

Публічне акціонерне товариство "Укрнафта"
Нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз"

ПОГОДЖУЮ

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


Насединков С. В.

" " 2018 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ

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


Прокопів В. Й.

" " 2018 р.



2018425662

(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 Тростянецькому родовищі**

Директор науково-дослідного і
проектного інституту ПАТ "Укрнафта"


Пошивак 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	6
1.4	Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінювання, які виникають у результаті провадження планованої діяльності.....	9
1.4.1	Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від існуючих об'єктів родовища.....	9
1.4.2	Розрахунок очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря при споруджуванні свердловини.....	9
1.4.2.1	Розрахунок очікуваних викидів від стаціонарних дизельних установок	12
1.4.2.2	Розрахунок викидів вуглеводнів із резервуарів та неорганізованих джерел	15
1.4.3	Розрахунок водоспоживання і водовідведення під час подальшої розробки родовища та для споруджування свердловини.....	18
1.4.4	Розрахунок кількості відходів буріння при споруджуванні свердловини	21
1.4.5	Утворення та поводження з відходами	24
1.4.6	Надра та ґрунти	26
1.4.7	Шумове забруднення	26
1.4.8	Радіаційне забруднення та випромінювання	27
1.4.9	Вібраційне, світлове, теплове забруднення	27
2	Опис виправданих альтернатив планованої діяльності, основних причин обрання запропонованого варіанта з урахуванням екологічних наслідків.....	28
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	29
3.1	Базовий сценарій	29
3.1.1	Повітря	30
3.1.2	Вода.....	32
3.1.3	Ґрунти.....	38
3.1.4	Опис стану рослинного покриву та тваринного світу.....	39
3.1.5	Шумове забруднення	40
3.1.6	Радіаційне забруднення та випромінювання	40
3.1.7	Вібраційне, світлове, теплове забруднення	40

3.2 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності	41
4 Опис факторів довкілля, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності.....	42
5. Опис і оцінка можливого впливу на довкілля планованої діяльності.....	43
5.1 Вплив на довкілля при споруджуванні свердловини	43
5.2 Оцінка ризику планованої діяльності на Тростянецькому родовищі на здоров'я населення	57
5.3 Оцінка соціального ризику споруджування свердловини	59
6 Опис методів прогнозування, що використовувалися для оцінки впливів на довкілля.....	61
7 Опис передбачених заходів, спрямованих на запобігання, відвернення, уникнення, зменшення, усунення значного негативного впливу на довкілля	63
8 Опис очікуваного значного негативного впливу діяльності на довкілля	65
9 Визначення усіх труднощів (технічних недоліків, відсутності достатніх технічних засобів або знань), виявлених у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на довкілля	68
10 Усі зауваження і пропозиції громадськості до планованої діяльності.....	69
11 Стислий зміст програм моніторингу та контролю щодо впливу на довкілля	70
12 Резюме нетехнічного характеру	71
13 Перелік посилань.....	73
Додаток А Скан-копія Державного акту на право постійного користування землею, план гірничого відводу, лист Тростянецької сільської ради	74
Додаток Б Лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА.....	83
Додаток В Державне статистичне спостереження "Утворення та поводження з відходами за 2017 рік"	85
Додаток Г Паспорт місця видалення відходів, протокол аналізу проб ґрунту..	92
Додаток Д Величини фонових концентрацій забруднюючих речовин.....	108
Додаток Е Метрологічні характеристики	111
Додаток Ж План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій	113
Додаток К Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА.....	116

1 ОПИС ПЛАНОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

1.1 Опис місця провадження планованої діяльності

Тростянецьке нафтове родовище знаходиться на території Ічнянського району Чернігівської області, на відстані 45 км на південний схід від районного центру м. Ічня, та – 5 км на південний захід від Ярошівського нафтового родовища.

На відстані близько 3 км північно-східніше від родовища, біля селища Тростянець, на площі 204,7 га розташований дендрологічний парк загальнодержавного значення "Тростянець". Дендропарк входить в структуру Ічнянського національного природного парку, основний масив якого знаходиться 45 км на захід від родовища, в долині р. Удай поблизу районного центру Ічня.

Найбільшими населеними пунктами, що розташовані поблизу родовища, є районні центри Ічня, Прилуки і Талалаївка, а також села Тростянець, Бережівка, Іваниця, які сполучені між собою ґрунтовими дорогами.

Найближчою залізничною станцією є Дмитрівка, яка знаходиться на відстані 22 км від Тростянецького родовища.

На відстанях 9 км на північний схід і 17 км в південно-західному напрямку знаходяться відповідно Ярошівське і Щурівське нафтові родовища.

Тростянецьке нафтове родовище за величиною балансових запасів вуглеводнів відноситься до дрібних.

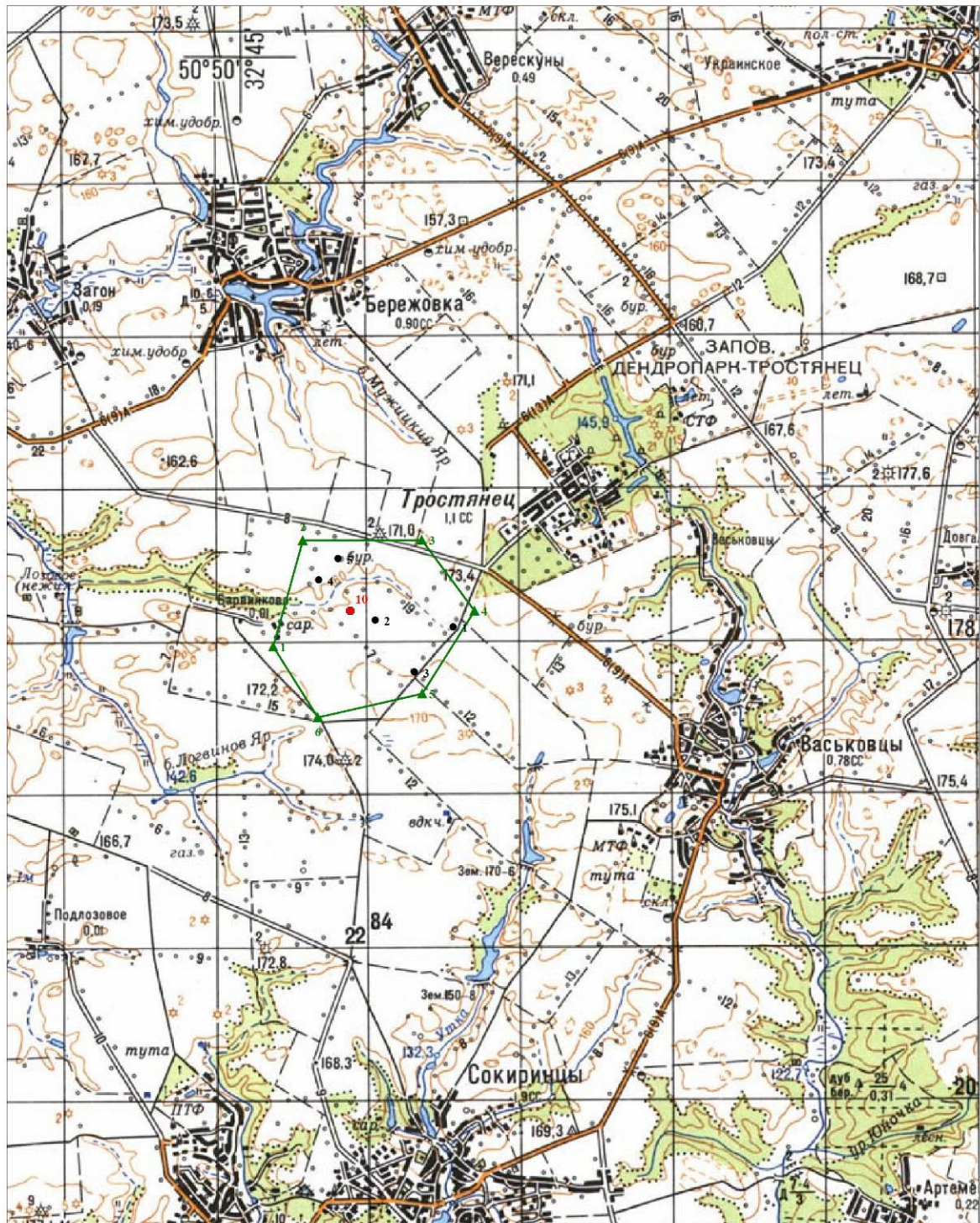
В економічному відношенні район переважно сільськогосподарський, лише в м. Ічня є підприємства легкої промисловості.

Район розташування родовища наведений на рисунку 1.1.

Скан-копія Державного акту на право постійного користування землею НГВУ "Чернігівнафтогаз" на території Тростянецької сільської Ради І-ЧН № 001652, план гірничого відводу родовища та лист Тростянецької сільської Ради, щодо генерального плану наведені у додатку А.

На ліцензійній ділянці родовища частково знаходиться лісовий заказник місцевого значення "Довгий яр" та гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр" (лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у додатку Б).

ТРОСТЯНЕЦЬКЕ РОДОВИЩЕ
Оглядова карта
Масштаб 1:50 000



- ▬ межі спеціального дозволу на користування надрами
- пробурені свердловини
- проєктні свердловини

Рисунок 1.1 – Район розташування Тростянецького родовища

1.2 Цілі планованої діяльності

Продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Тростянецькому нафтовому родовищі (НР), а саме: основні – газ природний розчинений у нафті та нафта і експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

1.3 Опис характеристик діяльності

Родовище відкрито у грудні 1980 року свердловиною 2, в якій з інтервалу 4918 – 4925 м горизонту В-26 нижньовізейських відкладів нижнього карбону отримано приплив нафти дебітом 27 т/д на штуцері 5 мм.

З 1982 року розпочата дослідно-промислова розробка родовища. У 1986 році об'єднанням "Чернігівнафтогазгеологія" виконаний підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.

В цілому з родовища станом на 01.01.2018 р. видобуто 65,974 тис. т нафти і 3,828 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті в тому числі з горизонту В-21 – 62,923 тис. т нафти та 3,572 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті, з горизонту В-26 відповідно 3,051 тис. т та 0,256 млн. м³.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

Станом на 01.01.2018 р. на Тростянецькому родовищі пробурено 5 (1, 2, 3, 4, 5) свердловин. Серед них: свердловини 3, 5 ліквідовані з геологічних причин, а 1, 4 – з технічних причин.

У межах родовища джерела акустичного забруднення навколишнього середовища, джерела ультразвуку, електромагнітних хвиль, іонізуючого випромінювання відсутні.

Характеристика фонду свердловин Тростянецького родовища станом на 01.01.2018 р. наведена в таблиці 1.1.

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється.

Продукція нафтових свердловин 2, 22, 24, 26, 28, 34, 36, 38 Ярошівського родовища, свердловини 2 Тростянецького родовища та свердловин 6, 7, 9, 10 Петрушівського родовища по викидних лініях надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка", де вимірюється середньодобові масові витрати рідини, середньодобові об'ємні витрати газу а також визначення середньодобової витрати нафти кожної з підключених свердловин [2].

Далі нафта Тростянецького родовища подається на ДНС "Талалаївка", а потім прямує на Гнідинцівський ГПЗ для підготовки (обезсолення, обезводнення, тощо). Газ Тростянецького родовища разом з газом інших родовищ після оперативного обліку поступає через систему газопроводів на Гнідинцівський ГПЗ.

Принципова схема транспортування продукції свердловин Тростянецького родовища згідно [2] наведена на рисунку 1.2.

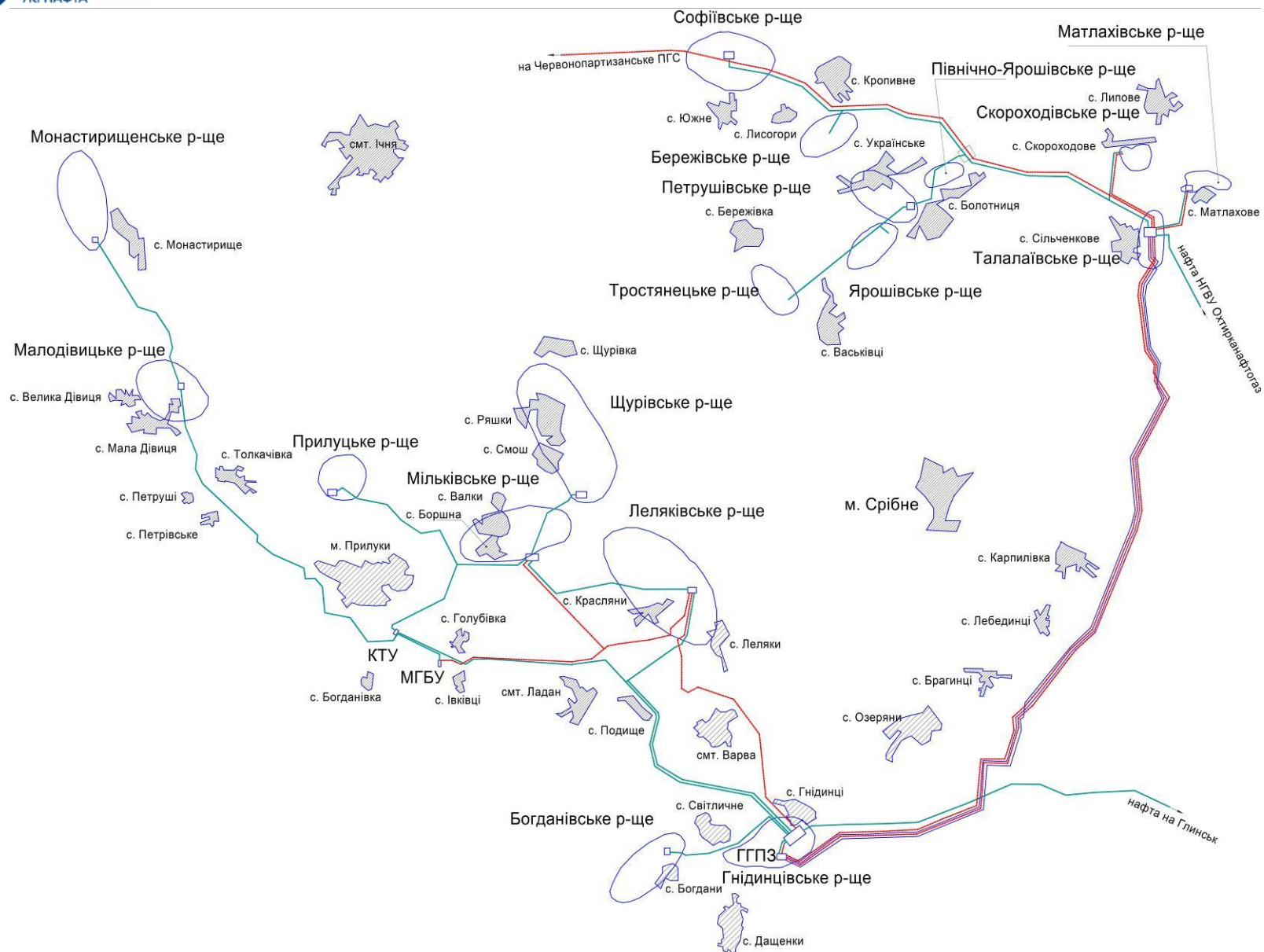


Рисунок 1.2 – Принципова схема транспортування продукції свердловин Тростянецького родовища

Таблиця 1.1 – Характеристика фонду свердловин станом на 01.01.2018 р.

Фонд свердловин	Характеристика фонду свердловин	Кількість
Розвідувальні	Всього пробурено:	5 (1, 2, 3, 4, 5)
	– в тому числі діючі	–
	– фонтанні	–
	– ЕВН	–
	– ШГН	–
	В бездії	–
	Переведені в інші категорії (п'єзометричні)	1 (2)
	Ліквідовані	4 (1, 3, 4, 5)
Експлуатаційні	Всього пробурено:	–
	– в тому числі діючі	–
	– фонтанні	–
	– ЕВН	–
	– ШГН	–
	В бездії	–
	Переведені в інші категорії (п'єзометричні)	–
	Ліквідовані	–

На промислову розробку Тростянецького родовища, загальною площею 4,47 км², ПАТ "Укрнафта" володіє спецдозволом № 1858 від 26.04.1999 року терміном на 20 років та гірничим відводом № 2283 від 15.10.2012 року.

Ліцензійна ділянка Тростянецького родовища на поверхні обмежується шестикутником з наступними географічними координатами кутових точок:

- 50°45'50" ПнШ, 32°45'20" СхД;
- 50°46'35" ПнШ, 33°45'40" СхД;
- 50°46'35" ПнШ, 33°47'00" СхД;
- 50°45'05" ПнШ, 32°47'35" СхД;
- 50°45'30" ПнШ, 32°47'00" СхД;
- 50°45'20" ПнШ, 32°45'50" СхД.

За оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі планується буріння проектної розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку (рисунок 1.1).

Основні технічні показники розробки Тростянецького родовища за оптимальним варіантом наведені в таблиці 1.2 [3].

Таблиця 1.2 – Основні технічні показники розробки Тростянецького родовища за оптимальним варіантом

Показники	Одиниці виміру	Економічно доцільний період	Весь період
Кількість проектних свердловин	св.	1	1
Період розробки	роки	2013 – 2042	2013 – 2057
Видобуток нафти	тис. т	41,727	43,100
Видобуток нафтового газу	млн. м ³	3,607	3,723

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

1.4.1 Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від існуючих об'єктів родовища

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

Стаціонарні джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на Тростянецькому родовищі відсутні.

1.4.2 Розрахунок очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря при споруджуванні свердловини

Вплив на атмосферне повітря проектованої 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 [4] (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 робочому проекті споруджування свердловини 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.

Під час споруджування свердловини до складу дизельної бурової в якості основних потенційних джерел утворення забруднюючих речовин можуть входити:

- блок дизельних двигунів приводу бурового верстату та насосів для подачі бурового розчину;
- дизельні електростанції;
- склад сипучих хімічних реагентів;
- склад паливно-мастильних матеріалів;
- насосне обладнання для перекачування паливно-мастильних матеріалів та нафти;
- технологічне устаткування для приготування, зберігання, витримки та очищення бурових розчинів;
- амбари-накопичувачі для шламу бурового розчину;
- амбар освоєння;
- котельня.

Основні джерела утворення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря під час споруджування свердловин та їх якісний склад наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Основні джерела утворення викидів забруднюючих речовин та їх якісний склад

Джерела виділення	Джерела викидів	Забруднюючі речовини, що викидаються в атмосферу
Дизельні двигуни приводу бурового верстату та насосів подачі бурового розчину, дизельні електростанції	Організовані	Оксид вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид, суспендовані частинки недиференційовані за складом, бенз(а)пірен, суміш насичених вуглеводнів $C_2 - C_8$
Склад сипучих хімічних реагентів	Неорганізоване	Суспендовані частинки недиференційовані за складом
Склад паливно-мастильних матеріалів	Організовані	Аерозоль масел, пари дизельного і пічного палива (вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$).
Насосне обладнання для перекачування паливно-мастильних матеріалів та нафти	Неорганізовані	Пари дизельного і пічного палива та нафти (вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$).
Технологічне устаткування для приготування, зберігання, витримки та очищення бурових розчинів	Неорганізовані	Суміш насичених вуглеводнів $C_2 - C_8$.
Амбари-накопичувачі для шламу бурового розчину	Неорганізовані	Суміш насичених вуглеводнів $C_2 - C_8$.
Амбар освоєння	Неорганізоване	Оксиди вуглецю і азоту, суспендовані частинки, недиференційовані за складом
Котельня	Організоване	Оксиди вуглецю і азоту, сірчистий ангідрид, суспендовані частинки недиференційовані за складом

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 робочому проекті споруджування свердловини 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 обладнується 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.

Технологічне обладнання яке зазвичай використовується під час споруджування свердловини створює шумове забруднення, тому для його зменшення у робочому проекті споруджування свердловини необхідно передбачити заходи, які дозволять забезпечити нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях та на межі встановленої нормативної санітарно-захисної зони відповідно до ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 (таблиця 1.4):

- здійснювати якісний монтаж обладнання;
- використовувати обладнання виключно за його призначенням;
- обладнання, що є джерелом акустичного або/та вібраційного забруднення, встановлювати на гумові прокладки та в звукоізолюючі корпуси і кожухи;
- дотримуватись правил експлуатації механізмів, своєчасно проводити регламентні роботи та профілактичні ремонти.

Таблиця 1.4 – 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

У зв'язку з відсутністю вихідних даних наведений розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на прикладі типової свердловини із верстатом на дизельному приводі [5].

1.4.2.1 Розрахунок очікуваних викидів від стаціонарних дизельних установок

Кількість викидів забруднюючих речовин (M_x^c , г/с) в атмосферне повітря із вихлопних труб стаціонарних дизельних установок для кожного джерела утворення розраховано по формулі:

$$M_x^c = B \cdot K_i, \quad (1.1)$$

де, B – витрата дизельного палива, г/с;

K_i – середньоексплуатаційний викид шкідливих речовин при спалюванні дизельного пального в дизельних двигунах (г/г пального).

