

Публічне акціонерне товариство "Укрнафта"  
Нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз"

**ПОГОДЖУЮ**

В. о. начальника  
НГВУ "Чернігівнафтогаз"  
ПАТ "Укрнафта"

  
\_\_\_\_\_  
Наследніков С. В.  
" " \_\_\_\_\_ 2018 р.



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

В.о. виконавчого віце-президента  
з соціального та екологічного  
розвитку ПАТ "Укрнафта"

  
\_\_\_\_\_  
Прокопів В. Й.  
" " \_\_\_\_\_ 2018 р.



201822120

(реєстраційний номер справи про  
оцінку впливу на довкілля  
планованої діяльності)

**ЗВІТ**

**з оцінки впливу на довкілля планованої діяльності**

**з видобування корисних копалин  
НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта"  
на Софіївському родовищі**

Директор науково-дослідного і  
проектного інституту ПАТ "Укрнафта"

  
\_\_\_\_\_  
Попивак А. О.  
" " \_\_\_\_\_ 2018 р.



2018

## ЗМІСТ

1	Опис планової діяльності.....	4
1.1	Опис місця провадження планованої діяльності .....	4
1.2	Цілі планованої діяльності.....	6
1.3	Опис характеристик діяльності провадження планованої діяльності .....	6
1.4	Опис характеристик діяльності .....	7
1.4.1	Фонд свердловин .....	12
1.4.2	Промисловий майданчик Групової вимірювальної установки( ГЗУ) .....	13
1.5	Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінення, які виникають у результаті провадження планованої діяльності .....	15
1.5.1	Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря .....	15
1.5.2	Шумовий вплив .....	25
1.5.3	Розрахунок водоспоживання і водовідведення під час подальшої розробки родовища.....	26
1.5.4	Поводження з відходами .....	34
1.5.4.1	Розрахунок кількості відходів бурінн.....	36
1.5.5	Радіаційні фактори .....	38
1.5.6	Вібраційні, світлові, теплові фактори .....	39
2	Опис виправданих альтернатив планованої діяльності, основних причин обрання запропонованого варіанта з урахуванням екологічних наслідків.....	40
3	Опис поточного стану довкілля та опис його ймовірної зміни без здійснення планованої діяльності в межах того, наскільки природні зміни від базового сценарію можуть бути оцінені на основі доступної екологічної інформації та наукових знань .....	41
3.1	Дані про стан атмосферного повітря .....	41
3.2	Дані про стан поверхневих вод.....	45
3.3	Дані про стан ґрунту.....	46
3.4	Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності .....	46
4	Опис факторів, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності та її альтернативних варіантів .....	47
4.1	Опис загального стану атмосферного повітря .....	47
4.2	Опис загального стану водного середовища.....	47
4.3	Опис ґрунтового покриву.....	48
4.4	Опис стану флори та фауни .....	49
5	Опис і оцінка можливого впливу на довкілля планованої діяльності.....	51
5.1	Оцінка ризику впливу планованої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ на здоров'я населення .....	51
5.2	Оцінка соціального ризику планованої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ .....	53

6	Опис методів прогнозування, що використовувалися для оцінки впливів на довкілля .....	55
7	Опис передбачених заходів, спрямованих на запобігання, відвернення, уникнення, зменшення, усунення значного негативного впливу на довкілля .....	58
8	Опис очікуваного значного негативного впливу діяльності на довкілля .....	59
9	Визначення усіх труднощів (технічних недоліків, відсутності достатніх технічних засобів або знань), виявлених у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на довкілля .....	62
10	Усі зауваження і пропозиції громадськості до планованої діяльності.....	63
11	Стислий зміст програм моніторингу та контролю щодо впливу на довкілля.....	63
12	Резюме нетехнічного характеру .....	64
13	Перелік посилань.....	66
Додаток А	Скан-копії Державних актів на право постійного користування землею, план гірничого відводу.....	68
Додаток Б	Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами, Дозволи на спецводокористування ....	75
Додаток В	Свідоцтво про атестацію лабораторії вод та ґрунтів № ІФ 823, свідоцтво про технічну компетентність групи екологічних досліджень № ІФ 144.....	91
Додаток Г	Інвентаризація промислових відходів НГВУ Чернігівнафтогаз, Державне статистичне спостереження " Утворення та поводження з відходами за 2017 рік", Паспорт місця видалення відходів (МВВ) №545 .....	94
Додаток Д	Величини фонових концентрацій забруднюючих речовин .....	118
Додаток Е	Метеорологічні характеристики.....	121
Додаток Є	План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій .....	123
Додаток Ж	Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА .....	126

## 1 ОПИС ПЛАНОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

### 1.1 Опис місця провадження планованої діяльності

Софіївське нафтове родовище розташоване на території Ічнянського району Чернігівської області на відстані 35 км на північний схід від районного центру м. Ічня. Найбільшим населеним пунктом, що розташований поблизу родовища, є смт. Парафіївка. Крім того, родовище оточують села Южне, Лисогори, Пролетарське, Терешиха та ін. Промисловий центр м. Прилуки знаходиться на відстані 90 км на південний захід від площі родовища.

На відстані 6 та 12 км на південний схід розташовані відповідно Бережівське та Ярошівське нафтові родовища.

Крім нафти і газу з корисних копалин є прісні підземні води, торф, будівельні піски та глини. Поблизу розташовані Роменське родовище гіпсу та ангідриту, а також Конотопське та Роменське родовище цегляної глини і піску.

В економічному відношенні район є переважно сільськогосподарським.

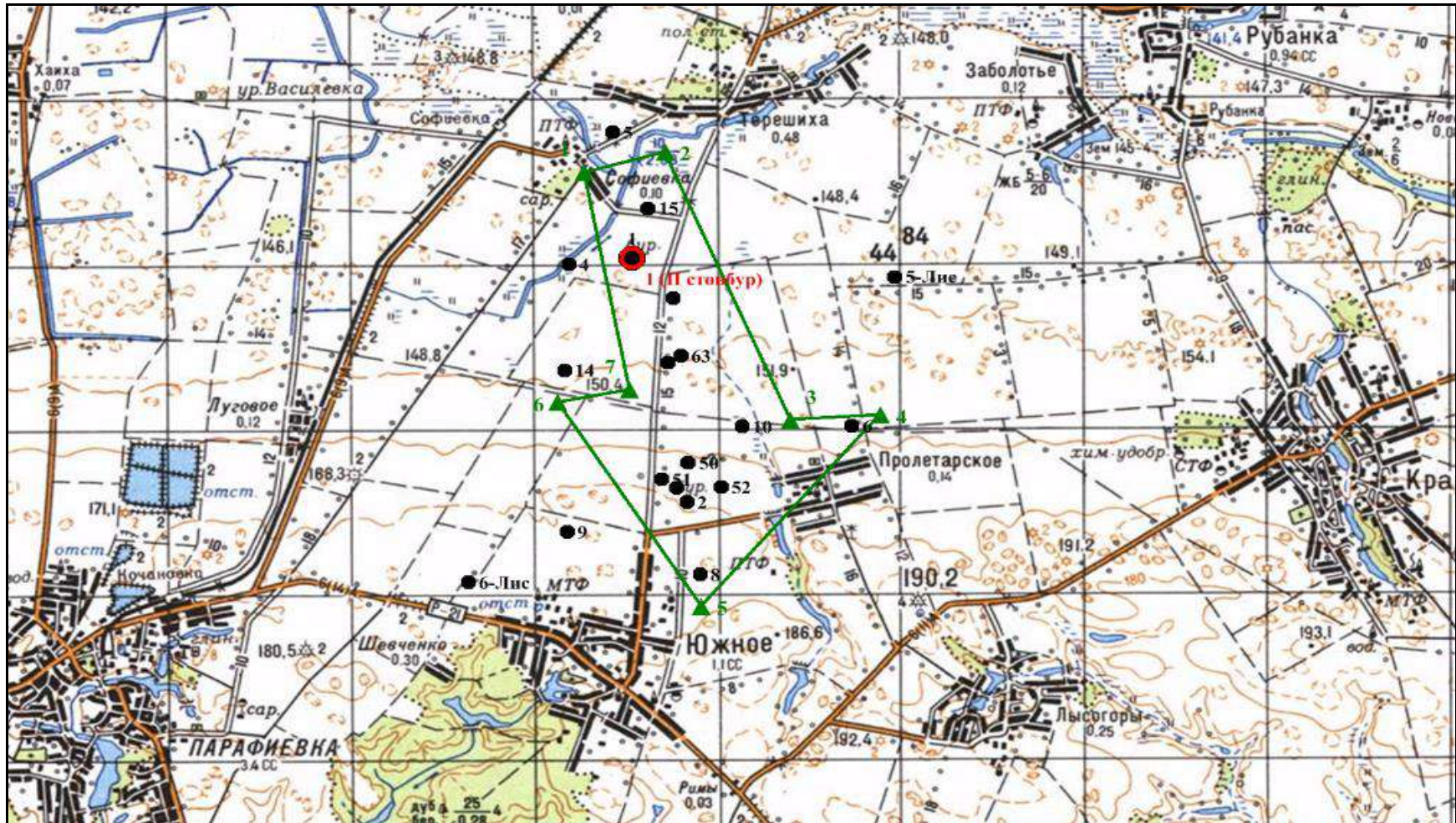
Карта району розташування родовища наведена на рисунку 1.1.

Рельєф місцевості, де розташовано родовище – це слабозвивиста рівнина із загальним нахилом із півночі на південь, що розділена численними балками, ярами, річковими долинами. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 146 до 180 м над рівнем моря.

До гідросистеми входять ріки Смож, Лисогора, Удай. Русла рік звивисті, утворюють багаточисельні стариці. Гирла рік дуже заболочені, зарослі осокою, часто вкриті торфовищами. На притоках утворилися заплави, які об'єднують багато водойм невеликих розмірів.

Рослинність представлена переважно змішаними лісами, де ростуть різноманітні породи дерев, такі як дуби, берези і осики.

На розміщення та обслуговування об'єктів нафтогазовидобутку для Софіївського родовища, згідно Державного акту на право постійного користування землею ПАТ "Укрнафта" надано у постійне користування 4,359 га. Скановані копії Державних актів на право постійного користування землею НГВУ "Чернігівнафтогаз" на території Ічнянської районної Ради І-ЧН № 001655 наведені у додатку А. Южненська сільська рада організована шляхом приєднання до Парафіївської селищної ради рішенням сесії сьомого скликання від 16.12.2015р. Крім того, відповідно листа Парафіївської сільської ради № 03-11/1672 від 23.07.2018р., генеральний план Южненської сільської ради відсутній (додаток А).



- – пробурені свердловини
- – проектна свердловина
- ▭ – межі родовища

**Рисунок 1.1** – Оглядова карта розташування Софіївського родовища

## 1.2 Цілі планованої діяльності

Продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Софіївському нафтогазовому родовищі, а саме: основні – газ природний розчинений у нафті, нафта та супутні – етан з газу природного розчиненого у нафті, пропан з газу природного розчиненого у нафті, бутан з газу природного розчиненого у нафті. Експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

Видобуток на родовищі ведеться згідно наданого спеціального дозволу на користування надрами № 1621 від 27.10.1998. Власником ліцензії є ПАТ "Укрнафта" НГВУ "Чернігівнафтогаз". Термін дії ліцензії – двадцять років. Площа ділянки 7,8 км<sup>2</sup>.

Гірничий відвід для розробки Софіївського нафтового родовища за реєстраційним номером 2285 виданий 15.10.2012р. Копію плану гірничого відводу подано в додатку А.

## 1.3 Опис характеристик діяльності провадження планованої діяльності

Продовження промислової розробки родовища загальною площею 7,8 га із видобутку вуглеводневої сировини.

Родовище відкрите в 1976 році в результаті опробування параметричної свердловини № 233, в якій було отримано промисловий приплив нафти з гор. В-19н. Дослідно-промислова розробка Софіївського нафтового родовища розпочата у 1978 р. На базі підрахованих запасів вуглеводнів інститутом УкрДІПРОНДІнафта складено проект пробної експлуатації родовища. В 1980 році введено в дослідно-промислову експлуатацію родовища, а з грудня 1982 року НГВУ "Чернігівнафтогаз" здійснює його промислову розробку.

У 1984 р. складено "Уточнений проект дослідно-промислової експлуатації Софіївського нафтового родовища", яким передбачалось буріння чотирьох випереджуючих свердловин. Проектні рішення не реалізовано. У тому ж році виконано підрахунок запасів вуглеводнів (протокол ДКЗ № 9984 від 06.06.1986 р.).

Оскільки затверджені запаси виявилися набагато нижчими від оцінених, в уточненому проекті ДПЕ, у 1987 р. складено новий проектний документ – "Технологічну схему розробки Софіївського родовища", в якій розглянуто варіанти розробки родовища з бурінням видобувних і нагнітальних свердловин та впровадження системи ППТ.

У 1994 р. виконано "Уточнену технологічну схему розробки Софіївського родовища, в якій деталізовано геологічну будову родовища і перераховано запаси нафти і розчиненого газу.

У 2002 р. виконано "Аналіз розробки Софіївського нафтового родовища, в якому надано уточнене уявлення про геологічну будову продуктивних покладів родовища. Проектні рішення не реалізовано.

У першому кварталі 2015р. закінчено виконання геологоекономічної оцінки (ГЕО) запасів нафти і розчиненого газу та техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти (ГЕО КВН) [2]. За величиною балансових запасів нафти родовище відноситься до дуже дрібних. Згідно протоколу ДКЗ № 3314 від 17.02.2015 р. геологічні запаси – 1285 тис. тон, видобувні – 475 тис. тон. Всі запаси нафти на родовищі розвідані і зосереджені в трьох тектонічних блоках – Північно-Софіївському (горизонти В-19н, В-26), Софіївському (горизонти В-19н, В-21) та Західно-Софіївському (горизонти В-20, В-26).

Зважаючи на затверджену геологічну модель та з метою вилучення залишкових запасів нафти з продуктивних відкладів у 2016 р. складено новий "Уточнений проект розробки Софіївського нафтового родовища" [3], де запропоновано варіанти вилучення залишкових запасів нафти з покладів та з родовища в цілому.

За весь період розробки на родовищі пробурено 20 нафтових свердловин загальним обсягом буріння 80443 м, з них 14 (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15) – пошуково-розвідувальні, шість (50, 51, 52, 53, 63, 233) – експлуатаційні. Протягом всього періоду розробки в експлуатаційному фонді налічувалося сім свердловин, якими станом на 01.01.2016 р. вилучено:

нафти – 380,343 тис. т;

води – 456,669 тис. т;

газу – 18,320 млн. м<sup>3</sup>.

Досягнутий коефіцієнт нафтовилучення – 0,224, від видобувних запасів нафти відібрано 78 %. Залишкові видобувні запаси нафти класу 111 + 122 – 109,657 тис. т.

За попереднім базовим варіантом розробки планується за рентабельний період 2016 – 2023 рр. видобути:

з свердловини 13, після КРС – 13,41 тис. т нафти і 0,638 млн. м<sup>3</sup> нафтового газу;

з свердловини 2, після капітального ремонту – 33,363 тис. т нафти;

з свердловин 51 і 53 – 24,944 тис. т нафти.

Для вилучення залишкових запасів нафти планується буріння другого стовбура у п'єзометричній свердловині 1, з якої за рентабельний період 2018 – 2031 рр. буде видобуто 34,148 тис. т нафти.

Для родовища в цілому, за рентабельний період (2016 – 2032 рр.) накопичений видобуток нафти становитиме 108,869 тис. т, коефіцієнт нафтовилучення – 0,289.

#### **1.4 Опис характеристик діяльності**

Софіївське родовище відноситься до дуже дрібних, за фазовим станом – до нафтогазових.

Станом на 1.01.2017 року на родовищі пробурено 20 свердловин, з яких: діючі – 3 (№№ 13, 51, 53);

п'єзометричні – 4 (№№ 1, 2, 52, 63);

ліквідовані – 13 (№№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 50, 233).

За рік з родовища видобуто 5,39 тис. тон. нафти, попутного газу – 0,602 млн.м<sup>3</sup>.; обводненість продукції – 72,7%, коефіцієнт нафтовилучення – 0,302.

Для збору та підготовки продукції свердловин Софіївського нафтового родовища призначена групова замірна установка (ГЗУ), яка введена в експлуатацію в 1981 році.

Продукція свердловин 51, 53, 13 по викидних лініях під тиском від 2,8 до 3,0 МПа поступає на групову замірну установку (ГЗУ), де проводиться по черзі індивідуальний замір дебіту нафти та газу та відділення газу від рідини. Газ, що виділився, поступає в загальний трубопровід.

Продукція з родовища транспортується від ГЗУ через нафтогазопровід "Софіївка – Ярошівка" на ДНС "Ярошівка" і далі нафтогазопроводом разом з продукцією свердловини 1-Північна Ярошівка надходить на ДНС "Талалаївка".

Принципову схему збору продукції свердловин родовища представлено на рисунку 1.2 Принципову схему транспортування продукції свердловин Софіївського родовища на дотисну насосну станцію (ДНС) Талалаївка наведено на рисунку 1.3. Принципову схему групової замірної установки (ГЗУ) Софіївського родовища наведено на рисунку 1.4



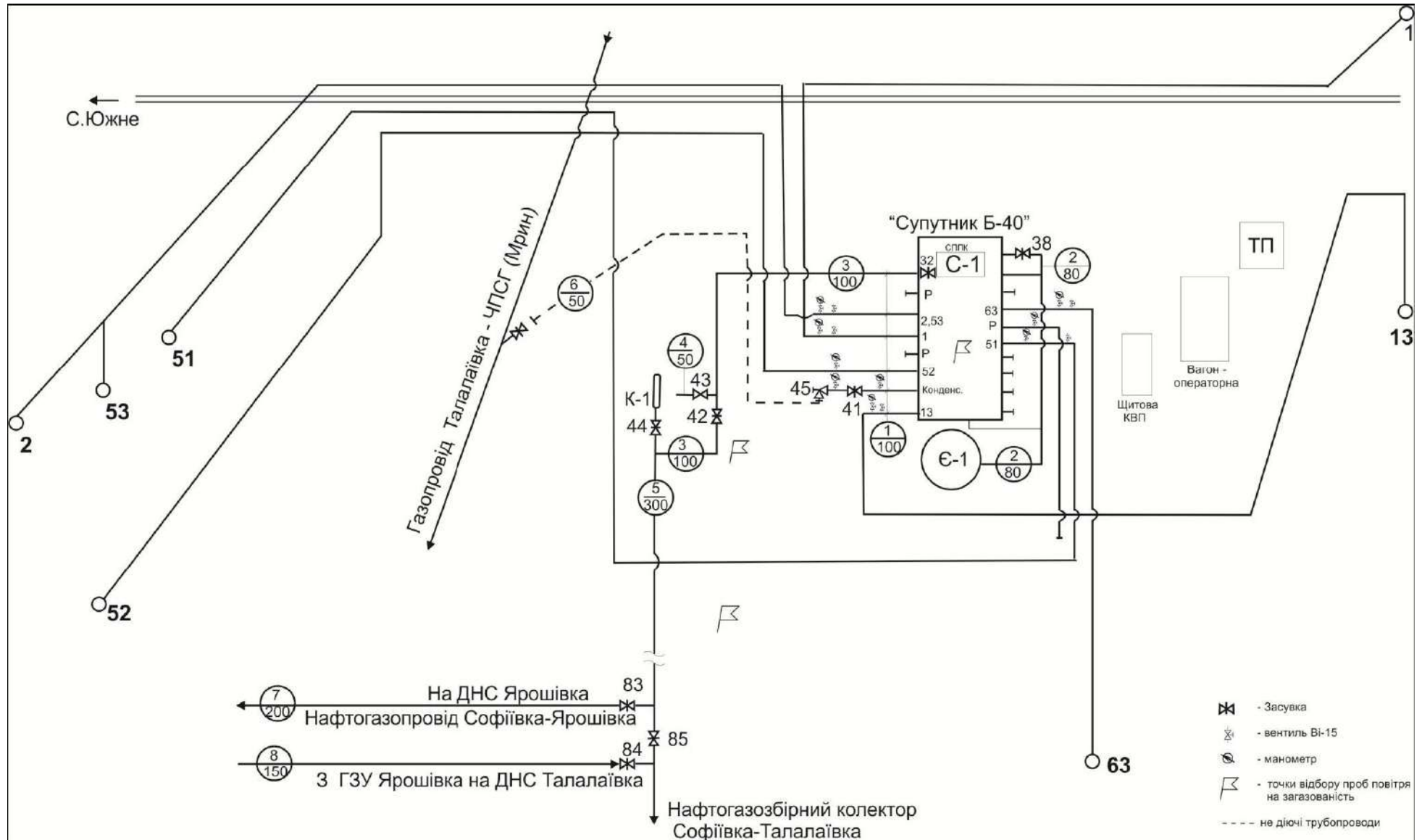


Рисунок 1.2 Принципова схема збору продукції свердловин Софіївського родовища





### 1.4.1. Фонд свердловин

Станом на 01.01.2018 р. в експлуатаційному фонді на родовищі знаходяться три діючі нафтові свердловини 51, 53 (горизонт В-20) та свердловина 13, яка в грудні 2015 р. переведена із п'єзометричного фонду (горизонт В-26). Всі свердловини експлуатуються механізованим способом за допомогою ЕВН. В контрольному фонді є чотири п'єзометричні свердловини – 1, 2, 52, 63. Ліквідовано на родовищі тринадцять свердловин (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 50, 233), з них одна – за технічними причинами (свердловина 7), решта – за геологічними. Характеристику фонду свердловин станом на 01.01.2018 р. наведено в таблиці 1.1.

**Таблиця 1.1** – Характеристика фонду свердловин Софіївського родовища станом на 01.01.2018 р.

Назва	Характеристика фонду свердловин	
	Номер свердловини	Кількість
Пробурені	1, 3, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 50, 51, 52, 53, 63, 233	20
Переведені з інших горизонтів	–	–
Всього	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 50, 51, 52, 53, 63, 233	20
В тому числі:		
діючі	13, 51, 53	3
– фонтанні	–	–
– ШГН	–	–
– ЕВН	13, 51, 53	3
в бездії	–	–
в освоєнні після буріння	–	–
в консервації	–	–
в освоєнні після буріння	–	–
в консервації	–	–
переведені під нагнітання	–	–
переведені на інші горизонти	–	–
переведені в контрольний фонд	1, 2, 52, 63	4
Ліквідовані	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 50, 233	13

Продуктивні горизонти на родовищі пов'язані з візейськими відкладами нижнього карбону. Промислова нафтоносність встановлена в чотирьох горизонтах (В-26, В-21, В-20 та В-19н) в межах трьох тектонічних блоків: Північно-Софіївському, Софіївському і Західно-Софіївському. Видобуток вуглеводнів здійснювався з покладів горизонтів В-26, В-20 та В-19н. Поклад

горизонту В-21 (Софіївський блок) в розробці не перебував, підраховані запаси нафти віднесено до позабалансових (клас 222).

#### 1.4.2 Промисловий майданчик ГЗУ

Технологічна схема збору, підготовки та транспортування продукції Софіївського родовища наступна. Продукція свердловин родовища по викидним лініям поступає на групову замірну установку "Супутник Б-40", де за допомогою лічильника TOP-1-50 проводиться по черзі їх індивідуальний замір дебіту нафти. Із "Супутника Б-40" нафта по загальному колектору поступає в нафтогазопровід Софіївка – Талалаївка і далі по нафтогазопроводу на ДНС Ярошівського родовища з подальшою відкачкою на ДНС Талалаївка.

Основна виробнича діяльність зосереджена на промисловому майданчику групової замірної установки (ГЗУ), на яку надходить продукція нафтових свердловин № 51, 53, 13.

Групові замірна установка Софіївського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться між селами Софіївка та Боярщина Ічнянського району Чернігівської області на землях Сельбищної сільської ради. Територія промислового майданчика оточена полем.

Отриманий дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел викидів ГЗК № 7421789201-1 від 10.03.2017 р., термін дії необмежений. (Додаток Б).

Для промислового майданчика ГЗУ встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м відповідно до ДСП-173-96 (Додаток 4) [4] "Санітарна класифікація підприємств, виробництв та споруд і розміри санітарно-захисних зон для них", розділ "Підприємства по видобуванню руд та нерудних копалин", III клас, пункт 1 (підприємства по видобуванню нафти при викиді сірководню до 0,5 т/д з малим вмістом летких вуглеводнів).

Найближча житлова забудова розташована в північно-західному напрямку на відстані близько 2 км – с. Софіївка Ічнянського району Чернігівської області; в південно-східному напрямку на відстані близько 2 км – с. Боярщина Ічнянського району Чернігівської області.

Нормативна санітарно-захисна зона витримана.

