

Публічне акціонерне товариство "Укрнафта"
Нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз"

ПОГОДЖУЮ

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



Послідніков С. В.

" " 2018 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

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



Прокопів В. Й.

" " 2018 р.

201827140

(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 Богданівському родовищі**

Директор науково-дослідного і
проектного інституту ПАТ "Укрнафта"



Іошивак А. О.

" " 2018 р.

З М І С Т

1	Опис планової діяльності	4
1.1	Опис місця провадження планованої діяльності	4
1.2	Цілі планованої діяльності	7
1.3	Опис характеристик планованої діяльності	8
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 випромінення, які виникають у результаті провадження планованої діяльності	14
1.4.1	Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.	14
1.4.2	Розрахунок водопостачання та водовідведення	20
1.4.3	Поводження з відходами.	23
1.4.4	Шумовий вплив	25
1.4.5.	Фактори вібраційного, світлового та теплового впливу.	26
2	Опис виправданих альтернатив планованої діяльності	28
2.1	Базовий стан	28
2.2	Перспективний стан (планована діяльність)	39
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.	40
3.1	Опис стану атмосферного повітря	40
3.2	Опис стану водного середовища	47
3.3	Опис стану ґрунтового покриву	52
3.4	Відомості про стан флори і фауни.	54
3.5	Дані про радіаційний стан території	54
3.6	Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності.	56
4	Опис факторів довкілля, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності.	57
5	Опис і оцінка можливого впливу на довкілля планованої діяльності	61
5.1	Вплив на довкілля процесу роботи групової замірної установки ГЗУ "Богдани"	61
5.2	Оцінка ризику впливу планованої діяльності на виробничому майданчику на здоров'я населення	66
5.3	Оцінка соціального ризику планованої діяльності	68
6	Опис методів прогнозування, що використовувались для оцінки впливів на довкілля.	70

7	Опис передбачених заходів, спрямованих на запобігання, відвернення, уникнення, зменшення, усунення значного негативного впливу на довкілля.	73
8	Опис очікуваного значного негативного впливу діяльності на довкілля.	75
9	Визначення усіх труднощів (технічних недоліків, відсутності достатніх технічних засобів або знань), виявлених у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на довкілля ...	79
10	Усі зауваження і пропозиції громадськості до планованої діяльності.	80
11	Стислий зміст програм моніторингу та контролю щодо впливу на довкілля.	80
12	Резюме нетехнічного характеру	82
13	Список посилань.	86
Додаток А	Лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів щодо наявності природно-заповідного фонду.	88
Додаток Б	Державний акт на право користування.	91
Додаток В	Карта-схема гірничого відводу Богданівського родовища. ...	95
Додаток Г	Інформація Богданівської сільської ради щодо викопіювання з генерального плану.	97
Додаток Д	Свідоцтво про атестацію та свідоцтво про технічну компетентність групи екологічних досліджень НДПІ ПАТ "Укрнафта" ..	99
Додаток Е	Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря.	102
Додаток Є	Дозвіл на спеціальне водокористування.	109
Додаток Ж	Матеріали інвентаризації промислових відходів.	117
Додаток З	Державне статистичне спостереження "Утворення та поводження з відходами за 2017 рік"	120
Додаток И	Паспорт місця видалення відходів.	127
Додаток І	Кліматична характеристика.	144
Додаток Ії	Фонові концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі.	146
Додаток Й	Свідоцтво про атестацію № ІФ - 823.	149
Додаток К	План локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій. .	151
Додаток Л	Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо зауважень і пропозицій громадськості.	155

1 ОПИС ПЛАНОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

1.1 Опис місця провадження планованої діяльності

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Варвинського району Чернігівської області на відстані 12 км на південь від смт. Варва та 34 км на південний схід від м. Прилуки. Найближчі до родовища населені пункти – с. Богдани, Дашенки, Світличне. Оглядові карти розташування Богданівського родовища приведені на рисунках 1.1 та 1.2.

Нафтогазовидобувне підприємство "Чернігівнафтогаз", яке здійснює розробку Богданівського родовища, розташоване у м. Прилуки.

Найближчою залізничною станцією, що забезпечує приймання вантажів залізничного перевезення для бурових і нафтогазовидобувних підприємств, є станція Прилуки, яка знаходиться на відстані 40 км на північний-захід від родовища.

В економічному відношенні район є переважно сільськогосподарський. У результаті відкриття родовищ нафти та газу, таких як Ярошівське, Прилуцьке, Софіївське, Гнідинцівське, Леляківське, Щурівське, Богданівське та інших, набула розвитку нафтогазовидобувна промисловість, яка тепер є однією з провідних в області.

Рельєф району являє собою хвилясту рівнину, розчленовану мережею річок і долин, балок і ярів. Загальний нахил місцевості спостерігається з півночі на південь і південний-схід. Абсолютні відмітки коливаються у межах від +135 до +175 м.

Гідрографічна мережа району створюється річкою Удай та її притоками. Ландшафт місцевості – лісостеповий.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість опадів – 520 мм. Середньорічна температура повітря становить плюс 7 °С. Найбільш низькі температури – до мінус 20 °С спостерігаються у січні, а високі плюс 25 °С – у липні. Напрямок вітру змінюється залежно від пори року. Взимку характерні східні вітри, а влітку – північно-західні.

Згідно інформації, наданої Департаментом агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів (лист № 12-09 від 23.07.2018 р., додаток А), у межах Богданівського родовища природно-заповідні об'єкти відсутні.

Площа Богданівського нафтогазоконденсатного родовища у межах ліцензійної ділянки становить 6,3 км².

Богданівське родовище розташоване на землях Богданівської сільської ради. Державний акт на право постійного користування землею, серія ЧНВ № 00045 (рішення Варвинської районної ради № 33 від 11.02.1998 року, акт зареєстровано в Книзі записів державних актів на право постійного користування землею за № 69), у якому приведений план зовнішніх меж землекористування, надано в додатку Б.

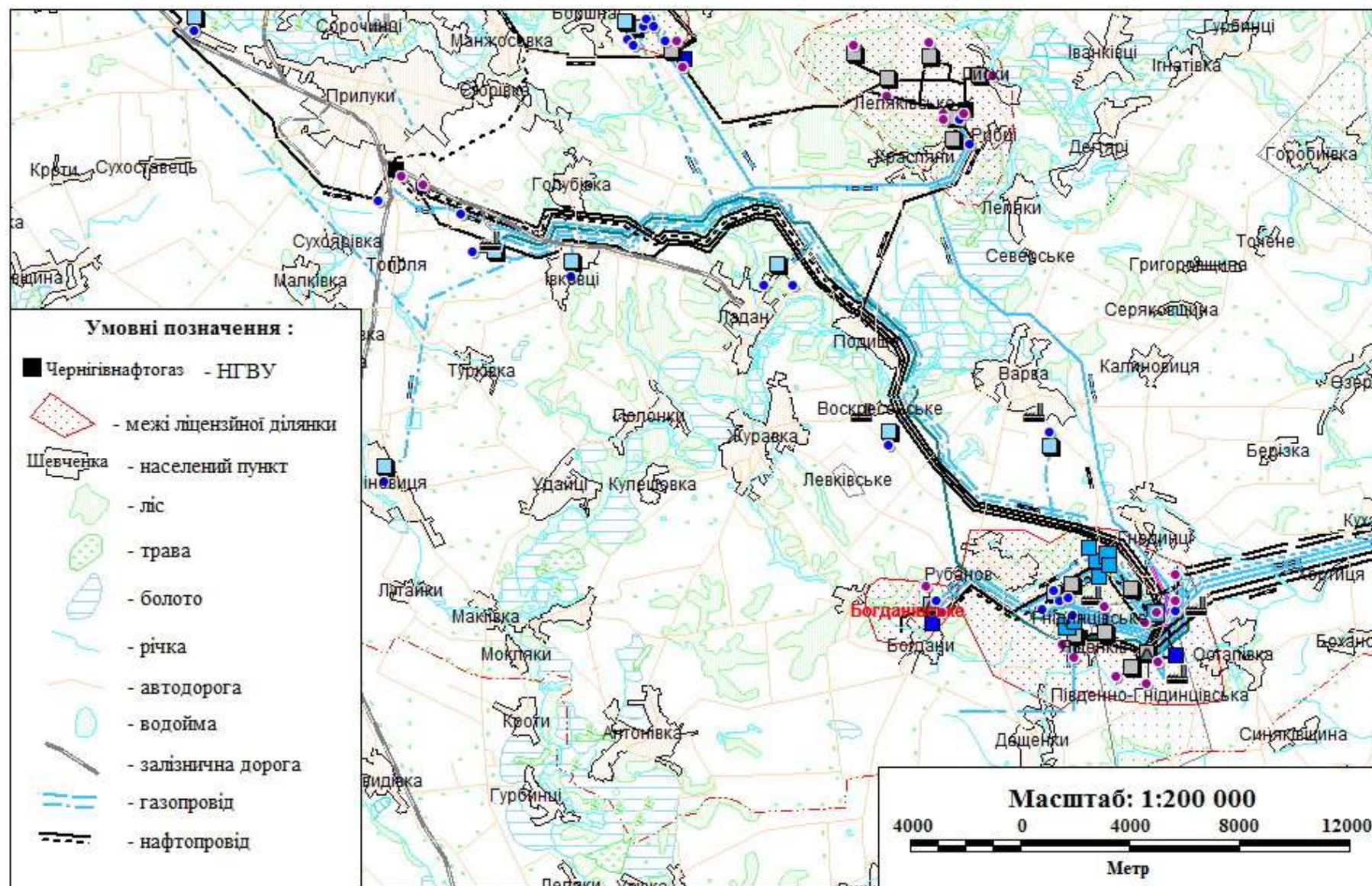


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району розташування Богданівського родовища

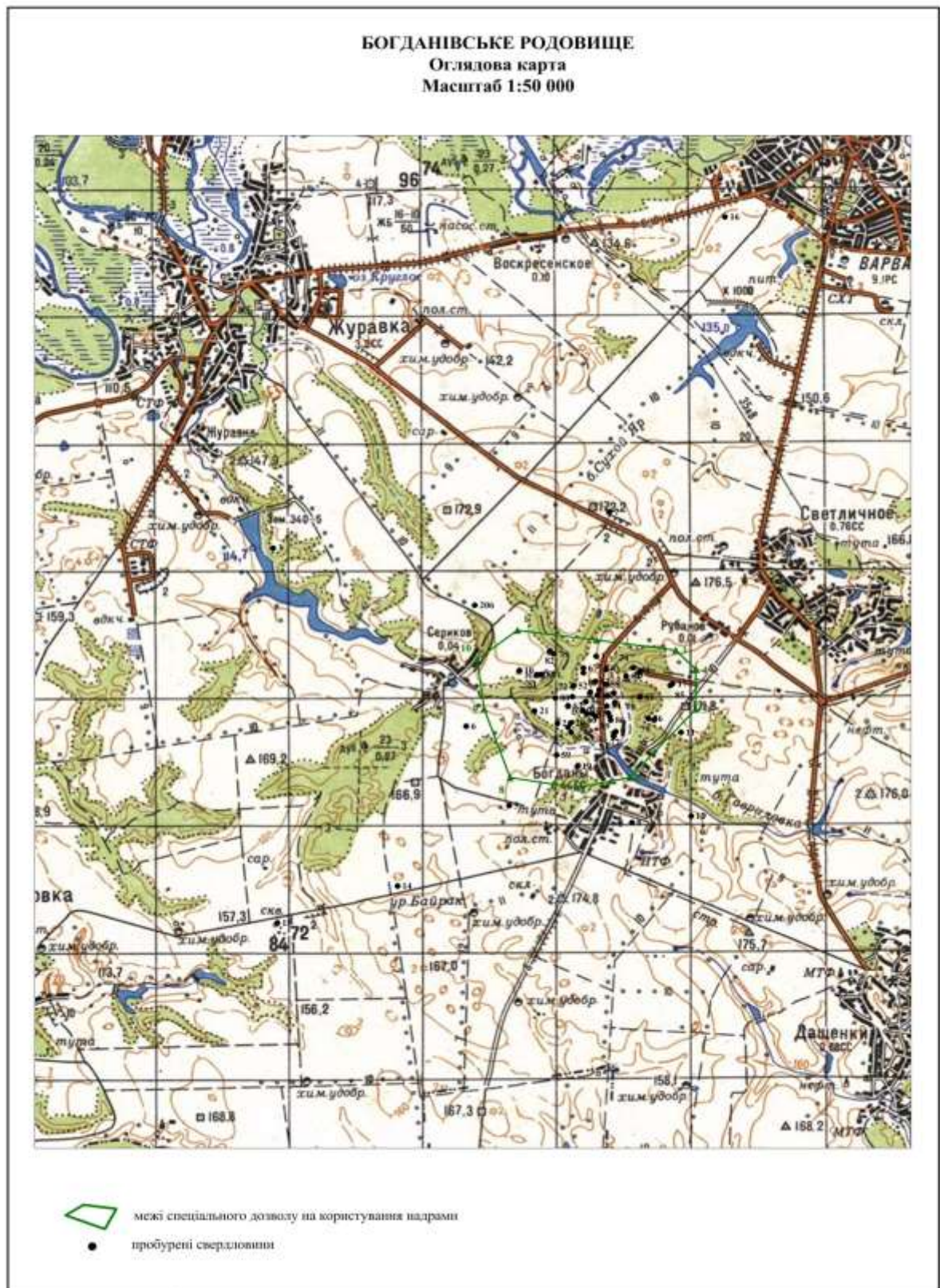


Рисунок 1.2 – Карта-схема району розташування Богданівського родовища

Гірничо-відвідний акт за реєстраційним номером № 2273 від 12.10.2012 р. Карта-схема гірничого відводу приведена у додатку В.

Згідно інформації, наданої Богданівською сільською радою (лист № 182 від 18.07.2018 р.), викопіювання з генерального плану, зонінгу, детального плану території та ситуаційної схеми у наявності немає (додаток Г).

1.2 Цілі планованої діяльності

Мета планової діяльності – продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Богданівському нафтогазоконденсатному родовищі (НГКР), а саме: основні – газ природний, нафта, газ, розчинений у нафті, конденсат та експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах родовища.

Спеціальний дозвіл на користування надрами видано Державним комітетом України з геології і використання надр 27.10.1998 р. (реєстраційний номер 1622, переоформлено 07.08.2012 р.). Термін дії ліцензії – двадцять років. Площа родовища у межах ліцензійної ділянки становить 6,3 км².

Територія родовища на поверхні обмежується багатокутником з наступними географічними координатами кутових точок:

<u>Пн. Ш.</u>	<u>Сх. Д.</u>
1. 50° 25' 55"	32° 39' 15"
2. 50° 25' 50"	32° 40' 15"
3. 50° 25' 45"	32° 41' 15"
4. 50° 25' 35"	32° 41' 30"
5. 50° 25' 15"	32° 41' 30"
6. 50° 24' 40"	32° 40' 40"
7. 50° 24' 35"	32° 40' 00"
8. 50° 24' 40"	32° 39' 10"
9. 50° 50' 15"	32° 38' 50"
10. 50° 25' 40"	32° 38' 45"

ПАТ "Укрнафта", яке проводить розробку Богданівського родовища, має всі необхідні матеріально-технічні, фінансові і кадрові ресурси для видобування газу і конденсату.

Структурний підрозділ ПАТ "Укрнафта – НГВУ "Чернігівнафтогаз" – проводить промислову розробку Богданівського нафтогазоконденсатного родовища у відповідності до вимог діючого законодавства. З метою збереження навколишнього середовища процес експлуатації родовища здійснюється з дотриманням природоохоронних вимог при видобуванні, транспортуванні та підготовці нафти і газу. Ці технології відповідають вимогам міжнародного стандарту ISO 14001-2005 і закладаються в основу проектів на будівництво промислових об'єктів видобування, транспортування та підготовки продукції, які погоджуються з відповідними органами державної влади.

Родовище облаштоване і має весь комплекс необхідних комунікацій та технологічне обладнання для збору, підготовки і внутрішньо- та зовнішньопромислового транспортування нафти і газу.

1.3 Опис характеристик планованої діяльності

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище відкрите у 1967 р. У 1968 р. розпочато дослідно-промислову розробку нафтових покладів, а з 1972 р. – газоконденсатних покладів. У промислову розробку Богданівське родовище введено у 1974 р. [2].

Продуктивні горизонти на родовищі виділено у нижньоопермських та кам'яновугільних відкладах. В інтервалі глибин від 1910 до 3250 м відкрито 19 нафтових, газонафтових і газоконденсатних об'єктів. Поклади відносяться до типу пластових склепінних, літологічно та тектонічно екранованих.

Родовище розбите тектонічним порушенням на два блоки – північно-західний та південно-східний.

У 1988 р. інститутом "УкрДіпроНДІнафта" був складений діючий проектний документ на розробку родовища – "Уточнений проект розробки Богданівського родовища" [3].

У діючому проектному документі [3] розглянуто оптимальні варіанти розробки родовища та вибрано найбільш економічно привабливий варіант.

По всіх об'єктах було запроектовано і прийнято уточнену схему розробки, яка враховувала особливості геологічної моделі та сприяла досягненню максимального коефіцієнту нафтовилучення, було складено графік буріння і переводу свердловин, обґрунтовано методи впливу на поклади, для кожного об'єкту розраховано технологічні показники розробки (від одного до трьох варіантів), визначено кінцеві коефіцієнти вилучення нафти та газу.

У цьому документі виділено наступні об'єкти розробки Богданівського родовища:

- нафтові і газонафтові: ПК, М-2, М-3+4, М-7, Б-1, Б-12, В-16, В-19;
- газоконденсатні: М-1, М-6, С-5, В-17+18, В-26, Т-2.

Передбачалося буріння восьми експлуатаційних свердловин (75, 80, 81, 83, 84, 85, 86, 90), одна (94) – оціночна і п'ять резервних (87, 88, 89, 93, 95). У проекті було визначено розташування, об'єкти і послідовність буріння нових свердловин.

Станом на 01.10.2018 р. всі свердловини, крім свердловин 93 і 95, пробурені і введені в розробку: на горизонт ПК – св. 84, 94; на горизонт Б – св. 75, 81, 89, 83, 90; на горизонт В-17+18 – св. 80; на горизонт В-26 – св. 85; на горизонт С-5 – св. 86; на горизонт М-2 – св. 87; на горизонт М-6 – св. 88.

У 2013 р. НДПІ ПАТ "Укрнафта" виконано роботу "Корективи показників розробки", де уточнено прогностичні показники розробки на п'ять років [4].

У 2017 році НДПІ ПАТ "Укрнафта" виконано "Уточнений проект промислової розробки Богданівського НГКР", у якому запроектовано показники розробки родовища на подальший період [5]. Згідно із проектними рішеннями за подальші 23 роки експлуатації Богданівського родовища буде видобуто 105,570 тис. т нафти та 16,672 млн м³ нафтового газу.

У даний час в НДПІ ПАТ "Укрнафта" виконується робота "Геолого-економічна оцінка запасів і техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів

вилучення вуглеводнів", у рамках якої буде уточнено геологічну будову продуктивних покладів, величину геологічних і видобувних запасів.

Станом на 01.01.2018 р. на родовищі пробурено 62 свердловини, з них 58 нафтових та чотири газових [2]. В експлуатаційному фонді перебуває 19 нафтових свердловин та дві нагнітальні. За весь період на родовищі ліквідовано 20 свердловин, з яких три свердловини ліквідовано після експлуатації і 17 з технічних та геологічних причин, одна свердловина в очікуванні ліквідації. Характеристику фонду свердловин Богданівського родовища наведено в таблиці 1.1.

Сумарно станом на 01.01.2018 р. по нафтових об'єктах Богданівського родовища накопичений видобуток нафти становить 2331,965 тис. т, рідини – 14301,508 тис. т, розчиненого газу – 743,212 млн м³. По газоконденсатних покладах накопичений видобуток вільного газу – 837,705 млн м³, конденсату – 82,518 тис. т та запомповано води – 1207,654 тис. т. Родовище знаходиться на пізній стадії розробки [2].

Подальша розробка родовища планується існуючим фондом свердловин.

З даними [2] за 2018 р. буде видобуто 16,1 тис. т нафти, 1,6 млн м³ розчиненого в нафті газу та 430 тис. т рідини та досягнуто накопиченого видобутку нафти 2348,1 тис. т, розчиненого в нафті газу 837,7 млн м³ та 14731,5 тис. т рідини. Накопичений об'єм запомпованої води сягне 1219,7 тис. м³.

Система збору, підготовки та транспортування продукції на Богданівському родовищі облаштована наступним чином. Продукція свердловин, які підключені до групової замірної установки (ГЗУ) "Богдани" та гребінки на свердловині № 68 системою технологічних трубопроводів поступає на ГЗУ "Богдани", де проходить дегазація нафти. Підготовка нафти і газу до товарних показників проходить на Гнідинцівському газопереробному заводі (ГГПЗ).

Газ через замірний вузол поступає у газопровід "ГЗУ– Богдани – ГГПЗ" і далі на дотискувальну компресорну станцію (ДКС) Гнідинцівського ГПЗ. ДКС ГГПЗ призначена для компримування, осушення і відбензинення природного і нафтового газів Богданівського родовища.