Кількість викидів забруднюючих речовин (M_x^p , т/період буріння) в атмосферне повітря із вихлопних труб стаціонарних дизельних установок для кожного джерела утворення розраховано по формулі:

$$M_x^p = 3600 \cdot M_x^c \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (1.2)$$

де, M_x^c – викид забруднюючих речовин (г/с) в атмосферне повітря із вихлопних труб стаціонарних дизельних установок, г/с;

n – час роботи протягом періоду буріння кожного джерела утворення (год/період буріння).

Результати розрахунку витрат дизельного палива для кожного джерела утворення, формули та значення коефіцієнтів наведені у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку витрат дизельного палива для кожного джерела утворення, формули та значення коефіцієнтів

Умовні позначення, назва	Джерело, формула	Значення
K_i – середньоексплуатаційний викид шкідливих речовин при спалюванні дизельного пального в дизельних двигунах (г/г, т/т пального): – оксидів азоту – двоокису азоту – окису азоту – окису вуглецю – сірчистого ангідриду – вуглеводнів – сажі	нормативні дані	0,051 0,0408 0,0102 0,035 0,044 0,011 0,005
n – кількість годин роботи протягом періоду буріння (год): – дизелів бурового верстату – дизель-генераторів	вихідні дані	9000 10680
m – кількість одиниць обладнання, шт.: – дизелів бурового верстату – дизель-генераторів	вихідні дані	7 1
G – витрата дизельного палива за період будівництва відповідно до СТП 320.00135390.154-2003, т: – дизелів бурового верстату – дизель-генераторів	нормативні дані	884,07 22,91
B – витрата дизельного палива на одне джерело утворення, г/с:	$B = \frac{G \cdot 10^6}{3600 \cdot n \cdot m}$	–
B_o – витрата дизельного палива на один дизельний двигун, г/с	$B_o = \frac{884,07 \cdot 10^6}{3600 \cdot 9000 \cdot 7}$	3,9
$B_{o\epsilon}$ – витрата дизельного палива на один дизель-генератор, г/с	$B_{o\epsilon} = \frac{22,91 \cdot 10^6}{3600 \cdot 10680 \cdot 1}$	0,6

Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від паливоспалюючого обладнання наведений у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря із джерел, що споживають дизельне паливо

№№ дже-рела	Назва джерела і розрахунок викидів	Назва і викиди забруднюючих речовин											
		Сажа		Сірчистий ангідрид		Окис вуглецю		Двоокис азоту		Окис азоту		Вуглеводні	
		г/с	т/п.б.	г/с	т/п.б.	г/с	т/п.б.	г/с	т/п.б.	г/с	т/п.б.	г/с	т/п.б.
2 - 8	<u>Дизель привід бурової установки</u>												
	$M_{T.B} = 3,9 \times 0,005$	0,01949	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{T.B} = 3600 \times 0,01949 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	0,63148	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{SO_2} = 3,9 \times 0,044$	–	–	0,17151	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{SO_2} = 3600 \times 0,17151 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	–	–	5,55701	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{CO} = 3,9 \times 0,035$	–	–	–	–	0,13600	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{CO} = 3600 \times 0,13600 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	4,42040	–	–	–	–	–	–
	$M_{NO_2} = 3,9 \times 0,0102$	–	–	–	–	–	–	0,04000	–	–	–	–	–
	$M_{NO_2} = 3600 \times 0,04000 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	1,28900	–	–	–	–
	$M_{NO} = 3,9 \times 0,0408$	–	–	–	–	–	–	–	–	0,15900	–	–	–
	$M_{NO} = 3600 \times 0,15900 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,15300	–	–
	$M_{CH} = 3,9 \times 0,011$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,04288	–
	$M_{CH} = 3600 \times 0,04288 \times 9000 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,38925
1	<u>Дизель-генератор (на випадок аварійного відключення електроенергії)</u>												
	$M_{T.B} = 0,6 \times 0,005$	0,00298	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{T.B} = 3600 \times 0,00298 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	0,11455	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{SO_2} = 0,6 \times 0,044$	–	–	0,02622	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{SO_2} = 3600 \times 0,02622 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	–	–	1,00804	–	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{CO} = 0,6 \times 0,035$	–	–	–	–	0,02090	–	–	–	–	–	–	–
	$M_{CO} = 3600 \times 0,02090 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	0,80190	–	–	–	–	–	–
	$M_{NO_2} = 0,6 \times 0,0102$	–	–	–	–	–	–	0,00612	–	–	–	–	–
	$M_{NO_2} = 3600 \times 0,00612 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	0,23530	–	–	–	–
	$M_{NO} = 0,6 \times 0,0408$	–	–	–	–	–	–	–	–	0,02448	–	–	–
	$M_{NO} = 3600 \times 0,02448 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,94120	–	–
	$M_{CH} = 0,6 \times 0,011$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,00655	–
	$M_{CH} = 3600 \times 0,00655 \times 10680 \times 10^{-6}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,11455

1.4.2.2 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".

Розрахунок викидів вуглеводнів (кг/год) при наливі нафтопродуктів в ємності виконано по формулі:

$$M_n = 2,52 \cdot V_p \cdot P_{S_{(38)}} \cdot M_n \cdot (K_{5x} + K_{5m}) \cdot K_8 \cdot 10^{-9}, \quad (1.3)$$

Розрахунок викидів вуглеводнів (кг/год) з ємностей під час зберігання нафтопродуктів виконано по формулі:

$$M_n = 2,52 \cdot V_p \cdot P_{S_{(38)}} \cdot M_n \cdot (K_{5x} + K_{5m}) \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot (1 - \eta) \cdot 10^{-9}, \quad (1.4)$$

Розрахунок викидів вуглеводнів (т/період буріння) з резервуарів виконано по формулі:

$$G_{н.зб} = M_{н.з} \cdot n_{н.з}, \quad (1.5)$$

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".

Розрахунок викидів вуглеводнів з неорганізованих джерел виконано по формулі:

$$G_i = \frac{k_2}{k_1} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{D_i \cdot F \cdot C_i}{h} \cdot \ln \frac{B - P_{oi}}{B - P_{жи}}, \quad (1.6)$$

Умовні позначення складових формул, їх назва і значення величин для розрахунку викидів вуглеводнів із амбарів відходів буріння приведено в таблиці 1.7, а розрахунок викидів в таблиці 1.8.

Викиди забруднюючих речовин за період будівництва однієї свердловини за матеріалами [5] наведені у таблиці 1.9.

Таблиця 1.7 – Умовні позначення, їх назва і показники

Умовні позначення і їх назва	Резервуар дизпалива	Резервуар для нафти	Амбар для відходів буріння	Прий- мальна ємність
V – об’єм рідини, що наливається в ємності, $\text{м}^3/\text{період буріння}$	1133,7	111,2	1351,9	2292,7
M_n – молекулярна маса парів рідини, Г/моль	159,0	50	–	–
$P_{s(38)}$ – тиск насичених парів рідин, гПа	1,3	103	–	–
η – коефіцієнт ефективності газовловлюючого устаткування	–	–	–	–
K_5 – поправочні коефіцієнти, що залежать від тиску насичених парів ($P_{s(38)}$) та температура газового простору (t_r) в холодну і теплу пору року:				
K_{5x} – при наливі продукту в ємність в холодну пору року	0,045	0,132	–	–
K_{5m} – при наливі продукту в ємність в теплу пору року	0,121	0,245	–	–
K_{5x} – при зберіганні продукту в ємності в холодну пору року	0,045	0,132	–	–
K_{5m} – при зберіганні продукту в ємності в теплу пору року	0,245	0,386	–	–
K_6 – поправочний коефіцієнт, що залежить від тиску насичених парів і обороту ємностей	1,39	1,54	–	–
K_7 – поправочний коефіцієнт, що залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	0,95	0,95	–	–
K_8 – коефіцієнт, що залежить від тиску насичених парів і кліматичної зони	0,5	0,51	–	–
n_n – кількість годин наливу продукту, г/п.б.	32,3	3,81	–	–
n_z – кількість годин зберігання продукту, годин/період буріння	10680	8928	8928	8928
B – барометричний тиск, Па	–	–	101325	101325
P_{oi} – парціальний тиск парів на деякій відстані від джерела, Па	–	–	0	0
P_{ji} – парціальний тиск парів над поверхнею рідини при температурі випаровування, Па	–	–	457,52	457,52
F – площа поверхні ємності (дзеркала амбару), м^2	–	–	459,04	20
C_i – концентрація компоненту в газовій суміші, $\text{мг}/\text{м}^3$	–	–	46126	46126
h – глибина, рахуючи від верхнього краю до поверхні рідини, м	–	–	0,1	0,1
K_1 – коефіцієнт, що враховує пониження температури поверхні випаровування	–	–	1,5	1,5
K_2 – коефіцієнт, що враховує ступінь закритості поверхні випаровування	–	–	1	1
D_i – коефіцієнт дифузії парів рідини, $\text{см}^2/\text{год}$	–	–	0,01974	0,01974

Таблиця 1.8 – Розрахунок викидів в атмосферне повітря із резервуарів, амбарів та ємностей

№ джерела викидів	Розрахунок	Викиди забруднюючих речовин		
		кг/год	г/с	т/п.б.
10	Викиди із резервуару для дизельного пального:	–	–	–
–	– при наливі продукту	–	–	–
–	$M_{н.д.} = 2,52 \times 1133,7 \times 1,3 \times 159 \times (0,045 + 0,121) \times 0,5 \times 10^{-9}$	$4,901 \times 10^{-5}$	$1,361 \times 10^{-5}$	–
–	$M_{н.д.} = 4,901 \times 10^{-5} \times 32,3 \times 10^{-3}$	–	–	$1,58 \times 10^{-6}$
–	– при зберіганні продукту	–	–	–
–	$M_{з.д.} = 2,52 \times 1133,7 \times 1,3 \times 159 \times (0,045 + 0,245) \times 1,39 \times 0,95 \times 10^{-9}$	$2,269 \times 10^{-4}$	$0,63 \times 10^{-4}$	–
–	$M_{з.д.} = 2,269 \times 10^{-4} \times 10680 \times 10^{-3}$	–	–	$2,423 \times 10^{-3}$
9	Викиди із резервуару для нафти:	–	–	–
–	– при наливі продукту	–	–	–
–	$M_{н.ш.} = 2,52 \times 111,2 \times 103 \times 50 \times (0,132 + 0,245) \times 0,51 \times 10^{-9}$	$2,775 \times 10^{-4}$	$7,708 \times 10^{-5}$	–
–	$M_{н.ш.} = 2,775 \times 10^{-4} \times 3,8 \times 10^{-3}$	–	–	$1,05 \times 10^{-6}$
–	– при зберіганні продукту	–	–	–
–	$M_{з.ш.} = 2,52 \times 111,2 \times 103 \times 50 \times (0,132 + 0,386) \times 1,54 \times 0,95 \times 10^{-9}$	0,001094	0,0003038	–
–	$M_{з.ш.} = 0,001094 \times 8928 \times 10^{-3}$	–	–	0,009764
15-19	Викиди із приймальних ємностей	–	–	–
–	$G_i = \frac{10^{-3}}{1,5} \cdot \frac{0,01974 \cdot 20 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,0005494	0,0001526	0,004905
12-14	Викиди із амбарів	–	–	–
–	$G_i = \frac{10^{-3}}{1,5} \cdot \frac{0,01974 \cdot 459,04 \cdot 46126}{0,1} \cdot \ln \frac{101325 - 0}{101325 - 457,52}$	0,01261	0,0035	0,11258

Таблиця 1.9 – Викиди за період будівництва однієї свердловини за матеріалами [5]

Назва речовини	Викид, т/п.б
1) Сажа	4,53491
2) Сірчистий ангідрид	39,90711
3) Окис вуглецю	31,74470
4) Двоокис азоту	9,25830
5) Окис азоту	37,01220
6) Вуглеводні граничні C ₁₂ -C ₁₉	9,84182
7) Суміш насичених вуглеводнів C ₂ -C ₈	0,12725
Разом	132,42629

1.4.3 Розрахунок водоспоживання і водовідведення під час подальшої розробки родовища та для споруджування свердловини

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція нафтової свердловини 2 Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

На Тростянецькому родовищі відсутні нагнітальні свердловини та система підтримання пластового тиску (ППТ). На родовищі не використовується вода на виробничі та побутові потреби.

За оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі планується буріння проектної розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку. Основні технічні показники розробки Тростянецького родовища за оптимальним варіантом наведені в таблиці 1.2 [3].

Водозабезпечення бурової питною та технічною водою визначатиметься у робочому проекті споруджування свердловини.

Розрахунок водоспоживання і водовідведення виконано відповідно до вимог СОУ 09.1-20077720-020:2014 "Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів".

Потреба води і водовідведення для споруджування свердловини наведено відповідно у таблицях 1.10 і 1.11.

Таблиця 1.10 – Обсяги водоспоживання для споруджування проектової свердловини

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Одиниця норми використання води	Норми використання води, м ³ /одиниця виміру продукції																				
			на технологічні потреби				на допоміжні потреби				на господарсько-питні потреби				Всього								
			свіжа вода		оборотна/ повторно-последовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	свіжа вода		оборотна/ повторно-последовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	свіжа вода		оборотна/ повторно-последовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	свіжа вода			оборотна/ повторно-последовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води
			питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна	всього			
Буріння свердловини	Проход-ка до 5000 м	м ³ на 1000 м проход-ки	0,0	4952,4	7428,4	495,2	4467,0	0,0	62,2	0,0	62,2	0,0	201,0	0,0	0,0	0,0	0,0	201,0	5014,6	5215,6	7428,4	557,4	4467,0
	Всього для проек-товної діяль-ності	м ³ на 4990 м проход-ки	0	24712	37068	2471	22290	0	310	0	310	0	1003	0	0	0	0	1003	25023	26026	37068	2781	22290

Таблиця 1.11 – Обсяги водоспоживання для споруджування проектованої свердловини

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м ³ /одиниця виміру продукції			
			Всього	технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби
Буріння свердловин	Проходка до 5000 м	м ³ на 1000 м проходки	201,0	0,0	0,0	201,0
	Всього для проектовної діяльності	м ³ на 4990 м проходки	1003,0	0,0	0,0	1003,0

1.4.4 Розрахунок кількості відходів буріння при споруджуванні свердловини

Відповідно до методики визначення кількості відходів буріння, що викладена в СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 [6], для розрахунку необхідно мати наступні вихідні дані:

- кількість інтервалів буріння;
- величина інтервалів буріння;
- конструкція свердловини;
- діаметр долота в інтервалі буріння;
- коефіцієнт кавернозності;
- відомості про систему очищення промивальної рідини;
- товщина глинистих порід в інтервалі буріння.

На стадії оцінки впливу на довкілля діяльності з видобування вуглеводнів в цілому по родовищі така інформація відсутня. Проектні рішення стосовно вищезазначених даних приймаються на стадії проектування власне свердловини. Тому розрахунок кількості відходів буріння проводиться у проектній документації щодо спорудження свердловин.

Виходячи з геологічних умов Тростянецького нафтового родовища в основному застосовувалась двохколонна конструкція свердловин: кондуктор діаметром 324 – 351 мм спускався до глибин 345 – 410 м, проміжна колона діаметром 245 мм – до глибин 2606 – 2852 м, експлуатаційна колона 146 мм до глибини 4990 м. Глибини спуску проміжних колон обумовлювались необхідністю перекриття нижньопермських хемогенних відкладів, а експлуатаційні колони – глибинами залягання перспективних горизонтів. Кондуктор і колони, як правило, цементувались до устя [3].

Для розрахунку прийняти значення за якими об'єм вибуреної породи буде максимально можливим для даної конструкції свердловини.

Вихідні дані та розрахунок об'єму вибуреної породи при споруджуванні однієї проектованої свердловини приведено в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Вихідні дані для визначення об'єму вибуреної породи

№ п/п	Показники	Умовні позна- чення	Значення показників		
			351	245	146
1	Діаметр долота в інтервалі буріння, мм	D_{ni}	444,5	311,1	215,9
2	Інтервал буріння, м	L_i	410,0	2442,0	2138,0
3	Середній коефіцієнт кавернозності	α_i	1,2	1,2	1,2
4	Коефіцієнт розщільнення породи	K_p	1,2	1,2	1,2
5	Об'єм вибуреної породи в і-му інтервалі, м ³ $V_{pri}=0,785 \cdot K_p \cdot (D_{ni} \cdot \alpha_i)^2 \cdot L_i$	V_{pri}	109,886	320,597	135,184

Об'єм вибуреної породи після завершення буріння свердловини:

$$V_{np} = 109,886 + 320,597 + 135,184 = 565,667 \text{ м}^3$$

Витрати бурового розчину (V_{eo} , м^3) при його очищенні відповідно до [6] визначаються за формулою:

$$V_{eo} = Z_i \cdot V_{np}, \quad (1.7)$$

де, Z_i – безрозмірний коефіцієнт, який залежить від системи очищення бурового розчину, і становить:

- 1,27 для трьох ступінчатої система очищення бурового розчину (вібросито, пісковідділювач, муловідділювач);
- 1,63 для чотирьох ступінчатої система очищення бурового розчину (вібросито, пісковідділювач, муловідділювач, центрифуга);

V_{np} – загальний об'єм вибуреної породи після завершення буріння свердловини, м^3 .

При використанні чотирьох ступінчатої система очищення бурового розчину витрати бурового розчину при його очищенні становитимуть:

$$V_{eo} = 1,63 \cdot 565,667 = 928,037 \text{ м}^3$$

Об'єм видаленої породи (V_{en} , м^3) відповідно до [6] визначаються за формулою:

$$V_{en} = \varepsilon \cdot V_{np}, \quad (1.8)$$

де, ε – безрозмірний коефіцієнт, який залежить від системи очищення бурового розчину, і становить:

- 0,55 для трьох ступінчатої система очищення бурового розчину (вібросито, пісковідділювач, муловідділювач);
- 0,85 для чотирьох ступінчатої система очищення бурового розчину (вібросито, пісковідділювач, муловідділювач, центрифуга);

V_{np} – загальний об'єм вибуреної породи після завершення буріння свердловини, м^3 .

При використанні чотирьох ступінчатої система очищення бурового розчину об'єм видаленої породи становитиме:

$$V_{en} = 0,85 \cdot 565,667 = 480,817 \text{ м}^3$$

Об'єм відпрацьованого бурового розчину ($V_{\text{бр}}$, м^3) відповідно до [6] визначаються за формулою:

$$V_{\text{бр}} = V_{\text{во}} + \sum(V_{\text{нг}}) + 0,5 \cdot V_{\text{ц}}, \quad (1.9)$$

де, $V_{\text{во}}$ – витрати бурового розчину при його очищенні, м^3 ;

$\sum(V_{\text{нг}})$ – об'єм промивальної рідини, напрацьованої при бурінні глинистих порід, м^3 ;

$V_{\text{ц}}$ – об'єм циркуляційної системи бурової установки, що визначається в залежності від класу бурової установки і максимальної глибини буріння, становить:

- при глибині буріння до 2000 м – 60 м^3 ;
- при глибині буріння до 3200 м – 90 м^3 ;
- при глибині буріння до 4000 м – 120 м^3 ;
- при глибині буріння до 5000 м – 150 м^3 ;
- при глибині буріння до 6500 м – 240 м^3 ;
- при глибині буріння починаючи з 8000 м – 300 м^3 .

При споруджуванні проектованої свердловини глибиною 4990 м (об'єм промивальної рідини, напрацьованої при бурінні глинистих порід приймаємо рівним 0) об'єм відпрацьованого бурового розчину становитиме:

$$V_{\text{бр}} = 928,037 + 0 + 0,5 \cdot 150 = 997,037 \text{ м}^3$$

Об'єм бурових стічних вод ($V_{\text{бсв}}$, м^3) відповідно до [6] визначаються за формулою:

$$V_{\text{бсв}} = 2 \cdot V_{\text{бр}}, \quad (1.10)$$

де, $V_{\text{бр}}$ – об'єм відпрацьованого бурового розчину, м^3

Таким чином в нашому випадку об'єм бурових стічних вод становитиме:

$$V_{\text{бсв}} = 2 \cdot 997,037 = 1994,074 \text{ м}^3$$

Об'єм розчину для випробування свердловини ($V_{\text{вип}}$, м^3) відповідно до [6] визначаються за формулою:

$$V_{\text{вип}} = 1,5 \cdot 0,785 \cdot D_{\text{с}}^2 \cdot H, \quad (1.11)$$

де, $D_{\text{с}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, в нашому випадку 0,140 м;

H – глибина свердловини, в нашому випадку 4990 м

Таким чином в нашому випадку об'єм розчину для випробування свердловини становитиме:

$$V_{\text{вип}} = 1,5 \cdot 0,785 \cdot 0,14^2 \cdot 4990 = 115,164 \text{ м}^3$$

1.4.5 Утворення та поводження з відходами

На підприємстві НГВУ "Чернігівнафтогаз" під час здійснення виробничої діяльності, в тому числі видобуванні вуглеводнів на Тростянецькому родовищі, утворюються відходи виробництва та господарсько-побутові відходи. Видовий склад відходів є характерним для підприємства даного профілю.

Інвентаризація відходів виробництва та поводження 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 і 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 твердих побутових відходів (ТПВ).

