище	6
1.2 Геологічна характеристика району робіт	8
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин	21
Висновки за розділом	22
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	23
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	23
2.2 Вибір способу буріння.....	25
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту	26
2.4 Вибір бурильної колони	27
2.5 Вибір режиму буріння	31
2.6 Промивання свердловини	35
2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи	45
Висновки за розділом	46
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	47
3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища	47
3.1.1 Шум.....	47
3.1.2 Вібрація.....	49
3.1.3 Електромагнітні випромінювання	49
3.1.4 Радіаційне забруднення та випромінювання.....	50
Висновки за розділом	51
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	52
4.1 Охорона повітряного середовища.....	53
4.2 Охорона водного середовища.....	53
4.3 Охорона ґрунтового середовища.....	54
4.4 Охорона рослинного і тваринного світу.....	55
Висновки за розділом	56
Список літератури	57

ВСТУП

Актуальність роботи. Лопушнянське нафтове родовище розташоване на території Вижницького району Чернівецької області на землях с.Лекечі, с.Лопушна та с.Долішній Шеніт. Всього із родовища відібрано 818,822 тис. т нафти, 832,067 тис. т рідини та 383,147 млн м³ розчиненого газу, коефіцієнт нафтовилучення від затверджених запасів класу 111122 (з врахуванням оперативної оцінених) становить 0,061 з відбором 20,24 % видобувних запасів. Накопичена закачка води – 8,647 тис. м³. Перспективні середньорічні обсяги видобутку корисних копалин на Лопушнянському родовищі складають 1,19 тис. т нафти і 0,4 млн. м³ газу. Таким чином родовище зберігає доволі потужний потенціал для подальшого видобування нафти.

Мета роботи – проєктування технології буріння свердловини для продовження видобування нафти у мовах Лопушнянського родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації нафтових покладів.

Задачі роботи – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Лопушнянського нафтового родовища; виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтувати конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтувати вибір породоруйнуючого інструменту, розробити технологія кріплення свердловини. Розробити питання охорони праці і навколишнього середовища.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Лопушнянське нафтове родовище

В адміністративному відношенні Лопушнянське нафтове родовище розташоване на території Вижницького району Чернівецької області на землях с.Лекечі, с.Лопушня та с.Долішній Шепіт на відстані близько 75 км на північний схід від обласного центру та 25 км на північ від м. Вижниця. Населеними пунктами поблизу району робіт є села Лопушня, Шепіт, смт. Березомет, які зв'язані між собою шосейними дорогами. Поруч проходить вузькоколійна залізниця. Неподалік знаходяться Шереметівське, Красноільське, Славецьке і Черногузівське газові родовища. Сітка нафтопроводів в межах району розвинута слабо, оскільки інших нафтових родовищ, що розробляються немає.

У промисловому комплексі району є підприємства нафтогазовидобувної та деревообробної промисловості, проте провідне місце в економіці займає сільське господарство, в якому зайнята переважна більшість населення. Широко розповсюджені в долинах рік галечникові відклади використовуються як будівельний матеріал.

У геоморфологічному відношенні родовище розташоване в районі середньогірського рельєфу Покутсько-Буковинських Карпат – складової Зовнішніх Карпат. В підобласті Покутсько-Буковинських Карпат розвинені паралельні хребти з загальним, добре вираженим простяганням з північного заходу на південний схід, напрямку, характерному для Східних Карпат. Хребти в більшості мають асиметричну будову з пологими південно-західними і більш крутими протилежними схилами. Абсолютні відмітки окремих вершин в межах родовища сягають від 850 до 1100 м. З південного заходу на північний схід спостерігається загальне пониження рельєфу. У більшості випадків додатним формам останнього відповідають антиклінальні структури, в тому числі Лопушнянська.

Гідрографічна сітка добре розвинена і представлена верхньою течією р. Серет з чисельними, різної величини притоками. Схили річкових долин круті, часто обривисті. Річки характеризуються швидкими течіями, нерідкими пере-

катами. Рівень води залежить від атмосферних опадів: весною і під час дощів ріки стають повноводними і бурхливими, а в засуху – рівень різко зменшується. Річкові води використовуються як для постачання населення, так і для технічних потреб.

Клімат району помірно-континентальний. Температура коливається від мінус 25 °С в січні до плюс 20 °С в липні. Максимальна кількість опадів спостерігається в липні, а мінімальна – в зимові місяці. Середньорічна кількість опадів – 712 мм. Зима триває 3-4 місяці. Сніговий покрив доволі великий зберігається 45 – 75 днів в році. Вітри, переважно, південно-східного і східного напрямків.

Оглядову карту-схему району розташування Лопушнянського родовища наведено на рис. 1.1.

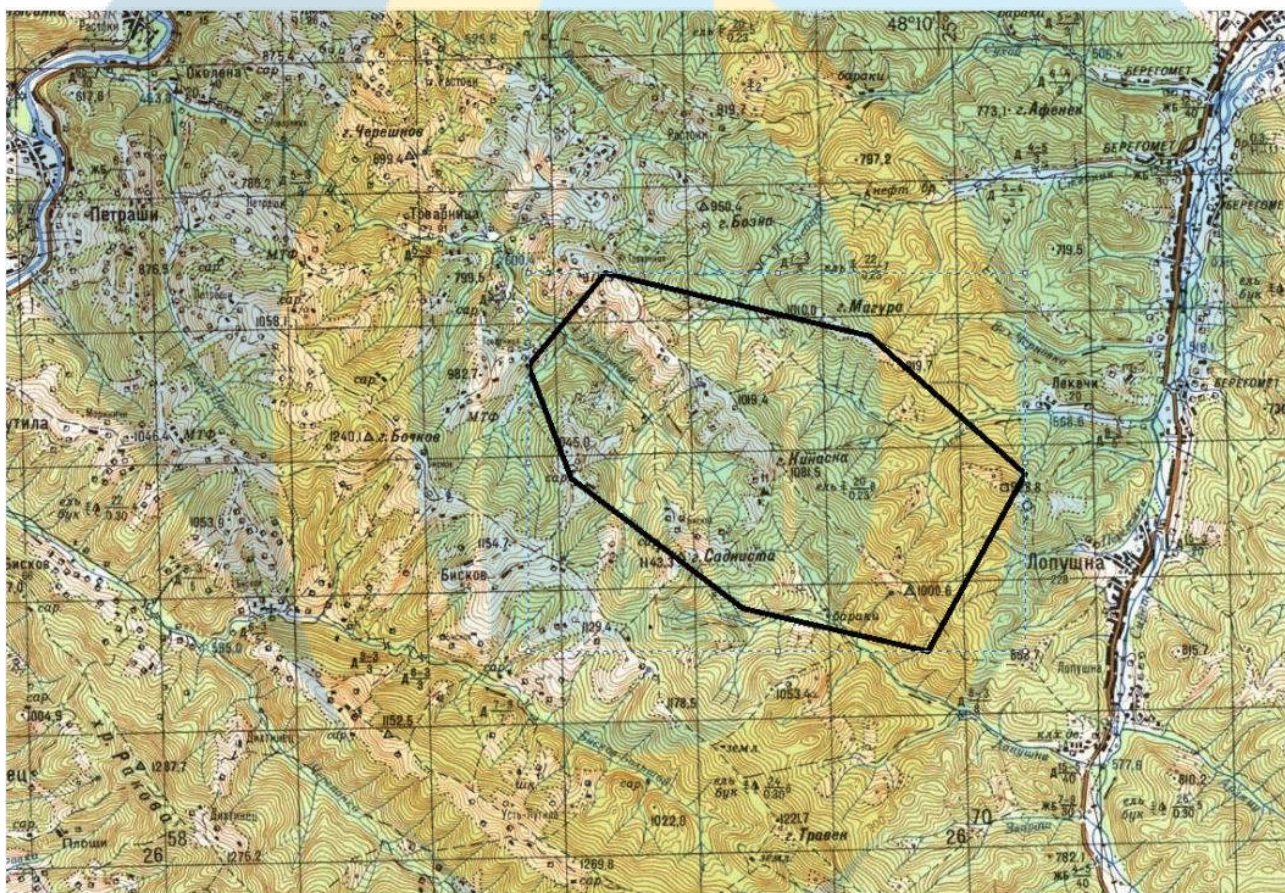


Рисунок 1.1 – Оглядова карта-схема району розташування Лопушнянського нафтового родовища

1.2 Геологічна характеристика району робіт

При аналізі геологічної характеристика району робіт нами були використані матеріали роботи [1].

Лонушнянська структура була встановлена сейсморозвідкою МВХ РИІ у 1972 р. по відбиваючому гіпсоангідритовому горизонту верхнього бадену. Пошукове буріння почалося в 1974 р. Перні свердловини (1 і 2) не підтвердили проєктних структурних побудов. Разом з бурінням продовжувалася сейсморозвідка. Вона влася МВХ багаторазовим поздовжньо-неспоздовжнім профілюванням з використанням переносних сейсмостанцій, що дало змогу зробити нові структурні побудови по відбиваючому горизонту в мезозойському комплексі. В 1980 р. була закладена свердловина 3, в якій у 1983 р. сталося відкрите фонтанування нафтою з альбесько-сеноманських утворень. Після його ліквідації в 1984 р. при випробуванні цих відкладів (інт. 4180-4199 м) одержано приплив нафти 283,4 т добу через 10-мм діафрагму при буферному тиску 13,3, за трубному – 16,7, пластовому – 70,9 МПа. Газовий фактор становив 237,3 м³/т.

У 1988 р. на родовищі відкрито ще два поклади нафти. В свердловині 8 із палеогенових відкладів (інт. 4076-4110 м) одержано приплив нафти 103,6 т добу через 8-мм діафрагму при буферному тиску 2,2, за трубному – 8,6 і пластовому – 70,6 МПа. Газовий фактор дорівнював 180,7 м³/т. У свердловині 4 з верхньоярських утворень (інт. 4300-4316 м) дебіт нафти склав 104,3 т добу через 7-мм діафрагму при буферному тиску 12,8, за трубному – 15,9 і пластовому – 74,8 МПа. Газовий фактор становив 252,2 м³/т.

На родовищі проведено вісім пошукових і розвідувальних свердловин, одна пошукова і дві випереджувально-експлуатаційні знаходяться в бурінні.

Лопушнянська структура виражена в автохтонних; мезозойських, палеогенових і неогенових відкладах Більче-Волицької зони, на які насунені ступінчасті та флішеві утворення структур Максимця, Плоского і Брусного систем Покутських складок та Скибової зони. По покрівлі юрських відкладів це брахіантикліналь і загальнокарпатського простягання розміром 6х3 км, с амплітудою

130 м. Поздовжніми і поперечними тектонічними порушеннями вона розбита на 7 блоків.