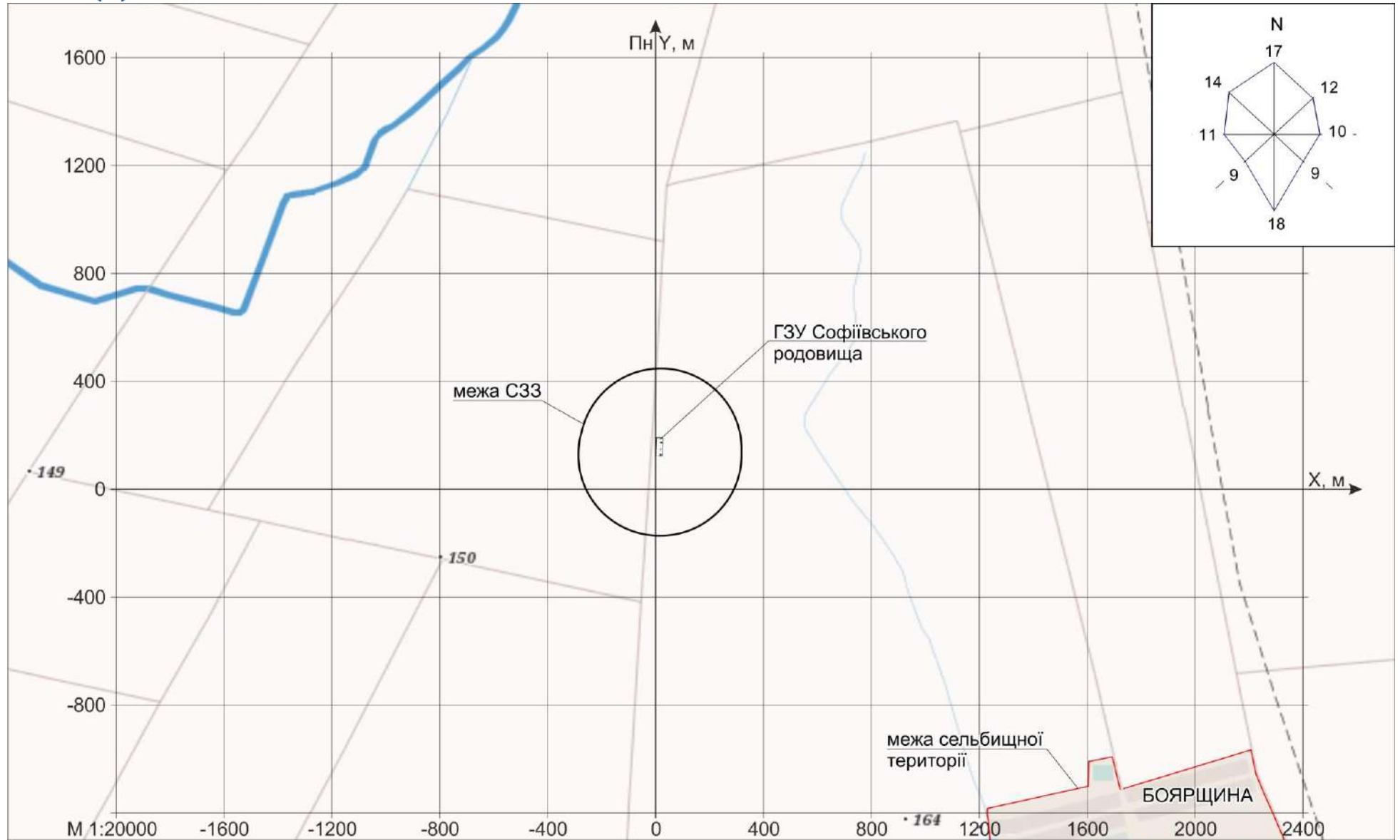
Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування промайданчика підприємства відсутні. На території промайданчика немає інших суб'єктів господарювання

Карта-схема району розташування промислового майданчика приведена на рисунку 1.5.

В робочому технологічному процесі виділення забруднюючих речовин в атмосферне повітря мінімальне і обумовлене технічними можливостями сучасного нафтопромислового обладнання, яке використовується на об'єкті.

Промисловий майданчик забезпечений централізованим електропостачанням за договором з "Чернігівобленерго" № 71/VI/10115/170-VI від 05.11.2007 р.

Водопостачання та водовідведення на родовищі відсутні.



**Рисунок 1.5** – Карта-схема району розташування промислового майданчика ГЗУ

**1.5 Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінення, які виникають у результаті провадження планованої діяльності**

### **1.5.1 Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря**

Відповідно до статті 31 Закону України "Про охорону атмосферного повітря", Закону України "Про дозвільну систему у сфері господарської діяльності", на виконання Постанови Кабінету Міністрів України від 13.12.2001 р. № 1655 "Про затвердження Порядку ведення державного обліку в галузі охорони атмосферного повітря" та згідно Наказу Мінекоресурсів України від 10.05.2002 р. № 177 "Про затвердження інструкції про порядок та критерії взяття на державний облік об'єктів, які справляють або можуть справити шкідливий вплив на здоров'я людей і стан атмосферного повітря, видів та обсягів забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря" проводиться нормування у галузі охорони атмосферного повітря з метою встановлення комплексу обов'язкових вимог щодо охорони від забруднення.

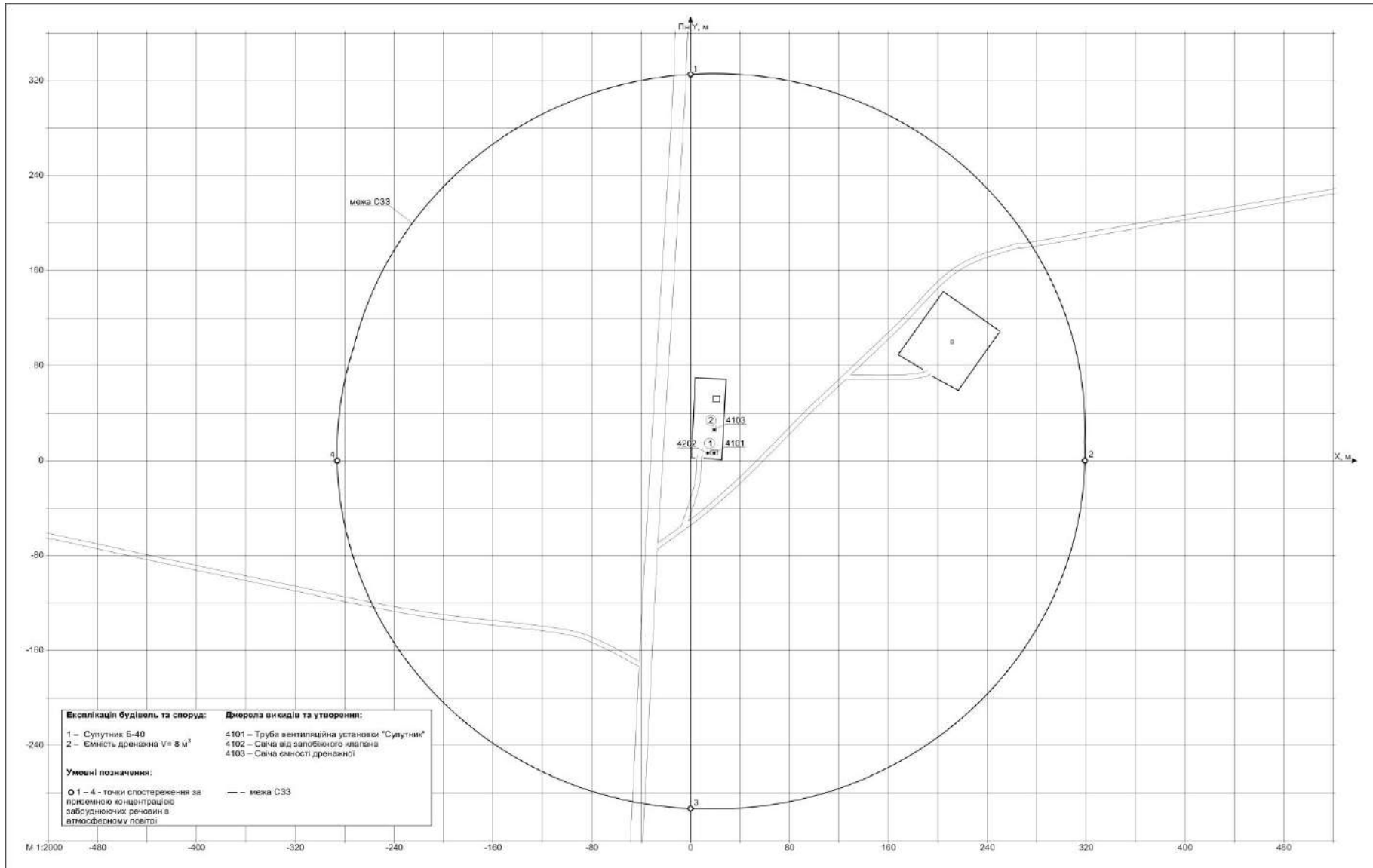
Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не вважаються джерелами забруднення атмосферного повітря. Продукція свердловин по нафтопроводах надходить на нафтозбірні пункти. Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище. Основним джерелом забруднення атмосферного повітря на родовищі може оцінюватись групова вимірювальна установка Софіївського родовища.

Оцінка викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря від існуючих джерел викидів проводиться за результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря [5], яку провела група екологічних досліджень відділу екології НДПІ (свідоцтво про атестацію № ІФ-786, свідоцтво про технічну компетентність № ІФ-144 наведено у додатку В).

Схема розташування джерел викидів забруднюючих речовин на промисловому майданчику наведена на рисунку 1.6.

Розташування точок джерел викидів на промисловому майданчику визначено в умовній системі координат у координатах X – Y. Осі X, Y строго спрямовані за сторонами світу (вісь Y спрямована на північ, вісь X – на схід).

Групова вимірювальна установка Софіївського родовища призначена для збору та індивідуального заміру дебіту нафти свердловин.



**Рисунок 1.6** – Схема розташування джерел викидів забруднюючих речовин на промисловому майданчику ГЗУ



На промисловому майданчику ГЗУ Софіївського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" виявлено три потенційних організованих джерела викидів забруднюючих речовин.

Джерело викиду 4101 – організоване – вентиляційна труба установки типу "Супутник" Б-40. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення установки. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 4102 – організоване – свіча розсіювання від запобіжного клапану сепараційної ємності. При спрацюванні запобіжного клапану продукція попадає в розширник, де проходить відокремлення газу від нафти. Газ скидається в атмосферу. Планові викиди в атмосферу відбуваються при профілактичному огляді запобіжного клапану один раз на рік. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 4103 – організоване – свіча дренажної ємності  $V = 8 \text{ м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Система збору, транспортування та підготовки нафти та газу на ГЗУ герметична. Викиди і забруднення атмосфери продуктами виробництва можливі у випадках передбачених технологічним процесом. Для захисту обладнання і сепараторів від перевищення тиску встановлено запобіжні клапани, при спрацюванні яких, газ скидається в атмосферу.

Перелік видів та обсягів викидів забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферне повітря стаціонарними джерелами на проммайданчику ГЗУ наведено в таблиці 1.2. Загальний обсяг викидів забруднюючих речовин становить 0,08329 т/рік.

**Таблиця 1.2** – Викиди забруднюючих речовин від основних виробництв ГЗУ Софіївського родовища

Виробництво	Продукція, що випускається			Викиди забруднюючих речовин				Питомий викид на одиницю продукції, т/т
	найменування	одиниця виміру	кількість	код	найменування	одиниця виміру	фактичний викид	
ГЗУ Софіївського родовища ЧНГВУ ПАТ "Укрнафта"	видобуток нафти Софіївського родовища	т	6964		<b>Всього</b>	<b>т/рік</b>	<b>0,08329</b>	<b>1,20E-05</b>
				402	Бутан	т/рік	0,01146	1,65E-06
				403	Гексан	т/рік	0,01173	1,68E-06
				405	Пентан	т/рік	0,01434	2,06E-06
				410	Метан	т/рік	0,03231	4,64E-06
				10304	Пропан	т/рік	0,00810	1,16E-06
				10305	Етан	т/рік	0,00535	7,69E-07

Вплив на атмосферне повітря планованої діяльності оцінюється з позиції відповідності законодавчим і нормативним вимогам, що застосовуються до якості атмосферного повітря.

Згідно з п. 1.3 наказу Міністерства охорони здоров'я України № 362 від 02.07.2007 р. про внесення змін до ДСП-173-96 (із змінами, внесеними згідно з Наказами МОЗ № 362 від 02.07.2007, № 653 від 31.08.2009) об'єкти буріння газових параметричних, пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин з використанням дизельних двигунів відносяться до II класу з нормативним розміром санітарно-захисної зони 500 м, а з використанням електричного приводу – до III класу з нормативним розміром санітарно-захисної зони 300 м.

Встановлений нормативний розмір санітарно-захисної зони і кількісний склад викидів від стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря може бути наведений лише у робочих проектах споруджування свердловин (групових проектах) після визначення основних вихідних даних для розрахунків:

- тип та склад бурової установки;
- тип котельної установки;
- тип аварійних дизельних електростанцій;
- площа відведення земельної ділянки;
- конструкція свердловини – глибина спуску колони, діаметр колони і долота;
- тривалість циклу споруджування свердловини.

У зв'язку з відсутністю проекту на буріння другого стовбура у свердловині 1-Софіївська, розрахунок викидів забруднюючих речовин проводиться на прикладі свердловини із верстатом на дизельному приводі – свердловини № 55-Г Ярошівського родовища. [6].

Джерелами викидів шкідливих речовин в атмосферне повітря під час буріння другого стовбуру у свердловині 1 будуть:

- викидні труби устаткування, яке працює з використанням процесу горіння (дизельні силові установки бурових станків, дизель-електростанції, технологічний транспорт);
- дихальні клапани ємностей паливно-мастильних матеріалів;
- нещільності фланцевих з'єднань технологічного обладнання, арматури, трубопроводів.

Потенційні джерела викидів забруднюючих речовин у атмосферу при добурюванні свердловин, а також перелік забруднюючих речовин, що викидаються цими джерелами, наведено в таблиці 1.3.

**Таблиця 1.3 –Перелік джерел викидів**

Розташування джерел викидів	Назва джерела	Кількість	Забруднюючі речовини, що викидаються в атмосферу
<b>Буровий майданчик свердловини</b>	Котельня, димова труба	1	Сажа, сірчистий ангідрид, вуглецю оксид, азоту оксид, азоту діоксид
	Дизель-генератор, викидна труба	1	Сажа, сірчистий ангідрид, вуглецю оксид, азоту оксид, азоту діоксид, вуглеводні C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>
	Дизель-привід бурової установки, викидна труба	1	Сажа, сірчистий ангідрид, вуглецю оксид, азоту оксид, азоту діоксид, вуглеводні C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>
	Резервуар для зберігання котельного палива (мазуту), дихальний клапан	1	Вуглеводні C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>
	Резервуар для зберігання дизельного пального, дихальний клапан	1	Вуглеводні C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub>
	Амбар для освоєння свердловини	1	Сажа, азоту діоксид, азоту оксид, вуглецю оксид

Кількість викидів забруднюючих речовин (г/с) в атмосферне повітря із вихлопних труб стаціонарних дизельних установок розраховано за формулою:

$$M_x^c = B \cdot K$$

Умовні позначення складових формули, їх назва і значення величин для розрахунку викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря із джерел, що споживають дизельне пальне приведено в таблиці 1.4, розрахунок викидів – в таблиці 1.5

**Таблиця 1.4 – Умовні позначення складових формул і значення їх величин**

Умовні позначення, назва	Джерело, формула	Значення
$K_i$ – середньоексплуатаційний викид шкідливих речовин при спалюванні дизельного пального в дизельних двигунах ( г/г, т/т пального): <ul style="list-style-type: none"> <li>– оксидів азоту</li> <li>– оксид азоту (II)</li> <li>– оксид азоту</li> <li>– оксид вуглецю</li> <li>– сірчистого ангідриду</li> <li>– вуглеводнів</li> <li>– сажі</li> </ul>	нормативні дані	0,051 0,0408 0,0102 0,035 0,044 0,011 0,005
$V$ – витрата дизпального, г/с		
$V_x = G_x / n$		
$G$ - витрата дизпального за період будівництва, т		
1) дизелів приводу		964,95
2) дизель-генераторів (на випадок аварійного відключення електроенергії)		26,887
$n$ - кількість годин роботи		
1) дизелів приводу		7512
2) дизель-генератора		955,2
Витрата дизпального (г/с) відповідно до СТП 320.00135390.154-2003 складатиме:		
1) дизелів приводу $V_d = (964,95 \cdot 106) / (8 \cdot 7512 \cdot 3600) = 4,46$ г/с		4,46
2) дизель-генератора $V_{д.г.} = (26,887 \cdot 106) / (2 \cdot 955,2 \cdot 3600) = 3,9$ г/с		3,9



Розрахунок викидів вуглеводнів із резервуарів та неорганізованих джерел  
Розрахунок викидів вуглеводнів із резервуарів здійснено згідно п.2.3.1  
"Сборника методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах  
от неорганизованных источников загрязнения атмосферы" [7].

1. Розрахунок викидів вуглеводнів  $M_H$ , в кг/год при наливі нафтопродуктів в ємності виконано по формулі:

$$M_H = 2,52 \cdot V_p \cdot P_{s(38)} \cdot M_n \cdot (K_{5x} + K_{5m}) \cdot K_8 \cdot 10^{-9}$$

2. Розрахунок викидів вуглеводнів  $M_3$ , в кг/год з ємностей виконано по формулі:

$$M_3 = 2,52 \cdot V_p \cdot P_{s(38)} \cdot M_n \cdot (K_{5x} + K_{5m}) \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot (1-\eta) \cdot 10^{-9}$$

3. Розрахунок викидів вуглеводнів  $G_{H.зб.}$ , в т/п.бур. з резервуарів виконано по формулі:

$$G_{H.зб.} = M_{H.з.} \cdot \Pi_{H.з.}$$

Розрахунок викидів вуглеводнів із неорганізованих джерел (амбарів) здійснено згідно п.2.1.1 "Сборника методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы".

4. Розрахунок викидів вуглеводнів з неорганізованих джерел виконано за формулою:

$$G_i = \frac{k_2}{k_1} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{D_i \cdot F \cdot C_i}{h} \cdot \ln \frac{B - P_{oi}}{B - P_{жи}}$$

Умовні позначення складових формул, їх назва і значення величин для розрахунку викидів вуглеводнів із амбарів відходів буріння приведено в табл.1.6, а розрахунок викидів в табл. 1.7.

**Таблиця 1.6 – Умовні позначення, їх назва і показники**

Умовні позначення і їх назва	Резервуар дизпалива	Резервуар для нафти	Амбар для відходів буріння	Приймальна ємність
V - об'єм рідини, що наливається в ємності за рік, м <sup>3</sup> /п.б	1239,8	150,3	938,5 511,9 240,1	2599,2
Mn – молекулярна маса парів рідини, Г/моль	159,0	50,0		
Ps (38) – тиск насичених парів рідин, гПа	1,3	103		
η – коефіцієнт ефективності газовловлюючого устаткування	-	-		
K5 – поправочні коефіцієнти, що залежать від тиску насичених парів (Ps (38)) та температура газового простору (tr) в холодну і теплу пору року:				
K5x – при наливі продукту в ємність в холодну пору року	0,045	0,132		
K5m – при наливі продукту в ємність в теплу пору року	0,121	0,245		
K5x – при зберіганні продукту в ємності в холодну пору року	0,045	0,132		
K5m – при зберіганні продукту в ємності в теплу пору року	0,245	0,386		
K6 – поправочний коефіцієнт, що залежить від тиску насичених парів і обороту ємностей	1,39	1,54		
K7 – поправочний коефіцієнт, що залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	0,95	0,95		
K8 – коефіцієнт, що залежить від тиску насичених парів і кліматичної зони	0,5	0,51		
пн. – кількість годин наливу продукту, г/п.б	123,9	15,1		
пз. – кількість годин зберігання продукту, г/п.б.	9552	7512	7512	7512
B - барометричний тиск, Па			101325	101325
Poі - парціальний тиск парів на деякій відстані від джерела, Па			0	0
Pжі - парціальний тиск парів над поверхнею рідини при температурі випаровування, Па			457,52	457,52
F - площа поверхні ємності (дзеркала амбару), м <sup>2</sup>			525 336 209	20
Cі - концентрація компонента в газовій суміші, мг/м <sup>3</sup>			46126	46126
h - глибина, рахуючи від верхнього краю до поверхні рідини, м			0,1	0,1
K1 – коефіцієнт, що враховує пониження температури поверхні випаровування			1,5	1,5
K2 – коефіцієнт, що враховує ступінь закритості поверхні випаровування			1	1
Di – коефіцієнт дифузії парів рідини, см <sup>2</sup> /год			0,01974	0,01974

**Таблиця 1.7 – Розрахунок викидів в атмосферне повітря із резервуарів, амбарів та ємностей**

№ джерела викидів	Розрахунок	Викиди забруднюючих речовин		
		кг/год	г/с	т/п.б.
13	1. Викиди із резервуару для дизельного пального			
	1.1. При наливі продукту			
	Мн.д. = $2,52 \cdot 1239,8 \cdot 1,3 \cdot 159 \cdot (0,045 + 0,121) \cdot 0,5 \cdot 10^{-9}$	$5,36 \cdot 10^{-5}$	$1,4889 \cdot 10^{-5}$	
	Мн.д. = $5,36 \cdot 10^{-5} \cdot 123,9 \cdot 10^{-3}$			$6,64113 \cdot 10^{-6}$
	1.2. При зберіганні продукту			
	Мз.д. = $2,52 \cdot 1239,8 \cdot 1,3 \cdot 159 \cdot (0,045 + 0,245) \cdot 1,39 \cdot 0,95 \cdot 10^{-9}$	$2,473 \cdot 10^{-4}$	$0,6869 \cdot 10^{-4}$	
	Мз.д. = $2,473 \cdot 10^{-4} \cdot 9552 \cdot 10^{-3}$			$1,2938 \cdot 10^{-3}$
12	2. Викиди із резервару для нафти			
	2.1. При наливі продукту			
	Мн.ш. = $2,52 \cdot 150,3 \cdot 103 \cdot 50 \cdot (0,132 + 0,245) \cdot 0,51 \cdot 10^{-9}$	$3,7504 \cdot 10^{-4}$	$1,0418 \cdot 10^{-4}$	
	Мн.ш. = $3,7504 \cdot 10^{-4} \cdot 15,1 \cdot 10^{-3}$			$5,66311 \cdot 10^{-6}$
	2.2. При зберіганні продукту			
	Мз.ш. = $2,52 \cdot 150,3 \cdot 103 \cdot 50 \cdot (0,132 + 0,386) \cdot 1,54 \cdot 0,95 \cdot 10^{-9}$	$1,4782 \cdot 10^{-3}$	$4,1062 \cdot 10^{-4}$	
	Мз.ш. = $1,4782 \cdot 10^{-3} \cdot 7512 \cdot 10^{-3}$			$1,11 \cdot 10^{-2}$
14-19	Викиди із приймальних ємностей			
	$G_i = \frac{1}{1,5} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,01974 \cdot 20,0 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,000549	0,0001526	0,004124
20-22	Викиди із амбарів			
20	$G_i = \frac{1}{1,5} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,01974 \cdot 550,2 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,01511	0,0042	0,1135
21	$G_i = \frac{1}{1,5} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,01974 \cdot 456,0 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,01253	0,0035	0,0941
22	$G_i = \frac{1}{1,5} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,01974 \cdot 328,9 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,009	0,0025	0,0676

Загальний об'єм викидів в атмосферу за період буріння однієї свердловини на прикладі свердловини № 55-Г Ярошівського родовища [6]. зведено в таблиці 1.8



**Таблиця 1.8 – Викиди за період будівництва однієї свердловини**

Назва речовини	Викид, т/п.б
Сажа	4,97959
Сірчистий ангідрид	43,63585
Оксид вуглецю	34,88729
Оксид азоту (II)	10,11658
Оксид азоту	40,46234
Вуглеводні граничні C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	10,91026
Суміш насичених вуглеводнів C <sub>2</sub> -C <sub>8</sub>	0,33205
Разом	145,32396

В нашому випадку, для буріння другого стовбуру свердловини №1, отримані дані за розрахунками для свердловини № 55-Г Ярошівського родовища будуть дещо завищені. Детальні обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферу під час буріння другого стовбуру у свердловині 1 будуть розраховані при складанні проекту на його будівництво.

За чисельними фактичними даними інвентаризацій викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря дизельними буровими верстатами під час спорудження свердловин основний внесок в забруднення атмосферного повітря, понад 90 % викидів забруднюючих речовин, складають продукти згорання палива під час роботи дизельних двигунів.

Для зменшення та запобігання негативного впливу проектованої діяльності на повітряне середовище у робочих проектах споруджування свердловин (групових проектах) необхідно передбачити наступні заходи:

- зберігання паливно-мастильних матеріалів у герметичних резервуарах, обладнаних дихальними клапанами;
- забезпечення герметичності і надійності роботи викидних ліній, замірних пристроїв, ємностей при освоєнні свердловин;
- повна герметизація системи збору, попередньої підготовки і транспорту видобутої продукції;
- проведення профілактично-попереджувального ремонту технологічного обладнання, трубопроводів, свердловин згідно розроблених графіків;
- систематичне проведення заміни спрацьованих ділянок трубопроводів;
- для запобігання нафтогазоводопроявлень гирло свердловин обладнати противикидним обладнанням;

При небезпечних метеорологічних умовах виробнича діяльність повинна проводитись у відповідності до плану заходів, що регулюють викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря в такі періоди.

### 1.5.2 Шумовий вплив

На промислових майданчиках Софіївського родовища використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах

частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі витриманої нормативної санітарно-захисної зони встановлених в ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 і наведених у таблиці 1.9.

**Таблиця 1.9** – Допустимі рівні звукового тиску та еквівалентні рівні звуку

Характеристика середовища	Рівні звукового тиску (дБ) в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку, дБА	
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	екві-валент-ний	макси-маль-ний
Постійні робочі місця в приміщеннях і на території підприємств	107	95	87	84	78	75	73	71	69	80	–
Території, які безпосередньо прилягають до житлових будинків: в денний час	89	75	66	59	54	50	47	45	43	55	70
в нічний час	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

Основними джерелами акустичного забруднення навколишнього середовища у процесі розробки родовища буде шум бурової установки при бурінні другого стовбуру (дизельні двигуни, дизель-генератор, цементно-змішувальна установка, блок приготування розчину, викидний патрубок бурового ключа АКБ, система управління бурової лебідки, вентилятори обдуву бурової лебідки, насосні станції).

Цей вид шумового забруднення носить тимчасовий характер і за інтенсивністю на межі санітарно-захисної зони (СЗЗ) свердловини не перевищує допустимий рівень звуку для житлової забудови (згідно з ДБН В1.1-31:2013 цей показник становить 45 дБа).

