

**ПОЛТАВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Навчально-науковий інститут агротехнологій, селекції та екології**

**Кафедра екології, збалансованого природокористування та захисту довкілля**

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА**  
**РОБОТА**

на тему: **ОЦІНКА ПРИРОДООХОРОННОЇ**  
**ДІЯЛЬНОСТІ НГВУ «ПОЛТАВНАФТОГАЗ»**

Виконав: здобувач вищої освіти  
СВО Магістр за  
ОПП Агроекологія  
спеціальності 101 – Екологія  
**Калініченко Сергій Леонідович**

Керівник: **Самойлік Марина Сергіївна,**  
доктор сільськогосподарських наук, про-  
фесор

Рецензент: **Поспєлова Ганна Дмитрівна,**  
кандидат сільськогосподарських наук, до-  
цент

Полтава – 2022 року

## **РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ. ВПЛИВ НАФТОГАЗОВИДОБУВНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ НА ДОВКІЛЛЯ**

НГВУ “ Полтаванафтогаз ” розташоване в місті Полтава. Поштова адреса: м. Полтава, вул. Монастирська 12.

Серед різноманітних вітчизняних та іноземних кампаній, що діють нині у нафтогазовому комплексі України, підприємство "Полтаванафтогаз" посідає особливе місце. Його історія – своєрідний літопис розвитку нафтової та газової промисловості на території Східної України [1].

Відправною точкою в історії підприємства стало введення до промислової експлуатації нафтової свердловини на Радченківському родовищі у вересні 1951 року. Ця подія засвідчила народження нової галузі не тільки на Полтавщині, але і у всій Східній Україні. Введенню до експлуатації Радченківського родовища передували майже 20 років інтенсивних пошуково-розвідувальних робіт у східних районах України.

Безпосередньо на території Полтавської області пошукові роботи на нафту та газ розпочалися після війни – у 1948 році. Три роки по тому було відкрито Радченківське родовище. В наступні роки у регіоні було відкрито і введено до експлуатації десятки родовищ нафти і газу, в тому числі й ті, що складають сьогодні сировинну базу підприємства. Це такі родовища, як Сагайдацьке (введено у 1952 році), Кибинцівське і Глинсько–Розбишівське (1959 р.), Новогригорівське (1965 р.), Голубівське (1967 р.), Лиманське (1968 р.), Чижівське (1969 р.), Решетняківське, Малосорочинське та Харковецьке (1971 р.), Гоголівське і Суходолівське (1972 р.), Клиньсько–Краснознаменське (1978 р.), Василівське (1984 р.), Андріяшівське і Юріївське (1985 р.), Рудівсько–Червонозаводське (1987 р.), Кампанське (1990 р.), Свиридівське (1991 р.), Червонолуцьке (1992 р.), Свистуньківське (1994 р.) Слід відзначити, що підприємство проводило роботи і за межами регіону – у Криму, де наприкінці 1950–х років було налагоджено видобуток нафти на Владиславівському та Приозерному родовищах (Керченський півострів).

Сьогодні частка підприємства НГВУ “Полтаванафтогаз” у видобутку вуглеводнів в Україні становить майже 9%.

Головні завдання НГВУ “Полтаванафтогаз” – це здійснення видобутку природного газу, конденсату, нафти і зрідженого природного газу на основі раціонального та ефективного використання ресурсів вуглеводнів із застосуванням передових методів геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ та прогресивних технологій видобування і переробки природного газу та газового конденсату; облаштування газопромислів; капітального ремонту свердловин; нарощування обсягів розвідки, видобування природного газу, конденсату та нафти; виробництва і реалізації продукції, що виробляється в управлінні та отримання прибутку від здійснення фінансово-господарської діяльності.

Відповідно до завдань на НГВУ “Полтаванафтогаз” накладаються такі основні функції:

- Забезпечення видобутку нафти; розробки нафтових родовищ; проведення геологорозвідувальних робіт; капітального ремонту свердловин; експлуатації нафтогазових покладів, родовищ, виробництва та реалізації продукції.

- Організація впровадження єдиної технічної політики щодо удосконалення нової техніки та передової технології у видобутку нафти, розробки, нафтових родовищ та інших видів діяльності.

- Забезпечення реконструкції та технічного переоснащення виробничих підрозділів, що входять до складу управління.

- Розвиток і удосконалення автоматизованих систем управління і засобів автоматизації виробництва.

- Здійснення заходів щодо охорони навколишнього середовища та раціонального використання природних ресурсів при освоєнні родовищ, виробничо-господарській діяльності управління.

- Створення безпечних умов праці, впровадження у встановленому порядку правил, норм та типових інструкцій охорони праці, протипожежної без-

пеки та охорони майна, впровадження нових засобів та методів попередження виникнення та ліквідації аварій.

– Забезпечення розрахунків з бюджетом за нарахованими податками і платежами.

Для видобутку, підготовки та перекачки нафти і газу експлуатуються чотири цеха з видобутку нафти і газу, цех підготовки та перекачки нафти і газу.

У функціонально – територіальній структурі підприємства виділяються три підрайони – північний, центральний та південний.

Нафта із родовищ північного підрайону за закритою системою промислових колекторів надходить до головної установки комплексної підготовки нафти, а продукти газоконденсатних родовищ – на газопереробний завод.

Підготовлена нафта і стабільний конденсат по трубопроводах передається на Кременчуцький нафтопереробний завод. Газ після підготовки на промислових установках низькотемпературної сепарації і Краківському газопереробному заводі, подається до магістральних газопроводів та місцевим споживачам – у міста Гадяч, Лохвиця, Червонозаводське і навколишні села.

Нафта із родовищ центрального підрайону подається на наливні термінали в села Сагайдак, Кибинці та Ліщинівка, звідки залізницею перевозиться на Надвірнянський нафтопереробний завод, а конденсат – на Шебелинський та Долинський газобензинові заводи. Газ направляється місцевим споживачам, а також у магістральний газопровод Шебелінка – Полтава – Київ.

Нафта із родовищ південного підрайону збирається на головну установку комплексної підготовки нафти, після чого подається на термінал у с.Лищинівка, звідки залізницею надходить споживачам.

Газ після підготовки на промислових спорудах надходить до магістрального газопроводу Шебелінка – Полтава – Київ та місцевим споживачам – у Карлівку і Полтаву.

## **РОЗДІЛ 2.**

# ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЧИЖІВСЬКОГО РОДОВИЩА НГВУ “ПОЛТАВНАФТОГАЗ”

## 2.1. Обґрунтування доцільності використання надр

Чижівське нафтогазоконденсатне родовище було відкрито в 1969 році.

Чижівське родовище є локальним підняттям, продуктивні пласти –С3, В–15–В–16, В–17. На рівні нижньокам'яновугільних відкладів об'єкт В–15–В–16 з'єднується з об'єктом В–15–В–16 Глинсько–Розбишівського родовища.

Теригенний продуктивний колектор має відкриту пористість в межах 0.16 – 0.1. Зі збільшенням глибини від 3550 до 3900 м пористість знижується.

Проникність колекторів погіршується зі збільшенням глибини і змінюється в інтервалі 0.68 – 0.085 мкм<sup>2</sup>.

Густина нафти в поверхневих умовах 850 – 872 кг/т, в пластових умовах – 680–750 кг/м<sup>3</sup>. В'язкість нафти в пластових умовах – 0.4–0.7 мПа\*с. Нафта малосірчиста, вміст сірки у нафті 0.28 – 0.75 %. Вміст парафіну змінюється в межах 1.23 – 5.64 %.

Діючим документом по розробці родовища є "Уточнений проект розробки Глинсько–Розбышевского и Чижевского нефтегазоконденсатных месторождений", складений в 1994 р. інститутом Укрдіпрондінафта [2].

З врахуванням оперативних змін початкові запаси нафти оцінюються в таких кількостях (таб.2.1).

Таблиця 2.1. – *Початкові запаси нафти, газу, конденсату*

Початкові запаси	Згідно державного балансу		Згідно даних, затверджених ДКЗ	
	Кат.А+В+С1	Кат.С2	Кат.А+В+С1	Кат.С2
По родовищу:				
Нафти, тис.т				
– балансові	61686	–	53755	16646
– видобувні	31772	–	27403	7764
Розчиненого в нафті газу, млн.м <sup>3</sup>				
– балансові	–	–	9292	4146 1591
– видобувні	4990	–	3773	
Газу вільного + г.ш., млн.м <sup>3</sup>	66710	186	55719	4594
Конденсату, тис.т	14990	–	12548	994
– балансові	8860	–		

– видобувні			7394	602
Глинсько – Розбишівське підняття: Нафти, тис.т				
– балансові	50276	–	43063	16210
– видобувні	26673	–	22643	7573
Розчиненого в нафті газу, млн.м <sup>3</sup>				
– балансові	–	–	7206	4068
– видобувні	3784	–	2859	1559
Газу вільного + г.ш., млн.м <sup>3</sup>	62990	186	52947	3892
Конденсату, тис.т				
– балансові	14160	–	11930	834
– видобувні	8408	–	7047	515
Чижівське підняття: Нафти, тис.т				
– балансові	11410	–	10692	426
– видобувні	5099	–	4760	191
Розчиненого в нафті газу, млн.м <sup>3</sup>				
– балансові	–	–	2086	78
– видобувні	1206	–	914	32
Газу вільного + г.ш., млн.м <sup>3</sup>	3720	–	2772	702
Конденсату, тис.т				
– балансові	830	–	618	60
– видобувні	452	–	347	87

Станом на 1.01.1996 р. на Чижівському родовищі пробурено 63 свердловини. В експлуатаційному фонді числиться 28 свердловин, в т.ч 27 нафтових і одна газова, спостережна – одна, для скиду води – 2. Решта знаходиться в очікуванні ліквідації або ліквідовані з геологічних причин.

Система заводнення використовується на горизонті С–3 Чижівського родовища. Закачка здійснюється в 4 нагнітальні свердловини. Джерелом заводнення для ППТ є стічні води Глинсько–Розбишівської УКПН.

В цілому по Чижівському родовищу з початку розробки і станом на 1.01.97 р. видобуто: нафти 2 091.4 тис.т, нафтового газу 2 148 млн.м<sup>3</sup>, вільного газу 306.3 млн.м<sup>3</sup>, конденсату 32.7 тис.т.

Середня поточна обводненість продукції нафтових об'єктів складає по Чижівському 66.5 %. Досягнуті поточні коефіцієнти по Чижівському родовищу: нафтовилучення 0.183 (при проектному 0.447), газовилучення 0.082, конденсатовилучення 0.039 (при проектному 0.544)

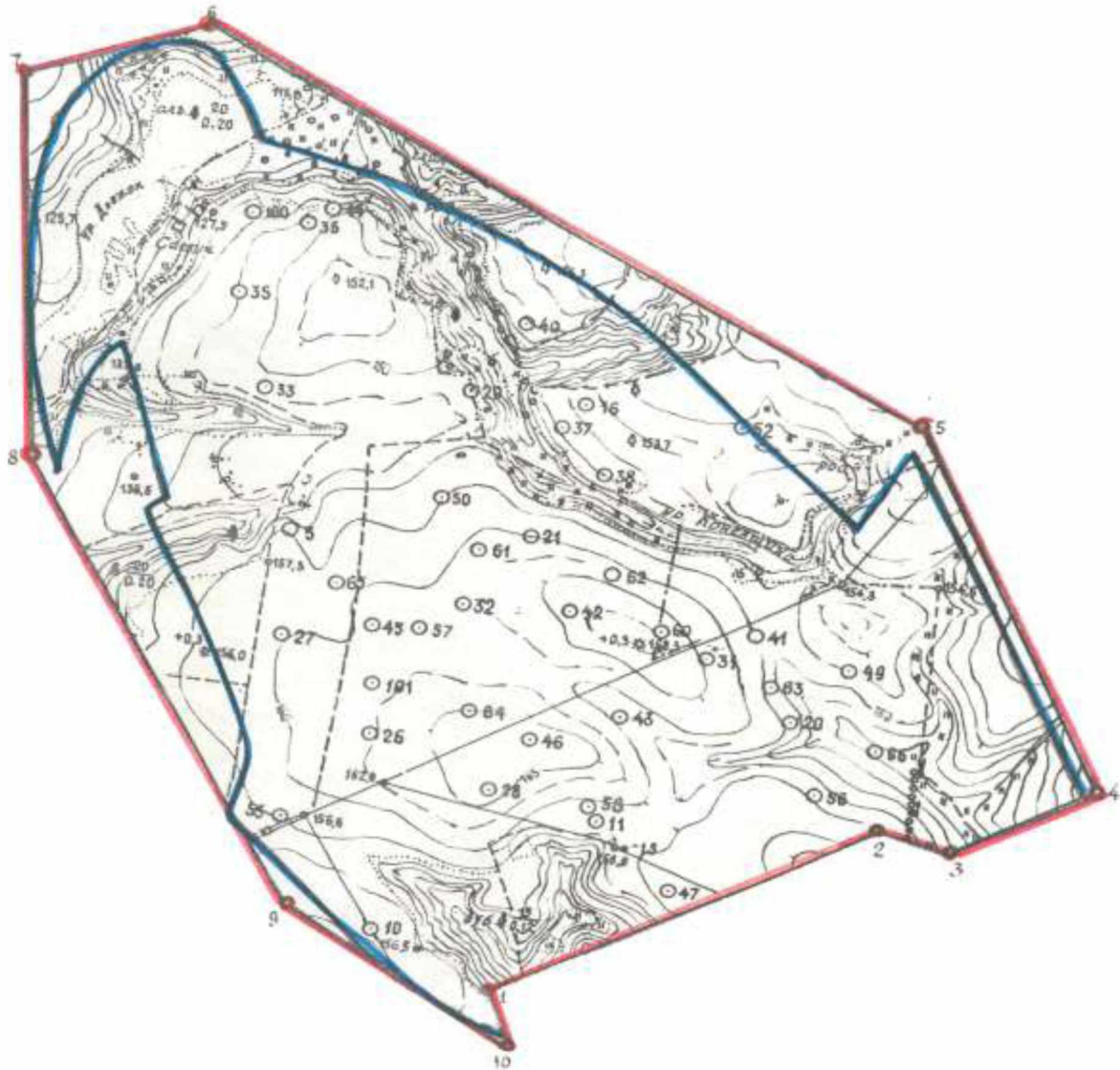
Для дорозробки родовища уточненим проектом [2] планується пробурити 16 нафтових видобувних свердловин, із них 4 свердловини на середній карбон і 12 свердловин на пермські відклади (в т.ч. 6 свердловин–дублерів). Проектні глибини: пермські відклади – 1840–1940 м, середній карбон 2640 – 2690 м (2 свердловини) і 2770 – 2810 м (2 свердловини).