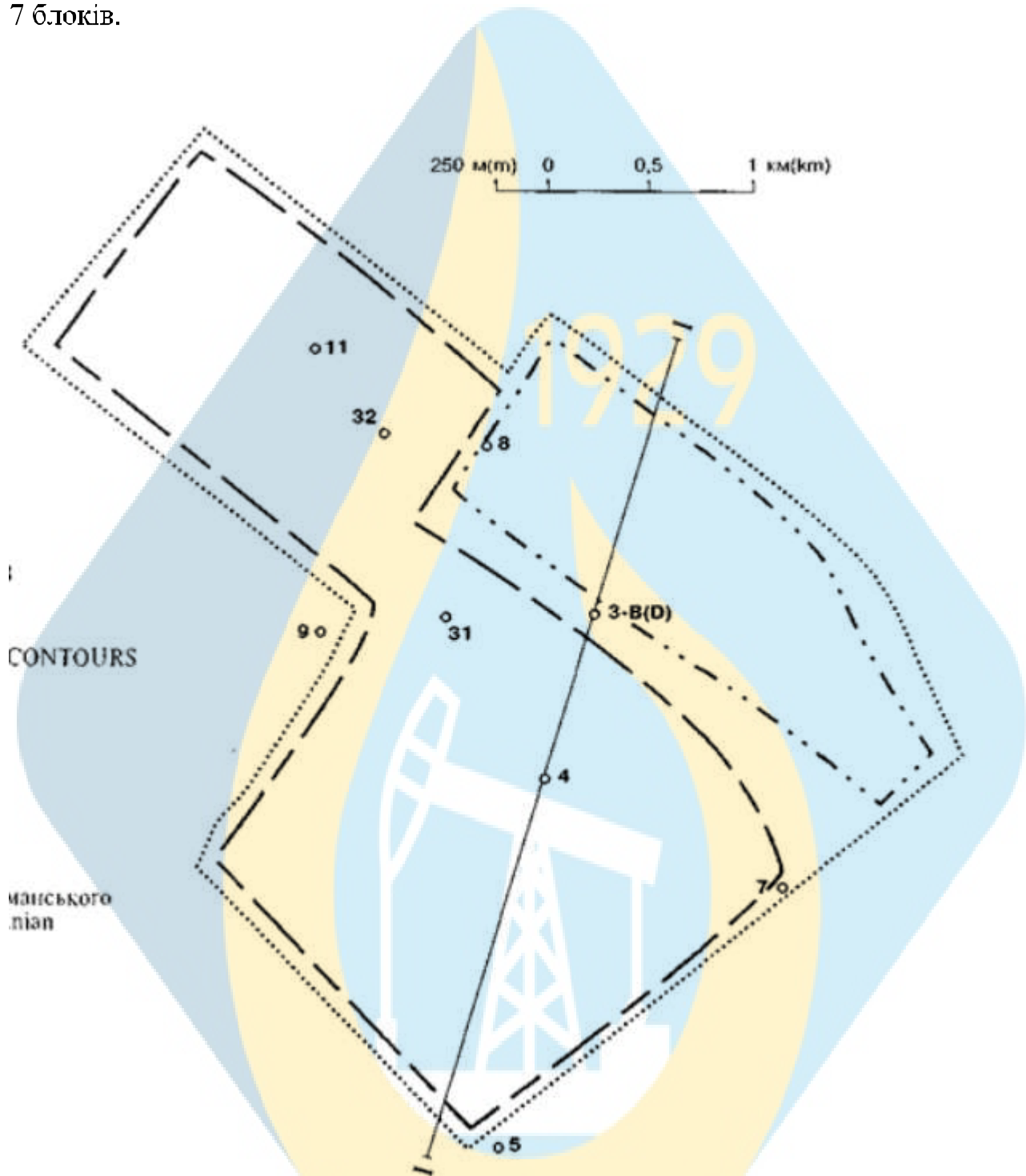


Рисунок 1.2 – Зіставлення контурів нафтових покладів

Скупчення нафти пов'язані з палеогеновими, альбсько-споманськими та юїтськими утвореннями трьох тектонічних блоків. Оскільки будова родовища вивчена недостатньо, характеристика покладів дається не по блоках, а по стратиграфічних комплексах. Палеогеновий поклад шпастовий літологічно обме-

жений, встановлений в одному блоці свердловиною 8. Колекторами служать пісковики невитриманої товщини. Альбсько-сеноманський поклад пластовий склепінний тектонічно екранований, встановлений у трьох блоках. У блоках свердловин 8, 4 та 8 він єдиний, бо порушення, яке їх розділяє, малоамплітудне. Скупчення блока свердловини 11 за сучасними даними можна вважати самостійним. Альбсько-сеноманські пісковики мають високі фільтраційно-ємкісні показники, що забезпечує великі дебіти. Характерним для них є низький електричний опір, спричинений глаукоцитом. Юрський поклад пов'язаний з вапняками нижнівської світи верхньої юри. Світа складена органічно-уламковими вапняками, в розрізі яких є декілька пластоподібних зон з високими фільтраційно-ємкісними властивостями, які відзначаються низьким електричним опором. Останній зумовлений, мабуть, не літологічним складом, а особливостями будови колектора, які вивчені недостатньо. Низький електричний опір призвів до помилкового геофізичного висновку про характер насичення карбонатного колектора. Незважаючи на це, у свердловині 4 було випробувано юрський розріз починаючи з верхньої його частини. Після одержання промислового припливу нафти випробування велося зверху вниз. По цій свердловині ВПК встановлений на абсолютній глибині – 8516 м. В іншому блоці свердловиною 11 також отримано приплив нафти. Однак положення ВПК тут оцінюється на позначці -8486 м. Виходячи з характеру колектора, тектонічні порушення не повинні бути екрануючими, у зв'язку з чим положення ВПК у всіх блоках буде знаходитися на одному гіпсометричному рівні. Туди покладу масивний.

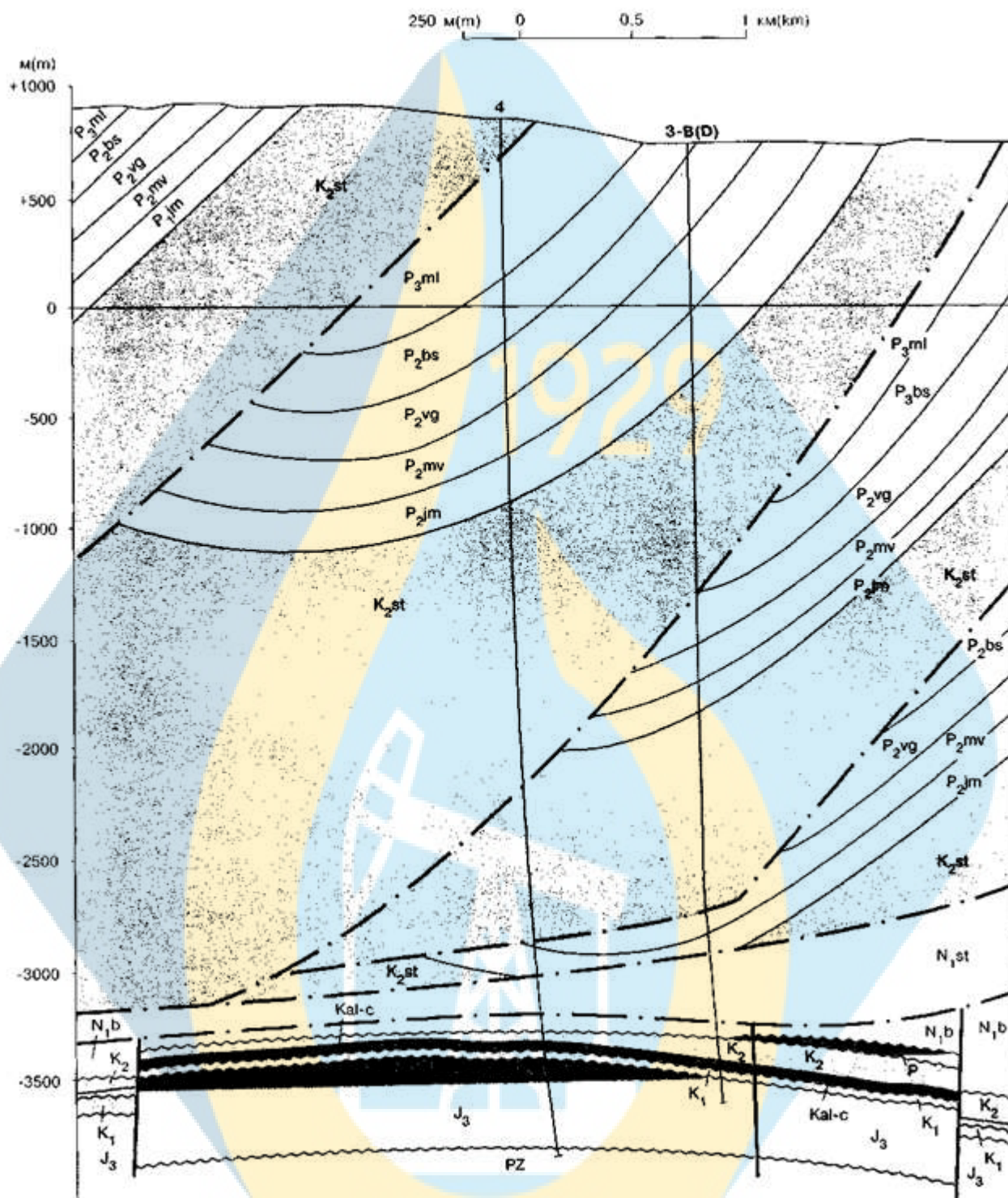


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії 1-1

Родовище введено в пробну експлуатацію в 1986 р. Розробляються два поклади: палеогеновий і альбсько-ссноманський. На 1.01 1994 р. видобуто 278,8 тис. т нафти, що складає 4,3% початкових запасів, які рахуються на балансі. Максимального видобутку (47,09 тис. т) досягнуто в 1993 р.

Палеогеновий поклад введений в пробну експлуатацію в 1988 р. свердловиною 8. Вона експлуатувалася на 5-мм діафрагмі з початковим добовим дебітом нафти 44,3 т, газу 6,2 тис. м³. До 1993 р. дебіт нафти змінювався від 1,2 до 20 т добу при роботі свердловини на 8-мм діафрагмі. Надалі свердловина працювала на 4-мм діафрагмі, дебіт нафти складав 9 т/добу. З початку розробки відібрано 17,5 тис. т нафти і 7,6 млн. м³ газу, що становить 10,3% початкових видобувних запасів. Пластовий тиск знизився від 70,6 до 38,8 МПа. На 1 МПа його падіння припадає 0,2 тис. т нафти. Коефіцієнт вилучення нафти 0,026.

Альбсько-сеноманський поклад введено в пробну експлуатацію в 1986 р. свердловиною 3. У 1991-1993 рр. видобувний фонд збільшено за рахунок свердловин 3і 11 з початковими дебітами 107 і 19 т добу. На 1.01 1991 р. відібрано 260,8 тис. т нафти і 79 млн. м³ попутного газу, або 9,7% початкових видобувних запасів. Поточний коефіцієнт вилучення нафти 0,029. Пластовий тиск знизився від 70,9 до 51,6 МПа. На 1 МПа його падіння припадає 13,5 тис. т нафти. Середньодобовий дебіт нафти по свердловинах зменшився від 103,5 до 43 т.

Родовище знаходиться у дослідно-промисловій розробці. Розвідка його продовжується. Доповненням до проекту пробної експлуатації (1993 р.) передбачено розбурювання родовища з розкриттям юрського покладу за 500-м сіткою.

Таблиця 1.1 – Характеристика покладів газу

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залягання покривля горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Проникність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Permeability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип колектора Reservoir type	Коефіцієнт насищення Saturation coefficient	Пластовий тиск початковий Formation pressure initial		Плас- това темпера- тура, К Formation temperature, K	Дебіт початковий, т/добу, від/до Initial production, t/day, from/to	Тиск насищення, МПа Saturation pressure, MPa	Коефі- цієнт випу- щення нафти Oil recovery coefficient	Запаси початкові видобовні категорій A+B+C ₁ , Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁		Щільність запасів, тис. т умов. палива/км ³ Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ³	Коефіцієнт продук- тивності, м ³ /добу- -МПа, від/до Producti- vity coefficient, m ³ /day- -MPa, from/to	Гідропр- відність, 1·10 ⁻¹¹ м ² /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, 1·10 ⁻¹¹ m ² /Pa·s, from/to		
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir		від/до from/to	підра- хунко- ва rated				від/до from/to	підра- хунко- вий rated					вели- чина, МПа value, MPa	глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m				нафти, тис. т oil, th. t	розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³
								ефек- тивна, від/до effective, from/to	підра- хунко- ва rated																		
P	P	4080	-3375	30	Пласт. літ. обм. Form. lith. lim.	Пруж. і розч. газу Elast. and dis. gas	2,0 9,0	1,6 7,4	4,8	0,125	0,125	0,7	Тер. пор. Ter. por.	0,60	70,6	4093	378	126,0	35,0	0,25	170	48,3	2,31	1,022			
K _{al} - K _c	al-c	4200	-3493	157	Пласт. склеп. екр. Form. arch. tect. scr.	Те саме The same	23,3 37,0	12,9 18,6	7,5	0,092 0,16	0,133	0,7	Те саме The same	0,62	70,9	4180	379	57,5 283,4	36,4	0,3	2685	1162	373,5	7,5 23,1	0,222 4,733		
J ₃	J ₃	4300	-3516	83	Мас. Mas.	*	160 180	19,2 42,8	30,2	0,110 0,143	0,135	0,618	Кар. триц. пор. Carb., fss. por	0,66	73,9	4382	382	109,1 148,0	33,7	0,3	3546	417,2	7,19	0,064 0,134			