В процесі виробничої діяльності та обслуговування обладнання Тростянецького родовища в незначних кількостях утворюються наступні відходи: брухт чорних та кольорових металів; лампи розжарювання та люмінесцентні; відпрацьовані шини, акумулятори та інші відходи, які виникають при експлуатації на родовищі автомобільної техніки цеху технологічного транспорту НГВУ; відходи комунальні змішані, що утворюються при прибиранні виробничих територій та приміщень (паперова і скляна тара, папір, пластикові пляшки та плівка тощо).

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 поводження з відходами в загальному по підприємству, без розбивки обсягів утворення відходів по окремих цехах чи родовищах (Державне статистичне спостереження "Утворення та поводження з відходами за 2017 рік" наведено у додатку В).

На території родовища та прилеглих до нього ділянках звалища побутового сміття та промислових відходів відсутні.

Тверді побутові відходи збираються в сміттєві баки. Між НГВУ "Чернігівнафтогаз" та КП "Послуга" укладено договір № 087/82-VI від 08.05.2018 року 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 01.06.2018 року з КП "Прилуки тепловодопостачання".

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 унеможливорює вплив відходів на стан навколишнього середовища.

Ґрунти забруднені нафтопродуктами, хімічними та біологічними речовинами, що підлягають збиранню, обробленню та видаленню, направляються для оброблення на майданчики відновлення замазучених ґрунтів в Прилуцько-Леляківський ЦВНГ (паспорт місця видалення відходів та протокол аналізу проб ґрунту майданчика відновлення замазучених ґрунтів наведені у додатку Г).

По мірі утворення відпрацьовані нафтопродукти (масла, мастила моторні) збираються в окремі ємності з подальшим вивезенням автотранспортом на Гнідинцівський ГПЗ згідно наряд-замовлення № 56-А від 18.01.2018 року.

Основні види відходів відносяться до III та IV класів, тобто є помірно та мало небезпечними. Інформація щодо видів та напрямку руху відходів наведена у таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Види та напрям руху відходів

Код відходу	Назва відходу	Клас небезпеки	Напрямок руху відходу (передача спеціалізованому підприємству за договором)
1	2	3	4
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.); ТЗОВ "Успіх - ЛТД" (договір № 98 – МТР від 07.03.2018 р.)
7710.3.1.09	Брухт кольорових металів дрібний інший (брухт сплавів міді та алюмінію)	3	ТЗОВ "Градiєнт-М" (договір № 208-МТР від 17.05.2018 р.); ГП "Пріоритет-1" (договір № 207 від 17.05.2018 р.); ПрАТ "Промснаб" (договір № 252 – МТР від 08.05.2018 р.)
7720.3.1.01	Відходи комунальні змішані, в т.ч. сміття з урн (сміття з території підприємства)	4	КП "Послуга" (договір № 087/88-VI від 08.05.2018 р.)
7720.3.1.03	Відходи, одержані в процесі очищення вулиць, місць загального використання, (рідкі) відходи	4	КП "Прилуки тепловодопостачання" (договір № 67/105-VI від 01.06.2018 р.)

Кінець таблиці 1.13

1	2	3	4
7720.3.1.03	Відходи, одержані в процесі очищення вулиць, місць загального використання, (рідкі) відходи	4	КП "Прилуки тепловодопостачання" (договір № 67/105-VI від 01.06.2018 р.)
6000.2.9.03	Шини, зіпсовані перед початком експлуатації, відпрацьовані	4	ПП "ВКФ "Капітолій" (договір № 251-МТР від 29.05.2018 р.)
7710.3.1.26	Лампи люмінесцентні та відходи, що містять ртуть інші зіпсовані	1	ПП "ОЗОН" (договір № 06.01.99-VI від 12.06.2018 р.)
6000.2.9.04	Батареї свинцеві зіпсовані або відпрацьовані	1	ПрАТ "Промснаб" (договір № 252 – МТР від 08.05.2018 р.)

1.4.6 Надра та ґрунти

З початку експлуатації станом на 01.01.2018 р. на Тростянецькому родовищі пробурено 5 (1, 2, 3, 4, 5) свердловин. Серед них: свердловини 3, 5 ліквідовані з геологічних причин, а 1, 4 – з технічних причин. Під час споруджування свердловин вже відбулося порушення геологічного середовища. Основний вплив на ґрунти також здійснювався під час спорудження свердловин.

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловини 2 по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Експлуатація видобувної свердловини та викидної лінії у відповідності з технологічними режимами забезпечує збереження скелету пласта та не впливає на стан ґрунтів.

1.4.7 Шумове забруднення

На території родовища відсутні постійні джерела утворення шумового забруднення навколишнього середовища.

Для проведення на свердловині родовища досліджень та/або технологічних операцій використовується певне обладнання, яке може створювати тимчасове шумове забруднення.

На родовищі можуть бути використані автотранспорт спеціального і загального призначення та 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 відповідно до ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 (таблиця 1.4), що в свою чергу гарантовано забезпечує відсутність шумового забруднення навколишнього середовища.

Експлуатація видобувної свердловини у відповідності з технологічними режимами не створює шумового забруднення довкілля.

1.4.8 Радіаційне забруднення та випромінювання

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

Дані радіаційного контролю Тростянецького родовища наведені у таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати вимірів гамма-фону та радіаційного забруднення Тростянецького родовища

Найменування об'єкта дослідження	Потужність гамма-випромінювання, мкР/год					Радіоактивне забруднення об'єкта частинками, част./хв·см ²	
	Фон	Територія	Устаткування	Гирло свердловини	Пригирловий прямок	β	α
Свердловина № 2	16 – 18	18 – 20	24 – 26	22 – 26	24 – 28	16	Н/В

Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань дозиметром-радіометром МКС-07 "Пошук", свідоцтво про повірку № 0900821 від 04.08.2017 р.

На території Тростянецького родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

1.4.9 Вібраційне, світлове, теплове забруднення

На території родовища відсутні постійні джерела утворення вібраційного, світлового та теплового забруднення навколишнього середовища.

Для проведення на свердловині родовища досліджень та/або технологічних операцій використовується певне обладнання, яке може створювати тимчасове вібраційне, світлове та теплове забруднення.

На родовищі можуть бути використані автотранспорт спеціального і загального призначення та технологічне обладнання, виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів вібрації, теплового випромінювання та освітлення на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує відсутність вібраційне, світлового та теплового забруднення навколишнього середовища.

Експлуатація видобувної свердловини у відповідності з технологічними режимами не створює вібраційного, світлового та теплового забруднення довкілля.

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

Тростянецьке родовище відкрито у грудні 1980 року свердловиною 2, в якій з інтервалу 4918 – 4925 м горизонту В-26 нижньовізейських відкладів нижнього карбону отримано приплив нафти дебітом 27 т/д на штуцері 5 мм.

З 1982 року розпочата дослідно-промислова розробка родовища. У 1986 році об'єднанням "Чернігівнафтогазгеологія" виконаний підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.

В цілому з родовища станом на 01.01.2018 р. видобуто 65,974 тис. т нафти і 3,828 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті в тому числі з горизонту В-21 – 62,923 тис. т нафти та 3,572 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті, з горизонту В-26 відповідно 3,051 тис. т та 0,256 млн. м³.

Тростянецьке нафтове родовище за величиною балансових запасів вуглеводнів відноситься до дрібних.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

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 оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі планується буріння проектної розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку (рисунок 1.1).

Основні технічні показники розробки Тростянецького родовища за оптимальним варіантом наведені в таблиці 1.2.

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

З 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

3.1 Базовий сценарій

Рельєф родовища являє собою слабогорбисту рівнину, розчленовану мережею річкових долин, балок та ярів.

В орографічному відношенні район родовища представляє собою слабо хвилясту рівнину, що розділена неглибокими балками, ярами та долинами рік. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 116 до 175 м. У межах родовища переважають темно-сірі опідзолені ґрунти та чорноземи, за механічним складом – середньо- і важкосуглинкові. У долинах річок переважають лучні чорноземи, дерново-слабопідзолисті суглинисто-супіщані і піщані ґрунти. Потужність ґрунтового покриву становить 0,4 – 0,7 м. Рослинність – типово лісостепова. Змішані та листяні ліси змінюються степом.

Гідрографічна сітка району представлена річками Лисогор та Смош, які в свою чергу є притоками річки Удай. Глибина рік незначна. Долини річок добре виділені, мають широкі тераси. Заплави рік сильно заболочені.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічні температури: січня мінус 7 °С, липня +19 °С. Середньорічна кількість опадів 550 – 660 мм

В системі фізико-географічного районування територія родовища знаходиться в межах Ічнянсько-Лохвицького району Північно-Полтавської підвищеної області Лівобережно-Дніпровської лісостепової фізико-географічної провінції [3].

На ліцензійній ділянці родовища частково знаходиться лісовий заказник місцевого значення "Довгий яр" та гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр" (лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у додатку Б).

Лісовий заказник місцевого значення "Довгий яр" – природно-заповідна територія, що створена задля забезпечення охорони типових для даного ботаніко-географічного району лісових екосистем.

Гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр" – природно-заповідна територія, що створена задля забезпечення збереження водойм, боліт, джерел, котрі мають особливо важливе водоохоронне та водо регулююче або естетичне значення. Заказник відіграє цінне значення як стабілізатор клімату, регулятор гідрологічного режиму, збереження флори та фауни [7].

Загальні характеристики заказників на території Тростянецького родовища наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Загальні характеристики заказників на території Тростянецького родовища

Родовище		Природоохоронні об'єкти			Площа об'єкту відносно площі родовища, %	Підприємства, організації і установи, у віданні яких знаходяться землі природоохоронних об'єктів
Рік відкриття, початку розробки	Площа, га	Назва	Рік утворення	Площа, га		
1980, 1982	447,0	Лісовий заказник місцевого значення "Довгий яр"	Рішення Чернігівського облвиконкому № 215 від 23.09.1991 р.	50,0 ¹⁾	11,19 ¹⁾	Ічнянський район, кв. 41-43 Іваницького лісництва ДП "Прилуцьке лісове господарство"
		Гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр"	Рішення Чернігівського облвиконкому № 454 від 27.12.1984 р.	11,0	2,46	Ічнянський район, Іваницьке лісництво, кв. 34, 35
¹⁾ Лісовий заказник місцевого значення "Довгий яр" на ліцензійній ділянці родовища знаходиться частково (лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у додатку Б).						

3.1.1 Повітря

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

Стаціонарні джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на Тростянецькому родовищі відсутні, тому спостереження за станом повітря не проводяться.

Фонові концентрації основних забруднюючих речовин, які характеризують стан забруднення атмосфери в районі Тростянецького родовища, надано Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (додаток Д) і наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Величини фонових концентрацій забруднюючих речовин

[illegible]

Кліматичну характеристику і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в повітрі, надано Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (додаток Е) і наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Кліматологічна характеристика і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в повітрі

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	– 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

3.1.2 Вода

На Тростянецькому родовищі відсутні нагнітальні свердловини та система підтримання пластового тиску. На родовищі не використовується вода на виробничі та побутові потреби. Аварійних ситуацій при експлуатації свердловини не виникало. Контроль за якісним станом природних вод на території родовища не проводився.

3.1.2.1 Поверхневі води

Територія розташування Тростянецького родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна сітка району представлена річками Лисогір та Смош, які в свою чергу є притоками річки Удай. Коефіцієнт щільності річкової мережі становить від 0,2 до 0,3 км/км².

На територію родовища заходять верхів'я балки Логвинів Яр та балки Барвінково з непостійними пересихаючими водотоками., частково, підземного витоку. [3].

Смош (Смож) – річка в межах Ічнянського та Прилуцького районів Чернігівської області. Ліва притока Удаю (басейн Дніпра). Довжина 35 км, площа басейну 557 км². Річна типowo рівнинна. Долина трапецієподібна, завширшки до 3,5 км. Заплава місцями заболочена, завширшки до 400 м. Русло слабозвивисте, завширшки до 10 м. Похил річки 1,1 м/км. На річці та її притоках є чимало ставків. (інтернет-ресурс – https://uk.wikipedia.org/wiki/Смош_річка).

Лисогір – річка в Чернігівській області, ліва притока Удаю (басейн Дніпра). Довжина 61 км, площа басейну 1042 км², похил річки 1,0 м/км. Бере початок поблизу села Лисогори в Ічнянському районі. Гирло – поблизу села Іванківців. Тече територією Ічнянського, Срібнянського і Талалаївського районів (інтернет-ресурс – <https://uk.wikipedia.org/wiki/Лисогір>).

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 3 до 5 м. Літньо-осіння межень триває з травня по жовтень-листопад [3].

На ліцензійній ділянці родовища знаходиться гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр" (лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у додатку Б).

Гідрологічний заказник місцевого значення "Довгий яр" – природно-заповідна територія, що створена задля забезпечення збереження водойм, боліт, джерел, котрі мають особливо важливе водоохоронне та водо регулююче або естетичне значення. Заказник відіграє цінне значення як стабілізатор клімату, регулятор гідрологічного режиму, збереження флори та фауни [7]. Загальні характеристики заказника наведені в таблиці 3.1.

3.1.2.2 Підземні води [3]

У гідрогеологічному відношенні Тростянецьке родовище розміщене в північно-західній частині Дніпрово-Донецького артезіанського басейну. Водонесні горизонти розкриті в кайнозойських, мезозойських і палеозойських відкладах.

Весь комплекс осадових порід на Тростянецькому родовищі, в тій або меншій мірі водонесний. За гідродинамічними і геохімічними особливостями в розрізі чітко виділяються чотири зони водообміну:

- активного;
- утрудненого;
- досить утрудненого;
- 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.

Верхня зона активного водообміну прослідковується до верхньо-юрських глин. Тут містяться прісні води гідрокарбонатно-натрієвого і сульфатно-натрієвого типів з мінералізацією до 3 г/л. Вміщуючими породами є піски, пісковики, тріщинуваті крейда і мергелі, сучасні алювіальні утворення рік. Води цієї зони, за виключенням четвертинних відкладів, високонапірні. Води інфільтраційні, гази розчинені у воді збагачені компонентами повітряного походження, що створює різко виражену окисну геохімічну обстановку. Товщина цієї зони складає 700 м – 800 м. Швидкість руху вод 20 м/год. Зона активного водообміну є великим резервуаром питних і технічних вод.

До зони утрудненого водообміну в районі Тростянецького родовища відноситься нижня частина юрських і тріасові відклади. В цій зоні розвинуті напірні води з мінералізацією до 100 – 120 г/л. Водорозчинні гази азотного і азотновуглеводневого складу. Швидкість руху пластових вод біля 2 м/год. В юрських відкладах зустрічаються солонуваті і солені (до 10 г/л) води з бальнеологічними властивостями. Вони використовуються в якості столової мінеральної води "Поліська".

Зона досить утрудненого водообміну включає відклади нижньої пермі, верхнього і частково середнього карбону, в загальному по району приблизно до глибини 3500 м. В цій зоні розвинуті високомінералізовані (до 200 г/л), метаморфізовані, малосульфатні розсоли. Води напірні, швидкість руху приблизно 0,4 м/год. Водорозчинні гази, в основному, вуглеводневого складу.

Нижче глибини 3500 м виділяється четверта зона – зона відсутності латерального руху вод, до якої відносяться глибокозалягаючі середньо та нижньо кам'яновугільні і девонські відклади. Ця зона характеризується водами високої мінералізації (більше 200 г/л), хлоркальцієвого типу з досить низькою сульфатністю. Водорозчинні гази поблизу контура нафтоносності – вуглеводневого складу.

Колекторами води в двох нижніх зонах є пісковики, алевроліти і розущільнені вапняки. На Тростянецькому родовищі поклади нафти приурочені до самої нижньої гідродинамічної зони. Всі виконані дослідження водоносних горизонтів також відносяться до цієї зони. Результати їх повністю відповідають приведеним гідрогеологічним умовам району.

Характеристика пластових вод родовища та їх хімічний склад наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Тростянецького родовища

Номер свердловини	Продуктивний горизонт	Інтервал випробування, м	Глибина відбору проби, м	Дата відбору проби	Дата дослідження	Густина води при 20°C, кг/м³	Загальна мінералізація, г/л	Вміст іонів														Na/Cl	(Cl-Na)/Mg	(Na-Cl)/SO ₄	Тип води	Примітка
								Форма виразу	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	I ⁻	Br ⁻	Fe ⁺⁺	Fe ⁺⁺⁺						
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	17	
2	-	-	-	11.09.1995	11.09.1995	1193	273,890	мг/л	72292,91	24649,2	5350,40	170917,2	156,37	219,60	150,0	-	-	-	150,0	-	0,65	-	-	Хлоркальцієвий	pH=4,73	
							-	мг/екв	3143,17	1230,0	440,0	4820,0	3,25	3,60	8,31	-	-	-	5,4	-		3,81	-515,9			
							-	% екв	32,55	12,74	4,56	49,93	0,03	0,04	0,09	-	-	-	0,06	-		-	-			
	-	-	-	-	11.11.1993	1194	297,150	мг/л	82813,50	27655,2	2310,40	183682,8	164,60	170,80	150,0	-	-	-	200,0	3,0	0,70	-	-		pH=5,65	
							-	мг/екв	3600,59	1380,0	190,0	5180,0	3,42	2,80	8,31	-	-	-	7,2	0,16		8,31	-461,8			
							-	% екв	34,72	13,3	1,83	49,94	0,03	0,03	0,08	-	-	-	0,1	0,00		-	-			
	-	-	-	-	31.08.1992	1197	275,023	мг/л	73416,46	26653,2	3526,40	170917,2	150,61	73,20	105,0	-	-	-	180,0	0,90	0,66	-	-		pH=5,15	
							-	мг/екв	3192,02	1330,0	290,0	4820,0	3,13	1,20	5,82	-	-	-	6,4	0,05		5,61	-520,1			
							-	% екв	33,079	13,78	3,01	49,96	0,03	0,01	0,06	-	-	-	0,07	0,001		-	-			
	-	-	-	03.10.1983	13.10.1983	1159	120,685	мг/л	20805,80	21843,6	206,72	77302,8	98,86	73,90	300,0	-	-	-	50,0	4,50	0,41	-	-		-	
							-	мг/екв	904,60	1090,0	170,0	2180,0	2,05	1,20	16,62	-	-	-	1,79	0,24		7,50	-622,1			
							-	% екв	20,725	20,96	3,89	49,99	0,05	0,02	0,38	-	-	-	0,04	0,005		-	-			
	-	-	-	17.04.1992	-	-	290,256	мг/л	79229,0	28456,8	2310,0	179427,6	317,60	183,0	150,0	-	-	-	180,0	2,40	0,68	-	-		pH=4,2	
							-	мг/екв	3444,74	1420,0	190,0	5060,0	6,61	30,0	8,31	-	-	-	6,44	0,12		8,50	-244,4			
							-	% екв	33,974	14,005	1,88	49,9	0,07	0,03	0,08	-	-	-	0,06	0,001		-	-			
	-	-	-	14.11.1989	21.11.1989	1196	275,652	мг/л	74044,13	27655,2	2553,6	170917,2	122,60	48,80	150,0	-	-	-	160,0	-	0,67	-	-		pH=4,55	
							-	мг/екв	3219,30	1380,0	210,0	4820,0	2,55	0,80	8,31	-	-	-	5,7	-		7,62	-627,7			
							-	% екв	33,37	14,3	2,18	49,964	0,026	0,01	0,09	-	-	-	0,06	-		-	-			
-	-	-	28.10.1983	03.11.1983	1150	234,456	мг/л	67355,70	18837,6	2310,4	144676,8	185,2	378,2	300,0	-	-	-	400,0	12	0,72	-	-	pH=5,65			
						-	мг/екв	2928,51	940,0	190	4080	3,85	6,2	16,6	-	-	-	14,3	0,64		6,06	-299,1				
						-	% екв	35,81	11,49	2,32	49,87	0,05	0,08	0,2	-	-	-	0,17	0,01		-	-				