Капітальні вкладення на охорону навколишнього середовища при розробці Чижівського родовища будуть при будівництві свердловин і експлуатації родовища.

Капітальні вкладення на охорону навколишнього середовища при будівництві нових свердловин становлять 0.459 млн. гривень, або 2.77% від загальних капітальні вкладення на буріння.

Капітальні вкладення при облаштуванні нафтових свердловин і експлуатації родовища пов'язані з реалізацією техніко–технологічних і організаційних заходів з охорони навколишнього середовища, компенсаційними витратами за вилучення земель з сільськогосподарського користування. Вартість природоохоронних заходів складе близько 5% від загальних витрат на облаштування.

# Ситуаційний план ліцензійної ділянки Чижівського родовища М 1:25000



№ п/п	Географічні координати	
	ПШ	СД
1	50°27'40 <sup>II</sup>	33°31'10 <sup>II</sup>
2	50°28'10 <sup>II</sup>	33°32'30 <sup>II</sup>
3	50°28'10 <sup>II</sup>	33°32'40 <sup>II</sup>
4	50°28'10 <sup>II</sup>	33°33'10 <sup>II</sup>
5	50°29'10 <sup>II</sup>	33°32'20 <sup>II</sup>
6	50°30'00 <sup>II</sup>	33°29'50 <sup>II</sup>
7	50°29'50 <sup>II</sup>	33°29'20 <sup>II</sup>
8	50°28'50 <sup>II</sup>	33°29'30 <sup>II</sup>
9	50°27'50 <sup>II</sup>	33°30'30 <sup>II</sup>
10	50°27'50 <sup>II</sup>	33°31'20 <sup>II</sup>

## 2.2. Існуючий стан навколишнього середовища на території родовища

Чижівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Гадяцького і Лохвицького районів Полтавської області, в 15 – 20 км на схід від Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища [3].

В безпосередній близькості від родовища знаходяться міста Гадяч, Лохвиця, Ромни, Глинськ, Прилуки, Бахмач, Зіньків і села Качаново, Чижі, Слобідка, Старий хутір, Червонозаводське, Погарщина та інші. Зв'язані вони між собою сіткою ґрунтових і асфальтових доріг. В 5 км південніше родовища проходить асфальтова дорога Суми–Київ, в 8 – 10 км південніше – залізниця Гадяч–Лохвиця з найближчою станцією Вениславовка [3].

В орогідрографічному відношенні район родовища представляє собою слабо горбисту рівнину з розвинутою сіткою річних долин, ярів і балок. Розташований він на лівому березі р.Дніпро з його притоками Сула, Хорол. Тут же є ряд мілких річок і струмків. Береги їх асиметричні: праві – круті, ліві – низькі. Долини річок сильно заболочені. Найвищі відмітки земної поверхні досягають +175 м, найнижчі – +115 м [3].

В гідрогеологічному відношенні розташований в центральній частині Дніпрово–Донецького артезіанського басейну 1 порядку.

*Вертикальна зональність підземних вод характеризується розвитком трьох зон:*

1. Зони активного водообміну (до 1000 м), які приурочені до відкладів кайнозою і пізнього мезозою (крейди і пізньої юри). Водоносні горизонти вміщують прісні води гідрокарбонатнонатрієвого складу з мінералізацією 0.4 – 1.2 г/л, які широко використовуються для питного водопостачання. Водоносними є суглинки, різнозерністі піски і пісковики з прошарками глинистих пісків і глин. Фільтраційні властивості порід змінюються в широких межах ( $K_f = 0.5 – 3.5$  м/добу) і визначаються їх літологічним складом, ступенем однорідності і витриманості по простяганню.

2. Зони уповільненого водообміну, які залягають нижче 1000 м і приурочені до відкладів середньої юри, тріасу і верхньої пермі. Води

хлоридно–натрієвого складу з мінералізацією 70 – 100 г/л (середня юра) – 127 – 170 г/л (тріас). Водонесними є піски і пісковики.

3. Зони дуже уповільненого водообміну, залягають нижче 1700 і приурочені до верхньо–, середньо– і нижньокам'яновугільних відкладів. Води хлоридно–натрієві з мінералізацією 140 – 203 г/л (верхньокам'яновугільні відклади) – 200 – 240 г/л (нижньокам'яновугільні відклади). Із мікроелементів присутні бром – 239 – 325 мг/л, йод – 1 – 8 – 25 – 30 мг/л.

Грунтові води залягають на глибині нижче 5 м.

Щільність ґрунтів 1.89 – 7.91 т/м<sup>3</sup>, коефіцієнт фільтрації в залежності від глибини залягання і навантаження змінюється в межах  $3 \cdot 10^{-6}$  –  $7.7 \cdot 10^{-7}$  см/сек.

Ґрунти на території родовища складені, в основному, суглинками лесовидними, маловологими і вологими, супісками, пісками.

### **2.3. Кліматична характеристика території розташування родовища**

#### **2.3.1. Кліматичні умови**

Клімат району помірно–континентальний, характеризується жарким літом і відносно холодною зимою.

Із точки зору впливу на розсіювання шкідливих речовин в атмосфері велике значення мають дні, у які можуть спостерігатися температурні інверсії. Це дні з туманами [5], середнє число яких та їх тривалість приведені в табл. 2.2.

Середній місячний атмосферний тиск у холодний період вище, ніж у теплий і коливається від 1007 гПа у січні, до 992,7 гПа – у липні [5].

Тривалість сонячного сяяння складає 2070 год./рік. У даному районі можливі величини сумарної радіації (при чистому небі) складають 6430 МДж/(год.м<sup>2</sup>). При цьому на долю прямої радіації приходить 79% і на долю розсіяної – 21%.

Середньорічна температура повітря – +7,2°C.

Найхолодніший місяць року – січень, середня температура цього місяця – –6,9°C. Середня температура найбільш холодного періоду –11°C.

Тривалість періоду із середньодобовою температурою нижче [6] 0°C – 124 діб.

Абсолютно мінімальна температура – –36°C.

Найбільш жаркий місяць – липень. Середня максимальна температура за липень

+ 24.5°C.

Абсолютний максимум складає + 40°C. Дані приведені у табл. 2.3. і табл. 2.4.

Таблиця 2.3. – *Середньомісячна і річна температура повітря*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Рік
–6,9	–6,4	–1,3	7,6	15	18,3	24,5	19,7	14,3	7,4	0,6	–4,5	7,0

Таблиця 2.4. – *Середня і максимальна добова амплітуда температури зовнішнього повітря по місяцях*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5,5	5,7	6,5	9,4	11,6	11,3	11,5	11,3	11	8,1	5,4	4,8
18,1	18	15	17,3	16,1	21,7	17,8	18,6	18,3	18,3	14,8	15,5

### 2.3.2. Атмосферні опади

За кількістю опадів район проєктованих робіт відноситься до зони недостатньої вологості. Для неї характерний континентальний тип річного руху опадів з максимумом літом і мінімумом зимою [5].

За рік у середньому випадає 470–500 мм опадів („Клімат Полтави”, Л: Гидрометеоздат, 1983). Протягом року опади розподіляються нерівномірно. Так, зимою вони складають 18%, весною і восени по – 22%, а літом – 38% річної кількості. В середньому за рік буває 138 днів з опадами. Стійкий сніговий покрив залягає у цій місцевості до 74 днів. Але в окремі зими тривалість залягання снігового покриву коливається від 28 до 143 днів.

### 2.3.3. Вітер

Найважливішим фактором, що впливає на розсіювання шкідливих речовин в атмосфері, є вітер [4], його напрямок і швидкість. Середня швидкість вітру за напрямками, м/с. приведена у табл.2.6.

Таблиця 2.6. – *Середня швидкість вітру за напрямками*

	Пн	ПнСх	Сх	ПдСх	Пд	ПдЗх	Зх	ПнЗх
Січень	4,8	5,1	5,0	5,0	5,3	5,6	6,2	5,8
Липень	4,6	4,4	3,3	3,3	3,2	3,8	4,5	5,1
Рік	4,7	4,8	4,1	4,1	4,2	4,7	5,3	5,4

**Повторюваність напрямків вітру і штилів, % приведена у табл. 2.7.**

Таблиця 2.7. – *Повторюваність напрямків вітру і штилів*

	Пн	ПнСх	Сх	ПдСх	Пд	ПдЗх	Зх	ПнЗх	Штиль
Січень	8	13	9	14	11	16	14	10	2
Липень	15	15	11	7	6	9	17	20	4
Рік	10	14	10	12	10	12	12	20	3

Для розсіювання шкідливих речовин в атмосфері, крім приведених вище даних, також істотне значення має атмосферна циркуляція. Несприятливі метеорологічні умови, з точки зору атмосферної циркуляції, спостерігаються рідко – 1% часу в рік.

#### **2.4. Загальні гідрогеологічні умови родовища**

Чижівське родовище приурочено до південно-східної частини Дніпровсько-Донецького артізіанського басейну і характеризується розвитком потужних товщ створень кайнозою, мезозою та палеозою. Відносність антропогену пов'язана з лесовидними суглинками водорозділів і алювіальними пісками пойм і річних долин. Води прісні і широко використовуються для водопостачання населених пунктів. Дебіти горизонтів непостійні, залежать від гіпсометричного положення свердловін, а часом і від атмосферних опадів.

Водоносні горизонти неогену пов'язані з пісками і слабозцементованими піщаниками полтавської світи і зустрічаються тільки на водороздільних ділянках. Водовміст горизонтів незначний, води відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу.

Водоносні горизонти палеогенових відкладів приурочені до пісків і піщаників харківського і бучакської світ, які мають товщину біля 40 та 35 м відповідно. Ці водоносні горизонти розподіляються мергельними відкладами київського ярусу.

Бучакський водоносний горизонт випробовувався в межах Чижівське родовище свердловинами, які були пробурені для водопостачання глибоких пошуково-розвідувальних свердловин. З свердловини № 4 приплив води склав  $120\text{ м}^3/\text{добу}$ , а з свердловини № 8 -  $144\text{ м}^3/\text{добу}$ , при пониженні рівня на 10 м. Статичний рівень води в свердловинах установлювався на глибині 15 та 24 м відповідно.

Верхня частина тріасових відкладів ( $T_r$ ) являє собою регіональний водоупор, який складається глинами. Під ним залягає потужний та висоководонасичений водоносний комплекс, який складається пісковими нижньої частини тріасу ( $T_n$ ) та верхньою частиною верхньої Пермі. На Чижівському родовищі він має товщину 140-150 м. Дебіти, свердловин, які його розкрили, досягають  $864\text{ м}^3/\text{добу}$  (свердловина № 53 Тимофіївського родовища), а здатність прийняття нагнітальних свердловин може перевищувати  $1000\text{ м}^3/\text{добу}$  (Глинсько-Розбишівське, Качанівське родовища). Пластові води комплексу відносяться до хлоридно-натрієвих розсолів з мінералізацією біля 130 г/л.

Водоносний горизонт тріасу надійно ізольований в покрівлі і підшві потужними товщами глин регіонального простягання в тріасових та верхньопермських відкладах відповідно, що характеризує ступінь застійності його вод з високою мінералізацією і виключає його зв'язок з іншими водоносними горизонтами в даному регіоні.

Природній напрямок руху підземних вод цього горизонту підкорюється загальній для даного регіону закономірності. Тобто перевищенням області живлення, яка приурочена до північно-східного борту Дніпровсько-Донецької западини (Середньо-Руська височина) над областю розвантаження в південно-західній частині западини ( середня течія річки Дніпро).

## **2.5 Характеристика вихідного стану флори і фауни**

За характером рослинності район розміщення Чижівського родовища відноситься до лісостепової зони. Природна степна рослинність не збереглась. Ліси та чагарники разом із лісозахисними смугами займають не більше 8% те-

риторії. У лісах переважають дуб, ясен, берест, клен, зустрічаються липа, граб, а у підліску – горіх, крушина та ін.

По піщаних терасах річок поширені соснові бори з домішками дуба, у піймах – заливні луки. У лісах зустрічаються лось, косуля, дикий кабан, вовк, борсук, лисиця, в степах – степовий хорьок, заєць-русак, хом'як, крапчастий суслик.