Продукція газових свердловин Богданівського викидними лініями (шлейфами) поступає на розподільчу гребінку установки низькотемпературної сепарації (УНТС) "Гнідинці" і після попередньої підготовки по газопроводу на I або III ступінь ДКС ГГПЗ. Рідина (конденсат і вода) після сепарації природного газу на УНТС "Гнідинці" поступає в резервуарний парк і далі системою трубопроводів насосами відкачується у нафтозбірний колектор "ГЗУ- "Богдани"-ГГПЗ".

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

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Кількість
Фонд нафтових свердловин	Пробурено	58
	Експлуатаційний фонд	19
	Діючі	13
	із них: фонтанні	–
	ЕВН	12
	ІПН	–
	Газліфт	–
	В бездії	6
	В простої	1
	В освоєнні після буріння	–
	В консервації	–
	Спостережні	15
	В очікуванні ліквідації	–
	Ліквідовані	20
Фонд газових свердловин	Пробурено	4
	Експлуатаційний фонд	–
	Діючі	–
	В без дії	–
	В освоєнні після буріння	–
	В консервації	–
	Спостережні	–
	В очікуванні ліквідації	1
	Ліквідовані	–
	Пезометричні	3
Спеціальні свердловини	Всього	2
	Поглинаючі	2
Нагнітальні свердловини	Переведено з інших категорій	2
	Під закачкою	2
	В бездії	–
	В консервації	–
	В очікуванні ліквідації	–
	Ліквідовані	–

ДКС ГПЗ призначена для компримування, осушення і відбензинення природного і нафтового газів Богданівського родовища.

Відбензинений газ поступає у магістральний газопровід "Шебелинка-Полтава-Київ", а частина - в газопровід "Гнідинці-Прилуки" для задоволення потреб у паливі населення і промисловості.

На даний час стиснений газ подається на компресорну станцію КС "Артюхи" для подальшої підготовки на Глинсько-Розбишівське виробництво Качанівського ГПЗ.

На ГЗУ "Богдани" передбачено комплекс обладнання, призначений для прийому пластової води, її попереднього відстою, збору нафти після відстою води, закачки води у нагнітальні свердловини, відкачки накопиченої нафти після відстою води, заміру кількості закачаної води в нагнітальні свердловини.

Оглядова схема збору, транспортування та підготовки продукції свердловин Богданівського родовища приведена на рисунку 1.3.

Структурна схема об'єктів збору, підготовки та транспортування продукції свердловин Богданівського родовища приведена на рисунку 1.4.

ГЗУ-"Богдани"

Групова замірна установка ГЗУ-"Богдани" введена в експлуатацію в 1968 році. В 1988 році проведена реконструкція хімреагентного господарства, у 2006 – реконструкція факельного господарства і розширення системи підтримки пластового тиску (ППТ).

Комплекс обладнання, який встановлений на ГЗУ-"Богдани", призначений для збору і попередньої підготовки нафтогазової продукції свердловин Богданівського родовища.

Відділена і підготовлена пластова вода на установці попереднього скиду води (УПС) закачується в скидові і нагнітальні свердловини на дільниці підтримки пластового тиску (ППТ) – Богдани.

Відділений із нафти нафтовий газ поступає на дожимну компресорну станцію (ДКС) Гнідинцівського газопереробного заводу (ГГПЗ).

Нафта із залишковим нафтовим газом і вмістом певної кількості пластової води (не більше 20%) відкачується насосами дожимної насосної станції (ДНС) ГЗУ-Богдани на УПС ГГПЗ.

На ГЗУ-"Богдани" проводиться замір загальної кількості видобутку нафти і газу, замір кількості закачаної пластової води в нагнітальні і скидові свердловини, замір дебітів рідини по кожній свердловині окремо.

У комплекс обладнання ГЗУ-Богдани входить:

- робочий буліт $V = 200 \text{ м}^3$ – 1 шт. ;
- замірний буліт $V = 100 \text{ м}^3$ – 1 шт. ;
- система ППТ;
- дожимна насосна станція для відкачування рідини з булітів (ДНС): насоси ЦНС-180х170 – 2 шт., насос ЦНС-60х180 – 1 шт., дренажна ємність $V=50 \text{ м}^3$ – 1 шт. ;
- сепаратор $P_{\text{роб.}}=12 \text{ кг/см}^2$ – 1 шт. ;
- вузол заміру кількості видобувної рідини;
- вузол заміру загальної кількості видобутого газу;
- вузол заміру витрат нафтового газу на чергову свічу;
- вузол заміру газу при стравлюванні ємностей Е-1, Е-2, Е-3, С-1;
- групова замірна установка "Супутник Б-40" – 1 шт. ;
- хімреагентне господарство (деемульгатор) ;
- факельне господарство;
- щитове приміщення;
- комплект трубопроводів, запірної і запобіжної регулюючої арматури, які входять в технологічну обв'язку ГЗУ;
- контрольно-вимірювальні прилади.

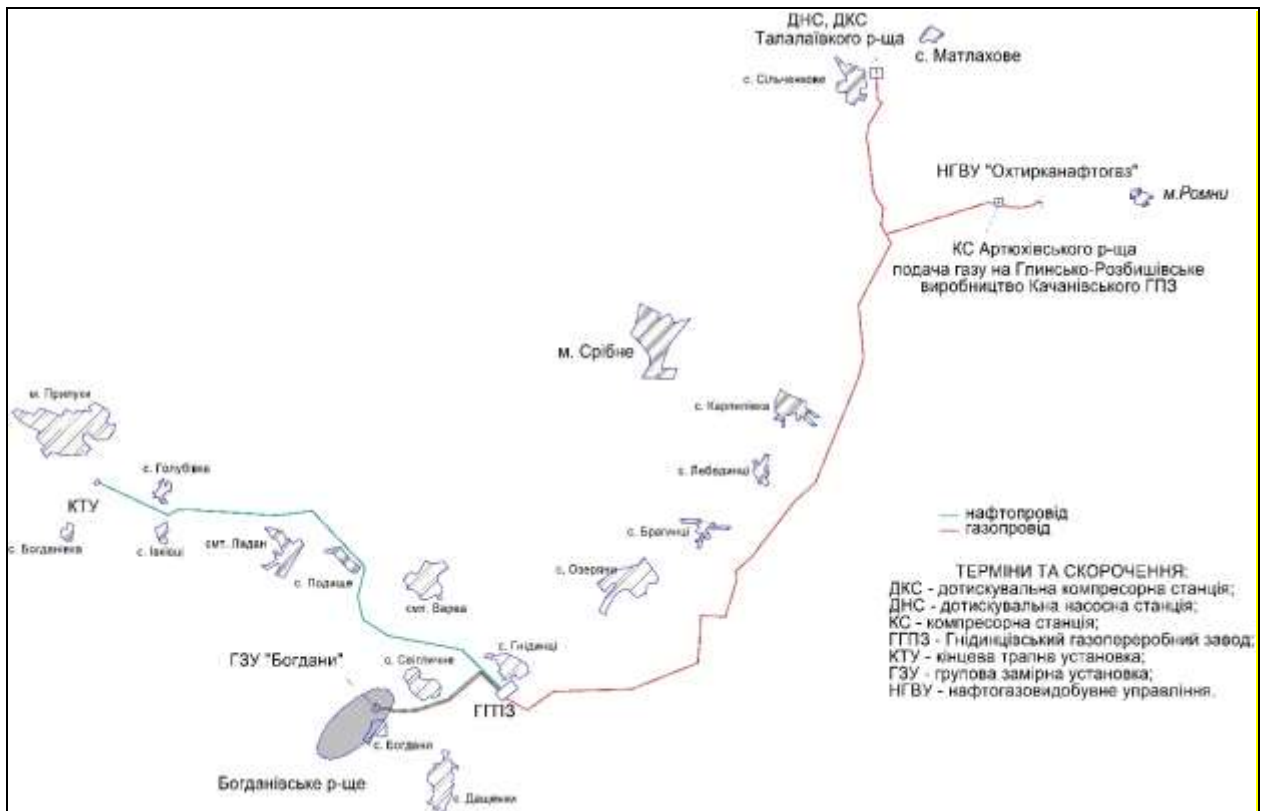


Рисунок 1.3 – Оглядова схема збору, транспортування та підготовки продукції свердловин Богданівського родовища

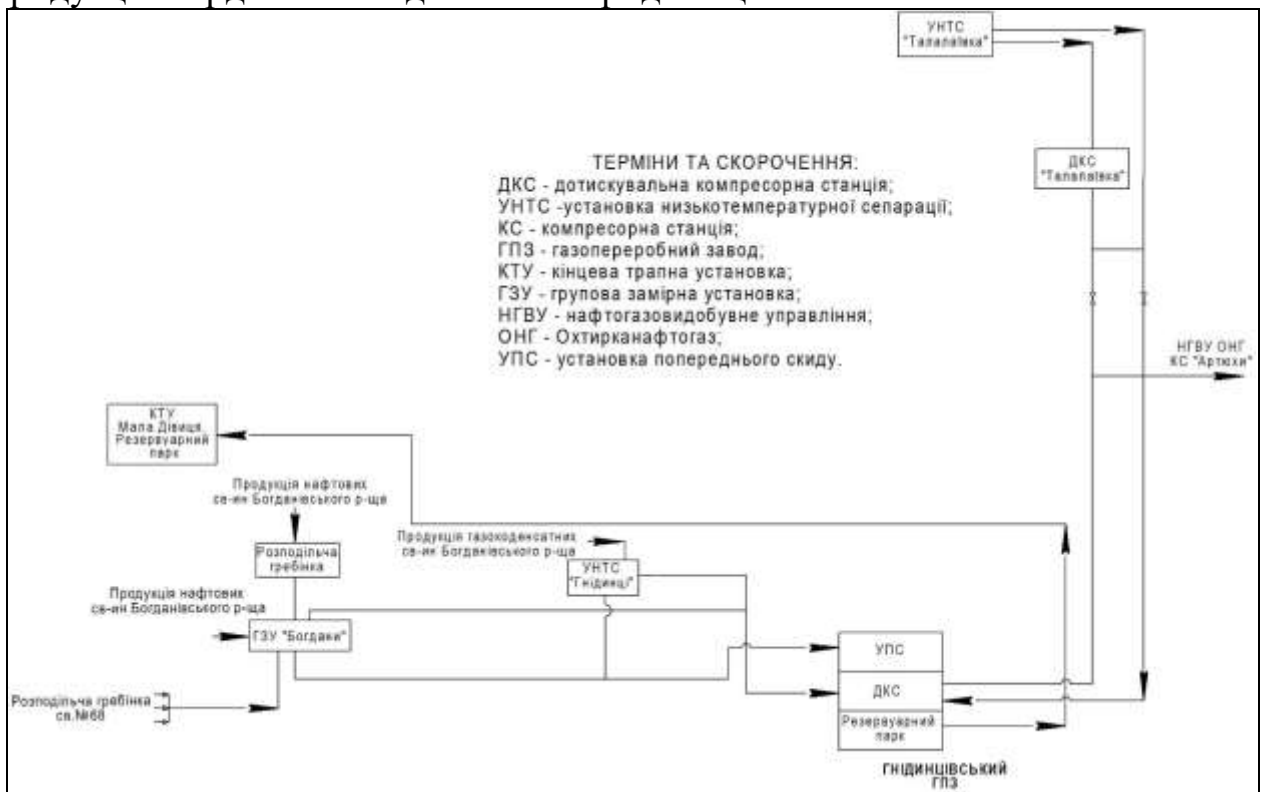


Рисунок 1.4 – Структурна схема об’єктів збору, підготовки та транспортування продукції свердловин Богданівського родовища

Сировиною на ГЗУ-"Богдани" є продукція свердловин Богданівського родовища: нафта, нафтовий газ і пластова вода.

Готовою продукцією ГЗУ-"Богдани" є:

- нафтовий газ, який подається на І ступінь ДКС ГГПЗ;
- нафта з обводненістю не більше 20% і залишковим розчиненим газом – перекачується на УПС ГГПЗ;
- пластова вода, яка, після відстою в резервуарі РВС-700, використовується в системі ППТ.

Принципова технологічна схема об'єктів збору, підготовки та транспортування продукції свердловин Богданівського родовища приведена на рисунку 1.5.

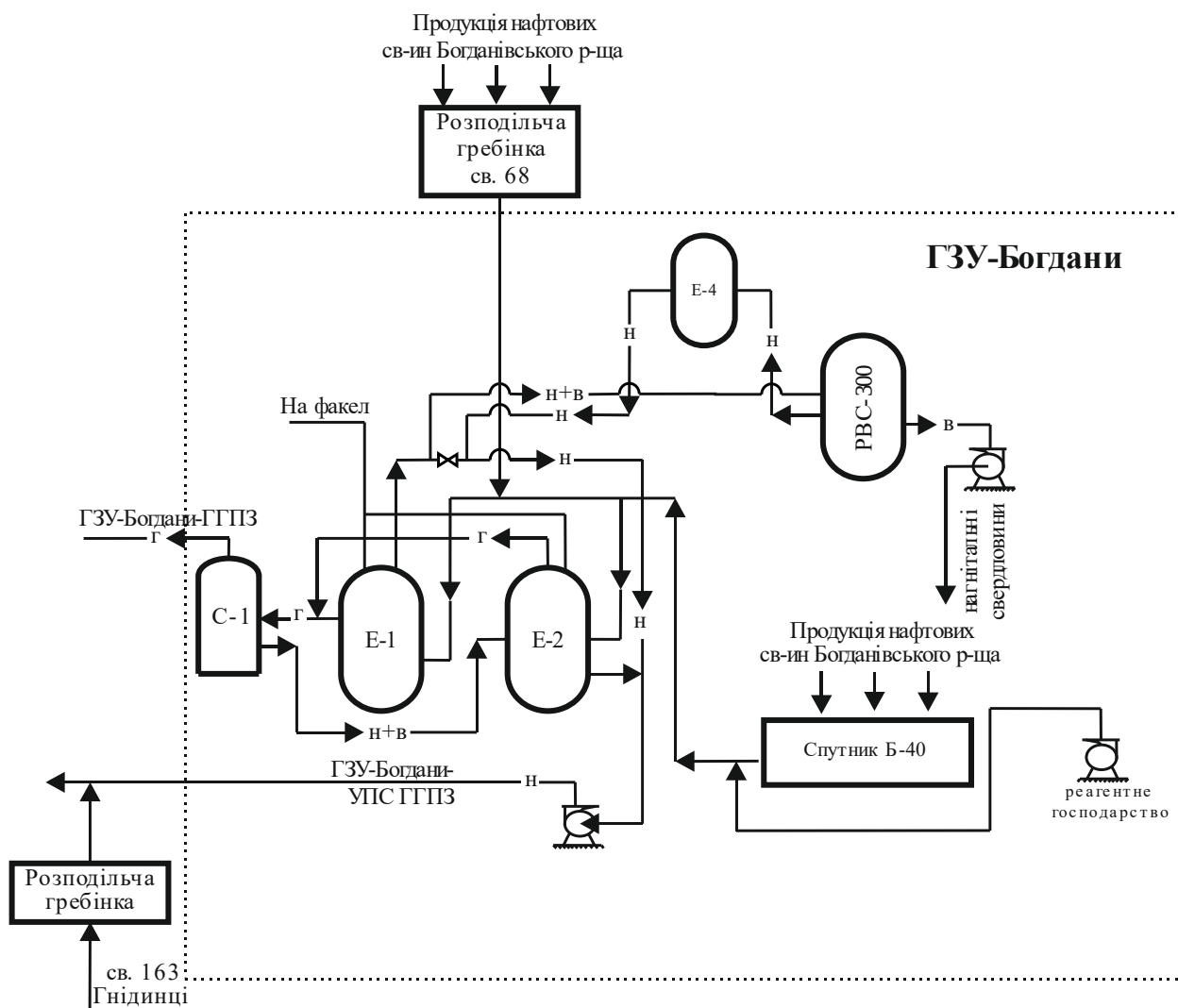


Рисунок 1.5 – Принципова технологічна схема об’єктів збору, підготовки та транспортування продукції свердловин Богданівського родовища

Промислові майданчики забезпечені централізованим електропостачанням за договором з "Чернігівобленерго" № 71/VI/10115/170-VI від 05.11.2007 р.

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

На території Богданівського родовища наявний промисловий майданчик, на якому розташована групова замірна установка ГЗУ- "Богдани", де розташовані джерела викидів забруднюючих речовин, які заплановано експлуатувати і в подальшому.

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

Оцінка викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря від існуючих джерел викидів проводиться за результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря [6], яку провела група екологічних досліджень відділу екології НДПІ ПАТ "Укрнафта" у 2016 році (свідцтво про атестацію № ІФ 786, свідцтво про технічну компетентність № ІФ 144 наведено у додатку Д) та обґрунтовуючих матеріалів для отримання дозволу на викиди [7].

Відповідно до наказу Мінприроди від 01.10.2012 № 475 "Про затвердження Порядку внесення установ, організацій та закладів, які здійснюють розробку документів, що обґрунтовують обсяги викидів для підприємств, установ, організацій та громадян – суб'єктів підприємницької діяльності, до переліку Мінприроди України", зареєстрованого в Міністерстві юстиції 18.10.2012 за № 1755/22067, Публічне акціонерне товариство "Укрнафта" внесено до Переліку за № 9506/12/10-13 від 18.06.2013 р.

Групова замірна установка "Богдани" Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Богдани Варвинського району Чернігівської області.

Територія проммайданчика на півночі оточена чагарниками, на півдні – неугіддями.

Найближча житлова забудова від ГЗУ "Богдани" розташована в південному напрямку на відстані близько 800 м – с. Богдани Варвинського району Чернігівської області; в західному напрямку на відстані близько 2,5 км – с. Сіриків Варвинського району Чернігівської області, в північно-східному напрямку на відстані близько 1,0 км – с. Рубанів Варвинського району Чернігівської області [6].

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

Відповідно до Санітарної класифікації підприємств, виробництв та

споруд (Додаток 4 до Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів ДСП-173-96 [8]) проммайданчик ГЗУ "Богдани" НГВУ "Чернігівнафтогаз" відноситься до 3 класу небезпеки (розділ "Підприємства по видобуванню руд та нерудних копалин", клас III, санітарно-захисна зона 300 м, п. 1 "Підприємство по видобуванню нафти при викиді сірководню до 0,5 т/д з малим вмістом летких вуглеводнів"), і для нього встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м.

Згідно матеріалів інвентаризації [6], на проммайданчику ГЗУ-"Богдани" виявлено 11 потенційних джерел викидів забруднюючих речовин, з них вісім організованих та три неорганізованих.

Джерело викиду 2301 – організоване – дихальний клапан резервуара вертикального сталюого РВС-700. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2302 – організоване – дихальний клапан ємності горизонтальної наземної Е-4 $V = 100 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2303 – організоване – дихальний клапан ємності горизонтальної підземної Е-5 $V = 50 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2304 – організоване – свіча розсіювання від запобіжного клапану сепаратора установки "Супутник" Б-40. Викиди в атмосферу відбуваються при випробуванні запобіжного клапана шляхом короточасного підняття важеля клапана протягом 3 с один раз за зміну. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2305 – організоване – вентиляційна труба установки типу "Супутник" Б-40. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2307 – організоване – дихальний клапан ємності для зберігання деємульгатора $V = 0,6 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні деємульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 2308 – організоване – труба вентиляційна від приміщення реагентного господарства. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів, зберіганні та перекачуванні деємульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 2309 – неорганізоване – люк ємності горизонтальної підземної Е-6 $V = 50 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2310 – неорганізоване – насосна. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2311 – неорганізоване – факел аварійного скиду. Викиди відбуваються при спалюванні газу на факелі. На факел здійснюється викид під час скиду газу запобіжними клапанами технологічного обладнання, при ремонтних роботах. Проводиться подача газу на горіння контрольної свічки та для запальника факела. Забруднюючі речовини – оксиди азоту (оксид та діоксид азоту), оксид вуглецю, діоксид сірки, суспендовані частинки, недиференційовані за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Джерело викиду 2312 – організоване – дихальний клапан конденсатозбірника факельного господарства (ємності дренажної горизонтальної наземної $V = 5 \text{ м}^3$). Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні конденсату. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викиду 2306, 2313, 2314 ліквідовані. Викид від запобіжних клапанів здійснюється на факел.

Санітарно-захисна зона нанесена на ситуаційну карту-схему району розташування виробничого майданчика ГЗУ–"Богдани" (рисунк 1.6).

Схема розташування джерел викидів забруднюючих речовин зображена на рисунку 1.7, де нанесені координатна сітка, джерела викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, місця розташування (будівлі, споруди) виробничих процесів з позначенням технологічного устаткування. Розташування точок джерел викидів на промайданчику визначено в умовній системі координат у координатах $X - Y$. Осі X, Y строго спрямовані за сторонами світу (вісь Y спрямована на північ, вісь X – на схід).

Валові обсяги викидів забруднюючих речовин та парникових газів визначені розрахунково за питомими викидами та об'ємом використаної сировини і палива. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.2 [6].

За матеріалами [7] ГЗУ–"Богдани" Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" відноситься до другої групи об'єктів за складом документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів. Отримано дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря № 7421180601-1 від 15.03.2017 р., термін дії до 15.03.2027 р (додаток Е).

Реквізити попереднього дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами (ГЗУ-Богдани Гнідинцівського ЦВНГ), виданий Державним управлінням охорони навколишнього природного середовища в Чернігівській області: № 7421180601-1 від 01.10.2008р. Термін дії до 01.10.2018 р.