Таблиця 1.2 – Характеристика пафту

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³		В'язкість Viscosity		Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Коефіцієнт усадки Shrinkage coefficient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %						Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %			Тип нафти Oil type				
		пластової formational	дегазованої degas.	пластової, мПа·с formational, mPa·s	дегазованої, 10 ⁻⁶ м ² /с degas., 10 ⁻⁶ m ² /s				застигання solidification	початку кипіння boiling point	ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	парафіни paraffins	смоли pitch	асфальтени asphaltenes	сірка sulphur	ароматичні aromatic	нафтені naphthene		метані methane			
P	219	647,5	822,0	0,46	2,97 (323К)	376,2	35,0	0,626	294	337	3,5	12,5	27,5	35,0	51,0	71,0		7,69	4,84	0,26	0,16							П, П ₃ П, P ₃
al-c	200	658,8	823,8	0,285	10,19	351,6	36,4	0,611	288	316	11,0	22,0	33,0	42,0	53,0	66,0		8,858	4,364	0,15	0,13							П, П ₃ П, P ₃
J ₃	215	675,0	839,5	0,49	16,52	308,6	34,4	0,658	290	333	6,0	21,0	30,5	42,0	54,0	74,0		8,41	4,63	0,45	0,35							П, П ₃ П, P ₃

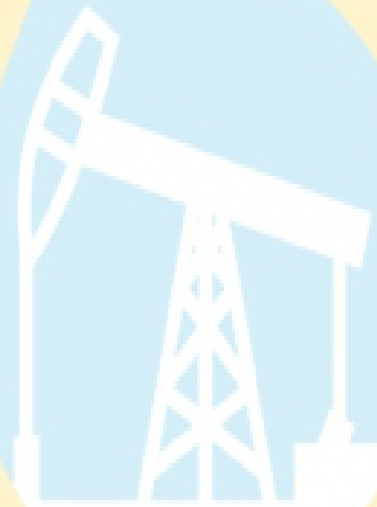
Таблиця 1.3 – Характеристика природних газів

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable condensate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Caloric capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
P		0,6786		39432	83,36	9,47	4,4	1,01	0,48	0,13	0,16	-	0,06	0,94	
al-c		0,6977		39101	81,06	9,85	4,33	1,07	0,57	0,12	0,31	-	1,13	1,75	-
J ₃		0,6877		33337	78,68	4,74	1,41	0,61	0,95	0,29	0,23		0,31	12,52	

Таблиця 1.4 – Динаміка основних показників розробки Лопуппятицького родовища

Роки	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів класу П1+П22, %		Відбір вадобувних запасів, %	Коефіцієнт вилучення нафти	Видобуток воли, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток розчищеного газу, млн м		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість вердшвил		Відрацювання свердловин	Дебіт, т/д		Закатка води, тис. м ³	
	річний	накопичений	початкових	кінцевих			річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений		річний	накопичений		видобуток	інжекція	нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1986	12,252	12,252	0,30	0,30	0,30	0,001	0,015	0,015	12,267	12,267	0,1	4,802	4,802	391,9	1	-	117,2	104,5	104,7	-	-
1987	37,729	49,981	0,93	0,94	1,24	0,004	0,061	0,076	37,790	50,057	0,2	12,120	16,922	321,2	1	-	357,0	105,7	105,9	-	-
1988	32,806	82,787	0,81	0,82	2,05	0,006	0,069	0,145	32,875	82,932	0,2	7,122	24,624	235,4	3	-	389,7	84,2	84,4	-	-
1989	39,700	122,487	0,98	1,00	3,03	0,009	0,108	0,253	39,808	122,740	0,3	8,905	33,549	224,3	3	-	866,0	45,8	46,0	-	-
1990	33,200	155,687	0,82	0,85	3,85	0,012	0,191	0,441	33,391	156,131	0,6	11,657	45,206	351,1	3	-	783,6	42,4	42,6	-	-
1991	39,655	195,342	0,98	1,02	4,83	0,015	0,130	0,574	39,785	195,916	0,3	12,210	57,416	307,9	3	-	831,7	47,7	47,8	-	-
1992	35,910	231,252	0,89	0,93	5,72	0,017	0,104	0,678	36,014	231,930	0,3	13,942	71,358	388,2	4	-	999,0	35,9	36,1	-	-
1993	47,095	278,347	1,16	1,23	6,88	0,021	0,389	1,067	47,484	279,417	0,8	15,238	86,596	623,6	4	-	1321,0	35,7	35,9	-	-
1994	51,120	330,067	1,28	1,31	8,16	0,025	0,301	1,368	52,021	331,435	0,6	13,902	100,498	268,8	4	-	1321,9	38,9	39,2	-	-
1995	47,800	377,867	1,18	1,29	9,34	0,028	0,333	1,701	48,133	379,568	0,7	12,983	113,481	271,6	4	-	1423,9	33,6	33,8	-	-
1996	36,740	414,607	0,91	1,00	10,25	0,031	0,265	1,966	37,005	416,573	0,7	7,496	120,977	204,0	4	-	1359,9	27,0	27,2	-	-
1997	28,360	442,967	0,70	0,78	10,95	0,033	0,297	2,263	28,657	445,230	1,0	5,082	126,059	179,2	4	-	1286,8	22,0	22,3	-	-
1998	27,769	470,736	0,69	0,77	11,63	0,035	0,230	2,493	27,999	473,229	0,8	8,705	134,764	313,5	4	-	1245,5	22,3	22,5	-	-

1999	31,989	502,725	0,79	0,89	12,43	0,037	0,385	2,878	32,371	505,603	1,2	10,676	175,710	332,8	7	-	1600,7	20,0	20,2	-	-
2000	44,600	547,325	1,10	1,26	13,53	0,041	0,564	3,442	45,164	550,767	1,2	14,654	160,064	328,6	7	-	2408,1	18,5	18,8	-	-
2001	40,375	587,700	1,00	1,15	14,53	0,044	0,618	4,060	40,993	591,760	1,5	15,345	175,409	380,1	7	-	2347,8	17,2	17,5	-	-
2002	35,855	623,555	0,89	1,04	15,41	0,046	0,357	4,414	36,209	627,969	1,0	18,498	193,907	515,9	7	-	2393,9	15,0	15,1	-	-
2003	34,252	657,807	0,85	1,00	16,26	0,049	0,470	4,874	34,662	662,631	1,2	16,940	210,847	494,6	7	-	2282,0	15,0	15,2	-	-
2004	34,901	692,708	0,86	1,03	17,12	0,051	1,795	6,619	36,696	699,327	4,9	25,387	236,234	727,4	7	-	2337,7	14,9	15,7	-	-
2005	32,324	725,032	0,80	0,96	17,92	0,054	0,123	6,742	32,477	731,777	0,4	36,467	272,701	1128,2	6	-	2181,0	17,8	14,9	-	-
2006	27,183	752,275	0,67	0,82	18,59	0,056	0,172	6,864	27,305	759,079	0,4	41,440	314,141	1524,5	7	-	2195,7	12,4	12,4	-	-
2007	16,906	769,121	0,42	0,51	19,01	0,057	0,117	6,981	17,023	776,102	0,7	40,767	354,908	2411,4	7	-	2384,0	7,1	7,1	-	-
2008	6,381	772,502	0,08	0,10	19,09	0,057	0,035	7,016	3,476	779,578	1,0	15,775	370,053	1179,6	6	-	1852,7	1,8	1,8	-	-
2009	14,737	787,239	0,36	0,45	19,46	0,058	0,039	8,055	5,776	795,294	6,6	7,303	377,356	495,5	3	1	1599,1	9,2	9,9	0,35	0,35
2010	15,778	803,017	0,39	0,48	19,85	0,060	2,560	10,616	18,338	813,633	14,0	2,748	380,104	174,2	4	1	1357,9	11,6	13,5	2,91	3,255
2011	7,691	810,708	0,19	0,24	20,01	0,060	1,361	11,976	9,052	822,687	15,0	7,407	381,508	182,5	2	1	1112,8	6,9	8,7	1,3	7,552
2012	3,310	814,078	0,08	0,10	20,12	0,060	0,670	12,646	3,980	826,664	16,8	0,759	382,266	229,2	1	1	484,9	6,8	8,2	0,74	8,293
2013	2,901	814,919	0,02	0,03	20,14	0,061	0,041	12,687	0,942	827,606	4,3	0,3188	382,585	353,8	1	1	324,0	2,8	2,9	0,26	8,551
2014	1,923	816,842	0,05	0,06	20,19	0,061	0,351	13,058	2,274	829,880	15,40	2,754	382,861	143,2	3	1	560,0	3,4	4,7	0,07	8,619
2015	1,980	818,822	0,05	0,06	20,24	0,061	0,207	13,245	2,187	832,067	9,5	0,2865	383,147	144,7	3	1	683,9	2,9	3,2	0,03	8,647



У автохтонному комплексі відбиваючий горизонт J (покрівля юри) є найбільш енергонасиченим. Літологічно верхня юра представлена масивними вапняками, а на діаграмі акустичного каротажу покрівля характеризується збільшенням швидкості. Таким чином, покрівля юри на сейсмограмах є чітко вираженою сейсмічною межею (рис. 1.4, 1.5).

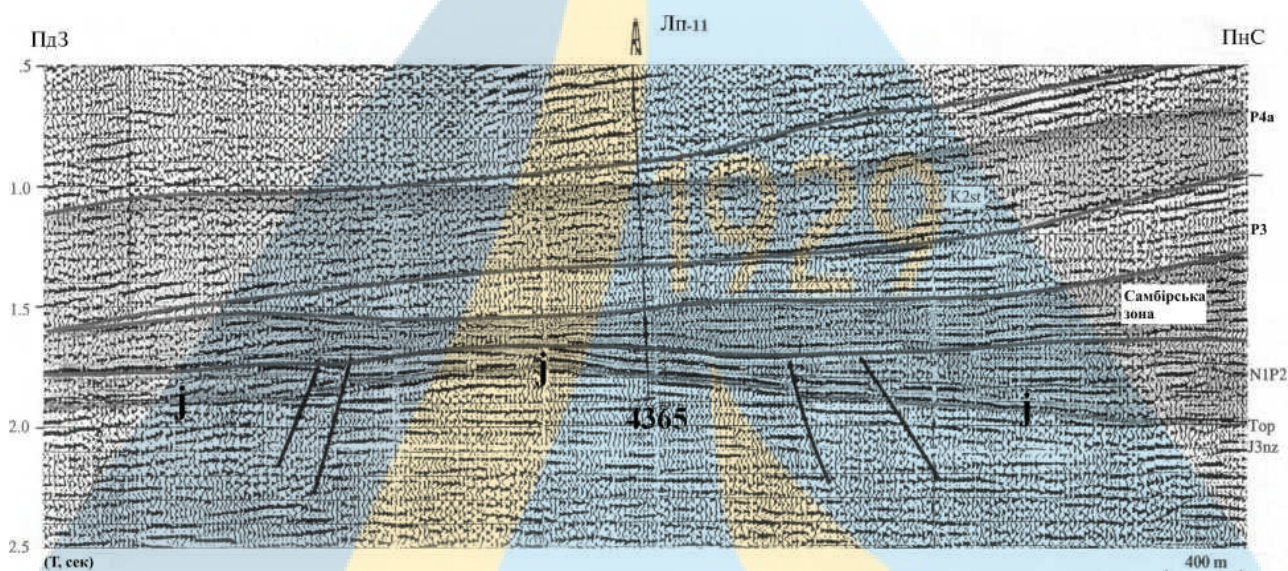


Рисунок 1.4 – Часовий розріз 13/5389 через Лопушнянське родовище (північно-західна частина)