Із птахів – орел-могильник, дрофа, сірий журавель, дикі качки і гуси, перепел, сіра куропатка, польовий та лісний жайворонок та ін. У річках, озерах та ставках водяться короп, судак, лящ, карась, щука та ін.

Сільськогосподарські землі, які безпосередньо прилягають до майданчика, використовуються для вирощування зернових культур, цукрового та кормового буряка і т.п.

Тваринництво у найближчих КСП має м'ясо-молочний напрямок. Так як до майданчика прилягають в основному сільськогосподарські землі, необхідно відмітити, що звірі і птахи уже адаптовані до діяльності людини (робота сільгосптехніки, автотранспорту).

### **РОЗДІЛ 3. ВПЛИВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ ДІЯЛЬНОСТІ ЧИЖІВСЬКОГО РОДОВИЩА НГВУ “ПОЛТАВАНАФТОГАЗ”**

#### **3.1. Вплив на навколишнє середовище процесу буріння нових свердловин і заходи по його захисту від забруднення**

##### **3.1.1. Джерела забруднення навколишнього середовища при бурінні свердловин і оцінка екологічних наслідків**

Навколишнє середовище при будівництві свердловин забруднюється при проведенні робіт, зв'язаних з монтажем і демонтажем бурового устаткування, бурінням і освоєнням свердловин.

Під час ремонту і демонтажу бурового верстата проходить механічне пошкодження і забруднення ґрунту із-за проведення земляних робіт переміщення транспортних засобів.

Джерелами забруднення в період буріння свердловини є робота дизельних двигунів, робота котельної, відпрацьований буровий розчин, технічна вода, тампонажний розчин, хімреагенти для обробки розчину, стічні бурові води, нафта і нафтопродукти, паливно-мастильні матеріали, господарсько-побутові стічні води і вибурена порода (шлам). В аварійних ситуаціях майданчик бурової може забруднюватися при поривах бурового шланга, трубопроводів, неполадок в гідравлічних системах, тощо.

Основні місця забруднення – це майданчик під підлогою бурової вежі, агрегатне і насосне приміщення, дільниця приготування бурового розчину, ємності хімреагентів, ПММ, місця розташування котельної, відстійні амбари, а також місця зберігання сипучих хімреагентів, обважнювачів.

Забруднююча здатність бурових розчинів залежить від кількості і токсикологічної характеристики хімічних реагентів, що застосовуються для їх обробки. При бурінні свердловин використовуються (табл. 3.1.) реагенти і речовини II, III і IV класу небезпечності, тому бурові відходи, що містять в собі ці речовини, відносяться до III і IV класу небезпечності.

**Таблиця 3.1. – Список реагентів бурових розчинів, які будуть використані при бурінні свердловин**

Назва реагента	Стандарт чи технічні умови	Показники по ГОСТ 12.1.005–88		ОДК в ґрунті, мг/кг	Клас небезпеки по СанПін 4630–88	Склад в буровому розчині, %	Примітка
		ГДК в повітрі роб. зони, мг/м <sup>3</sup>	Клас небезпечності				

Глинопорошок	ТУ-39-01-08-658-81	6.0	IV	-	IV	-	
Графіт	ГОСТ 17022-81	10.0	IV	5000	IV	5-6	
Нафта	ГОСТ 9965-76	10.0	HI	4000	IV	5-10	ГДКв воді 0.3
Дизпаливо	ГОСТ 305-82	-	IV	-	-	-	
Хром пік	ГОСТ 2651-78						
Сода кальцинована	ГОСТ 5100-85	2.0	III	~	~		
Конденсована сульфід-спиртова барда КССБ-2	ТУ 41 УССР-94-80	-	-	2000	-	ДО 15	
Натрій гідроксид	ГОСТ 2263-79	-	II	2000	II	0.3-1.0	
Кальцій хлористий	ГОСТ 450-77	5.0	III	-	IV		
Карбоксиметл целюлоза (КМЦ)	ОСТ 6-05-386-80	10.0	III	3000	III	0.5-1.0	ГДКв воді 5.0 мг/л
АМ-5 (МАС-200)	ГОСТ 14922-77	1.0	III	-	-	0.05-0.06	
Барит	ГОСТ 4682-84	-	IV	-	IV		

Враховуючи результати інженерно-пошукових робіт щодо вивчення властивостей ґрунтів, згідно [9] бурові розчини можуть зберігатися в амбарах без додаткової гідроізоляції.

Вибурена порода по своєму складу нетоксична, але в середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні складові речовини бурового розчину, що може негативно впливати на рослинний світ, наземні і ґрунтові води. Одержані лабораторіями хімічного факультету Харківського Держуніверситету результат аналізу шламу з бурових ДДЗ. Одержані дані показують, що тверді бурові відходи до навколишнього середовища практично нейтральні, не радіоактивні, вміст водорозчинних хімічних сполук

металів значно нижчий граничнодопустимих концентрацій (ГДК) для ґрунтів і землі.

Адсорбований глинистими частинками розчин представляє собою вуглеводневі плівки і водорозчинні солі натрію, кальцію, хлоридів і сульфатів в дуже незначних концентраціях.

Враховуючи те, що концентрація основних забруднювачів в шламів в декілька разів, а по окремих компонентах на декілька порядків нижча ГДК, проведення спеціальних заходів з нейтралізації шламу не потрібно.

Бурові стічні води, утворені при використанні значної кількості води для експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забрудненні глиною, маслами, вибуреною породою, хімреагентами, при довготривалому попаданні на ландшафт є екологічно небезпечними, оскільки призводять до накопичення токсичних і забруднюючих речовин у відкритих водоймищах, ґрунтах і ґрунтових водах.

Основними забруднювачами ґрунту нафтопродуктами можуть бути ємності для нафти, ПММ.

Основним забруднювачем повітряного середовища в період буріння свердловин є випускні колектори дизельного приводу бурового верстата електростанції, а в зимовий період – додатково робота котельної установки.

Буріння свердловин на Чижівському нафтовому родовищі може здійснюватись з використанням бурових верстатів як з дизельним так і електроприводом. В останньому випадку котельна обладнується електрокотлами; при відсутності роботи дизелів забруднення повітря зводиться до мінімуму.

Разовими забруднювачами буде робота дизелів цементувальної техніки під час цементування колон, виконання зварювальних робіт, малярні роботи, тощо.

Джерелами незначного можливого забруднення повітря будуть вуглеводні, які виділяються при випаровуванні з циркуляційної системи.

Найбільшу небезпеку для всього навколишнього середовища можуть створювати аварійні викиди нафти, газу як під час буріння, так і при освоєнні свердловин.

### **3.1.2. Заходи що до охорони навколишнього середовища**

#### **3.1.2.1. Охорона ґрунтів**

З метою максимальної охорони навколишнього середовища при будівництві свердловин необхідно в першу чергу керуватись нормативним документом РД–41–5804046–200–91 [9].

При виборі місця розташування майданчика під бурову треба користуватися вимогами діючих будівельних норм і правил [10], згідно з якими санітарно–захисна зона бурового майданчика дорівнює 300 метрів.

Охорона ґрунтів в процесі будівництва свердловин полягає в знятті перед початком будівництва родючого шару землі товщиною 0.15 – 0.2 метра із наступним складуванням його в бурти (кагати) висотою 3 – 4 м і кутом нахилу не більше  $25^\circ$  –  $30^\circ$  на границі будівельного майданчика, розміри якої визначаються у відповідності з нормами відводу земель для нафтових і газових свердловин [11, 12, 13]. По досвіду буріння свердловин на родовищах Західної України величина майданчика дорівнює 1.5 – 1.6 га. Не допускається змішування родючого шару землі з мінеральним ґрунтом. З метою попередження розмиву цього ґрунту природними опадами і видування вітром кагати необхідно закріпити висівом трав. Тверде покриття технологічних майданчиків під буровою вежею, циркуляційною системою, приміщенням насосної наноситься з врахуванням рельєфу місцевості з нахилом від центру до периферії для збору пролітої технологічної рідини і стічних вод з допомогою стічної канами в відстійний амбар. Майданчик під склад ПММ необхідно викласти плитами з цементуванням стоків і обвалувати на висоту 0.5 м. Зберігання хімреагентів і сипучих глинистих матеріалів потрібно здійснювати в критих приміщеннях з бетонною підлогою; при застосуванні плит багаторазового використання, стики між ними цементуються.

В межах гірничого відводу Чижівського родовища згідно з КД 41–5804046–2000–91 [9] можливий амбарний спосіб будівництва 18 нових свердловин. Об'єм амбарів для вибуреної породи і глинистого розчину залежить від глибини і конструкції свердловини і в нашому випадку для свердловин глибиною 1840м–1940м становить 900 м<sup>3</sup> глибиною 2800 м –1100 м , а також амбар об'ємом 100 м для продуктів випробування свердловини.

Перший відстійний амбар для збору використаного бурового розчину (ВБР), вибуреної породи (БШ) і забруднених стічних вод споруджується таким чином, щоб надлишок рідини, яка поступає по стічних канавах, переливався в другий амбар для відстоювання води. Відстояна вода через трубу, розміщену нижче рівня води у другому амбарі, перетікає у третій амбар для збору очищеної води, далі насосним устаткуванням подається в напірну ємність для повторного використання. По периметру амбарів необхідно зробити обвалування мінеральним ґрунтом висотою не менше 0.5 м.

При випробуванні свердловин під час буріння з метою запобігання забруднення ґрунту необхідно:

- обв'язати гирло свердловини трапним устаткуванням і ємністю для збирання пластової рідини (нафти). На випадок фонтанування чи викиду використовується гідроізольований земляний амбар, розташований на віддалі 100 м і зв'язаний викидними лініями з превенторним устаткуванням;

- з метою зменшення забруднення ґрунту використовувати спеціальну техніку, яка обв'язується трубопроводами з гирлом свердловини і ємностями. Перед початком робіт вся система обв'язки підлягає опресовці на герметичність;

- для перевезення хімреагентів і матеріалів на весь період будівництва свердловини і її експлуатації використовується спеціальна техніка, яка обладнана відповідними герметичними ємностями, а при необхідності – пилевловлюючими фільтрами і засобами пожежогасіння;

- одержану мінералізовану воду чи нафту потрібно використовувати для технологічних цілей, або піддати утилізації.

### 3.1.2.2. Охорона водних ресурсів

Охорона підземних вод і поверхневих водоймищ здійснюється на всіх етапах будівництва свердловини, включаючи будівельно–монтажні роботи, буріння, кріплення і закінчування (випробування) свердловини. Технологічні заходи по охороні надр і запобіганню забруднення водяних об'єктів, які передбачаються проектами на буріння, включають:

- з метою охорони підземних питних вод і надійності їх ізоляції від мінералізованих вод передбачений спуск кондуктора на глибину біля 200 м.

- буріння під кондуктор здійснювати на водяному буровому розчині, обробленому нешкідливими домішками;

- з метою недопущення аварійних викидів в процесі буріння свердловини густину бурового розчину необхідно визначити з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину, згідно ЄТП;

- для попередження перетоків флюїдів і пластових вод в за колонному просторі цементний розчин за всіма обсадними колонами необхідно піднімати до гирла;

- з врахуванням фактичного стану стовбура свердловини і кільцевого простору обсадні колони обладнуються центраторами, скребками, турбулізаторами та іншими елементами технологічного оснащення, що забезпечує якість їх цементування;

- режим спуску обсадних колон та гідравлічна програма цементування розраховується виходячи з умов недопущення гідррозриву пластів;

- гирла свердловин обладнуються превенторними противикидними устаткування на очікуваний розрахунковий тиск згідно з типовими схемами, погодженими з Держнаглядом охорони праці і воєнізованою службою по попередженню фонтанів, а перед відкриттям високонапірних горизонтів під квадрат встановлюються зворотний кульовий клапан;

- враховуючи, що нафта є стійким забруднювачем вод, її засто–

сування як змашувальної добавки до бурового розчину з вмістом не більше 5–7% допускається при бурінні під експлуатаційну колону; краще замінити нафту на ГКЖ–10 (або аналог, не шкідливий для навколишнього середовища).

Вказані технологічні заходи забезпечать захист використовуваних для водопостачання водоносних горизонтів від проникнення в них як поверхневих забруднювачів, так і глибинних флюїдів при аварійних ситуаціях в свердловині.

Для технічного водопостачання на період будівництва свердловин буде буритися водяна свердловина. Водяна свердловина закладається на відстані не менше 100 м від гирла нафтової свердловини I має два пояси санітарної охорони з метою захисту свердловини і експлуатаційного водоносного горизонту від можливого забруднення з поверхні.

Перший пояс – зона суворого режиму – встановлюється в радіусі до 30 м від гирла, де забороняється розташування будівель та устаткування, які не мають безпосереднього відношення до водяної свердловини.

Розмір другого поясу зони санітарної охорони визначається розрахунком в проекті на будівництво водяної свердловини і може дорівнювати 50 – 60 м.

Після закінчення будівництва видобувної свердловини водяна ліквідується з дотриманням санітарних норм по ліквідації гідрогеологічних свердловин.

Для скорочення до мінімуму витрат технічної води в процесі будівництва свердловини на буровій рекомендується використати зворотне водозабезпечення. З цією метою в системі об'язки передбачається двохконтурне водопостачання; перший контур (закритий) забезпечує споживачів чистою водою, другий забезпечує технологічні потреби технічною водою після її відстою в ємностях–відстійниках.