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	17	
2	–	–	–	–	11.02.1992	1194	267,378	мг/л	70891,90	26653,2	3040	165952,8	142,3	195,2	300,0	–	–	–	200,0	2,4	0,66	–	–	pH=4,65		
							–	мг/екв	3082,26	1330	250	4680	2,96	3,2	16,62	–	–	–	7,16	0,12		6,39	–539,8			
							–	% экв	32,887	14,192	2,66	49,94	0,03	0,03	0,18	–	–	–	0,08	0,001		–	–			
3	B–19 C _{1V2}	4564– 4605	–	18.06. 1982	11.07.1982	1193,7	257,275	мг/л	79962,26	16172,25	1962,6	157947,4	501,21	170,8	90,0	12,35	4,23	179,8	461,6	6,4	0,78	–	–	pH=4,0		
							–	мг/екв	3476,62	807,48	161,4	4454,12	10,44	2,8	4,99	–	–	–	16,53	0,34		6,06	–93,6			
							–	% экв	38,90	9,04	1,81	49,87	0,12	0,03	0,06	–	–	–	0,13	сл.		–	–			
		4564– 4605	–	23.06. 1982	14.07.1982	–	248,441	мг/л	78334,32	15094,1	1570,08	152305,46	492,15	158,6	86,4	12,35	4,23	170,5	392,8	7,2	0,79	–	–	pH=4,0		
							–	мг/екв	3405,84	753,65	129,12	4295,01	10,25	2,6	4,79	–	–	–	14,1	0,39		6,89	–86,7			
							–	% экв	39,54	8,75	1,5	49,85	0,12	0,03	0,05	–	–	–	0,2	сл.		–	–			
	C _{1V1} (B–25)	4895– 4954	–	12.09. 1982	–	–	224,060	мг/л	73727,0	10781,5	1570,08	136025,29	1132,44	829,6	–	–	6,35	159,8	–	–	0,84	–	–	–		
							–	мг/екв	3205,650	538,32	128,12	3835,91	23,58	13,6	–	–	–	–	–	–		–	–		–26,7	
							–	% экв	41,380	6,95	1,67	49,52	0,3	0,18	–	–	–	–	–	–		–	–		–	
		4895– 4954	–	12.09. 1982	13.10.1982	–	217,732	мг/л	72643,74	10005,23	1256,06	132317,18	1030,38	439,2	–	–	18,63	146,52	–	–	0,83	–	–	pH=4,0		
							–	мг/екв	3158,55	499,26	103,24	3732,47	21,42	7,16	–							5,56	–26,8			
							–	% экв	41,29	6,63	1,38	49,62	0,29	0,09	–							–	–			
	C _{1V2}	–	4744,0	25.09. 1982	13.10.1982	–	32,737	мг/л	23169,27	2587,56	1570,08	3711,5	1162,07	536,8	–	–	–	11,89	–	–	0,82	–	–	pH=5,5		
							–	мг/екв	1007,40	129,12	129,06	1232,66	24,17	8,75	–	–	–	–	–	–		–	1,75		–9,3	
							–	% экв	39,80	5,1	5,1	48,7	0,95	0,35	–	–	–	–	–	–		–	–		–	
	C _{1S}	–	4068,0	25.09. 1982	13.10.1982	–	35,372	мг/л	23558,64	2673,81	1936,43	5545,54	1230,38	427	–	–	–	13,32	–	–	0,80	–	–	pH=5,5		
							–	мг/екв	1024,33	133,42	159,18	1284,38	25,59	6,96	–	–	–	–	–	–		–	1,63		–10,2	
							–	% экв	38,89	5,06	6,05	48,76	0,26	0,98	–	–	–	–	–	–		–	–		–	
	C _{1V1}	–	4963,0	25.09. 1982	13.10.1982	–	65,526	мг/л	16543,46	2415,05	4239,21	40654,75	1222,15	451,4	–	–	–	14,65	–	–	0,63	–	–	pH=5,5		
							–	мг/екв	719,31	120,51	348,46	1146,46	34,46	7,36	–	–	–	–	–	–		–	–		1,23	–12,4
							–	% экв	30,26	5,08	14,66	48,25	1,44	0,31	–	–	–	–	–	–		–	–		–	
	C _{1S}	–	4062,5	25.09. 1982	13.10.1982	–	76,255	мг/л	20294,61	7072,66	2459,79	44628,52	1323,38	475,8	–	–	1,06	9,32	–	–	0,99	–	–	pH=5,5		
							–	мг/екв	882,41	98,99	202,29	892,56	275,53	7,8	–	–	–	–	–	–		–	–		0,05	0,0
							–	% экв	37,27	4,18	8,55	37,7	11,98	0,32	–	–	–	–	–	–		–	–		–	
	C _{1V1}	4895– 4954	–	12.09. 1982	23.09.1982	–	224,066	мг/л	73727,0	10781,5	1570,08	136025,29	1132,44	829,6	–	–	6,35	159,8	–	–	0,84	–	–	pH=4,0		
							–	мг/екв	3205,65	538,32	129,12	3835,91	23,58	13,6	–	–	–	–	–	–		–	–		4,88	–26,7
							–	% экв	41,38	6,95	1,67	49,52	0,3	0,18	–	–	–	–	–	–		–	–		–	

Хлоркальцієвий

Кінець таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	17
5	C ₁ V ₂ (B-20)	4667- 4609	-	09.09.1984	02.11.1984	-	228,402	мг/л	58896,04	23162,72	1882,35	142635,27	992,54	292,8	72,0	12,35	6,35	179,8	461,6	6,4	0,68	-	-	Хлор- кальці- євий	рН=4,0
							-	мг/екв	2560,80	456,51	154,8	4022,31	20,66	4,8	4,0	-	-	-	16,5	0,34		9,44	-70,7		
							-	% екв	33,55	14,29	1,91	49,69	0,25	0,06	0,1	-	-	-	0,2	сл.		-	-		

3.1.3 Ґрунти

За агроґрунтовим районуванням України територія Тростянецького родовища знаходиться в межах Лівобережної низовинної провінції на стику зони мішаних лісів та зони лісостепу (інтернет-ресурс – <http://geomap.land.kiev.ua/zoning-2.html>).

У межах родовища переважають темно-сірі опідзолені ґрунти та чорноземи, за механічним складом – середньо- і важкосуглинкові. У долинах річок переважають дерново-слабопідзолисті суглинисто-супіщані і піщані ґрунти. Потужність ґрунтового покриву становить 0,4-0,7 м. Середня глибина промерзання ґрунтів досягає 1 м [3].

За інформацією Чернігівської філії державної установи "Інститут охорони ґрунтів", результати агрохімічної паспортизації земель, їх моніторинг показують, що родючість ґрунтів районів, обстежених у 2017, за окремими агрохімічними показниками знижується.

Порівнюючи основні агрохімічні показники (забезпеченість ґрунтів рухомими сполуками фосфору, калію, азотом, гумусом, ступінь кислотності ґрунтів) останнього туру обстеження з попереднім варто відзначити незначну, проте негативну їх динаміку.

Забезпеченість ґрунтів Ічнянського району рухомими сполуками фосфору середня, запаси цього елемента живлення за 5 років зменшились на 15 – 16 мг/кг ґрунту; рухомих сполук калію зменшилось на 8 – 16 мг/кг ґрунту. Ґрунти Ічнянського району середньої якості – 45 балів (VI клас). Площа порушених земель становить 100 га або 0,05 % до загальної площі території району (Доповідь про стан навколишнього природного середовища в Чернігівській області за 2017 рік, інтернет-ресурс – <http://apk.cg.gov.ua/index.php?id=24511&tp=1&pg=>)

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловини 2 по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

У процесі експлуатації родовища на його території природний стан ґрунтів основних змін зазнав при будівництві об'єктів промислу: при спорудженні свердловин, прокладанні трубопроводів та ліній електропередач, будівництві технологічних споруд і установок, доріг тощо. Для будівництва об'єктів у тимчасове та довгострокове користування надавались земельні ділянки сільськогосподарського призначення. В процесі пошуково-розвідувальних робіт та освоєння і експлуатації родовища відбувалось механічне порушення ґрунтового-рослинного шару на ділянках виконання робіт (зняття і зберігання ґрунту в буртах при підготовці бурових майданчиків для спорудження свердловин, при прокладанні трас трубопроводів різного призначення та ліній електропередач, будівництві технологічних споруд і установок, доріг тощо).

Проектами на виконання вказаних робіт передбачалась і була виконана у повному обсязі рекультивація порушених земель при бурінні свердловин і прокладанні трубопроводів та ЛЕП, вилучених у тимчасове користування. Рекультивовані ділянки повернуто землекористувачу.

Аварійних ситуацій при експлуатації свердловини не виникало. Контроль за якісним станом ґрунтів на території родовища не проводився. Експлуатація видобувної свердловини та викидної лінії у відповідності з технологічними режимами не впливає на стан ґрунтів.

3.1.4 Опис стану рослинного покриву та тваринного світу [3]

За геоботанічним районуванням територія Тростянецького 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.

Безпосередньо на території родовища лісові масиви відсутні. На місці лучного степу, яким була територія до освоєння людиною, створені сільськогосподарські угіддя. Луки з чагарниками залишилися лише по днищах балок. Із деревної рослинності тут присутні тополя, клен, які є основними насадженнями декількох лісосмуг, що перетинають площу родовища з північного заходу на південний схід.

У період експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільшого впливу рослинність зазнала на початкових стадіях освоєння родовища, пов'язаного із підготовкою бурових майданчиків, монтажем бурового і допоміжного обладнання, будівництвом доріг, трубопроводів та інших комунікацій (знищення трав'янистого покриву при русі транспортної техніки; пошкодження рослинності внаслідок забруднення хімічними речовинами).

При експлуатації родовища виникає ряд факторів, що створюють опосередкований вплив на стан тваринного світу.

Цей вплив пов'язаний із різними змінами абіотичних та біотичних компонентів середовища проживання тварин, що впливає також на розподіл, чисельність і умови відтворення організмів. Провідними факторами опосередкованого впливу є вилучення і трансформація місць проживання тварин, шумовий вплив техніки, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

3.1.5 Шумове забруднення

На території родовища відсутні постійні джерела утворення шумового забруднення навколишнього середовища.

Для проведення на свердловині родовища досліджень та/або технологічних операцій використовується певне обладнання, яке може створювати тимчасове шумове забруднення.

На родовищі можуть бути використані автотранспорт спеціального і загального призначення та 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 відповідно до ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 (таблиця 1.4), що в свою чергу гарантовано забезпечує відсутність шумового забруднення навколишнього середовища.

Експлуатація видобувної свердловини у відповідності з технологічними режимами не створює шумового забруднення довкілля.

3.1.6 Радіаційне забруднення та випромінювання

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

На території Тростянецького родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

Результати вимірів гамма-фону та радіаційного забруднення Тростянецького родовища наведені в п. 1.4.8 у таблиці 1.14.

3.1.7 Вібраційне, світлове, теплове забруднення

На території родовища відсутні постійні джерела утворення вібраційного, світлового та теплового забруднення навколишнього середовища.

Для проведення на свердловині родовища досліджень та/або технологічних операцій використовується певне обладнання, яке може створювати тимчасове вібраційне, світлове та теплове забруднення.

На родовищі можуть бути використані автотранспорт спеціального і загального призначення та технологічне обладнання, виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів вібрації, теплового випромінювання та освітлення на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує відсутність вібраційне, світлового та теплового забруднення навколишнього середовища.

Експлуатація видобувної свердловини у відповідності з технологічними режимами не створює вібраційного, світлового та теплового забруднення довкілля.

3.2 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності

Тростянецьке родовище відкрито у грудні 1980 року свердловиною 2, в якій з інтервалу 4918 – 4925 м горизонту В-26 нижньовізейських відкладів нижнього карбону отримано приплив нафти дебітом 27 т/д на штуцері 5 мм.

З 1982 року розпочата дослідно-промислова розробка родовища. У 1986 році об'єднанням "Чернігівнафтогазгеологія" виконаний підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.

В цілому з родовища станом на 01.01.2018 р. видобуто 65,974 тис. т нафти і 3,828 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті в тому числі з горизонту В-21 – 62,923 тис. т нафти та 3,572 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті, з горизонту В-26 відповідно 3,051 тис. т та 0,256 млн. м³.

Тростянецьке нафтове родовище за величиною балансових запасів вуглеводнів відноситься до дрібних.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

За оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі планується буріння проектної розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку (рисунок 1.1).

Основні технічні показники розробки Тростянецького родовища за оптимальним варіантом наведені в таблиці 1.2.

Без подальшої експлуатації родовища показники якості докілья скоріш за все залишаться на рівні даних наведених у розділі 3.1.

На основі доступної на даний час екологічної інформації та наявних наукових знань відсутня можливість оцінити зміни стану природних вод та ґрунтів в разі припинення експлуатації родовища.

4 ОПИС ФАКТОРІВ ДОВКІЛЛЯ, ЯКІ ЙМОВІРНО ЗАЗНАЮТЬ ВПЛИВУ З БОКУ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

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.

Тростянецьке нафтове родовище за величиною балансових запасів вуглеводнів відноситься до дрібних.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

За оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі планується буріння проектної розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку (рисунок 1.1).

Під час спорудження нової свердловини вплив на довкілля буде мати короткостроковий тимчасовий характер. Основне навантаження прийме на себе повітряне, геологічне та водне середовища, ґрунт і рослинний покрив. На всі інші складові довкілля передбачається незначний вплив. Спорудження свердловини буде проводитись за всіма вимогами законодавства з охорони навколишнього природного середовища. Крім того, перед початком спорудження свердловини, відповідно до вимог закону України "Про оцінку впливу на довкілля", буде здійснюватись процедура оцінки впливу на довкілля, під час якої буде детально розглянутий вплив на довкілля при споруджуванні свердловини.

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

При здійсненні планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – залишиться якісний і кількісний вплив на фактори довкілля перелічені в розділі 3.1 – змін існуючого стану довкілля не відбудеться.

5. ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

Подальша експлуатація родовища запланована за наявною технологічною схемою та спорудженням за оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі однієї розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку (рисунок 1.1).

Дані щодо стану атмосферного повітря, утворення відходів, водоспоживання та водовідведення описані у розділах 1 та 3 даного звіту.

5.1 Вплив на довкілля при споруджуванні свердловини

Щодо спорудження нової свердловини, то вплив на довкілля під час її будівництва буде мати короткостроковий тимчасовий характер. Розрахунки очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, водоспоживання і водовідведення та кількості відходів буріння при споруджуванні свердловини наведені у розділах 1.4.2 – 1.4.4. Крім того, перед початком спорудження свердловини, відповідно до вимог закону України "Про оцінку впливу на довкілля", буде здійснюватись процедура оцінки впливу на довкілля, під час якої буде детально розглянутий вплив на довкілля при споруджуванні свердловини.

Результати розрахунку максимальних приземних концентрацій забруднюючих речовин від стаціонарних джерел викидів під час спорудження свердловини розраховано з використанням програми ЕОЛ на прикладі спорудження свердловини [5] наведено на рисунках 5.1 – 5.8.

6500.0

1 - 0.42 ГДК

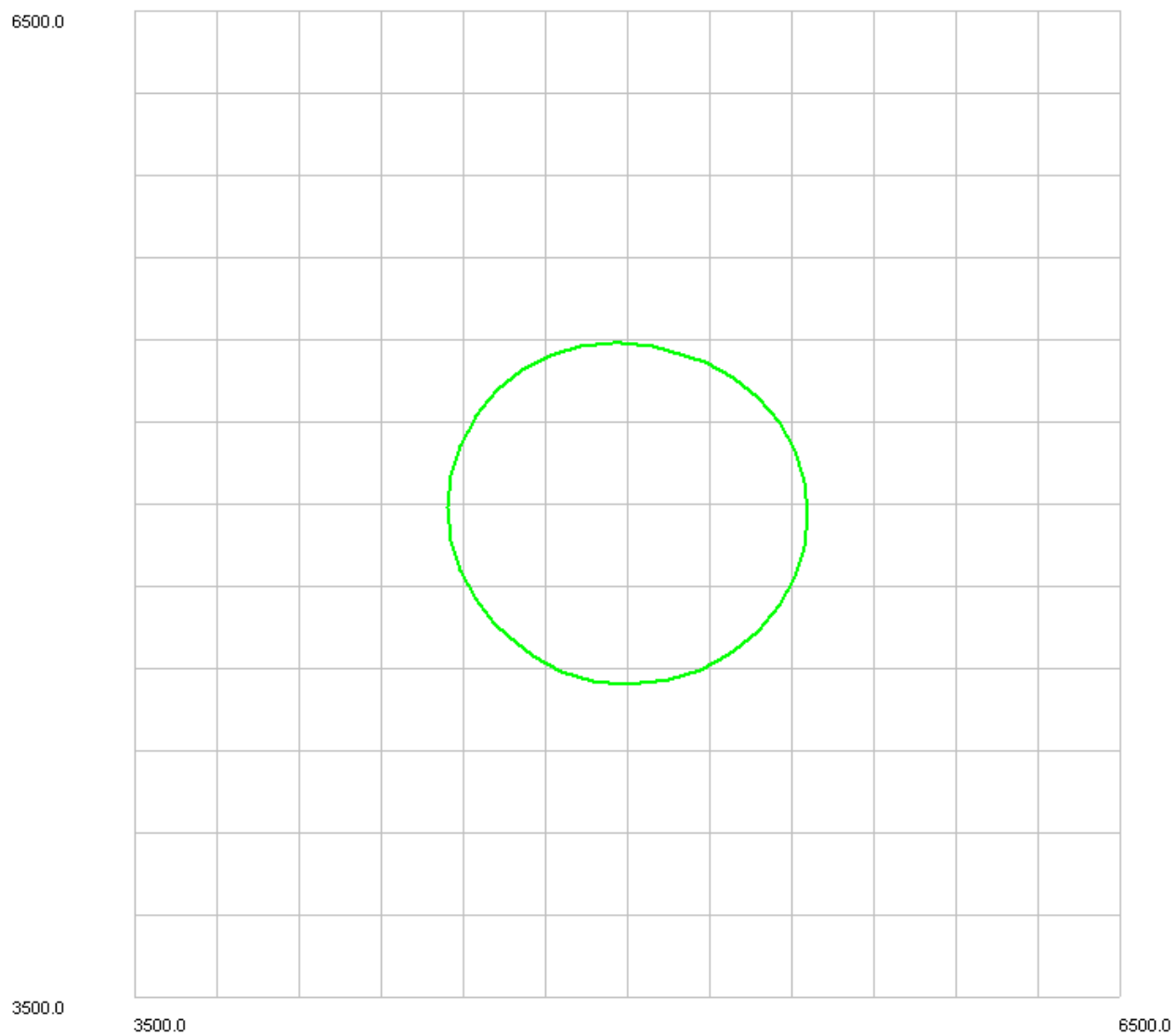
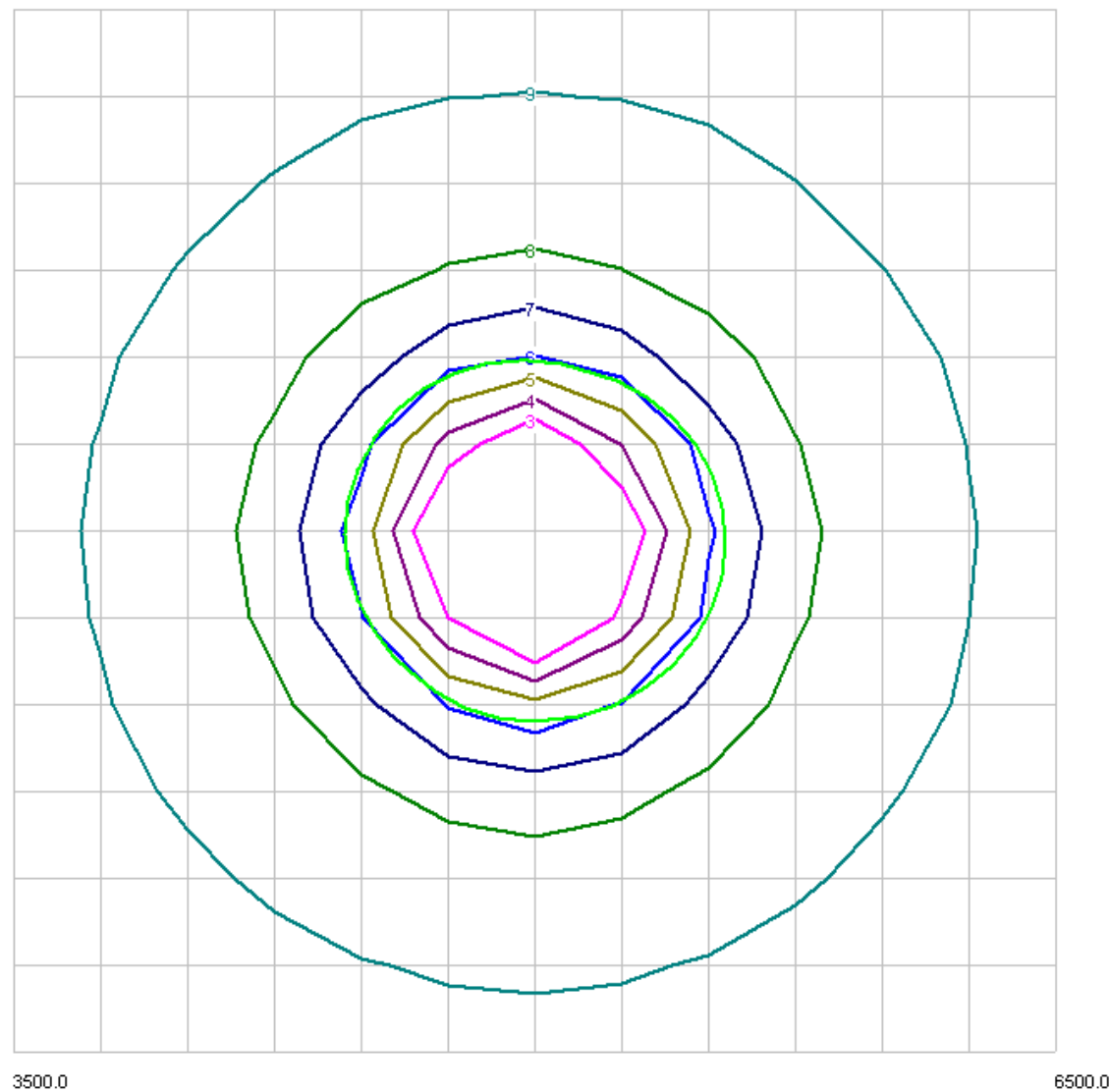