### **1.5.3 Розрахунок водоспоживання і водовідведення під час подальшої розробки родовища**

Централізоване водопостачання на родовищі відсутнє, для задоволення господарсько-питних потреб використовується вода привозну (в тарі). Скид стічних вод на території родовища відсутній.

При подальшій розробці родовища з бурінням свердловини для забезпечення промислу технічною, господарсько-побутовою водою буде здійснюватися використання водяних свердловин 1, 2, 5-А смт Талалаївка. Водозабір з свердловин НГВУ здійснює на основі Дозволу на спеціальне водокористування Укр. №329 А/Чрн. від 07.08.2015 р., терміном до 07.08.2018 р. Після закінчення терміну дії даного дозволу водозабір з свердловин буде продовжено на основі нового Дозволу на спеціальне

водокористування № 124/ЧГ/49д-18 від 18.06.2018р. терміном дії до 18.06.2023 р. (додаток Б).

Водовідведення господарсько-побутових стоків на підприємстві здійснюється у вигрібні ями з періодичними їх вивозом на Прилуцькі міські очисні споруди та міську каналізаційну мережу згідно договору з КП “Прилуkiteпловодопостачання” № 67/105-VI від 27.06.2018 р.

Також джерела водопостачання для технічних цілей при бурінні та кріпленні другого стовбура свердловини №1 та необхідні об’єми води визначатимуться індивідуальним проектом на її буріння.

Нижче приведено розрахунок водоспоживання і водовідведення при бурінні свердловини відповідно до вимог СОУ 09.1-20077720-020:2014 “Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів”[8].

Згідно вимог [8] в таблиці 1.10 та 1.11 наведено розрахунки в потребі води та відповідно у водовідведенні при бурінні свердловин.

**Таблиця 1.10 – Потреба води при бурінні свердловини**

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Норми використання води, м <sup>3</sup> /одиниця виміру продукції																					
		на технологічні потреби						на допоміжні потреби					на господарсько-питні потреби					Всього					
		Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води		Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода			оборотна/повторно-последовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води
		питна	технічна					питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна	Всього			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
буріння свердловини	м проходки	м <sup>3</sup> /тис. м проходки	-	4952,4	7428,4	495,2	4467,0	-	62,2	-	62,2	-	201,0	-	-	-	-	201,0	5014,6	5120,6	7428,4	557,4	4467,0
Всього на буріння	645,0	тис.м <sup>3</sup>	-	3,194298	4,791318	0,319404	2,881215	-	0,040119	-	0,040119	-	0,129645	-	-	-	-	0,129645	3,234417	3,302787	4,791318	0,359523	2,881215

**Таблиця 1.11 – Водовідведення при бурінні свердловини**

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м <sup>3</sup> /одиниця виміру продукції			
			технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби	Всього
буріння свердловин	м проходки	м <sup>3</sup> /тис.м проходки	–	–	201,0	201,0
	645,0					
Всього по свердловинах:		тис. м <sup>3</sup>	–	–	0,129	0,129

Відповідно до вимог [8] потребу води при видобуванні нафти та водовідведення розраховано згідно базових технологічних нормативів водоспоживання при бурінні свердловин та зведено відповідно у таблиці 1.12 та 1.13.

**Таблиця 1.12 – Потреба води при видобуванні нафти**

Спосіб виробництва/об'єкт		Найменування продукції		Норми використання води, м <sup>3</sup> /одинаця виміру продукції																			
				на технологічні потреби				на допоміжні потреби				на господарсько-питні потреби				Всього							
				Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використувана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода			оборотна/повторно-послідовно використувана вода	втрати
питна	технічна	питна	технічна	питна	технічна				питна	технічна				Всього									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Видобув. нафти	тис. тон	м <sup>3</sup> / 1000 тон нафти	-	390,0	4728,5	19,5	370,5	-	58,8	27,8	0,2	58,6	26,7	28,8	-	2,9	15,7	26,7	477,6	504,3	4756,3	22,6	444,8
	108,869																						
Всього за період розробки		тис. м <sup>3</sup>	-	42,45891	514,7871	2,122946	40,33596	-	6,401497	3,026558	0,021774	6,379723	2,906802	3,135427	-	0,31572	1,709243	2,906802	51,99583	54,90264	517,8136	2,460439	48,42493

**Таблиця 1.13 – Водовідведення при видобуванні нафти**

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м <sup>3</sup> /одиниця виміру продукції			
			технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби	Всього
Видобування нафти	тис.т нафти	м <sup>3</sup> /тис.т нафти	–	–	36,8	36,8
	108,869					
Всього:		тис. м <sup>3</sup>	–	–	4,006	4,006

Відповідно до вимог [8] потребу води при видобуванні газу та водовідведення розраховано згідно базових технологічних нормативів та зведено відповідно у таблиці 1.14 та 1.15.

**Таблиця 1.14** – Потреба води при видобуванні газу

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Одиниці норми використання води	Норми використання води, м <sup>3</sup> /одиниця виміру продукції																				
			на технологічні потреби					на допоміжні потреби					на господарсько-питні потреби					Всього					
			Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використуєма вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використуєма вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-последовно використуєма вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода			оборотна/повторно-последовно використуєма вода	втрати	безповоротне споживання води
			питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна	Всього			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Видобув газу	100 тис. м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /100 тис. м <sup>3</sup> газу	2,39	18,08	131,42	9,20	-	0,09	4,18	-	-	-	1,93	3,18	-	-	-	4,41	25,44	29,85	131,42	9,20	-
	6,38																						
Всього за період розробки		тис. м <sup>3</sup>	0,015248	0,11535	0,83846	0,058696	-	0,000574	0,026668	-	-	-	0,012313	0,020288	-	-	-	0,028136	0,162307	0,190443	0,83846	0,058696	0,015248



**Таблиця 1.15 – Водовідведення при видобуванні газу**

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м <sup>3</sup> /одиниця виміру продукції			
			технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби	Всього
Видобування газу	100 тис м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /100 тис м <sup>3</sup>	11,48	4,13	2,03	17,65
	6,38					
Всього:		тис. м <sup>3</sup>	0,073	0,026	0,0129	0,1126

Зведені показники водоспоживання і водовідведення при подальшій розробці родовища наведені в таблиці 1.16:

**Таблиця 1.16 – Зведені показники водоспоживання і водовідведення**

Технологічний процес	Споживання свіжої води, тис. м <sup>3</sup>	Водовідведення, тис. м <sup>3</sup>
Буріння	3,3027	0,129
Видобування нафти	54,90264	4,006
Видобування природного газу	0,190443	0,1126
Разом	58,395	4,2476

### 1.5.4 Поводження з відходами

На підприємстві НГВУ "Чернігівнафтогаз" утворюються відходи виробництва та відходи споживання. Видовий склад відходів є характерним для підприємства даного профілю. Інвентаризація відходів виробництва та поведження з ними проводиться у відповідності до вимог Закону України "Про відходи" і "Порядку ведення державного обліку та паспортизації відходів", затвердженого постановою Кабінету Міністрів від 01.10.99 № 2034.

На підприємстві розроблена і введена в дію Інструкція стосовно умов і правил збирання і тимчасового розміщення промислових відходів.

Відходи I, II, III класу збираються та тимчасово зберігаються у спеціально облаштованих місцях, а в подальшому передаються спеціалізованим підприємствам для утилізації чи захоронення згідно договорів. Відходи IV класу вивозяться для захоронення на місцеві полігони ТПВ.

Матеріали інвентаризації промислових відходів НГВУ "Чернігівнафтогаз" складено та погоджено Держуправлінням охорони навколишнього природного середовища в Чернігівській області згідно листа № 07-05/3067 від 06.09.2011р. додаток Г.

НГВУ "Чернігівнафтогаз" проводить виробничу діяльність на території п'яти районів області і щорічно звітується перед Головним управлінням статистики в Чернігівській області по формі № 1-відходи щодо утворення та поведження з відходами в загальному по підприємству, без розбивки обсягів утворення відходів по окремих цехах чи родовищах.

Державне статистичне спостереження, яке виконано 13 лютого 2017р. № 20-11/42/ згідно з Наказом Держстату України № 243 19.08.2014 р. "Утворення та поведження з відходами на технологічних об'єктах НГВУ "Чернігівнафтогаз", за 2017 рік наведено в додатку Г.

У разі виникнення аварійних ситуацій ґрунти, забруднені нафтопродуктами, хімічними та біоречовинами, що підлягають збиранню, обробленню та видаленню, направляються для оброблення на спеціально облаштований майданчик відновлення замазучених ґрунтів, що знаходиться на території Прилуцько-Леляківського ЦВНГ № 3 (паспорт МВВ № 545 від 06.09.2017 р.) додаток Г.

В процесі розробки Софіївського родовища можливе утворення відходів буріння, відходів підготовки нафти, металобрухту, будівельного та побутового сміття. На території родовища та прилеглих до нього ділянках звалища побутового сміття та промислових відходів відсутні.

В разі утворення відпрацьованих нафтопродуктів (масла, мастила моторні) автотранспортом збираються в окремі ємності з подальшим вивезенням на Гнідинцівський ГПЗ згідно наряд-замовлення № 56-А від 18.01.2018р.

Тверді побутові відходи, які накопичуються на території ГЗУ, збираються в сміттєві баки. Між НГВУ "Чернігівнафтогаз" та КП "Послуга" укладено договір № 57/85-VI від 12.04.16 про надання послуг з вивезення, розміщення та

знешкодження твердих побутових відходів на Прилуцькому полігоні ТПВ. Вивезення відходів здійснюється за контейнерною схемою.

Рідкі відходи (господарсько-побутові стоки) накопичуються у вигрібних ямах, звідки періодично (по мірі накопичення) вивозяться на Прилуцькі міські очисні споруди та міську каналізаційну мережу згідно договору № 67/105-VI від 27.06.2018 р. з КП "Прилуkiteпловодопостачання".

Решта відходів (брухт чорних та кольорових металів) в разі їх утворення централізовано збираються і вивозяться для тимчасового зберігання на базу в м Прилуки, звідки передаються спеціалізованим організаціям для утилізації.

Тимчасове зберігання відходів до передачі спеціалізованим підприємствам, у відповідності до укладених договорів, здійснюється згідно вимог санітарного законодавства України, що унеможлиблює вплив відходів на стан навколишнього середовища.

**Таблиця 1.7** – Відходи, що утворюються на родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз" та спеціалізовані організації, яким вони передаються

Код відходу	Назва відходу	Клас небезпеки	Напрямок руху відходу (передача спеціалізованому підприємству за договором)
7710.3.1.08	Брухт чорних металів дрібний інший (брухт чорних металів та сплавів)	3	ТзОВ "КОЛОРИ" (договір № 97-МТР від 07.03.2018 р.) та ТзОВ "Успіх -ЛТД" (договір № 98 – МТР 14.03.2018 р.)
7710.3.1.09	Брухт кольорових металів дрібний інший (брухт сплавів міді та алюмінію)	3	ТзОВ "Гradient-М" (договір № 208-МТР від 17.05.2018 р.), ПП "Пріоритет-1" (договір № 207 від 17.05.2018 р.) ПрАТ "Промснаб" (договір № 252 від 08.05.2018р.)
7720.3.1.01	Відходи комунальні змішані, в т.ч. сміття з урн (сміття з території підприємства)	4	КП "Послуга" (договір № 87/82-VI від 08.05.18) КП "Господар" (договір № 83-VI від 17.05.18)
7710.3.1.26	Відпрацьовані лампи люмінесцентні	1	ПП "Озон" (договір №06/01/99-VI від 12.06.2018р.)
7720.3.1.03	Відходи, одержані в процесі очищення вулиць, місць загального використання (рідкі)	4	КП "Прилуkiteпловодопостачання" (договір № 67/105-VI від 27.06.2018 р.)
6000.2.9.04	Батареї свинцеві відпрацьовані або зіпсовані	1	ПрАТ "Промснаб" (договір № 252 від 08.05.2018р.)
6000.2.9.03	Шини зіпсовані перед початком експлуатації, відпрацьовані, пошкоджені	3	ПП ВКФ "Капітолій" (договір № 251 від 29.05.2018р.)

#### 1.5.4.1 Розрахунок кількості відходів буріння

Розрахунок кількості відходів буріння проведений згідно до методики розрахунку за СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 “Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ”, Київ, Держгеослужба України, 2005[3].

Вихідні дані для визначення орієнтовного об'єму відходів при бурінні другого стовбуру обсягом буріння 645 м прийняті, виходячи з фактичних даних, отриманих у процесі будівництва подібних свердловин [3].

Враховуючи фактичний стан свердловини (діаметр спущених обсадних колон, глибину розташування штучного вибою), геологотехнічні умови буріння, розкриття продуктивних горизонтів можливе долотами діаметром 120,6 мм.

Вихідні дані для визначення об'єму вибуреної породи приведено в таблиці 1.17

**Таблиця 1.17** – Вихідні дані для визначення об'єму вибуреної породи

Показники	Умовні позначення	Значення
Діаметр долота в інтервалі буріння, мм	$D_{нi}$	120,6
Інтервал буріння, м	$L_i$	645,0
Середній коефіцієнт кавернозності	$\alpha_i$	1,16
Коефіцієнт розщільнення породи	$K_p$	1,2

Об'єм вибуреної породи  $V_{прi}$ , в  $m^3$  після завершення буріння, розраховується за формулою:

$$V_{прi} = 0,785 \cdot K_p \cdot D_{нi}^2 \cdot \alpha_i \cdot L_i,$$

і становить

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 1,2 \cdot (120,6)^2 \cdot 1,16 \cdot 645,0 = 10,25 \text{ м}^3$$

Забруднююча здатність бурових розчинів залежить від кількості і токсикологічної характеристики хімічних реагентів, що застосовуються для їх обробки. При бурінні свердловин використовуються, в основному, реагенти і речовини 3 і 4 класу небезпеки.

В бурових стічних водах (БСВ) будуть присутні компоненти, що входили до складу бурових розчинів, але в значно менших концентраціях. Серед них можна відмітити глинисту суспензію, графітовий порошок, кальциновану соду, нафту,  $CaCl_2$ , КМЦ, КССБ-4 тощо. Більшість з них належить до IV класу

токсичності. Речовини III класу токсичності складають незначну частину (до 2 %) відходів буріння.

Для очищення бурового розчину в основному використовують наступне обладнання:

- відстоювач;
- вібросито;
- пісковідділювач;
- муловідділювач.

Розрахунок витрат бурового розчину  $V_{по}$ , в  $m^3$  при його очищенні наведено в таблиці 1.18.

**Таблиця 1.18** – Витрати бурового розчину при його очищенні

Метод очищення	Ступінь очищення бурового розчину від породи	Формула для розрахунку	Витрати бурового розчину, $m^3$
Відстоювання	$e^I = 0,15$	$V_{по}^I = 3 e^I \cdot V_{пр}$	4,61
Просіювання	$e^{II} = 0,20$	$V_{по}^{II} = 1,2 e^{II} \cdot V_{пр}$	2,46
Пісковідділення	$e^{III} = 0,20$	$V_{по}^{III} = 2 e^{III} \cdot V_{пр}$	4,1
Муловідділення	$e^{IV} = 0,20$	$V_{по}^{IV} = 3 e^{IV} \cdot V_{пр}$	6,15
Всього			17,32

Об'єм видаленої з бурового розчину породи  $V_{вп}$ , в  $m^3$  розраховується за формулою:

$$V_{вп} = (e^I + e^{II} + e^{III} + e^{IV}) \cdot V_{пр},$$

і становить

$$V_{вп} = (0,15 + 0,20 + 0,20 + 0,20) \cdot 10,25 = 7,68 m^3$$

Об'єм відпрацьованого бурового розчину  $V_{вбр}$  (ВБР), в  $m^3$  розраховується за формулою:

$$V_{вбр} = (3 e^I + 1,2 e^{II} + 2 e^{III} + 3 e^{IV}) \cdot V_{пр} + 0,5V_{ц}$$

де,  $V_{ц}$  – об'єм циркуляційної системи бурової установки, що визначається в залежності від класу бурової установки і максимальної глибини буріння,  $V_{ц} = 160,44 m^3$ .

Тоді,

$$V_{вбр} = (3 \cdot 0,15 + 1,2 \cdot 0,20 + 2 \cdot 0,20 + 3 \cdot 0,20) \cdot 10,25 + 0,5 \cdot 160,44 = 97,54 m^3$$

Об'єм бурових стічних вод (БСВ)  $V_{бсв}$ , в  $m^3$  розраховується за формулою:

$$V_{бсв} = 2 \cdot V_{вбр},$$

і становить

$$V_{\text{бсв}} = 2 \cdot 97,54 = 195,08 \text{ м}^3$$

При амбарному бурінні до 30 % БСВ повертається після відповідної технологічної очистки на повторне використання.

Об'єм розчину для випробування свердловини  $V_{\text{вип}}$ , в  $\text{м}^3$  розраховується за формулою:

$$V_{\text{вип}} = 1,5 \cdot 0,785 \cdot D_{\text{в}}^2 \cdot H,$$

де,  $D_{\text{в}}$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони,  $D_{\text{в}} = 0,102 \text{ м}$ ;  
 $H$  – глибина свердловини,  $H = 645 \text{ м}$ .

Тоді,

$$V_{\text{вип}} = 1,5 \cdot 0,785 \cdot (0,102^2 \cdot 645) = 7,90 \text{ м}^3$$

Для нейтралізації можливого шкідливого впливу при розливі на ґрунт нафти і нафтопродуктів проводиться зрізання забрудненого ґрунту на всій площі забруднення на глибину забруднення ( $\sim 0,15 \text{ м}$ ).

Тверді побутові відходи, які утворюються на родовищі вивозяться КП „Послуга” згідно діючого договору № 57/85-VI від 12.04.2016 р.

### 1.5.5 Радіаційні фактори

Індустріальні джерела іонізуючого випромінювання (ДІВ) штучного або природного походження, які цілеспрямовано використовуються у виробничій сфері на території промислових об'єктів родовища відсутні.

З метою визначення радіаційного стану родовища, опромінення території зовнішнім гамма-випромінюванням від природних радіонуклідів, що містяться в сировинних та вторинних продуктах виробництв відділом екологічної та радіаційної безпеки НГВУ "Чернігівнафтогаз" проводиться щорічний радіаційний контроль об'єкту.

Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань дозиметром-радіометром МКС-07 "Пошук", свідоцтво про повірку № 0900821 від 04.08.2017 р. Дані радіаційного контролю Софіївського родовища наведені у таблиці 1.19.

Аналіз даних вимірювань свідчить про наявність техногенно-підсиленого ДІВ природного походження, яке, в результаті виробничої діяльності було піддане концентруванню унаслідок чого виникло додаткове (до природного радіаційного фону) випромінювання в районі пригирлових приямків

свердловин. Таке підвищення не вважається критичним і не впливає на загальний радіаційний фактор території

**Таблиця 1.19** – Результати радіаційного контролю Софіївського родовища

Найменування об'єкта дослідження	Гамма-випромінювання, мкР/год					Бета-випромінювання, част/хв. см <sup>2</sup>	Альфа-випромінювання, част/хв. см <sup>2</sup>
	Фон	Територія	Устаткування	Гирло свердловин	Пригирловий приямок		
Свердл. № 13	11-15	10-12	15-17	17-18	17-20	18	Н/В
Свердл. № 51	12-15	11-15	24-30	38-40	36-40	48	Н/В
Свердл. № 52	11-14	11-14	12-16	13-16	13-15	7	Н/В
Свердл. № 53	12-15	12-15	24-26	33-35	33-35	42	Н/В
Свердл. № 7	14-18	13-15	18-22	25-27	24-27	20	Н/В

### 1.5.6 Вібраційний, світловий, тепловий вплив

Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами та здійснення на промислових майданчиках виробничої діяльності у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не створюють вібраційного, світлового та теплового забруднення довкілля.

## **2 ОПИС ВИПРАВДАНИХ АЛЬТЕРНАТИВ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВНИХ ПРИЧИН ОБРАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОГО ВАРІАНТА З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ НАСЛІДКІВ**

Софіївське нафтове родовище відкрите в 1976 р. в результаті випробування параметричної свердловини 233, пробуреної Ніжинською нафтогазорозвідувальною експедицією.

За ступенем геологічної вивченості запаси нафти і розчиненого газу Софіївського родовища відносяться до груп розвіданих і попередньо розвіданих, за ступенем техніко-економічного вивчення – до детально оцінених, попередньо оцінених, а за промисловим значенням – до груп балансових, позабалансових.

Станом на 01.01.2016 р. в розробці перебували поклади горизонту В-20 (свердловини 51, 53) та горизонту В-26 (Північно-Софіївський блок, свердловина 13). Поклад горизонту В-19н (Північно-Софіївський блок) не розробляється через відсутність видобувного фонду свердловин. Для вилучення залишкових запасів нафти розглянуто один варіант з бурінням другого стовбура у п'єзометричній свердловині 1. З якої за рентабельний період 2018 – 2031 рр. буде видобуто 34,148 тис. т нафти.

Для подальшого прогнозування розробки родовища виділено наступні експлуатаційні об'єкти:

- поклад горизонту В-26 (Північно-Софіївський блок);
- поклад горизонту В-26 (Західно-Софіївський блок);
- поклад горизонту В-20 (Західно-Софіївський блок);
- поклад горизонту В-19н (Північно-Софіївський блок).

Згідно [3] для родовища в цілому розраховано варіант розробки, який складений з варіантів розробки кожного об'єкту. За рентабельний період (2016 – 2032 рр.) накопичений видобуток нафти становитиме 108,869 тис. т, коефіцієнт нафтовилучення – 0,289. Термін окупності капітальних вкладень – до року.

З родовища отримують вуглеводні, видобуток яких технологічно можливий і економічно доцільний під час розробки покладу із застосуванням сучасної технології і техніки видобутку за умови додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища, згідно всіх нормативних документів, що контролюють державні органи та стандарти підприємства.

За фактом планованої діяльності – продовження промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – виправдані альтернативи будь-якого характеру відсутні.





Кінець таблиці 3.1

Ангідрид сірчистий	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ванадію п'ятиоксид	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
Пил неорганічний, з вмістом діоксиду кремнію в%: 70 – 20	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Метан	20	20	20	20	20	20	20	20
Етан	26	26	26	26	26	26	26	26
Пропан	26	26	26	26	26	26	26	26
Бутан	80	80	80	80	80	80	80	80
Пентан	40	40	40	40	40	40	40	40
Гексан	24	24	24	24	24	24	24	24
Формальдегід	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Кислота оцтова	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Фтористий водень (у перерахунку на фтор)	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008

Вимірювальна установка (ГЗУ) Софіївського родовища, як основне джерело забруднення на родовищі, здійснює незначний вплив на стан атмосферного повітря. За результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря [5], на промисловому майданчику виявлено три потенційних організованих джерела викидів забруднюючих речовин. Загальний обсяг викидів забруднюючих речовин становить 0,08329 т/рік.

В таблицях 3.2, 3.3, 3.4 приведено розрахунки викидів забруднюючих речовин згідно [5].

**Таблиця 3.2** – Результати розрахунку викидів забруднюючих речовин при вентиляції установки "Супутник"

Позна-чення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
–	Номер джерела викиду	–	–	4101
M	Максимальна масова концентрація забруднюючої речовини:	інструментальні лабораторні вимірювання	мг/м <sup>3</sup>	–
	Бутан			4,01
	Гексан			4,63
	Пентан			5,52
	Метан			2,03
	Пропан			2,25
	Етан			1,03
T	Час роботи обладнання протягом року	вихідні дані	год	2190
v	Об'ємна витрата газопилового потоку, приведена до н.у.	інструментальні вимірювання	м <sup>3</sup> /с	0,111
Грік	Валовий викид забруднюючих речовин:	$M \cdot V \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-9}$	т/рік	–
	Бутан			0,00351
	Гексан			0,00405
	Пентан			0,00483
	Метан			0,00178
	Пропан			0,00197
	Етан			0,00090

**Таблиця 3.3 – Результати розрахунку викидів забруднюючих речовин при перевірці працездатності запобіжного клапана**

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	4102
–	Назва джерела утворення	–	–	Ємність сепараційна С-1
–	Технологічний процес	–	–	Ревізія запобіжного клапана, огляд апарата
V	Об'єм апарата	вихідні дані	м <sup>3</sup>	0,89
ρ	Густина газу	вихідні дані	кг/м <sup>3</sup>	0,8970
P	Тиск в апараті	вихідні дані	МПа	4
T	Температура	вихідні дані	К	280,03
Z	Коефіцієнт стисливості	вихідні дані	–	0,917
V <sub>г</sub>	Об'ємна витрата газу на одну операцію	$V \cdot P \cdot 293 / (T \cdot Z \cdot P_{ат})$	м <sup>3</sup>	40,108
V	Об'ємна витрата газу приведена до 20-хв інтервалу	$V_g / 1200$	м <sup>3</sup> /с	0,033
m	Кількість апаратів	вихідні дані	шт.	1
n	Кількість операцій за рік	вихідні дані	шт.	1
G <sub>max</sub>	Максимальний викид приведений до 20-хвилинного інтервалу осереднення	$V \cdot \rho \cdot 1000$	г/с	29,98116
G <sub>рік</sub>	Валовий викид забруднюючих речовин	$V_g \cdot \rho \cdot n \cdot m / 1000$	т/рік	0,03598
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	–	–
	метан		%	75,85
	етан		%	6,15
	пропан		%	5,93
	бутан		%	4,92
	пентан		%	4,19
	гексан		%	2,96
G <sub>max,i</sub>	Максимальний викид за компонентами:	$G_{max} \cdot C_i / 100$	–	–
	метан		г/с	22,73984
	етан		г/с	1,84436
	пропан		г/с	1,77896
	бутан		г/с	1,47451
	пентан		г/с	1,25579
	гексан		г/с	0,88771
G <sub>рік,i</sub>	Валовий викид: за компонентами:	$G_{рік} \cdot C_i / 100$	–	–
	метан		т/рік	0,02729
	етан		т/рік	0,00221
	пропан		т/рік	0,00213
	бутан		т/рік	0,00177
	пентан		т/рік	0,00151
	гексан		т/рік	0,00107

**Таблиця 3.4 – Результати розрахунку викидів забруднюючих речовин від дренажної ємності**

Позна-чення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	4103
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	8
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	підземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	нафта
Vрік	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	32
–	Температура кипіння рідини:	–	–	–
tn	початку	вихідні дані	°C	65
tk	кінця	вихідні дані	°C	350
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–
tax	за шість найбільш холодних місяців	СНИП 2.01.01-82	°C	-1,9
tat	за шість найбільш теплих місяців	СНИП 2.01.01-82	°C	14,9
–	Середня температура рідини	–	–	–
txx	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°C	-1,9
txt	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°C	14,9
Mп	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [17]	г/моль	84
–	Середня температура газового простору:	–	–	–
trx	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot tax+K3x \cdot txx$	°C	-0,1
trt	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1t+K2t \cdot tat+K3t \cdot txt)$	°C	14,0
tekv	Еквівалентна температура початку кипіння	$tn+(tk-tn)/8,8$	°C	97,4
Ps(38)	Тиск насичених парів рідини при t=38 °C	табл. П.6.1 [11]	гПа	119
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$V_{рік}/V$		4,0

Оцінка впливу викидів забруднюючих речовин на стан забруднення атмосферного повітря здійснюється за результатами розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітря за даними, що одержані при проведенні інвентаризації [5]. Результати розрахунку максимальних приземних концентрацій забруднюючих речовин, що були задіяні в розрахунку, з врахуванням фонового забруднення на межі нормативної санітарно-захисної зони наведені в таблиці 3.5.