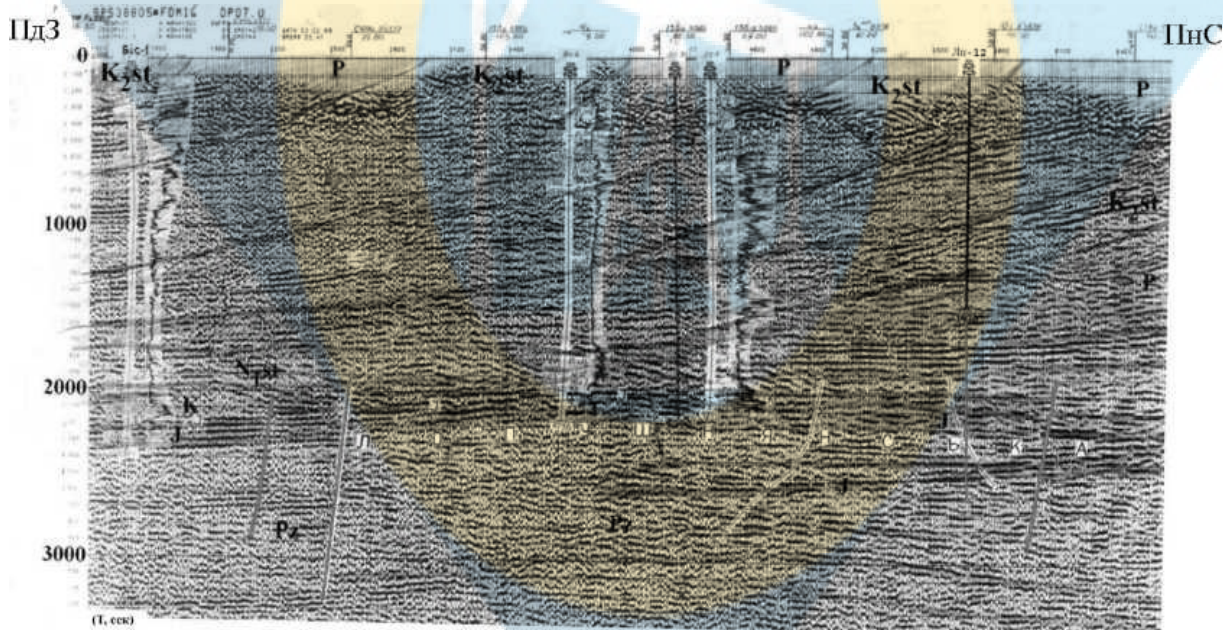


Рисунок 1.5 – Часовий розріз 5/5388 через Лопушнянське родовище (південно-східна частина)

В алохтонній зоні підопва скиб пасуву на синтетичних сейсмограмах асоціюється із зменшенням швидкості, а на сейсмічних розрізах характеризується максимумами відбитих хвиль. Цей горизонт по площі має змінюваний ступінь виразності. Для нього характерне неузгоджене напластування, що відділяє недеформовані автохтонні формації мезозою або кайнозою від складчастих нижніх молас. Підопва алохтонного горизонту ідентифікується на сейсмічних розрізах межею, що відділяє чітко виражені горизонти автохтону від ускладненого хвилями-перешкодами сейсмічного запису.

В автохтонному комплексі покрівля крейди – чіткий горизонт з достатнього енергонасиченістю, але на сейсмічних профілях цей горизонт важко ідентифікувати по латералі і тому, на наш погляд, він не зовсім придатний для картування. Поведінка покрівлі крейди нестабільна, оскільки вона є палеорельєфом, з неузгодженим напластуванням, що ускладнюється інтенсивною ерозією. Враховуючи недостатню роздільну здатність по вертикалі, покрівля крейди іноді приймається за покрівлю юри. Найбільше це спостерігається у центральній частині антикліпалі. Виходячи з цього, глибинна будова Лопушнянського родовища найбільш повно та вірогідно відображена на структурній карті по відбиваючому горизонту J (покрівля юри).

При структурних побудовах використовувались розгорнуті графіки швидкостей по сейсмічних профілях. Для цього було побудовано карти залежності глибини від подвійного часу $H = f(2t)$ з інтервалом часу 0,2 секунди (0,2;0,4;...2,2) від лінії проведення шосс 600 м. Дані карти вказують, що площа Лопушнянського родовища характеризується складним градієнтом швидкостей $V = f(t)$, і закономірність зміни швидкостей поширення пружних коливань визначається літологією та потужністю насувних порід, а також структурною формою автохтону.

По відбиваючому горизонту J структурні побудови виконані для всієї площі Покутсько-Буковинських Карпат. На основі одержаних даних сейсмозвідки та гравіметрії виділено 10 (не виключена можливість існування 11) смуг антиклінальних структур в автохтоні в палеогенових та мезозойських від-

кладах опущеної частини Передкарпатського прогину: Лопушнянсько-Петровецьку, Федьковицько-Загулівську, Путильсько-Плоскинську, Яблуницько-Селятинську, Голошинсько-Пробінівську, Громовецьку, Перкалабську, Чивчинську та інші (рис. 1.6). Характерним є і те, що потужність палеогенових, крейдових та юрських відкладів зростає в південно-західному напрямку.

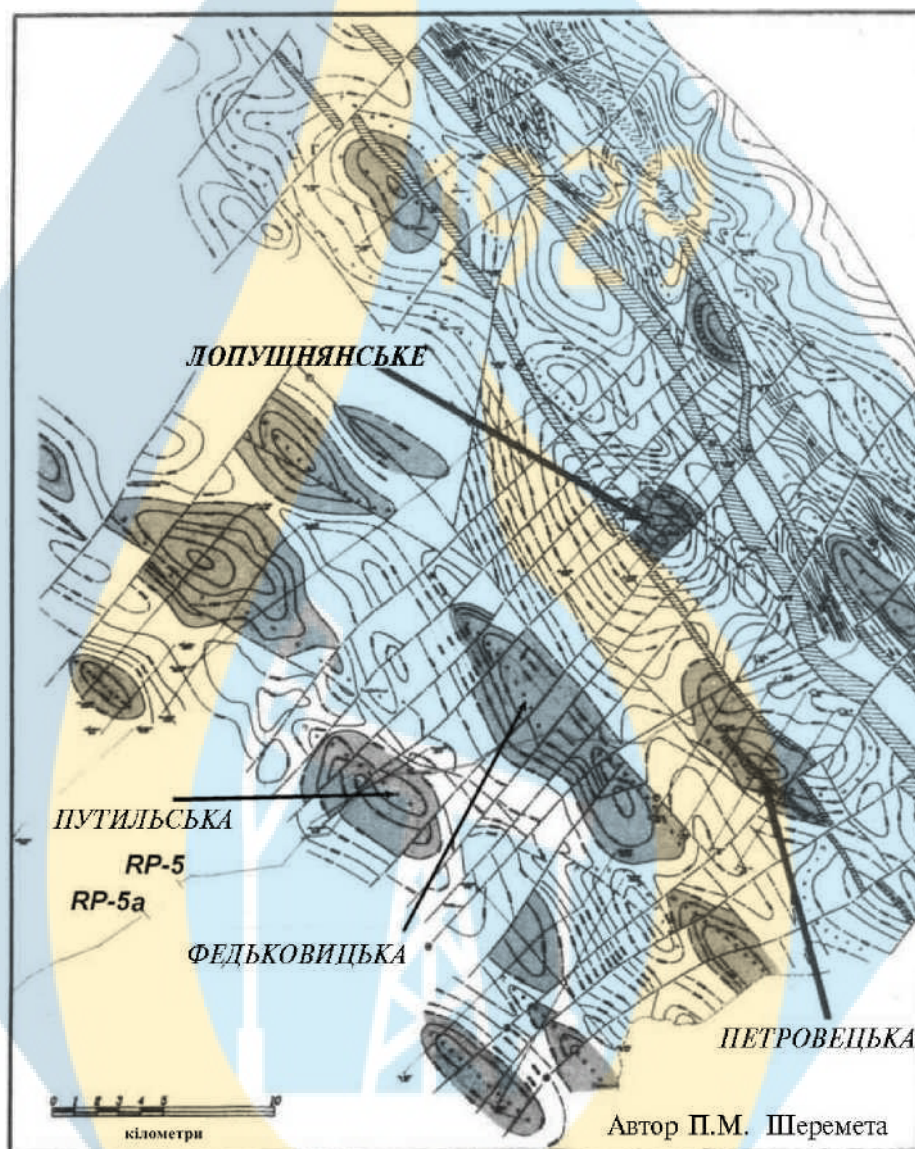


Рисунок 1.6 – Структурна карта Покутсько-Буковинських Карпат по відбиваючому горизонту J (покрівля юри)

Якщо в першій смузі антикліпальних структур потужність палеогену автохтону становить близько 30 м, то в межах десятої смуги вона досягає кількох сотень метрів. У межах першої смуги антиклінальних складок і відкрите Лопушнянське нафтогазове родовище. Згідно зі структурними побудовами, вико-

нашими нами, Лопушнянська структура розташована в межах опущеного крила Передкарпатського скиду і обмежена з північного сходу прирозломним грабеном (рис. 1.7). Її південно-західне крило ускладнене Шепітським скидом з амплітудою 100-500 м, який розділяє підняття на два поздовжні блоки: власне Лопушнянський (центральна частина і північно-східне крило), в межах якого відкрите родовище, та Бісківський (південно-західне крило).

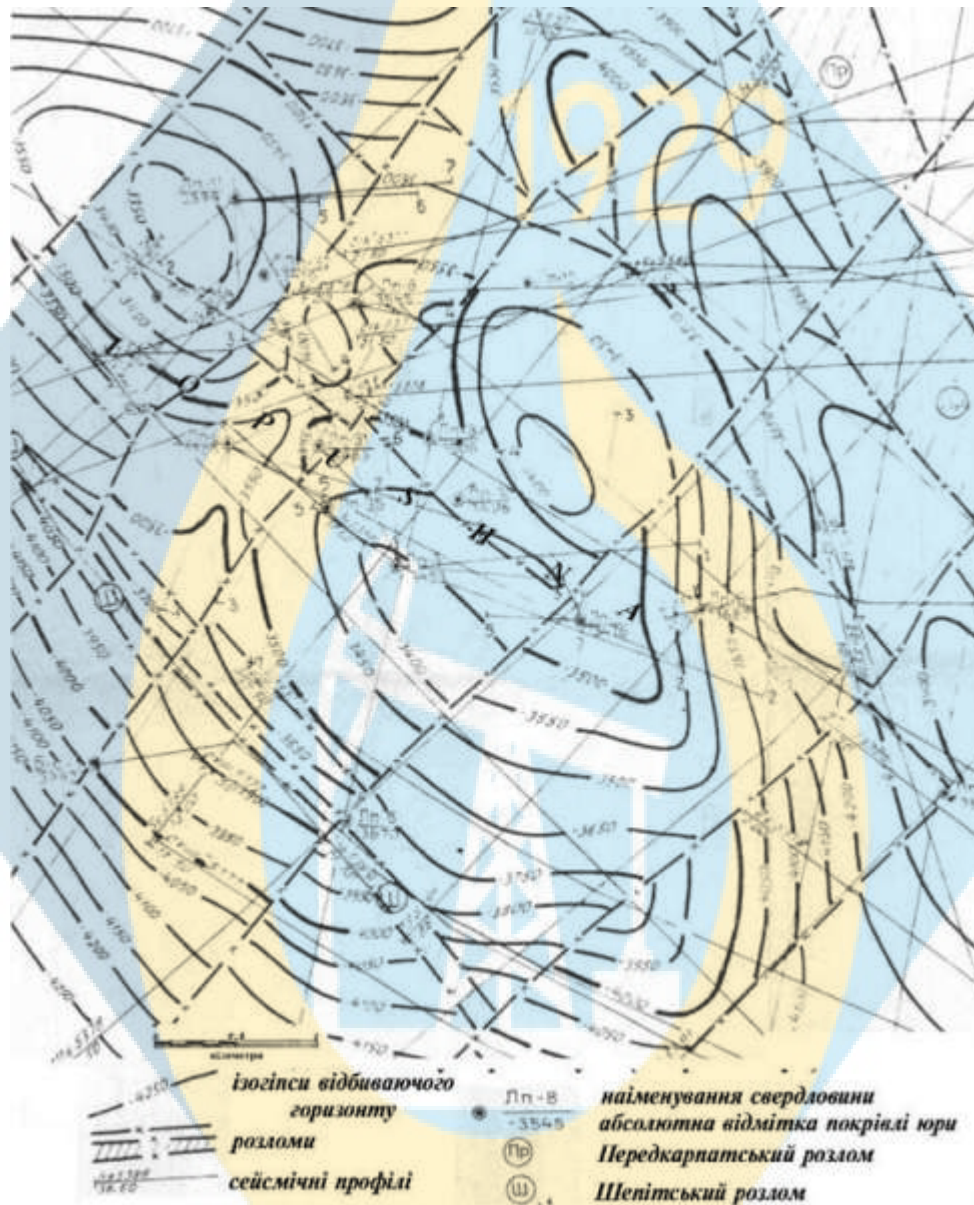


Рисунок 1.7 – Лопушнянське родовище. Структурна карта по відбиваючому горизонту J (покрівля юри)

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Лоцунянському нафтовому родовищі наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Градiєнт тискiв, МПа/м		Очікувані ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластовий	Гiдророзриву	
0-200	Пісок, глина, мергель	II	II	0,0100	0,0155	Поглинання, обвали
200-400	Крейда біла	II	II	0,0100	0,0155	
400-1020	Глина, пісок, вапняк	II	V	0,0103	0,0160	Поглинання промивної рідини
1020-1400	Глина, пісок, вапняк, конгломерат	III	VI	0,0103	0,0160	
1400-1850	Пісок, глина, аргіліт, алевроліт	II	VI	0,0108	0,0166	Осипання, звуження стовбура свердловини
1850-2980	Алевроліт, пісковик, вапняк	V	VIII	0,0108	0,0166	
2980-3750	Аргіліт, пісковик, вапняк	VI	VIII	0,0117	0,0174	Нафтогазопроявлення
3750-4550	Аргіліт, пісковик, алевроліт	VI	VIII	0,0117	0,0174	

У інтервалі 0-200 м залягають пісок, глина і мергель II категорії по буримості, II категорії по абразивності.