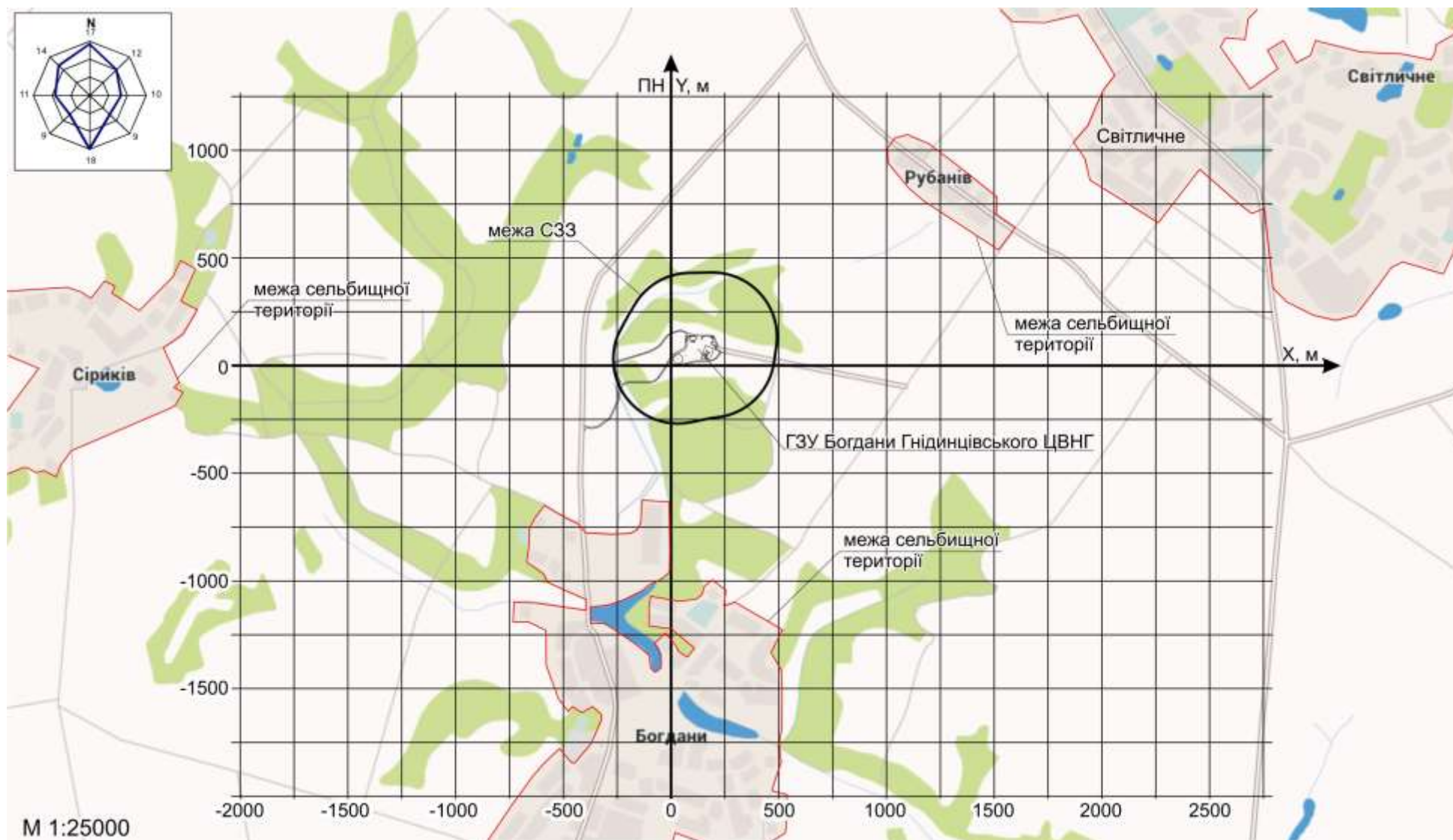


Рисунок 1.6 – Карта-схема району розташування промислового майданчика ГЗУ-"Богдани"

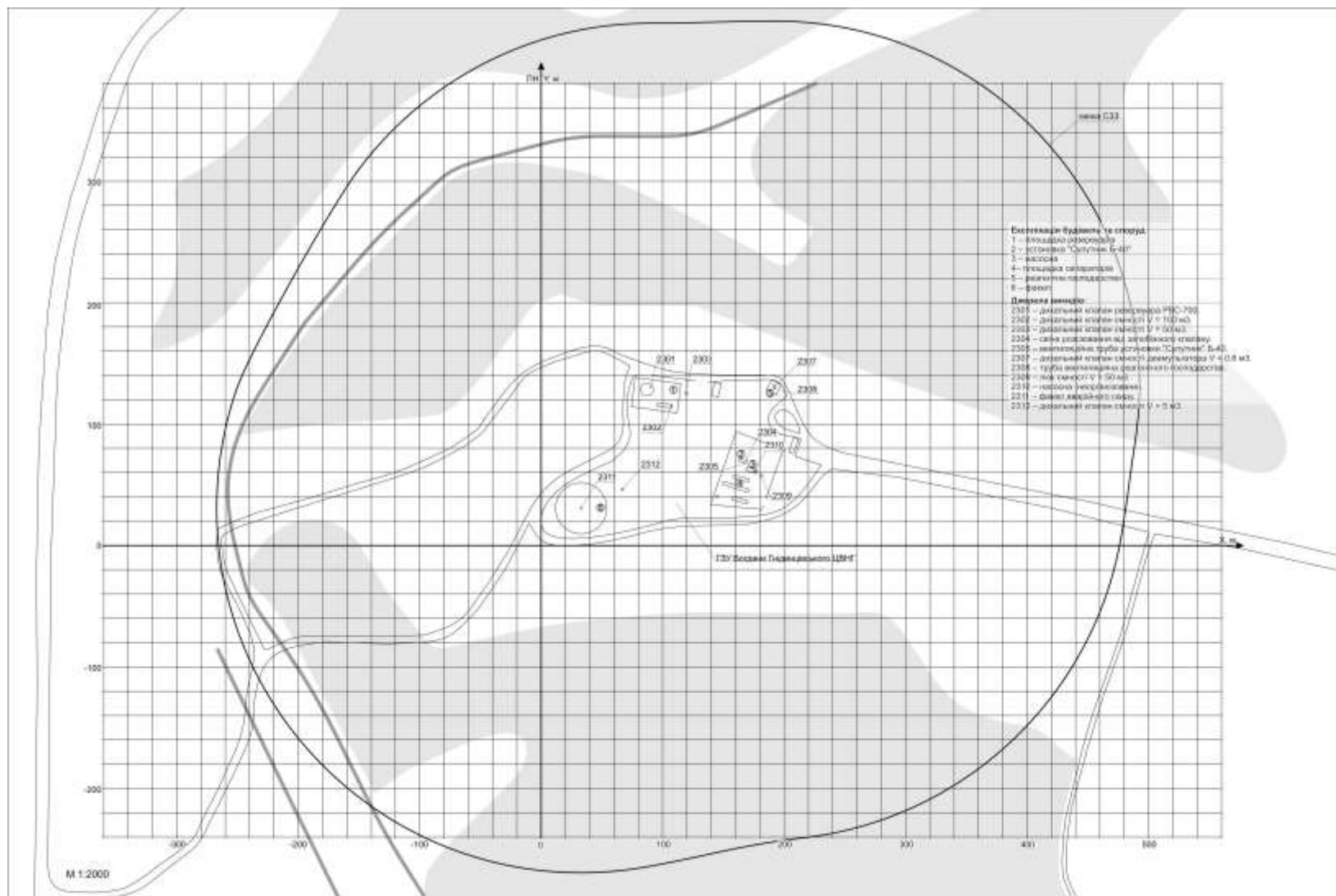


Рисунок 1.7 – Схема розташування джерел викидів забруднюючих речовин на промисловому майданчику ГЗУ – "Богдани"

Таблиця 1.2 – Характеристика викидів забруднюючих речовин та парникових газів від основних виробництв ГЗУ- "Богдани"

Викиди забруднюючих речовин та парникових газів			
код	найменування	одиниця виміру	фактичний викид
	Всього:	т/рік	296,7387
06000 337	Оксид вуглецю	т/рік	22,48542
07000 11812	Вуглецю діоксид	т/рік	261,42883
12000 410	Метан	т/рік	3,73665
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, в т.ч.:	т/рік	2,69825
03000 2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	т/рік	2,69825
04000	Сполуки азоту, в т.ч.:	т/рік	0,18028
04001 301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	т/рік	0,17988
04002 11815	Азоту(1) оксид (N ₂ O)	т/рік	0,0004
11000	Неметанові леткі органічні сполуки, в т.ч.:	т/рік	6,20927
11000 402	Бутан	т/рік	1,38298
11000 403	Гексан	т/рік	0,8554
11000 405	Пентан	т/рік	1,17912
11000 10304	Пропан	т/рік	1,51967
11000 10305	Етан	т/рік	1,2701
11036 1052	Спирт метиловий		0,002

1.4.2 Розрахунок водоспоживання і водовідведення

Водопостачання для задоволення господарсько-побутових потреб на Богданівському родовищі здійснюється за рахунок привізної води.

Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА видано "Дозвіл на спеціальне водокористування" для НГВУ "Чернагівнафтогаз " ПАТ "Укрнафта " від 07.08.2015 р. Укр.№ 328 А/Чрн. (приведений у додатку Є). Термін дії дозволу – до 07.08.2025 р. Водопостачання на технологічні потреби може при потребі здійснюватися з водозабірної свердловини № 2, розташованої на території автоколони № 2 (сmt. Варва Чернігівської області). Глибина свердловини 108 м. Продуктивність 1,8 м куб./год.

Згідно із проектними рішеннями [5] за подальші 23 роки експлуатації Богданівського родовища буде видобуто 105,570 тис. т нафти та 16,672 млн м³ нафтового газу.

Потреба води при видобуванні нафти та газу, а також норми водовідведення наведені у таблицях 1.3 – 1.6 (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").

На родовищі використовується система підтримки пластового тиску. Відділена і підготовлена пластова вода на установці попереднього скиду води (УПС) закачується в скидові і нагнітальні свердловини на дільниці підтримки пластового тиску (ППТ) – Богдани.

Станом на 01.01.2018 року в експлуатаційному фонді Богданівського родовища діють дві нагнітальні свердловини № 77, 79). Запомповано води – 1207,654 тис. т. На кінець 2018 року накопичений об'єм запомпованої води сягне 1219,7 тис. м³ [2].

Таблиця 1.3 Потреба води при видобуванні нафти

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Одиниці 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-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода			оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води
			питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна	Всього			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Видобування нафти	тис. тон	м ³ / 1000 тон нафти	0	382,4	4728,5	19,5	370,5	0	57,62	27,8	0,2	58,6	26,7	28,8	0	2,9	15,7	26,7	468,82	495,52	4756,3	22,6	444,8
	105,57	тис.м ³	0	40,4	499,2	2,1	39,1	0	6,1	2,9	0,02	6,2	2,8	3,04	0	0,3	1,7	2,8	49,5	52,3	502,1	2,4	47,0

Таблиця 1.4 Норми водовідведення при видобуванні нафти

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м ³ /одиниця виміру продукції			
			технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби	всього
Видобування нафти	тис. т нафти	м ³ /тис. т нафти	—	—	36,8	36,8
	105,57	тис. м ³			3,9	3,9

Таблиця 1.5 Потреба води при видобуванні газу

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Одиниці норми використання води	Норми використання води, м³/одинаця виміру продукції																				
			на технологічні потреби				на допоміжні потреби				на господарсько-питні потреби				Всього								
			Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода		оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	Свіжа вода			оборотна/повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води
1	2	3	питна	технічна	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Всього	22	23	24
Видобув газу	100тис. м3	м³/100 тис.м³ газу	2,39	18,08	131,42	9,2	0	0,09	4,18	0	0	0	1,93	3,18	0	0	0	4,41	25,44	29,85	131,42	9,2	0
	166,72	тис. м³	0,4	3,0	21,9	1,5	0	0,02	0,7	0	0	0	0,3	0,5	0	0	0	0,7	4,2	4,9	21,9	1,5	0

Таблиця 1.6 Норми водовідведення при видобуванні газу

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м ³ /одинаця виміру продукції			
			технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби	всього
Видобування газу	100 тис м ³	м ³ /100 тис м ³	11,48	4,13	2,03	17,65
	166,72	тис. м ³	1,9	0,7	0,3	1,2

1.4.3 Поводження з відходами

На підприємстві НГВУ "Чернігівнафтогаз" утворюються відходи виробництва та господарсько-побутові відходи. Видовий склад відходів є характерним для підприємства даного профілю.

Інвентаризація відходів виробництва та поведження з ними проводиться у відповідності до вимог Закону України "Про відходи" і "Порядку ведення державного обліку та паспортизації відходів", затвердженого постановою Кабінету Міністрів від 01.10.99 № 2034.

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

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

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

У процесі виробничої діяльності та обслуговування обладнання ГЗУ – "Богдани" у незначних кількостях утворюються наступні відходи: брухт чорних та кольорових металів; лампи люмінесцентні; відпрацьовані шини, акумулятори та інші відходи, які виникають при експлуатації на родовищі автотехніки 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" щорічно звітується перед органами Держстату щодо утворення та поведження з відходами. Державне статистичне спостереження, яке виконано 13.02.2017 №20-11/42/ згідно з Наказом Держстату України № 243 19.08.2014 р. "Утворення та поведження з відходами на технологічних об'єктах НГВУ "Чернігівнафтогаз", за 2017 рік наведено в додатку З.

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

Відпрацьовані нафторпродукти (масла, мастила моторні) передаються на Гнідинцівський ГПЗ згідно укладеного наряд-замовлення № 56а від 18.01.2018 року.

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

Тверді побутові відходи, які накопичуються на території промислових майданчиків Богданівського родовища, збираються у сміттєві баки. Договори про надання послуг з вивезення, розміщення та знешкодження твердих побутових відходів на Прилуцькому полігоні ТПВ укладено між НГВУ "Чернігівнафтогаз" та КП "Послуга" (договір № 08/82-VI від 12.06.18 р.), а також КП "Господар" (договір № 83-VI від 17.05.18 р.). Вивезення відходів здійснюється за контейнерною схемою.

Між НГВУ "Чернігівнафтогаз" та КП "Господар" Варвинської селищної ради укладено договір № 84-VI від 17.05.2018 року про відкачування та вивезення рідких побутових відходів.

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

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

Інформація щодо видів відходів, що утворюються та про їх передачу для утилізації спеціалізованим організаціям, міститься у таблиці 1.7. Основні види відходів відносяться до III та IV класів, тобто є помірно та мало небезпечними.

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.

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

Код відходу	Назва відходу	Клас небезпеки	Напрямок руху відходу (передача спеціалізованому підприємству за договором)
7710.3.1.08	Брухт чорних металів дрібний інший (брухт чорних металів та сплавів)	3	ТЗОВ "КОЛОРИ" (договір № 97-МТР від 07.03.2018 р.) та ТЗОВ "Успіх -ЛТД" (договір № 98 – МТР 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.), ПП "Пріоритет-1" (договір № 207 від 17.05.2018 р.) ПрАТ "Промснаб" (договір № 252-МТР від 08.05.2018р.)
7720.3.1.01	Відходи комунальні змішані, в т.ч. сміття з урн (сміття з території підприємства)	4	КП "Послуга" (договір № 087/82-VI від 12.06.18 р.) КП "Господар" (договір № 83-VI від 17.05.18 р.)
7710.3.1.26	Відпрацьовані лампи люмінесцентні	1	ПП "Озон" (договір № 06/01/99-VI від 12.06.2018р.)
7720.3.1.03	Рідкі побутові відходи	4	КП "Господар" (договір № 84-VI від 17.05.18 р.)
6000.2.9.04	Батареїсвинцеві зіпсовані або відпрацьовані	1	ПрАТ "Промснаб" (договір № 252-МТР від 08.05.2018р.)
6000. 2.9.03	Шини, зіпсовані перед початком експлуатації, відпрацьовані, пошкоджені чи забруднені під час експлуатації	3	ПП ВКФ "Капітолій" (договір № 251 від 25.05.2018 р.)
6000.2.8.10	Відпрацьовані нафтопродукти (масла, мастила моторні)	2	Гнідинцівський ГПЗ (наряд-замовлення № 56а від 18.01.2018 року)

1.4.4 Шумовий вплив

На промисловому майданчику використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях, що в свою чергу

гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі витриманої нормативної санітарно-захисної зони встановлених в ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 і наведених у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Допустимі рівні звукового тиску та еквівалентні рівні звуку

Характеристика середовища	Рівні звукового тиску (дБ) в октавних смугах з середньогометричними 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

З метою зменшення шумового навантаження на робочих місцях та його впливу на довкілля насоси облаштовано металічними кожухами та розміщено у виробничих приміщеннях.

Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами не створює шумового забруднення довкілля.

1.4.5 Фактори вібраційного, світлового та теплового впливу

Експлуатація видобувних свердловин за встановленими технологічними режимами та здійснення виробничої діяльності на промисловому майданчику ГЗУ– "Богдани" у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не створюють вібраційного, світлового і теплового навантаження на довкілля.

Вібраційний вплив

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

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

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

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

Світловий вплив

Джерелами світлового впливу в темний час доби є світильники загального і чергового освітлення, що використовуються на промисловому майданчику. Передбачаються світильники аварійного та евакуаційного освітлення

Всі джерела освітлення передбачені відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 "Природне і штучне освітлення", та ВСН 34-91 "Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности". При умові виконання захисних заходів, передбачених ГОСТ 14254-96, світловий вплив на навколишнє середовище при проведенні робіт очікується незначний.

В цілому, очікуваний вплив фізичних факторів (вібраційного, світлового та шумового) прогнозується незначним, допустимим і відповідає вимогам діючих нормативів.

2 ОПИС ВИПРАВДАНИХ АЛЬТЕРНАТИВ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

2.1 Базовий стан

Станом на 01.01.2018 р. у межах Богданівського родовища пробурено 62 свердловини, з них 58 нафтових та чотири газових. В експлуатаційному фонді перебуває 19 нафтових свердловин та дві нагнітальні [2].

Таблиця 2.1 – Розподіл фонду нафтових свердловин Богданівського родовища за основними показниками станом на 01.01.2018 р.

Фонд свердловин	Обводнення свердловин, %					Дебіт нафти, т/д				ГФ, м³/т			
	Безводна продукція	<10	10 – 50	50 – 90	>90	<1	1 – 10	10 – 50	>50	<100	100 – 200	200 – 500	>500
шт.	–	2	1	2	8	2	10	1	–	6	6	1	–
%	–	15,4	7,7	15,4	61,5	15,4	76,9	7,7	–	46,15	46,15	7,7	–

Подальша характеристика експлуатаційних об'єктів у межах Богданівського НГКР приводиться згідно [2].

Нафтовий поклад горизонту **ПК** складається з двох ділянок – південно-східної (склепіння) та північно-західної (блок), що розділені тектонічним порушенням. Поклади відрізняються між собою колекторськими характеристиками та властивостями флюїдів.

Розробку об'єкта розпочато з січня 1969 р. введенням в експлуатацію свердловини 2. У тому ж році було введено в експлуатацію свердловину 10 і протягом першого року видобуток нафти становив 10,2 тис. т, газу – 2,66 млн м³, рідини – 10,9 тис. т, що відповідало середньому значенню обводнення 6,4 % та ГФ – 261 м³/т. Уже в 1970 р. річний видобуток нафти зріс до 33,9 тис. т, і протягом наступних трьох років видобуток продукції здійснювався двома свердловинами на фоні плавного зменшення видобутку нафти до 24,7 тис. т на рік. В 1973 р. в експлуатацію на об'єкт введено нову свердловину 63, а в наступному році ще дві – 51 та 52. Збільшення фонду видобувних свердловин позитивно вплинуло на динаміку видобутку – річний видобуток вдалось наростити та стабілізувати на позначці 26 тис. т. Одночасно з цим високий темп відбору пластових флюїдів спричинив зниження пластового тиску нижче тиску насичення, що відобразилось на зростанні видобутку газу, ГФ при цьому зріс до 680 м³/т. Обводнення продукції впродовж зазначеного періоду не перевищувало 8 %.

До 1980 р. відбувалось зростання кількості видобувних свердловин за рахунок відновлення експлуатації свердловини 10 та введення нових свердловин 62 та 73, що забезпечило зростання річного видобутку нафти до 13,1 тис. т. Одночасно з цим відбулось і різке зростання обводнення продукції – до 65 %. Впродовж наступних шести років об'єкт розроблявся

незмінним фондом свердловин на фоні поступового зростання видобутку нафти, який до 1985 р. збільшився до 30 тис. т на рік. Обводнення продукції за вказаний період змінювалось від 21 % до 65 % і становило в середньому 45 %.

В період з 1986 р. по 1989 р. експлуатаційний фонд вкотре зріс за рахунок введення в експлуатацію нових свердловин 54, 72, 78 та 82. У 1987 р. було зафіксовано максимальну величину річного видобутку нафти – 45,5 тис. т, обводнення при цьому становило 58 %, ГФ – 155 м³/т. Вже до кінця 1990 р. темп видобутку зменшився до 16 тис. т нафти на рік, обводнення зросло до 90 %. Впродовж наступних шести років середньорічний видобуток нафти становив в середньому 10 тис. т на рік, фонд свердловин зменшився до шести.