**Таблиця 3.5 – Результати розрахунку максимальних приземних концентрацій**

код	Забруднююча речовина			Розрахункові максимальні концентрації в долях ГДК з врахуванням фонового забруднення на межі СЗЗ
	найменування	ГДК, мг/м <sup>3</sup>	клас небезпечності	
410	Метан	50	0	0,73
402	Бутан	200	4	0,41
403	Гексан	60	4	0,41
405	Пентан	100	4	0,41
10304	Пропан	65	0	0,42
10305	Етан	65	0	0,42

Метеорологічні характеристики і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в повітрі, надано Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (додаток Е) і наведено в таблиці 3.6.

**Таблиця 3.6** – Кліматологічна характеристика і коефіцієнти

Назва показників	Величина
Коефіцієнт, який залежить від стратифікації атмосфери, «А»	180
Коефіцієнт, який враховує вплив рельєфу місцевості	1
Середня максимальна температура повітря найтеплішого місяця року, °С	+ 27,3
Середня мінімальна температура повітря найхолоднішого місяця року, °С	- 17,1
Середня за рік повторюваність напрямків вітру, %	-
Північ	17
Північний схід	12
Схід	10
Південний схід	9
Південь	18
Південний захід	9
Захід	11
Північний захід	14
Швидкість вітру, повторюваністю 5 % і більше, м/с	4 – 5

За результатами розрахунку розсіювання викидів забруднюючих речовин з врахуванням фонових забруднень максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин, що включені до розрахунку, не перебільшують нормативного значення ГДК для населених місць по всьому розрахунковому майданчику при будь-якому напрямку вітру.

Контроль концентрацій забруднюючих речовин на межі санітарно захисної зони не передбачено.

### 3.2 Дані про стан поверхневих вод

В межах ліцензійної ділянки родовища водойми та водотоки відсутні.

На території родовища моніторинг за якістю природних вод: поверхневих та підземних не проводиться.

Забір води з джерел водопостачання для задоволення виробничих та господарсько-побутових потреб Софіївського родовища на даний час не проводиться. На господарсько-питні потреби використовується вода привозна (в тарі). Скид стічних вод не проводиться.

### **3.3 Дані про стан ґрунту**

Контроль за станом ґрунтового покриву на родовищі не проводиться.

У випадку необхідності проведення моніторингу за станом ґрунтового покриву на родовищі, спостереження може здійснювати лабораторія моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ «Укрнафта» (свідоцтво про атестацію лабораторії наведено в Додатку В) чи інша спеціалізована організація.

### **3.4 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності**

Софіївське родовище є діючим об'єктом розробки, дослідно-промислова розробка якого триває із 1978 року. Відповідно до вибраного оптимального варіанту розробки родовища заплановано буріння одної свердловини, крім того експлуатація родовища буде продовжена наявним фондом свердловин.

За даними попередніх розділів та результатами інструментальних замірів тривалий період видобування нафти і газу на родовищі не призвів до суттєвого забруднення чи деградації компонентів довкілля.

Без подальшої експлуатації родовища показники якості довкілля залишаться на рівні даних наведених у таблицях 3.2-3.5.

## 4 ОПИС ФАКТОРІВ, ЯКІ ЙМОВІРНО ЗАЗНАЮТЬ ВПЛИВУ З БОКУ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ ТА ЇЇ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВАРІАНТІВ

### 4.1 Опис загального стану атмосферного повітря

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура плюс 5 °С. Річна кількість опадів досягає 450 – 500 мм. Осінньо-зимовий період триває 4 – 5 місяців, опалювальний сезон триває 180 д, а іноді і довше. Товщина промерзання ґрунту до 1 – 1,2 м. Напрямок вітру, переважно, західний та південно-західний. Середньорічна температура +6 °С.

Фонові концентрації основних забруднюючих речовин, які характеризують стан атмосферного повітря в районі Софіївського родовища надано державним Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (від 30.03.16р. №01-27/519-13) та наведені в таблиці 3.1. (додаток Г).

Кліматична характеристика і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання шкідливих речовин в атмосферному повітрі, надані Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (від 30.03.16 р. № 05/518-13) та приведені в таблиці 3.6. (Додаток Д).

### 4.2 Опис загального стану водного середовища

У гідрогеологічному відношенні Софіївське родовище розташоване в північній прибортовій зоні Дніпровського артезіанського басейну. Водоносні горизонти розкриті в кайнозойських, мезозойських і палеозойських відкладах.

За гідродинамічними і геохімічними особливостями в розрізі чітко виділяються чотири зони: активного, утрудненого, досить утрудненого водообміну і зона відсутності латерального руху вод. Всі вони розділені досить надійними водоупорами і визначають відповідну гідрогеологічну обстановку для накопичення і збереження покладів вуглеводнів.

Геологічна будова території, її геоструктурні і геоморфологічні особливості, а також кліматичні умови сприяють інтенсивному накопиченню підземних вод, поповнення яких здійснюється за рахунок інфільтрації атмосферних опадів. Розвантаження вод здійснюється у долинах річок і балок

У межах зони активного водообміну виділяються наступні водоносні горизонти і комплекси [2]:

- у сучасних алювіальних відкладах;
- у нерозчленованих нижньо-, середньо- та верхньочетвертинних еолово-делювіальних відкладах;
- у відкладах полтавської світи;
- у відкладах харківської і берекської світ.

Завдяки значній водозбагаченості, добрій якості води і неглибокому заляганню водоносний комплекс у відкладах харківської і берекської світ широко експлуатується місцевим населенням за допомогою шахтних колодязів і свердловин. За хімічним складом переважають води гідрокарбонатні кальцієво-натрієві і кальцієво-магнієві та гідрокарбонатно-сульфатні натрієво-

кальцієві з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. Жорсткість води коливається від 2,6 до 9,7 ммоль, рН 6,8 – 7,6.

За гідрологічним районуванням територія розташування Софіївського родовища належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна сітка району представлена річками Лисогор та Смош, які є притокою річки Удай. Коефіцієнт щільності річкової мережі становить від 0,2 до 0,3 км/км<sup>2</sup>. Гирла рік дуже заболочені, зарослі осокою, часто вкриті торф'яником. На притоках утворилися заплави, які об'єднують багато водойм невеликих розмірів.

Живлення водотоків здійснюється як за рахунок атмосферних опадів, так і за рахунок підземних вод, особливо у посушливі періоди року.

За річним розподілом стоку для даної території характерне весняне водопілля, стійка літня межень, яка порушується зливовими і дощовими паводками, невеликим підвищенням рівня річок восени і низькою водністю взимку. Початок весняного водопілля відноситься до першої половини березня. Закінчується воно у першій декаді травня. Значення рівнів підйому води становлять від 0,5 до 1,5 м. Літньо-осіння межень триває з травня по жовтень-листопад.

### 4.3 Опис ґрунтового покриву

Територія Софіївського родовища за агроґрунтовим районуванням відноситься до північно-західної підпровінції лівобережної провінції лісостепової зони чорноземів типових та сірих опідзолених ґрунтів, за механічним складом – середньо- і важкосуглинкових. Належність до цієї зони, а також ландшафтні особливості площі, в основному, й зумовили характер ґрунтового покриву. Вододільні місцевості та верхні частини схилів ярів займають чорноземи типові на лесоподібних суглинках, на схилах вони мають вигляд різного ступеню змитих різновидів. Між типовими чорноземами зустрічаються чорноземи опідзолені, які займають переважно рівні слабодреновані вододіли та їх схили. У нижній частині схилів та на днищах балок переважають лучно-чорноземні ґрунти, які за морфологічними показниками дуже схожі на чорноземи, відрізняючись лише слабкою оглеєністю нижньої частини профілю. На днищах балок та в долині р. Лисогор також зустрічаються лучні та лучно-болотні ґрунти. У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить від 0,3 до 0,6 м.

Глибина промерзання ґрунтів досягає 0,8 – 1,0 м.

Софіївська площа згідно з тектонічним районуванням знаходиться в північній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини і приурочена до східної частини великого Плисківсько-Лисогорського виступу кристалічного фундаменту. На сході цей виступ через невеликий прогин з'єднується з Талалаївським, на південному-сході обмежується Срібнянською, а на північному сході – Дмитріївською западинами. За



нафтогазогеологічним районуванням площа належить до Центральної субобласті Монастирищенсько-Софіївського нафтового району.

У геологічній будові Софіївського родовища беруть участь девонські кам'яновугільні, пермські, тріасові, юрські, крейдові, палеогенові, неогенові і четвертинні відклади, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті. Детально геологічна будова у межах родовища описана в розділі 2.

Промислово-нафтоносними на родовищі оцінюються відклади верхньовізейського ярусу нижнього карбону. Встановлена промислова нафтоносність чотирьох горизонтів: В-19н, В-20, В-21 та В-26.

У результаті розвідки та експлуатації в межах Софіївського родовища відбулося техногенне порушення геологічного середовища внаслідок буріння двадцяти свердловин середньою глибиною 4200 м із загальним об'ємом вибурених гірських порід близько 10925 м<sup>3</sup>, що могло привести до незначних змін фізико-механічних властивостей гірських порід у пристовбурній зоні свердловин.

При безпечній експлуатації родовища вплив на ґрунти та геологічне середовища буде мінімальним.

#### **4.4 Опис стану флори та фауни**

У межах ліцензійної ділянки Софіївського родовища лісові масиви відсутні. Більшу частину території займають сільськогосподарські угіддя.

За геоботанічним районуванням територія Софіївського родовища знаходиться в Прилуцько-Лохвицькому геоботанічному районі Роменсько-Полтавського геоботанічного округу лучних степів, дубових, грабово-дубових та дубово-соснових (на терасах річок) лісів і евтрофних боліт Лівобережнопридніпровської підпровінції Східноєвропейської провінції Європейсько-Сибірської лісостепової області Лісостепової зони.

На місці лучного степу, яким була територія до освоєння людиною, створені сільськогосподарські угіддя. Луки з чагарниками залишилися лише по днищах балок. Основними деревними насадженнями декількох лісосмуг, що перетинають площу родовища з північного заходу на південний схід та з північного сходу на південний захід є тополя і клен.

У лісових насадженнях зустрічаються невеликі за чисельністю популяції таких видів фауни, як заєць, лисиця, сліпак звичайний, гадюки звичайна, жаба трав'яна, шуліка чорний, яструби (великий, малий), дятел сивий, дрозди (чорний, співочий). У межах сільськогосподарських угідь фауна представлена гризунами різних видів. Серед птахів найпоширенішими є припутень, посмітюха, ворона, просянка, куріпка сіра, жайворонок. В очеретяних заростях ставків зустрічаються кутора (звичайна, мала), луні (болотяний, лучний), дика качка, курочка водяна, очеретянки (велика, лучна). У водах ставків зустрічається щука, окунь, йорж, плітка, краснопірка, короп, карасі (сріблястий, золотистий), пічкур.

При експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільший

вплив пов'язаний із підготовкою бурового майданчика, з монтажем бурового і допоміжного обладнання, будівництвом під'їзної дороги.

В межах території проведення проектованої діяльності відсутні природно-заповідні об'єкти.

Найближчими до Софіївського родовища об'єктами природно-заповідного фонду є Ічнянський, Мезинський природні парки.

Гідрологічні пам'ятки природи місцевого значення (природні джерела мінералізованої питної води), розташовані в районі сіл Бацмани, Гришино, Малі Бубни.

## 5. ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

Подальша експлуатація родовища запланована існуючими технологічними майданчиками, існуючим фондом свердловин та відновленням протягом періоду експлуатації родовища однієї свердловини. Дані щодо стану атмосферного повітря від впливу роботи обладнання по збору та транспортування продукції, обсяги викидів забруднюючих речовин, утворення відходів, водоспоживання та водовідведення описані у розділах 1 та 3 даного звіту. За результатами інструментальних замірів компоненти довкілля зазнають незначного впливу від роботи наявного обладнання.

Вплив на довкілля під час будівництва свердловини буде мати короткостроковий тимчасовий характер і, зважаючи на запланований тривалий період експлуатації родовища, буде суттєво розтягнутий у часі.

### 5.1 Оцінка ризику впливу планованої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ на здоров'я населення

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на виробничих майданчиках на здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря проводиться відповідно до методичних рекомендацій [9].

Для характеристики ризику розвитку неканцерогенних ефектів найчастіше використовують два показники: максимальна недіюча доза і мінімальна доза, що викликає пороговий ефект.

Дані показники є основою для установлення рівнів мінімального ризику – референтних доз (*RfD*) і концентрації (*RfC*). Перевищення референтної дози не обов'язково пов'язане із розвитком шкідливого ефекту, але чим вища доза впливу і чим більше вона перевищує референтну, тим більша імовірність його виникнення, однак оцінити цю імовірність за даного методичного підходу неможливо. У зв'язку з цим кінцевими характеристиками оцінки експозиції на основі референтних доз і концентрацій є коефіцієнти (*HQ*) та індекси (*HI*) небезпеки. Якщо референтна доза не перевищена, то ніяких регулюючих втручань не потрібно. У випадку, коли вплив речовини перевищує (*RfD*), виникає небезпека, величину якої можна оцінити лише за допомогою вивчення залежності "доза-відповідь" та спектра шкідливих ефектів.

Характеристику ризику розвитку неканцерогенних ефектів за комбінованого впливу хімічних речовин проводять на основі розрахунку індексу небезпеки (*HI*) за формулою:

$$HI = \sum HQ_i,$$

де,  $HQ_i$  – коефіцієнти небезпеки для окремих компонентів суміші хімічних речовин, що впливають.

За інгалаційного надходження розрахунок коефіцієнта небезпеки можна здійснювати за формулою:

$$HQ_i = \frac{C_i}{RfC},$$

де,  $HQ_i$  – коефіцієнт небезпеки впливу  $i$ -тої речовини;  
 $C_i$  – рівень впливу  $i$ -тої речовини, мг/м<sup>3</sup>;  
 $RfC$  – безпечний рівень впливу, мг/м<sup>3</sup>.

Для речовин, для яких не встановлено безпечно референтну концентрацію, приймається значення середньодобової граничнодопустимої концентрації (ГДК) або орієнтовних безпечних рівнів діяння (ОБРД).

Критерії для характеристики коефіцієнта небезпеки наведено у таблиці 5.1.

**Таблиця 5.1** – Критерії неканцерогенного ризику

Характеристика ризику	Коефіцієнт небезпеки ( $HQ$ )
Ризик виникнення шкідливих ефектів розглядають як зневажливо малий	< 1
Гранична величина, що не потребує термінових заходів, однак не може розглядатися як досить прийнятна	= 1
Імовірність розвитку шкідливих ефектів зростає пропорційно збільшенню коефіцієнту небезпеки ( $HQ$ )	> 1

Для розрахунку середньорічних концентрацій забруднюючих речовин на межі нормативної (встановленої) санітарно-захисної зони використовувався програмний комплекс "EOL+" версія 5.23 (WINDOWS), розроблений Київським КБСП "ТОПАЗ" і рекомендований для використання Мінприроди України.

Вихідні дані для розрахунку оцінки ризику впливу планованої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ на здоров'я населення взяті з звіту "Інвентаризація викидів [5]. Результати розрахунку ризику розвитку неканцерогенних ефектів приведені в таблиці 5.2.

**Таблиця 5.2** – Результати розрахунку ризику розвитку не канцерогенних ефектів

Назва забруднюючої речовини	Максимальна середньорічна концентрація, $C$ , мг/м <sup>3</sup>	Референтна (безпечна) концентрація, $RfC$ , мг/м <sup>3</sup>	Середньо-добова ГДК, мг/м <sup>3</sup>	Коефіцієнт небезпеки, $HQ_i$
Бутан	0,084	–	20,0*	0,0042
Гексан	0,048	0,2	–	0,24
Пентан	0,059	–	25,0	0,00236
Метан	0,0435	–	5,0*	0,0087

Кінець таблиці 5.2

Пропан	0,078	–	6,5*	0,012
Етан	0,065	–	6,5*	0,010

\*) – для речовин, для яких середньодобова концентрація не встановлена, у розрахунку, згідно з ОНД-86 [10], прийнята концентрація рівна 0,1 максимально-разової граничнодопустимої концентрації даної речовини або орієнтовно безпечного рівня діяння.

Канцерогенні речовини, забруднюючі атмосферу, відсутні. Коефіцієнти небезпеки свідчать, що ризик виникнення шкідливих ефектів розглядаються як зневажливо малим (за табл.5.1).

## 5.2 Оцінка соціального ризику планованої діяльності на промисловому майданчику

Соціальний ризик планованої діяльності визначається у відповідності до Додатку И ДБН А.2.2-1-2003 "Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд" як ризик для групи людей, на яку може вплинути впровадження об'єкта господарської діяльності, з урахуванням особливостей природно-техногенної системи. Класифікація рівнів соціального ризику наведена у таблиці 5.3.

**Таблиця 5.3** – Класифікація рівнів соціального ризику

Рівень ризику	Ризик протягом життя
Неприйнятний для професійних контингентів і населення	$> 10^{-3}$
Прийнятний для професійних контингентів і неприйнятний для населення	від $10^{-3}$ до $10^{-4}$
Умовно прийнятний	від $10^{-4}$ до $10^{-6}$
Прийнятний	$< 10^{-6}$

Оціночне значення соціального ризику ( $R_s$ ) визначається за формулою:

$$R_s = CR_a \cdot V_u \cdot \frac{N}{T} \cdot (1 - N_p)$$

- де,  $R_s$  – соціальний ризик, чол/рік;  
 $CR_a$  – канцерогенний ризик комбінованої дії декількох забруднюючих атмосферу канцерогенних речовин, який визначається за наведеним вище, або, як в нашому випадку, при відсутності у викидах речовин із доведеною або вірогідною канцерогенністю для людини приймається рівним  $1 \cdot 10^{-6}$ , безрозмірний;  
 $V_u$  – уразливість території від прояву забруднення атмосферного повітря, що визначається відношенням площі, віднесеної під

об'єкт господарської діяльності, до площі об'єкта з санітарно-захисною зоною, частки одиниці;

$N$  – чисельність населення, чол., що визначається:

а) за даними мікрорайону розміщення об'єкта, якщо такі є у населеному пункті;

б) за даними усього населеного пункту, якщо немає мікрорайонів, або об'єкт має містоутворююче значення;

в) за даними населених пунктів, що знаходяться в зоні впливу об'єкта проектування, якщо він розташований за їх межами;

$T$  – середня тривалість життя (визначається для даного регіону або приймається 70 років), чол./рік;

$N_p$  – коефіцієнт, за відсутності зміни кількості робочих місць, як в нашому випадку, приймається рівним 0.

Розраховуємо оціночне значення соціального ризику здійснення планованої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ:

$$R_s = 1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{0,259 \cdot 10^4}{295997} \cdot \frac{57}{70} \cdot (1 - 0) = 0,0071 \cdot 10^{-6},$$

де,  $R_s$  – соціальний ризик, чол./рік;

$CR_a$  – приймаємо рівним  $1 \cdot 10^{-6}$ , безрозмірний;

$V_u$  – а) площа, яка віднесена під промисловий майданчик ГЗУ за даними Державного акту на право постійного користування землею на території Южненської сільської Ради І-ЧН № 001655 (Додаток А) складає 0,259 га;

б) площа об'єкта з санітарно-захисною зоною складає 295997 м<sup>2</sup>;

$N$  – чисельність населення с. Софіївка (найближчої житлової забудови) за даними Інтернет ресурсів, складає 57 чол.;

$T$  – приймаємо 70 років, чол./рік;

$N_p$  – приймаємо рівним 0.

Отже, рівень соціального ризику планованої діяльності становить  $0,0071 \cdot 10^{-6}$ , що є значно менше  $10^{-6}$  чол./рік (табл.5.3). Рівень соціального ризику – прийнятний.

## 6 ОПИС МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУВАЛИСЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ВПЛИВІВ НА ДОВКІЛЛЯ

Метою будь-якого прогнозування є отримання науково обґрунтованих варіантів тенденцій розвитку і зміни керованого об'єкта (показників його стану) в часі і просторі.

Основною метою прогнозу щодо наслідків дії факторів впливу планованої діяльності в процесі продовження видобутку вуглеводнів з Софіївського родовища на складові компоненти довкілля (атмосферне повітря, ґрунти, рослинний і тваринний світ, поверхневу і підземну гідросферу тощо) у майбутньому є оцінка можливої реакції навколишнього природного та соціального середовища на прямий чи опосередкований вплив на них вказаної діяльності.

Для оцінки впливів на довкілля в даній роботі застосовано декілька методів прогнозування, з яких можна виділити наступні:

- метод екстраполяції;
- метод математичного моделювання

Метод екстраполяції ґрунтується на припущенні, що закономірності, які склалися в минулому, будуть зберігатися і в майбутньому. Саме на основі цього методу прогнозується збереження задовільного стану атмосферного повітря в районі родовища при роботі технологічної установки ГЗУ. Багаторічні заміри концентрації забруднюючих речовин на межі СЗЗ не виявили перевищень ГДК по кожному з вимірюваних інгредієнтів. При збереженні існуючого технологічного режиму, можна спрогнозувати, що при подальшій експлуатації установки якісний стан атмосферного повітря за межами СЗЗ і надалі буде в межах норми.

Метод математичного моделювання в даному звіті використовувався при прогнозуванні оцінки впливів на стан атмосферного повітря. За допомогою цього методу можливо кількісно оцінити величину значень та відносну участь різноманітних впливів. Суть методу полягає у побудові моделей, які розглядають з урахуванням імовірної або бажаної зміни прогнозованого явища на певний період, користуючись прямими або опосередкованими даними про масштаби та напрями змін. При побудові прогнозних моделей необхідно виявити фактори, від яких суттєво залежить прогноз; з'ясувати їх співвідношення з прогнозованим явищем; розробити алгоритм і програми моделювання змін довкілля під дією певних факторів.

Прогнозна проектна оцінка впливу на довкілля визначалася як сума прогнозованої фонові оцінки і оцінки впливу планованої діяльності.

Оцінки впливу на довкілля проводилась, також, за методиками існуючих нормативних документів.

Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря здійснювався за методиками, допущеними до використання в Україні.

Кількісна оцінка впливу на атмосферне повітря виконана за нормативами діючого законодавства в сфері охорони навколишнього природного

середовища, а саме за значеннями гранично-допустимих концентрацій (ГДК) в атмосферному повітрі житлової забудови, а також нормативами гранично допустимих викидів, встановлених Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 309 від 27.06.2006 р.

Для автоматизованого розрахунку забруднення атмосфери застосовувався програмний комплекс "EOL+" версія 5.3.4 (WINDOWS). Дана програма призначена для оцінки впливу викидів забруднюючих речовин підприємств на забруднення приземного шару атмосфери.

При прогнозуванні фізичного впливу планованої діяльності на навколишнє середовищу використані діючі на території України методики розрахунку та нормативні документи, що встановлюють гранично допустимі рівні впливу (ДБН В.1.1-31:2013 "Захист територій, будинків і споруд від шуму". ДСП 3.3.6.039-99 "Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації").

Аналіз впливу на довкілля при здійсненні планованої діяльності з продовження експлуатації Софіївського родовища, проведений в розділі 5 даного Звіту, показав, що основний вплив планованої діяльності очікується на атмосферне повітря. Тому оцінка «зони впливу» підприємства, а також оцінка ризиків розвитку неканцерогенних ефектів при впливі планованої діяльності на навколишнє середовище визначалися за фактором забруднення атмосферного повітря.

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення виконана відповідно до "Методичних рекомендацій "Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря", затверджених Наказом МОЗ України. № 184 від 13.04.2007.

Зона впливу планованої діяльності визначалася згідно п. 2.19 ОНД-86 на підставі виконаних розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі.

В якості вихідних даних про стан атмосферного повітря використані дані з кліматичної характеристики району розташування підприємства та фонових концентрацій, наданих Чернігівським обласним центром з гідрометеорології, а також результати контрольних замірів на межі СЗЗ ГЗУ Софіївського родовища.

В основу спостереження за забрудненням атмосфери покладена комплексність спостережень за хімічним складом атмосферного повітря, метеорологічними параметрами і викидами забруднюючих речовин в атмосферу. Ступінь забруднення атмосфери залежить від кількості викидів забруднюючих речовин і їх хімічного складу, від висоти, на якій здійснюється викид, і від кліматичних умов, що визначають перенесення, розсіювання і перетворення забруднюючих речовин, що викидаються.