Далі до глибини 400 м залягає біла крейда II категорії по буримості, II категорії по абразивності.

Потім до глибини 1020 м залягають глина, пісок і вапняк II категорії по буримості, V категорії по абразивності.

Щижче до глибини 1400 м залягає товща глини, піску, вапняку і конгломерату III категорії по буримості, VI категорії по абразивності.

Інтервал 1400-1850 м представлений піском, глиною, аргілітам і алевролітом II категорії по буримості, VI категорії по абразивності.

Далі до глибини 2980 м залягають алевроліти, піщаники і вапняки V категорії по буримості, VIII категорії по абразивності.

Потім до глибини 3750 м лежать аргіліт, піщаник і вапняк VI категорії по буримості, VIII категорії по абразивності.

Потім до проєктної глибини 4550 м залягають аргіліти, піщаники і алевроліти VI категорії по буримості, VIII категорії по абразивності.

Інтервал 0-400 м схильний до поглинань і обвалів.

У інтервалі 400-1400 м можливі поглинання промивальної рідини.

У інтервалі 1400-2980 м спостерігаються осипання і звуження ствола свердловини.

Продуктивний нафтоносний пласт знаходиться на глибині 2980-4550 м

Висновки за розділом

1. В розділі наведені загальні відомості про Лопушнянське нафтове родовище, геологічна характеристика району робіт і гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

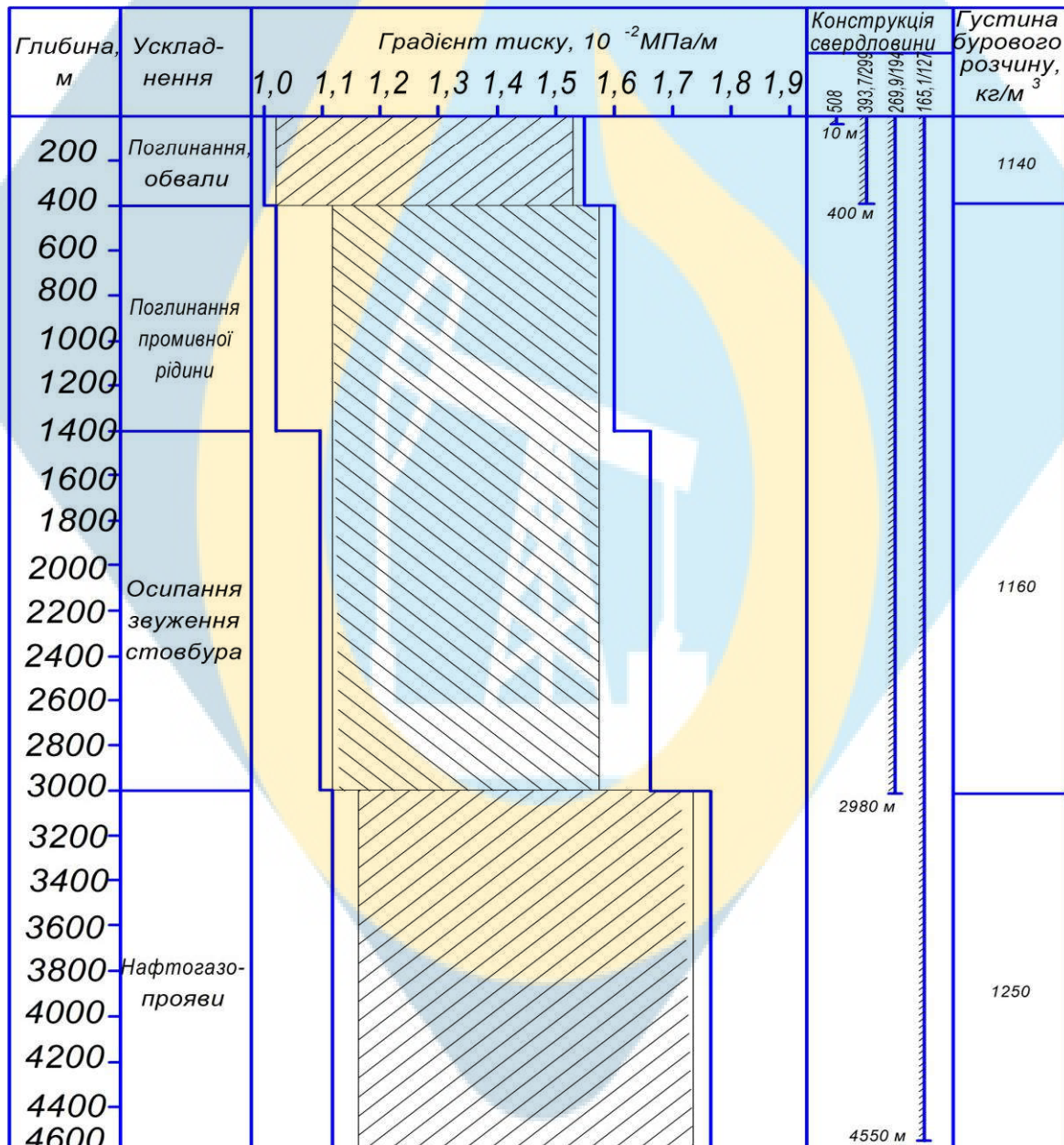
2. Всього із родовища відібрано 818,822 тис. т нафти, 832,067 тис. т рідини та 383,147 млн м³ розчиненого газу, коефіцієнт нафтовилучення від затверджених запасів класу 111-122 (з врахуванням оперативно оцінених) становить 0,061 з відбором 20,24 % видобувних запасів. Накопичена закачка води – 8,647 тис. м³. Перспективні середньорічні обсяги видобутку корисних копалин на Лопушнянському родовищі складають 1,19 тис. т нафти і 0,4 млн. м³ газу. Таким чином родовище зберігає доволі потужний потенціал для подальшого видобування нафти.

3. Геолого-технологічні умови проведення робіт відносно сприятливі і характеризуються низькими пластовими тисками.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будуємо поєднаний графік зміни градієнтів тиску пласта і тиску гідророзриву по глибині бурової свердловини. На його основі проєктуємо перший орієнтовний варіант конструкції бурової свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче приведений поєднаний графік тисків і спроектована конструкція свердловини.



1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{\text{ЭК}} = 127 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{Л}}^{\text{ЭК}} = d_{\text{М}}^{\text{ЭК}} + 2\delta,$$

де $d_{\text{М}}^{\text{ЭК}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_{\text{М}}^{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$;

δ – величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_{\text{ЭК}} = 127 \text{ мм}$, то приймаємо $\delta = 7 \text{ мм}$.

$$D_{\text{Л}}^{\text{ЭК}} = 146 + 2 \cdot 7 = 160 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТ на бурові долота приймаємо $D_{\text{Л}}^{\text{ЭК}} = 165,1 \text{ мм}$.

3. Визначуваний внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{\text{ВН}}^{\text{П}} = D_{\text{Л}}^{\text{ЭК}} + (6 \div 8),$$

$$d_{\text{ВН}}^{\text{П}} = 165,1 + 6 = 171,1 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{Н}}^{\text{П}} = 194 \text{ мм}; d_{\text{ВН}}^{\text{П}} = 175,7 \text{ мм}; d_{\text{М}}^{\text{П}} = 216 \text{ мм.}$$

4. Визначуваний діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_{\text{Л}}^{\text{П}} = 216 + 2 \cdot 15 = 246 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\text{Л}}^{\text{П}} = 269,9 \text{ мм}$.

5. Визначуваний внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 269,9 + 6 = 275,9 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{Н}}^{\text{К}} = 299 \text{ мм}; d_{\text{ВН}}^{\text{К}} = 278,5 \text{ мм}; d_{\text{М}}^{\text{К}} = 324 \text{ мм.}$$

6. Визначуваний діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{Л}}^{\text{П}} = 324 + 2 \cdot 25 = 374 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\text{Л}}^{\text{П}} = 393,7 \text{ мм}$.

7. Визначуваний зовнішній діаметр папряму

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = D_{\text{д}}^{\text{нр}} + (50 \div 100)$$

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{т}}^{\text{т}} = 508 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{т}} = 486 \text{ мм.}$$

Глибину спуску обсадних приймасмо відповідно до глибини залягання зони сумісних умов буріння.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Папрям	10	508	—	0-10
Кондуктор	400	299	393,7	0-400
Проміжна колона	2980	194	269,9	0-2980
Експлуатаційна колона	4550	127	165,1	0-4550

2.2 Вибір способу буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього треба зважати і на те, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати тоді, коли глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура вибою свердловини більше 140 °С; у свердловині очікуються прихвати і затяжки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою ме-

ніше 140 °С; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Виходячи з конструкції свердловини, геолого-технічних умов буріння і кінцевого діаметру приймаємо обергальне буріння з роторним обергачем.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться такими двома способами:

- 1) за механічними та абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими лапами.

Для вибору типу долота за першим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайти їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи і павести на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорій твердості та абразивності, яка наведена в літературі [5].

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробки доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин на даній площі. Обробивши цю інформацію порівнюють рейсову швидкість та собівартість одного метра та вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоруйнівний інструмент.

Для буріння в інтервалі 10-400 м – шарошкове долото ШЗ93, 7М-ЦВ.

Для буріння в інтервалі 400-2980 м – шарошкове долото Ш269, 9СЗ-ГН.

Для буріння в інтервалі 2980-4550 м – шарошкове долото Ш165, 1ТКЗ-ГВ.

2.4 Вибір бурильної колони

1. Діаметр ОБТ вибираємо з урахуванням діаметру долота виходячи з таких умов

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 \div 0,85 \quad \text{при } D_{\text{д}} \leq 295,3 \text{ мм};$$

Тоді

$$d_{\text{ОБТ}} = (0,75 \div 0,85) \cdot D_{\text{д}} = (0,75 \div 0,85) \cdot 165,1 = 123,825 \div 140,335 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТ на ОБТ приймаємо $d_{\text{УБТ}} = 133 \text{ мм.}$

Вага 1 м цих труб складає $q_{\text{ОБТ}} = 840 \text{ Н.}$

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 \div 0,80,$$

Тоді

$$d_{\text{бт}} = (0,75 : 0,80) \cdot d_{\text{ОБТ}} = (0,75 : 0,80) \cdot 120 = 100 : 107 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТ на бурильні труби приймемо $d_{\text{бт}} = 101,6 \text{ мм.}$

2. Компонування лизу бурильної колони проєктуюмо з урахуванням профілю ствола свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Оскільки свердловина вертикальна те використовуємо наддолотний калібратор, одну ОБТ максимально-можливого діаметру (ОБТС1-159), стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру.