Рисунок 5.1 – Максимальні приземні концентрації суміші насичених вуглеводнів C₂ – C₈

Вуглеводні граничні C₁₂-C₁₉(розчинник РПК-265 П та інш.). Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Еол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



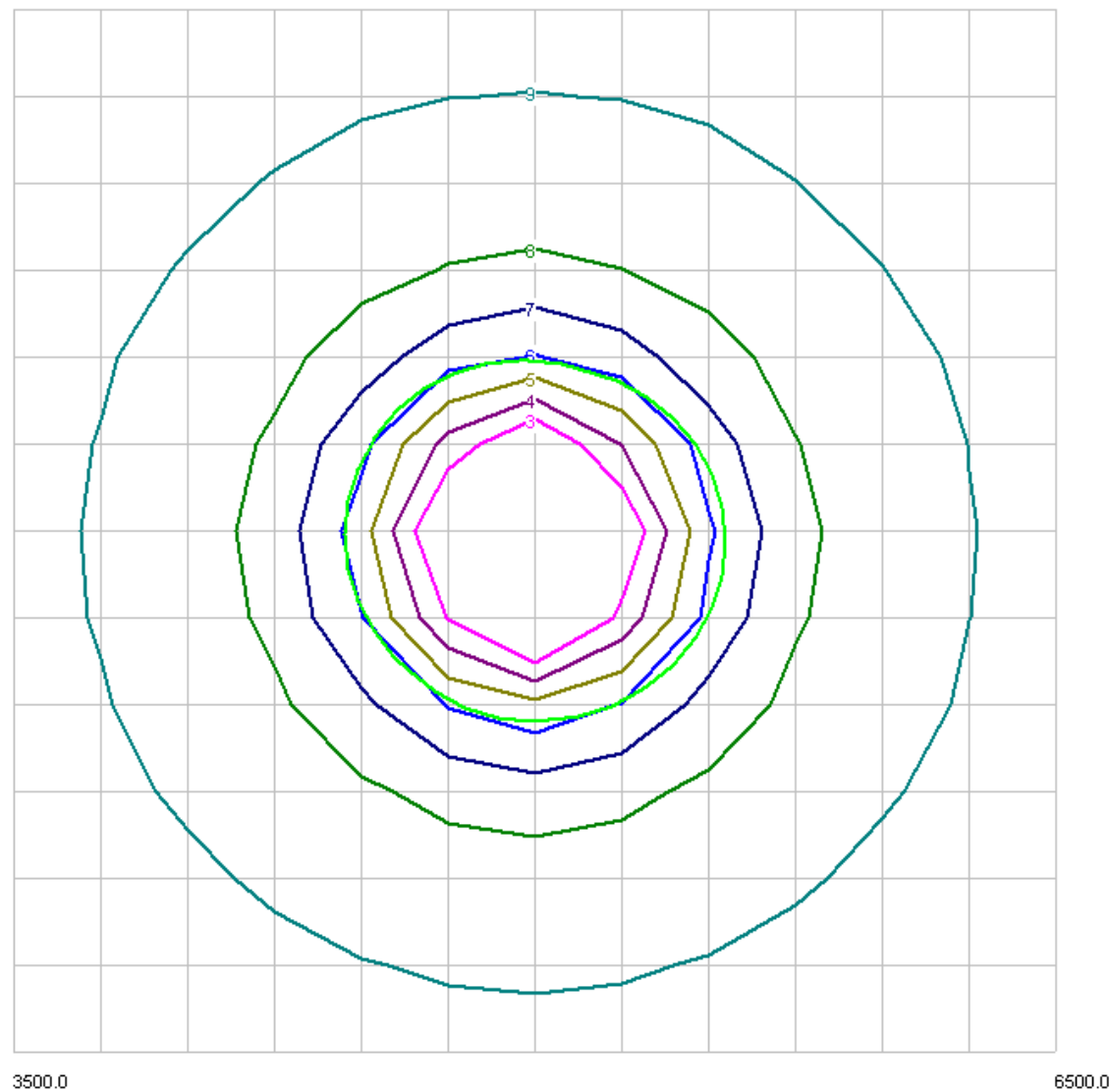
- 1 - 0.45 ГДК
- 2 - 0.44 ГДК
- 3 - 0.44 ГДК
- 4 - 0.43 ГДК
- 5 - 0.43 ГДК
- 6 - 0.42 ГДК
- 7 - 0.42 ГДК
- 8 - 0.41 ГДК
- 9 - 0.41 ГДК

Рисунок 5.2 – Максимальні приземні концентрації вуглеводнів граничних C₁₂ – C₁₉

Азоту діоксид. Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Еол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



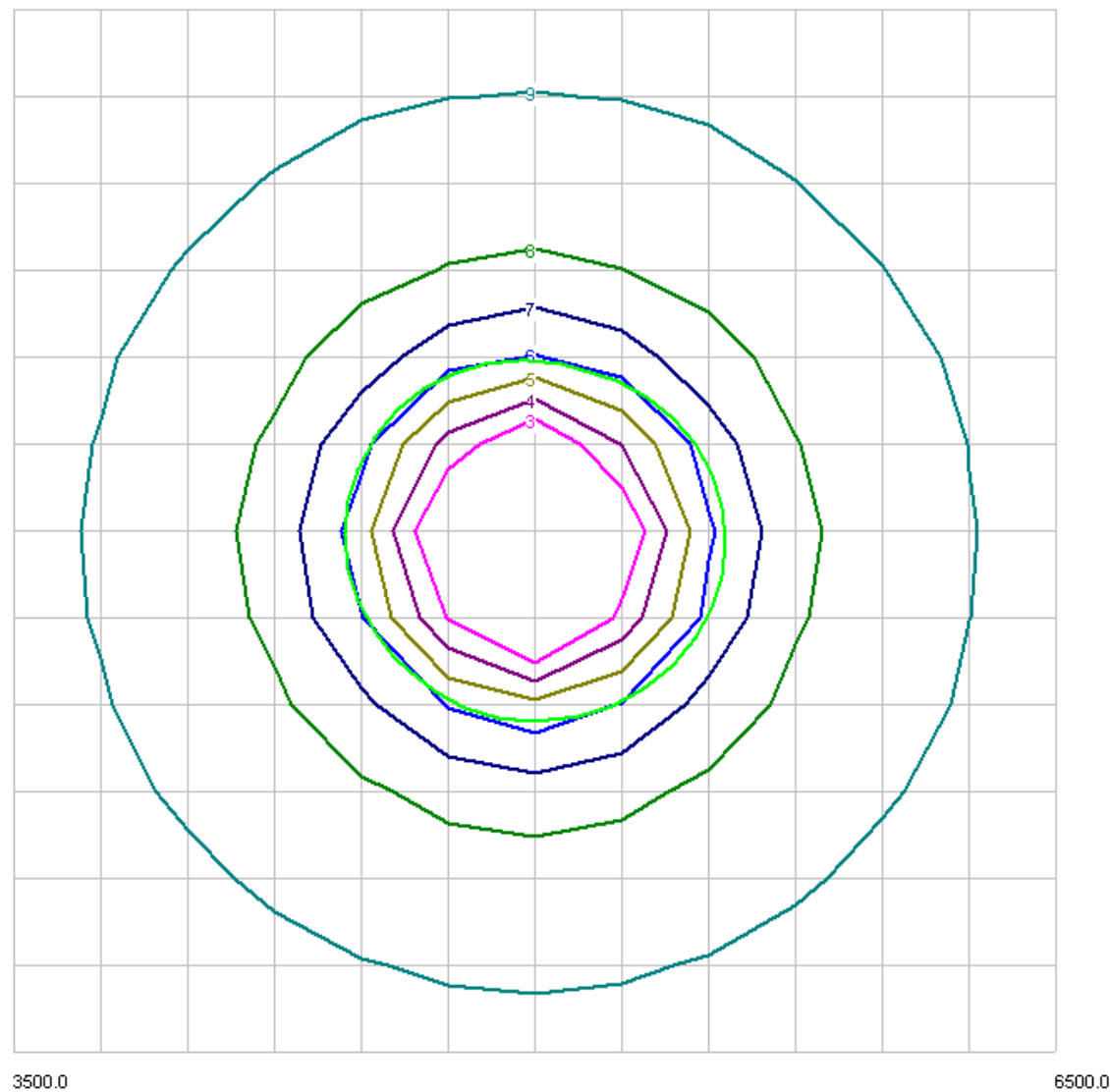
- 1 - 0.61 ГДК
- 2 - 0.55 ГДК
- 3 - 0.50 ГДК
- 4 - 0.44 ГДК
- 5 - 0.38 ГДК
- 6 - 0.33 ГДК
- 7 - 0.27 ГДК
- 8 - 0.21 ГДК
- 9 - 0.16 ГДК

Рисунок 5.3 – Максимальні приземні концентрації азоту діоксиду

Азоту оксид. Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Еол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



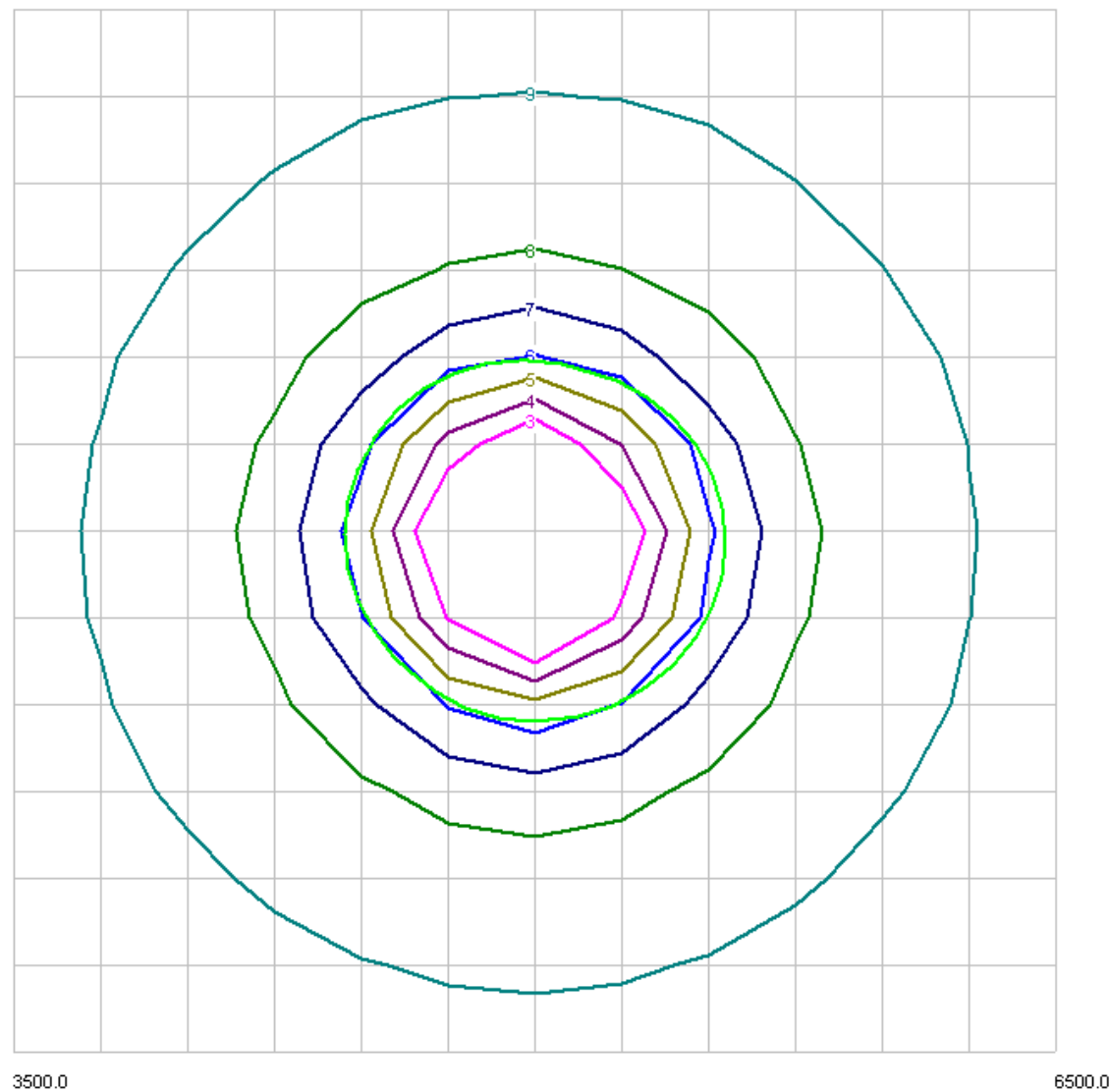
- 1 - 0.84 ГДК
- 2 - 0.79 ГДК
- 3 - 0.74 ГДК
- 4 - 0.69 ГДК
- 5 - 0.64 ГДК
- 6 - 0.60 ГДК
- 7 - 0.55 ГДК
- 8 - 0.50 ГДК
- 9 - 0.45 ГДК

Рисунок 5.4 – Максимальні приземні концентрації азоту оксиду

Сажа. Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Еол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



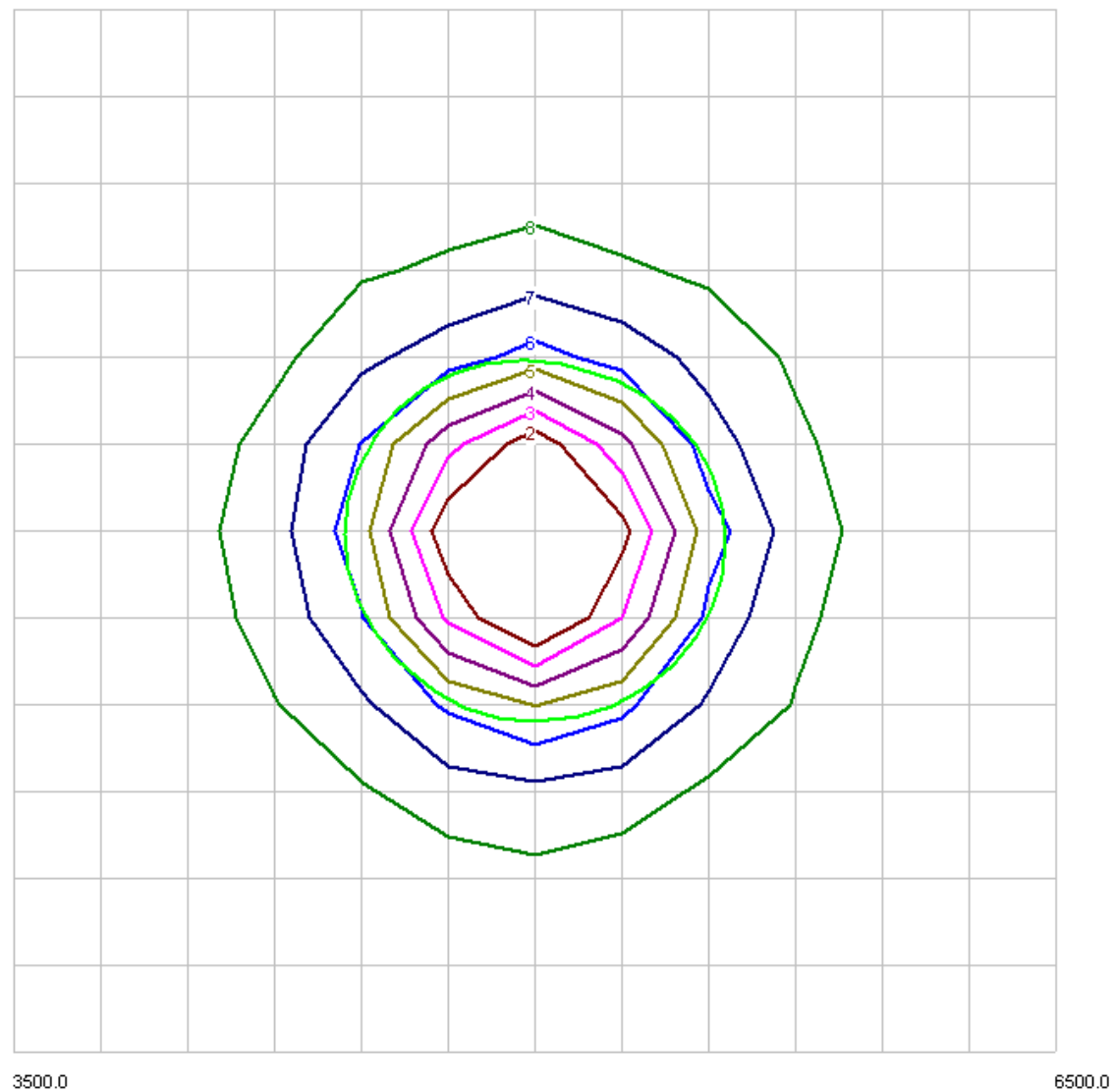
- 1 - 0.54 ГДК
- 2 - 0.53 ГДК
- 3 - 0.51 ГДК
- 4 - 0.50 ГДК
- 5 - 0.48 ГДК
- 6 - 0.46 ГДК
- 7 - 0.45 ГДК
- 8 - 0.43 ГДК
- 9 - 0.42 ГДК

Рисунок 5.5 – Максимальні приземні концентрації сажі

Група сумації 31

6500.0

3500.0



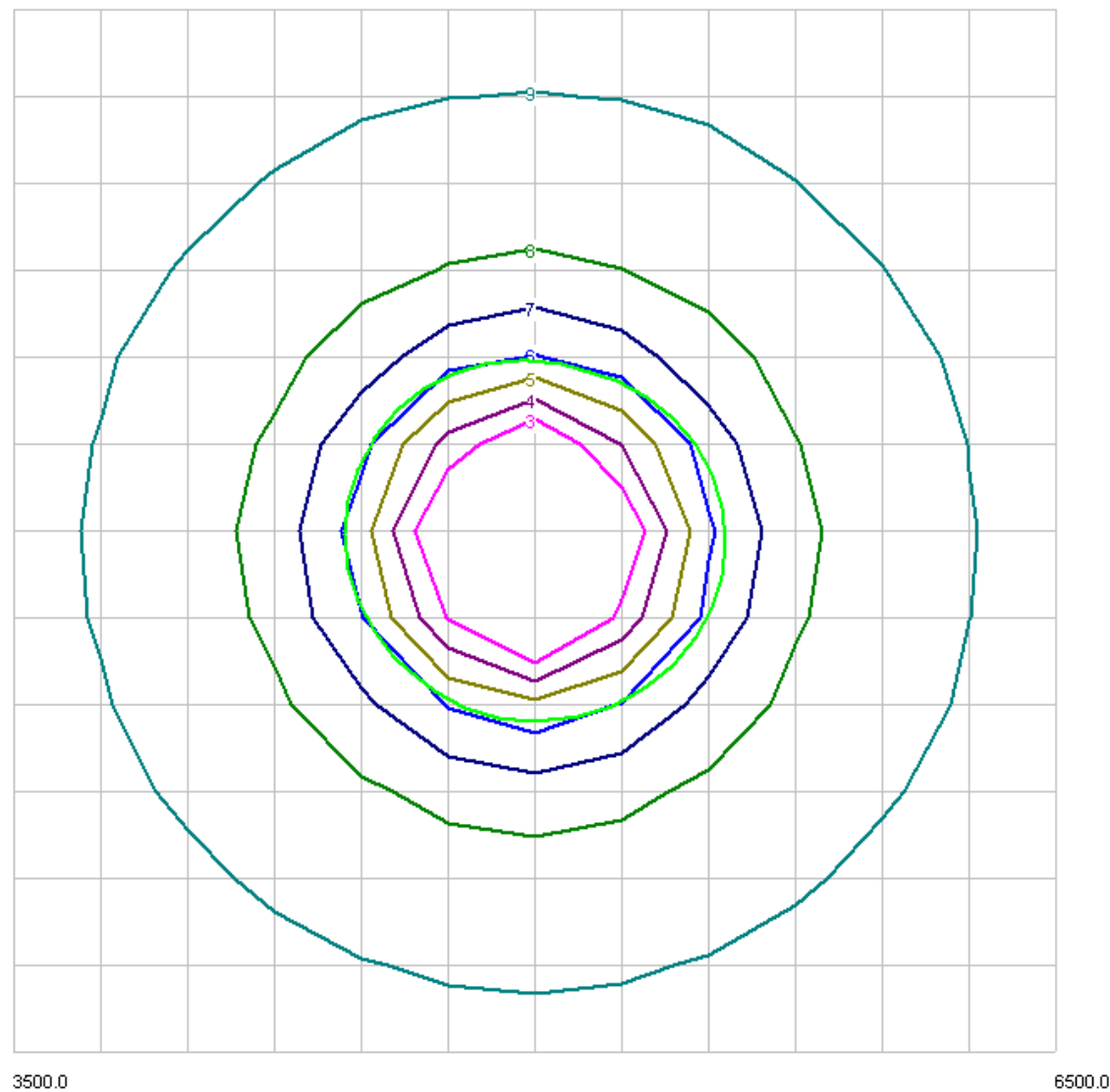
- 1 - 1.33 ГДК
- 2 - 1.24 ГДК
- 3 - 1.15 ГДК
- 4 - 1.05 ГДК
- 5 - 0.96 ГДК
- 6 - 0.86 ГДК
- 7 - 0.77 ГДК
- 8 - 0.68 ГДК
- 9 - 0.58 ГДК