Крім того, для оцінки впливу на довкілля використано методи, які описані в методиках, що перелічені нижче:

Розрахунок викидів забруднюючих речовин:

– Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределение в воздухе. Справ. изд. – М.:Химия, 1991.



– Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы. – Донецк: УНЦТЭ, 1994.

– ВБН В.1.1-00013741-001:2008 Відомчі будівельні норми України. Факельні системи. Промислова безпека. Основні вимоги – Київ, Паливеноерго України, 2008;

– Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами, т.1, 2 – Донецьк, Український науковий центр технічної екології, 2004.

– Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производителями. – Ленинград, Гидрометеиздат, 1986;

Для розрахунку концентрацій забруднюючих речовин та контролю їх вмісту на межі санітарно-захисної зони:

– ОНД-86, Держкомгидромет. Методика розрахунку концентрацій в атмосферному повітрі шкідливих речовин, які містяться у викидах підприємства.

– Програмний комплекс " EOL+" версія 5.3.4 (WINDOWS), розроблений Київським КБСП "ТОПАЗ" і рекомендований для використання Мінприроди України.

– Санитарно-химический контроль воздуха промышленных предприятий. г. Москва, Медицина, 1982 г.

Розрахунок ризиків планової діяльності:

– згідно додатків И та Ж ДБН А.2.2-1-2003 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення.

– Методичні рекомендації МР 2.2.12-142-2007 "Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря", затверджених наказом МОЗ Україна від 13.04.2007 №184.

## **7 ОПИС ПЕРЕДБАЧЕНИХ ЗАХОДІВ, СПРЯМОВАНИХ НА ЗАПОБІГАННЯ, ВІДВЕРНЕННЯ, УНИКНЕННЯ, ЗМЕНШЕННЯ, УСУНЕННЯ ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ**

За попереднім базовим варіантом розробки родовища планується його експлуатація існуючим фондом свердловин та наявними виробничими об'єктами. Станом на 01.01.2018 р. в діючому фонді на родовищі знаходяться свердловини 51, 53 (горизонт В-20) та свердловина 13 (горизонт В-26), яка в серпні 2015 р. переведена із п'єзометричного фонду в робочий. Для вилучення залишкових запасів нафти розглянуто буріння другого стовбура у п'єзометричній свердловині № 1. Всі свердловини експлуатуються механізованим способом за допомогою електровідцентрових насосів.

Система збору нафти на родовищі відповідає вимогам охорони навколишнього середовища (що забезпечується повнотою її герметичністю), та безпеки обслуговування обладнання. Продукція експлуатаційних свердловин поступає на групову замірну установку "Супутник Б-40", де проводиться її індивідуальний замір. Із "Супутника Б-40" нафта по загальному колектору поступає в нафтогазопровід Софіївка – Талалаївка і далі по нафтогазопроводу на ДНС Ярошівського родовища з подальшою відкачкою на ДНС Талалаївка.

Змінення технології ведення робіт на промислових майданчиках, заміни технологічного обладнання, зміни його потужності або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

Коефіцієнти небезпеки свідчать, що ризик виникнення шкідливих ефектів розглядають як зневажливо малий. Рівень соціального ризику планованої діяльності – прийнятний.

За результатами інвентаризації викидів [5] концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на межі санітарно-захисної зони промислового майданчика не перевищує встановлених нормативів граничнодопустимих концентрацій та орієнтовно-безпечних рівнів діяння забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць (таблиця 3.5). Результати контролю свідчать про відсутність шкідливого впливу об'єктів Софіївського родовища на стан атмосферного повітря.

При здійсненні планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – залишиться якісний і кількісний вплив на об'єкти навколишнього середовища – змін існуючого стану довкілля не відбудеться.

Виходячи з вищенаведеного заходів, спрямованих на запобігання, відвернення, уникнення, зменшення, усунення значного негативного впливу на довкілля не передбачається.

Відшкодування, плата за користування, за викиди забруднюючих речовин, рентна плата та плата за будь-які відхилення від дозволених норм проводиться згідно діючого законодавства. Такі розрахунки проводяться на основі спеціально затверджених методик згідно встановлених тарифів. Також проектами передбачається плата за викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря та розміщення відходів, а також інші платежі.

## 8 ОПИС ОЧІКУВАНОГО ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ ДІЯЛЬНОСТІ НА ДОВКІЛЛЯ

Як показують результати проведеної оцінки впливу на довкілля, значного негативного впливу на довкілля в результаті видобування вуглеводнів на Софіївському родовищі при дотриманні технічних та технологічних нормативів і вимог нормативно-правових документів не очікується.

Суттєвий вплив на довкілля можливий лише в результаті виникнення аварійних ситуацій.

Комплекс технологічних, технічних, організаційних рішень, забезпечує надійну безаварійну роботу технологічних об'єктів на родовищі. Проектні рішення забезпечують високий ступінь надійності функціонування технологічних споруд.

Оцінювання можливості виникнення аварійної ситуації на площадкових об'єктах внаслідок дії сейсмічного чинника можливе порівнянням бальності виникнення землетрусу в цій місцевості і ступеня руйнування обладнання при даній інтенсивності за шкалою MSK-64, яка аналогічна шкалі Ріхтера, але супроводжується описом можливих наслідків для кожного балу. Для Чернігівської області згідно додатку Б ДБН В.1.1-12:2014 "Будівництво у сейсмічних районах України", Київ, Мінрегіон, Україна, 2014 р інтенсивність струсів в балах шкали MSK-64 становить 6 з періодами повторюваності один раз на 1000 років і ймовірністю перевищення розрахункової інтенсивності 5 %. Дана обставина свідчить про низьку ймовірність аварійної ситуації внаслідок землетрусів.

Потенційно аварійна ситуація можлива також у разі дії штормових та ураганних вітрів. Вона залежить від сили, яка вимірюється в балах, або швидкості переміщення повітряних мас. Згідно дванадцятибальної шкали Бофорта, яка прийнята Всесвітньою метеорологічною організацією для наближеної оцінки швидкості вітру по його дії на наземні предмети, при швидкості більше 20,8 м/с – це шторм, понад 32,6 м/с – ураган. Враховуючи статистичні дані (розділ 3, табл. 3.2 даного звіту) про швидкість переміщення повітряних мас на території Чернігівської області, цей чинник також можна вважати мало ймовірним, а, відповідно, і виникнення аварійних ситуацій через цю подію.

Вплив експлуатаційних чинників на виникнення аварійних ситуацій має випадковий характер, локальний по розміщенню об'єктів, короткочасний і попереджається, насамперед, суворим дотриманням регламенту технологічного процесу і організацією надійного контролю за технічним станом устаткування.

Небезпечні і аварійні ситуації при видобуванні і підготовці нафти і газу можуть виникати головним чином через порушення технологічного регламенту експлуатації обладнання, виконання ремонтних і вогневих робіт без дотримання інструкцій з техніки безпеки.

Згідно плану локалізації і ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС), розробленого для Талалаївського ЦВНГ, на Софіївському родовищі до

потенційно небезпечних об'єктів, де можуть виникнути аварії, відноситься технологічна установка ГЗУ та дренажна ємність.

ПЛАС (Додаток Є) містить вказівки щодо сповіщення відповідних служб і організацій, які повинні брати участь у ліквідації аварій та їх наслідків, перелік необхідних технічних засобів, знешкоджуючих реагентів, способів збору і знешкодження забруднюючих речовин.

Групова замірна установка Софіївського родовища призначена для індивідуального заміру дебіту нафтових свердловин. ГЗУ “Спутник Б-40-14-500” – це пожежовибухонебезпечний об'єкт. Попутний газ і нафтопродукти – легкозаймисті речовини. При наявності в нафті від 5 до 15 % об'ємних концентрацій газу утворюється суміш, яка вибухає від іскри або відкритого вогню.

**Таблиця 8.1** – Класифікація ГЗУ-Софіївка і виробничих приміщень по пожежонебезпеці і вибухонебезпеці

№ п/п	Найменування об'єктів	Категорія будівель, приміщень, установок по вибухопожежній, пожежній безпеці відповідно з НАПБ Б 0.03.002-07	Класифікація Вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зон згідно ПУЕ – 2009
1	“Спутник Б-40”	А	2
2	Дренажна ємність	Дз	2
3	Операторна (будівля)	-	-

До основних причин, які можуть спричинити аварії та нещасні випадки на ГЗУ відносяться наступні :

- підвищення тиску в посудинах і комунікаціях ГЗУ вище допустимого рівня;
- загазованість на території ГЗУ;
- несправність запобіжного клапана;
- несправність манометра;
- поява в елементах посудин і трубопроводів тріщин, вм'ятин, значного зменшення товщини стінок, пропусків або потіння у зварювальних швах;
- розрив прокладок у фланцевих з'єднаннях.

Для запобігання причин, які можуть спричинити аварії та нещасні випадки, оператори з добування нафти і газу зобов'язані :

1. Суворо дотримуватись технологічного режиму роботи ГЗУ.
2. Постійно слідкувати за справністю посудин, газових колекторів, замірних ділень.
3. Своєчасно ліквідувати пропуски конденсату і газу у фланцевих з'єднаннях і сальникових ущільненнях запірного обладнання.

4. Слідкувати за справністю всіх показуючих і регулюючих засобів КВП і А, встановлених на ГЗУ.
5. Слідкувати за справністю запобіжних клапанів, встановлених на посудинах.
6. Своєчасно виявляти місця загідрачування обладнання і ліквідовувати гідратні пробки відігріванням парою або введенням метанолу, дотримуючись всіх правил з охорони праці.

У разі аварійного розливу нафти і нафтопродуктів від трубопроводів, проводиться зрізання ґрунту на глибину забруднення (приблизно на 0,15 м). Забруднену ділянку слід оконтурити плугами з глибиною занурення лемеха 20-25 см. При середніх і значних розливах по контуру ділянки необхідно будувати траншеї і облаштовувати їх захисними екранами для попередження інтенсивного просочування нафтопродуктів у ґрунт. Збір розливів необхідно здійснювати за допомогою спеціальної нафтозбірної техніки. На поверхню забруднених місць перед нанесенням родючого шару ґрунту наносять адсорбент (гідрофобізований перліт, вермикуліт) із розрахунку 0,1-0,2 кг на 1 м<sup>2</sup> забрудненої території. Після того, як забруднюючі речовини будуть зібрані з поверхні ґрунту, виконується технічна і біологічна рекультивация території, які регламентовані відповідними нормативними документами.

Згідно з проведеною оцінкою впливу на довкілля значного негативного впливу на складові компоненти навколишнього середовища від провадження планованої діяльності не прогнозується.

Найбільш відчутний, але, в той же час, далекий від порогових критичних значень, очікується вплив на атмосферне повітря при бурінні свердловин. Незначний та допустимий вплив прогнозується також на ґрунтовий покрив, стан фауни і флори. Впливу на кліматичні фактори та матеріальні об'єкти не передбачається зовсім, а на соціальне середовище очікується позитивний вплив (збереження робочих місць, платежі до місцевого та державного бюджетів, участь у соціально-економічному розвитку місцевої громади, внесок у зміцнення паливно-енергетичної бази держави).

## **9 ВИЗНАЧЕННЯ УСІХ ТРУДНОЩІВ (ТЕХНІЧНИХ НЕДОЛКІВ, ВІДСУТНОСТІ ДОСТАТНІХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АБО ЗНАНЬ), ВИЯВЛЕНИХ У ПРОЦЕСІ ПІДГОТОВКИ ЗВІТУ З ОЦІНКИ ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ**

На стадії проектування розробки родовищ нафти і газу відсутні вихідні дані для проведення розрахунків. Такі дані для планової діяльності передбачаються робочими проектами на будівництво конкретних об'єктів, наприклад, на будівництво свердловин. В такому проекті визначається конструкція свердловини, тип бурового верстату, тривалість будівництва, параметри бурового розчину, джерела водопостачання, тощо, що дає можливість більш точно обґрунтувати вплив на довкілля. Тому для складання звіту з оцінки впливу на довкілля були використані дані з будівництва та експлуатації аналогічних об'єктів інших нафтогазових родовищ. При цьому враховувались конструкції, використані матеріали, режим експлуатації обладнання.

В Україні відсутні методики, що дозволяють здійснювати прогнозування впливу на довкілля, особливо в контексті довгострокових перспектив розробки родовищ.

## **10 УСІ ЗАУВАЖЕННЯ І ПРОПОЗИЦІЇ ГРОМАДСЬКОСТІ ДО ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ**

Повідомлення про планову діяльність (реєстраційний номер справи про оцінку впливу на довкілля планованої діяльності 201822120/133), що підлягає оцінці впливу на довкілля опубліковано у газетах "Град Прилуки" № 6 від 07.02.18 р, "Трибуна хлібороба" № 5 від 02.02.18 р., а також на сайті міністерства екології та природних ресурсів України.

У відповідності до п. 7 ст. 5 Закону України "Про оцінку впливу на довкілля" протягом 20 робочих днів з дня офіційного оприлюднення повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, громадськість може надати уповноваженому територіальному органу зауваження і пропозиції до планованої діяльності, обсягу досліджень та рівня деталізації інформації, що підлягає включенню до звіту з оцінки впливу на довкілля.

Протягом 20 робочих днів з дня офіційного оприлюднення (22.01.18 р.) повідомлення про планову діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, зауважень і пропозицій від громадськості не надходило (лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА № 04-11/572 від 02.03.2018 р. наведений у Додатку Ж).

## **11 СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ**

Програми з проведення моніторингу стану об'єктів навколишнього середовища (ОНС) на Софіївському родовищі не розроблялись.

У випадку виникнення необхідності, спостереження за станом ОНС в процесі експлуатації родовища можуть проводитися лабораторією моніторингу вод та ґрунтів та лабораторією екології східного регіону НДП ПАТ "Укрнафта" (атестати акредитації лабораторії наведено в додатку В) чи іншою спеціалізованою організацією.

## 12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Софіївське нафтове родовище розташоване на території Ічнянського району Чернігівської області на відстані 35 км на північний схід від районного центру м. Ічня. В безпосередній близькості від родовища знаходяться села Парафіївка, Пролетарське, Софіївка, Южне. Промисловий центр м. Прилуки знаходиться на відстані 90 км на південний захід від площі. Населені пункти пов'язані між собою ґрунтовими та ґрейдерними дорогами. Асфальтоване шосе Прилуки – Ромни проходить на відстані 25 км на південь від району робіт. Із північного заходу на південний схід площу перетинає залізниця Бахмач-Ромни-Ромадан.

В межах території Софіївського родовища об'єкти природно-заповідного фонду відсутні.

Мета планової діяльності - продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Софіївському нафтовому родовищі а саме: основні – газ природний розчинений у нафті, нафта та супутні – етан з газу природного розчиненого у нафті, пропан з газу природного розчиненого у нафті, бутан з газу природного розчиненого у нафті і експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

Софіївське нафтогазове родовище відкрите в 1976 р. випробуванням свердловини № 233. Промислова розробка родовища ведеться з 1980 р.

За весь період розробки на родовищі пробурено двадцять нафтових свердловин загальним обсягом буріння 80443 м, з них 13 (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15) – пошуково-розвідувальні, шість (50, 51, 52, 53, 63, 233) – експлуатаційні.

Станом на 01.01.2017 р. на родовищі працює 3 свердловини (13, 51 і 53), з яких видобуто: нафти – 5,390 тис. т, рідини – 19,748 тис. т та нафтового газу – 0,602 млн м<sup>3</sup>. [11].

Подальшу розробку Софіївського родовища планується здійснювати протягом 2017 – 2032 рр. за варіантом, який передбачає експлуатацію існуючих об'єктів та бурінням другого стовбура у п'єзометричній свердловині № 1 для вилучення залишкових запасів нафти. За рентабельний період (2016 – 2032 рр.) накопичений видобуток нафти становитиме 108,869 тис. т.

Загальна площа відведених земельних ділянок під існуючі об'єкти Софіївського родовища складає – 7,8 га.

До складу системи збору та підготовки видобутої продукції свердловин родовища входить групова вимірювальна установка (ГЗУ). До складу ГЗУ входить установка "Супутник Б-40", де проводиться індивідуальний замір дебіту нафти та газу. Із загального колектора продукція свердловин родовища поступає в нафтогазопровід "Софіївка – Талалаївка" і далі нафтогазопроводом надходить на ДНС "Ярошівка" з подальшою відкачкою на ДНС "Талалаївка".

ГЗУ знаходиться між селами Софіївка та Боярщина Ічнянського району Чернігівської області на землях Юженської сільської ради. Територія промислового майданчика оточена землями сільськогосподарського призначення.



Для промислового майданчика ГЗУ встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м відповідно до ДСП-173-96 (Додаток 4) [4] "Санітарна класифікація підприємств, виробництв та споруд і розміри санітарно-захисних зон для них", розділ "Підприємства по видобуванню руд та нерудних копалин", III клас, пункт 1 (підприємства по видобуванню нафти при викиді сірководню до 0,5 т/д з малим вмістом летких вуглеводнів).

Найближча житлова забудова розташована в північно-західному напрямку на відстані близько 2 км – с. Софіївка Ічнянського району

Виходячи з вищенаведеного отриманий один дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел викидів ГЗК № 7421789201-1 від 10.03.2017 р., термін дії необмежений. (Додаток Б).

Загальний обсяг викидів забруднюючих речовин становить 0,08329 т/рік.

На території родовища відсутня система моніторингових спостережень за якістю природних вод. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей природних вод на його території не проводилися.

Основний вплив на ґрунти здійснюється під час спорудження свердловин та будівництва промислових майданчиків.

На території родовища відсутня система моніторингових спостережень за станом ґрунтів. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей ґрунтів на його території не проводилися.

Зміни існуючої системи контролю щодо впливу на довкілля не плануються.

### 13 ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України "Про оцінку впливу на довкілля" – Відомості Верховної Ради України, 2047, № 29, ст.315.
2. Геолого-економічна оцінка вуглеводнів Софіївського нафтового родовища Ічнянського району. Звіт НДПІ ВАТ "Укрнафта", наряд-замовлення № 410694 / Штурмак І.Т., Бойчук Т. – Ів.-Франківськ, 2015.
3. Уточнений проект розробки Софіївського нафтового родовища. Звіт НДПІ ВАТ "Укрнафта", наряд-замовлення № 410553 / Шуміліна Х.І., Пошивак А.О. – Ів.-Франківськ, 2016.
4. "Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів. ДСП № 173-96", затверджені наказом Міністерства охорони здоров'я України № 173 від 19.06.1996, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 24 липня 1996 р. за № 379/1404 із змінами, внесеними згідно з Наказами Міністерства охорони здоров'я № 362 від 02.07.2007, № 653 від 31.08.2009.
5. Звіт "Інвентаризація викидів забруднюючих речовин на НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" (КС, ГЗУ-1, 2 та ДНС Ярошівського родовища ГЗУ Софіївського родовища, ГЗУ-1 Скороходівського родовища, ГЗУ-2 Скороходівського родовища, УНТС Талалаївського родовища, КС, КНС ППТ, ДНС АГРС БК-ГРС-1-30 в смт. Срібне, АГРС-10 в смт. Талалаївка, АГРС с. Южне, АГРС "Енергія" с. Харькове, ЦПіКРС (Талалаївська дільниця) Автоколони № 5)"/ Костюк Л.С., Корицький І.І., відділ екології НДПІ ПАТ "Укрнафта".
6. Індивідуальний робочий проект на споруджування експлуатаційної свердловини № 55-Г Ярошівського родовища. Том 1. Пояснювальна записка. Книга 2. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) та рекультивация землі./ О. Качкан – Івано-Франківськ, 2015. – 142 с.
7. "Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы" – Министерство охраны окружающей среды и ядерной безопасности. Украинский научный центр технической экологии, – Донецк, 1994.
8. СОУ 09.1-20077720-020:2014 "Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів".
9. Методичні рекомендації МР 2.2.12-142-2007 "Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря", затверджені наказом МОЗ України № 184 від 13.04.2007 р.
10. ОНД-86 "Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", Л., Гидрометеиздат, 1987р.

11. Авторський нагляд за реалізацією проектних технологічних документів по розробці родовищ нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз" 2016р., наряд-замовлення № 410563/ М. Сенюшкович. – Ів.-Франківськ, 28.03.2017.

12. Говдяк Р. М. Підвищення ефективності магістральних газопроводів на пізній стадії експлуатації : дис. на здобуття наук. ступеня д-ра техн. наук : спец. 05.15.13 "Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища" / Р. М. Говдяк ; Івано-Франківськ. нац. техн. ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2008. - 321 с.

**ДОДАТОК А**

**СКАН-КОПІ ДЕРЖАВНИХ АКТІВ НА ПРАВО  
ПОСТІЙНОГО КОРИСТУВАННЯ ЗЕМЛЕЮ,  
ПЛАН ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ**



**Рисунок А.1** – Державний акт на право постійного користування землею (Южненська сільська Рада) (лист 1)

Державний акт на право постійного користування землею виплати БАТ "Укрнафта"

НГВУ "Чернівецьнафтогаз" м.Прилуки вул.Свердлова,1  
(адреса землекористувача та його місцемісходження)

Сфідельські, Березівські робочі та АГРС "Южне" на території Южненської сільської Ради

Ічнянською районною Радою народних депутатів

Ічнянського району Чернівецької області України

у тому, що зазначеному землекористувачу надається у постійне користування 5,083 гектарів землі в межах згідно з планом землекористування

Землю надаю у постійне користування для обслуговування свердловин та АГРС

(систа, призначення)

відповідно до рішення 18 сесії 23 січня Ічнянської районної Ради народних депутатів від « 23 » грудня 2001 року № Розпоряджено  
РМ УАСР, Постановою ВР України (додаток №2)

Цей державний акт складено у двох примірниках, з яких перший надано землекористувачу, другий зберігається у Ічнянській районній Раді народних депутатів.

Акт зареєстровано в Книзі записів державних актів на право постійного користування землею за № 134

 Голова Ічнянської районної Ради народних депутатів

І.Я. Гондар  
(підпис)

29 грудня 2001 р.