На буровій передбачається система збору бурових стічних вод (БСВ) для повторного їх використання, а також траншея відводу дощових і талих вод.

Для зменшення витрат води в процесі буріння свердловини необхідно:

– не допускати переливу води із ємностей;

- підтримувати справною арматуру водяних ліній і використовувати воду тільки в межах технологічної необхідності;
- при проведенні спуско–підймальних операцій обладнувати ротор обтирачем свічок;
- щодобово перевіряти справність запірної арматури, герметичність водопровідних ліній та ємностей.

Контроль якості підземних вод при бурінні свердловин здійснюється у відповідності ГОСТ 17.1.3.12–86 [14].

### 3.1.2.3. Охорона атмосферного повітря

Свердловини на Чижівському родовищі буритимуться, в основному, верстатами з дизельним приводом. У випадку використання верстатів типу 4Е–76 і електрокотлів для опалення в зимовий період забруднення повітря цим обладнанням буде зведено до мінімуму.

У незначній степені повітря забруднюватиметься при випаровуванні вуглеводнів з розчину циркуляційної системи, з ємностей нафти для приготування розчину, шламових амбарів, тощо.

Короткочасовими забруднювачами повітря під час випробування свердловини можуть бути випаровування пластових флюїдів, аварійні викиди розчищеного газу, а також шкідливі викиди транспортних машин, цементувальної техніки, зварювальні і ремонтні роботи, зв'язані з фарбуванням обладнання.

Для випадку використання при бурінні верстатів з дизельним приводом в табл.3.2. подані виконані в інституті УкрНГІ підрахунки сумарних викидів в повітря бурової і їх порівняння з ГДК.

Таблиця 3.2. – Сумарні викиди в атмосферу від бурової установки

Назва речовини	Сумарний викид М г/с	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		М г/с < Φ
		В робочій зоні	В населених пунктах	ГДК мг/ м <sup>3</sup>
				Φ < 0.1
Оксид вуглецю(CO)	0.165	20.0	5.0	0.0082
Вуглеводні насичені	0.052	300.0	50.0	0.00017

Двоокис азоту	0.207	5.0	0.085	0.0414
Сажа	0.024	4.0	0.15	0.006
Сірчистий ангідрид	0.197	5.0	0.5	0.0394

Відношення сумарної концентрації викидів шкідливих речовин до ГДК на середньозваженій висоті 7 м не перевищує показника  $\Phi$ , що відповідає нормам СН 245–71 і рекомендації ОНД–86 [15, 16].

Необхідно відзначити, що концентрація дизельних двигунів бурового верстата на одиницю площі дуже мала і помітних локальних змін в атмосфері, характерних для промислових підприємств автомагістралей, в районі проведення бурових робіт не виникає.

У випадку використання на буровій котельній установці ПКН–20 буде спалено в опалювальний сезон біля 150 т мазуту, що також призведе до викиду деяких шкідливих речовин в атмосферу.

Забруднення атмосфери буде відбуватися також при випробуванні свердловин з великим вмістом супутнього газу. Для запобігання відкритих викидів їх гирла повинні бути обв'язані з замірним сепараційним устаткуванням для розділення рідини і газу. Обов'язковим є монтаж викидів з затрубного простору і НКТ в амбар для роботи свердловини на факел.

Розрахунок кількості і якості шкідливих викидів при спалюванні супутнього газу на факелі в період випробування свердловин має бути поданий в проекті на будівництво кожної конкретної свердловини і залежить від характеристики випробуваного об'єкту.

При несприятливих метеумовах, при яких порушується нормальне розсіювання в атмосфері викидів шкідливих речовин в приземному шарі атмосфери, випробування свердловин із спалюванням продукції не рекомендується.

На підставі наведених даних і фактичних вимірювань на бурових майданчиках ВАТ "Укрнафта" можна зробити висновки:

- локальних забруднень атмосферного повітря від джерел, існуючих на буровому майданчику, не виникає;
- розсіювання шкідливих речовин, що виділяються в процесі будівництва свердловин, відбувається повністю в ненаселеній зоні;
- концентрація шкідливих речовин на проммайданчику і навколо нього не перевищує ГДК і не є небезпечною для навколишнього природного середовища і здоров'я людини. Заходами по охороні та запобіганню забруднення атмосферного повітря

передбачається:

- відведення продуктів згорання палива при роботі ДВЗ в загальний колектор з гідравлічним замком, в кінці якого встановлюється ємність об'ємом 1 м<sup>3</sup>;
- відведення супутнього газу при випробуванні в трубопровід або спалювання його на факелі;
- зберігання паливно–мастильних матеріалів в герметичне закритих ємностях;
- встановлення на гирлі свердловин противикидового обладнання.

Всі роботи повинні виконуватись згідно з санітарними нормами на підприємстві і згідно ГОСТ 17.2.3.02–78 [17].

#### **3.1.2.4. Відновлення ландшафту. Рекультивация**

Після закінчення будівництва свердловини природний ландшафт виділеної ділянки повинен бути максимально відновлений. Роботи по рекультивации порушених земель виконуються на протязі року за виключенням зимового періоду (листопад–квітень) і розділяються на технічну і біологічну рекультивацию.

До технічної рекультивации відноситься зняття і складування родючого ґрунту з закріпленням його в буртах, селективне виймання ґрунту при будівництві, захоронення забруднених ґрунтів і шламових відходів, хімічна меліорація токсичних ґрунтів, покриття вирівняного майданчика шаром родючого ґрунту або потенційно–родючої породи, оранка майданчика до і після нанесення родючого шару ґрунту.

Ділянка, що підлягає рекультивації, після вивезення обладнання: повинна бути розчищена від фундаментів, бетонних плит, металобрухту, будівельного сміття і тари; канами і котловани повинні бути засипані, обваловка розрівняна.

Площа території, на якій повинен бути знятий шар забрудненого ґрунту, визначається без врахування площі, зайнятої шламовими амбарами, амбаром для викидів перевенторів, відвалами мінерального і кагатами родючого ґрунтів і становить приблизно половину загальної площі ділянки. Зрізається забруднений ґрунт на 15 см глибини і складається поблизу шламового амбару.

У випадку забруднення ґрунтів нафтою і нафтопродуктами вище гранично допустимої концентрації (ГДК) на поверхню забруднених місць додатково перед нанесенням родючого шару ґрунту наносять адсорбент (напр. гідрофобізований перліт, вермикуліт) з розрахунку 0.1 – 0.2 кг/м<sup>2</sup>.

Далі після очищення і утилізації бурових відходів їх захороняють в шламовому амбарі. Після вирівнювання території бурового майданчика на нього наносять із кагатів родючий шар ґрунту. Одночасно здійснюється рекультивація земель на площі, зайнятій під'їздними тимчасовими дорогами, якщо вони не знадобляться власнику землі.

Після закінчення робіт по технічній рекультивації земельна ділянка, відведена під тимчасове користування, повертається колишньому власникові у стані, придатному для проведення біологічної рекультивації. Передача відновлених земель оформляється актом згідно "Положення о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими изыскательские и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова", М., 1978.

### **3.1.3. Утилізація і захоронення відходів**

Враховуючи структуру ґрунтів Чижівського родовища, їх розріз і "Санитарные нормы и правила охраны поверхностных вод от загрязнения" [18, 19], а також згідно СНиП 2.01.28–85 [20] бурові відходи, які відносяться до III і IV класу безпеки, можуть бути захоронені на майданчику будівництва в шламових амбарах. Для зменшення забруднення ґрунту і ґрунтових вод перед захороненням бурових відходів необхідно провести очистку і утилізацію бурових стічних вод (БСВ), а також нейтралізацію і знешкодження відпрацьованого бурового розчину (ВБР) і бурового шламу (БШ).

Очистку БСВ недоцільно проводити методом хімічної коагуляції з використанням коагулянта сульфату алюмінію ГОСТ 12966–85.

***Основні технічні характеристики процесу такі:***

витрата коагулянта в розрахунку на суху речовину 1.0– 5.0 кг/м<sup>3</sup>; час осадження коагульованих частинок 12–24 години; діапазон робочих температур – 0–40°C; ступінь очищення в %: нафтопродукти – до 95, ХСК – до 90, зважені речовини – до 96.

Використовують 10 % водний розчин коагулянту, який наносять рівномірно по амбару за допомогою цементувального агрегату. В цьому разі час осадження зкоагульованих частинок 4–6 годин, час згущення осадку –36 годин.

Після відстоювання освітлену воду аналізують на вміст нафтопродуктів і солей, визначають рН середовища. Якщо в очищеній воді вміст нафтопродуктів становить 50 – 100 мг/л, мінералізація не перевищує 4500 мг/л і рН=5.5 – 8.2, то таку воду відводять на територію майданчика бурової, або зливають в спеціально вириті траншеї з подальшим їх засипанням. Роботи проводять в теплу погоду.

При високому вмісті солей проводиться розбавлення очищеної води прісною до допустимих границь мінералізації.

Для збору нафтової плівки з поверхні рідких бурових відходів перед освітленням рідини її засипають адсорбентом з розрахунку 4 кг на 100 м<sup>2</sup> площі амбару.

Нейтралізація відходів буріння при їх захороненні в шламових амбарах або екологічних траншеях досягається за рахунок прискорення біологічного розкладу оргнічних сполук. Для цього амбари засипають композицією 2 – 3% (по масі) фосфогіпсу, 1 – 2% соломи, 3 – 5% органічних добрив пошарово з складованим в бур мінеральним ґрунтом.

Після заповнення, трамбування і планування поверхні при досягненні густини ґрунту з пластичною міцністю 0.7–1.0 МПа на поверхню повторно наносять композицію (в тонах на гектар) з соломи – 0.3 – 0.5, фосфогіпсу – 12 – 15, гною – 10 – 12 і вапна – 1 – 2. Нанесений шар переорюють плугом щоб перемішати.

Глибина захоронення відходів буріння визначається глибиною залягання ґрунтових вод, а товщина насипного ґрунту повинна бути не менше 0.8 м. Амбари засипають мінеральним ґрунтом із їх обваловки; співвідношення кількості ґрунту чи глини і рідкої фракції дорівнює 1:2 – 1:3 і залежить від вологості глини.

Після вирівнювання території і розрихлення ділянок ущільнених ґрунтів наносять родючий шар ґрунту.

#### **3.1.4. Контроль за станом і охороною нарколишнього середовища в період буріння свердловин**

Метою контролю є виконання рішень, передбачених в проекті на будівництво свердловини, і виявлення непередбачених джерел забруднення навколишнього середовища з подальшою і своєчасною їх ліквідацією.

Безпосереднім відповідачем за стан навколишнього середовища на будівельному майданчику повинен бути начальник бурової (майстер).

В журналі по охороні праці і збереження довкілля повинні фіксуватись всі виявлені випадки забруднення, вжиті заходи по усуненню цього явища, а також дані про кількість і якість очищених стічних вод, їх використання і рух, про якість питних вод.

## 3.2. Облаштування і експлуатація Чижівського родовища

### 3.2.1. Технологічна схема збору і транспортування продукції

Збір продукції Чижівського родовища здійснюється на груповій замірній сепараційній установці ГЗСУ–6. Сепарація на установці здійснюється в буферних ємностях при тиску 1.2 – 1.5 МПа. Відсепарований газ направляється на другий ступінь Глинсько–Розбишівської ДКС. Газонасичена рідина транспортується на КСУ, розташовану на майданчику Глинсько–Розбишівської УПН, де проходить кінцеву сепарацію разом з продукцією Глинсько–Розбишівського родовища.

Відсепарований на КСУ газ направляється на ДКС низького тиску (в даний час із-за зносу компресорних агрегатів станція не працює), споживачам, надлишок спалюється на факелі. Рідина після КСУ направляється в технологічні резервуари РВС–2000, де здійснюється попередній скид води. Із резервуарів частково зневоднена нафта перекачується на УПН, де після підігріву в печі безполуменового підігріву ПБ–9 подається в технологічні апарати (відстійники, електродегідратори) для зневоднення і знесолення і потім в товарні резервуари РВС–5000. Товарна нафта транспортується на Кременчуцький НПЗ. Забір продукції нафтових свердловин здійснюється на установках типу "Спутник Б–40", "Спутник А–16

Збір газоконденсатної продукції на Чижівського родовища здійснюється по напірній променевої схемі. Підключення свердловин до пунктів збору проведено виходячи із умов розташування свердловин на родовищі.

Продукція газоконденсатних свердловин поступає на установки підготовки природного газу (УПГ) ГП, РГП, ПГРС і РПГРС, територіальне розташованих на двох площадках (ГП і РГП, ПГРС і РПГРС), які облаштовані по схемі НТС.

Продукція газоконденсатних свердловин характеризується низькими і середніми дебітами по газу, низьким конденсатним фактором, низькими тисками на вході в УПГ.

Установки підготовки газу ГП і ПГРС представляють собою індивідуальні технологічні лінії, кожна з яких включає вертикальний газосепаратор першого

ступеня сепарації (Ду–1000) і вертикальний газосепаратор другого ступеня сепарації (Ду–1000).

Установки підготовки газу РГП і РПГРС представляють собою індивідуальні технологічні лінії, кожна із яких включає блок ГБ–23 двох горизонтальних сепараторів (Ду–1000, Ру 160) на першому ступені сепарації і блок ГБ–18 горизонтального сепаратора (Ду–1200, Ру 64) на другому ступені сепарації.