Починаючи з 1997 р. розпочався період стабільного видобутку нафти та поступового зростання обводнення до 98 %, середній річний видобуток в подальшому становив близько 6 тис. т, на фоні практично незмінного фонду видобувних свердловин (шість – сім одиниць).

З 2013 р. по 2016 р. кількість свердловин які перебували в експлуатації на об'єкті зменшилася з семи видобувних свердловин (2, 10, 51, 60, 78, 82, 88) до шести свердловин (2, 10, 60, 78, 82, 88), річний видобуток нафти зменшився з 4,22 тис. т до 3,64 тис. т, рідини з 248,1 тис. т до 141,7 тис. т, а видобуток газу збільшився з 0,792 млн м³ до 1,08 млн м³. Свердловина 51 припинила експлуатацію у лютому місяці 2014 р. та 01.03.2014р. переведена в бездіючий фонд у зв'язку з аварійним станом експлуатаційної колони.

Впродовж 2017 р. в експлуатації на об'єкті перебувало п'ять видобувних свердловин – 2, 10, 54, 60, 82 річний відбір нафти становив 4,225 тис. т, рідини – 143,852 тис. т, газу – 0,564 млн м³. Свердловини експлуатуються механізованим способом за допомогою ЕВН. Середній поточний дебіт нафти по горизонту становить 2,6 т/д, середнє обводнення – 97,8 %.

Поклад досить добре охоплений розробкою і знаходиться на завершальній стадії розробки. За весь період на горизонті в експлуатації перебувало 16 свердловин. Станом на 01.01.2018 р. по горизонту ПК відібрано 675,287 тис. т нафти, 5846,403 тис. т рідини і 143,852 млн м³ газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення сягнув 0,639.

Горизонт М-2. Поклад приурочений до цього горизонту – пластовий, склепінний. Поклад розробляється з 1975 р., коли в експлуатацію було введено свердловини 71, 73. Видобуток нафти за перший рік становив 13,4 тис. т, газу – 8,9 млн м³, обводнення свердловинної продукції – 33 %. За наступні два роки експлуатації відбулось стрімке падіння видобутку нафти та зростання обводнення і в 1977 р. річний видобуток нафти зменшився до 1,4 тис. т, за обводнення 93 %. В 1978 р. на поклад введено нову свердловину 56, що дало змогу більш ніж в два рази наростити темп відбору нафти – до 3,4 тис. т на рік, проте вже до 1980 р. з експлуатації було виведено свердловини 56 та 73, а річний відбір нафти знизився до 30 т.

До кінця 1989 р. об'єкт розроблявся єдиною свердловиною 72 з мінімальними відборами продукції – в середньому 160 т нафти на рік на фоні високого обводнення – 83 %, та постійно зростаючого ГФ, який за вказаний

період зріс з 333 до 30000 м³/т, після чого свердловину було виведено з експлуатації.

Розробку покладу відновлено у 1994 р. введенням в експлуатацію свердловини 2. Середній дебіт нафти протягом року становив 1,23 т/д, за обводнення 97 % та ГФ – 56 м³/т, що забезпечило річний відбір нафти 360 т. В наступному році в експлуатацію було введено свердловину 87, яка пропрацювала на покладі на повних два роки. За цей період середній дебіт нафти зріс до 3 т/д, а річний видобуток відповідно до 1,3 тис. т, ГФ збільшився до 1000 м³/т. До кінця 1999 р. видобуток здійснювався однією свердловиною 2 з середнім дебітом нафти близько 1 т/д, після чого свердловину було виведено з експлуатації.

Вкотре видобуток з покладу відновлено у 2002 р. введенням в експлуатацію свердловини 60 і за два роки дебіт нафти з 5,7 т/д до 2,7 т/д. До 2005 р. експлуатаційний фонд зріс на дві одиниці за рахунок введення в експлуатації нових свердловин 20 та 88, що дало змогу дещо стабілізувати динаміку видобутку (річний видобуток за 2005 р). Проте ефект виявився короткотривалим так як вже з 2006 р. видобув знизився до 570 т на рік, а ще через два роки – до 20 т. В 2009 р. з експлуатації виведено свердловину 88 і в подальшому видобуток здійснювався однією свердловиною з незначними дебітами – від 0,1 до 0,2 т/д, ГФ при цьому становив в середньому 623 м³/т.

Станом на 01.01.2018 р. поклад не розробляється, єдина експлуатаційна свердловина 20 перебуває в п'єзометричному фонді.

Всього на покладі працювало 11 свердловин (2, 20, 54, 56, 60, 62, 71, 72, 73, 87, 88). В цілому по горизонту відібрано 35,248 тис. т нафти, 186,393 тис. т рідини і 19,193 млн м³ газу. Таким чином з покладу відібрано більше 66 % видобувних запасів і досягнуто коефіцієнту нафтовіддачі 0,296. Залишкові видобувні запаси складають близько 17,7 тис. т.

Горизонт М-3+4. Поклад розробляється з 1972 р. Першою в експлуатацію було введено свердловину 54 яка впродовж першого року працювала з середнім дебітом 131 т/д безводної нафти, ГФ при цьому становив 477 м³/т. Значне зростання річного видобутку до 162 тис. т відбулось у 1974 р. після введення чотирьох свердловин – 55, 56, 68 і 69. До 1976 р. експлуатаційний фонд зріс до восьми свердловин (20, 60 та 62), проте отримати значного зростання видобутку на вдалось – річний видобуток зменшився до 93 тис. т. ГФ за вказаний період зріс і стабілізувався на позначці 621 м³/т.

До 1979 р. з експлуатації вибули п'ять свердловин та введено одну нову (2), середній дебіт нафти при цьому зменшився до 9 т/д, а річний видобуток – до 14,2 тис. т. ГФ за той же період змінювався незначно та становив в середньому 670 м³/т, обводнення навпаки зросло до 70 %.

Впродовж наступних дев'яти років розробка покладу здійснювалась незмінним фондом свердловин (чотири одиниці). Обводнення свердловинної продукції за цей період поступово зростало, а дебіт нафти навпаки зменшувався і у 1987 р. вказані показники становили 95,8 % та 2,7 т/д відповідно. Видобуток розчиненого газу за вказаний період змінювався синхронно до видобутку нафти, що в свою чергу відобразилось на динаміці ГФ, який змінювався від 566

до 816 м³/т та становив в середньому 627 м³/т. В 1988 р. з експлуатації виведено свердловину 68, що призвело до незначного зменшення видобутку нафти за рахунок падіння дебіту до 2,3 т/д. Оптимізація роботи свердловин (а саме свердловини 2) спричинило суттєве зростання річного темпу відбору нафти і впродовж 1990 – 1991 рр. він становив в середньому 8 тис. т. Видобуток газу за цей же період зменшився відносно видобутку нафти, що спричинило зменшення ГФ до 202 м³/т. Пізніше у 1992 – 1993 рр. відбувся прорив газу до свердловини 2 по якій ГФ зріс до 8000 м³/т після чого її було виведено з експлуатації.

Починаючи з 1992 р. і до 2009 р. фонд свердловин становив від двох до трьох одиниць, річний видобуток нафти змінювався від 0,6 до 7,5 тис. т та становив в середньому 3,2 тис. т. ГФ коливався біля позначки 244 м³/т. Обводнення продукції суттєво зросло у 2000 р. і перевищило 97 %. З 2010 р. середньорічний видобуток нафти зменшився і стабілізувався на позначці близько 0,9 тис. т.

Станом на 01.01.2018 р. поклад не розробляється. З покладу відібрано: 700,432 тис. т нафти, 2156,522 тис. т рідини і 397,908 млн м³ розчиненого газу. За весь час в розробці об'єкта брали участь 13 свердловин (2, 20, 54, 55, 56, 60, 62, 68, 69, 72, 73, 88, 89).

Досягнуто високий коефіцієнт нафтовіддачі – 0,638. Фактичний видобуток нафти перевищив видобувні запаси на 53,43 тис.т. Поклад знаходиться на завершальній стадії розробки.

Горизонт М-5. Горизонт є найбільшим за величиною початкових геологічних запасів і представляє тектонічно і літологічно екранований нафтовий поклад з газовою шапкою.

Розробку покладу розпочато в кінці 1968 р. свердловиною 4. Початковий пластовий тиск становив 22,8 МПа. Тиск насичення нафти газом відповідав початковому пластовому. Дебіт безводної нафти протягом початкового періоду експлуатації становив 3,5 т/д, ГФ – 81 м³/т. Вже з наступного року відбулось суттєве зростання темпу відбору продукції – дебіт нафти збільшився до 70 т/д, причому вода була відсутня, що забезпечило річний відбір нафти на рівні 24,3 тис. т.

За період з 1970 р. по 1975 р. експлуатаційний фонд зріс на п'ять свердловин (9, 53, 62, 64, 72), що забезпечило достатньо високі темпи розробки і на кінець вказаного періоду річний видобуток нафти зріс до 53 тис. т. Вода у продукції свердловин з'явилась у 1971 р. (4 %) і за наступні чотири роки її вміст зріс не суттєво – до 18 %. Видобуток газу відповідав середньому значенню газоміст 118 м³/т. Впродовж 1977 – 1978 рр. з експлуатації вибули свердловини 62 та 72, в той же час річний видобуток нафти зменшився більш ніж втричі і становив 15 тис. т. Синхронно з цим відбулось зростання обводнення яке стабілізувалось на позначці 85 %.

З незначною тенденцією до зниження темпу відборів поклад розроблявся до 1981 р. коли після вибуття свердловини 4 відбулось стрибкоподібне зменшення видобутку нафти до 7,1 тис. т на рік та зростання обводнення – до 95,4 %. Впродовж наступних 12 років об'єкт розроблявся незмінним фондом

свердловин, річний видобуток нафти змінювався від 1,7 до 4,5 тис. т і становив в середньому 2,4 тис. т. Обводнення продукції залишалось практично незмінним і становило близько 97 %, ГФ навпаки дещо зріс – до 165 м³/т.

До 1994 р. на об'єкт в експлуатацію було введено дві свердловини (69 та 75), що дало змогу наростити темп відбору до 12,3 тис. т на рік. Впродовж наступних 17 років розробки фонд свердловин змінювався від трьох до шести, річний видобуток – від 4,4 до 12,5 тис. т, обводнення становило в середньому 90 %.

Станом на 01.01.2018 р. горизонт розробляють п'ять свердловин (53, 58, 61, 75, 81). Всі свердловини експлуатуються механізованим способом за допомогою ЕВН. Середньорічний дебіт нафти по свердловинам становить 2,9 т/д. Середня обводненість по покладу становить – 97,5 %. Річний видобуток з горизонту становив: 4,784 тис. т нафти, 193,843 тис. т рідини і 0,346 млн м³ газу.

В експлуатації за весь період розробки перебувало 13 свердловин (4, 9, 53, 55, 57, 58, 61, 62, 64, 69, 72, 75 і 85). З горизонту М-5 сумарно видобуто: 582,084 тис. т нафти, 4787,872 тис. т рідини і 71,471 млн м³ газу, поточний коефіцієнт вилучення нафти сягнув – 0,469, залишкові видобувні запаси нафти становлять – 62,9 тис. т.

Горизонт М-7. Поклад нафти, приурочений до цього горизонту, пластовий, склепінний, літологічно екранований. Колектора горизонту відрізняється доволі низькими фільтраційними параметрами. Поклад розроблявся п'ятьма свердловинами (54, 57, 58, 69, 81).

На дату аналізу поклад не розробляється. Відбір незначних залишкових запасів нафти цього покладу можливий при умові залучення в розробку слабо дренованої південно-східної частини.

Поклад знаходиться на завершальній стадії. Станом на 01.01.2018 р. накопичені відбори становлять: нафти – 47,077 тис. т, 232,925 тис. т рідини і 9,021 млн м³ газу. Коефіцієнт нафтовилучення становить – 0,417, залишкові видобувні запаси – 8,923 тис. т.

Горизонт Б. До складу даного об'єкта входять поклади нафти горизонтів Б-1, Б-3, Б-6, Б-8, Б-12. Горизонт Б-12 містить газову шапку. Початковий пластовий тиск по гор. Б-12 був рівним тиску насичення – 27,8 МПа

Розробку розпочато в 1972 р. введенням в експлуатації свердловини 60. У наступному році свердловину після у зв'язку з низькою продуктивністю (дебіт нафти становив близько 1 т/д) було переведено на вищезалягаючий горизонт. Введення нової свердловини 19 у 1973 р. суттєво покращило стан розробки та дало змогу наростити річний видобуток безводної нафти до 33 тис. т. За наступні три роки річний видобуток зменшився втричі, вода в продукції була відсутня, ГФ становив близько 750 м³/т. Впродовж 1976 – 1978 рр. експлуатаційний фонд зріс на чотири одиниці за рахунок введення п'яти нових свердловин (57, 61, 66, 69, 70) та вибуття однієї діючої (19), що дало змогу стабілізувати темп падіння – річний видобуток нафти зріс до 19 тис. т, видобуток газу по свердловинах відрізнявся суттєво, ГФ при цьому змінювався

від 400 до 730 м³/т. Це ж стосувалось і видобутку води – значне зростання обводнення (63 %) відбулось після введення свердловини 57.

Впродовж 1979 – 1984 рр. об'єкт розроблявся незмінним фондом свердловин (чотири одиниці), відбувалось суттєве наростання обводнення продукції до 98,2 % та зменшення видобутку нафти і на кінець періоду до 0,85 тис. т. Видобуток розчиненого газу суттєво зменшився, що вплинуло на величину ГФ, який за вказаний період понизився до 160 м³/т.

У 1981 р. на об'єкті впроваджено процес ППТ шляхом нагнітання води. Під ці потреби було переведено свердловину 66 по якій відбувся прорив газу та значне зростання ГФ вище 2000 м³/т. Наступні 13 років нагнітання здійснювалось тільки в цю свердловину, причому перші дев'ять років з високим темпом – 100 тис. м³ на рік, а після досягнення накопиченої компенсації відборів вище 100 % темп було зменшено до 20 тис. м³ на рік.

За період з 1985 р. по 1999 р. за рахунок активної роботи з експлуатаційним фондом свердловин вдавалось підтримувати середній річний видобуток нафти на позначці близько 4,9 тис. т, а обводнення свердловинної продукції – 59 %. Це стосується як введення нових свердловин (61, 74, 75, 83, 90), відновлення видобутку із тимчасово бездіючих свердловин (19, 61) так і виведення з експлуатації високообводнених та низькопродуктивних свердловин.

У 1994 р. з експлуатації було виведено нагнітальну свердловину 66, а на її місце введено свердловину 77, ще через три роки у 1997 р. введено другу нагнітальну свердловину 79. Річний об'єм води, що запомповувалась при цьому не змінився і становив до 20 тис. м³ на рік, що забезпечувало компенсацію поточних відборів на рівні 230 %.

З 2000 р. об'єкт розробляється п'ятьма свердловинами, причому до 2008 р. середній дебіт нафти становив 0,4 т/д за обводнення 92 %, а з 2009 р. дебіт зріс і становив в подальшому близько 3,4 т/д, що забезпечувало річний видобуток нафти на позначці близько 5 тис. т. Компенсація відборів нагнітанням при цьому знизилась до 90 %.

Найбільш інтенсивно виробляється поклад горизонту Б-12, який знаходиться на основній стадії розробки. На даний час інші горизонти законсервовані. З метою підтримання пластового тиску на горизонт Б-12 згідно з проектом здійснюється запомповування води в свердловини 77 та 79. Середня приймальність свердловин – 18,2 м³/д, об'єм запомпованої впродовж року води становить 12 тис. м³. Розробка горизонту Б-12 ведеться на пружноводонапірному режимі.

У 2017 р. діючий фонд складав три свердловини (74, 86, 90). За 2017 р. видобуток по горизонту становив: нафти – 6,804 тис. т, рідини – 41,858 тис. т, розчиненого газу – 0,740 млн м³. Станом на 01.01.2018 р. в експлуатації перебувають три свердловини (74, 86, 90), середній газовий фактор по свердловинах становить 109 м³/т, середнє обводнення – 83,7 %.

За весь період в експлуатації на об'єкті перебувало 14 свердловин. накопичений видобуток нафти сягнув 257,473 тис. т, 1027,858 тис. т рідини та 92,653 млн м³ розчиненого газу. З метою ППТ в поклад за 2017 р.

запомповано 12,0 тис. м³ води, а з початку експлуатації – 1219,654 тис. м³. Поточний коефіцієнт вилучення нафти відносно запроектованих запасів становить 0,311. Залишкові видобувні запаси – 109,5 тис. т.

Горизонт В-16. Поклад горизонту пластовий, склепінний, тектонічно екранований з південного-сходу, та літологічно з північного-заходу. Об'єкт розроблявся однією свердловиною 52 з 1974 р. на пружноводонапірному режимі. До 1984 р. пластовий тиск з початкового 23,6 МПа знизився до 15,5 МПа, тобто майже до тиску насичення, який становить 15,25 МПа.

Протягом 2017 р. поклад в розробці не перебував. Свердловиною 52 з горизонту відібрано 22,452 тис. т нафти, 53,333 тис. т рідини та 5,851 млн м³ газу. Досягнуто коефіцієнта нафтовіддачі 0,548 (кінцевий проектний 0,528).

Горизонт В-19 представлений пластами пісковиків, які переходять в алевроліти і аргіліти. Нафтонасичена товщина змінюється від 2 до 0,2 м.

Поклад нафти приурочений до цього горизонту, пластовий, склепінний, тектонічно екранований. Поклад розроблявся свердловинами 76, 77. Експлуатаційна св. 77 пропрацювала протягом 1988 – 1989 рр. 513 діб. Середньорічний дебіт в 1988 р. становив 2,3 т/д нафти і 5,5 т/д рідини, а в 1989 р. відповідно 0,2 – 9,9 т/д.

Свердловина 76 працювала на горизонті з 1998 р. по 2001 р. Початковий дебіт нафти по ній становив 18 т/д і рідини – 27 т/д, а обводненість до 34 %, але до кінця 2001 р. дебіт рідини знизився до 2,03 т/д, обводненість зросла до 96,9 %, а дебіт нафти знизився до 0,05 т/д.

Станом на 01.01.2018 р. поклад у розробці не перебуває. Всього з покладу відібрано 1,477 тис. т нафти, 8,778 тис. т рідини і 0,04 млн м³ газу. Досягнутий коефіцієнт нафтовіддачі – 0,013. Подальша розробка цього покладу можлива зворотним фондом свердловин.

За весь час на родовищі в експлуатації перебувало 10 газоконденсатних об'єктів, протягом 2017 р. газоконденсатні об'єкти не розроблялися

Горизонт М-1. Поклад розроблявся свердловиною 56 з червня 1980 р. до 1986 р. При буферному тиску 7,65 МПа і затрубному 8,04 МПа дебіт свердловини становив 19,8 тис. м³/д газу і 18 т/д конденсату. Конденсатний фактор за результатами лабораторних досліджень прийнято на рівні 812 г/м³. За час експлуатації свердловини тиск знизився від початкового 19,6 до 12,4 МПа (кінець 1986 р.).

В 1986 р. через зниження тиску фонтанування свердловини 56 зупинено і переведено в п'єзометричну.

В 2002 р. свердловину 56 повторно введено в експлуатацію. Свердловиною при буферному тиску 20 МПа і дебіті газу 0,6 тис. м³/д видобуто 40 тис. м³ газу за рік. За 2003 р. свердловиною видобуто 541 тис. м³ газу. На початок 2004 р. свердловина працювала з дебітом 2 тис. м³/д при буферному тиску 6,5 МПа.

Станом на 01.01.2018 р. поклад у розробці не перебуває. Накопичений видобуток становить: газу – 10,646 млн м³, конденсату – 3,371 тис. т, води – 1,661 тис. т, досягнуто коефіцієнта газовилучення – 0,444,

конденсатовилучення – 0,177. Залишкові запаси газу становлять 13,4 млн м³, конденсату – 3,6 тис. т.

Газоконденсатний поклад **горизонту М-5** представляє собою газову шапку в складі нафтогазового покладу. Об'єм газової шапки складав близько 39 % від загального об'єму покладу. Газова шапка розроблялась чотирма свердловинами (20, 57, 88, 89). Основні об'єми газу газової шапки вироблені в основному нафтовидобувними свердловинами разом з нафтою у зв'язку з розробкою покладу на виснаження.

Протягом 2017 р. видобуток з покладу не здійснювався. Накопичений видобуток по об'єкта становить: газу – 180,604 млн м³, конденсату – 10,748 тис. т, досягнуто коефіцієнта газовилучення – 0,785, конденсатовилучення – 0,316. Залишкові видобувні запаси газу становлять 49,4 млн м³, конденсату – 1,252 тис. т.

Горизонт М-6. На більшій частині площі газовий поклад контактує з підшошною водою. Це створювало відповідні умови експлуатації свердловин, характерні для покладів з підшошною водою, а саме високий темп обводнення.

Першою в експлуатацію введено свердловину 60 в 1973 р. і до кінця року після відпрацювання неповних двох місяців з середнім дебітом газу 375 тис. м³/д відібрала з покладу 16,9 млн м³ газу. КФ при цьому становив 115 г/м³, вода в продукції свердловин була відсутня. До 1978 р. поклад розроблявся по чергово свердловинами 2, 57 та 60. За цей період розробки тиск у покладі знизився з 22,8 МПа до 21,1 МПа, накопичений видобуток газу сягнув 342 млн м³, середній дебіт зменшився з 450 до 6 тис. м³/д. Середній КФ змінювався від 108 до 141 г/м³, обводнення зросло, ВФ збільшився до 600 г/м³. Впродовж 1979 – 1996 рр. об'єкт не розроблявся.