Оскільки комплектування одноступінчата, то необхідну довжину ОБТ визначаємо по формулі

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{KG_{\text{д}}}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{гр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)},$$

де K – коефіцієнт запасу, $K = 1,20 - 1,25$;

$G_{\text{доп}}$ – осьове навантаження, Н ;

$\rho_{\text{пр}}$ – щільність промивальної рідини, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{м}}$ – щільність металу, кг/м^3 ;

$q_{\text{ОБГ}}$ – вага 1 м ОБГ, Н/м

Отриману довжину ОБГ округлюють у велику сторону до величини, яка кратна довжині свічки.

$$l_{\text{ОБГ}} = \frac{1,25 \cdot 150000}{840 \cdot \left(1 - \frac{1250}{7850}\right)} = 265 \text{ м.}$$

Приймаємо кратну довжині свічки (25 м) $l_{\text{ОБГ}} = 275 \text{ м}$

Вага ОБГ рівна

$$G_{\text{ОБГ}} = l_{\text{ОБГ}} \cdot q_{\text{ОБГ}} = 275 \cdot 840 = 231000 \text{ Н.}$$

Довжину ОБГ перевіряємо на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину ОБГ по формулі

$$l_{\text{ОБГ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБГ}}}},$$

де E – модуль пружності матеріалу (сталі), Н/м^2 ;

I – момент інерції при вигині, м^4

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4),$$

де $d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметр ОБГ, м

$$I = \frac{\pi}{64} (0,133^4 - 0,064^4) = 14,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Тоді

$$l_{\text{ОБГ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 14,5 \cdot 10^{-6}}{840}} = 116,9 \text{ м.}$$

Оскільки $l_{\text{ОБГ}} \geq l_{\text{ОБГ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення ствола бурової свердловини включаємо в компоновання ОБГ центратори.

Над ОБГ розміщуємо наддолотний комплект бурильних труб. Для цього вибираємо труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і завдовжки 275 м, $q_{\text{бт}} = 228 \text{ Н}$.

Його вага рівна

$$G_{нк} = l_{бт} \cdot q_{бт} = 275 \cdot 228 = 62700 \text{ Н.}$$

3. Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію. Для першої секції приймемо бурильні труби групи міцності "К" з мінімальною товщиною стінки (7 мм).

Довжину першої секції визначаємо з умови допустимої напруги розтягування по формулі

$$l_1 = \frac{Q_{р1} - K_T (G_{обт} + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right) - P_{II} F_{II}}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}$$

$$Q_{р1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

де $Q_{р1}$ – допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T=1,15$);

$G_{обт}$ – вага ОБТ, Н;

$G_{нк}$ – вага наддолотного комплексу, Н;

P_{II} – втрати тиску в долоті, Па;

F_{II} – площа прохідного перерізу бурильної труби, м²;

q_1 – вага 1 м бурильних труб першої секції, $q_1 = 189 \text{ Н/м}$;

Q_1 – межа навантаження розтягування визначена по межі пластичності матеріалу труб σ_s , Н для сталі марки "К" $\sigma_s = 500 \text{ МПа}$;

$$Q_T = \sigma_s \cdot F_{тр}$$

$F_{тр}$ – площа поперечного перерізу тіла бурильної труби, м²;

n – коефіцієнт запасу міцності (оскільки буріння роторне $n=1,4$);

K_1 – коефіцієнт, який враховує дію моменту, що крутить, і моменту вигину (при роторному бурінні $K_1=1,04$).

Тоді

$$Q_{p1} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1016^2 - 0,0876^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 807800 \text{ Н}$$

Тоді довжина першої секції

$$l_1 = \frac{807800 - 1,15 \cdot (231000 + 62700) \left(1 - \frac{1250}{7850}\right) - 11,73 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,0856^2}{1,15 \cdot 189 \cdot \left(1 - \frac{1250}{7850}\right)} = 2497 \text{ м}$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_1 = 2475 \text{ м}$

Оскільки сумарна довжина КІБК, ОБТ і першої секції менші, ніж глибина бурової свердловини, то за першою секцією встановлюємо другу, міцнішу (товщина стінки 9 мм, вага 1 м 208 Н). Довжину другої секції визначасмо по формулі

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_{м}}\right)}$$

Де

$$Q_{p2} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1016^2 - 0,0836^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 899100 \text{ Н}$$

Тоді довжина другої секції

$$l_2 = \frac{899100 - 807800}{1,15 \cdot 208 \cdot \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 453$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_2 = 450 \text{ м}$

Для третьої секції використовуємо сталь марки "Л", для сталі марки "Л" σ_t 650 МПа (товщина стінки 11 мм, вага 1 м 228 Н).

$$Q_{p3} = \frac{650 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1016^2 - 0,0816^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 1284700 \text{ Н}$$

$$l_3 = \frac{1284700 - 899100}{1,15 \cdot 228 \cdot \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 1749 \text{ м.}$$

Оскільки доки сумарна довжина секцій, ОБТ і КІБК перевищує проектну глибину свердловини, то довжина третьої секції складе

$$l_3 = L_{\text{св}} - l_{\text{ОБТ}} - l_{\text{ІБК}} - l_1 - l_2 = 4550 - 275 - 275 - 2475 - 450 = 1075 \text{ м.}$$

Конструкцію бурильної колони приводимо в звідній таблиці.

Показники	Номер секції				
	ОБТ	Падлолотний комплект	1	2	3
Зовнішній діаметр труб, мм	133	89	101,6	101,6	101,6
Товщина стінки, мм		11	8	9	10
Група міцності матеріалу труб		Д	К	К	Л
Довжина секції, м	275	275	2475	450	1075
Вага 1м, Н/м	840	228	189	208	228
Вага секції, кН	231	627	468	93,6	245
Загальна вага, кН	1100				

2.5 Вибір режиму буріння

1. Режим буріння під кондуктор в інтервалі 10-400 м трьохшарашковим долотом ПІЗ93,7М-ЦВ.

Осьове навантаження на долото C_d ,

$$C_d = c_y D_d,$$

де c_y – питоме навантаження на одиницю діаметру, для трьохшарашкових доліт типу М $c_y = 180000 \text{ Н/м}$;

D_d – діаметр долота, м

Тоді

$$C_d = 180000 \cdot 0,3937 = 70866 \text{ Н.}$$

Розраховане осьове навантаження повинно задовольняти умові

$$C_d \leq [C_d].$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПІЗ93,7М-ЦВ складає 470000 Н. Тоді приймасмо $C_d = 71000 \text{ Н}$.

2. Частота обертання

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z},$$

де n_d – частота обертання долота, с^{-1} ;

$d_{ш}$ – діаметр шарошки, м;

t_{\min} – мінімальний необхідний час контакту зуба долота з породою, с

$$t_{\min} = (3-8) \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

Z – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

$$n_d = \frac{0,200}{8 \cdot 0,3937 \cdot 12} = 5,3 \text{ с}^{-1}.$$

Приймаємо $n_d = 420 \text{ мин}^{-1}$.

3. Витрату промивальної рідини ведемо виходячи з двох умов

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{заб}},$$

де q_0 – питома витрата промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с}$ на 1 м^2 забою, оскільки буріння ведемо роторним способом, то приймасмо $q_0 = 0,4 \text{ м}^3/\text{с}$;

$F_{\text{заб}}$ – площа забою свердловини, м^2 ;

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,39372 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

де V_{\min} – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, оскільки долото великого діаметру, то приймасмо $V_{\min} = 0,4 \text{ м/с}$.

$F_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору між бурильною трубою і стінками свердловини, приймаючи коефіцієнт кавернозності 1,2 маємо

$$Q_2 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,3937)^2 - 0,1016^2] = 0,067 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З розрахованих значень вибираємо більше. Остаточню приймасмо

$$Q = 67 \text{ лм}^3/\text{с}.$$

Режим буріння під проміжну колону в інтервалі 400-2980 м трьохшарошковим долотом Ш269,9СЗ-ГН.

Осьове навантаження на долото S_d .

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу С $c_y = 750000$ Н/м;

Тоді

$$C_d = 750000 \cdot 0,2699 = 202425 \text{ Н.}$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПП269, 9СЗ-ГП складас 350000

Н. Тоді приймаємо $C_d = 202500$ Н.

Частота обертання

$$n_d = \frac{0,135}{8 \cdot 0,2699 \cdot 19} = 4,1 \text{ с}^{-1}.$$

Оскільки долото призначене для низкооборотного буріння приймаємо $n_d = 60 \text{ хв}^{-1}$.

Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,26992 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шлам в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

Мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, оскільки породи середньої твердості, то приймаємо $V_{\min} = 1$ м/с.

$F_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору між бурильною трубою і стінками свердловини.

$$Q_2 = 1 \cdot 0,785 \cdot (0,2785^2 - 0,1016^2) = 0,053 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Приймаємо

$$Q = 53 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

3. Режим буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 2980-4550 м трьохшарошковим долотом ПП165, ГГКЗ-Г В.

Осьове навантаження на долото C_d .

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу Т $c_y = 1250000$ Н/м;

Тоді

$$C_d = 1250000 \cdot 0,1651 = 206375 \text{ Н.}$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПП165,1ТКЗ-ГВ складас 150000 Н. Тоді приймаємо $S_d = 150000$ Н.

Частота обертання

$$n_d = \frac{0,085}{8 \cdot 0,1651 \cdot 19} = 3,4 \text{ с}^{-1}.$$

Приймаємо $n_d = 200 \text{ хв}^{-1}$.

Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,16512 = 0,009 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

Мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, оскільки породи середньої твердості, то приймаємо $V_{\min} = 1 \text{ м/с}$.

$F_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору між бурильною трубою і стінками свердловини.

$$Q_2 = 1 \cdot 0,785 \cdot (0,1757^2 - 0,1016^2) = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}/$$

Приймаємо

$$Q = 16 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Інтервал буріння	Долото	Режим буріння		
		Осьове навантаження, Н	Частота обертання, хв^{-1}	Витрата промивальної рідини, $\text{дм}^3/\text{с}$
10-400	ПП393,7М-ПЦВ	71000	420	67
400-2980	ПП269,9СЗ-ГП	202500	60	53
2980-4550	ПП165,1ТКЗ-ГВ	150000	200	16

2.6 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибирається за комбінованим графіком тиску і визначається для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини, для якої визначається $\rho_{\text{пр}}$;

g – прискорення гравітації, м/с²;

H – глибина даху інтервалу свердловини, м;

α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим.

Щільність в інтервалі 10-400 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 400 \cdot 10000}{9,81 \cdot 400} = 1143 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1140 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 400-2980 м (оскільки $H > 2500$ те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 2980 \cdot 10800}{9,81 \cdot 2980} = 1157 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 2980-4550 м (оскільки $H > 2500$ те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 4550 \cdot 11700}{9,81 \cdot 4550} = 1251 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1250 \text{ кг/м}^3$.

Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кл}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кЮБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}$$

де P – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;

P_T – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{ки}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

P_3 – втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ – втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{киОБТ}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{обв}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому планзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;

P_d – втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрати тиску в трубах і кільцевого простору необхідно визначитися з режимом руху, в залежності від того, які саме формули розрахунку вибираються. Для цього визначаються фактичні Re і критичний $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_r}{\eta_{ш}}$$

де ρ – щільність промивальної рідини, кг/м³;

V – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

d_r – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_n або різниці в діаметрах – для кільцевого простору, м; $d_r = D_c - d_n$

D_c – діаметр свердловини, м;

d_n – зовнішній діаметр бурильної колоди, м;

$\eta_{пр}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, Па·с

$$\eta_{ш} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 0,022$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}$$

де He – критерій Хельстрорма;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_r^2}{\eta_{пр}^2}$$

де τ_0 – динамічна напруга підкладки, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7$$

Якщо $Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний.

Якщо $Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний.

де F – площа поперечного перерізу, m^2

для труб $F = \frac{\pi}{4} d_B^2$; для кільцевого простору $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за такими формулами:

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_B}; \quad p_{кш} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кш} (D_c - d_3)},$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра d_B , d_3 , D_c ;

β_T , $\beta_{кш}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком поперечно знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{шл} V}.$$

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{шл}}{d_T} l,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору

для труб

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_d} - \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

де Δ – шорсткість труб ($\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору; $\Delta = 3 \cdot 10^{-3}$ м – для необсаджених ділянок затрубного простору).

Аналогічно знаходять втрати тиску в ОБГ ($P_{ОБГ}$) і кільцевому просторі за ОБГ ($P_{кшОБГ}$).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карпо

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i,$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору; V – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвууженій частині кільцевого простору, м/с; i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{пк}}} - 1 \right),$$

де $k_{\text{пк}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який урахує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвууженої частини кільцевого простору, м²; $F_{\text{пк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{1}{l_T},$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра; l_T – довжина однієї труби.