Рисунок 5.6 – Максимальні приземні концентрації групи сумації 31

Ангідрид сірчастий. Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Бол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



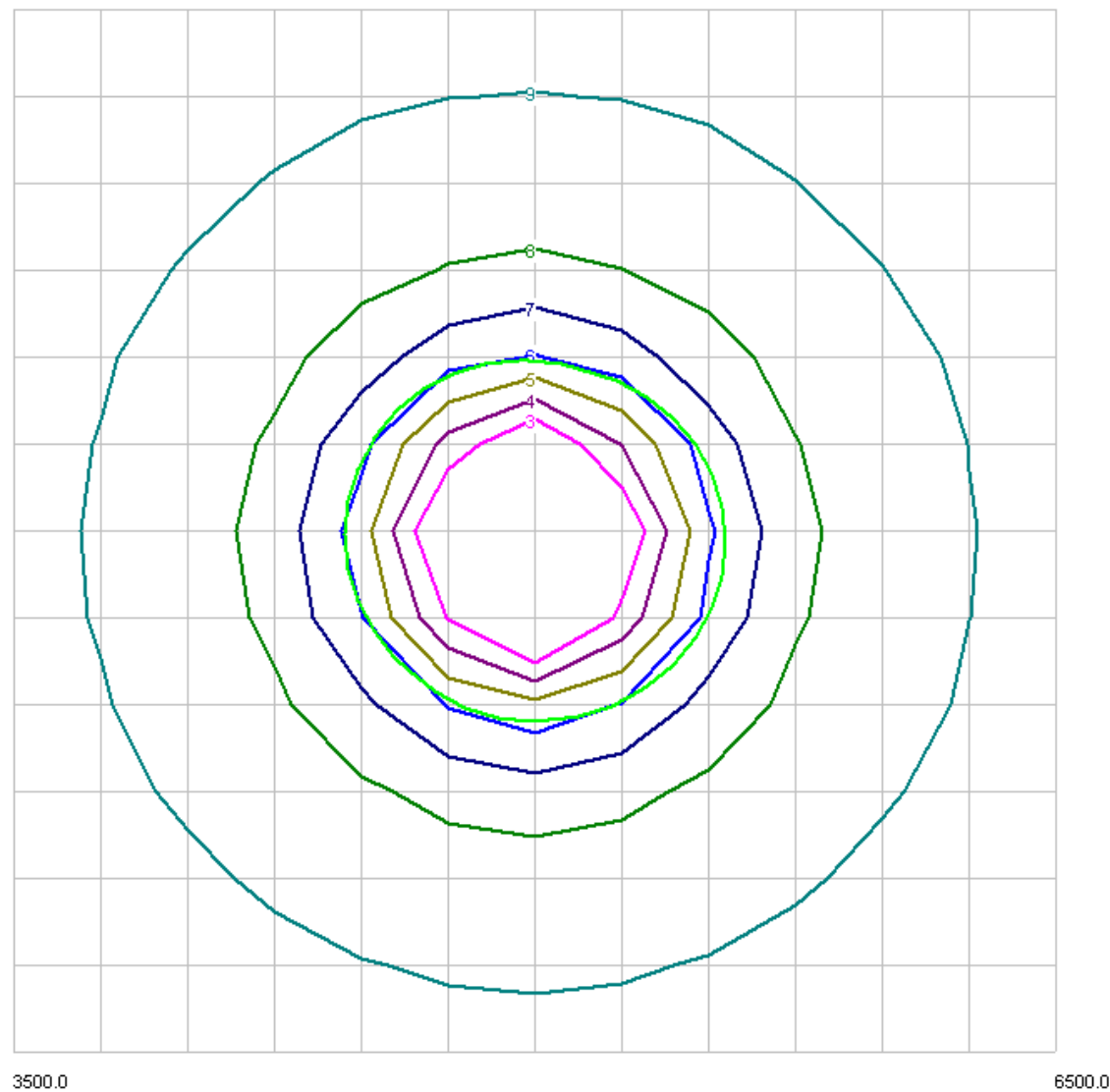
- 1 - 0.78 ГДК
- 2 - 0.73 ГДК
- 3 - 0.69 ГДК
- 4 - 0.65 ГДК
- 5 - 0.61 ГДК
- 6 - 0.57 ГДК
- 7 - 0.53 ГДК
- 8 - 0.49 ГДК
- 9 - 0.45 ГДК

Рисунок 5.7 – Максимальні приземні концентрації ангідриду сірчастого

Вуглецю оксид. Розрахунок виконано 24.03.2009 о 11:13 програмою Еол-Плюс, версія 5.23

6500.0

3500.0



- 1 - 0.11 ГДК
- 2 - 0.11 ГДК
- 3 - 0.10 ГДК
- 4 - 0.100 ГДК
- 5 - 0.097 ГДК
- 6 - 0.093 ГДК
- 7 - 0.090 ГДК
- 8 - 0.087 ГДК
- 9 - 0.084 ГДК

Рисунок 5.8 – Максимальні приземні концентрації вуглецю оксиду

Згідно з вимогами ОНД – 86 [8] розрахунковий розмір санітарно-захисної зони (СЗЗ) повинен уточнюватися для різних напрямків вітру в залежності від результатів розрахунку забруднення атмосфери і середньорічної рози вітрів на прикладі спорудження свердловини [5].

У відповідності з п.8.6.2 ОНД-86 розмір СЗЗ повинен уточнюватися з урахуванням рози вітрів території розташування підприємства за формулою:

$$L = L_0 \cdot \frac{P}{P_0}, \quad (5.1)$$

де L – розрахунковий розмір СЗЗ, м;

L_0 – розмір ділянки місцевості у даному напрямку, де концентрація забруднюючих речовин перевищує ГДК (по розрахунковій сітці карти розсіювання максимальний розмір L_0 по перевищенню ГДК характерний для групи сумачії і складає 369 м);

P – максимальна середньомісячна повторюваність напрямку вітру даного румбу протягом року, %;

P_0 – повторюваність напрямку вітру одного румбу (при 8-румбовій розі вітрів становить $100/8 = 12,5\%$).

Результати розрахунку уточнення розміру СЗЗ наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати розрахунку уточнення розміру СЗЗ

Максимальна повторюваність напрямку вітру даного румбу протягом року		$\frac{P}{P_0}$	Коригована СЗЗ, м
Напрямок	Повторюваність, %		
Північ	10,7	0,856	315,9
Північний схід	9,7	0,776	286,3
Схід	16,0	1,28	472,3
Південний схід	9,4	0,752	277,5
Південь	11,8	0,944	348,3
Південний захід	12,1	0,968	357,2
Захід	16,9	1,352	498,9
Північний захід	13,4	1,072	395,6

З таблиці 5.1 видно, що коригована СЗЗ не виходить за межі нормативної – 500 м.

При споруджуванні свердловини в короткострокове користування відповідно до додатку Б ВБН В.2.4-00013741-001:2008 передбачено відведення земельної ділянки загальною площею 2,10 га.

У процесі спорудження свердловин застосовують бурові промивальні рідини, забруднююча здатність яких залежить від кількості і токсикологічної характеристики хімічних реагентів, що застосовуються для їх обробки – переважно реагенти і речовини III і IV класу токсичності, а бурові відходи, що

містять в собі ці речовини, переважно відносяться до IV класу небезпеки.

По завершенню буріння свердловин буде проведено рекультивацію земель, яка включатиме технічну та біологічну рекультивацію у відповідності до стандартів Мінприроди України СОУ 73.1-41-11.00.02:2011 "Охорона довкілля. Рекультивація земель, порушених під час споруджування свердловин на нафту і газ", Державної геологічної служби України СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 "Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час спорудження свердловин на нафту та газ".

Стисла характеристика хімічних реагентів, що переважно застосовуються під час спорудження свердловини і рекультивації земель, наведена в таблиці 5.2.

Водозабезпечення бурової питною та технічною водою визначатиметься у робочому проекті споруджування свердловини.

Потреба води і водовідведення при бурінні свердловини наведено у розділі 1.4.3 відповідно у таблицях 1.10 і 1.11.

Таблиця 5.2 – Характеристика реагентів, що переважно застосовуються при бурінні і рекультивації

№ п/п	Найменування реагенту	Стандарт або технічні умови на реагент	Показники по ГОСТ 12.1005-88		Стисла характеристика
			ГДК в повітрі робочої зони, мг/м ³	Клас небезпеки	
1	2	3	4	5	6
1	Глинопорошок бентонітовий	ТУ 39-01-08-658-81	6,0	IV	Являє собою висушену і подрібнену глину з хімічними реагентами чи без них. Глинопорошок з бентонітової глини використовується для приготування промивних рідин. Токсичність IV класу.
2	Графіт	ТУ 17022-81	10,0	IV	Реагент являє собою кристалічний сріблястий порошок, нерозчинний у воді. Одержують його шляхом флотаційного збагачення руд природнього графіту. Токсичність IV класу.
3	Сода кальцинована технічна (Na ₂ CO ₃)	ГОСТ 5100-85	2,0	III	Порошок білого кольору густиною 2,5 г/см ³ . Одержують соду із CaCO ₃ . Використовується для покращення змочування глинистих часток, як пептизатор глини. Додатки її складають до 0,5 % у сухому і 2-3 % у вигляді розчину 5-15 % концентрації. Токсичність III класу
4	КМЦ (карбоксиметилцелюлоза)	ТУ 6-09-2344-78	10,0	III	Реагент являє собою білу або жовтуватуватопоподібну масу вологістю 11-12 %. Одержують її шляхом обробки целюлози монохлороцетною кислотою. Використовують як реагент-стабілізатор промивальних рідин. Токсичність III класу.
5	Савенол	ТУ У 6-00205601 092 2000	не рєгл.	IV	Савенол СПВ – пастоподібна маса, колір: від білого до жовтого, без запаху, у воді розчинний, негорюча речовина.
6	Мастильна домішка СБР	ТУ У 24.6-32860217-001-04	-	IV	В'язка рідина, що добре диспергується і само-емульгується. Токсичність IV класу.

Продовження таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6
7	КССБ-МТ (порошок)	ТУ 39-092-74	-	IV	Розроблена в ГРОЗНДІ. Являє собою рідину темно-коричневого кольору густиною 1,11-1,15 г/см ³ із вмістом 20-25 % сухих речовин. Одержують КССБ шляхом конденсації лігносульфонатів (ССБ), що підвищує ефективність реагенту як понижувача водовіддачі. Оптимальні добавки для прісних розчинів складають 5 % на сухий продукт, 5-25 % в рідкому вигляді. Токсичність IV класу.
8	ПЕГ (поліетиленгліколь)	ТУ У 6-00205601.083-2000	-	IV	Прозора рідина без механічних домішок. Нетоксична. Використовується як інгібітор.
9	Лігноксин	ТУ 242.6-24709453-003-2002	0,42	IV	Буровий реагент "Лігноксин"-порошок від сірого до темно-бурого кольору, мало токсичний.
10	Ca(OH) ₂	ДСТУ Б В.2.7-90	-	-	Згідно з ДСТУ Б В.2.7-90 являє собою порошкоподібний чи пастоподібний реагент білого кольору. Сильний луг. Надає розчинам підвищену глиноємкість, що дозволяє легко регулювати їх структурномеханічні властивості. Клас небезпеки II.
11	Крейда мелена	ГОСТ 17498	-	-	Згідно з ГОСТ 17498 являє собою різновидність слабозцементованої тонкозернистої карбонатної породи. Крейду використовують для обважнювання промивальної рідини. Відрізняється порівняно невеликою структуроутворюючою здатністю в промивальних рідинах. Використовують при розкритті продуктивних пластів. Нетоксична.
12	Нафта	ГОСТ 9965-76	10,0	IV	Змашувальна домішка. Являє собою суміш розчинених твердих вуглеводнів і смолистих речовин густиною 0,83-0,89 г/см ³ . Домішки нафти в розчині складають 10 %. Токсичність IV класу.
13	Барит	ГОСТ 4682-84	6,0	IV	Обважнювач бурових розчинів. Токсичність IV класу

Кінець таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6
14	Сульфонол	ТУ 6-01-862-75	-	III	Являє собою синтетичну поверхнево-активну речовину жовтого кольору. Виговляється у вигляді порошку, гранул, пасти, рідини. Перед введенням сульфонол попередньо розчиняють у воді до 30-40 % концентрації. Токсичність III класу.
15	Сульфатне мило	ТУ У 00278801.009-98	-	-	Пастоподібна маса від темно-жовтого до світло-коричневого кольору. Високі емульгуючі та мийні властивості. Нерозчинне.
16	Каустична сода (NaOH)	ГОСТ 2263-79	-	-	Являє собою безколірну непрозору кристалічну масу густиною 2,1 г/см ³ . Добре розчиняється у воді з виділенням великої кількості тепла. Випускається як в твердому, так і в рідкому вигляді.
17	Хлорид калію (KCl)	ГОСТ 4568-83	5,0	III	Добре розчинний у воді. Застосовується як інгібітор гідратації, набухання і дезінтеграції сланців і глинистих порід. Клас небезпеки III.
18	Піногасник Пентакс	ТУ У 24.6-32028975-005-2004	-	IV	Універсальний рідкий піногасник для різних типів бурових розчинів на водній основі. Призначений для запобігання або ліквідації піноутворення бурових розчинів. За ГОСТ 12.1.007-76 належить до IV класу небезпеки.

5.2 Оцінка ризику планованої діяльності на Тростянецькому родовищі на здоров'я населення

Оцінка ризику впливу планованої діяльності 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 встановлення 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:

$$HI = \sum HQ_i, \quad (5.2)$$

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

За інгалаційного надходження розрахунок коефіцієнта небезпеки (HQ_i) можна здійснювати за формулою:

$$HQ_i = \frac{C_i}{RfC}, \quad (5.3)$$

де C_i – рівень впливу i -тої речовини, мг/м³;
 RfC – безпечний рівень впливу, мг/м³.

Для речовин, для яких не встановлено безпечно референтну концентрацію, приймається значення середньодобової граничнодопустимої концентрації (ГДК) [10] або орієнтовних безпечних рівнів діяння (ОБРД) (впливу (ОБРВ)) [11].

Критерії коефіцієнта небезпеки наведено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – 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

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря.

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

Стаціонарні джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на Тростянецькому родовищі відсутні.

Виходячи з вище наведеного ризик виникнення шкідливих ефектів планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – на здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря відсутній.

5.3 Оцінка соціального ризику споруджування свердловини

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 5.4.

Таблиця 5.4 – 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 , осіб на рік) визначається за формулою:

$$R_s = CR_a \cdot V_u \cdot \frac{N}{T} \cdot (1 - N_p), \quad (5.4)$$

де 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.

Оціночне значення соціального ризику (R_s , осіб на рік) споруджування свердловини становитиме:

$$R_s = 1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{2,1 \cdot 10^4}{916088} \cdot \frac{924}{70} \cdot (1 - 0) = 0,303 \cdot 10^{-6},$$

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

V_u – а) при споруджуванні свердловини в короткострокове користування відповідно до додатку Б ВБН В.2.4-00013741-001:2008 передбачено відведення земельної ділянки загальною площею 2,10 га;

б) площа об'єкта (майданчик бурової розмірам 80 на 80 м із санітарно-захисною зоною 500 м) з санітарно-захисною зоною складає 916088 м^2 ;

N – чисельність населення с. Тростянець (відстань до родовища близько 3,0 км) за даними Інтернет ресурсів, складає 924 чол.;

T – приймаємо 70 років, чол./рік;

N_p – приймаємо рівним 0.

Рівень соціального ризику споруджування свердловини – менший 10^{-6} – 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 Тростянецького 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 є одним із найбільш поширених методів прогнозування. Він ґрунтується на припущенні, що закономірності, які склалися в минулому, будуть зберігатися і в майбутньому.

Саме на основі цього методу прогнозується збереження задовільного стану навколишнього середовища в районі Тростянецького родовища.

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

Під час спорудження нової свердловини вплив на довкілля буде мати короткостроковий тимчасовий характер. Крім того, перед початком спорудження свердловини, відповідно до вимог закону України "Про оцінку впливу на довкілля", буде здійснюватись процедура оцінки впливу на довкілля.

Метод математичного моделювання 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.

В даному звіті метод математичного моделювання реалізований у вигляді Програмного комплексу „EOL+” версія 5.23 (WINDOWS), який використовувався при прогнозуванні оцінки впливів на стан атмосферного повітря під час споруджування свердловини. За допомогою цього методу можливо кількісно оцінити величину значень приземних концентрацій забруднюючих речовин та відносну участь різноманітних впливів: кожного джерела викиду, швидкості повітря, температури, відстані та інше.

З метою оцінки впливу на довкілля при споруджуванні свердловини використано дані будівництва аналогічних об'єктів.

Крім того, для оцінки впливу на довкілля використано методи, які описані в наступній нормативно-технічній літературі:

- Розрахунок ризиків планової діяльності – згідно методичних рекомендації МР 2.2.12-142-2007. "Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря" [9] та 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";
- Розрахунок викидів забруднюючих речовин згідно методик:
 - Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы. – Донецк, 1994;
 - Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производителями. – Ленинград, Гидрометеиздат, 1986;
 - Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами. – Донецьк, Український науковий центр технічної екології, 2004;
- Розрахунок концентрацій забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони:
 - ОНД-86 "Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", Л., Гидрометеиздат, 1987 [8];
 - Програмний комплекс „EOL+” версія 5.23 (WINDOWS), розроблений Київським КБСП „ТОПАЗ” і рекомендований для використання Мінприроди України.

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

Під час спорудження свердловини:

- в робочому проекті споруджування свердловини передбачатиметься конструкція свердловини, яка забезпечить безаварійність технологічного процесу, а саме: попередження розмиву устя свердловини та ізоляція ґрунтових вод завдяки спуску кондуктора з метою перекриття верхніх водоносних горизонтів і захисту їх від забруднення фільтратом бурового розчину при бурінні під проміжну колону;

- буріння під кондуктор здійснювати на хімічно необробленому буровому розчині, тобто на глинистому розчині на водній основі;

- застосування новітніх рецептур бурового розчину з використанням реагентів і речовин переважно III і IV класу безпечності з метою зменшення об'ємів утворення бурових відходів, які відносяться до IV класу небезпечності;

- обсадні колони в границях підйому цементного розчину, з врахуванням фактичного стану стовбура свердловини і кільцевого простору, обладнуються центраторами, скребками, турбулізаторами та іншими елементами технічного оснащення, що забезпечує якісне кріплення свердловини;

- якість цементування контролюється АКЦ та перевіряється опресовкою колон;

- режим спуску обсадних колон та гідравлічна програма цементування розраховується, виходячи з умов попередження гідророзриву пластів;

- спуск проміжної колони з метою перекриття нестійких поглинаючих відкладів крейди, юри та тріасу;

- для попередження перетоків флюїдів і пластових вод в за колонному просторі цементний розчин за всіма обсадними колонами свердловин піднімається до устя;

- густина бурового розчину передбачається такою, щоб гідростатичний тиск стовпа бурового розчину перевищував пластовий тиск на 7%;

- для запобігання викиду пластових флюїдів на усті свердловини при бурінні під експлуатаційну колону встановлюється противикидне обладнання;

- зберігання нафтопродуктів та нафти в резервуарах обладнаних дихальними клапанами;

- повторне використання води для приготування бурового розчину (30% від об'єму бурових стічних вод);

- планування та гідроізоляція поверхні бурових майданчиків, що забезпечить непроникність бурового розчину у поверхневі, підземні, ґрунтові води;

- ведення обліку споживання свіжої води;

- заходи по ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;

- рекультивація порушених земель після спорудження свердловини.

Природоохоронні заходи при експлуатації родовища зводяться, в основному, до проведення постійного контролю технічного стану експлуатаційних об'єктів (свердловин, викидних ліній) і додержання технологічних режимів в межах проектних, своєчасного проведення ремонтних робіт.

Під час видобування конденсату і газу:

- заходи по ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- обвалування свердловин;
- контроль за герметичністю і технічним станом обладнання;
- проведення систематичного контролю герметичності сальників, фланців.

При здійсненні планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – залишиться якісний і кількісний вплив на фактори довкілля перелічені в розділі 3.1 – змін існуючого стану довкілля не відбудеться.

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

Компенсаційні заходи полягають у відшкодуванні втрат, спричинених самим процесом втілення проектів. Екологічний податок проводять згідно діючого законодавства. Такі розрахунки проводяться на основі спеціально затверджених методик згідно встановлених тарифів. Зокрема, в проектах передбачається оплата видатків на компенсацію вартості втрат сільськогосподарського виробництва, пов'язаних з відведенням в оренду земель та оплата вартості недоодержаних доходів, пов'язаних з тимчасовим зайняттям земель. Також проектами передбачається екологічний податок.

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 Тростянецькому родовищі при дотриманні технічних та технологічних нормативів і вимог нормативно-правових документів не очікується.

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

Суттєвий вплив на довкілля можливий в результаті виникнення аварійних ситуацій, які можуть бути обумовлені, як природними так і технічними чинниками.

До природних чинників відносяться – землетруси, сильний вітер (урагани), повені, сходження селевих потоків, інше.