Відсепарований газ подається на другий або третій ступінь компримування дотискувальної компресорної станції або на установку осушки газу Глинсько–Розбишівського виробництва Качанівського ГПЗ.

Відділена на ступенях сепарації рідина сепарується і після відділення від води і диетиленгліколя подається із усіх УПГ на центральний пункт промислової підготовки конденсату, розташованому на ПГРС. В технологічних ємностях ПГРС проходить сепарація і відділення води при тиску 1.0 МПа. Потім конденсат поступає на установку стабілізації (УСК) на Глинсько–Розбишівському виробництві Качанівського ГПЗ.

На установки підготовки газу і нафти Чижівського родовища для подальшої підготовки поступає продукція нафтових і газових свердловин Клиньсько – Краснознам'янського, Харківцівського, Василівського, Андріяшівського і Кампанського родовищ.

### **3.2.2. Системи скиду попутних пластових вод (ППВ) і підтримання пластового тиску (ПТТ)**

Цех підготовки нафти і газу Глинські – Розбишівського родовища є найбільш крупним об'єктом по збору, переробці і утилізації стічних вод. На установках підготовки нафти і газу поступає продукція із об'єктів Чижівського, Василівського, Андріяшівського, Рудівського, Краснознам'янського, Харківцівського, Свиридівського і Мехедівського родовищ.

Стічні води разом із зливовими стоками з проммайданчика і продуктами зачистки і промивки технологічних апаратів після очистки поступають на прийом насосів насосного блоку і перекачуються по трубопроводу діаметром 273 мм на Глинсько – Розбишівську і Чижівську кущову насосну станцію. На Гли-

нсько–Розбишівську КНС поступають також рідкі технічні відходи з Качанівського ГПЗ.

Для повернення ППВ використовуються поглинальні горизонти карбону і триасу, які вироблені на попередніх етапах розробки родовищ [21, 22, 23, 24].

В товарно–сировинному парку (ТСП) проводиться попередній скид пластової води. Від всієї кількості пластової води, яка скидається в ТСП, близько 75 – 80% води через зливоскид і нафтоуловлювач поступає на очисні споруди. Решта пластової води разом з деемульгатором подається на установку підготовки нафти. Відділена у відстійниках вода через зливоскид і нафтоуловлювач також подається на очисні споруди.

Всі злизові стоки із проммайданчика і продукти зачистки і промивки технологічних апаратів збираються разом і через зливоскид також поступають на очисні споруди.

На очисних спорудах проходить остаточна очистка води від нафти і механічних домішок. З очисних споруд нафта подається в ТСП, а вода – в насосну по перекачці пластових вод.

Із насосної по перекачці пластових вод стічні води під тиском 1.0 – 1.2 МПа по трубопроводу 273x9 мм подаються на Чижівську і Глинсько–Розбишівську КНС.

На Чижівській КНС стічна вода поступає в РВС–400, звідки насосами Н–3 УЗЦН–14–1000–2000 подається в 4 нагнітальні свердловини для ППТ на горизонт С3 і С2 поглинальні. Тиск нагнітання води – 10.0 – 11.0 МПа. До кожної свердловини існує окремий водовід.

За досліджуваний період із фонду діючих свердловин по технічних причинах вибула свердловина № 16.

Результати досліджень показують, що вода, яка закачується в нагнітальні свердловини, характеризується значною мінералізацією за рахунок підвищеної концентрації натрію, калію і магнію. Необхідно відзначити деяку кількість окисного заліза (від 128.4 до 307.1 мг/л), що свідчить про забрудненість зака-

чуваних вод продуктами корозії. Вміст механічних домішок коливається в межах 41.8 – 180.0 мг/л, нафтопродуктів – 25.6 – 99.2 мг/л.

### **3.2.3. Характеристика джерел впливу на природне середовище**

Виробничий комплекс включає такі основні технологічні та допоміжні об'єкти, які можуть розглядатися як потенційні джерела впливу на навколишнє природне середовище:

1. Видобувні нафтові та газові, нагнітальні, поглинаючі свердловини в процесі експлуатації.

2. Промислові трубопроводи:

– викидні трубопроводи від видобувних нафтових свердловин до нафтогазозбірних пунктів ГТУ – 1 – 6;

– викидні трубопроводи від видобувних газових свердловин до установок підготовки газу ГП, РГП, ПГРС, РПГРС;

– водоводи від КНС до нагнітальних свердловин;

– трубопроводи промислового транспорту (збірні колектори) нафти, газу і води.

3. Нафтогазозбірні пункти ГТУ–1, 3, в склад яких входять замірне устаткування типу "Спутник Б–40" і "Спутник А–16", буферна сепараційна ЄМНІСТЬ.

4. Нафтогазозбірні пункти ГТУ–2, 4, 5, в склад яких входить замірне устаткування типу "Спутник А–16".

5. Чижівська установка підготовки нафти, в склад якої входять гідроциклонні сепаратори, буферні ємності, дегідратори, відстійники, резервуари РВС–2000, РВС–5000, підігрівач ПТН 64/200, насосна перекачки нафти.

6. Газосепараційна замірна установка (ГСЗУ–6) Чижівського родовища, в склад якої входять вертикальні газові сепаратори, блочні горизонтальні сепаратори ГБ–23, замірне устаткування типу "Спутник Б–40", буферні ємності, підігрівачі ПТ 160/100 і ПТ 16/150 [25].

7. Установки підготовки газу, в склад яких входять:

ГП – вертикальні сепаратори і блок горизонтальних

сепараторів типу ГБ–5;

РПГРС, РГП – блоки горизонтальних сепараторів типу ГБ–23,

ГБ–18, ГБ–5 – ємності і насосна диетиленгликоля;

ПГРС – вертикальні сепаратори і горизонтальні ємності, ємності і насосна диетиленгликоля.

8. Кушові насосні станції по нагнітанняю води.

9. Очисні споруди для очистки промислових стічних вод.

### 3.3. Характеристика потенційного впливу виробничих об'єктів на довкілля

Таблиця 3.3. – *Характеристика шкідливих речовин в викидах пром. об'єктів*

Найменування шкідливих речовин	Максимальні разові гранично допустимі концентрації, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпеки	Агрегатний стан
	ГДК м.р. в повітрі населених пунктів	ГДК м.р. в повітрі робочих зон		
Оксид азоту	0.4	5	2	Газ
Двооксид азоту	0.085	5	2	Газ
Оксид вуглецю	5	20	4	Газ
Вуглеводні насичені С1–С3 (метан, етан, пропан)	50	300	4	Газ
Вуглеводні насичені С4–С6				
Бутани	200	300	4	Газ
Пентани	100	300	4	Пари
Гексани	60	300	4	Пари
Спирт метиловий (метанол)	1	5	3	Пари
Сажа	0.15	4	3	Зв.реч.
Сірчистий ангідрид	0.5	0.05	3	Газ
Інгібітор корозії ГРМ (в перерахунку на вуглеводні насичені С12–С19)	1	300	4	Пари

Недоліком системи підготовки нафти Чижівського родовища є використання при підготовці нафти резервуарів, які являються джерелом втрат вуглеводнів від випаровування.

Наведені в табл.3.3. величини викидів шкідливих речовин від виробничих об'єктів розраховані на продуктивність 1990 року. По вказаних родовищах на поточний час об'єми видобутку нафти, газу і конденсату зменшились, тому і величини викидів будуть меншими. При розрахунках враховані об'єми видобутку продукції з інших родовищ, підготовка яких здійснюється на УКПН.

Проведений розрахунок концентрацій шкідливих речовин в приземному шарі атмосфери [16] показав, що за межами санітарно–захисних зон УКПН проходить повне розсіювання всіх шкідливих речовин, які викидаються із джерел нафтогазовидобувного обладнання.

Викиди шкідливих речовин при освоєнні, продувці свердловин, технологічного обладнання, газопроводів і викликана цим робота факела обумовлюють деяке збільшення разових концентрацій в приземному шарі атмосфери, але не призводять до перевищення ГДК за межами санітарно–захисних зон об'єктів і в населених пунктах.

При цьому треба мати на увазі, що такі викиди відносяться до залпових, мають разовий характер, обмежені за тривалістю, локалізовані за місцем виходу.

Згідно з "Санитарними нормами проектирования промышленных предприятий" (СН 245–71) промислові об'єкти повинні бути віддалені від населених пунктів санітарно–захисними зонами розміром не менше:

- нафтові видобувні свердловини – 300 м (об'єкти III класу);
- газові видобувні свердловини – 300 м (об'єкти III класу);
- групові замірні установки – 500 м (об'єкти II класу);
- дотискувальні насосні станції з комплексом сепарації –1000 метрів (I класу);
- установки підготовки природного газу – 1000 метрів (об'єкти I класу)

### **3.3.2 Вплив на рельєф, ґрунти, гідрологічну систему території**

Негативний вплив на ґрунти і гідрологічну систему території розташування Чижівського родовища, в основному, буде під час буріння нових свердловин, будівельних робіт по спорудженню промислових трубопроводів від свердловин до групових установок, при експлуатації промислових об'єктів.

*Виділяються такі основні фактори впливу:*

- вилучення певної площі землі (постійне відведення) під майданчики свердловин, повітряні лінії електропостачання, вузли запірної арматури на трубопроводах, автодороги і під'їзди;
- тимчасове відведення площ землі під будівельну смугу для прокладання трубопроводів на ділянках, що перебувають в сільськогосподарському користуванні;
- часткове порушення рельєфу в районі будівництва промислових площадок при вертикальному плануванні території, а також при прокладці трубопроводів, спорудженні автодоріг;
- порушення ґрунто – рослинного шару на ділянках виконання будівельних робіт, що певним чином впливає на флору території;
- вирубка дерев на ділянках прокладання промислових комунікацій (трубопроводів, повітряних ліній, кабелів) в залісненій зоні;
- можливе забруднення території відходами будівництва;
- можливе порушення природних дренажних систем.

Зазначені фактори мають потенційний характер і при проектуванні облаштування визначаються шляхи і засоби зведення до мінімуму їх негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Вплив на ґрунт і гідрологічну систему території промислових об'єктів в робочому режимі їх експлуатації мінімальний і відчутно помітний лише у випадках порушення нормального технологічного процесу, пошкодження каналізаційних систем або при недбалому проведенні ремонтних операцій.

***Потенційні негативні фактори впливу:***

- забруднення ґрунту на території ГТУ, УКПН, ГП, РГП, ПГРС, РППГРС, очисних споруд витоками нафти, вуглеводневого конденсату через нещільності фланцевих з'єднань несправного обладнання;
- забруднення ґрунту в межах обвалування видобувних свердловин нафтопродуктами при недбалому виконанні ремонтних робіт; попадання в ґрунт

пластових, промзливових чи господарських вод при пошкодженнях каналізаційних споруд ГТУ, УКПН, установок підготовки газу.

Вплив зазначених факторів має випадковий характер, локальний за місцезнаходженням, нетривалий у часі і попереджується, насамперед, суворим регламентуванням технологічного процесу в межах проектного режиму і організацією надійного контролю за технічним станом обладнання, систем каналізації.

Видобуток води для питних і господарсько – побутових потреб проводиться із артезіанських свердловин і колодязів. Свердловини розташовані в с.Качанове на території ЦПНГ і ПГРС. Свердловини експлуатують качанівсько – бучацький водоносний горизонт. Об'єм добового споживання 150 м<sup>3</sup>/добу води. На технічні потреби збирається 200 м<sup>3</sup>/добу води із ставка.

Вплив на навколишнє середовище системи ППТ і захоронення ППВ, природоохоронні заходи

Основним джерелом забруднення є пластові води. Мінеральні забруднювачі представлені в стічних водах нафтопродуктами, розчиненими мінеральними солями, піском, глиною, кислотами, лугами і інше.

Попутні води із продуктивних горизонтів пермікарбона є хлоридними натрієво–кальцієвими розсолами з мінералізацією 120 – 275 г/л і високими концентраціями

Таблиця 3.4. – *Середній склад закачуваних вод на Чижівському родовищі*

Показники, мг/л	Межі зміни
HCO <sub>3</sub>	130–160
SO <sub>4</sub>	32 –177
Cl	8500 –11300
I	7.4–8,4
Bг	180–270
N3 + K	47200–56000
Ca	7000–12800
Mg	1340 –1580
Fe заг.	165–180
Мінералізація	140000–185000
PH	6.9–7,6

(які перевищують ГДК для питної води в сто і тисячу разів) таких рухомих і токсичних елементів як бром, стронцій, літій.

Середній склад закачуваних вод на Чижівському родовищі наведений в табл. 3.4.

Найменшою мінералізацією, а також вмістом натрію, кальцію, магнію, калію, хлорид-іону характеризуються води тріасу і пермі. Найбільші значення перераховані компоненти мають в водах нижнього карбону. Зворотну тенденцію проявляє сульфат-іон – його концентрація з глибиною знижується.

Аналіз мікрокомпонентного складу промислових вод показує збільшення з глибиною концентрацій таких елементів як стронцій, літій, рубидій, бор і бром.

Із макрокомпонентів найбільшу загрозу представляють: хлорид-іон (перевищує ГДК в 260 – 330 разів) – елемент практично не підлягає сорбції; натрій-іон (перевищує ГДК в 170 – 240 разів) – дуже рухомий в зоні активного водообміну.