1—ЧН № 001655

Рисунок А.2 – Державний акт на право постійного користування землею (Южненська сільська Рада) (лист 2)

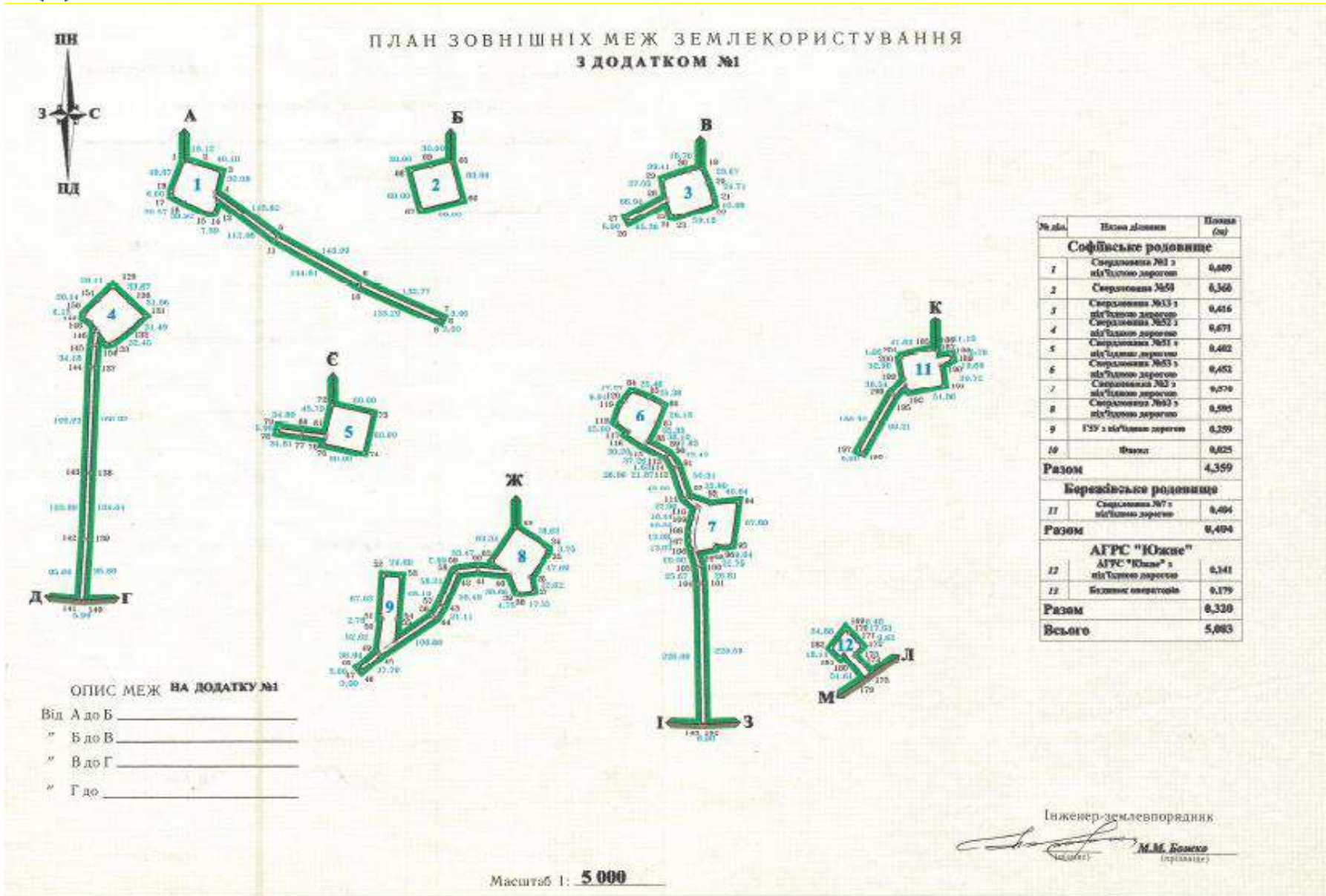
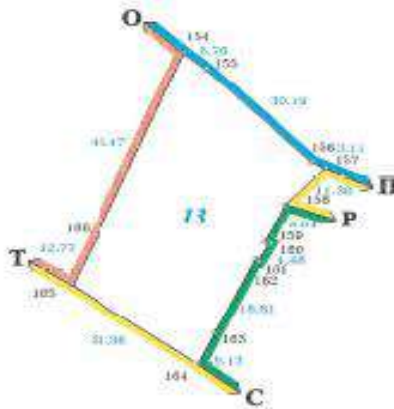


Рисунок А.3 – Державний акт на право постійного користування землею (Южненська сільська Рада) (лист 3)

**ПЛАН ЗОВНІШНІХ МЕЖ ЗЕМЛЕКОРИСТУВАННЯ**  
ДОДАТОК №1 ДО АКТУ І-ЧН №001655



**ОПИС МЕЖ**

- Від А до А - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Б до Б - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від В до В - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Г до Д - землі Ішківського РНБД
- Від Д до Г - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Є до Є - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Ж до Ж - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від З до І - землі Ішківського РНБД
- Від І до З - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від К до К - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Л до М - землі Ішківського РНБД
- Від М до Л - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від Н до Н - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від О до П - землі загального користування (вул.Жовтнева)
- Від П до Р - землі запасу Южненської сільської Ради
- Від Р до С - землі ЗАТ "Агрофірма Україна"
- Від С до Т - землі запасу Южненської сільської Ради
- Від Т до О - землі Журальова Івана Михайловича

**ТАБЛИЦЯ ДОВЖИН ЛІНІЙ**

№	Довжина ліній	№	Довжина ліній	№	Довжина ліній	№	Довжина ліній
гус.	м	гус.	м	гус.	м	гус.	м
1	18.12	28	30.12	134	52.28	220	2.88
2	48.48	29	38.21	135	54.28	224	38.75
3	34.84	30	38.21	136	54.28	225	38.75
4	34.84	31	38.21	137	54.28	226	38.75
5	115.82	32	38.21	138	54.28	227	38.75
6	193.89	33	38.21	139	54.28	228	38.75
7	182.77	34	38.21	140	54.28	229	38.75
8	3.90	35	38.21	141	54.28	230	38.75
9	3.90	36	38.21	142	54.28	231	38.75
10	135.23	37	38.21	143	54.28	232	38.75
11	146.91	38	38.21	144	54.28	233	38.75
12	112.00	39	38.21	145	54.28	234	38.75
13	0.91	40	38.21	146	54.28	235	38.75
14	17.42	41	38.21	147	54.28	236	38.75
15	7.58	42	38.21	148	54.28	237	38.75
16	30.92	43	38.21	149	54.28	238	38.75
17	30.67	44	38.21	150	54.28	239	38.75
18	6.68	45	38.21	151	54.28	240	38.75
19	48.37	46	38.21	152	54.28	241	38.75
20	23.87	47	38.21	153	54.28	242	38.75
21	34.71	48	38.21	154	54.28	243	38.75
22	16.88	49	38.21	155	54.28	244	38.75
23	38.38	50	38.21	156	54.28	245	38.75
24	5.51	51	38.21	157	54.28	246	38.75
25	23.80	52	38.21	158	54.28	247	38.75
26	65.36	53	38.21	159	54.28	248	38.75
27	6.50	54	38.21	160	54.28	249	38.75
28	62.94	55	38.21	161	54.28	250	38.75
29	37.55	56	38.21	162	54.28	251	38.75
30	36.61	57	38.21	163	54.28	252	38.75
31	15.76	58	38.21	164	54.28	253	38.75
32	56.62	59	38.21	165	54.28	254	38.75
33	3.75	60	38.21	166	54.28	255	38.75
34	47.68	61	38.21	167	54.28	256	38.75
35	59.44	62	38.21	168	54.28	257	38.75
36	17.95	63	38.21	169	54.28	258	38.75
37	4.75	64	38.21	170	54.28	259	38.75
38	38.88	65	38.21	171	54.28	260	38.75
39	38.20	66	38.21	172	54.28	261	38.75
40	38.99	67	38.21	173	54.28	262	38.75
41	21.11	68	38.21	174	54.28	263	38.75
42	180.60	69	38.21	175	54.28	264	38.75
43	37.29	70	38.21	176	54.28	265	38.75
44	3.00	71	38.21	177	54.28	266	38.75
45	3.00	72	38.21	178	54.28	267	38.75
46	36.94	73	38.21	179	54.28	268	38.75
47	52.82	74	38.21	180	54.28	269	38.75
48	2.78	75	38.21	181	54.28	270	38.75
49	57.62	76	38.21	182	54.28	271	38.75
50	24.58	77	38.21	183	54.28	272	38.75
51	68.17	78	38.21	184	54.28	273	38.75
52	32.51	79	38.21	185	54.28	274	38.75
53	68.41	80	38.21	186	54.28	275	38.75

Масштаб 1: 1 000

Інженер-землевпорядник

*(Signature)*  
М.М. Бонько  
(прізвище)

Рисунок А.4 – Державний акт на право постійного користування землею (Южненська сільська Рада) (лист 4)





УКРАЇНА

**ПАРАФІЇВСЬКА СЕЛИЩНА РАДА**

вул. Тараса Шевченка, 95, смт Парафіївка, Ічнянський район, Чернігівська область,  
16730, тел.: (04633)3-01-63, 3-01-67, 3-01-64, e-mail: parafiiivska.rada@gmail.com,  
веб-сайт: parafiiivska-rada.org, код ЄДРПОУ: 04412521

23.07.2018 № 03-11/1672

на 01/01/11/06/03/03/02-02/1/1247 від 18/07/2018

Ораційному менеджеру  
управління UKRNAFTA  
Цюпка В.І.

**Щодо викопіювання  
з генерального плану**

Парафіївська селищна рада повідомляє, що Южненська сільська рада реорганізована шляхом приєднання до Парафіївської селищної ради рішенням сесії сьомого скликання від 16.12.2015 року, станом на 23.07.2018 року генеральний план Южненської сільської ради відсутній.

Селищний голова

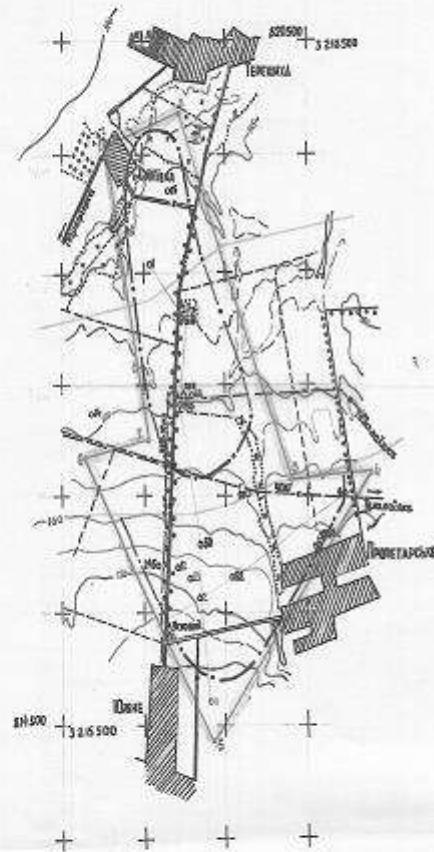
В.Ф. Карпенко

# ПЛАН

## ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ

### СОФІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

МАСШТАБ 1: 25000



СИСТЕМА КООРДИНАТ МІСЦЕВА  
СИСТЕМА ВИСОТ БАЛТІЙСЬКА

№ П/п	КООРДИНАТИ		
	X	Y	Z
1.	215 580.00	2 216 040.00	144.90
2.	215 855.00	2 216 910.00	144.00
3.	215 640.00	2 215 300.00	150.10
4.	215 700.00	2 215 280.00	151.50
5.	215 360.00	2 217 345.00	150.80
6.	216 830.00	2 215 750.00	171.50
7.	216 980.00	2 216 160.00	153.00
S - 805.9 га			

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ST -- СВЕРДЛОВИНИ ПРОБУРЕНІ
- S— -- КОНТУР ПРНИЧОГО ВІДВОДУ
- +— -- КОНТУР ЛІЦЕНЗІЙНОЇ ДІЛЯНКИ
- — — -- КОНТУР НАФТОНОСНОСТІ

Начальник НГВУ  
"Черкіївнафтогаз"

В.С.ГАРНОТ

Головний геолог-  
заступник начальника  
управління

В.В.ГУШУЛ

Головний маркшейдер

Р.В.ХІТ

**ДОДАТОК Б**

**ДОЗВІЛ НА ВИКИДИ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРНЕ  
ПОВІТРЯ СТАЦІОНАРНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ,  
ДОЗВОЛИ НА СПЕЦВОДОКОРИСТУВАННЯ**



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ  
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

вул.Шевченка,7 м.Чернігів, 14000 тел./факс (0462) 675-085, e-mail: deko\_post@cg.gov.ua

**ДОЗВІЛ № 7421789201-1**

на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря  
стаціонарними джерелами

Видано: **ПАТ "УКРНАФТА"**

(повне найменування юридичної особи або ім'я, по батькові та прізвище фізичної особи-підприємця)

Місцезнаходження: **04053, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, 3-5**

(місцезнаходження юридичної особи або місце проживання фізичної особи-підприємця)

Ідентифікаційний код юридичної особи або ідентифікаційний номер фізичної особи: **00135390**

Орган, який видав дозвіл: **Департамент екології та природних ресурсів  
Чернігівської обласної державної адміністрації**

Термін дії дозволу: **необмежений**

Рішення Держпродспоживслужби:

**Управління Держпродспоживслужби в Ічнянському районі**

від **12.12.2016р. № 01-01/295**

Дата видачі дозволу: **10.03.2017р.**  
(число, місяць, рік)

В.о. директора Департаменту



Т.Г. Небрат

Умови, які встановлюються в дозволі та дозволені обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами додаються на 3 аркушах.

**Додаток**  
до дозволу на викиди забруднюючих  
речовин в атмосферне повітря  
стаціонарними джерелами

**1. Контактні дані суб'єкта господарювання.**

***Публічне акціонерне товариство "УКРНАФТА"***

(повне найменування юридичної особи або ім'я, по батькові та прізвище фізичної особи-підприємця)

***00135390***

(ідентифікаційний код з ЄДРПОУ або ідентифікаційний номер фізичної особи за ДРФО)

***Роллінс Марк Ендрю, тел. (044)5061003***

(ім'я, по батькові та прізвище керівника юридичної особи, телефон, телефакс, електронна пошта)

***04053, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, 3-5***

(місцезнаходження юридичної особи або місце проживання фізичної особи-підприємця)

***04053, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, 3-5***

(фактичне місцезнаходження юридичної особи, телефон, телефакс, електронна пошта)

***Групова замірна установка Софіївського родовища нафтогазовидобувного  
управління "Чернігівнафтогаз" ПАТ "УКРНАФТА" - Чернігівська обл.,  
Ічнянський р-н, землі Южененської сільської ради***

(місцезнаходження об'єкта)

***Філозон І.М., тел.0463732198***

(ім'я, по батькові та прізвище оператора, телефон, телефакс, електронна пошта)

## **2. Умови, які встановлюються в дозволі на викиди.**

*Умова 1.1. До викидів забруднюючих речовин (в тому числі, до технологічного процесу, обладнання та споруд, очистки газопилового потоку).*

1.1.1. Не для одного з вказаних дозволених видів викидів в атмосферу не повинні перевищуватися граничнодопустимі рівні викидів, наведених в розділі 3 до Дозволу. Інших викидів, що чинять суттєвий вплив на навколишнє середовище, бути не повинно.

1.1.2. До технологічного процесу:

1.1.2.1. Оператор повинен забезпечити, щоб всі роботи на об'єкті робились таким чином, щоб викиди в атмосферу та/або запах не призводили до суттєвих незручностей за межами об'єкту або до суттєвого впливу на навколишнє середовище.

1.1.2.2. Технологічні процеси на промислі повинні виконуватися у відповідності з технологічним регламентом. Має забезпечуватися герметизована технологія збору, промислової підготовки, транспорту продукції родовища для подальшої підготовки. При нормальному технологічному процесі виключений вільний вихід вибухонебезпечних газів в атмосферу на проммайданчику.

1.1.3. До обладнання та споруд:

1.1.3.1. Резервуарне обладнання повинно забезпечувати герметичність для запобігання викидам легких фракцій вуглеводнів (крім ремонтних процесів, вимірювання та взяття проб).

1.1.3.2. Забезпечити справну експлуатацію апаратів, посудин, що працюють під тиском, резервуарів, насосних агрегатів, нафтових, газових комунікацій, засувок і шарових кранів, замірних вузлів і засобів КВП і А.

1.1.3.3. Зовнішня поверхня емностей, яка розташована над землею, повинна фарбуватися світловідбивальною фарбою з коефіцієнтом теплового відбивання не менше 70%.

1.1.3.4. Вести постійний контроль і перевірку справності запобіжних клапанів, показуючих, контролюючих і регулюючих засобів контрольно-вимірювальних приладів (КВП).

1.1.4. До очистки газопилового потоку.

1.1.4.1. Умови не встановлюються.

1.1.5. До джерел залпового викиду.

1.1.5.1. До джерела №4102. Час однієї операції перевірки працездатності будь-якого запобіжного клапану не повинен перевищувати 5с.

*Умова 1.2 Виробничий контроль.*

1.2.1. Необхідно здійснювати контроль за роботою контрольно-вимірювальних приладів автоматичних систем управління технологічними процесами.

1.2.2. Під час роботи технологічного обладнання необхідно здійснювати нагляд за дотриманням належного рівня його експлуатації, систематично проводити контроль технічного стану всього технологічного обладнання та устаткування.

1.2.3. Граничнодопустимі концентрації для викидів в атмосферу, встановлені в Дозволі, повинні досягатися без розбавлення повітря та повинні ґрунтуватися на величинах обсягу газів приведених до таких умов:

1.2.2.1. У випадку газів (окрім продуктів спалювання): Температура 273 К, тиск 101,3 кПа (без виправлень на вміст кисню та вологи).

1.2.4. Повинно бути забезпечено необхідне технічне обслуговування устаткування для моніторингу та аналітичного устаткування для того, щоб моніторинг давав точні дані про викиди забруднюючих речовин.

1.2.5. Суб'єкт господарювання повинен забезпечувати постійний та безпечний доступ до точок відбору проб для контролю викидів в атмосферне повітря, а також безпечний доступ до будь-яких інших точок пробовідбору та моніторингу.

*Умова 1.3. До адміністративних дій у разі виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру .*

1.3.1. Суб'єкт господарювання (Оператор) повинен направляти повідомлення, як по телефону, так і по факсу (якщо є така можливість) в Департамент та до Держекоінспекції як

можливо скоріше (на скільки це практично можливо), після того, як відбувається щось з наступного:

1.3.1.1. Будь-який викид, який не відповідає вимогам Дозволу.

1.3.1.2. Будь-яка несправність чи поломка контрольного обладнання або обладнання для моніторингу, яка може призвести до втрати контролю за системою попередження забруднення.

1.3.1.3. Будь-яка аварія може створити загрозу забруднення повітря або може потребувати екстрених заходів реагування. У якості складової частини повідомлення, Оператор повинен вказати дату та час такої аварії, привести докладну інформацію про те, що сталося та заходи, прийняті для мінімізації викидів і для попередження подібних аварій в майбутньому.

1.3.2. Оператор повинен документально фіксувати будь-які аварії. В повідомленні, яке надається Департаменту, повинна наводитись докладна інформація про обставини, які призвели до аварії та про всі прийняті дії для мінімізації впливу на навколишнє середовище та для мінімізації обсягу утворених відходів.

1.3.3. Оператор повинен ввести в дію і підтримати в дії процедури для визначення необхідних сфер підготовки персоналу для всіх співробітників, робота яких може здійснити суттєвий вплив на забруднення атмосферного повітря. Повинна підтримуватися відповідна документація про підготовку персоналу. Персонал, який виконує спеціальні завдання, повинен володіти необхідною кваліфікацією (необхідною освітою, підготовкою та/або досвідом роботи).

1.3.4. Оператор повинен забезпечити, щоб відповідальна особа була доступна на об'єкті в будь-який час, коли відбувається вказана діяльність.

### **3. Дозволені обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.**

3.1. Дозволені обсяги викидів забруднюючих речовин, які віднесені, до інших джерел викидів.

#### **№4101 - Труба вентиляційна**

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати ( г/сек):

- для Метан 0,00056

#### **№4102 - Свіча**

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати ( г/сек):

- для Метан 22,73984

#### **№4103 - Свіча**

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати ( г/сек):

- для Метан 0,07186

Примітка: Карта-схема підприємства, з нанесеними джерелами викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, а також інформація з їх характеристиками і параметрами приводиться у Документах в яких обґрунтовуються обсяги викидів.

**4. Заходи щодо скорочення викидів забруднюючих речовин.**

Не передбачено.

**5. Перелік заходів щодо здійснення контролю за дотриманням встановлених граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин та умов дозволу на викиди.**

Не встановлено.

**6. Скасування діючих дозволів.**

---

Дозвіл складено в 2-х примірниках.

Начальник відділу регулювання  
водних ресурсів, атмосферного повітря  
та відходів



(підпис)

Є. О. Воловатова

Деркач675122





УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ

ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

вул. Малахова, 12, м. Чернігів, 14017 тел./факс (04622) 4-91-58, e-mail: deko\_post@cg.gov.ua, код ЄДРПОУ 38709568

**ДОЗВІЛ**

**НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ**

**Публічне акціонерне товариство «Укрнафта»**  
**для нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз»**  
(назва підприємства-водокористувача)

**« 07 » серпня 2015р.**

**Укр. № 329 А/Чрн.**

Термін дії дозволу з **07.08.2015р.** до ~~07.08.2018р.~~

Директор Департаменту



**К.В. Тканко**  
(П.І.Б.)

Термін дії дозволу продовжений до:

Директор Департаменту

(підпис)

(П.І.Б.)

М. П.

Дозвіл на спеціальне водокористування з умовами на 5 сторінках

## ДОЗВІЛ НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ

Публічне акціонерне товариство «Укрнафта»  
для нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз»  
(назва підприємства, об'єкта)

1. Виданий « 07 » серпня 2015р. Укр. № 329 А/Чрн.  
на термін до « 07 » серпня 2018р. 3 (три) роки  
Термін дії дозволу продовжений до: «     »     20 р.
2. Матеріали, що подані на розгляд:  
клопотання, обґрунтування потреби у воді, інші відомості.
3. Реквізити водокористувача:
  - а) підприємство, організація, господарство: Публічне акціонерне товариство «Укрнафта» для нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз»
  - б) головне управління, об'єднання: -
  - в) міністерство, відомство: -
  - г) поштова адреса та телефон водокористувача або проектної організації, що клопоче про видачу дозволу на спеціальне водокористування :  
ПАТ «Укрнафта»: 04053, м.Київ, пров.Несторівський, 3/5  
НГВУ «Чернігівнафтогаз»: 17500, Чернігівська область,  
м.Прилуки, вул.Вокзальна, 1, тел. (04637) 3-15-90  
Місце здійснення діяльності: Чернігівська область,  
с.мт.Талалаївка
4. Назва і код водного об'єкта та водогосподарської ділянки (джерела водопостачання та приймача стічних вод):
  - а) Джерело водопостачання: вода підземна, 60 ЧЕР ДНЄПР 0621/ 0118/ 0187/ 0030 (Чорне море/ Дніпро/ Сула/ Удай/ Лисогір/ Детюківка), об'єкт загальнодержавного значення
  - б) Приймач стічних вод: вигріб, 84
5. Характеристика водокористування:
  - а) мета водокористування (водопостачання та його вид, скид стічних вод, зрошення, гідроенергетика та інше): водозабезпечення власних госпбютових та виробничих потреб, відведення стічних вод у вигріб
  - б) основні показники діяльності об'єкту - водокористувача (виробнича потужність, площа зрошення, чисельність та інше): згідно обґрунтування потреби у воді



- е) кількість стічних вод, що скидаються у водний об'єкт, по кожному випуску окремо, не більше: не скидаються
- ж) якісна характеристика стічних вод на випусках (мг/л): не потрібна
- з) гранично допустимий скид (ГДС) речовин із стічними водами у водні об'єкти (г/годину, т/рік): не потрібний
- и) вимоги до витратовимірювальної апаратури: водовимірювальні прилади утримувати в технічно справному стані та своєчасно здійснювати їх перевірку
- і) режим експлуатації водосховищ: водосховища відсутні
- ї) умови сплаву лісу і сплаву деревини в пучках і кошелях без суднової тяги: немає
- й) інші умови:
1. Ліміт забору води з підземних джерел встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: - 8,4 тис.м<sup>3</sup>/рік
  2. Ліміт використання води з підземних джерел на власні потреби встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: - 8,4 тис.м<sup>3</sup>/рік
  3. Ліміт водовідведення у вигріб встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: - 2,525 тис.м<sup>3</sup>/рік
  4. Своєчасно вивозити стічні води з вигрібу.
  5. Забезпечити виконання вимог викладених в висновку Держгеонадр України № 9763/13/10-15 від 28.07.2015р., а саме:
    - застосування води для питних потреб тільки при відповідності якості води до вимог ДСТУ 878-93, ДСанПіН 2.2.4-171-10;
    - дотримання санітарно-технічних норм з утримання експлуатаційної свердловини та водонесучих комунікацій, своєчасний ремонт та тампонаж свердловини, яка вийшла з ладу;
    - забороняється забруднення підземних вод стічними водами та твердими відходами, нафтопродуктами, пестицидами, мінеральними добривами та іншими хімічними речовинами;
    - дотримуватись вимог чинного законодавства України щодо використання та охорони надр, Водного кодексу України, Постанови Кабінету Міністрів України № 2024 від 18.12.1998р. та Закону України «Про питну воду та питне водопостачання» від 10.01.2002р. № 2918-III, стосовно режиму санітарної охорони підземних вод від забруднення;
    - проводити заміри рівня води у свердловинах один раз у квартал;
    - вести облік фактичного відбору підземних вод;
    - здійснювати контроль якості води один раз у квартал (згідно з ДСанПіН 2.2.4-171-10);
    - щорічно до 20 січня надавати до Київської ГГЕ (02088, м.Київ, пров. Геофізиків, 10) та ДНВП «Геоінформ України» (03680, м.Київ, вул.Потьє, 16, тел. (044) 456-60-61, 455-60-75) звіт згідно форми 7-ГР (підземні води).

6. Забезпечити виконання вимог викладених в висновку Деснянського БУВР № 03-02/114-12 від 22.06.2015р., а саме:
- звіт про використання води за формою № 2ТП- водгосп подавати до Деснянського басейнового управління водних ресурсів (14017, м.Чернігів, пр.Перемоги, 39-А); - 1 раз на рік, до 01 лютого
  - дотримуватись встановленого ліміту забору води, ліміту використання води та ліміту скиду стічної води; - постійно
  - утримувати зони санітарної охорони артезіанських свердловин відповідно до вимог ДБН Б.2.4-1-94; - постійно
  - утримувати в задовільному стані водозабірні споруди; - постійно
  - своєчасно сплачувати рентну плату за спеціальне використання води; - відповідно до вимог Податкового кодексу України
  
  - облік забору води з артезіанських свердловин здійснювати за допомогою вимірювальних пристроїв, систематично вести облік забраної води з записами в журналах первинного обліку по формі ПОД-11.
7. Виконувати вимоги приписів Державної екологічної інспекції у Чернігівській області. - постійно
8. При здійсненні спеціального водокористування дотримуватись вимог природоохоронного законодавства. - постійно
9. При зміні умов водокористування дозвіл на спецводокористування підлягає переоформленню.

**Цей дозвіл є єдиним документом на основі якого здійснюється спеціальне водокористування.**

Після закінчення терміну дії дозволу на спеціальне водокористування використання водних ресурсів кваліфікується як самовільне. Зазначене є порушенням ст.ст. 44 (п. 9), 49 Водного кодексу України та тягне за собою відповідальність відповідно до ст. 110 Водного кодексу України. Керівник підприємства або інші уповноважені посадові особи за самовільне спеціальне водокористування можуть бути притягнуті до адміністративної відповідальності, що передбачається ст. 48 Кодексу України про адміністративні правопорушення.