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 [12] інтенсивність струсів в балах шкали MSK-64 становить 5 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 ураганів (смерчів). Вона залежить від сили, яка вимірюється в балах, або швидкості переміщення повітряних мас понад 192-210 км/год. Враховуючи статистику виникнення ураганів у Чернігівській області (таблиця 3.3), цей чинник також можна вважати малоімовірним.

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.

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.

Попередження впливу техногенних причин досягається дефектоскопією трубної продукції до монтажу нафтопроводів, застосуванням інгібіторного і катодного антикорозійного захисту труб в процесі їх експлуатації.

Антропогенні причини попереджаються своєчасним техобслуговуванням трубопроводів (плановою заміною зношених труб, проведенням необхідних земляних робіт в зоні трубопроводів).

До аварійних причин відносяться:

- порушення технології облаштування об'єктів;
- пориви трубопроводів;
- зловмисні пошкодження трубопроводів та технологічних ємностей.

Основні причини, що обумовлюють технічний ризик відмов трубопроводів відповідно до [13] наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Основні причини, що створюють технічний ризик відмов трубопроводів

Групи причин	Причини
Техногенні	– внутрішня корозія труб; – дефекти будівельного походження: ризики, задири, вм'ятини, подряпини; – дефекти металургійного походження: осадочні раковини, флокери, пухирці, осьові пори, малозернисті тріщини, надрізи; – дефекти зварювальних швів: напливи, кратери, тріщини, перериви у шві, непровари.
Природні	– зсуви та просідання земної поверхні; – інтенсивні опади.
Антропогенні	– помилки при проектуванні, будівництві, техобслуговуванні, експлуатації трубопроводів; – землерийні роботи; – зловмисні пошкодження.

На підприємстві наявний план локалізації і ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС) (додаток Ж), що містить вказівки сповіщення відповідних служб організацій, які повинні брати участь у ліквідації аварій та наслідків, перелік необхідних технічних засобів, знешкоджуючих реагентів, способи збору і знешкодження забруднюючих речовин.

Підприємство також забезпечено в повному обсязі необхідними засобами та матеріалами для ліквідації аварійних ситуацій у випадку їх виникнення (сорбенти, мати, бони, біодеструктор тощо).

На родовищі відсутні об'єкти підвищеної небезпеки.

У разі аварійного розливу нафти і нафтопродуктів проводиться зрізання ґрунту на глибину забруднення (приблизно на 0,15 м). Забруднену ділянку слід оконтурити плугами з глибиною занурення лемеха 20 см – 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 кг – 0,2 кг на 1 м² забрудненої території. Після того, як забруднюючі речовини будуть зібрані з поверхні ґрунту,

виконується технічна і біологічна рекультивація території, які регламентовані відповідними нормативними документами.

Найбільш відчутний, але, в той же час, далекий від порогових критичних значень, очікується вплив під час споруджування свердловини на атмосферне повітря. Незначний вплив можливий також на ґрунтовий покрив, водне середовище стан фауни і флори. Під час спорудження свердловини вплив на довкілля буде мати короткостроковий тимчасовий характер. Крім того, перед початком спорудження свердловини, відповідно до вимог закону України "Про оцінку впливу на довкілля", буде здійснюватись процедура оцінки впливу на довкілля.

Згідно з проведеною оцінкою впливу на довкілля при здійсненні планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – залишиться якісний і кількісний вплив на фактори довкілля перелічені в розділі 3.1 – змін існуючого стану довкілля не відбудеться.

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 НЕДОЛІКІВ, 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.

При підготовці Звіту з ОВД були виявлені труднощі, які, в першу чергу, стосуються вибору критеріїв оцінки та їх упорядкування за ступенем важливості по кожному із факторів впливу, виявлених до початку складання звіту. Мається на увазі, що на даний час немає порівняльного медичного та біологічного аналізу щодо "питомої ваги" того, чи іншого фактору впливу на здоров'я людини, чи пріоритетності кожного з факторів, які впливають на природні компоненти довкілля та ступеню їхньої кумулятивної дії. Без відповідної методики визначення цих величин прогностичні оцінки щодо розвитку подій у майбутньому на кожному із об'єктів носитиме дещо декларативний характер.

Ще один важливий момент прогнозу для процесу експлуатації родовищ вуглеводнів на завершальній стадії – це відсутність методики щодо комплексу необхідних робіт та досліджень після завершення розробки та ліквідації родовища.

Зважаючи на те, що в даний час розпочались масові роботи по складанню звітів з ОВД, виникає нагальна потреба у якнайшвидшому забезпеченні робіт з підготовки таких звітів стандартами та нормативно-методичними документами, які б стосувались питань комплексного прогнозування впливу планованої діяльності на довкілля, проведення оцінки за видами впливів на нього та залишкові впливи після завершення розробки (ліквідації) родовища.

По завершенню розробки родовища повинна пройти його ліквідація. Згідно статті 38 Закону України "Про нафту і газ" та розділу XVII "Правил розробки нафтових та газових родовищ" (затверджені наказом Мінприроди України від 15.03.2017 № 118, зареєстровані в Мінюсті України 02. 06. 2017 р. за № 692/30560) виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки, а також контроль за впливом ліквідованих при цьому промислових об'єктів на довкілля здійснюються в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, з додержанням вимог чинного законодавства.

На сьогоднішній день проект постанови КМУ "Про затвердження Порядку виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки" знаходиться на погодженні в зацікавлених державних органах. Відсутність нормативного документу щодо ліквідації родовищ унеможливорює оцінку стану навколишнього природного середовища після ліквідації родовища.

При проведенні оцінки впливу на довкілля виникають труднощі також через:

- відсутність методик, які дозволяють здійснювати прогнозування змін навколишнього середовища, особливо в контексті довгострокових перспектив розробки родовищ (з урахуванням розвитку і удосконалення в технологіях, обладнанні, методах і підходах оцінки, інше);

- відсутність методик, які дозволяють здійснювати оцінку впливу конкретних підприємств з урахуванням їх специфіки виробництва;

- відсутність даних постійних регулярних моніторингових досліджень за об'єктами довкілля (повітря, поверхневі та підземні води, ґрунти) для невеликих територій, що не дає можливості оцінити вплив конкретних виробництв на зміни факторів довкілля в конкретному прилеглому до виробництва місці;

- відсутність регулярних досліджень явищ чи процесів, які відбуваються в навколишньому середовищі, зміни, яких можуть бути помітні тільки на протязі тривалого терміну негативного впливу.

10 УСІ ЗАУВАЖЕННЯ І ПРОПОЗИЦІЇ ГРОМАДСЬКОСТІ ДО ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

Повідомлення про планову діяльність (реєстраційний номер справи про оцінку впливу на довкілля планованої діяльності 2018425662/1154), що підлягає оцінці впливу на довкілля опубліковано у газетах "Трибуна хлібороба" № 17 від 27.04.18 р., "Град Прилуки" № 17 від 25.04.18 р, а також на сайті міністерства екології та природних ресурсів України [14].

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 (27.04.2018 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-П/1479 від 01.06.2018 р. наведений у додатку К).

11 СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2]. Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється. Стаціонарні джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на Тростянецькому родовищі відсутні, тому спостереження за станом повітря не проводяться.

На Тростянецькому родовищі відсутні нагнітальні свердловини та система підтримання пластового тиску і не використовується вода на виробничі та побутові потреби. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей природних вод на його території не проводилися.

Основний вплив на ґрунти здійснювався під час спорудження свердловин. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей ґрунтів на його території не проводилися.

Загальна оцінка радіаційного стану на території Тростянецького родовища виконується щорічно. Результати радіаційного контролю наведені у таблиці 3.3 розділу 3.1.5. На території Тростянецького родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

Під час спорудження свердловини вплив на довкілля буде мати короткостроковий тимчасовий характер. Крім того, перед початком спорудження свердловини, відповідно до вимог закону України "Про оцінку впливу на довкілля", буде здійснюватись процедура оцінки впливу на довкілля.

Зміни існуючої системи контролю та моніторингу щодо впливу на довкілля не плануються.

12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Тростянецьке нафтове родовище знаходиться на території Ічнянського району Чернігівської області, на відстані 45 км на південний схід від районного центру м. Ічня, та – 5 км на південний захід від Ярошівського нафтового родовища.

На відстані 3 км північно-східніше від родовища, біля селища Тростянець, на площі 204,7 га розташований дендрологічний парк загальнодержавного значення "Тростянець". Дендропарк входить в структуру Ічнянського національного природного парку, основний масив якого знаходиться 45 км на захід від родовища, в долині р. Удай поблизу районного центру Ічня.

Найбільшими населеними пунктами, що розташовані поблизу родовища, є районні центри Ічня, Прилуки і Талалаївка, а також села Тростянець, Бережівка, Іваниця, які сполучені між собою ґрунтовими дорогами.

Найближчою залізничною станцією є Дмитрівка, яка знаходиться на відстані 22 км від Тростянецького родовища.

На відстанях 9 км на північний схід і 17 км в південно-західному напрямку знаходяться відповідно Ярошівське і Щурівське нафтові родовища.

Тростянецьке нафтове родовище за величиною балансових запасів вуглеводнів відноситься до дрібних.

Родовище відкрито у грудні 1980 року свердловиною 2, в якій з інтервалу 4918 – 4925 м горизонту В-26 нижньовізейських відкладів нижнього карбону отримано приплив нафти дебітом 27 т/д на штуцері 5 мм.

З 1982 року розпочата дослідно-промислова розробка родовища. У 1986 році об'єднанням "Чернігівнафтогазгеологія" виконаний підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.

Мета планової діяльності – продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Тростянецькому нафтовому родовищі (НР), а саме: основні – газ природний розчинений у нафті та нафта і експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

В цілому з родовища станом на 01.01.2018 р. видобуто 65,974 тис. т нафти і 3,828 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті в тому числі з горизонту В-21 – 62,923 тис. т нафти та 3,572 млн. м³ газу природного розчиненого у нафті, з горизонту В-26 відповідно 3,051 тис. т та 0,256 млн. м³.

Починаючи з грудня 2011 року родовище не експлуатується і видобуток вуглеводнів не здійснюється.

Станом на 01.01.2018 р. на Тростянецькому родовищі пробурено 5 (1, 2, 3, 4, 5) свердловин. Серед них: свердловини 3, 5 ліквідовані з геологічних причин, а 1, 4 – з технічних причин.

У межах родовища джерела акустичного забруднення навколишнього середовища, джерела ультразвуку, електромагнітних хвиль, іонізуючого випромінювання відсутні.

Подальша експлуатація родовища запланована за наявною технологічною схемою та спорудженням за оптимальним варіантом розробки [3] на родовищі однієї розвідувальної свердловини 10 глибиною 4990 м, яку пропонується пробурити на відстані 350 м від свердловини 2 у північно-західному напрямку.

Рівень соціального ризику споруджування свердловини – прийнятний.

Підготовка продукції свердловин безпосередньо на Тростянецькому родовищі не здійснюється. Продукція свердловин Тростянецького родовища по викидній лінії надходить на групову замірну установку ГЗУ-1 "Ярошівка" [2].

Всі технологічні об'єкти родовища – збірні колектори та елементи гирлового обладнання свердловин, трубопроводи – герметичні, що забезпечує відсутність викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

Спостереження за станом довкілля

Стаціонарні джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на Тростянецькому родовищі відсутні, тому спостереження за станом повітря не проводяться.

На Тростянецькому родовищі відсутні нагнітальні свердловини та система підтримання пластового тиску і не використовується вода на виробничі та побутові потреби. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей природних вод на його території не проводилися.

Основний вплив на ґрунти здійснювався під час спорудження свердловин. З початку експлуатації родовища вимірювання показників складу та властивостей ґрунтів на його території не проводилися.

Загальна оцінка радіаційного стану на території Тростянецького родовища виконується щорічно. Результати радіаційного контролю наведені у таблиці 3.3 розділу 3.1.5. На території Тростянецького родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

Зміни існуючої системи контролю та моніторингу щодо впливу на довкілля не плануються.

Екологічні наслідки планованої діяльності

Під час спорудження свердловини вплив на довкілля буде мати короткостроковий тимчасовий характер.

Змінення технології ведення робіт або інших параметрів, які можуть впливати на довкілля, не передбачається.

При здійсненні планованої діяльності – продовженні промислової розробки родовища із видобутку вуглеводневої сировини – змін існуючого стану довкілля не відбудеться.

Результати проведеної оцінки впливу на довкілля свідчать, що негативного впливу на довкілля в результаті видобування вуглеводнів на Тростянецькому родовищі при дотриманні технічних та технологічних нормативів і вимог нормативно-правових документів не очікується.

13 ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України "Про оцінку впливу на довкілля". – Відомості Верховної Ради України, 2047, № 29, ст. 315.
2. Звіт "Авторський нагляд за реалізацією проектних технологічних документів по розробці родовищ нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз" за 2017 рік", НДПІ ПАТ "Укрнафта", 2018 рік.
3. Звіт "Геолого-економічна оцінка запасів Тростянецького нафтового родовища Ічнянського району Чернігівської областей" (станом на 01.01.2012 р.), НДПІ ПАТ "Укрнафта", наряд-замовлення № 410691, 2012 рік.
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. Індивідуальний робочий проект на споруджування експлуатаційної свердловини № 135 Анастасівського родовища. Том 1. Пояснювальна записка. Книга 2. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) та рекультивація землі./ О. Качкан, А. Пукіш, Івано-Франківськ, 2009.
6. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ. Київ, Держгеослужба України, 2005.
7. Природно-заповідний фонд Чернігівської області. Проект "Clima East: Збереження та стале використання торфовищ". Чернігівська обласна державна адміністрація, 2016.
8. ОНД-86 "Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", Л., Гидрометеиздат, 1987.
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. Гранично допустимі концентрації хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць". Затверджено: Т.в.о. головного державного санітарного лікаря України 03.03.2015 р.
11. ГН 2.2.6-184-2013 "Орієнтовні безпечні рівні впливу (ОБРВ) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць", затверджений постановою Головного державного санітарного лікаря України № 9 від 15.04.2013 р.
12. ДБН В.1.1-12:2014 Будівництво у сейсмічних районах України". Київ, Мінрегіон, Україна, 2014.
13. Говдяк Р. М. Підвищення ефективності магістральних газопроводів на пізній стадії експлуатації Івано-Франківськ. нац. техн. ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2008. - 321 с.
14. <http://eia.menr.gov.ua/uploads/documents/662/reports/360d185a7683a3747684906e47d5ad3b.pdf>

ДОДАТОК А

**СКАН-КОПІЯ ДЕРЖАВНОГО АКТУ НА ПРАВО
ПОСТІЙНОГО КОРИСТУВАННЯ ЗЕМЛЕЮ, ПЛАН ГІРНИЧОГО
ВІДВОДУ, ЛИСТ ТРОСТЯНЕЦЬКОЇ СІЛЬСЬКОЇ РАДИ**



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

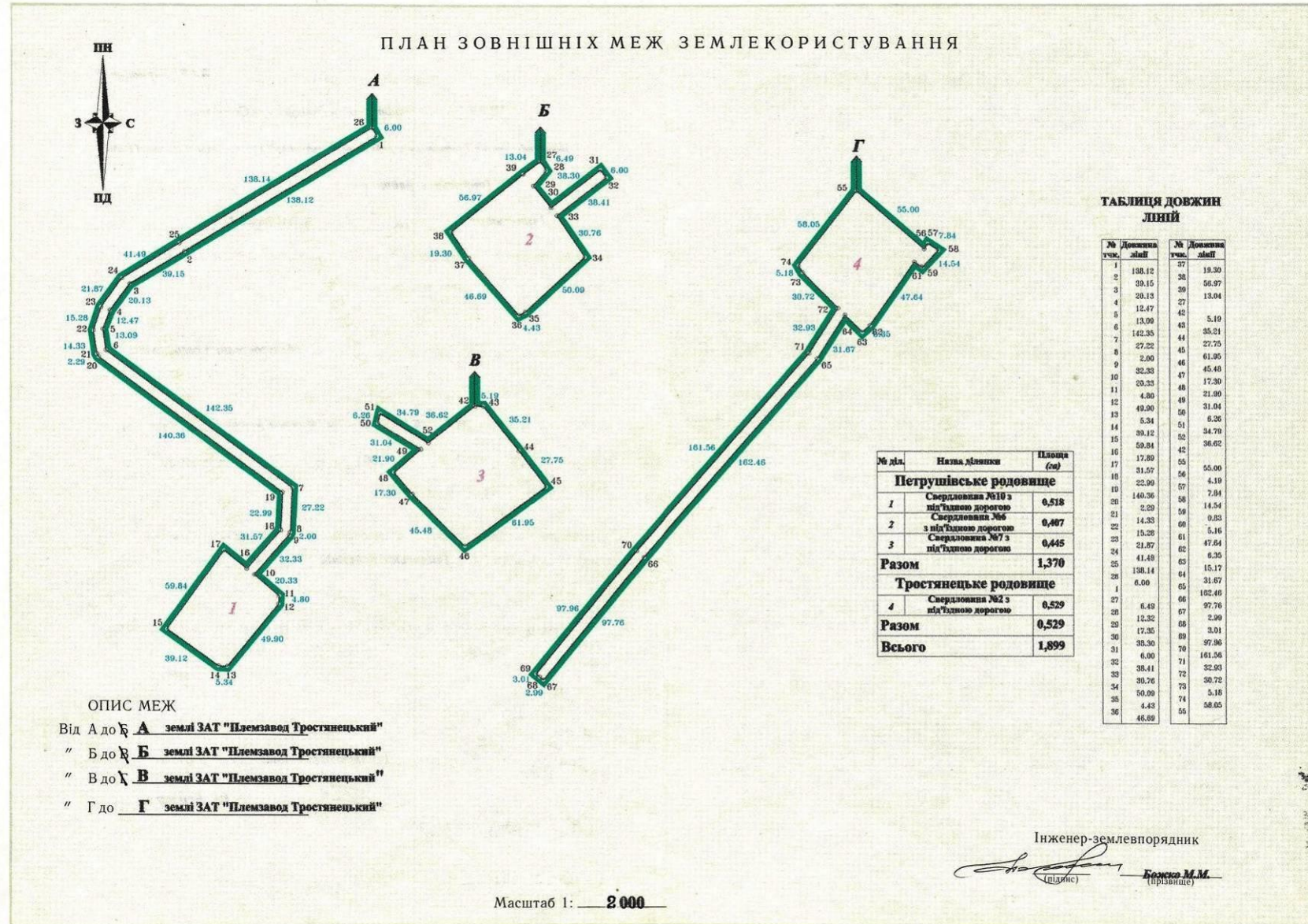


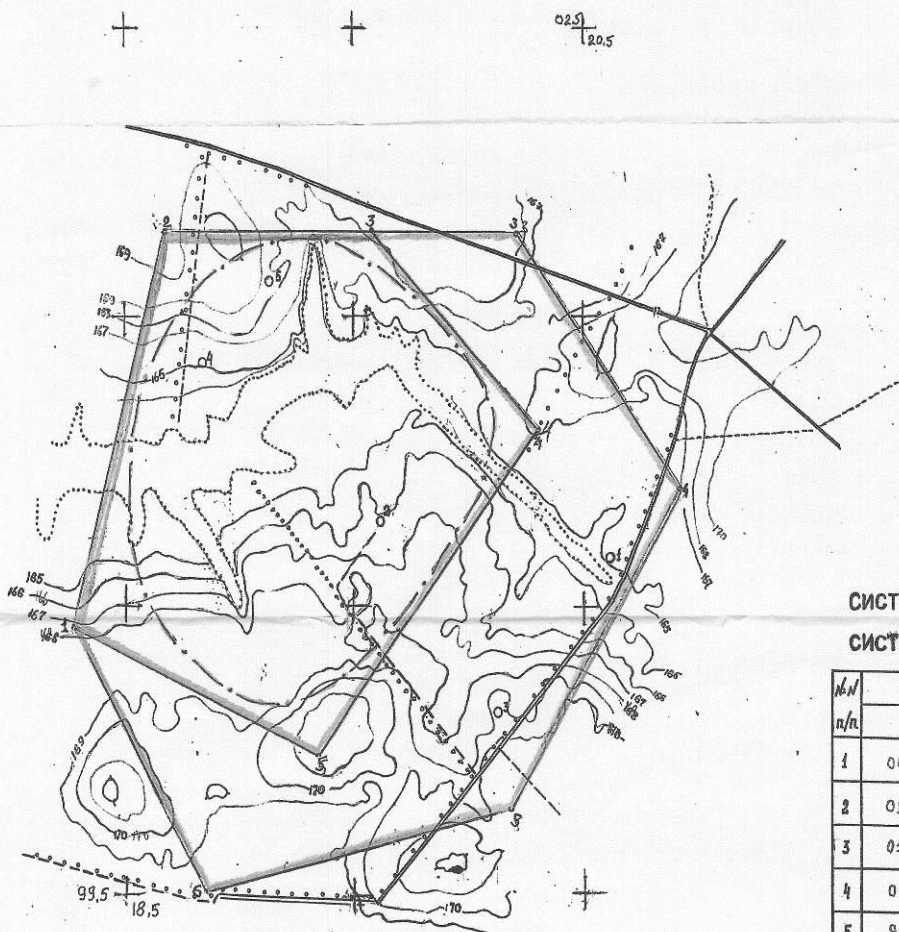
Рисунок А.3 – Державний акт на право постійного користування землею (Тростянецька сільська Рада), лист 3

П Л А Н

ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ

ТРОСТЯНЕЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

МАСШТАБ 1:10000



СИСТЕМА КООРДИНАТ МІСЦЕВА
СИСТЕМА ВИСОТ БАЛТІЙСЬКА

№ п/п	КООРДИНАТИ		
	Х	У	З
1	00425.00	18270.00	167.40
2	01800.00	18675.00	169.50
3	01790.00	19585.00	168.00
4	01115.00	20290.00	167.00
5	99985.00	19330.00	171.00
S-2362725.00м²-236,3га			

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- — СВЕРДЛОВИНИ ПРОБУРЕНІ
- — КОНТУР ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ
- — КОНТУР ЛІЦЕНЗІЙНОЇ ДІЛЯНКИ
- — КОНТУР НАФТОНОСНОСТІ

Начальник НГВУ
"Чернігівнафтогаз"

Головний геолог-
заступник начальника
управління

Головний маркшейдер



В.С.ГАРКОТ

В.В.ГУШУЛ

Р.В.КУТ



УКРАЇНА
ТРОСТЯНЕЦЬКА СІЛЬСЬКА РАДА
ІЧНЯНСЬКОГО РАЙОНУ ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

вул. Шкільна, 3а, с. Тростянець, Ічнянський р., Чернігівська обл., 16742 тел./факс (04633) 2-46-10,
e-mail: trostyanets_sr@ukr.net код ЄДРПОУ 04525353

10.08.2018р № 03-03/191

**Операційному менеджеру
управління
Цюпка В.І.**

На Ваш лист № 01/01/11/06/03/03/02-02/1/1320 від 03.08.2018 року Тростянецька сільська рада надає копію схеми економічно-планувального зонування території з технічної документації нормативно грошової оцінки земель с.Тростянець та с.Верескуни.