Із мікрокомпонентів – дуже рухомий бром (перевищує ГДК в 480 – 715 разів) і літій (перевищує ГДК в 120 – 160 разів), а також стронцій, який перевищує свою ГДК всього в 40 – 60 разів, але по  $8\text{г/Са}$  коефіцієнту представляє певну загрозу. Ряд елементів, які є в попутних водах в кількості декілька сот ГДК (Ba – 410 – 917, Рe – 87 – 330), малорухомі в зоні активного водообміну і не можуть представляти серйозної загрози. Процес захоронення і нагнітання ППВ зв'язаний з сильною корозією і ерозією на стінках експлуатаційних колон, НКТ, водоводів і обладнання, яке встановлене в системі нагнітання, що може викликати аварійні ситуації і забруднення навколишнього середовища.

Очисні споруди (нафтоуловлювач, 2 ставки довідстою пластової води і аварійний амбар) також є джерелами забруднення.

В таблиці 3.5. представлені джерела забруднення і характер дії на навколишнє середовище.

Таблиця 3.5. – Джерела, види і об'єкти дії на навколишнє середовище

Джерела	Вид і характер дії	Об'єкт дії
Пластова вода	1. Корозія днища резервуарів КНС (2шт.), періодично	Забруднення земельної ділянки
	2. Витікання через бетонне облицювання ставків довідстою пластової води і аварійного амбару (3 шт.), постійні	Зміна якості ґрунтових вод
Пластова вода	3. Пориви водоводів із–за корозії і ерозії труб, аварійні, тимчасові	Можливе засолення землі
	4. Технологічно неминуче епізодичне при ремонті технологічного обладнання і трубопроводів	Забруднення земельної ділянки
	5. Постійно через нещільності обладнання і запірних пристроїв	Забруднення земельної ділянки
	6. Порушення герметичності колон, аварійні	Можливе забруднення підземних горизонтів
Насичені вуглеводні	1. Два ставки довідстою пластової води і аварійний амбар, постійні	Викиди в атмосферу
	2. Нафтоуловлювач, постійні	Викиди в атмосферу
	3. Зливоскид, постійні	Викиди в атмосферу

Оскільки система ППТ діє більше 15 років, можна безумовно сказати, що погіршення екологічних умов сталося в районі ЦППН, південно–західніше Чижівського родовища, де відмічається засолення ґрунтових вод в районі очисних споруд.

В даний час в середньому за 1 місяць відбувається 30 – 35 локальних аварій на трубопроводах. Часті пориви викликані агресивністю вод, недостатнім інгібіторним захистом, несвоєчасною заміною труб із–за відсутності нових труб.

Природоохоронні заходи при зборі, підготовці і утилізації ППВ зводяться до наступного:

1. Переведення існуючої системи збору і підготовки на герметизовану. Заміна ставків довідстою резервуарами.
2. Встановлення відсікаючих засувок на лініях водоводів і запобіжних клапанів на гирлі свердловин.

3. Якісна рекультивація і використання біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.
4. Антикоровий захист внутрішніх стінок резервуарів.
5. Обваловка промислових площадок насосних, резервуарів, збір зливових і промислових стоків.
6. Підтримання в робочому стані очисні споруди, контроль за ефективністю їх функцій.
7. Інгібіторний захист наземного і підземного обладнання введенням в систему інгібітора корозії.
8. Трубопроводи подачі води в свердловини виконуються із труб, які мають завищену порівняно з розрахунками товщину стінки, і заглиблюються на глибину 1.0 – 1.2 м.
9. Оскільки в ролі нагнітальних і поглинаючих можливе використання видобувних свердловин старого фонду, особливу увагу необхідно приділити їх стану і обладнанню:
  - експлуатаційна колона повинна бути герметичною і зацементована до гирла;
  - кожна свердловина повинна бути обладнана ліфтом, який спускається до покрівлі поглинаючого горизонту;
  - для захисту обсадної колони і НКТ від корозії в затрубний простір періодично подається інгібітор корозії;
10. З метою захисту навколишнього середовища від забруднення розливами пластової води ведеться щоденний і періодичний контроль технічного стану всієї системи нагнітання.

### **3.3.3. Оцінка впливу промислових відходів на навколишнє середовище**

В процесі експлуатації нафтопромислових споруд утворення відходів можливе на установці підготовки нафти, на очисних спорудах промислових стічних вод, а також при ремонтних, профілактичних зачистках технологічного устаткування, трубопроводів.

Пластова вода після очисних споруд в повному обсязі використовується під закачку для ППТ на Чижівському родовищі, під скид в поглинальні свердловини Глинсько–Розбишівського і Чижівського родовищ.

Рідкі нафтопродукти, що виділяються в процесі очистки пластових вод, збираються в спеціальні ємності і перекачуються в систему підготовки нафти на УКПН.

Продукти зачистки технологічних апаратів, трубопроводів – суміш промивальної води та нафтопродуктів поступають на очисні споруди пластових вод і рідкі продукти утилізуються разом з пластовою водою. Тверді продукти з підвищеною радіоактивністю складуються і відправляються в м.Харків на утилізацію.

Нафтова емульсія, яка утворюється на УКПН, як проміжний шар, вміщує: нафти – 36.7%, води – 53%, мехдомішок – 5%, смол і асфальтенів –5%, парафіну 0.3%, поступає в амбари для складування. Наявність відходів за станом на 1.01.2007 р. – 1000 м<sup>3</sup>.

## РОЗДІЛ 4 ГІДРОХІМІЧНИЙ МОНІТОРИНГ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЇ ДОБУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ

### 4.1. Режимна мережа на території Чижівського родовища

#### Склад режимної мережі

Система оцінки і контролю якості природних вод в районах Чижівського родовища НГВУ «Полтаванафтогаз» охоплює поверхневі води і підземні води основних горизонтів, використовуваних для водопостачання. Для спостережень за станом природних вод відповідно до рекомендацій [27, 28, 29] використовуються наступні об'єкти:

- *свердловини спеціальної режимної мережі* – 11 наглядових свердловин, пробурених на четвертинний (перший від поверхні) і новопетровско–берекський (другий від поверхні) водоносні горизонти.
- *водозабірні свердловини централізованого водопостачання* – 1 свердловина на каневско–бучакській бучаківський водоносний горизонт.
- *об'єкти децентралізованого водопостачання (шахтні колодязі)* – 2 колодязів, що експлуатують четвертинний водоносний горизонт.
- *поверхневі водоймища і водостоки* – 1 річка і 1 струмок.
- Джерела – 1 джерело.

### 4.2. Санітарно–гігієнічний стан вод родовища

Оцінка санітарно–гігієнічного стану вод нафтогазових родовищ проведена за наслідками польових досліджень, виконаних в серпні–жовтні 2018 р.

На Чижівському родовищі відібрані проби підземних і поверхневих вод як в місцях з раніше виявленим техногенним забрудненням, так і в місцях з фоновими концентраціями аналізованих компонент відповідно до рекомендацій [30, 31].

Результати досліджень хімічного складу вод приведені в додатках.

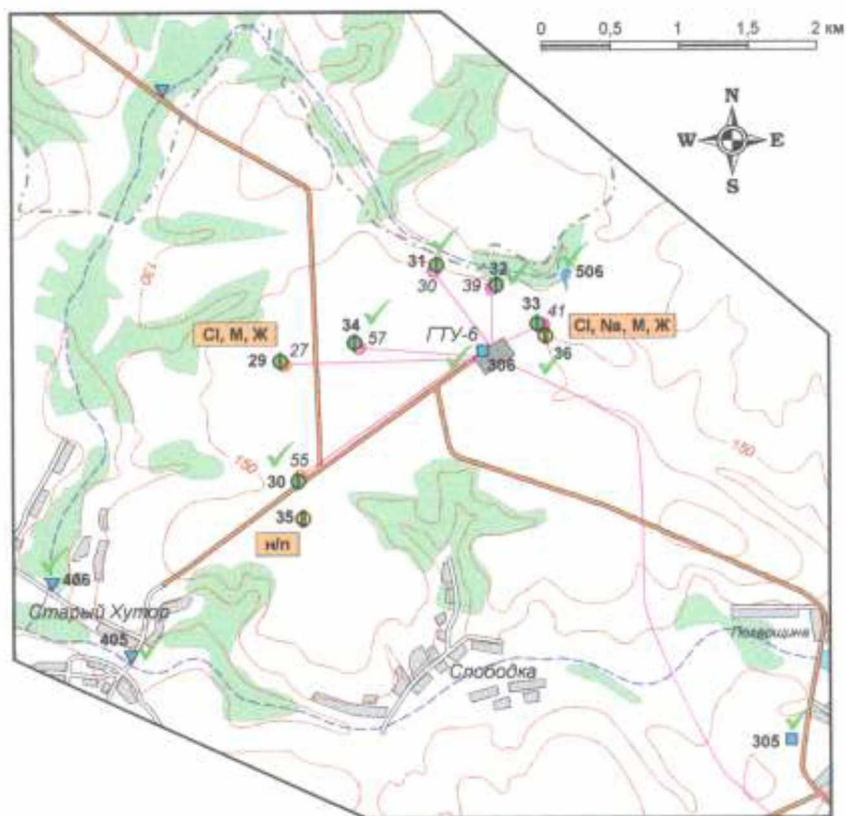


Рис.4.1 - Екологічний стан природних вод в районі Чижівського родовища

#### 4.2.1. Підземні води

В районі Чижівського родовища підземні води четвертинного водоносного горизонту випробувані сімома свердловинами (№ 27, 29, 30, 31, 32, 33 і 34), а полтавського водоносного горизонту свердловинами № 35, 36. У декількох пробах виявлене перевищення ГДК деякими елементами. Так вміст Cl перевищує ГДК в 2,3 – 4 рази (св. № 29 і 33), Na перевищує ГДК в 1,2 рази в св. № 33. У св. № 29 і 33 спостерігаються перевищення ГДК мінералізацією в 1,2 – 1,9 рази й твердістю в 2 – 2,8 рази.

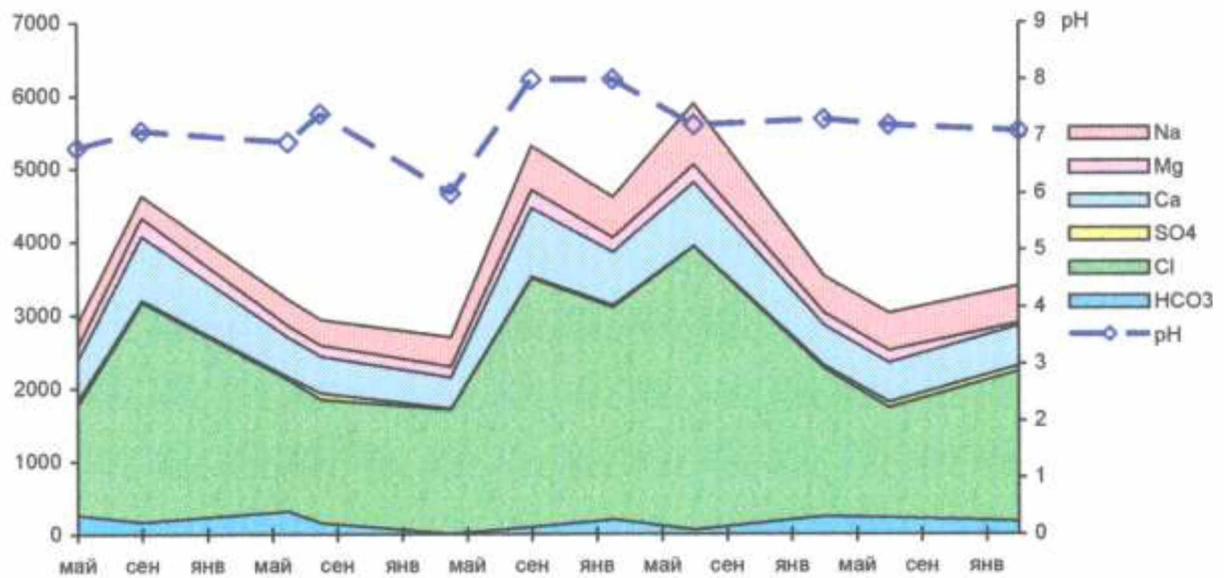


Рис.4.2 - Хімічний склад води в свердловині №29, мг/дм<sup>3</sup> (2017-2019 рр.)

В районі Чижівського родовища, у всіх свердловинах, спостерігаються перевищення фонових концентрацій деякими з елементів (HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub>, Cl, Na і Sr).