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бп}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2,$$

де λ_c , $\lambda_{\text{бп}}$, λ_v , $\lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому плангзі, вертлюзі, та ведучій трубі.

Якщо одержане значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{\text{кр}} \leq 12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувались такі умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{\text{кр}}.$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}},$$

де d_n – діаметр насадки, м; n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то даний інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою

$$P_d = \frac{\rho_{\text{лр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{лр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2},$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку, якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p=0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при даній витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Розрахунок

а) для бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_B^2 = 0,785 \cdot 0,0876^2 = 6,03 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,016}{6,03 \cdot 10^{-3}} = 2,65 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{лр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1250 - 0,022 = 0,019 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_n = 0,0876 \text{ м}$$

$$Re = \frac{1250 \cdot 2,65 \cdot 0,0876}{0,019} = 15101$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1250 - 7 = 3,625 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1250 \cdot 3,625 \cdot 0,0876^2}{0,019^2} = 93835$$

$$Re_{кр} = 2100 \quad 7,3 \cdot 93835^{0,58} = 7688$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$, то режим течії рідини турбулентний.

При турбулентному режимі руху втрати тиску визначасмо по формулі Дарсі-Вейсбаха

$$P_{\tau} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{фр}}}{d_1} l,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору

$$\lambda_{\tau} = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_1} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

де Δ – шорсткість труб, для сіноок труб $\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м;

l – довжина бурильних труб.

Тоді

$$\lambda_{\tau} = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0876} + \frac{110}{15101} \right)^{0,25} = 0,033$$

Втрати тиску

$$P_{\tau} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{фр}}}{d_1} l = 0,033 \cdot \frac{2,65^2}{2} \cdot \frac{1250}{0,0876} \cdot 4275 = 7,06 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot (0,1757^2 - 0,1016^2) = 1,61 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,016}{1,61 \cdot 10^{-2}} = 0,99 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{фр}} = 0,019 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = D_c - d_n = 0,1757 - 0,1016 = 0,0741 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1250 \cdot 2,65 \cdot 0,0741}{0,019} = 4770$$

$$\tau_0 = 3,625 \text{ Па}$$

$$H_c = \frac{1250 \cdot 3,625 \cdot 0,0741^2}{0,019^2} = 67142$$

$$Re_{кр} = 2100 - 7,3 \cdot 67142^{0,58} = 6702$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим течії рідини ламінарний.

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо по формулі:

$$P_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c^2 - d_n^2)},$$

де $\beta_n, \beta_{кп}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти по графіку заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{гр} V},$$

$$Sen = \frac{3,625 \cdot 0,0741}{0,019 \cdot 0,99} = 14$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{кп} = 0,44$.

Тоді

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 3,625 \cdot 4275}{0,44 \cdot (0,1757^2 - 0,1016^2)} = 6,16 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ ($P_{ОБТ}$) і кільцевому просторі в) для бурильних труб, що обважнюють

$$F = \frac{\pi}{4} d_{вУБТ}^2 = 0,785 \cdot 0,064^2 = 3,22 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,016}{3,22 \cdot 10^{-3}} = 4,97 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{гр} = 0,019 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_{ОБТ} = 0,064 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1250 \cdot 4,97 \cdot 0,064}{0,019} = 20669$$

$$\tau_0 = 3,625 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1250 \cdot 3,625 \cdot 0,064^2}{0,019^2} = 50086$$

$$Re_{кр} = 2100 = 7,3 \cdot 50036^{0,58} = 5983$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$, то режим течії рідини турбулентний.

Тоді

$$\lambda_r = 0,11 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,064} + \frac{110}{20669} \right)^{0,25} = 0,033$$

Втрати тиску

$$P_{т.УБТ} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_r} l = 0,033 \cdot \frac{4,97^2}{2} \cdot \frac{1250}{0,064} \cdot 275 = 2,18 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

$$F = 0,785 \cdot ((1,2 \cdot 0,1651)^2 - 0,1016^2) = 1,69 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,016}{1,69 \cdot 10^{-2}} = 0,94 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{пр} = 0,019 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = D_c - d_H = 1,2 \cdot 0,1651 - 0,133 = 0,06512 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1250 \cdot 0,94 \cdot 0,06512}{0,019} = 3995$$

$$\tau_0 = 3,625 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1250 \cdot 3,625 \cdot 0,06512^2}{0,019^2} = 51854$$

$$Re_{кр} = 2100 = 7,3 \cdot 51854^{0,58} = 6062$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим течії рідини ламінарний.

Тоді

$$Scn = \frac{3,625 \cdot 0,06512}{0,019 \cdot 0,94} = 13$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{\text{кн}} = 0,42$.

Тоді

$$P_{\text{кпУБТ}} = \frac{4 \cdot 3,625 \cdot 275}{0,42 \cdot \left((1,2 \cdot 0,1651)^2 - 0,133^2 \right)} = 0,37 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для з'єднання бурильних труб використовуємо замки ЗУ-146.

Втрати тиску в замках визначаємо по формулі Борду-Карно

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i,$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

V – середня швидкість руху рідини в трубах, $V = 2,65$ м/с;

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{тк}} \left(\frac{F}{F_{\text{тк}}} - 1 \right),$$

де $k_{\text{тк}}$ – досвідчений коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F – площа поперечного перерізу каналу труб, м²;

$F_{\text{тк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{L}{l_T},$$

де L – довжина бурильних труб однакового діаметру;

l_T – довжина однієї труби.

Тоді

$$\xi = k_{\text{тк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кн}}} - 1 \right) = 2 \cdot \left(\frac{0,785 \cdot 0,0856^2}{0,785 \cdot 0,082^2} - 1 \right) = 0,28$$

$$i = \frac{4275}{11,5} = 371 \text{ шт.}$$

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,28 \cdot 1250 \frac{2,65^2}{2} \cdot 371 = 0,46 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Втрати тиску в наземному обв'язуванні знаходимо по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{обт}} + \lambda_{\text{в}} + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2,$$

де $\lambda_c, \lambda_{\text{обт}}, \lambda_{\text{в}}, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу, і провідній трубі.

Ці значення для заданих умов рівні

$$\lambda_c = 0,4 \cdot 10^5; \lambda_{\text{обт}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{в}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5.$$

Тоді

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1250 \cdot 0,016^2 = 0,04 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті P_d , визначуваний як різницю між тиском, який розвиває насос (чи насоси) при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

де $b_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів має бути, згідно з правилами ведення бурових робіт, менше ніж паспортне на 20-25 %;

P_n – тиск, який розвиває насос, для цих умов $P_n = 35 \cdot 10^6$ Па;

$\sum P_i$ – врати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванню.

Тоді

$$P_d = 0,8 \cdot 35 \cdot 10^6 - (7,06 + 6,16 + 2,18 + 0,37 + 0,46 + 0,04) \cdot 10^6 = 11,73 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

За значенням P_d встановимо можливість використання ефекту гідромонітора при бурінні цього інтервалу свердловини.

Для цього визначимо швидкість руху рідини в промивальних отворах долота по формулі

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}},$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, для долот гідромоніторів приймасмо $\mu_d = 0,92$.

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 11,73}{1250}} = 126 \text{ м/с.}$$

Оскільки пабутого значення швидкості перевищує 80 м/з, то це означає, що цей інтервал можна бурити з використанням доліт гідромоніторів.

Визначимо сумарну площу насадок f_d долота гідромонітора по формулі

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,016}{126} = 1,27 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота гідромонітора по формулі

$$d_{\pi} = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}},$$

де d_{π} – діаметр насадки, м;
 n – кількість насадок.

$$d_{\pi} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,27 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0073 \text{ м} \quad 7,3 \text{ мм}.$$

2.7 Вибір бурової установки, талевого капата та талевої системи

Бурову установку вибираємо по номінальній валтажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі.

Для визначення найбільшої ваги колони складемо порівняльну таблицю ваги бурильної і обсадних колон.

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4550	2980	4550
Вага 1 м, Н	–	411	235
Вага колони, Н	1100175	1224780	1069250

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш ЗД-76.

Технічна характеристика бурової установки Уралмані ЗД-76

Глибина буріння, м	5000
Навантаження, що допускається, на крюку, МН	2,5
Оснащення талеві системи	6×7
Найбільший тиск на виході насоса, МПа	35
Число насосів, шт	2
Висота основи, м	6
Довжина свічки, м	25

Висновки за розділом

1. В роботі були обгрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Була прийнята двоколона конструкція з однією проміжною колоною.
2. Обрані долота для буріння кожного інтервалу свердловини та обгрунтовані параметри режиму буріння для кожного долота.
3. Обрані типорозміри ОБГ і бурильних труб. Спроектвана конструкція бурильної колони з умови збереження міцності на одноосьове навантаження від дії власної ваги.
4. Обгрунтована щільність промивальної рідини для кожної зони з сумісними умовами буріння. Проведений гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. В роботі обрані бурове обладнання, необхідне для успішного буріння свердловини.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища

3.1.1 Шум

Захист від шуму технологічного обладнання на території населених пунктів забезпечується за рахунок географічного розташування виробничих об'єктів, розміщенням промислових площадок на достатній відстані, створенням СЗЗ.

Виробничі об'єкти Лопушнянського родовища розташовані поза зоною житлових масивів населених пунктів, шуми створювані при роботі механізмів не чинитимуть впливу на здоров'я людей. Рух автотранспорту є розосередженим у часі.

Шум при роботі ШГН

Основні джерела шуму при роботі ШГН пов'язані з швидкістю електродвигуна і його потужністю, конструкцією редуктора та балансира

Шум від роботи ШГН можна розділити на базові шуми, своїх конструктивних особливостей і додаткові шуми під час операції.

Основними джерелами шуму в ШГН

Підшипники кочення

Повітряним охолодженням двигуна

Редуктор

Балансир

Межі європейською нормою 180 3743 шум визначені під час роботи залежно від потужності й частоти обертання двигуна ШГН приведені в табл. 3.1.

Слід мати на увазі, що збільшення звукового тиску на 6 дБ (А) для слухових відчуттів, як подвоєння шуму.

Таблиця 3.1

Потужність, кВт	2900 об/хв ДБ (А)	1450 об/хв ДБ (А)	960 об/хв ДБ (А)
0,25	56	41	–
0.37	56	45	–
0.55	57	42	40
0,75	56	42	43
1.10	59	50	43
1.50	59	50	47
2.20	60	52	52
3.00	59	52	63
4.00	63	54	63
5.50	63	62	63
7.50	63	62	66
11.0	70	66	66
15,0	70	66	66
18.5	70	63	66
22.0	70	63	66
30.0	71	65	59
37.0	71	66	60
45.0	71	66	58
55.0	71	67	58
75.0	73	70	61

Як видно з таблиці вище, шум ШГН переважно пов'язане з частоти обертання крильчатки, так що ви можете впливати на нього лише за рахунок зниження швидкості.

Додаткові шуми при роботі ШГН:

Пошкодження підшипників

Кавітації, у супроводі гострі шум і вібрація

Вібрація передаються на захисті конструкцій і трубопроводів

Значення гранично допустимих шумових характеристик виробничого обладнання встановлено виходячи з вимог забезпечення на робочих місцях допустимих рівнів шуму, з урахуванням основного призначення обладнання.

Вплив джерел шумового забруднення носить тимчасовий характер і є незначний.

3.1.2 Вібрація

Потенційними джерелами вібраційного впливу при здійсненні планованої діяльності є автотранспортна техніка, що відноситься до джерел загальної вібрації першої категорії (транспортна вібрація); другої категорії (транспортно-технологічна – екскаватор, бульдозер).

До джерел локальної вібрації відносяться: ручний механізований інструмент, ручки управління обладнанням.

Вся застосовувана техніка сертифікована і має необхідні допуски до використання. При дотриманні вимог ДСН 3.3.6.039-99 вплив джерел загальної вібрації буде мати локальний характер і не розповсюджуватиметься за межі території майданчика робіт. Вплив джерел локальної вібрації очікується незначний при використанні засобів індивідуального захисту і виконанні заходів і рекомендацій, направлених на його зменшення.