Генерального плану території Тростянецької сільської ради немає.

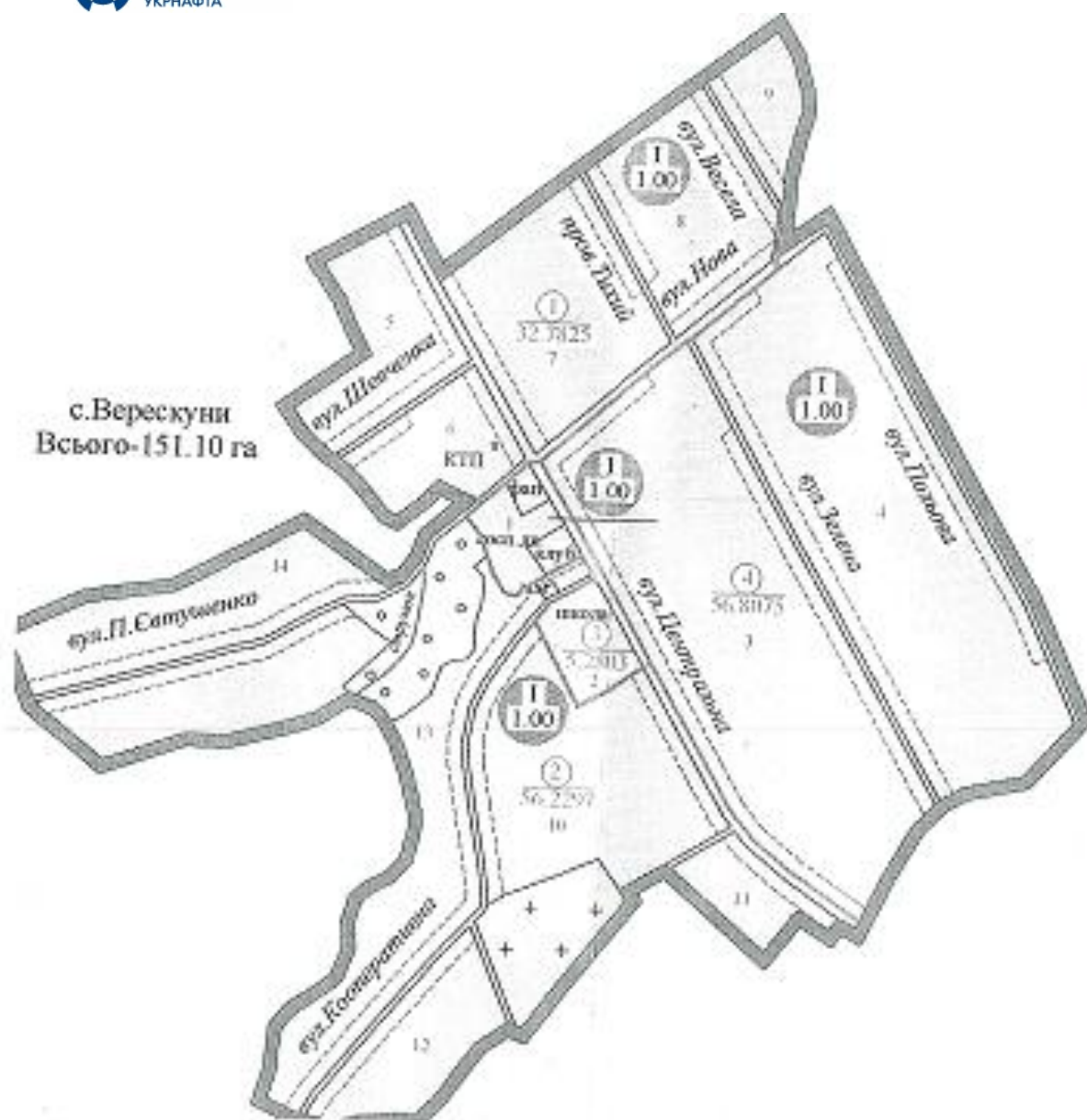
Додаток: на 3 аркушах.

Сільський голова:

Мірошник О.М.
(04633) 2-46-10



О.Г.Супрун

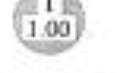


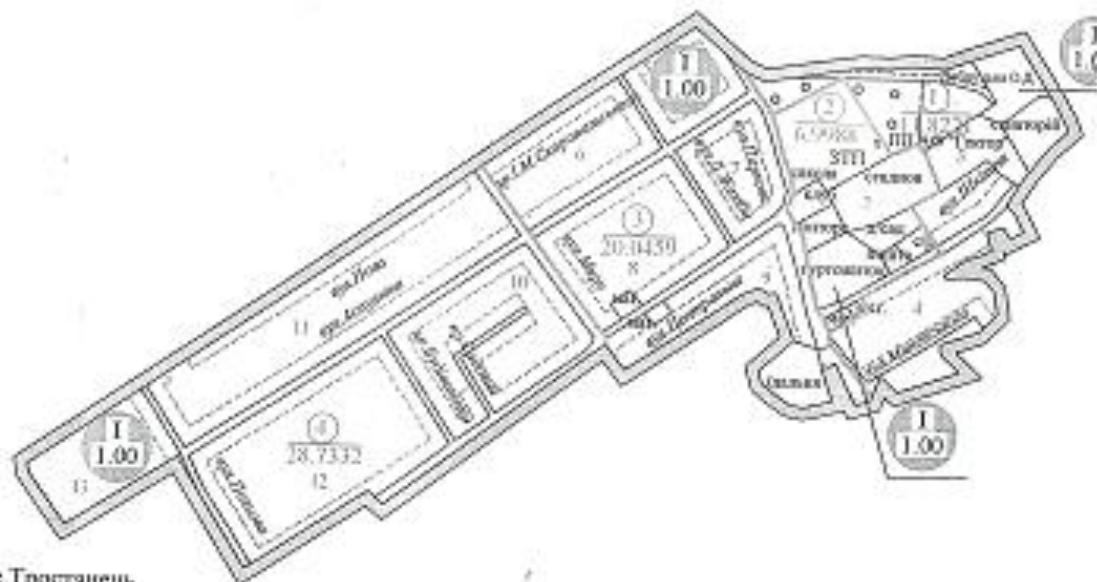
Коефіцієнт КМ2 по економіко-планувальних зонах

Економіко-планувальні зони	Оціночні райони, які включені до зон	Значення коефіцієнту КМ2
с-ще Тростянець		
I	1, 2, 3, 4	1.00
с. Верескуни		
I	1, 2, 3, 4	1.00

с-ще Тростянець
Всього- 67.60 га

Умовні позначення:

-  - житлова забудова
-  - I економіко- планувальна зона с.Тростянець.
-  - I економіко- планувальна зона с.Верескуви
-  - номери кварталів та межі районів
-  - номери та площі окремих районів
-  - номер та КМ2 зони населеного пункту
-  - межа с. Тростянець



1
1.00

-номер та КМ2 зони населеного пункту



- межа с. Тростянець

- межа с. Верескухи

МАСШТАБ 1: 10 000

Ділячка	Федорук О.Г.	ГОЗ - 152 429 16		
Перевірив	Церетко С.М.	с-ще Тростянець, с. Верескухи Тростянецької сільської ради Ічнянського району Чернігівської області		
Розробив	Шукало Ю.О.			
		Грошова оцінка населених пунктів	Стадія	Архив
			ГОЗ	1
		Схема економіко-планувального зонування території	ДП "Чернігівський науково-дослідний проектний інститут залізничного транспорту"	

ДОДАТОК Б

**ЛИСТ ДЕПАРТАМЕНТУ АГРОПРОМИСЛОВОГО РОЗВИТКУ,
ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОДА**



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ

**ДЕПАРТАМЕНТ АГРОПРОМИСЛОВОГО РОЗВИТКУ,
ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ**пр. Миру, 14, м. Чернігів, 14000, тел. (0462) 77-44-88, факс (04622) 4-24-44, e-mail: dapr_post@cg.gov.ua, ЄДРПОУ 0073370213.07.2018 № 12-09/На № 01/01/11/06/03/02-02/1/1220 від 09.07.2018НГВУ «Чернігівнафтогаз»
ПАТ «Укрнафта»***Щодо інформації
по природно-заповідних об'єктах***

Департамент агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської облдержадміністрації розглянув ваш лист та повідомляє, що на наданих вами картографічних матеріалах де зазначені межі родовищ, вказаних вами районів, знаходяться наступні об'єкти природно-заповідного фонду:

- в Щурівському нафтовому родовищі частково знаходиться гідрологічний заказник місцевого значення «Ряшківський», створений рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 року № 561, площа – 425 га, охоронна зона – 595 га. Також межує з південно-західної частини гідрологічний заказник місцевого значення «Бунилівське», створений рішенням облвиконкому від 28.08.1989 року № 164, площа – 1370,9 га;
- в Бережівському нафтовому родовищі частково знаходиться гідрологічний заказник місцевого значення «Южний», створений рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 року № 561, площа – 75 га, охоронна зона – 250 га;
- в Тростянецькому нафтовому родовищі частково знаходиться лісовий заказник місцевого значення «Довгий яр», створений рішенням Чернігівського облвиконкому від 23.09.1991 року № 215, площа – 50 га. Також гідрологічний заказник місцевого значення «Довгий яр», створений рішенням Чернігівського облвиконкому від 27.12.1984 року № 454, площа – 11 га.

Директор

Микола Будаловський 0978759004



Ю. ТКАЛИЧ

ДОДАТОК В

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

13.02.2017

Вед №20-Н/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 186¹ 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 (юридична 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 ☒ **V** → *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*

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
Б	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
В	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 (сума ряд. 41, 42, 43)	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, (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))	3,273	2,054	0,102	0,000	21,731

продовження розділу I

(у тоннах, з трьома десятковими знаками)

A	Найменування відходів	Брухт чорних металів	Грунти забруднені нафтою	Відходи кольорових металів (алюміній)	Відходи кольорових металів (мідь)	Відходи кольорових металів (латунь, бронза)
Б	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
В	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

продовження розділу I

(у тоннах, з трьома десятковими знаками)

A	Найменування відходів	Рідкі нечистоти (водовідведення)				
Б	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)	7720.3.1.03				
В	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)

A	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, (сума ряд. 13, 14, 15, 16)					
	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, (сума ряд. 41, 42)					
	у тому числі					
41	для утилізації					
42	для видалення					
50	Експортовано відходів – усього, (сума ряд. 51, 52)					
	у тому числі					
51	для утилізації					
52	для видалення					
72	Наявність відходів на кінець року, (ряд. (10+12+ 17–18–19–25–30–40–50))					
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 ³		Площа, м ²	
			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

Свєдєнімова С.М. (ПБ)



Чупока В.Т. (ПБ)

[Signature]

телефон: 3-32-16 факс: _____ електронна пошта: ecolog@penguin.ukrnapfta.com

ДОДАТОК Г

**ПАСПОРТ МІСЦЯ ВИДАЛЕННЯ ВІДХОДІВ,
ПРОТОКОЛ АНАЛІЗУ ПРОБ ҐРУНТУ**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Директор Департаменту
екології та природних ресурсів
Чернігівської ОДА


(підпис, прізвище, ініціали)
"06" вересня 2017 р.



ПОГОДЖЕНО
В.о. начальника управління
Держпродспоживслужби
в Прилуцькому районі


(підпис, прізвище, ініціали)
"05" жовтня 2017 р.



**Паспорт
місця видалення відходів
(МВВ)**

Реєстраційний номер N 545 Дата реєстрації 06.09.2017

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.Лисяний



5 липня 2017 року

Паспорт MBV N _____

I. Реквізити MBV

1. Власник MBV 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 Красляньської 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.Свдокимова
(04637)33216
(посада, прізвище, телефон)

Власник MBV ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


(підпис) М.К.Лисяний5 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.Лисяний



5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N _____

III. Природно-геологічна характеристика MBV

1. Розташування:

- 1.1. Віддаленість від населеного пункту (км)) 2 км на захід від околиці с. Рибні
- 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 області: 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 MBV ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


(підпис) М.К. Лисяний



5 липня 2017 року

Паспорт MBV N _____

IV. Техніко-технологічна характеристика MBV

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 канави
 - 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 нафтошломомаси 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 шломомаси 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. Лисяний



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	Ґрунти, 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. CH₄ ☐ _____ 4.2. N₂O ☐ _____ 4.3. H₂S ☐ _____
 4.4. CO₂ ☐ _____ 4.5. CO ☐ _____
 4.6. Інші (зазначити) Дослідження не проводилось
 4.7. Відсутні ☐

Власник MBV ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


М.К.Лісяний
 (підпис)

5 липня 2017 року

Паспорт MBV 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»


(підпис) М.К.Лисяний


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N ____

VII. Відомості про забруднення навколишнього природного середовища у районі MBV

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

Показник	Підземні (грунтові) води			Поверхневі води		
	Норма	Факт мг/дм ³	Факт Норма	Норма	Факт мг/дм ³	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
			<u>Факт</u> 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		
	Норма	Факт	Перевищення
			<u>Факт</u> Норма
1	2	3	4
Не проводилися дослідження			

 Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


М.К.Лисяний
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. Порушення регламенту складування відходів ☐
7. Порушення 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 ☒ (зазначити) 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 MBV N ____

XI. Категорія екологічної безпеки MBV

Категорія екологічної безпеки MBV			Ступінь державного контролю, заходи щодо підвищення рівня екологічної безпеки
☐	А	Малонебезпечні	Об'єкти спорадичного регламентного контролю
☒	Б	Помірно небезпечні	Об'єкти періодичного регламентного контролю, визначення шляхів попередження забруднень
☐	В	Небезпечні	Об'єкти постійного контролю, обов'язковість заходів щодо захисту, моніторингу і локалізації забруднень
☐	Г	Надзвичайно небезпечні	Об'єкти особливої (виключної) уваги з боку органів державного контролю. Обов'язковість заходів щодо захисту та моніторингу, припинення експлуатації.

 Власник MBV 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

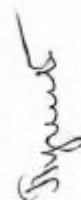
результатів аналізу проб ґрунту

16 травня 2017 року

Місце відбору: Майданчик відновлення замулених ґрунтів Прилуцько-Леляківського ЦВНГ
 Дата відбору: 26.04.2017 р.

Замовник	Номер проби ґрунту	pH водної витяжки, ГДК = 5,5-8,2 од. pH	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 Чиріковим), 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



УКРАЇНА

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ОБЛАСНИЙ ЦЕНТР З ГІДРОМЕТЕОРОЛОГІЇ

14017, м.Чернігів, вул. Малясова,12 тел. /факс (0462) 678-464 , 677-145 e-mail pgdchernigiv@meteo.gov.ua

30.03.16 № 01-24/52-12

ПАО «Укрнафта»

ВЕЛИЧИНИ ФОНОВИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ ЗАБРУДНЮВАЛЬНИХ РЕЧОВИН (визначені розрахунковим методом)

Чернігівський обласний центр з гідрометеорології

(назва організації, яка видає величину фонових концентрацій)

Місто (населений пункт) м. Ічня область Чернігівська
(назва) (назва)

Підприємство, для якого встановлюються величини фонових концентрацій:

Діюче підприємство – Прилуцька дільниця Прилуцько-Лесяківського цеху
виробництва нафти та газу (автоматична газо-розподільча станція),

м. Ічня Чернігівської обл.

(назва, зазначити: діюче, проводить реконструкцію, нове будівництво)

Перелік забруднювальних речовин, для яких встановлюються величини фонових концентрацій, а також речовин, які мають властивості сумачії шкідливого впливу:

оксид вуглецю; діоксид азоту; сульфатна кислота; амонію сульфат; залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо); манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану); бензин (нафтовий, малосірчистий, у перерахунку на вуглець); вуглеводні насичені C₁₂-C₁₉; масло мінеральне нафтове; спирт метиловий; водень хлористий (соляна кислота) за молекулою HCl; сажа; ангідрид сірчистий; ванадію п'ятиоксид; пил неорганічний, з вмістом діоксиду кремнію в %: - 70-20; вуглеводні насичені C₁-C₆; формальдегід; кислота оцтова; фтористий водень (у перерахунку на фтор)

Величини фонових концентрацій визначено з урахуванням вкладу підприємства, для якого вони запитуються так
(так, ні)

Згідно з «Порядком визначення фонових концентрацій забруднювальних речовин в атмосферному повітрі» (п.п. 1.3, 1.8, 4.4, 4.8), затвердженого наказом Міністерства України 30.07.01 № 286, зареєстрованого Міністерством України 15.08.01 № 700/5891 та ОНД-85 (п.7) за результатами розрахунків встановлюються такі величини фонових концентрацій забруднювальних речовин (в мг/м^3):

[illegible]

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 ₁₂ -C ₁₉	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. Овсєенко

ДОДАТОК Е

МЕТРОЛОГІЧНІ 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.№ 05/518-12

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 м. Ічня 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.Овсєенко

ДОДАТОК Ж

**ПЛАН ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІКВІДАЦІЇ АВАРІЙНИХ
СИТУАЦІЙ ТА 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

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 вибухопозжежонебезпечних, 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 К

**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 ЄДРПОУ 38709568

01.06.2018 № 04-11/1479 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» розглянув повідомлення про плановану діяльність «Продовження видобування на Тростянецькому родовищі корисних копалин (нафта, газ розчинений у нафті)» Нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз» Публічного акціонерного товариства «Укрнафта» (реєстраційний номер справи 2018425662 у Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля), яка підлягає оцінці впливу на довкілля та 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.

Звертаємо Вашу увагу, що згідно п. 9 Постанови Кабінету Міністрів України від 13 грудня 2017 року № 989 «Про затвердження Порядку проведення громадських слухань у процесі оцінки впливу на довкілля» громадські слухання проводяться не раніше ніж через десять робочих днів з дня оприлюднення уповноваженим територіальним органом (Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської облдержадміністрації) оголошення про початок громадського обговорення звіту з оцінки впливу на довкілля.

До подання оголошення про початок громадського обговорення звіту з оцінки впливу на довкілля суб'єкт господарювання може провести консультації з уповноваженим територіальним органом щодо місця та часу проведення громадських слухань з урахуванням можливості забезпечення присутності всіх потенційних учасників.

В.о. директора

Валентина Ганжа
Сергій Кривоберець

В. Новак

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)

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

Платіжне доручення № 4946		Акціонерний банк "Південний" Код 20953647 МФО 328209 10 ЖОВ 2018		0410001 Одержано банком "10" жовтня 2018 р.
Платник НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ" ПАТ "УКРНАФТА"				
Код	00136573			
Банк платника	Код банку	ДЕБЕТ рах. №	СУМА	
Акціонерний банк "Південний" (м. Одеса)	328209	26007010035287	11 596,10	
Отримувач Департамент агропром розвитку екології				
Код	00733702	КРЕДИТ рах. №		
Банк отримувача	Код банку	31258272109033		
ДЕРЖКАЗНАЧЕЙСЬКА СЛУЖБА УКРАЇНИ, М. КИЇВ	820172			
Сума словами				
Одинадцять тисяч п'ятсот дев'яносто шість гривень 10 копійок				
Призначення платежу				
Аванс 100% за ОВД Тростянецького род-ща; зг дог 132-6 від 28.08.18р; Р-02; пров проц закл. на передб. 8.2.2.05.99& Без ПДВ				
ДР		Акціонерний банк "Південний" Код 20953647 МФО 328209 10 ЖОВ 2018		
М.П.	Підписи	Одержано банком жовтня 2018 р. Підпис банку		