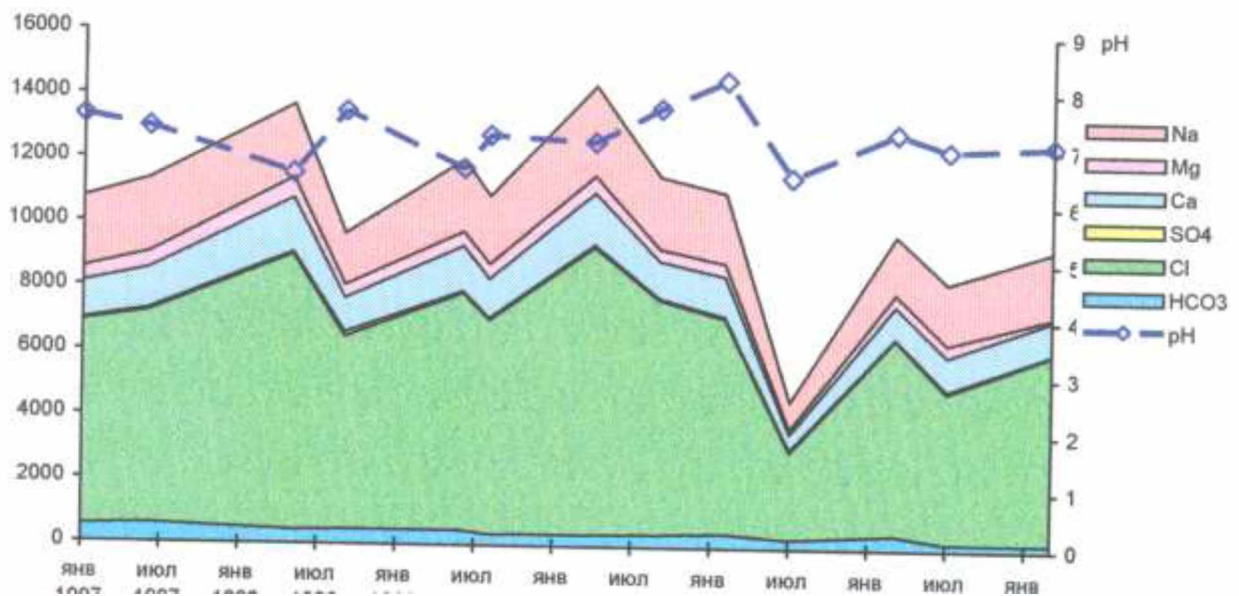


Рис.4.3 - Хімічний склад води в колодязі гр. Шугай (с. Качаново), мг/дм<sup>3</sup>(2017-2019 рр.)

Найбільш забруднені колодязі, розташовані в с. Качаново, особливо в гр. Шугай. Максимальне перевищення ГДК в 2006 році склали: Cl в 23,6 рази, Na в 10,3 рази, Sr в 1,2 рази, мінералізацією в 8,7 рази й твердістю в 8,5 рази. Практично такі ж концентрації фіксуються протягом усього періоду (6 років) відбору. Після відносного поліпшення стану якості води в колодязі в середині 2003 року, зараз відзначається стабільно погана якість води. Це вказує на те,

що має місце постійне надходження попутно–промислових вод у четвертинний водоносний обрій

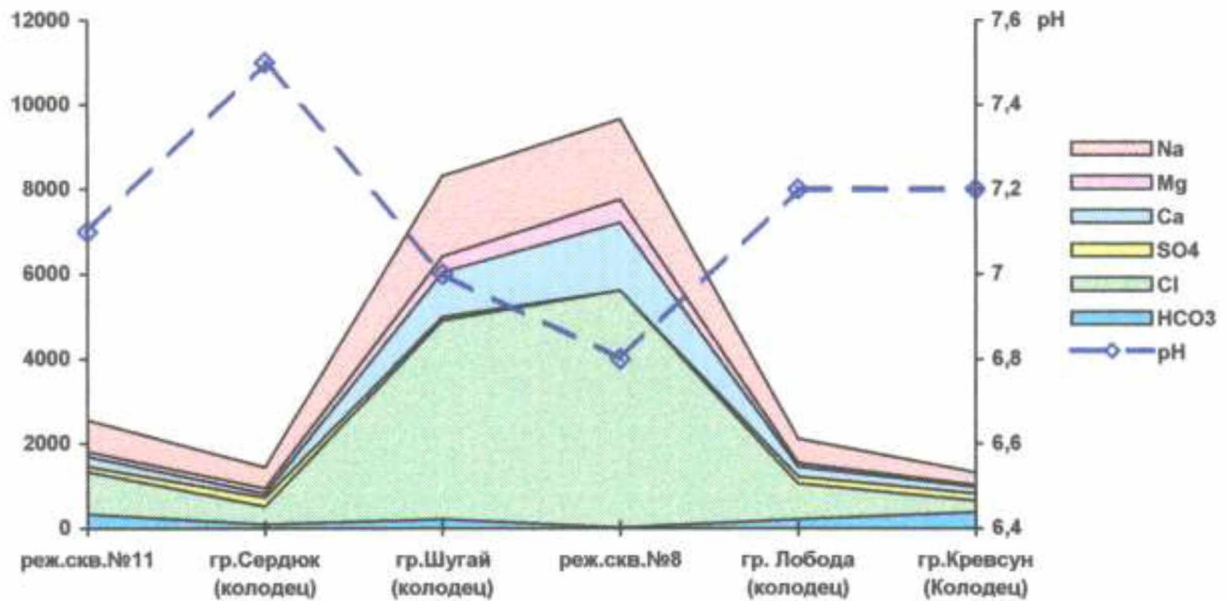
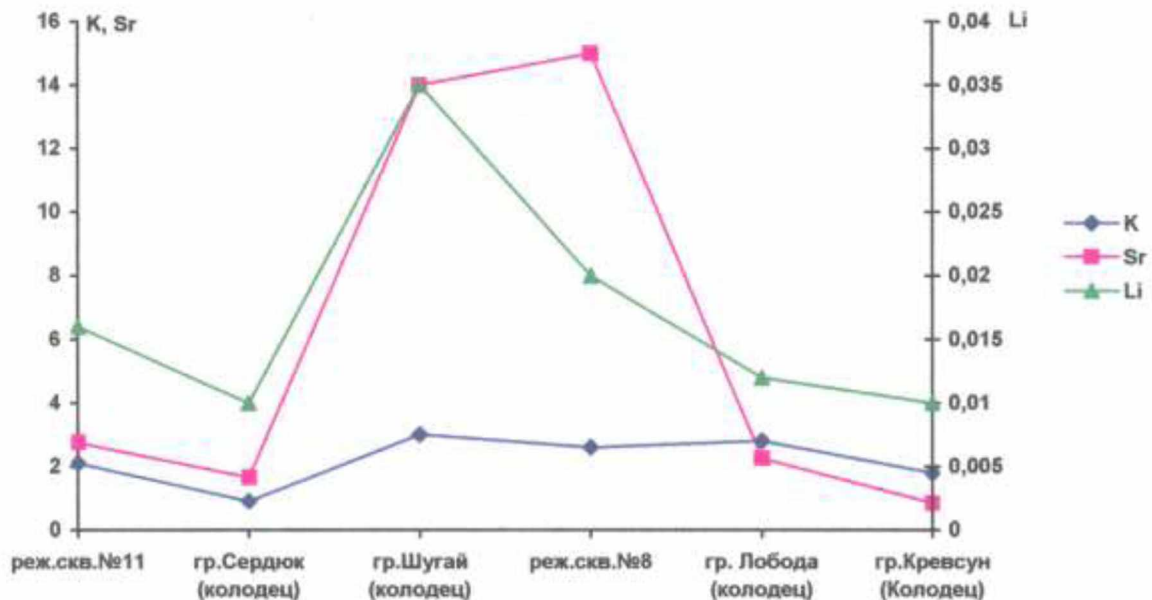


Рис.4.4 - Зміна хімічного складу води четвертинного водоносного горизонту в с.Качаново (липень 2019 р.), мг/дм<sup>3</sup>

Колодязь гр. Шугай експлуатує ґрунтові води в пісках, які є областю транзиту забруднених вод у напрямку до р. Артополот. Це ж спостерігається й у свердловинах № 8 і 12. Менш забруднені інші колодязі, розташовані в с. Качаново. Колодязі гр. Лободи й Сердюка, розташовані по праву й ліву сторони від колодязя гр. Шугай теж мають перевищення норм ГДК деякими компонентами, але в значно меншому ступені. По всіх ряді спостережень, починаючи з 1997 року, відзначається тенденція до зниження концентрацій і нормалізації складу, однак, якщо прийняти, що джерелом забруднення водоносного обрію є аварія, яка відбулася в 1970 році (36 років назад), то при нинішніх темпах повна нормалізація відбудеться не раніше чим через 100 років.

Найбільш чистими є колодязі, розташовані на ГТУ–5 і ГТУ–6. І хоча в них немає перевищення ГДК по жодному з контрольованих компонентів, вода має перевищення фонових значень майже по всіх обумовлених показниках.



**Рис.4.5 - Зміна мікрокомпонентного складу води четвертинного водоносного горизонту в с.Качоново (липень 2019 р.), мг/дм<sup>3</sup>**

У джерелі, розташованому біля ГТУ–3, зафіксовані перевищення ГДК С1 в 1,2 рази, мінералізація в 1,3 рази і жорсткість в 2,3 разу. З середини 2002 роки якість води в джерелі погіршується.

У воді з джерела, що виходить в районі ГТУ–6, перевищень ГДК не виявлено, окрім мінімального перевищення жорсткість в 1,2 рази.

У джерелі, що виходить на поверхню в 500 м нижче за складом широких фракцій ГПЗ виявлено перевищення ГДК С1 в 3,6 разу, Na в 1,7 рази, мінералізацією в 2 рази і жорсткістю в 2,9 разу. Такий склад води тут фіксується з 2017 року. Мабуть, джерело підживляється забрудненою водою, яка поступає з розривів трубопроводів, хоча можливо, що це залишкове явище прориву трубопроводу між ГПЗ і складом широких фракцій ГПЗ.

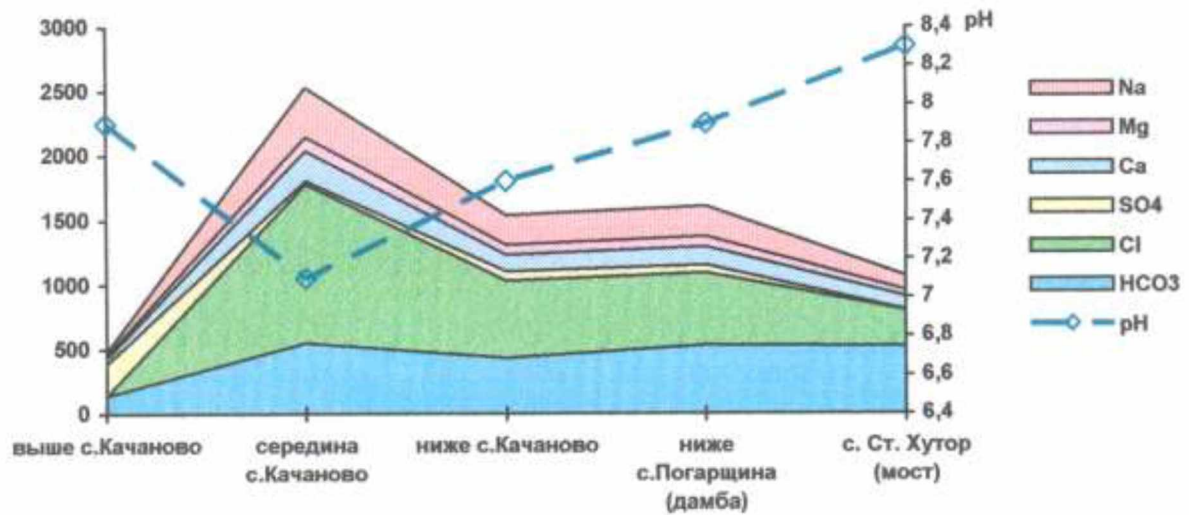
#### **Джерела централізованого господарсько–питного водопостачання**

Для організації централізованого водопостачання використовуються води каневсько–бучакського і харківського водоносних горизонтів. Води каневсько–бучакського горизонту (артезіанські свердловини ЦППН і ГПЗ) мають гідрокарбонатно–хлоридний натрієвий склад, що не типово для регіону, а також відрізняються підвищеною мінералізацією і змістом літію вище за ГДК. Жорсткість вод 0,6–1 мг–екв/дм<sup>3</sup>, що нижче рекомендованого СанПіНом України

значення (1,5–7 мг–екв/дм<sup>3</sup>). Хоча концентрації деяких компонентів і перевищують ГДК (С1 в 1,7 разу, Na в 1,1 і мінералізацією в 1,1 рази), відповідно до СанПіНу України ці води допускаються використовувати для водопостачання за узгодженням з санепідемслужбою.

Одним з основних об'єктів дослідження якості поверхневих вод на родовищі є струмок Артополот. У верхів'ях струмка (східніше с. Качаново) води чисті, перевищення ГДК не спостерігаються. Нижче за течією, в середній частині с. Качаново спостерігається постійне забруднення водотока впродовж всього періоду спостережень (восьми років). У поточному році перевищення ГДК склали: С1 в 4,4 рази, Na в 2,3 рази, мінералізація в 2,7 рази і жорсткість в 3,1 рази. У пробі води з р. Артополот, відібраної на західній околиці с. Качаново, відмічене перевищення ГДК С1 в 3,5 рази, Na в 1,8 рази, мінералізація в 2,1 рази і жорсткість в 2,5 рази. Нижче за течією, в районі греблі с. Погарщина також зафіксовані перевищення ГДК С1 в 2,7 рази, Na в 1,5 рази, мінералізація в 1,9 разу і жорсткість в 2,2 рази. У районі с. Ст. Хутір вода в струмку відповідала нормі.