**Дозвіл складено в 2-х примірниках.**

Швидка А.М.  
4-10-50

## ПОГОДЖЕНО:

1. З органами державного санітарного нагляду на строк  
“ ” 20 р. № не вимагається  
\_\_\_\_\_  
(організація, посадова особа)
2. З органами рибоохорони на строк  
“ ” 20 р. № не вимагається  
\_\_\_\_\_  
(організація, посадова особа)
3. З органами геології  
“ 28 ” липня 2015р. № 9763/13/10-15  
Держгеонадра України Т.в.о. Голови Держгеонадр України Бояркін М.О.  
(організація, посадова особа)
4. З органами державного гірничого нагляду на строк  
“ ” 20 р. № не вимагається  
\_\_\_\_\_  
(організація, посадова особа)
5. З органами ветеринарної служби на строк  
“ ” 20 р. № не вимагається  
\_\_\_\_\_  
(організація, посадова особа)
6. З первинними водокористувачами (при видачі дозволу на використання водних об’єктів, наданих в особисте користування) на строк  
“ ” 20 р. № не вимагається  
\_\_\_\_\_  
(організація, посадова особа)
7. З власниками водопровідно-каналізаційних мереж (при підключенні до вказаних мереж), очисних споруд  
“ 27 ” січня 2015р. № 67/8-VI  
КП «Прилуkiteпловодопостачання» Директор Гавриш А.А.  
(організація, посадова особа)
8. З органами контролю за використанням та охороною вод  
“ 22 ” червня 2015р. № 03-02/114-12  
Деснянське БУВР Заступник начальника управління Райхіль І.В.  
(організація, посадова особа)

**ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО ВОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ**

01004, м. Київ, вул. Велика Васильківська, 8, тел./факс 235-31-92  
www.davr.gov.ua, e-mail: davr@davr.gov.ua

**ДОЗВІЛ****НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ**від **18 червня 2018**№ **124/ЧГ/49д-18**

Цей дозвіл видано водокористувачу **ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО**  
(найменування юридичної особи, її місцезнаходження, код згідно з ЄДРПОУ  
**«УКРНАФТА» (код ЄДРПОУ 00135390), Несторівський провулок, 3-5, м. Київ, 04053,**  
або прізвище, ім'я та по батькові фізичної особи, місце проживання)  
**тел. (044) 506 11 99, для НАФТОГАЗОВИДОБУВНОГО УПРАВЛІННЯ**  
**«ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ», код ЄДРПОУ 00136573.**

Поштова адреса **вул. Вокзальна, 1, м. Прилуки, Прилуцький район, Чернігівська**  
**область, 17500, тел. (04637) 3 32 16.**

Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): **артезіанські свердловини**  
(відношення кожної водозабірної і  
**№ 1, № 2 розташовані за межами с. Сильченкове, Талалаївського району, Чернігівської**  
водоскидної споруди до населеного пункту та водного об'єкта, річки/басейну річки вищого порядку,  
**області; артезіанська свердловина № 5-А розташована за межами смт. Талалаївка,**  
району річкового басейну)

**Талалаївського р-ну, Чернігівської області. Скид зворотних (стічних) вод здійснюється**  
**у вигреби за межами цих населених пунктів. Водозабірні споруди, та вигреби розташовані**  
**в басейні р. Детюківка: ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0187/0030; район басейну річки Дніпро: М5.1.**

**Артезіанські свердловини № 1, № 2 розташовані за межами с. Красляни, Прилуцького**  
**району, Чернігівської області; артезіанська свердловина № 6 розташована за межами**  
**с. Борина та с. Мільки, Прилуцького району; артезіанська свердловина № 27 розташована**  
**за межами с. Сухо-Полова, Прилуцького району. Скид зворотних (стічних) вод**  
**здійснюється у вигреби за межами сіл Красляни, Борина, Сухо-Полова, Прилуцького**  
**р-ну. Водозабірні споруди, вигреби знаходяться в басейні р. Удай: ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118;**  
**район басейну річки Дніпро: М5.1.**

**Артезіанська свердловина № 5 розташована за межами смт Мала Дівиця, Прилуцького**  
**району, Чернігівської області. Скид зворотних (стічних) вод здійснюється у вигріб за**  
**межами смт. Мала Дівиця. Водозабірні споруди та вигріб знаходиться в басейні річки**  
**Галка: ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0253; район басейну річки Дніпро: М5.1.**

**Водозабір здійснюється з мережі комунального водопроводу КП**  
**«Прилуки тепловодопостачання».**

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання  
(водовідведення) якого отримано воду: **підземні водоносні горизонти розташовані в басейні:**  
**річки Детюківка: 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0187/0030, артезіанські свердловини (три);**  
**річки Удай: 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118, артезіанські свердловини (чотири);**

річки Галка: 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0253, артезіанська свердловина (одна).  
Комунальний водопровід КП «Прилуки тепловодопостачання» знаходиться в басейні  
р. Удай: 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води вигріб в басейні річки  
Детюківка: 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0187/0030;  
вигріб в басейні р. Удай: 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118;  
вигріб в басейні р. Галка: 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0253;  
зворотні (стічні) води передаються для подальшого водовідведення (згідно договору)  
іншому водокористувачу – КП «Прилуки тепловодопостачання»: 91/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118.

Код та назва водогосподарських ділянок, у межах яких знаходяться джерела водопостачання, приймачі зворотних (стічних) та інших вод М5.1.2.16, р. Удай.

Мета водокористування забезпечення питних, санітарно-гігієнічних та  
 (перелік власних потреб та/ або  
виробничих потреб.

передача для потреб вторинних водокористувачів)

**Встановлені ліміти**  
**Ліміт забору води**

Показник	Обсяги води	
	м <sup>3</sup> /добу*	тис. м <sup>3</sup> /рік
Забір води, усього, у тому числі:	394,809	49,378
з поверхневих джерел (окремо для кожного джерела)	-	-
з підземних джерел (окремо для кожного річкового басейну):	394,809	49,378
басейн р. Удай	239,829	42,753
басейн р. Детюківка	145,192	4,895
басейн р. Галка	9,788	1,730

\* Максимальний обсяг забору за добу протягом року з урахуванням сезонного режиму роботи.

**Ліміт використання води**

Показник	Обсяги води	
	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /рік
Використання води на власні потреби, усього: у тому числі:	492,646	60,618
з поверхневих джерел:	-	-
на питні і санітарно-гігієнічні потреби	-	-
на виробничі потреби	-	-
на інші потреби (перелічити)	-	-
з підземних джерел:	387,761	46,805
на питні і санітарно-гігієнічні потреби	34,516	7,428
на виробничі потреби	353,245	39,377
на інші потреби (перелічити)	-	-
від іншого водокористувача:	104,885	13,813
на питні і санітарно-гігієнічні потреби	28,577	7,344
на виробничі потреби	76,308	6,469
на інші потреби (перелічити)	-	-

Ліміти скидання забруднюючих речовин (гранично допустимі скиди (ГДС) та фактичні скиди речовин із зворотними (стічними) водами у поверхневі водні об'єкти (окремо для кожного водовипуску))

Випуск №      у       
 (назва водного об'єкту, категорія зворотних (стічних) вод при встановленні ГДС речовин)

(допустимий обсяг скиду (м<sup>3</sup>/год., тис. м<sup>3</sup>/рік) та фактичний обсяг (м<sup>3</sup>/год.) скидання зворотних (стічних) вод



№ з/п	Забруднюючі речовини, скидання яких нормується	Фактична концентрація, мг/дм <sup>3</sup>	Фактичний скид, г/год	Гранично-допустимі концентрації, мг/дм <sup>3</sup>	ГДС, г/год	ГДС перераховані у т/рік
-	-	-	-	-	-	-

Інші показники та характеристики зворотних (стічних) вод (окремо для кожного водовипуску)

#### Інші характеристики спеціального водокористування

Показник	м <sup>3</sup> /добу*	тис. м <sup>3</sup> /рік
Отримано від іншого водокористувача	104,885	13,813
Передача води, усього, у тому числі: населенню вторинним водокористувачам (без використання) вторинним водокористувачам (після використання)	-	-
Скид зворотних (стічних) вод, усього: у тому числі: у поверхневий водний об'єкт на поля фільтрації у накопичувач у вигріб в інший приймач передача іншому водокористувачу	89,3385 - - - 30,6755 - 58,663	18,965 - - - 7,909 - 11,056
Використання води в системах водопостачання: оборотного повторного	- - -	- - -
Втрати в системах водопостачання	7,048	2,573

\* Максимальний обсяг протягом року з урахуванням сезонного режиму роботи.

#### Умови спеціального водокористування

- Дотримуватись вимог водного законодавства, зокрема статті 44 Водного кодексу України щодо обов'язків водокористувачів.
- Щорічно, не пізніше 01 лютого наступного за звітним року надавати звіти про використання води за формою № 2ТП-водгосп (річна) до Деснянського басейнового управління водних ресурсів (пр-т Перемоги, 39-А, м. Чернігів, 14017).
- З метою достовірного обліку водокористування забезпечувати своєчасну повірку водовимірних приладів.
- Обов'язково виконувати умови, зазначені у висновку Держгеонадра від 31.05.2018 №9418/10/10-18, а саме:
  1. Застосування води для питних потреб тільки при відповідності якості води до вимог ДСанПіН 2.2.4-171-10.
  2. Вести регулярний облік відбору води, її якості та глибин рівня у водозабірній споруді.
  3. Обов'язково наявність огорож зон суворого санітарного режиму I поясу, наявність водомірів, кранів для відбору проб води.
  4. Дотримання санітарно-технічних норм з утримання експлуатаційної водозабірної споруди та водонесучих комунікацій.
  5. Буріння нових свердловин та будівництво об'єктів, які можуть учинити негативний вплив на якість підземних вод проводити відповідно до проектів, складених

та погоджених за встановленим порядком.

6. Відповідно до статті 17 Закону України «Про питну воду, питне водопостачання та водовідведення» та статті 19 Кодексу України про надра, у разі використання підземних вод для питного водопостачання суб'єкт господарювання повинен одержати спеціальний дозвіл на користування надрами, з урахуванням особливостей, передбачених статтею 23 Кодексу України про надра.

7. Надавати щорічно до 20 січня наступного за звітним роком дані режимних спостережень, відомості про фактичний водовідбір та результати хімічних аналізів за формою 7-ГР Київській ГГЕ ДП «УГК» (02088, м. Київ, провул. Геофізиків, 10) та ДНВП «Геоінформ України» (03057, м. Київ, вул. Антона Цедіка, 16).

**Відомості щодо природоохоронних заходів\***

№ з/п	Перелік природоохоронних заходів	Термін виконання	Критерії (показники) досягнення результативності
1	2	3	4
1.	Дотримуватися встановлених лімітів забору, використання води та скиду зворотних (стічних) вод	постійно	Контроль за використанням підземних вод
2.	Утримувати зони санітарної охорони артезіанських свердловин відповідно вимог ДБН В.2.5-74:2013	постійно	Охорона підземних вод від забруднення, засмічення
3.	Здійснювати контроль якості води з артезіанських свердловин для визначення повного хімічного складу	1 раз в квартал	Охорона підземних вод від забруднення
4.	Утримувати в задовільному стані водозабірні споруди	постійно	Охорона підземних вод від забруднення
5.	Систематично вести первинний облік водокористування	постійно	Раціональне використання водних ресурсів

\* Природоохоронні заходи спрямовуються на охорону вод, зменшення рівня забруднення та забезпечення раціонального використання водних й інших природних ресурсів та повинні мати вимірювані критерії (показники) досягнення результативності й терміни виконання.

Згідно зі статтею 45 Водного кодексу України у разі маловоддя, загрози виникнення епідемій та епізоотій, а також в інших передбачених законодавством випадках можуть бути обмежені права водокористувачів або змінені умови водокористування з метою забезпечення охорони здоров'я людей та в інших державних інтересах.

Строк дії дозволу: з **18 червня 2018 року**

до **18 червня 2023 року**

Завідувач сектору у  
 Чернігівській області  
 Держводагентства  
 (керівник органу, що видав дозвіл)  
 М.П.



**Н.І. Радченко**  
 (ініціали та прізвище)

пр-т Перемоги, 39-А, м. Чернігів, 14017  
 (0462) 64-11-77

**ДОДАТОК В**

**СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ ЛАБОРАТОРІЇ ВОД ТА  
ГРУНТІВ № ІФ 823,  
СВІДОЦТВО ПРО ТЕХНІЧНУ КОМПЕТЕНТНІСТЬ ГРУПИ  
ЕКОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ № ІФ 144**



МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

„ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР  
СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ”**СВІДОЦТВО  
про технічну компетентність**№ ІФ 114Видане " 01 " *грудня* 2017 р.Чинне до " 01 " *грудня* 2020 р.

Це свідоцтво засвідчує, що

*Лабораторія екологічних досліджень*

(назва лабораторії та підприємства)

*Науково-дослідний і проектний інститут***33603711**

(код)

*ПАТ "Укрнафта"*

(адреса)

*76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2*

є технічно компетентною при проведенні вимірювань.

Галузь технічної компетентності наведена в додатку до цього свідоцтва і є його невід'ємною частиною.

Генеральний директор  
ДП "Івано-Франківськстандартметрологія"

І.Б.Саєвич

М.П.



МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

„ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР  
СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ”

## СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ

№ ІФ 823

Видане " 28 " травня 2015 р.

Чинне до " 28 " травня 2019 р.

Це свідоцтво засвідчує, що

*Лабораторія моніторингу вод та ґрунтів*

(назва лабораторії та підприємства)

*Науково-дослідного і проектного інституту*

**33603711**

(код)

*ПАТ "Укрнафта"*

*76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2*

(адреса)

відповідає критеріям атестації і атестовано на проведення вимірювань у сфері та поза сферою поширення державного метрологічного нагляду.

Галузь атестації наведена в додатку до цього свідоцтва і є його невід'ємною частиною.

Керівник органу з атестації,

В.о генерального директора

ДП "Івано-Франківська стандартметрологія"

О.В. Коржак



М.П.

**ДОДАТОК Г**

**ІНВЕНТАРИЗАЦІЯ ПРОМИСЛОВИХ ВІДХОДІВ  
НГВУ ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ,**

**ДЕРЖАВНЕ СТАТИСТИЧНЕ СПОСТЕРЕЖЕННЯ  
"УТВОРЕННЯ ТА ПОВОДЖЕННЯ З ВІДХОДАМИ ЗА 2017 РІК"**

**ПАСПОРТ МІСЦЯ ВИДАЛЕННЯ ВІДХОДІВ (МВВ)**



**Міністерство охорони навколишнього природного середовища України**  
**ДЕРЖАВНЕ УПРАВЛІННЯ ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО**  
**СЕРЕДОВИЩА В ЧЕРНІГІВСЬКІЙ ОБЛАСТІ**

12, вул. Малицова, м. Чернігів, 14017; тел. (04622) 4-91-58; факс 4-42-78, e-mail: eco23@open.net.ua

08.09.2011р № СГ-05/3067

На № 21-13/2852 від 18.08.2011

**Заступнику начальника**  
**НГВУ "Чернігівнафтогаз"**  
**з питань ОП та ЕБ**  
**Скопєць Г.І.**

17500, м.Прилуки, вул.Вокзальна,1

*Щодо інвентаризації відходів*

Держуправлінням розглянуто представлені матеріали інвентаризації промислових відходів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" та встановлено, що проведений комплекс робіт відповідає вимогам діючого природоохоронного законодавства та буде сприяти вдосконаленню системи управління відходами на підприємстві.

За відсутності законних підстав щодо реєстрації матеріалів інвентаризації промислових відходів, документи повертаються без погодження.

**Заступник начальника**  
**Держуправління**

**Т.Г. Дадашева**

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Начальник НГВУ „Чернігівнафтогаз”  
  
Прозур В.П.  
2011 р.



## МАТЕРІАЛИ ІНВЕНТАРИЗАЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ВІДХОДІВ

Нафтогазовидобувного управління  
«Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»

"ЗАРЕЄСТРОВАНО"  
Головний державний санітарний  
лікар Чернігівської області  
  
М.П.Донець  
м.п.  
№ \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ 2011 р.





13.08.2017

всх №20-11/421

Ідентифікаційний код ЄДРПОУ 0 0 1 3 6 5 7 3

**Державне статистичне спостереження**

 Конфіденційність статистичної інформації забезпечується  
 статтями 21 та 22 Закону України "Про державну статистику"

 Порушення порядку подання або використання даних державних статистичних спостережень тягне за собою відповідальність, яка встановлена статтею 186<sup>б</sup> Кодексу України про адміністративні правопорушення

**УТВОРЕННЯ ТА ПОВОДЖЕННЯ З ВІДХОДАМИ  
за 2017 рік**

Подають:	Терміни подання
юридичні особи, відокремлені підрозділи юридичних осіб, діяльність яких пов'язана з утворенням, поводженням з відходами I-IV класів небезпеки, за переліком, визначеним органами державної статистики - територіальному органу Держстату	не пізніше 28 лютого

№ 1 - відходи (річна)

 ЗАТВЕРДЖЕНО  
 Наказ Держстату України  
 19.08.2014 № 243 (зі змінами)
**Респондент:**
 Найменування: Нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта"

 Місцезнаходження (юрідична адреса): 17500, Чернігівська обл, м.Прилуки
вул.Вокзальна, 1
*(поштовий індекс, область /АР Крим, район, населений пункт, вулиця /провулок, площа тощо, № будинку /корпусу, № квартири /офісу)*

Адреса здійснення діяльності, щодо якої подається форма звітності (фактична адреса): \_\_\_\_\_

*(поштовий індекс, область /АР Крим, район, населений пункт, вулиця /провулок, площа тощо, № будинку /корпусу, № квартири /офісу)*

Номер бланка \_\_\_\_\_ Кількість бланків \_\_\_\_\_

**Чи здійснює Ваше підприємство діяльність щодо утворення, поводження з відходами (рядок 100)**  
*(зробіть позначку "V" у відповідній клітинці)*

 Так  → *переходьте до рядка 101*

 Ні  → *завершення заповнення форми*
**Категорія діяльності підприємства щодо утворення, поводження з відходами (рядок 101)**  
*(зробіть позначку "V" у відповідній клітинці)*

Утворення відходів (виробник відходів)	V
Поводження з відходами <i>(у тому числі звалища, полігони тощо)</i>	збирання
	утилізація
	видалення

→ *переходьте до розділу I*} → *переходьте до розділу II*

## продовження розділу I

(у тоннах, з трьома десятковими знаками)

A	Найменування відходів	Брухт чорних металів	Ґрунти забруднені нафтою	Відходи кольорових металів (алюміній)	Відходи кольорових металів (мідь)	Відходи кольорових металів (латунь, бронза)
B	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)	7710.3.1.08	4590.3.1.06	7710.3.1.09	7710.31.09	77103.1.09
B	Код категорії відходів за матеріалом	06.1	12.6	06.2	06.2	06.2
Г	Клас небезпеки відходів	104	103	104	104	104
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником	0108	1104	0101	0116	0134
10	Наявність відходів на початок року	589,33	-	1,870	30,300	0,223
11	Утворилося відходів протягом року	609,944	-	5,489	112,506	2,164
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)	-	-	-	-	-
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)	-	-	-	-	-
25	Утилізовано відходів	код операції (R)	-	-	-	-
		обсяг	-	-	-	-
30	Видалено відходів	код операції (D)	-	-	-	-
		обсяг	-	158,0	-	-
40	Передано відходів на сторону – усього, (сума ряд. 41, 42, 43)	463,393	-	5,136	112,439	0,009
	у тому числі	-	-	-	-	-
41	для утилізації	463,393	-	5,136	112,439	0,009
42	для видалення	-	-	-	-	-
43	фізичним особам для використання	-	-	-	-	-
50	Експортовано відходів– усього, (сума ряд. 51, 52)	-	-	-	-	-
	у тому числі	-	-	-	-	-
51	для утилізації	-	-	-	-	-
52	для видалення	-	-	-	-	-
60	Розміщено відходів на стихійних звалищах	-	-	-	-	-
70	Вилучено відходів унаслідок витікання, випаровування, пожеж, крадіжок	-	-	-	-	-
72	Наявність відходів на кінець року, (ряд. (10+11-18-19-25-30-40-50-60-70))	735,881	-	2,223	30,367	2,378

**Розділ І. Утворення, поводження з відходами за місцем їх утворення**  
*(Заповнюється виробниками відходів)*

*(у тоннах, з трьома десятковими знаками)*

A	Найменування відходів	Батареї свинцеві зібсовані відпрацьовані	Масла та мастила моторні відпрацьовані	Люмінесцентні лампи та відходи, що містять ртуть	Відходи комунальні ТПВ	Відпрацьовані автошини
B	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)	6000.29.04	60002.8.10	7710.3.1.26	7720.3.1.01	6000.2.9.03
B	Код категорії відходів за матеріалом	08.41	01.3	08	10.1	073
Г	Клас небезпеки відходів	101	102	101	104	104
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником	0123	1101	0122	1801	1801
10	Наявність відходів на початок року	3,500	15,500	0,000	0,000	15,506
11	Утворилося відходів протягом року	5,598	0,154	0,222	190,870	38,234
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)	-	-	-	-	-
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)	-	-	-	-	-
25	Утилізовано відходів	код операції (R)	-	-	-	-
		обсяг	-	-	-	-
30	Видалено відходів	код операції (D)	-	-	-	-
		обсяг	-	-	-	-
40	Передано відходів на сторону – усього <i>(сума ряд. 41, 42, 43)</i>	5,825	13,600	0,120	190,870	32,009
	у тому числі	-	-	-	-	-
41	для утилізації	5,825	13,600	0,120	-	32,009
42	для видалення	-	-	-	190,870	-
43	фізичним особам для використання	-	-	-	-	-
50	Експортовано відходів – усього, <i>(сума ряд. 51, 52)</i>	-	-	-	-	-
	у тому числі	-	-	-	-	-
51	для утилізації	-	-	-	-	-
52	для видалення	-	-	-	-	-
60	Розміщено відходів на стихійних звалищах	-	-	-	-	-
70	Вилучено відходів унаслідок витікання, випаровування, пожеж, крадіжок	-	-	-	-	-
72	Наявність відходів на кінець року, <i>(ряд. (10+11-18-19-25-30-40-50-60-70))</i>	3,273	2,054	0,102	0,000	21,731

## продовження розділу I

(у тоннах, з трьома десятковими знаками)

A	Найменування відходів		Рідкі нечистоти (водовідведення)				
B	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)		7720.3.1.03				
B	Код категорії відходів за матеріалом		10.1				
Г	Клас небезпеки відходів		104				
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником		1801				
10	Наявність відходів на початок року		0,000				
11	Утворилося відходів протягом року		8182,000				
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)						
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)						
25	Утилізовано відходів	код операції (R)					
		обсяг					
30	Видалено відходів	код операції (D)					
		обсяг					
40	Передано відходів на сторону – усього (сума ряд. 41, 42, 43)		8182,000				
	у тому числі						
41	для утилізації						
42	для видалення		8182,000				
43	фізичним особам для використання						
50	Експортовано відходів – усього, (сума ряд. 51, 52)						
	у тому числі						
51	для утилізації						
52	для видалення						
60	Розміщено відходів на стихійних звалищах						
70	Вилучено відходів унаслідок витікання, випаровування, пожеж, крадіжок						
72	Наявність відходів на кінець року, (ряд. (10+11-18-19-25-30-40-50-60-70))		0,000				

**продовження розділу II**
*(у тоннах, з трьома десятковими знаками)*

А	Найменування відходів	Грунти забруднені нафтою				
Б	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)	4590.3.1.06				
В	Код категорії відходів за матеріалом	12.6				
Г	Клас безпеки відходів	103				
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником	1104				
10	Наявність відходів на початок року					
12	Зібрано, отримано відходів – усього, <i>(сума ряд. 13, 14, 15, 16)</i>					
	у тому числі					
13	від виробників відходів					
14	від перевізників, збирачів відходів					
15	від домогосподарств					
16	зі сфери послуг					
17	Імпортовано відходів					
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)					
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)					
25	Утилізовано відходів	код операції (R)				
		обсяг				
30	Видалено відходів	код операції (D)				
		обсяг				
40	Передано відходів на сторону – усього, <i>(сума ряд. 41, 42)</i>					
	у тому числі					
41	для утилізації					
42	для видалення					
50	Експортовано відходів – усього, <i>(сума ряд. 51, 52)</i>					
	у тому числі					
51	для утилізації					
52	для видалення					
72	Наявність відходів на кінець року, <i>(ряд. (10+12+ 17-18-19-25-30-40-50))</i>					
73	Загальний обсяг відходів, накопичених протягом експлуатації, у спеціально відведених місцях чи об'єктах (місцях видалення відходів)	833,000				

**Розділ III. Установки для поводження з відходами та спеціально відведені місця та об'єкти видалення відходів станом на кінець року**
**1. Установки для поводження з відходами**

(у цілих числах)

№ рядка	Види установок	Кількість, одиниць	Установлена потужність на рік, тонн
А	Б	1	2
1.1	Установки для спалювання відходів з метою отримання енергії (R1)		
1.2	Установки для спалювання відходів з метою теплового перероблення відходів (D10)		
1.3	Установки для утилізації (перероблення) відходів (R2-R11)		
1.4	Інші установки для видалення (крім спалювання) відходів (D12)		

**2. Спеціально відведені місця та об'єкти видалення відходів**

(у цілих числах)

Рядок	Найменування показника	Кількість, одиниць	Об'єм, м <sup>3</sup>		Площа, м <sup>2</sup>	
			проектний	залишковий	проектна	залишкова
А	Б	1	2	3	4	5
2.1	Усього				4900	4000
2.2	у тому числі побутових відходів					

**Розділ IV. Осад промислових стоків у сухій речовині**

(у тоннах, з трьома десятковими знаками)

№ рядка		Обсяг відходів
А	Б	1
80	Утворилося	
81	Видалено (D1, D5 D12)	
82	Спалено з метою отримання енергії (R1)	
83	Спалено з метою теплового перероблення відходів (D10)	

*операційний менеджер*

Місце підпису керівника (власника) та/або особи, відповідальної за достовірність наданої інформації

Свданишова С.М. (ПІБ)



Цюпка В.Т. (ПІБ)

телефон: 3-32-10

факс:


 електронна пошта: [ecolog@pengdu.ukrnapfta.com](mailto:ecolog@pengdu.ukrnapfta.com)

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Директор Департаменту  
екології та природних ресурсів  
Чернігівської ОДА

  
(підпис, прізвище, ініціали)  
"06" Вересня 2014 р.



ПОГОДЖЕНО  
В.о. начальника управління  
Держпродспоживслужби  
в Прилуцькому районі

  
(підпис, прізвище, ініціали)  
"05" листопада 2014 р.