При дотриманні правил і умов експлуатації машин і ведення технологічних процесів, використанні техніки тільки у відповідності з її призначенням, застосуванні засобів вібраційного захисту, вплив буде мати локальний характер.

Джерела вібрації, що можуть чинити негативний вплив на стан здоров'я населення в зоні діяльності Лопушнянського родовища не виявлені.

3.1.3 Електромагнітні випромінювання

Електромагнітний вплив, що негативно впливає на біологічні об'єкти, від діяльності Лопушнянського родовища не виявлено.

3.1.4 Радіаційне забруднення та випромінювання

Законом України „ Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки” і розділом 16 ОСТУ-2008 передбачається, що на всіх підприємствах з потенційною радіаційною небезпекою для персоналу та навколишнього природного середовища повинен здійснюватися радіаційний контроль. У зв'язку з цим, ПГВУ „Палвірпапафтогаз” проводить радіоecологічне обстеження виробничих об'єктів, а також прилеглих до них територій.

24.10.2018р було виконано дозиметричні вимірювання потужності еквівалентної дози (1ЕД) зовнішнього у випромінювання на робочих місцях та окремих технологічних лініях Лопушнянського нафтового родовища.

Дані радіаційного контролю Лопушнянського родовища наведені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати вимірів гамма-ма-фону та радіаційного забруднення Лопушнянського родовища

Найменування об'єкта дослідження	Потужність гамма-випромінювання, мкР/год					Радіаційне забруднення об'єкта	
	Фон	Територія	Обладнання	Гирло свердловин	Прп-гирловий колодязь	Бета част/хв·см ²	Альфа част/хв·см ²
Свердловина № 8 (нафтова)	4-6	4-6	7-9	6-9	6-7	0.01	п/в
Свердловина № 10 (нафтова)	5-6	5	5-6	5-6	5-6	0.01	н/в
Свердловина № 34 (нафтова)	4-5	4-5	5-6	5-6	5-6	0.01	н/в
Свердловина № 3 (гагітальна)	5	5		7	7	0.01	п/в

З метою визначення радіаційного стану родовища силами служби екологічної та радіаційної безпеки НГВУ "Надвірна нафтогаз" проводиться радіаційний контроль об'єкту щорічно.

1. Радіаційний стан на робочих місцях обслуговуючого персоналу знаходиться на безпечному рівні і негативних змін у порівнянні з попередніми роками не зафіксовано.

2. Результати радіаційного контролю джерела (технологічне обладнання та трубопроводи) свідчать, що елементи й вузли устаткування не мають підвищених значень ПЕД.

3. В ході ведення обстеження території діяльності обладнання з підвищеним фоном радіаційного випромінювання, яке може завдати негативного впливу на довкілля чи для населення виявлено не було.

Як видно з таблиці на території Лопушнянського родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

Висновки за розділом

В роботі був проведений аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища. Встановлено наступне.

1. Вплив джерел шумового забруднення носить тимчасовий характер і є незначний.

2. Джерела вібрації, що можуть чинити негативний вплив на стан здоров'я населення в зоні діяльності Лопушнянського родовища не виявлені.

3. Електромагнітний вплив, що негативно впливає на біологічні об'єкти, від діяльності Лопушнянського родовища не виявлено.

4. На території Лопушнянського родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Станом на 01.01.2019 року на Лопушнянському родовищі пробурено 15 свердловин (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 31, 31, 32, 34, 35, 47). Чотири свердловини (5, 6, 7, 9) ліквідовані з геологічних причин, три (11, 30, 35) – знаходяться в контрольному фонді, три (31, 32, 47) – в консервації, дві (4, 10) перебувають у бездії. Діючий видобувний фонд налічує дві свердловини (8, 34), нагнітальний – одну (3).

Площа родовища складає 15,9 км². Планові показники видобутку: 1,19 тис. т нафти і 0,4 млн. м³ природного газу в рік.

Проведеною оцінкою впливів на навколишнє середовище виявилось, що у процесі експлуатації свердловин можуть мати місце впливи на геологічне, повітряне, водне та ґрунтове середовище. На рослинний і тваринний світ вплив планованої діяльності носить опосередкований характер.

Геологічне середовище зазнає локального впливу внаслідок:

- відбору нафти і супутнього газу з палеоценових покладів;
- можливого потрапляння бурового і тампонажного розчинів в пласт видобутку під час проведення геолого-технологічних заходів;
- порушення герметичності колон і позаколонного простору свердловин;
- зміни хімічного складу підземних вод;
- зміни фільтраційно-ємнісних параметрів та утворення техногенних відкладів.

Більша частина перелічених впливів має позаштатний характер. Для їх усунення складаються спеціальні плани ліквідації аварій. Виконання цих планів гарантує мінімізацію впливу на геологічне середовище до прийнятних рівнів.

З метою недопущення погіршення стану геологічного середовища рекомендується застосовувати такі заходи:

- експлуатацію видобувних свердловин проводити відповідно з технологічними режимами;

- відбір вільного пластового газу та депресію на пласт підтримувати на рівні, що не призводить до руйнування його скелету.

Крім цього, експлуатація лише 2 видобувних свердловин у рамках усього Лопушнянського родовища, яке в період його інтенсивної розробки налічувало 15 видобувних свердловин, значно звужує початковий техногенний вплив на геологічне середовище. Відтак планований вплив на дане середовище може вважатися незначним відносно ліцензованої площі родовища.

4.1 Охорона повітряного середовища

Повітряне середовище зазнає локального впливу під час експлуатації сепараційного пункту свердловини №3-Лопушша і індивідуального збору свердловини №8-Лопушша. Валові викиди в атмосферу від сепараційного пункту свердловини №3 такі: метан [0,643 т/рік], бутан [0,312 т/рік], гексан [0,017 т/рік], пентан [0,125 т/рік], пропан [0,405 т/рік], етан [0,361 т/рік]. Валові викиди в атмосферу від індивідуального збору свердловини №8 такі: метан [0,542 т/рік], бутан [0,050 т/рік], гексан [0,007 т/рік], пентан [0,029 т/рік], пропан [0,090 т/рік], етан [0,140 т/рік]. Відповідні обсяги викидів забруднюючих речовин дозволяють віднести дані об'єкти до об'єктів 3 групи. Ці об'єкти не підлягають взяттю на державний облік та не вважаються такими, що здатні здійснювати негативний вплив на атмосферне повітря в місці розміщення. При цьому на границі СЗЗ (300 м) гарантується дотримання приземних концентрацій перелічених вище забруднюючих речовин на рівні менших, ніж ГДК повітря населених місць. Це підтверджують проведені розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі та результати вимірювання вмісту забруднюючих речовин в зоні впливу сепараційного пункту свердловини №3 та індивідуального збору свердловини №8, проведених на межі їх СЗЗ НДПІ ПАТ «Укрнафта».

4.2 Охорона водного середовища

Водне середовище зазнає локального впливу внаслідок можливого забруднення поверхневих і підземних вод в еоценових відкладах.

Забруднення поверхневих вод мінімізовано за рахунок:

- організації твердого покриття у пригірлових частинах свердловин з нафтозбірними колодязями;
- обваловування технологічних майданчиків свердловин;
- організації відводу стоку дощових і талих вод;
- організації під'їзних шляхів.

Забруднення підземних вод може відбуватися за рахунок проникнення у пласт розчинів для обробки свердловин, а також інших процесів, що призводять до розгерметизації свердловин і проникнення поверхневих забруднювачів у пласт. Останні можуть забруднюватися і внаслідок можливих перетоків глибших пластових флюїдів у водоносні горизонти. З метою недопущення перетоків всі обсадні колони свердловин зацментовані з підняттям тампонажного розчину до гирла.

Для господарсько-питних потреб використовується вода привозна у полімерній тарі.

Таким чином, при регламентованій експлуатації свердловин з дотриманням техніко-економічних рішень, сучасній діагностиці експлуатаційних властивостей і дотриманні природоохоронних заходів імовірність забруднення поверхневих і підземних вод зведена до мінімуму.

4.3 Охорона ґрунтового середовища

Ґрунтове середовище зазнає незначного забруднення продуктами видобутку (нафта, супутньо-пластові води) у межах видобувних майданчиків свердловин і сепараційного пункту в разі аварійної ситуації. З метою зменшення можливого хімічного забруднення ґрунтів продуктами видобутку для родовища розроблені спеціальні плани ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів, а також передбачені технологічні заходи, що дозволяють нейтралізувати можливі чинники забруднення (обладнання нафтозбірних колодязів, герметичних емностей для збору супутніх пластових вод тощо).

На даний час ґрунтовий покрив на території родовища сформований. При цьому, починаючи з 2011 р., внаслідок відсутності підготовчих робіт і будівництва нових об'єктів, відсутнє будь-яке механічне порушення ґрунтів.

На всій території в повному обсязі проведена технічна та біологічна рекультивация.

Таким чином, подальша експлуатація Лопушнянського родовища при дотриманні запроєктованих технологічних параметрів не матиме значного негативного впливу на ґрунти.

Внаслідок планованої діяльності матиме місце утворення побутових відходів і супутніх пластових вод. Побутові відходи накопичуються у контейнерах і підлягають вивезенню згідно договору на полігон ТПВ. Супутні пластові води збираються на СП свердловина №3 у металеву сміть об'ємом 50 м³. У міру наповнення вони закачуються в пласт для підтримки пластового тиску. Ориєнтовний об'єм пластової води становить 50-60 м³/рік.

Таким чином, забруднення навколишнього середовища відходами у місці провадження планованої діяльності відсутнє.

4.4 Охорона рослинного і тваринного світу

Рослинний світ при подальшій експлуатації Лопушнянського родовища не порушується. Основний вплив на рослинний світ території родовища припав на період освоєння та інтенсивної його розробки, який тривав до 2011р. На даний час на всіх промислових ділянках проведено повний комплекс рекультивацийних робіт з метою максимального повернення вилучених під виробничий процес ділянок до початкового стану. В результаті рослинний покрив ділянок максимально відновлений. Планована виробнича діяльність не пов'язана з порушенням рослинного покриву.

Тваринний світ при подальшій експлуатації родовища має опосередкований вплив, пов'язаний з песпокосм тварин внаслідок обслуговування літочих свердловин.

Значна частина Лопушнянського родовища знаходиться на території Національного природного парку «Вижницький» (НПП «Вижницький»).

Вплив на навколишнє техногенне середовище відсутній. На території впровадження планованої діяльності інших техногенних споруд, крім видобувних свердловин та ґрунтових під'їзних шляхів немає.

Об'єкт планованої діяльності не здійснює негативного впливу на здоров'я населення, яке проживає біля території родовища. Ймовірність виникнення неканцерогенного ризику зневажливо малий, канцерогенного – мінімальний.

Рівень соціального ризику впливу планованої діяльності прийнятний. Максимальний рівень можливої ПС від об'єкта планованої діяльності визначено як місцевий.

Відповідно до проведеної ідентифікації видобувні свердловини №№8, 10, 34 та нагнітальна свердловина №3 визнані потенційно небезпечними об'єктами.

Загалом детальна оцінка впливу на кожну складову довкілля показали, що параметри негативного впливу на навколишнє середовище не будуть перевищувати нормативні показники по кожній складовій довкілля внаслідок реалізації технічних, природоохоронних і ресурсозберігаючих заходів. Запропоновані у проєкті заходи мінімізують вплив на довкілля без перевищення встановлених норм. Дотримання природоохоронних вимог, а також проведення постійного нагляду та контролю за технологічним процесом і своєчасне впровадження протидіючих стабілізуючих чи запобігальних заходів дає можливість звести вплив на довкілля до оптимального рівня.

Висновки за розділом

Таким чином, проаналізувавши ступінь впливу на кожний компонент навколишнього середовища та врахувавши заходи щодо залобігання і зменшення негативного впливу при здійсненні планованої виробничої діяльності, можна констатувати екологічну прийнятність запропонованої виробничої діяльності Лопушнянського родовища.

Список літератури

1. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
2. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
3. Суярко В. Г. . Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. – 413 с.
4. Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
5. Бабаян Э.В., Черепенко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
6. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
7. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах, М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. 1 книга – 379 с. 2 книга – 532 с.
8. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шамапов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 – 1007 с.
9. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
10. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
11. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
12. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
13. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ІПГБ.20.02.ПЗ	Пояснювальна записка	58	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Лопушнянське нафтове родовище	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	