Видобуток газу відновлено в 1997 р. введенням в експлуатацію свердловини 88, яка пропрацювала на об'єкті до лютого 1999 р., після чого її було переведено на вищезалягаючий горизонт. За цей період часу свердловиною було видобуто 0,3 млн м³ газу, середній дебіт становив близько 1 тис. м³/д, вода і конденсат у продукції були відсутні. У тому ж році введено в експлуатацію свердловину 89 яка самостійно розробляла поклад до другої половини 2003 р. Річний відбір газу за вказаний період змінювався від 2 до 11 млн м³, середній дебіт газу становив близько 26 тис. м³/д. Вода та конденсат в продукції свердловини були присутні в кількості близько 60 г/м³. Пластовий тиск в травні 2002 р. становив – 21,2 МПа. Протягом 2004 р. об'єкт не розроблявся.

В 2005 р. в експлуатацію введено свердловину 81 яка розробляє поклад по сьогоднішній день. Максимальний річний відбір газу свердловиною тривав з 2006 р. по 2007 р. і становив близько 5,5 млн м³, в той же час відбувалось максимальне поступлення до свердловини пластової води, що призвело до зростання ФВ до 1400 г/м³. З 2009 р. припинилось винесення рідини з вибою свердловини, річний видобуток газу зменшився до 36 тис. м³.

Протягом 2017 р. видобуток з покладу не здійснювався. Всього в експлуатації на покладі перебувало шість свердловин (2, 57, 60, 81, 88, 89). Станом на 01.01.2018 р. поклад не розробляється, накопичений видобуток по

покладу становить: 392,415 млн м³ газу, 44,695 тис. т конденсату і 30,997 тис. т пластової води. Відносно запасів облікованих на Держбалансі досягнуто коефіцієнту газовилучення – 0,698, конденсатовилучення – 0,310.

Горизонт Б-8. Свердловина 81, яка працювала у західній частині покладу на газовій шапці, була в експлуатації з січня 1989 р. до травня 1994 р. Початковий пластовий тиск, заміряний перед пуском свердловини в експлуатацію становив 25,6 МПа. За час експлуатації дебіт газу знизився з 40,2 тис. м³/д до 2 тис. м³/д, конденсатний фактор – з 35 г/м³ до 16 г/м³. Пластовий тиск у 1993 р. знизився до 11,6 МПа.

Станом на 01.01.2018 р. поклад не розробляється, накопичений видобуток газу по покладу склав 6,488 млн. м³, конденсату – 0,372 тис. т. Вода в продукції свердловини була відсутня. Свердловина працювала одночасно на газову шапку і нафтову облямівку.

Горизонт Б-12. Газова шапка об'єкта розроблялась свердловиною 86.

Станом на 01.01.2018 р. поклад не розробляється, накопичений видобуток газу по покладу склав 72,518 млн м³, конденсату – 4,400 тис. т. Вода в продукції свердловини була відсутня. Свердловина працювала одночасно на газову шапку і нафтову облямівку.

Горизонт С-5. Поклад залучено до розробки в грудні 1977 р. введенням в експлуатацію свердловини 70, яка пропрацювала до наступного року і після чого була переведена на горизонт Б-12. Початковий дебіт газу становив 70 тис. м³/д при робочому тиску на усті 7,4 МПа. В продукції свердловини була присутня вода, ВФ при цьому становив 100 г/м³. Пластовий тиск в процесі експлуатації знизився з 28,35 МПа до 16,9 МПа. Одночасно з падінням тиску підвищився вміст води в продукції до 890 г/м³ та знизився робочий тиск на усті до 6 МПа, відбулось зменшення дебіту газу до 1 тис. м³/д. Свердловина припинила фонтанування в 1978 р. Свердловиною відібрано 5,754 млн м³ вільного газу, 1,210 тис. т конденсату і 0,998 тис. т пластової води. Конденсатний фактор початковий – 329 г/м³, накопичений – 210 г/м³.

До травня 1981 р. поклад не розроблявся, після чого на поклад введено свердловину 58, яка пропрацювала до лютого 1982 р. Свердловиною за період експлуатації видобуто 1,872 млн м³ вільного газу, 0,335 тис. т конденсату і 0,065 тис. т пластової води. Середній конденсатний фактор становив – 179 г/м³.

З 1982 р. до 1990 р. поклад не розроблявся. В 1990 р. введено свердловину 86, яка працювала до грудня 1991 р. Свердловиною за період експлуатації видобуто 2,976 млн м³ вільного газу, 0,117 тис. т конденсату, пластова вода не видобувалась. Середній конденсатний фактор становив – 34 г/м³. З 1992 р. до 1999 р. поклад у розробці не перебував.

Вкотре видобуток відновлено в 2000 р. введенням в експлуатацію свердловини 91, якою поклад розроблявся наступних 12 років. Максимального річного видобутку газу свердловиною було досягнуто у період з 2002 р. по 2004 р. (1,6 млн м³), що співпало з найвищими темпами видобутку конденсату – КФ становив в середньому 400 г/м³. До 2009 р. відбулось суттєве падіння річного видобутку і в подальшому він становив 35 тис. м³.

Всього в експлуатації на покладі перебувало чотири свердловини (58, 70, 86, 91), протягом 2017 р. – видобуток з покладу не здійснювався.

Станом на 01.01.2018 р. накопичений видобуток газу по покладу склав 17,843 млн м³, конденсату – 3,901 тис. т, пластової води – 1,078 тис. т, досягнуто коефіцієнту газовилучення – 0,849, конденсатовилучення – 0,325. Пластовий тиск протягом експлуатації знизився з 21,5 МПа до 11,4 МПа.

Горизонт В-17-18. Газоконденсатні поклади цього горизонту виявлені як у західному, так і у східному блоках. Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані.

Поклад східного блоку розроблявся свердловиною 58 з серпня 1976 р. до травня 1981 р. Свердловину введено в експлуатацію з дебітом газу 200 тис. м³/д і конденсатним фактором 86 г/м³, вміст води в продукції становив 1,5 г/м³. Експлуатація свердловини характеризувалась різким зниженням тиску і дебіту. Через чотири місяці експлуатації тиск на усті знизився до 8,6 МПа, а дебіт газу – до 60 тис. м³/д, вміст води в продукції зріс до 10 г/м³. До кінця 1977 р. середній дебіт залишався практично незмінним – 50 тис. м³/д, що забезпечувало відбір 1,5 млн м³ газу на рік. 3 січня 1978 р. відбулось значне зменшення дебіту газу – до 3 тис. м³/д та ріст ФВ – до 300 г/м³. Поступово надходження води збільшилось до 2000 г/м³, в результаті чого в 1981 р. свердловина припинила фонтанування. Тиск на усті при цьому знизився до 5,4 МПа. Пластовий тиск в зоні дренування свердловини до кінця експлуатації знизився з 30,6 до 20,5 МПа. У зв'язку із зниженням видобутку свердловину в травні 1981 р. було переведено на горизонт С-5. З 1982 р. до 1986 р. поклад не розроблявся.

В 1987 р. в експлуатацію на горизонт введено свердловину 91 з середньодобовим дебітом газу 4,4 тис. м³/д та конденсатним фактором 26 г/м³, вміст води в продукції свердловини становив до 26,5 г/м³. До 1990 р. експлуатаційний фонд зріс на дві свердловини (77 та 80), причому свердловиною 80 було залучено до розробки газоконденсатні поклади західного блоку. Це позитивно вплинуло на динаміку видобутку – річний видобуток зріс з 1,5 до 7,8 млн м³. До 1993 р. об'єкт розроблявся незмінним фондом на фоні поступового зменшення видобутку та стрімкого зростання обводнення яке на кінець вказаного періоду перевищило 70000 г/м³. Основні об'єми води видобувались із свердловини 77 по якій ФВ перевищував 300000 г/м³, у зв'язку з чим її з середини 1994 р. було переведено під нагнітання на об'єкт Б.

Впродовж наступних 18 років об'єкт розроблявся двома свердловинами – західний блок свердловиною 80, східний до 2000 р. свердловиною 91, а з 2001 р. – свердловиною 76. Середньорічні відбори були незначними і становили від 22 до 1500 тис. м³. Вийняток становить 2004 р. коли річний видобуток по свердловині 80 сягнув 10,6 млн м³.

Поклади знаходяться на завершальній стадії розробки. Залишкові запаси східного блоку відбираються свердловиною 76, а західного – свердловиною 80.

За весь період експлуатації на даному об'єкті перебувало шість свердловин (58, 76, 77, 80, 85, 91), протягом 2017 р. видобуток з покладу не здійснювався.

За весь період розробки з покладу відібрано 75,407 млн м³ газу, 6,417 тис. т конденсату і 94,301 тис. т води. Досягнуто коефіцієнту вилучення газу відносно запасів облікованих на Держбалансі – 0,352, конденсату – 0,115.

З горизонту **В-19** під час випробування свердловиною 21 у процесі буріння отримано незначний приплив газу, після чого її було ліквідовано. Облікований видобуток газу по покладу – 4 млн м³.

Горизонт В-26. Поклад введено в розробку з 1986 р. Початкові дебіти вільного газу становили 22,3 тис. м³/д, конденсату – 1,5 т/д. З середини 1987 р. свердловини працювали з відбором газу 0,1 тис. м³/д у зв'язку з накопиченням рідини на вибої.

Свердловину 85 введено в розробку 25.01.1993 р. з дебітом газу 1,26 тис. м³/д і конденсатним фактором 20 г/м³. У процесі експлуатації дебіт газу знизився до 1 тис. м³/д (грудень 1994 р.), а конденсатний фактор – до 19,2 г/м³. Свердловина працювала без води, пластовий тиск в процесі експлуатації становив 28 МПа у 1994 р.

В цілому в експлуатації на горизонті В-26 перебувало три свердловини (76, 79, 85) і до 1995 р. видобуто – 15,302 млн м³ вільного газу, 0,701 тис. т конденсату і 2,541 тис. т пластової води, коефіцієнт газовіддачі склав 0,045, конденсатовилучення – 0,030.

Висока колекторська розчленованість – до шести різнопористих пропластків з невисокою газонасиченістю (від 0,52 % до 0,78 %) – ускладнює геологічну будову покладу і гідродинамічний зв'язок, як по покладу, так і з законтурною зоною.

Горизонт Т-2. Поклад належить до типу пластових, склепінних тектонічно та літологічно екранованих. Об'єкт розроблявся однією свердловиною 55 з 1972 р. по 1974 р. Початковий дебіт вільного газу становив 190 – 200 тис. м³/д. Початковий пластовий тиск становив 28,3 МПа. На момент припинення фонтанування тиск знизився до 10,8 МПа (тиск на гирлі нижче тиску в газопроводі).

За час експлуатації з покладу вилучено 62,480 млн м³ газу та 7,912 тис. т конденсату. Об'єкт розроблявся двома свердловинами – 52 та 55. Досягнуто коефіцієнту газовіддачі – 0,625, конденсатовилучення при цьому становить 0,208.

Станом на 01.01.2018 р. на родовищі пробурено 62 свердловини, з них 58 нафтових та чотири газових [2]. В експлуатаційному фонді перебуває 19 нафтових свердловин та дві нагнітальні. За весь період на родовищі ліквідовано 20 свердловин, з яких три свердловини ліквідовано після експлуатації і 17 з технічних та геологічних причин, одна свердловина в очікуванні ліквідації. Характеристику фонду свердловин Богданівського родовища наведено в таблиці 1.1.

Сумарно по родовищу станом на 01.01.2018 р. по нафтових об'єктах накопичней видобуток нафти становить 2331,965 тис. т, рідини – 14301,508 тис. т, розчиненого газу – 743,212 млн м³. По газоконденсатних

покладах накопичений видобуток вільного газу – 837,705 млн м³, конденсату – 82,518 тис. т та запомповано води – 1207,654 тис. т.

Родовище знаходиться на пізній стадії розробки.

2.2 Перспективний стан (планована діяльність)

Провадження планованої діяльності щодо подальшої експлуатації Богданівського родовища передбачається у межах його площі (6,3 км²), зазначеної в спеціальному дозволі на користування надрами № 1622 від 27.10.1998 р. та гірничого відводу № 2273 від 12.10.2012 р. на території Варвинського району Чернігівської області.

У 1988 р. інститутом "УкрДіпроНДІнафта" був складений діючий проектний документ на розробку родовища – "Уточнений проект розробки Богданівського родовища" [3].

У 2017 році НДПІ ПАТ "Укрнафта" виконано "Уточнений проект промислової розробки Богданівського НГКР", у якому запроектовано показники розробки родовища на подальший період [5]. Згідно із проектними рішеннями за подальші 23 роки експлуатації Богданівського родовища буде видобуто 105,570 тис. т нафти та 16,672 млн м³ нафтового газу.

У даний час в НДПІ ПАТ "Укрнафта" виконується робота "Геолого-економічна оцінка запасів і техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення вуглеводнів", у рамках якої буде уточнено геологічну будову продуктивних покладів, величину геологічних і видобувних запасів.

Подальша розробка Богданівського родовища здійснюватиметься існуючим фондом свердловин.

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

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

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 Опис стану атмосферного повітря

Кліматична характеристика і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в повітрі, надана Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (лист 05/518-6 від 30.03.16 р., додаток І) і наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Метеорологічні характеристики і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на території населеного пункту с. Богдани Варвинського району Чернігівської області

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

Фонові концентрації основних забруднюючих речовин, які характеризують стан забруднення атмосфери в районі родовища, надано Департаментом екології та охорони природних Чернігівським обласним центром з гідрометеорології (лист 01-27/519/6 від 30.03.16 р., додаток ІІ). Наведені фонові показники вказують на задовільний стан атмосфери.

Таблиця 3.2 – Величини фонових концентрацій забруднюючих речовин

Найменування речовини	Концентрація за напрямком вітру (румби), мг/м ³							
	Пн	ПнСх	Сх	ПдСх	Пд	ПдЗх	Зх	ПнЗх
Оксид вуглецю	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Діоксид азоту	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Сульфатна кислота	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Амонію сульфат	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Заліза оксид (у перерахунку на залізо)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
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

За результатами контролю, який проведений лабораторією екологічних досліджень відділу екології НДПІ (свідцтво про атестацію № ІФ-786 наведено у додатку Д) у 2017 році, концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на межі санітарно-захисних зон промислового майданчика ГЗУ- "Богдани" Богданівського родовища не перевищують встановлених нормативів граничнодопустимих концентрацій та орієнтовно-безпечних рівнів діяння забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць [9].

Результати замірів концентрацій забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони приведені в таблиці 3.3.

Як видно з таблиці 3.3, фактичні концентрації забруднюючих речовин на межі промислового майданчика ГЗУ-"Богдани" не перевищують їх гранично-допустимих концентрацій. Максимальні значення зафіксовано для вуглецю оксиду – 1,22 мг/м³, для діоксиду азоту – 0,033 мг/м³, для оксиду азоту – 0,024 мг/м³, для метану – 14,266 мг/м³, для етану – 6,332 мг/м³, для пропану – 2,805 мг/м³, бутан – 1,302 мг/м³, пентан – 1,165 мг/м³. Значення концентрацій забруднюючих речовин на межі СЗЗ свідчать про незначний вплив промислових об'єктів на стан атмосферного повітря.

Лабораторією моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта" (свідцтво про атестацію № ІФ 823 наведено у додатку Й) двічі на рік відбираються для аналізу проби атмосферного повітря в межах Богданівського родовища. Схема розташування пунктів контролю Богданівського родовища зображена на рисунку 3.1 [10].

У 2017 році до складу мережі контролю атмосферного повітря на території Богданівського родовища увійшло вісім тимчасових пунктів контролю. Результати досліджень та нормативні значення для показників, що визначалися, наведено в таблиці 3.4.

Оцінка стану забруднення повітряного басейну визначалась за вмістом у повітряній суміші насичених і ненасичених вуглеводнів.

Критерієм оцінки забрудненості навколишнього середовища при проведенні даного виду робіт є гранично допустима концентрація речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Загальний стан приземного шару атмосферного повітря досліджуваної території характеризується як задовільний.



Рисунок 3.1 – Розташування пунктів відбору проб поверхневих, підземних вод, ґрунтів, атмосферного повітря в межах Богданівського родовища

Таблиця 3.3 Результати досліджень приземних концентрацій забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони ГЗУ-"Богдани"

Дата відбору проби	Місце відбору проби	Метеорологічні показники навколишнього середовища в місці відбору проби					Забруднююча речовина, яка контролюється		
		покази термометра, °C		відносна вологість повітря, %	атмосфер-ний тиск, кПа	швидкість та напрямок руху вітру, м/с	назва речовини	визначена концентрація, мг/м ³	ГДК/ ОБУВ, мг/м ³
		сухого	вологого						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15.08. 2017 р.	ГЗУ Богдани Гнідинцівського ЦВНГ межа СЗЗ 300 м (підвітряна сторона)	27,8	24,5	76,45	100,2	2,0 Північний	Азоту діоксид	0,033	0,2/–
							Азоту оксид	0,024	0,4/–
							Вуглецю оксид	1,22	5,0/–
							Метан	14,266	–/50
							Етан	6,332	–/65
							Пропан	2,805	–/65
							Буган	1,302	200/–
							Пентан	1,165	100/–
							Гексан	0,034	60/–

Таблиця 3.4 – Результати аналізу проб атмосферного повітря, відібраних у березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Код проби	Дата відбору	Одиниці виміру	Склад газоповітряної суміші										Сума CH_4 - C_6H_{14}
			CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}	i- C_5H_{12}	n- C_5H_{12}	$\text{C}_6\text{H}_{14}+\text{в}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бг 101п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	10,012	0,312	–	0,191	–	0,101	0,177	0,319	0,277	0,096	
		мг/м ³	7,166	0,419	–	0,376	–	0,261	0,459	1,028	0,891	0,369	10,969
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	8,945	0,252	0,218	0,067	–	0,066	0,035	0,045	0,050	0,084	
		мг/м ³	6,402	0,338	0,272	0,131	–	0,170	0,091	0,146	0,161	0,324	8,035
Бг 102п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	7,290	0,187	0,091	0,116	–	0,039	0,103	0,083	0,117	0,051	
		мг/м ³	5,218	0,251	0,114	0,228	–	0,102	0,268	0,268	0,378	0,196	7,021
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	7,066	0,244	–	0,100	–	0,045	0,117	0,038	0,107	0,023	
		мг/м ³	5,057	0,327	–	0,196	–	0,116	0,304	0,121	0,345	0,088	6,555
Бг 103п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	7,179	0,414	–	0,884	–	0,300	1,261	0,748	0,750	0,176	
		мг/м ³	5,139	0,555	–	1,739	–	0,778	3,270	2,408	2,415	0,675	16,977
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	3,042	0,049	0,040	0,203	–	0,085	0,469	0,220	0,298	0,011	
		мг/м ³	2,177	0,066	0,049	0,400	–	0,221	1,215	0,707	0,958	0,042	5,835
Бг 104п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	30,325	3,438	0,021	0,713	–	0,277	0,276	0,428	0,331	0,094	
		мг/м ³	21,705	4,612	0,026	1,403	–	0,719	0,717	1,377	1,066	0,360	31,985
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	3,417	0,034	0,048	0,027	–	0,055	0,076	0,018	0,044	0,017	
		мг/м ³	2,445	0,046	0,060	0,052	–	0,142	0,197	0,057	0,140	0,067	3,207

Закінчення таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бг 105п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	9,238	0,228	0,111	0,128	—	0,031	0,085	0,050	0,120	0,091	
		мг/м ³	6,612	0,306	0,139	0,252	—	0,080	0,222	0,162	0,386	0,351	8,510
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	3,417	0,034	0,048	0,027	—	0,055	0,076	0,018	0,044	0,017	
		мг/м ³	2,445	0,046	0,060	0,052	—	0,142	0,197	0,057	0,140	0,067	3,207
Бг 201п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	31,858	1,348	2,946	0,574	—	0,297	0,621	0,427	0,352	0,168	
		мг/м ³	22,803	1,808	3,687	1,129	—	0,770	1,610	1,375	1,133	0,646	38,717
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	6,205	0,214	0,122	0,092	—	0,012	0,066	0,045	0,063	0,085	
		мг/м ³	4,441	0,287	0,153	0,180	—	0,031	0,172	0,143	0,202	0,326	5,935
Бг 202п	березень 2017	%, $\times 10^{-4}$	9,775	2,154	—	12,008	—	3,721	20,811	15,726	17,027	3,901	
		мг/м ³	6,997	2,890	—	23,625	—	9,650	53,968	50,623	54,811	15,000	217,56
	жовтень 2017	%, $\times 10^{-4}$	4,346	0,181	0,028	2,456	—	1,214	6,166	4,881	5,335	0,509	
		мг/м ³	3,111	0,242	0,036	4,832	—	3,149	15,990	15,713	17,173	1,958	62,204

3.2 Опис стану водного середовища

Підземні води

У гідрогеологічному відношенні Богданівське родовище входить до складу Роменсько-Миргородського гідрогеологічного підрайону Полтавського гідрогеологічного району, що відноситься до центральної частини Дніпровського басейну пластових напірних вод II порядку, який, у свою чергу, входить до Дніпровсько-Донецького складного басейну пластових вод I порядку [11].