**Паспорт  
місця видалення відходів  
(МВВ)**

Реєстраційний номер N 545 Дата реєстрації 06.09.2014

Назва МВВ Майданчик складування та відновлення забруднених ґрунтів  
Прилуцько-Леляківського цеху видобутку нафти та газу

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»  
(посада, прізвище, ініціали)

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

М.К.Лісяний



5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

**I. Реквізити МВВ**

1. Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»  
(підприємство, установа, організація)
2. Код за ЄДРПОУ 00135390
3. Підпорядкування Міністерство енергетики та вугільної промисловості  
(міністерство, об'єднання, корпорація тощо)
4. Код за СКОДУ 11094
5. Адреса 04053, м.Київ, пров. Несторівський, буд 3-5  
(місто, область, район, селище тощо)
6. Код за КОАТУУ 7424184300
7. Місцезнаходження Чернігівська обл., Прилуцький район, землі Краслянської сільської ради, 2 км на захід від околиці с. Рибці, широта 50.584434 довгота 32.696549  
(географічна прив'язка)
8. Контактний телефон, факс (04637) 3-32-16
9. Дата складання паспорта 5 липня 2017 року
10. Організація, що склала паспорт НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»
11. Особа, що склала паспорт інженер відділу екологічної та радіаційної безпеки НГВУ «Чернігівнафтогаз» С.А.Євдокимова (04637)33216  
(посада, прізвище, телефон)

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»



М.К. Лисяний  
(підпис)

5 липня 2017 року



## II. Загальна характеристика МВВ

1. Код і вид операції з видалення відходів D5-скидання на спеціально-обладнані звалища
2. Режим функціонування МВВ:
  - 2.1. Діюче  2.2. Закрите  2.3. Законсервоване
3. Рік початку (закриття) експлуатації перша черга- 1999р., друга черга -2016р
4. Обсяг видалених відходів 852 т
5. Обсяг видалених відходів за попередній рік -
6. Наявність проекту (організація-проектувальник) Комплексний відділ проектування об'єктів НГВУ «Чернігівнафтогаз»
  - 6.1. Наявність гірничого відводу, якщо видалення відходів здійснюється у надрах -
7. Проектний обсяг видалення відходів 920 т на рік
8. Розрахунковий термін експлуатації 25 років(до 2024р-перша черга 2041-друга черга)
9. Площа, зайнята МВВ/проектна площа 4,9 га

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
(підпис)  
  
М.К.Лісяний

5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

### III. Природно-геологічна характеристика МВВ

#### 1. Розташування:

- 1.1. Віддаленість від населеного пункту (км) ) 2 км на захід від околиці с. Рибці
- 1.2. Віддаленість від водотоків і водойм (км) 2,5 км на захід від р. Удай
- 1.3. Віддаленість від водозабірних споруд (км) 0,44 км від свердловина для питного водопостачання

#### 1.4. Геоморфологічна прив'язка:

- 1.4.1. Вододіл  1.4.2. Схил  1.4.3. Яр
- 1.4.4. Улоговина  1.4.5. Заплава  1.4.6. Болото
- 1.4.7. Інше (зазначити) підвищена лесова рівнина з нахилом на північ

#### 2. Абсолютні відмітки поверхні 149-152,5 м

#### 3. Глибина залягання підземних вод (м) 15,5 м

#### 4. Якісна оцінка захищеності підземних (напірних) вод (умовні категорії захищеності):

- 4.1. Захищені  4.2. Умовно захищені  (Згідно карти природної захищеності підземних вод Чернігівської облсті: М1:200 000, М-36-П, Міністерства геології УРСР, 1987 р.) 4.3. Незахищені
- 4.4. Інше (зазначити)

#### 5. Потужність зони аерації (м) 15,5м

#### 6. Склад і будова зони аерації Поверхневі лесовидні суглинки буровато-сірі, напівтверді ґрунти, суглинки лесовидні, світло — бурі, бурі тверді з гравієм, суглинки лесовидні, темно-бурі, напівтверді, піски сірі, воднольодовикові пластичні.

#### 7. Характеристика ґрунтових вод Ґрунтові води першого водоносного горизонту зустрічаються на глибині 15,5 м.

#### 8. Інші особливості природної захищеності (розломна тектоніка, карст, наявність гірничих виробок тощо) Відсутні.

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
(підпис)  


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

#### IV. Техніко-технологічна характеристика МВВ

##### 1. Тип:

- 1.1. Відкрите поверхнєве 
  - 1.1.1. Наливне  1.1.2. Насипне  1.1.3. Змішаного типу
- 1.2. Відкрите заглиблене в землю 
  - 1.2.1. Наливне  1.1.2. Насипне  1.1.3. Змішаного типу
- 1.3. Підземне 
  - 1.3.1. Неглибокого залягання (до 50 м)
  - 1.3.2. Глибокого залягання 
    - 1.3.2.1. Штучне  1.3.2.2. У гірничих виробках
    - 1.3.2.3. У пористих гірських породах
- 1.4. Складське приміщення (сховище) 
  - 1.4.1. Спеціально побудоване  1.4.2. Пристосоване
  - 1.4.3. Інше (зазначити) Складське приміщення відсутнє.
- 1.5. Окрема ємність 
  - 1.5.1. Цистерна  1.5.2. Бочка (металева , полімерна )
  - 1.5.3. Контейнер  1.5.4. Інше (зазначити) Окремі ємності відсутні.
- 1.6. Стационарна установка для спалювання відходів 
  - 1.6.1. Сміттєспалювальний завод
  - 1.6.2. Інше (зазначити) Стационарні установки для спалювання відходів відсутні.

##### 2. Наявність фільтраційних явищ:

- 2.1. Постійний дренажний стік
- 2.2. Дренажний стік відсутній
- 2.3. Стік у період атмосферних опадів
- 2.4. Інше (зазначити) тимчасовий дренажний стік у північному напрямку

##### 3. Наявність засобів захисту навколишнього природного середовища від забруднення

- 3.1. Донний ізоляційний екран
  - 3.1.1. Відсутній  3.1.2. Глинистий  3.1.3. Плівковий
  - 3.1.4. Інше (зазначити) Полімерний матеріал-геомембрана HDPE, б=1.5 мм, геотекстиль
- 3.2. Бортові ізоляційні екрани
  - 3.2.1. Відсутні  3.2.2. Глинисті
  - 3.2.3. Стіни у ґрунті
  - 3.2.4. Інше (зазначити) Полімерний матеріал-геомембрана HDPE, б=1.5 мм, геотекстиль
- 3.3. Обвалування по периметру
  - 3.3.1. Відсутнє  3.3.2. Наявне
  - 3.3.3. Інше (зазначити) \_\_\_\_\_
- 3.4. Дренажні канали
  - 3.4.1. Відсутні  3.4.2. Земляні  3.4.3. Забетоновані

##### 4. Технологія видалення відходів

- 4.1. Пошарове складування з глинистими прошарками
- 4.2. Ущільнення відходів
- 4.3. Присипка поверхнева ґрунтово-глиниста

- 4.4. Поверхнєве зволоження
- 4.5. Рекультивация поверхні з залуженням
- 4.6. Протипилові заходи
- 4.7. Спалювання
- 4.8. Інше (зазначити) Біологічна деструкція (відновлення)
5. Заходи знешкодження відходів
- 5.1. Здійснюються  (зазначити)
1. Накладання торфу рівномірним шаром 20 см і внесення біодеструктора;
2. Накладання на торф шару соломи товщиною 5см;
3. Накладання на шар соломи нафтошлямомаси товщиною 40 см;
4. Внесення спученого перліту шаром 5 см;
5. Внесення біодеструктора;
6. Визрівання компостної маси
7. Замірювання температури бурту на глибині 20-40 см, через 7 днів;
8. Поливання бурту водою при умові вологості компостної маси нижче 50 %;
9. Перемішування вмісту бурту ковшем екскаватора через 14 днів після закладання бурту;
10. Ущільнення бурту (через 25 днів);
11. Перемішування вмісту бурту ковшем екскаватора (через 25 днів);
12. Підготовка, компостування і одержання деструктованої шлямомаси супроводжується лабораторними дослідженнями.
- 5.2. Не здійснюються
6. Сортування відходів перед видаленням
- 6.1. Здійснюється  6.2. Не здійснюється
7. Наявність під'їзних шляхів з твердим покриттям
- 7.1. Відсутні  7.2. Наявні

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
(підпис)  
  
М.К.Лісняний

5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_

## V. Загальна характеристика відходів, що видаляються

### 1. Обсяг відходів, що видаляються, за класами небезпеки (для людини)

Код	Найменування	Група	Клас небезпеки	Обсяг видалення (тис тонн)	
				Всього	За попередній рік
4590.3.1.06	Грунти, забруднені нафтопродуктами, хімічними та біоречовинами, що підлягають збиранню, обробленню та видаленню	45	3	0,852	-

### 2. Фізичний (агрегатний) стан відходів:

- 2.1. Рідинний  2.2. Твердий   
 2.3. Шламо- та пастоподібний   
 2.4. Сумішевий

### 3. Небезпечні складники відходів (потенційні забруднювачі) C81-вуглеводні та їх кисневі, азотні та (або) сірчані сполуки.

### 4. Наявність газових виділень:

- 4.1. CH<sub>4</sub>  \_\_\_\_\_ 4.2. N<sub>2</sub>O  \_\_\_\_\_ 4.3. H<sub>2</sub>S  \_\_\_\_\_  
 4.4. CO<sub>2</sub>  \_\_\_\_\_ 4.5. CO  \_\_\_\_\_  
 4.6. Інші (зазначити) Дослідження не проводилось  
 4.7. Відсутні

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
М.К.Лісяний  
 (підпис)

5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

## VI. Відомості про системи спостережень (моніторинг) за

**якістю вод, ґрунтів та атмосферного повітря у районі МВВ**

1. Здійснення спостережень (моніторингу) за якістю підземних вод
  - 1.1. Здійснюються :
    - 1.1.1. Через спеціальну мережу свердловин
    - 1.1.2. Через одиничну свердловину
    - 1.1.3. За виходами підземних (дренажних) вод на поверхню
    - 1.1.4. Інше (зазначити)
  - 1.2. Не здійснюються
2. Здійснення спостережень (моніторингу) за якістю поверхневих вод
  - 2.1. Здійснюються  (конкретизувати)
  - 2.2. Не здійснюються
3. Здійснення спостережень (моніторингу) за якістю ґрунтів
  - 3.1. Здійснюються  (конкретизувати) відбір проб по периметру майданчика
  - 3.2. Не здійснюються
4. Здійснення спостережень (моніторингу) за якістю атмосферного повітря
  - 4.1. Здійснюється  (конкретизувати) згідно інвентаризації джерел викидів, перевищення ГДК забруднюючих речовин у повітрі в межах майданчику відсутні
  - 4.2. Не здійснюються

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
М.К.Лисяний  
(підпис)  


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_

## VII. Відомості про забруднення навколишнього природного середовища у районі МВВ

### 1. Відомості про забруднення підземних (грунтових) та поверхневих вод

Показник	Підземні (грунтові) води			Поверхневі води		
	Норма	Факт мг/дм <sup>3</sup>	Факт Норма	Норма	Факт мг/дм <sup>3</sup>	Перевищен ня
						Факт Норма
1	2	3	4	5	6	7
Не проводилися дослідження						

### 2. Відомості про забруднення ґрунтів

Показник	Ґрунти		
	Норма ГДК, мг/кг	Факт, мг/кг	Перевищення
			Факт Норма
1	2	3	4
РН водної витяжки	5,5-8,2 од.	8,15 од	-
Бікарбонати	-	320,3	-
Карбонати	-	н/в	-
Хлориди	-	17,2	-
Кальцій	-	30	-
Магній	-	54,9	-
Сульфати	160	5,8	-
Натрій	-	46,7	-
Калій	-	6,6	-
Щільний залишок	-	0,03	-
Токсичні солі	2500	353,5	-
Вміст заліза загального	-	27,8	-
Вміст вуглецю органічної речовини	-	2,8	-
Гумус	-	4,82	-
Вміст азоту лужногідролізован	-	70,0	-

ого			
Вміст рухомого фосфору (за Чириковим)	-	65,8	-
Вміст нітратів	130	3,6	-
Вміст нафтопродуктів	-	32	-

2.1. Масштаб і дислокація забруднення \_\_\_\_\_

3. Відомості про забруднення атмосферного повітря

Показник	Атмосферне повітря		
	Нрма	Факт	Перевищення
			<u>Факт</u> Норма
1	2	3	4
Не проводилися дослідження			

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
М.К.Лисяний  
 (підпис)  


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

**VIII. Порушення вимог експлуатації МВВ**



1. Перевищення проектної ємності (потужності)
2. Незадовільний стан захисних споруд
3. Відсутність проекту
4. Відсутність гірничого відводу при видаленні в надра
5. Не здійснюється збір і відведення поверхневого стоку
6. Порухення регламенту складування відходів
7. Порухення регламенту скиду рідких відходів
8. Відсутність охорони
9. Відсутність під'їзних доріг з твердим покриттям
10. Інше (вказати) \_\_\_\_\_

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
(підпис) М.К. Лисяний  


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_\_

**IX. Санітарно-захисна зона МВВ**

1. Відсутня
2. Встановлена [ширина, клас 300 м, клас III
- 
- 2.1. Витримується  2.2. Не витримується

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГ ВУ «Чернігівнафтогаз»

  
М.К.Лисяний  
(підпис)



5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_

## Х. Ведення документації

1. Ведення документації щодо обліку надходження та видалення відходів

1.1. Наявне  (вказати) Первинна облікова документація N 1-ВТ "Облік відходів та пакувальних матеріалів і тари"

1.2. Відсутнє

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

  
М.К.Лисяний  
(підпис)



5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N \_\_\_\_

### XI. Категорія екологічної безпеки МВВ

Категорія екологічної безпеки МВВ			Ступінь державного контролю, заходи щодо підвищення рівня екологічної безпеки
<input type="checkbox"/>	А	Малонебезпечні	Об'єкти спорадичного регламентного контролю
<input checked="" type="checkbox"/>	Б	Помірно небезпечні	Об'єкти періодичного регламентного контролю, визначення шляхів попередження забруднень
<input type="checkbox"/>	В	Небезпечні	Об'єкти постійного контролю, обов'язковість заходів щодо захисту, моніторингу і локалізації забруднень
<input type="checkbox"/>	Г	Надзвичайно небезпечні	Об'єкти особливої (виключної) уваги з боку органів державного контролю. Обов'язковість заходів щодо захисту та моніторингу, припинення експлуатації.

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


М.К.Лисяний  
(підпис)

5 липня 2017 року

Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта"  
 Відділ екології  
 Лабораторія моніторингу вод та ґрунтів

Адреса: 76019, м.Івано-Франківськ, Північний бульвар ім.Пушкіна, 2

**ПРОТОКОЛ № 12**

результатів аналізу проб ґрунту

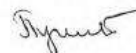
16 травня 2017 року

Місце відбору: Майданчик відновлення замазучених ґрунтів Прилуцько-Леляківського ЦВНГ

Дата відбору: 26.04.2017 р.

Замовник	Номер проби ґрунту	рН водної витяжки, ГДК = 5,5-8,2 од. рН	Вміст карбонатів, мг/кг	Вміст бікарбонатів, мг/кг	Вміст хлоридів, мг/кг	Вміст кальцію, мг/кг	Вміст магнію, мг/кг	Вміст сульфатів, мг/кг ГДК = 160 мг/кг	Вміст натрію, мг/кг	Вміст калію, мг/кг	Щільний залишок, %	Токсичні солі, мг/кг ГДК = 2500 мг/кг	Вміст заліза загального, мг/кг	Вміст вуглецю органічної речовини, %	Гумус, %	Вміст азоту лужногідролізованого, мг/кг	Вміст рухомого фосфору (за Чирковим), мг/кг	Вміст нітратів, мг/кг ГДК=130 мг/кг	Вміст нафтопродуктів, мг/кг
НГВУ "Чернігів нафтогаз"	1	8,15	н/в	320,3	17,2	30,0	54,9	5,8	46,7	6,6	0,03	353,5	27,8	2,80	4,82	70,0	65,8	3,6	32

Начальник лабораторії моніторингу вод та ґрунтів



Пукіш А.В.

**ДОДАТОК Д**  
**ВЕЛИЧИНИ ФОНОВИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ**  
**ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН**



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10000x10000	Заліза сульфат (у перерахунку на залізо)	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028
	Заліза хлорид (у перерахунку на залізо)	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
	Бензин (нафтовий, малосірчистий, у перерахунку на вуглець)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Вуглеводні насичені C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Масло мінеральне нафтове	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Спирт метиловий	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Водень хлористий (соляна кислота) за молекулою HCl	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Сажа	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	Ангідрид сірчистий	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Ванадію п'ятиоксид	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
	Пил неорганічний, з вмістом діоксиду кремнію в %: - 70-20	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Метан	20	20	20	20	20	20	20	20
	Етан	26	26	26	26	26	26	26	26
	Пропан	26	26	26	26	26	26	26	26
	Бутан	80	80	80	80	80	80	80	80
	Пентан	40	40	40	40	40	40	40	40
	Гексан	24	24	24	24	24	24	24	24
	Формальдегід	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
	Кислота оцтова	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Фтористий водень (у перерахунку на фтор)	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	

**Значення фонових концентрацій необхідно погодити з органами санепідемслужби.**

Начальник центру



Р.Р. Овсєнко



**ДОДАТОК Е**  
**МЕТЕОРОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ**



УКРАЇНА

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

**ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ОБЛАСНИЙ ЦЕНТР З ГІДРОМЕТЕОРОЛОГІЇ**

14017, м. Чернігів, вул. Малясова, 12 ☎ (0462) 678-464 ✉ (0462) 677-145 ■ pgdchernigiv@meteo.gov.ua

30.03.16р. № 05/518-13

На № дог.17-16 від 16.02.16 р.

ПАТ «Укрнафта»  
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

Метеорологічні характеристики і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на території населеного пункту с. Южне Ічнянського р-ну Чернігівської обл..

Найменування характеристик	Величина
Коефіцієнт, який залежить від стратифікації атмосфери, А	180
Коефіцієнт рельєфу місцевості	1
Середня максимальна температура повітря найтеплішого місяця року, °С	27,3
Середня мінімальна температура повітря найхолоднішого місяця року, °С	-7,3
Середня за рік повторюваність напрямків вітру, %	
Північ	17
Північний схід	12
Схід	10
Південний схід	9
Південь	18
Південний захід	9
Захід	11
Північний захід	14
Швидкість вітру, повторюваністю 5% і більше, м/с	4-5

Начальник центру



Р.Р.Овсенко

**ДОДАТОК Є****ПЛАН ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІКВІДАЦІЇ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ  
І АВАРІЙ**

**ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРНАФТА»  
НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»**

**«ЗАТВЕРДЖУЮ»**

**Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»**

**М.К.Лисяний**

**2016 р.**



**ПЛАН ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІКВІДАЦІЇ  
АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ І АВАРІЙ  
Нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз»  
Талалаївський цех з видобутку нафти й газу**

Внесені зміни: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**УЗГОДЖЕНО:**

**Начальник Управління ДСНС  
України у Чернігівській області**

**Ю.В.Бреус**





ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО  
ЦЕНТР СЕРТИФІКАЦІЇ І КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ  
БУДІВНИЦТВА ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ  
Держпраці

(ДП «Центр сертифікації»)  
49038, м. Дніпропетровськ, вул. Ленінградська, 68, корпус 9  
тел. /факс (056) 778-0925, 778-0930, 778-6503  
internet: <http://cs056.org.ua>, e-mail: [office@cs056.org.ua](mailto:office@cs056.org.ua)

Галузевий Експертно-технічний центр в нафтогазовій галузі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ДП «Центр сертифікації і контролю якості будівництва об'єктів нафтогазового комплексу Держпраці»

В.І. Атамась

28 вересня 2015 р.



ЕКСПЕРТНИЙ ВИСНОВОК

про відповідність аналітичної частини плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС) вимогам «Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій»

**№ 12.3-15-07-0243.15**

ПЛАС ДЛЯ ТАЛАЛАЇВСЬКОГО ЦЕХУ З ВИДОБУТКУ НАФТИ Й ГАЗУ  
НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»  
РОЗТАШОВАНОГО: ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛ., ТАЛАЛАЇВСЬКИЙ, СРІБНЯНСЬКИЙ  
РАЙОНИ, СУМСЬКА ОБЛ., РОМЕНСЬКИЙ Р-Н  
(найменування об'єкту експертизи)

м. Дніпропетровськ

28 вересня 2015 р.

Видано: Нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз»

Юридична адреса: 17500, Чернігівська обл., м. Прилуки, вул. Вокзальна, 1

Виконавець:

Експерт технічний з промислової безпеки - Краснов Р.Л., посвідчення №190-06-5 дійсне до 10.10.2015 р. «Надається право на проведення технічного огляду та/або експертного обстеження вибухонебезпечних, хімічних, нафтохімічних, нафтогазопереробних виробництв, експертизи проектної документації та спроможності суб'єктів господарювання виконувати роботи підвищеної небезпеки та експлуатувати це обладнання»

(прізвище, ім'я по батькові технічного експерта (експертів), номер посвідчення експерта, спеціалізація експерта (ів))

Висновок зроблено згідно з договором від:

8.09.2015 р.

№ 181/2015-п

**ДОДАТОК Ж**

**ЛИСТ ДЕПАРТАМЕНТУ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ  
ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОДА**



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ  
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

вул. Шевченка, 7, м. Чернігів, 14000 тел./факс (0462) 675-085, e-mail: deko\_post@cg.gov.ua, код СДРПОУ 38709568

07.03.2018

№ 04-11/572

На № \_\_\_\_\_

від \_\_\_\_\_

Нафтогазовидобувне управління  
«Чернігівнафтогаз» Публічного  
акціонерного товариства «Укрнафта»

## Щодо зауважень та пропозицій

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської облдержадміністрації на виконання ст. 5 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля», розглянувши повідомлення про плановану діяльність «Видобуток нафти, газу і газоконденсату, підготовку нафти до товарного виду та транспортування трубопроводами НГВУ «Чернігівнафтогаз» (Софіївське родовище)» Нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз» Публічного акціонерного товариства «Укрнафта» (реєстраційний номер справи 201822120 у Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля), яка підлягає оцінці впливу на довкілля, в межах компетенції повідомляє наступне.

Протягом 20 робочих днів з дня офіційного оприлюднення вказаного повідомлення про плановану діяльність зауважень та пропозицій до планованої діяльності, обсягу досліджень та рівня деталізації інформації, що підлягає включенню до звіту з оцінки впливу на довкілля від громадських організацій та окремих громадян до Департаменту не надходило.

Водночас інформуємо Вас, що вищезгадане повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, надано з порушенням п. 1 ст. 5 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» та п. 4 Постанови Кабінету Міністрів України від 13 грудня 2017 року № 1026 «Про затвердження Порядку передачі документації для надання висновку з оцінки впливу на довкілля та фінансування оцінки впливу на довкілля та Порядку ведення Єдиного реєстру з оцінки впливу на довкілля» (далі – Порядок).

Також повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, не відповідає вимогам, що визначені у додатку 2 Порядку, зокрема, в п. 9 не зазначений відповідний пункт, частина та стаття Закону України «Про оцінку впливу на довкілля», у ряді інших пунктів повідомлення про плановану діяльність інформація надана неповна.

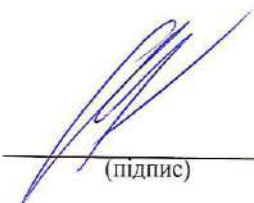
Додатково інформуємо, що вищезазначене свідчить про порушення процедури здійснення оцінки впливу на довкілля, яка визначена Законом України «Про оцінку впливу на довкілля» та може бути окремою підставою для відмови у прийнятті звіту з оцінки впливу на довкілля.

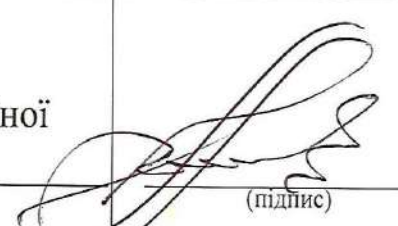
Звертаємо Вашу увагу, що згідно ст. 91<sup>5</sup> Кодексу України про адміністративні правопорушення, надання завідомо неправдивих чи неповних відомостей про вплив на довкілля планованої діяльності, порушення встановлених законодавством вимог щодо здійснення оцінки впливу на довкілля, у тому числі порядку інформування громадськості та порядку проведення громадського обговорення і врахування його результатів, тягнуть за собою накладення штрафу на посадових осіб, громадян - суб'єктів підприємницької діяльності від п'ятдесяти до двохсот неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

В.о. директора Департаменту

В.А. Новак

Ганжа В.Ю 675-122  
Кривоберець С.В.

Виконавець звіту з оцінки впливу на довкілля  Таліна О.В. фахівець служби дозвільно-ліцензійної екологічної документації НДПІ ПАТ "Укрнафта" (прізвище, ім'я, по батькові, кваліфікація)	 (підпис)
---	---

Виконавець звіту з оцінки впливу на довкілля  Никоненко І.Ю. начальник служби дозвільно-ліцензійної екологічної документації НДПІ ПАТ "Укрнафта" (прізвище, ім'я, по батькові, кваліфікація)	 (підпис)
---	---

**Платіжне доручення № 4948**  
 від "10" жовтня 2018 р.

Платник НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ" ПАТ "УКРНАФТА"  
 Код

Банк платника Код банку ДЕБЕТ рах. № СУМА  
 Акціонерний банк "Південний" (м. Одеса)   11 596,10

Отримувач Департамент агропром розвитку екології  
 Код

Банк отримувача Код банку КРЕДИТ рах. №  
 ДЕРЖКАЗНАЧЕЙСЬКА СЛУЖБА УКРАЇНИ, М.КИЇВ

Сума словами **Одинадцять тисяч п'ятсот дев'яносто шість гривень 10 копійок**

Призначення платежу   
 Аванс 100% за ОВД Софіївського род-ща; зг дог 134-6 від 28.08.18р; Р-92; пров проц заг че передб.&2.2.05.99& Без ПДВ

Акціонерний банк "Південний"  
 Код 20953647  
 МФО 328209  
 10 ЖОВ 2018

0410001  
 Одержано банком

"10" жовтня 2018 р.

Акціонерний банк "Південний"  
 Код 20953647  
 МФО 328209  
 10 ЖОВ 2018

Одержано банком  
 жовтня 2018 р.

Підпис банку

ДР   
 М.П. Підписи \_\_\_\_\_