Забруднення р. Артополот в середній частині с. Качаново відбувається постійно. Можна припустити, що річка в цьому районі перетинає стародавню свердловину, виконану пісками і пісковиками (мабуть цю свердловину розкривають також колодязь гр. Шугай, а також свердловини №8 і 12) по якій рухаються забруднені води. Імовірно, в цьому місці йде переніс в річку високомінералізованих супутніх вод. Нижче за течією відбувається поступове самоочищення вод в річці, і концентрації хімічних компонентів зменшуються до значень, що не перевищують ГДК. Нижче дані гідрохімічні профілі р. Артополот по пробах води, відібраних в 2004–2006 рр. Найбільш забрудненою частиною є центральна частина с. Качаново, проте рівень забруднення і протяжність зони дещо змінюються в часі. Це пов'язано з погодними умовами і сезоном випробування.



**Рис.4.6 - Зміна хімічного складу вод р.Артополот в липні 2019 р. (мг/дм<sup>3</sup>)**

У пробі води, узятій із струмка, що протікає в с. Ст. Хутір, правої притоки р.Артополот, не відмічено перевищень ні по одному з контрольованих компонентів.

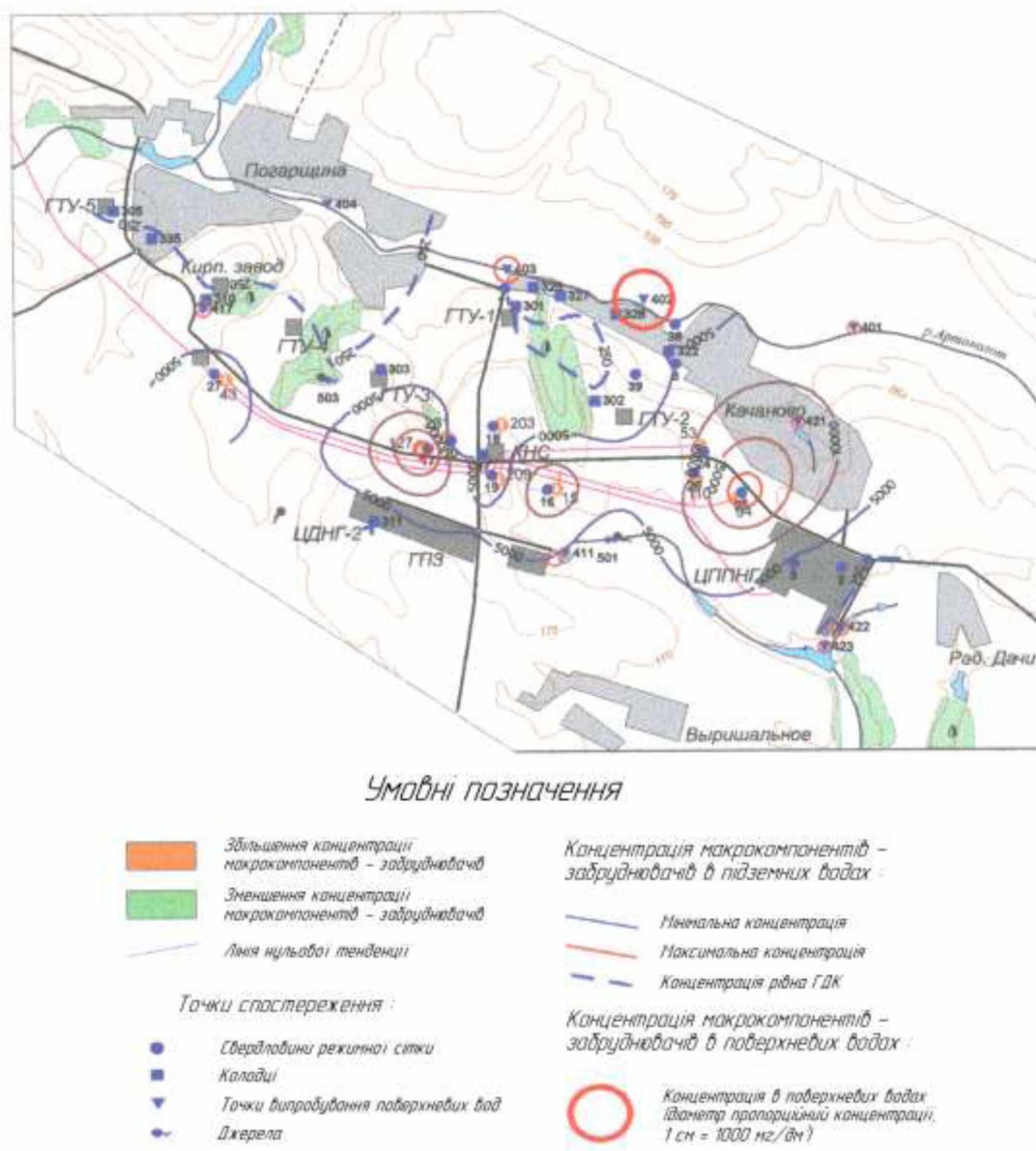
За даними хімічних аналізів проб води з 5 ставків, ставок у числі широких фракцій ГПЗ і ставок в середині с. Качаново отримують найменше техногенне навантаження, хоча останній істотно забруднений господарськими стоками (перевищення ГДК нітратами в 1,3 рази, мінералізація в 1,2 рази і жорсткість в 1,7 рази). За даними гідрохімічного моніторингу така ситуація спостерігається в цих ставках впродовж всього періоду спостережень.

У воді із ставка «Верхній» (район ЦППНГ) перевищення ГДК зафіксоване С1 в 1,1 рази, мінералізація в 1,1 рази і жорсткість в 1,6 рази.

У ставку, розташованому біля колишнього цегляного заводу, також відмічене перевищення ГДК С1 в 1,8 рази, мінералізація в 1,4 рази і жорсткість в 2 рази. Причому, ці показники за останні роки виросли, що свідчить про існування постійного джерела забруднення.

Результати відбору проб з канами, проритої уздовж складу широких фракцій ГПЗ, показали, що якість вод в цьому районі не поліпшується. Перевищення ГДК спостерігаються С1 в 2,6 рази, мінералізація в 1,4 рази і жорсткість в 2,8 рази.

Поточний стан природних підземних і поверхневих вод відбитий на картах (рис.4.7), відмічені компоненти, що перевищують ГДК і переважаючий тип забруднення на об'єктах режимної мережі.



**Рис.4.7 - Концентрації хлорид–іонів в водах першого від поверхні водоносного горизонту та в поверхневих водах у 2019 р. (мг/дм<sup>3</sup>)**

### Підсумки проведеного моніторингу на території Чижівського родовища

1. В цілому технічний стан свердловин наглядової мережі НГВУ «Полтаванафтогаз» задовільний, проте більшість свердловин вимагають проведення регламентних ремонтних робіт (фарбування надземної частини свердловин,

виразне нанесення номера, зміцнення (відновлення) бетонної відмостки на гірлі, відновлення огорожі).

2. Ділянки забруднення підземних і поверхневих вод, вперше виявлені внаслідок зйомки 2017-2019 рр. Нового забруднення вод унаслідок поточної виробничої діяльності НГВУ «Полтаванафтогаз» не виявлене. Тенденцію зміни якості вод на більшості родовищ позитивні або якість вод залишається стабільною, що при умові герметичності експлуатаційних колон скидових свердловин, а також герметичності підходящих шлейфів, дає можливість знову використовувати скв. 41 на Чижівському родовищі. У деяких місцях зафіксоване зростання забруднення, проте враховуючи велику перерву в дослідженнях якості вод, не можна однозначно охарактеризувати можливі джерела надходження забруднювачів.

3. Проведені гідрохімічні дослідження показали що, практично повсюди підземні і поверхневі води забруднені відходами господарсько-побутового і сільськогосподарського походження. Найуразливішим є перший від поверхні водоносний горизонт, який експлуатується колодзями громадян.

4. По характеру забруднення і концентраціям окремих гідрохімічних компонентів виділяються зони техногенного забруднення поверхневих і підземних вод, які показані на відповідних картах. Основну увагу при подальшому вивченні екологічного стану підземних і поверхневих вод потрібно зосередити на оконтурованні тих зон де існують забруднення, моделюванні процесів міграції і трансформації техногенних розсолів і підрахунку залишків забруднювачів.

Необхідно розробити програму інформування співробітниками екологічних служб НГВУ «Полтаванафтогаз» місцевих органів самоврядування і населення, територій ведення промислової діяльності, про екологічний стан на промислах, про стан природних вод і дослідження, що проводяться, відповідно до «Положення про порядок надання екологічної інформації» (затверджено Наказом Мінохоронприроди України №169 від 18.12.2003 р., зареєстровано в Мінюсті України 04.02.2004 р. №156/8755).

## РОЗДІЛ 5

### ЕКОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

Економічна оцінка збитку, заподіяного річними викидами забруднюючих речовин в атмосферу від джерел викидів установки по поверненню СПВ в надра, проведена на основі тимчасової типової методики «Определение экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды». М. Экономика, 1986 г.

Розрахунок наведений в таблиці 5.1 Питомий збиток від викидів однієї умовної тони шкідливих речовин визначений з урахуванням підвищення коефіцієнту на основі додатку до листа Держкомградбудівництва та архітектури від 7.08.1996 №17-6/315 «Коэффициенты изменения стоимости строительства, которые сложились на 1 июля 1996 года...». Сумарна оцінка збитку по всім джерелам видалення від викидів шкідливих речовин в атмосферу визначена рівною 403,35 грн. на рік.

**Таблиця 5.1 - Оцінка економічного збитку від спалювання супутньо-пластових вод на ГФУ**

Найменування показника	Одиниця виміру	Позначення	Формула	Значення
1. Оцінка питомої вартості 1 умовної тони приведеної маси викиду	грн.	$\gamma$		57
2. Показник відносної безпеки забруднень атмосферного повітря		$\sigma$		0,2
3. Середньорічне значення модулю швидкості вітру на рівні флюгера	м/с	$u$		3
4. Температура в гирлі джерела	$^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{дж}}$		600
5. Середньорічна температура навколишнього середовища	$^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{атм}}$		7
6. Геометрична висота гирла викиду	М	$h$		2
7. Маса річного викиду домішок і-того виду	т/рік			
окислів азоту		$m_{\text{NO}}$		7,06
оксиду вуглецю		$m_{\text{CO}}$		402
граничних вуглеводнів		$m_{\text{CH}}$		106
8. Показник відносної агресивності домішок і-того виду				
окислів азоту		$A_{\text{NO}}$		41,1
оксиду вуглецю		$A_{\text{CO}}$		1
граничних вуглеводнів		$A_{\text{CH}}$		3,16

9. Середньорічне значення різниці температур в гирлі джерела та навколишнього атмосферного повітря	$^{\circ}\text{C}$	$\Delta T$	$\Delta T = T_{\text{дж}} - T_{\text{атм}}$	593
10. Поправка на теплове піднімання факелу викидів в атмосферу		$\varphi$	$\varphi = 1 + \frac{\Delta T}{75^{\circ}\text{C}}$	8,91
11. Поправка, яка враховує характер розсіювання домішок в атмосфері		$f$	$F = 100 / (100 + \varphi h) \cdot 4 / (1 + u)$	0,85
12. Приведена маса річного викиду речовини	умов. Т	$M$	$M = \sum A_i m_i$	1027
13. Економічна оцінка збитку, яка причинена річними викидами забруднювачів в атмосферне повітря	грн.	$Y$	$Y = \gamma \cdot \sigma \cdot f \cdot M$	9952

## ВИСНОВКИ

1. В цілому технічний стан свердловин наглядової мережі НГВУ «Полтаванафтогаз» задовільний, проте більшість свердловин вимагають проведення регламентних ремонтних робіт (фарбування надземної частини свердловин, виразне нанесення номера, зміцнення (відновлення) бетонної відмостки на гирлі, відновлення огорожі).

2. Ділянки забруднення підземних і поверхневих вод, вперше виявлені внаслідок зйомки 2017-2019 рр. Нового забруднення вод унаслідок поточної виробничої діяльності НГВУ «Полтаванафтогаз» не виявлене. Тенденцію зміни якості вод на більшості родовищ позитивні або якість вод залишається стабільною, що при умові герметичності експлуатаційних колон скидових свердловин, а також герметичності підходящих шлейфів, дає можливість знову використовувати скв. 41 на Чижівському родовищі. У деяких місцях зафіксоване зростання забруднення, проте враховуючи велику перерву в дослідженнях якості вод, не можна однозначно охарактеризувати можливі джерела надходження забруднювачів.

3. Проведені гідрохімічні дослідження показали що, практично повсюди підземні і поверхневі води забруднені відходами господарсько-побутового і сільськогосподарського походження. Найуразливішим є перший від поверхні водоносний горизонт, який експлуатується колодязями громадян.

4. По характеру забруднення і концентраціям окремих гідрохімічних компонентів виділяються зони техногенного забруднення поверхневих і підземних вод, які показані на відповідних картах. Основну увагу при подальшому вивченні екологічного стану підземних і поверхневих вод потрібно зосередити на оконтурованні тих зон де існують забруднення, моделюванні процесів міграції і трансформації техногенних розсолів і підрахунку залишків забруднювачів.

Необхідно розробити програму інформування співробітниками екологічних служб НГВУ «Полтаванафтогаз» місцевих органів самоврядування і населення, територій ведення промислової діяльності, про екологічний стан на промислах, про стан природних вод і дослідження, що проводяться, відповідно до «Положення

про порядок надання екологічної інформації» (затверджено Наказом Мінохорон-природи України №169 від 18.12.2003 р., зареєстровано в Мінюсті України 04.02.2004 р. №156/8755).