У межах території Богданівського родовища виділяються водоносні горизонти, які відносяться до товщі порід різного віку: девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдяного, палеогенового, неогенового та четвертинного.

З точки зору можливого забруднення найбільшої уваги заслуговують водоносні горизонти кайнозойських відкладів.

Водоносні горизонти четвертинних відкладів. Водоносні горизонти алювіальних, озерно-алювіальних відкладень сучасного відділу і флювіогляціальних відкладень середнього відділу мають широке розповсюдження в заплавах частинах річкових долин і балок.

Водовмісними породами, головним чином, є піски різнозернисті, суглинки й супіски. Вони залягають на піщано-гравійних відкладеннях середнього відділу й утворюють спільний водоносний комплекс ґрунтових вод. Середня потужність алювіальних відкладень 25 – 30 м.

Дзеркало ґрунтових вод в алювіальних відкладеннях має вільну поверхню і знаходиться в постійному взаємозв'язку з поверхневими водами і безпосередньо залежить від режиму рік.

Живлення водоносного горизонту в сучасних алювіальних відкладеннях відбувається за рахунок атмосферних опадів, що випадають на площі розповсюдження водоносного горизонту, а також за рахунок підтоку вод із водоносних горизонтів і комплексів, що лежать нижче, а також тих, що дрениуються річковою і ярово-балковою системою.

Неоднорідність літологічного складу водовмісних порід, близькість залягання до денної поверхні (від 0,3 до 5 м) визначає його низькі якісні показники, особливо в районах населених пунктів. Мінералізація коливається від 0,3 до 1,2 мг/дм³. Водоносний горизонт експлуатується дрібними водокористувачами шляхом використання колодязів.

Водоносний комплекс древньоалювіальних і флювіогляціальних верхньо- і середньочетвертинних відкладів представлений дрібно-середньозернистими пісками, сулинками і глинами. Залягають породи, головним чином, на відкладеннях палеогену і місцями – червоноколірних формацій. Потужність водоносного горизонту досягає 50 м. Живлення водоносного горизонту відбувається за рахунок фільтрації атмосферних опадів і підтоку вод із водоносних горизонтів, що залягають нижче. Рух потоку спрямований у бік річок.

За хімічним складом води гідрокарбонатного-кальцієвого типу з мінералізацією 0,3 – 0,6 мг/дм³, загальна жорсткість – до 9 мг/дм³.

Водоносний горизонт, в основному, експлуатується колодзями місцевого населення. Води древньоалювіальних відкладень використовуються споживачами за допомогою свердловин.

Водоносний комплекс древньоалювіальних і флювіогляціальних верхньо- і середньочетвертинних відкладень представлений дрібно-середньозернистими пісками, сулинками і глинами. Залягають породи, головним чином, на відкладеннях палеогену і місцями - червоноколірних формацій. Потужність водоносного горизонту досягає 50 м. Живлення водоносного горизонту відбувається за рахунок фільтрації атмосферних опадів і підтоку вод із водоносних горизонтів, що залягають нижче. Рух потоку спрямований у бік річок.

За хімічним складом води гідрокарбонатного-кальцієвого типу з мінералізацією 0,3 - 0,6 мг/дм³, загальна жорсткість - до 9 мг-екв/дм³.

Водоносний горизонт, в основному, експлуатується колодзями місцевого населення. Води древньоалювіальних відкладень використовуються споживачами за допомогою свердловин.

Водоносний горизонт еолово-делювіальних відкладень представлений різнозернистими, в основному дрібнозернистими кварцовими пісками з прошарками алевритів. Розповсюджений на вододілах і високих терасах, залягає на глибинах від 5 до 25 м.

Живлення відбувається за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, а також у результаті підтоку вод із пліоценових терас і з харківських відкладів верхнього палеогену.

Дебіт колодязів складає 0,5 - 0,6 л/сек.

За хімічним складом води характеризуються широким спектром різновидів, з мінералізацією від 0,3-0,5 до 1 г/дм³, іноді до 3 г/дм³. Якість води, в переважній більшості, відповідає вимогам ГОСТ 2874-82 [12].

Водоносні горизонти неогенових відкладів. Пліоценовий водоносний горизонт Водовмісними породами є алювіальні піщані відкладення древніх пліоценових терас. Відклади представлені бурувато-сірими, жовто-сірими, ясно-сірими кварцовими пісками.

Зверху водоносні алювіальні піски пліоценових терас перекриті товщею лесовидних суглинків і рідко бурими глинами. Суглинки не є водотривом, і тому ізоляція між пліоценовими водами та ґрунтовими водами четвертинних відкладів практично відсутня. Потужність водоносного шару в алювіальних пісках не витримана і коливається від 2-3 до 20-40 м. Глибина залягання водоносного горизонту від 5 до 30 м.

Алювіальні відклади пліоценових терас залягають на утвореннях харківської світи.

Живлення водоносного горизонту відбувається, головним чином, за рахунок підтоку підземних вод із суміжних водоносних горизонтів, а також із боку глибоких балок і річкових долин, що прорізають суглинки в його покрівлі.

Дебіти свердловин, які експлуатують цей водоносний горизонт становлять 3-5 м /год, якість води, в основному, відповідає вимогам ГОСТ 2874-82 [12]. За складом вода відноситься до гідрокарбонатного натрієво-кальцієвого і гідрокарбонатного натрієво-магнієвого типу.

Полтавський водоносний горизонт представлений сіро-жовтими, жовтими дрібнозернистими пісками. Водоносний горизонт безнапірний, його потужність 10-20 м. Глибина залягання водоносного горизонту від 35 до 80 м. Його підстилають піщано-глинисті відкладення харківської світи. У покрівлі водоносний горизонт перекритий четвертинними відкладеннями, іноді червоно-бурими глинами.

Поширений водоносний горизонт у межах вододільних просторів і на схилах балок. Водозбагаченість горизонту невелика. Рівні встановлюються на глибині 35-60 м. Дебіти свердловин досягають 1,4 м³/год. Вода за хімічним складом прісна, гідрокарбонатна натрієва, мінералізація ~1,0г/дм³, загальна жорсткість до 7-8 мг-екв/дм³. Водоносний горизонт практичного значення не має, крім місць, де його використовують разом із водами порід харківської світи.

Палеогенові відклади. Харківський водоносний горизонт представлений кварцово-глауконітовими темно-зеленими, сіро-зеленими дрібнозернистими пісками з прошарками пісковиків. Покрівля водоносного горизонту залягає на глибинах 87-98 м. Залягають ці відкладення на сірих, зеленувато-сірих, різнозернистих пісках бучаксько-канівського водоносного горизонту. Зверху вони перекриваються алювіальними і флювіогляціальними пісками, утворюючи спільний водоносний комплекс. Потужність водовміщуючих порід становить 40-91 м. Дебіти свердловин до 3-6 м³/год. За хімічним складом води прісні, гідро-карбонатно-сульфатні натрієві. Сухий залишок складає 0,6-0,8 г/дм³. Водоносний горизонт живиться, в основному, за рахунок інфільтрації атмосферних опадів.

Бучаксько-канівський водоносний горизонт представлений сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими пісками, покрівля яких залягає на глибині до 260 м. Відклади залягають на товщі безводних і водонепроникних мергельно-крейдяних порід. Водоносний горизонт перекривається пісками харківської й полтавської світ. Середня потужність водовмісних порід становить 20-30 м і не перевищує 60 м. Водоносний горизонт напірний. Статичний рівень 110-120 м. Дебіти свердловин становлять 4-7 л/сек. За хімічним складом води прісні, гідрокарбонатні натрієві. Мінералізація становить 0,5-1,0 г/дм³, загальна жорсткість - 1,6-10,0 мг-екв/дм³. Даний водоносний горизонт є основним для водопостачання розглянутої території і поширений повсюдно.

Поверхневі води

Територія Богданівського родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна мережа району розташування

Богданівського родовища представлена рікою Удай з лівою притоками. Коефіцієнт щільності річкової мережі становить від 0,2 до 0,3 км/км².

Долина р. Удай – трапецієподібна, ширина її сягає від 1 – 2 км до 3 – 4 км. Спокійна течія, добре сформована долина, велика кількість стариць, порівняно широка заболочена заплава дозволяють віднести її до типово рівнинних рік.

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

За річним розподілом стоку для даної території характерне весняне водопілля, стійка літня межень (травень-жовтень), яка порушується зливовими і дощовими паводками, невеликим підвищенням рівня річок восени і низькою водністю взимку. Весняне водопілля фіксується в період з першої половини березня до першої декади травня. Рівні підйому води становлять від 2 до 3 м.

Лабораторією моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта" двічі на рік виконуються вимірювання показників складу та властивостей поверхневих, підземних вод у межах Богданівського родовища. Якість підземних і поверхневих вод визначається за наступним переліком показників: нафтопродукти, хлориди, натрій, калій, гідрокарбонати, карбонати, сульфати, кальцій, магній, залізо загальне, амоній-іон, мінералізація, жорсткість, водневий показник рН.

Дані про розташування пунктів контролю Богданівського родовища наведено в таблиці 3.5 та зображено на рисунку 3.1 [10].

Результати аналізу проб поверхневих та підземних вод відібраних в березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз", приведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.5 – Пункти контролю за станом навколишнього природного середовища на території Богданівського родовища

Код пункту відбору проб	Місце розташування пункту відбору проб
Бг 201	Став, гребля, випуск з водойми, с. Богдани
Бг 202	Став (криниця), гребля с. Сириків
Бг 203	Безіменний потік, нижче св.21, урочище „Шиловиця”
Бг 101	Криниця, с. Рубанів
Бг 102	Криниця, с. Богдани, лівий схил ставу
Бг 103	ГЗУ „Богдани”
Бг 104	Свердловина 54
Бг 105	Свердловина 79

Таблиця 3.6 – Результати аналізу проб поверхневих та підземних вод відібраних в березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Код проби	Дата відбору	Масова концентрація контрольованих компонентів													Водневий показник, од рН
		Хлориди, мг/дм³	Сульфати, мг/дм³	Карбонати, мг/дм³	Гідрокарбонати, мг/дм³	Кальцій, мг/дм³	Магній, мг/дм³	Натрій, мг/дм³	Калій, мг/дм³	Жорсткість, ммоль/дм³	Мінералізація, мг/дм³	Амоній, мг/дм³	Залізо загальне, мг/дм³	Нафтопродукти, мг/дм³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бг 101	березень 2017	21,3	22,6	0,0	573,4	122,2	46,2	10,3	3,4	9,9	799	0,10	0,05	0,04	7,53
	жовтень 2017	24,8	50,0	0,0	585,6	128,3	45,0	11,5	2,2	10,1	847	0,10	0,05	0,04	7,38
Бг 102	березень 2017	170,2	121,8	0,0	390,4	300,6	85,1	37,3	24,5	22,0	1130	0,10	0,05	0,04	7,47
	жовтень 2017	177,3	138,3	0,0	390,4	320,6	79,0	38,4	28,0	22,5	1172	0,10	0,05	0,04	7,29
Бг 201	березень 2017	39,0	16,9	0,0	402,6	74,2	32,8	26,1	4,7	6,4	596	0,69	0,08	0,04	7,86
	жовтень 2017	39,0	14,0	0,0	366,0	62,1	32,8	28,6	7,5	5,8	550	0,53	0,05	0,04	7,56
Бг 202	березень 2017	31,9	18,5	0,0	414,8	74,2	28,0	26,6	4,9	6,0	599	0,75	0,13	0,04	7,62
	жовтень 2017	14,2	37,0	0,0	451,4	94,2	18,2	26,2	1,5	6,2	643	0,10	0,05	0,04	7,26
Бг 203	березень 2017	вода відсутня													
	жовтень 2017	вода відсутня													
ГДК забруднюючих речовин у воді поверхневих водойм рибогосподарського призначення		300,0	100,0	-	-	180,0	40,0	120,0	50,0	-	1000,0	0,5	-	0,05	6,5-8,8

3.3 Опис стану ґрунтового покриву

Територія Богданівського родовища за агроґрунтовим районуванням [13], відноситься до північно-західної підпровінції лівобережної провінції лісостепової зони чорноземів типових та сірих опідзолених ґрунтів. Належність до цієї зони, а також ландшафтні особливості площі, в основному, й зумовили характер ґрунтового покриву. Вододільні місцевості та верхні частини схилів ярів займають чорноземи типові на лесоподібних суглинках, на схилах вони мають вигляд різного ступеню змитих різновидів. Між типовими чорноземами зустрічаються чорноземи опідзолені, які займають переважно рівні слабодреновані вододіли та їх схили. У нижній частині схилів та на днищах балок переважають лучно-чорноземні ґрунти, які за морфологічними показниками дуже схожі на чорноземи, відрізняючись лише слабкою оглеєністю нижньої частини профілю. На днищах балок також зустрічаються лучні та лучно-болотні ґрунти. У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить від 0,3 до 0,6 м.

Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м.

У процесі експлуатації Богданівського родовища природний стан ґрунтів на його території основних змін зазнав при будівництві об'єктів промислу: при спорудженні свердловин, прокладанні трубопроводів, доріг тощо. Відбувалось вилучення земель, що перебували у сільськогосподарському використанні, у тимчасове та довгострокове користування; порушення ґрунтово-рослинного шару на ділянках виконання робіт, зняття і зберігання ґрунту на смугах виробництва та у відвалах.

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

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

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

Лабораторією моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта" двічі на рік виконуються вимірювання показників складу ґрунтів у межах Богданівського родовища. Перелік показників, що визначаються у пробах ґрунту, наступний: вологість ґрунту, щільний залишок, рН водної витяжки, вміст карбонатів і бікарбонатів, хлорид-іон, іони кальцію, магнію, калію, натрію, сульфатів, рухомого фосфору; лужногідролізованого азоту по Корнфілду, вміст органічної речовини, гумусу та нітратів.

Дані про розташування пунктів відбору проб ґрунту Богданівського родовища наведено в таблиці 3.5 та зображено на рисунку 3.1 [10].

Результати аналізу проб ґрунту відібраних березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" приведені у таблиці 3.7 і вказують на задовільний стан ґрунтів.

Таблиця 3.7 – Результати аналізу проб ґрунту відібраних березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Код проби	Концентрація контрольованих компонентів, мг/кг																
	рН водної витяжки	Карбонати	Бікарбонати	Хлориди	Кальцій	Магній	Сульфати	Натрій	Калій	Щільний залишок, %	Токсичні солі	Залізо загальне	Вуглець органічної речовини, %	Гумус, %	Азот лужногідролізований	Рухомий фосфор (за Чириковим)	Нафтопродукти
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Бг 101г	6,45	н/в	91,5	43,0	35,0	9,2	8,6	14,7	3,3	0,01	66,9	43,7	3,84	6,63	70,0	234,2	3,2
	8,25	н/в	366,0	34,4	80,0	24,4	43,7	9,8	174,5	0,11	234,7	22,1	4,66	8,03	280,0	807,4	135,0
Бг 102г	7,35	н/в	183,0	34,4	80,0	12,2	32,4	7,8	109,5	0,09	54,4	123,0	4,08	7,03	126,0	1205,3	275,6
	8,45	н/в	271,5	43,0	65,0	58,0	50,5	9,8	86,5	0,08	234,8	63,0	3,21	5,53	98,0	781,6	37,2
Бг 103г	7,87	н/в	213,5	34,4	75,0	6,1	18,5	15,0	20,5	0,01	62,3	108	3,42	5,89	70,0	248,9	2,6
	7,47	н/в	91,5	43,0	30,0	45,8	44,1	14,4	9,1	0,04	147,5	18,3	5,08	8,76	98,0	243,2	12,6
Бг 104г	7,68	н/в	198,3	43,0	45,0	24,4	23,0	13,2	6,7	0,03	164,8	37,5	3,17	5,46	56,0	183,2	1,8
	8,40	н/в	183,0	17,2	80,0	42,7	32,0	8,5	4,0	0,04	68,4	21,4	3,95	6,82	84,0	141,6	12,9
Бг 105г	7,45	н/в	183,0	34,4	50,0	15,3	23,9	19,2	19,7	0,04	123,5	31,7	4,15	7,15	70,0	668,9	2,5
	8,12	н/в	198,3	34,4	46,7	13,5	22,8	18,1	18,0	0,04	120,5	63,4	2,92	5,03	75,0	40,89	2,1
Бг 201г	8,40	н/в	305,0	38,7	90,0	39,7	83,8	61,8	20,8	0,08	254,9	87,9	3,10	5,35	98,0	143,7	41,7
	8,55	н/в	183,0	94,7	65,0	24,4	38,3	37,8	12,6	0,07	183,4	120,3	3,35	5,77	70,0	836,8	112,3
Бг 202г	8,83	н/в	152,5	34,4	55,0	21,4	13,5	8,3	7,0	0,04	65,8	40,9	2,81	4,84	56,0	288,4	8,5
	8,25	н/в	152,5	25,8	70,0	33,6	21,6	13,0	8,1	0,05	72,4	81,0	2,89	4,99	84,0	283,2	85,2
Бг 203г	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ГДК	5,5-8,2	-	-	-	-	-	160	-	-	-	2500	-	-	-	-	-	4000

3.4 Відомості про стан флори і фауни

У межах території розташування Богданівського родовища поширені звичайні для лісостепової зони листяні байрачні та дубово-соснові ліси, а також сільськогосподарські угіддя, що утворилися на їх місці. Лісові масиви невеликі за площею і сконцентровані в центральній частині території родовища.

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

На території Богданівського родовища відсутні об'єкти природно-заповідного фонду (лист Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів від 23.07.2018 № 12-09, додаток А).

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний та тваринний світи буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків.

3.5 Дані про радіаційний стан території

У відповідності до вимог Закону України "Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки" НГВУ проводить радіоекологічне обстеження виробничих об'єктів та прилеглих до них територій.

Це пов'язано з тим, що при видобутку нафти і газу у пластових флюїдах супутніми добавками є природні радіонукліди. Їх природна питома концентрація незначна. небезпека може виникнути при накопиченні цих радіонуклідів у осадах на внутрішній і зовнішній поверхнях нафтового устаткування. З метою виявлення та попередження небажаних наслідків проводиться періодичний радіоекологічний контроль обладнання та прилеглих територій.

Об'єм і параметри радіаційного обстеження у межах Богданівського родовища визначені "Програмою радіаційного контролю", яка діє на підприємстві. Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань переносними приладами радіаційного контролю РКС-01 "Стора-ТУ", МКС-07 "Пошук", які проходять повірку в ДП "Чернігівстандартметрологія" у відповідності до графіку повірок.

Оцінка радіаційного стану на території Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" виконується щорічно за наступними параметрами:

- потужність дози гамма-випромінювання;

– забруднення поверхонь технологічного обладнання бета-частинками та альфа-частинками.

Радіоекологічне обстеження та подальший аналіз його результатів, що виконані у рамках "Програми радіаційного контролю" (таблиця 3.8) дозволяють зробити наступні висновки:

1. Рівні гамма випромінювання на поверхні технологічного обладнання, та на прилеглої території знаходяться в межах природного радіаційного фону, не перевищують допустимих рівнів та не здійснюють негативного впливу на навколишнє середовище і здоров'я обслуговуючого персоналу;

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

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

4. В ході обстеження обладнання та прилеглої території рівнів підвищеного фону радіаційного випромінювання, яке може завдати негативного впливу на довкілля чи для населення, не виявлено.

Таблиця 3.8 – Результати вимірів гамма-фону та радіаційного забруднення Богданівського родовища

Найменування об'єкта дослідження	Потужність гамма-випромінювання, мкР/год					Радіаційне забруднення об'єкта	
	Фон	Територія	Устаткування	Гирло свердловин	Пригирловий прямок	Бета част/хв. см ²	Альфа част/хв. см ²
Свердл. № 2	10-15	11-15	10-13	10-13	10-13	7	Н/В
Свердл. № 10	10-15	08-15	10-12	10-14	08-13	8	Н/В
Свердл. № 51	112-15	12-16	10-12	12-14	08-14	7	Н/В
Свердл. № 53	12-16	10-16	11-14	12-14	10-14	9	Н/В
Свердл. № 54	12-16	10-16	10-13	12-15	12-14	10	Н/В
Свердл. № 57	12-16	12-17	10-14	10-13	10-13	8	Н/В
Свердл. № 58	12-16	12-16	12-16	14-17	13-18	8	Н/В
Свердл. № 60	10-14	12-15	10-14	10-14	10-14	7	Н/В
Свердл. № 61	10-18	10-18	12-14	11-15	11-15	7	Н/В
Свердл. № 69	12-17	11-16	12-15	12-14	12-14	7	Н/В
Свердл. № 70	12-17	12-16	08-14	12-14	12-14	8	Н/В
Свердл. № 74	12-15	12-15	08-12	12-14	12-14	7	Н/В
Свердл. № 75	12-15	12-15	09-12	10-13	08-12	7	Н/В
Свердл. № 78	10-17	10-16	11-15	12-15	10-17	8	Н/В
Свердл. № 81	12-16	11-16	10-14	10-14	10-14	8	Н/В
Свердл. № 82	12-14	12-14	09-12	08-12	08-11	6	Н/В
Свердл. № 86	12-17	12-17	11-15	11-15	10-16	7	Н/В
Свердл. № 88	12-17	12-17	10-13	10-14	10-14	8	Н/В
Свердл. № 90	12-15	12-18	13-15	12-15	12-15	8	Н/В

Роботи з радіаційного обстеження проведено працівниками служби екології та радіаційної безпеки НГВУ "Чернігівнафтогаз".

3.6 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище відкрите у 1967 р. У 1968 р. розпочато дослідно-промислову розробку нафтових покладів, а з 1972 р. – газоконденсатних покладів. У промислову розробку Богданівське родовище введено у 1974 р. [2].

На даний час на родовищі пробурено 62 свердловини. 19 з них – діючі. Подальша експлуатація буде продовжена існуючим видобувним фондом свердловин. Виходячи з даних попередніх розділів, результатів інструментальних замірів і лабораторних досліджень, тривалий період видобування вуглеводневої продукції, не призвів до суттєвого забруднення чи деградації компонентів довкілля на родовищі і прилеглих територіях.

У разі припинення подальшої експлуатації родовища показники якості довкілля скоріш за все залишаться на рівні даних, наведених у таблицях 3.1-3.8.

Відповідно до вимог діючого природоохоронного законодавства, всі землі порушені в результаті добування та переробки корисних копалин, підлягають відновленню. Процес відновлення ландшафту є результатом взаємодії комплексу ліквідаційних, відновлювальних і рекультиваційних робіт після завершення експлуатації родовища з процесами природного самовідновлення.

Враховуючи здатність природних ландшафтів до самоочищення можна припустити, що з плином часу процеси самовідновлення забезпечать відновлення стану довкілля. Захисні механізми ландшафтного комплексу по відношенню до техногенного впливу проявляються в розкладі й трансформації забруднюючих речовин та транспортуванні їх геохімічними потоками за межі ландшафтного комплексу; тобто в здатності ландшафтного комплексу до самоочищення.

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

Фактори довкілля умовно можна розділити на три групи: абіотичні, біотичні і антропогенні. До абіотичних відносять фактори неорганічної або неживої природи (світло, температура, вода (вологість), повітря, ґрунт, рельєф, шум, магнітні поля, теплопровідність і теплоємність, радіоактивність, інтенсивність сонячного випромінення, хімічний склад атмосфери, прісних і морських вод, ґрунту тощо), до біотичних — вплив живої природи, а також людини (включають в себе весь комплекс впливу на даний живий організм, який виникає в результаті співіснування цього організму з іншими тваринами і рослинами). Антропогенні фактори зумовлені свідомою чи стихійною діяльністю людини.

Абіотичні фактори — це фактори, які зумовлюються дією неживої природи і поділяються на кліматичні (температура, світло, сонячна радіація, вода, вітер, кислотність, опади тощо), орографічні (рельєф, нахил схилу, експозиція), геологічні (екзогенні та ендегенні геологічні процеси, землетруси), механічні фактори у вигляді коливань (вібрація, шум, інфразвук та ультразвук).

Кліматичні фактори (у тому числі зміна мікроклімату) — негативних впливів не передбачається. Змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не очікується. У зв'язку з короткочасністю спалювання газу на факелі в процесі підготовки нафти теплове забруднення навколишнього середовища буде вкрай незначним. В результаті провадження планованої діяльності відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи.

Загальний обсяг викидів парникових газів (діоксиду вуглецю, метану та азоту (1) оксид) при роботі ГЗУ "Богдани" за даними інвентаризації [6] сумарно складає 265,166 т/рік. Викид такої кількості газів вносить певний вклад в загальний стан парникового ефекту на планеті, але частка цього вкладу є мізерно малою і оцінюється на рівні одна-дві мільйонні долі процента.

Особливості кліматичних умов, які б сприяли зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

Орографічний фактор (фактор рельєфоутворення). Поєднання поверхневих та тих, що виникають в надрах Землі, процесів геологічного середовища, зіграло основну роль у формуванні рельєфу території родовища. На відміну від кліматичного фактору, який характеризується високим ступенем динамічності змін свої складових (температура, вологість, напрям і сила вітру тощо), орографічний фактор характеризується дуже значним часовим терміном свого проявлення і не залежить від проведення планованої діяльності на родовищі.

Механічний фактор. Пружні коливання твердих тіл, газів та рідин по своїй фізичній природі проявляються у вигляді шуму, ультразвуку, інфразвуку та вібрації. В залежності від частоти коливань діапазон 0 - 20 Гц займає інфразвук, 3 - 100 Гц - вібрація; 20 Гц - 20 кГц — звук, більше 20 кГц - ультразвук.

Із механічних факторів у вигляді коливань (вібрація, шум, інфразвук та ультразвук) на родовищі присутні лише шум та вібрація.

Як уже зазначалось в розділі 1.4.4, на проммайданчику ГЗУ "Богдани" Богданівського родовища використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску на постійних робочих місцях, що у свою чергу гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі встановленої нормативної санітарно-захисної зони. З метою зменшення впливу вібрації насоси встановлено на масивних фундаментах та на гумових підкладках.

На стан атмосферного повітря впливає хімічний фактор. Повітряне середовище зазнає впливу при експлуатації групової замірної установки. Але на межі житлової забудови найближчого населеного пункту від проммайданчика значення концентрацій по всіх забруднюючих речовинах, що викидаються в повітряне середовище, вище зазначеними джерелами, є меншими, ніж значення ГДК, на що вказують результати контрольних замірів (таблиця 3.1). У процесі подальшої експлуатації родовища та технологічного обладнання на атмосферне повітря вплив хімічного фактору на стан атмосферного повітря очікується в межах допустимих норм.

Аналіз впливу на довкілля процесу роботи групової замірної установки (ГЗУ "Богдани") наведено в розділі 5.1.

Вплив механічного фактору на ґрунтовий покрив у межах родовища проявився при бурінні свердловин та прокладанні трубопроводів і під'їзних шляхів до технологічних об'єктів. Зняття та складування в кагати родючого шару ґрунту на території бурових майданчиків забезпечило його зберігання від забруднення рідкими відходами буріння, що вміщують хімреагенти. Після закінчення бурових робіт на бурових майданчиках проведено технічну рекультивуацію земель і передано їх землевласникам (землекористувачам) для проведення біологічного етапу рекультивації, після чого землі використовуються за призначенням. При прокладанні трубопроводів для підключення свердловин також здійснювалось зняття і наступне відновлення родючого шару ґрунту. Після закінчення будівельних робіт виконана технічна і біологічна рекультивація порушених земель. На наступний період планованої діяльності вплив механічного та хімічного факторів на ґрунтовий покрив буде мінімізований, оскільки подальша експлуатація родовища буде проводитись лише в межах відведених земельних ділянок існуючим фондом свердловин. Негативний вплив на ґрунт може спричинити аварійний порив продуктопроводів. На такі випадки на підприємстві розроблений план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС) (додаток К), який включає перелік необхідних заходів, які перешкоджають виникненню і розвитку аварії, а також технічних засобів локалізації аварій, про що детальніше сказано в розділі 8 цього звіту.

На стан флори і фауни (описано в розділі 3) прямий негативний вплив планованої діяльності відсутній. При проведенні виробничої діяльності з видобутку, транспортування та підготовки нафти і газу, при здійсненні

ремонтних робіт на трасах трубопроводів 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.

Біотичні фактори створюються сукупністю організмів у результаті їх взаємодії. У межах родовища та прилеглих територіях біотичний фактор може проявитись у разі зараження хвороботворними формами мікробів підземних вод, що використовуються для водозабезпечення населення та господарсько-питних потреб працюючого на родовищі персоналу.

Антропогенні фактори – це вплив на навколишнє середовище елементів різних сфер діяльності людини. У процесі пошуків, розвідки, облаштування експлуатації родовища антропогенні фактори проявились у вигляді прямого і непрямого впливу.

Прямий вплив цієї діяльності – видобуток нафти і газу, що призводить до скорочення запасів корисних копалин; порушення ґрунтів при будівництві свердловин, технологічних об'єктів, трубопроводів та під'їзних шляхів у тій чи іншій мірі призвели до часткової їх деградації (зменшення вміст гумусу в результаті перемішування з підстелюючим субстратом, погіршення аерації і мікробіологічних показників)

Надра зазнали певного геомеханічного впливу в процесі буріння кожної свердловини (порушення цілісності гірського масиву порід (виїмка керну і вибуреного шламу) та проникнення бурового розчину в процесі буріння в пристовбурний простір по тріщинах. З метою попередження забруднення водоносних горизонтів з прісними водами буріння під направлення та кондуктор здійснювалось на інертному глинистому розчині без добавок хімічних реагентів та речовин, конструкція свердловин включала спуск обсадних колон з наступним цементуванням затрубного простору високоміцними портландцементами, що попередило забруднення глибоких горизонтів.

На період планованої діяльності вплив на надра буде мінімальним і буде обумовлений хімічними та фізичними факторами – короточасними негативними змінами в масиві гірських порід при роботах з інтенсифікації припливу нафти (кислотна обробка, гідророзрив продуктивного пласта, ліквідація піщаних пробок).

Непрямий вплив антропогенних факторів проявився у зміні ландшафту території та у зменшенні естетичної привабливості сучасної сільської місцевості через присутність технологічного устаткування, господарських споруд та інженерних комунікацій (резервуарів, огорожень, ліній електропередач густа мережа польових доріг до свердловин і проммайданчика ГЗУ та ін.). При здійсненні планованої діяльності подальших негативних впливів на ландшафт не передбачається. З виведенням частини свердловин

видобувного фонду з експлуатації їх ліквідація та рекультивація земельних ділянок поступово вестиме до поліпшення ландшафту території.

Непрямий вплив антропогенних факторів проявляється також у частковій і незначній зміні хімічного складу атмосфери внаслідок викидів забруднюючих речовин і парникових газів.

На здоров'я населення очікується допустимий вплив антропогенних факторів. Виконані розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі (аналіз розрахунків приведений у п. 5.2) показали, що максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин на межі нормативної санітарно-захисної зони (300 м від джерел викиду, розташованих на території промайданчика ГЗУ) складуть десяти долі показника ГДК (з урахуванням фону), що відповідає санітарним та екологічним вимогам. Розрахункові ризики розвитку неканцерогенних ефектів для здоров'я населення при впливі забруднюючих речовин, що викидаються джерелами викидів, є припустимими, а ймовірність виникнення шкідливих ефектів у жителів прилеглих населених пунктів надзвичайно мала. Соціальний рівень ризику оцінюється як "прийнятий" (розрахунки приведені в п. 5.3). Розрахунки розсіювання забруднюючих атмосферне повітря речовин при експлуатації об'єктів показують, що максимальні концентрації забруднюючих речовин на межі нормативної санітарно-захисної зони (300 м) з урахуванням фонових концентрацій не перевищують ГДК. Ризики розвитку канцерогенних ефектів при експлуатації ГЗУ відсутні, а ризики розвитку неканцерогенних ефектів вкрай малі. Шумове навантаження, вплив вібрації та інших негативних чинників на житлові території при роботі ГЗУ в межах норми.

На матеріальні об'єкти, що включають архітектурну, археологічну та культурну спадщину - негативних впливів не передбачається через їхню відсутність у районі розташування родовища.

Вплив антропогенного фактору на соціально-економічні умови району очікується як позитивний. Позитивним впливом планованої діяльності на соціальні умови життєдіяльності населення є створення додаткових робочих місць, надходження коштів до місцевого бюджету, участь підприємства в розвитку соціально-економічних умов населених пунктів, забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку (нафта, газ).

5 ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

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

5.1 Вплив на довкілля процесу роботи групової замірної установки ГЗУ "Богдани"

Оцінка впливу викидів забруднюючих речовин на стан забруднення атмосферного повітря здійснюється за результатами розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітря за даними, що одержані при проведенні інвентаризації [6].

Для проведення розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі використовувався програмний комплекс "EOL+" версія 5.3.4 (WINDOWS), розроблений Київським КБСП "ТОПАЗ" і рекомендований для використання Мінприроди України (додаток 1 до листа Мінприроди України від 14.04.2006 р. № 3450/19/4-8).

Перед проведенням розрахунків проводиться визначення доцільності проведення розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на ЕОМ у відповідності з п.5.21 ОНД-86 [14].

$$\frac{M}{ГДК} > \Phi, \quad (5.1)$$

$$\Phi = 0,01 \times \bar{H} \text{ при } \bar{H} > 10 \text{ м,}$$

$$\Phi = 0,1 \text{ при } \bar{H} < 10 \text{ м,}$$

де M — сумарне значення викиду від всіх джерел підприємства, що відповідає найбільш несприятливим із встановлених умов викиду, включаючи вентиляційні джерела і неорганізовані викиди, г/с;

$ГДК$ — максимальна разова граничнодопустима концентрація, мг/м³;

$\bar{H}$ — середньозважена по підприємству висота джерел викидів, м.

$$\bar{H}_j = \frac{5 \cdot M_{(0-10)_j} + 15 \cdot M_{(11-20)_j} + 25 \cdot M_{(21-30)_j} + \dots}{M_j}, \quad (5.2)$$

де M_j — повний викид забруднюючої речовини, г/с;

$M_{(0-10)}$, $M_{(11-20)}$, $M_{(21-30)}$ — викид забруднюючої речовини з джерел в інтервалах висот до 10м включно, від 11 до 20 м, від 21 до 30 м і т.д.

Якщо висота джерел викиду не перевищує 10 м, то приймається $\bar{H}_j = 5 \text{ м}$.

Перевірка доцільності проведення розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на ПЕОМ проведено по всіх речовинах, які викидаються із стаціонарних джерел.

Коефіцієнт доцільності проведення розрахунків розсіювання на ЕОМ наведено в таблиці 5.1.

Розрахунки приземних концентрацій виконані на існуюче становище з врахуванням фонових концентрацій. Результати розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі та карти розсіювання для розрахункового майданчика наведені за матеріалами інвентаризації джерел викидів [6] (таблиця 5.2, рисунки 5.1-5.3).

Таблиця 5.1— Коефіцієнт доцільності проведення розрахунків розсіювання

Код р-ни	Найменування речовини	Викид по підприємству, г/с	ГДК мг/м ³	М/ГДК/Н для Н>10	Фактор доцільності Ф	Доцільність розрахунку
				М/ГДК для Н<10		
2	3	4	5	6	7	8
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,0059	0,2	0,0293	0,1	так
337	Оксид вуглецю	0,7331	5	0,1466	0,1	так
402	Буган	0,1728	200	0,0009	0,1	ні
403	Гексан	0,1048	60	0,0017	0,1	ні
405	Пентан	0,1449	100	0,0014	0,1	ні
410	Метан	0,3691	50	0,0074	0,1	ні
1052	Спирт метиловий	0,0003	1	0,0003	0,1	ні
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,0880	0,5	0,1759	0,1	так
10304	Пропан	0,2000	65	0,0031	0,1	ні
10305	Етан	0,1765	65	0,0027	0,1	ні

Таблиця 5.2 — Результати розрахунку максимальних приземних концентрацій

Забруднююча речовина				Максимальна приземна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ з врахуванням фонових забруднень	
код	назва	ГДК (ОБРД), мг/м ³	клас небезпечності		
				мг/м ³	долей ГДК
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,2	3	0,0801	0,4005
337	Оксид вуглецю	5	4	0,4131	0,0826
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,5	3	0,2016	0,4031

Речовина 04001 / 301 Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид аз

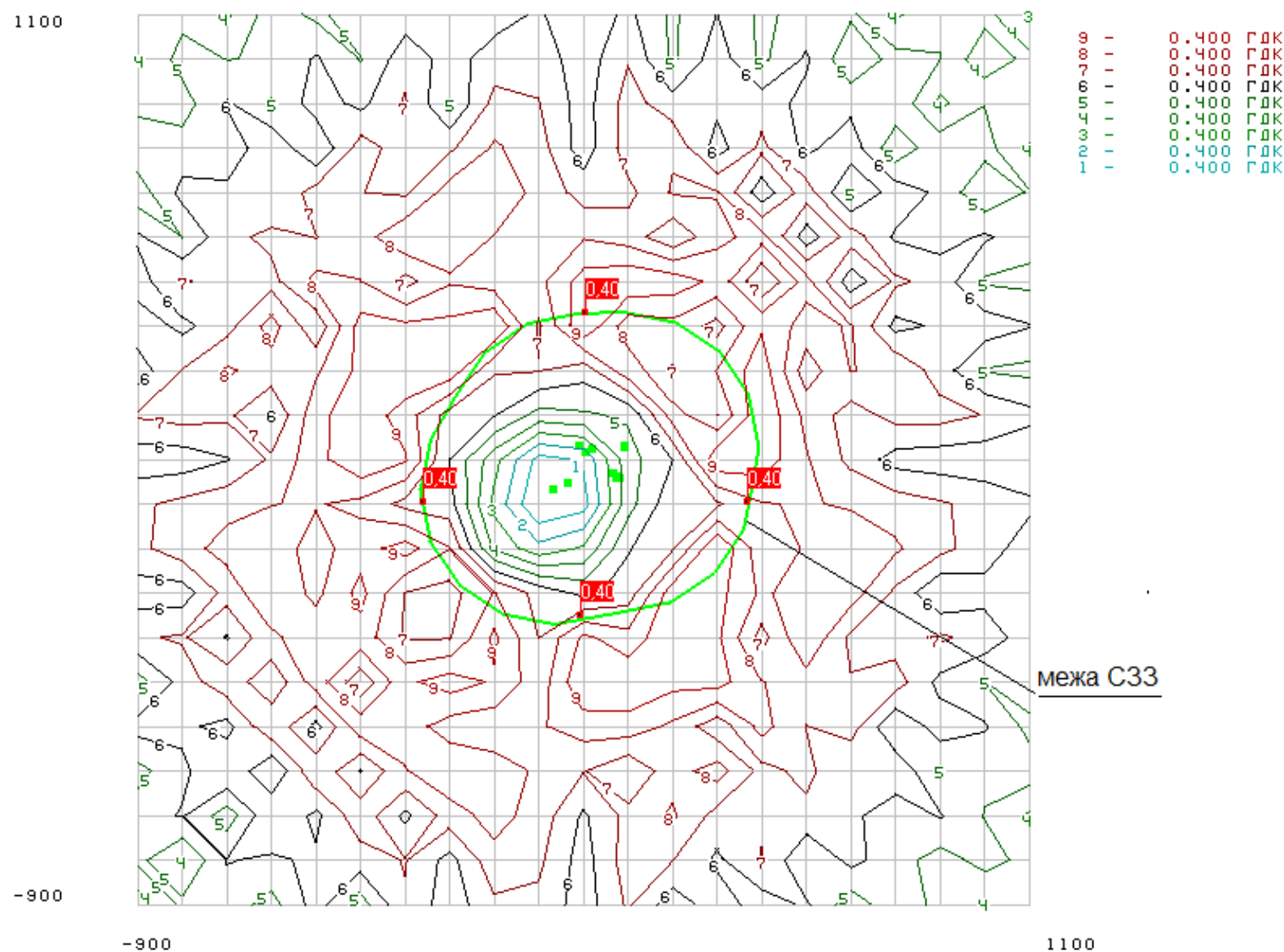
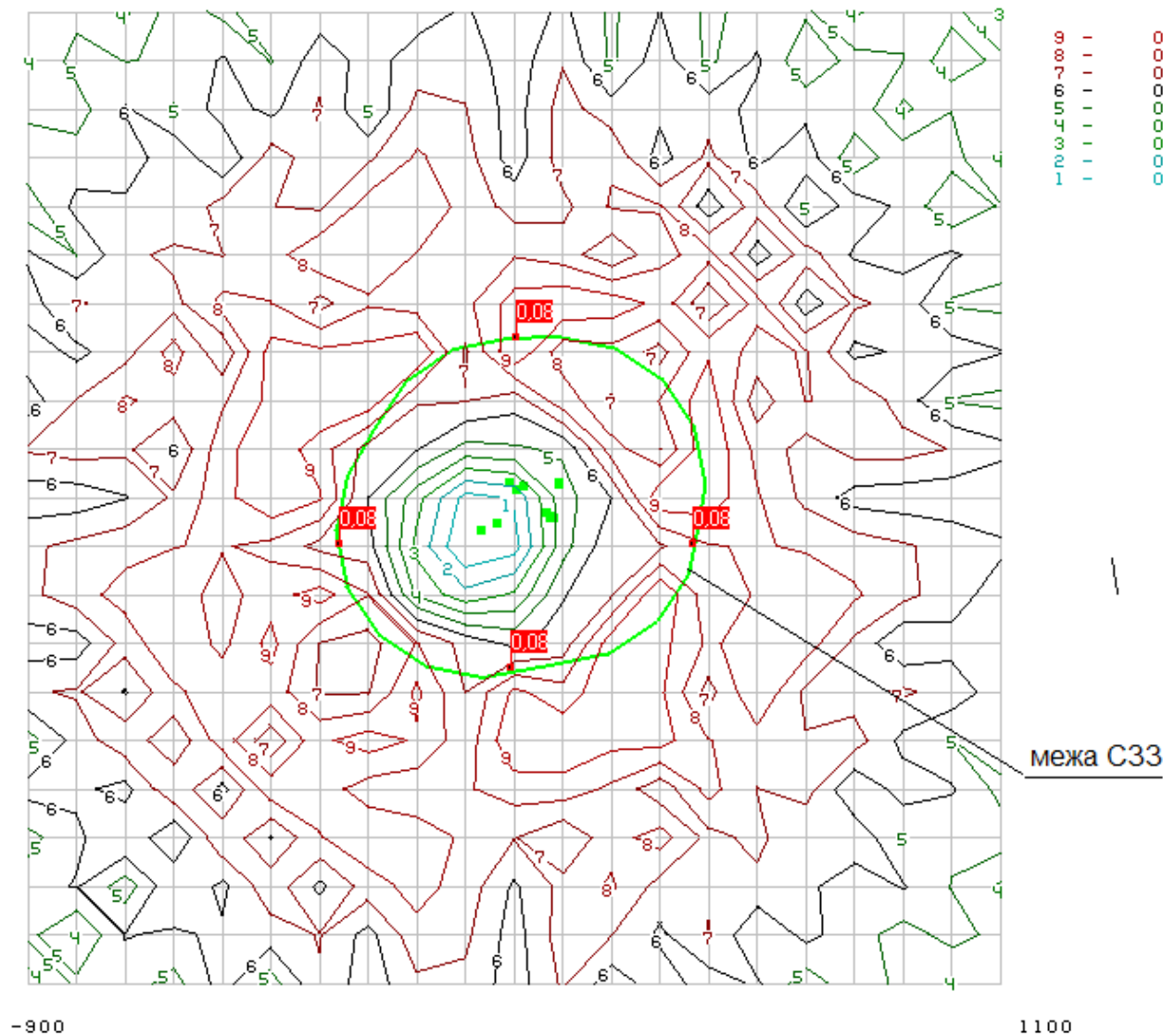


Рисунок 5.1 – Розрахунок розсіювання оксидів азоту

Речовина 06000 / 337 Оксид вуглецю

1100

-900



9	-	0.082	ГДК
8	-	0.082	ГДК
7	-	0.082	ГДК
6	-	0.082	ГДК
5	-	0.081	ГДК
4	-	0.081	ГДК
3	-	0.081	ГДК
2	-	0.081	ГДК
1	-	0.080	ГДК

Рисунок 5.2 – Розрахунок розсіювання оксидів вуглецю

Речовина 03000 / 2902 Суспендовані частинки, недиференційовані за складом

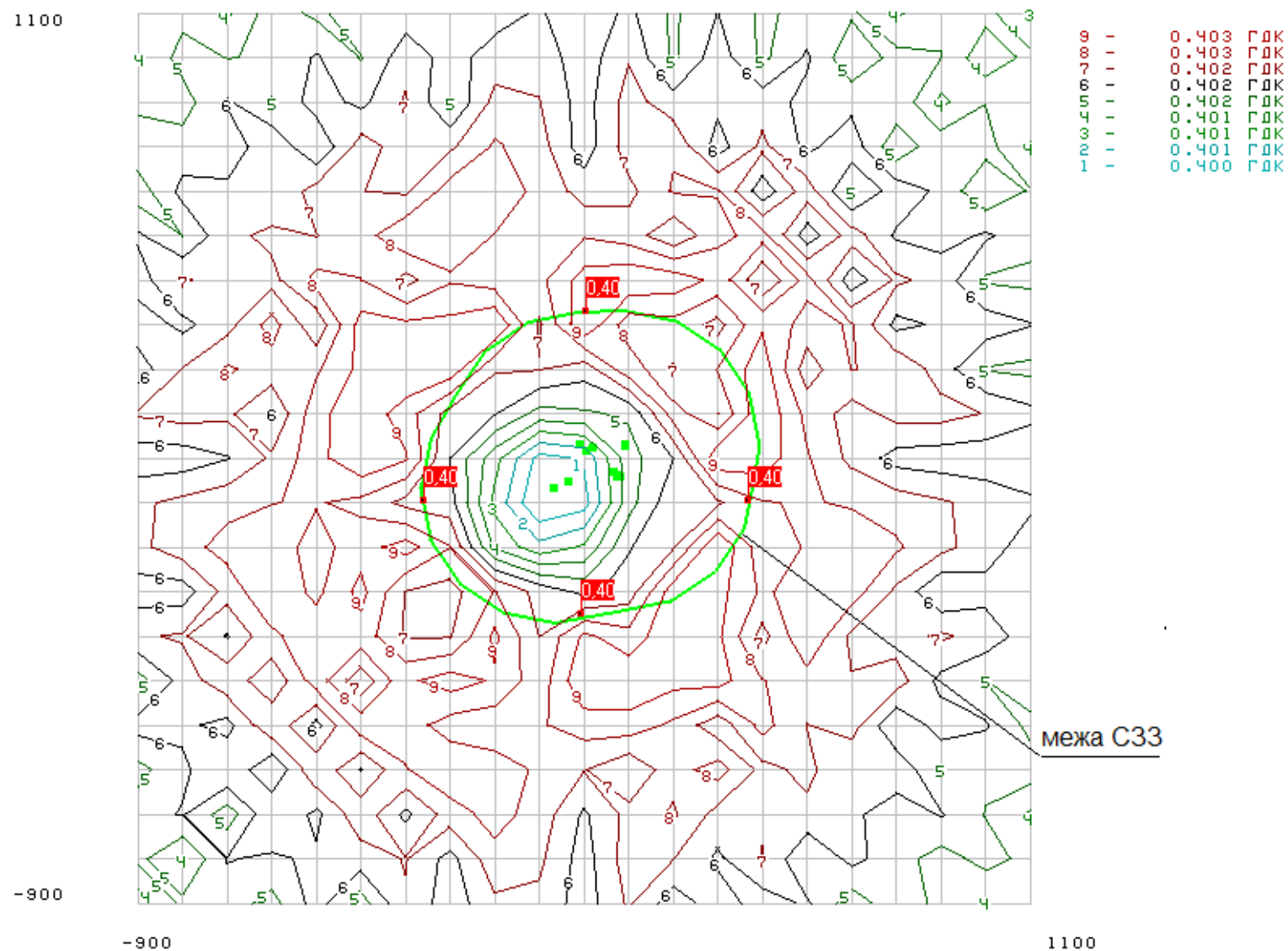


Рисунок 5.3 – Розрахунок розсіювання суспендованих частинок, недиференційованих за складом

За результатами проведених розрахунків розсіювання забруднюючих речовин від стаціонарних джерел викидів у атмосферному повітрі встановлено, що при будь-якому напрямку та швидкостях вітру максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони не перевищують гранично допустимих концентрацій для населених місць.

5.2 Оцінка ризику впливу планованої діяльності на виробничому майданчику на здоров'я населення

Об'єктом, для якого проводиться оцінка ризику планової діяльності, є промисловий майданчик ГЗУ "Богдани", де присутні джерела викидів забруднюючих речовин. Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря проводиться відповідно до Методичних рекомендацій МР 2.2.12-142-2007 "Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря", затверджених наказом МОЗ Україна від 13.04.2007 №184 [15].

Відповідно до [6] на промисловому майданчику ГЗУ відсутні виробничі процеси і речовини у викидах забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел із доведеною або вірогідною канцерогенністю для людини. Виходячи з того, що в переліку забруднюючих речовин (додаток до п.4.3.2 МР 2.2.12-142-2007 [15]) на проектованому об'єкті відсутні речовини з факторами канцерогенного потенціалу, проведення розрахунків канцерогенного ризику не проводиться.

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

Дані показники є основою для установлення рівнів мінімального ризику – референтних доз (RfD) і концентрацій (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 спектру шкідливих ефектів.

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

$$HI = \sum HQ_i, \quad (5.3)$$

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

За інгалаційного надходження розрахунок коефіцієнта небезпеки можна здійснювати за формулою:

$$HQ_i = \frac{C_i}{RfC}, \quad (5.4)$$

де HQ_i – коефіцієнт небезпеки впливу i -тої речовини;

C_i – рівень впливу i -тої речовини, мг/м³;

RfC – безпечний рівень впливу, мг/м³.

Для речовин, щодо яких не встановлено безпечну референтну концентрацію, приймається значення середньодобової гранично допустимої концентрації (ГДК) або орієнтовних безпечних рівнів діяння (ОБРД).

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 HQ	> 1

Результати розрахунку ризику розвитку неканцерогенних ефектів приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунку ризику розвитку неканцерогенних ефектів

Назва забруднюючої речовини	Максимальна середньорічна концентрація, C , мг/м ³	Референтна (безпечна) концентрація, RfC , мг/м ³	Коефіцієнт небезпеки, HQ_i
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,0057	0,04	0,1425
Оксид вуглецю	0,057	3,0	0,71
Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,086	0,1	0,86

За критерієм неканцерогенного ризику значення вирахованого коефіцієнту небезпеки планованої діяльності менший від 1. Таким чином, за прийнятою класифікацією (таблиця 5.5) ризик виникнення шкідливих ефектів планованої діяльності розглядається як зневажливо малий.

5.3 Оцінка соціального ризику планованої діяльності

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 5.5.

Таблиця 5.5 – Класифікація рівнів соціального ризику

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

Оціночне значення соціального ризику (R_s) визначається за формулою 5.5:

$$R_s = CR_a \cdot V_u \cdot \frac{N}{T} \cdot (1 - N_p), \quad (5.5)$$

де, R_s – соціальний ризик, чол/рік;

CR_a – канцерогенний ризик комбінованої дії декількох забруднюючих атмосфери 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.

Таким чином:

$$R_s = 1 \cdot 10^{-6} (78900 : 785876) \cdot (250 : 70) \cdot (1 - 0) = 0,36 \cdot 10^{-6},$$

де, R_s – соціальний ризик, чол/рік;

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

V_u – а) площа, яка віднесена під промисловий майданчик ГЗУ має розмір 78900 м²;

б) площа об'єкта з санітарно-захисною зоною складає 785876 м²;

N – чисельність населення села Богдани (найближчої житлової забудови до промайданчика ГЗУ, що попадає в зону її впливу) орієнтовно складає 250 чол.;

T – приймаємо 70 років, чол./рік;

N_p – приймаємо рівним 0.

Оскільки розраховане значення соціального ризику R_s менше $1 \cdot 10^{-6}$, рівень ризику оцінюється як 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 Богданівського 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 атмосферного повітря в районі родовища при роботі технологічної установки ГЗУ "Богдани". Багаторічні контрольні заміри концентрації забруднюючих речовин на межі СЗЗ не виявили перевищень ГДК по кожному з вимірюваних інгредієнтів. При збереженні існуючого технологічного режиму, можна спрогнозувати, що при подальшій експлуатації установки якісний стан атмосферного повітря за межами СЗЗ і надалі буде в межах норми.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В якості вихідних даних про стан атмосферного повітря використані дані з кліматичної характеристики району розташування підприємства та фонових концентрацій, наданих Чернігівським обласним центром з гідрометеорології, а також результати контрольних замірів на межі СЗЗ ГЗУ "Богдани" та технологічного комплексу системи ППТ, проведених групою екологічних досліджень НДПІ ПАТ "Укрнафта".

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

Для отримання якісної інформації щодо забруднення повітряного басейну контроль проводився на межі санітарно-захисної зони промислового майданчика ГЗУ "Богдани".

Під час аналізу отриманих результатів прямих інструментальних замірів та лабораторних досліджень для порівняння кількості викидів забруднюючих речовин (г/с) використовувались дозволи на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами. У результаті контролю по дотриманню дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря перевищення встановлених лімітів та нормативів гранично-допустимих концентрацій не виявлено.

Оцінку стану поверхневих та підземних вод, ґрунтів в районі Богданівського родовища проведено з використанням результатів досліджень, проведених лабораторією вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта".

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

Розрахунок викидів забруднюючих речовин:

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

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

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

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

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

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

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

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

Розрахунок ризиків планової діяльності:

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

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

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

Відповідно до Кодексу України про надра (стаття 24), Законів України "Про нафту і газ" (стаття 20), "Про охорону навколишнього природного середовища" (стаття 40), а також Правил розробки нафтових і газових родовищ, затверджених наказом Мінприроди України № 118 від 15.03.2017 р. і зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 02.06.2017 р. за № 692/30560, охорону навколишнього природного середовища під час промислової розробки родовищ нафти і газу повинен здійснювати користувач надрами.

У відповідності до вимог вказаних законодавчих і нормативних документів під час подальшої промислової розробки Богданівського родовища буде виконуватись комплекс заходів з охорони навколишнього природного середовища, в т.ч.: захисні, відновлювальні, ресурсозберігаючі, охоронні та компенсаційні заходи.

На основі зробленої оцінки впливів на навколишнє середовище та для забезпечення нормальної безпечної експлуатації об'єкту в подальшому передбачено наступні природоохоронні заходи:

Захисні заходи:

- постійний контроль технічного стану експлуатаційних об'єктів (свердловин, викидних ліній, групової замірної сепараційної установки) та додержання технологічних режимів їх роботи;
- проведення заміни відпрацьованих ділянок трубопроводів;
- застосування антикорозійного покриття, інгібіторів, катодного захисту для запобігання корозії обладнання свердловин, іншого нафтопромислового обладнання і трубопроводів;
- швидка ліквідація аварійних розливів пластових флюїдів;
- заходи із запобігання потраплянню на землю, у поверхневі і підземні води кислот, лугів, поверхнево-активних речовин, полімерних розчинів та інших хімічних реагентів, що використовуються при роботах з інтенсифікації експлуатаційних свердловин.

Відновлювальні заходи:

- дотримання технологічного режиму роботи свердловин та регламенту використання техніки і обладнання;
- виконання всіх регламентних робіт, пов'язаних з нормативною експлуатацією технологічного обладнання та устаткування (капітальні ремонти, поточні ремонти, повірка тощо).

Охоронні заходи

- застосування закритої герметичної системи збору, промислової підготовки і транспортування продукції свердловин;
- застосування при проведенні ремонтних робіт на свердловинах промивного розчину з питомою вагою, що забезпечує перевищення гідростатичного тиску стовпа розчину над пластовим тиском;

- заборона експлуатації видобувних, нагнітальних та поглинальних свердловин з порушеною герметичністю колон, відсутністю цементного каменю у заколонному просторі, пропусками на фланцевих з'єднаннях;
- здійснення експлуатації видобувних, нагнітальних та поглинальних свердловин проводити у відповідності до затверджених технологічних режимів їх роботи;
- здійснення контролю гідроізоляції технологічних площадок, вигрібних ям, інше;
- відведення виробничих та господарсько-побутових стоків у гідроізольовану ємність.
- організація регулярного контролю за технічним станом свердловин і трубопроводів;
- проведення систематичного контролю герметичності клапанів, сальників, фланців;
- фарбування зовнішньої поверхні обладнання променевідбиваючими світлими фарбами;
- регулярний контроль вмісту забруднюючих речовин у приземному шарі атмосферного повітря на межі СЗЗ ГЗУ – "Богдани" та гідромоніторинг стану поверхневих і підземних вод четвертинного водоносного горизонту і моніторинг стану ґрунтів у районі розташування родовища.

Для безперебійного здійснення планованої діяльності на Богданівському родовищі особливу увагу треба приділити дозвільно-ліцензійному забезпеченню господарської діяльності.

Компенсаційні заходи

- відшкодування втрат, спричинених процесом планованої діяльності. Розрахунки відшкодування втрат проводяться на основі спеціально затверджених методик згідно встановлених тарифів. Зокрема, це може бути 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, витрати на проведення біологічної рекультивації.

НГВУ "Чернігівнафтогаз" здійснює компенсаційні заходи у вигляді плати збору за спеціальне використання водних ресурсів, рентні платежі за видобуту вуглеводневу продукцію, сплата екологічного та земельного податків

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 Богданівському родовищі при дотриманні технічних і технологічних нормативів, вимог природоохоронного законодавства не очікується.

Комплекс існуючих технологічних, технічних, організаційних рішень, забезпечує надійну безаварійну роботу технологічних об'єктів на родовищі.

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 об'єкті 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.

Згідно ДБН В.1.1-12:2014 "Будівництво у сейсмічних районах України" (додаток А та додаток Б.3) територія Чернігівської області, де розташоване Малодівицьке родовище, за шкалою MSK-64 віднесена до 6-бальної сейсмічної зони з 1 % ймовірності перевищення розрахункової інтенсивності протягом 50 років, з періодом повторюваності таких сейсмічних коливань – 1 раз на 5000 років.

Наведені цифри свідчать про дуже низьку ймовірність аварійної ситуації на об'єкті внаслідок землетрусів.

За даними електронного ресурсу (URL: <http://wdc.org.ua/uk/node/192>) за останні десятиліття в районі родовища відчувались підземні поштовхи силою 4 бали за шкалою Ріхтера у 1986 та 1990 роках, які були пов'язані з потужними землетрусами у гірському масиві Вранча в Румунії.

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

Вплив експлуатаційних чинників на виникнення аварійних ситуацій має випадковий характер, локальний по площі, короткочасний і попереджається, насамперед, суворим регламентом технологічного процесу в рамках

проектного режиму; організацією надійного контролю за технічним станом устаткування.

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

Згідно плану локалізації і ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС), розробленого для Гнідинцівського ЦВНГ (додаток К), на Богданівському родовищі до потенційно небезпечних об'єктів, де можуть виникнути аварії, відноситься технологічна установка ГЗУ.

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

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

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

Аналіз безпеки всієї системи видобутку, збору і транспортування вуглеводневої продукції, роботи установки та умови виникнення аварійних ситуацій і аварій показав, що найбільш вірогідними аваріями на родовищі під час видобутку нафти і газу є такі:

- газонафтовий (відкритий) фонтан з наступним загоранням;
- порив нафтогазопроводу і його загорання;
- розгерметизація РВС-700, розлив нафти та її загорання;
- вибух на ГЗУ і загорання;

До складу ГЗУ входять сепаратори, що працюють під тиском. Вони обладнані запірною арматурою, регулюючою і запобіжною арматурами, а також контрольно-вимірювальними приладами. Даний блок устаткування виконує функцію розподілення рідкої і газової фракцій, а газові сепаратори – доочищення газу від рідкої фази. Тому при розгерметизації можливі викиди газу і нафти назовні, що може привести до вибухів газоповітряної хмари у відкритому просторі, пожеж розлитої нафти, а також до забруднення території нафтопродуктами. Вибух всередині посудини можливий при помилках обслуговуючого персоналу при підготовці її до ремонту або пуску її після ремонту.

До складу групової замірної установки входять ємності, резервуари. Вони обладнані запірною, регулюючою і запобіжною арматурою і призначені

для зберігання сирової нафти (водо-нафтової суміші). При розгерметизації об'єктів даного блоку можливі розливи нафти із наступним загоранням, що приведе до пожеж розливу. А також можливі умови для створення забруднення нафтопродуктами прилеглої до них території.

Вибухи всередині ємностей, резервуарів можливі при помилках під час проведення ремонтних робіт. Маса розлитих нафтопродуктів залежатиме від об'єму аварійного резервуару, а площа розливу обмежена площею зовнішнього обвалування.

До складу обладнання, розташованого на промайданчику, також входить нафтонасосна станція, яка призначена для перекачування нафтопродуктів. На даному блоці можливі розливи нафти, що може привести до пожеж розливу.

Найбільш вірогідним випадком виникнення аварійної ситуації, пов'язаною з системою збору і транспортування на родовищі є розлив нафти при пориві трубопроводів внаслідок їх корозії чи механічного пошкодження.

Для запобігання причин, які можуть спричинити аварію та нещасний випадок, оператори з добування нафти і газу зобов'язані:

1. Суворо дотримуватися технологічного режиму роботи.
2. Постійно слідкувати за справністю посудин, газових колекторів, замірних дільниць і витратомірів газу.
3. Своєчасно ліквідовувати пропуски нафти і газу в фланцевих з'єднаннях і сальникових ущільненнях запірного обладнання.
4. Стежити за справністю всіх показуючих і регулюючих засобів КВПіА.
5. Стежити за справністю запобіжних клапанів, встановлених на посудинах.
6. Своєчасно виявляти місця загідрачування обладнання і ліквідовувати гідратні пробки відігріванням парою або введенням метанолу, дотримуючись всіх правил з охорони праці.

У разі аварійного розливу нафти і нафтопродуктів проводиться зрізання ґрунту на глибину його забруднення (приблизно на 0,15 м). Забруднену ділянку слід оконтурити плугами з глибиною занурення лемеха 20-25 см. При середніх і значних розливах по контуру ділянки необхідно будувати траншеї і облаштовувати їх захисними екранами для попередження інтенсивного просочування нафтопродуктів у ґрунт. Збір розливів необхідно здійснювати за допомогою спеціальної нафтозбірної техніки. На поверхню забруднених місць перед нанесенням родючого шару ґрунту наносять адсорбент (гідрофобізований перліт, вермикуліт) із розрахунку 0,1-0,2 кг на 1 м² забрудненої території. Після того, як забруднюючі речовини будуть зібрані з поверхні ґрунту, виконується технічна і біологічна рекультивація території, які регламентовані відповідними нормативними документами.

На Богданівському родовищі для нагнітання у пласти супутньо-пластових вод у підземний горизонт використовуються високонапірні нагнітальні водопроводи, по яких перекачуються високомінералізовані води.

Внаслідок корозії та механічних ушкоджень труб можливі витoki вод з водопроводів. Такі витoki мінералізованих вод мають локальний характер і є одним з найбільш імовірних джерел забруднення ґрунтового покриву та підземних вод.

Серед факторів, що визначають надійність напірних водопроводів, одне із провідних місць належить тривалості експлуатації: чим довше експлуатується водопровід, тим більше ймовірність аварії на ньому. Витoki з напірних водопроводів обумовлені, в основному, двома причинами: корозією металу труб і механічним їх руйнуванням, прояв яких, у свою чергу, багато в чому залежить від характеристик труб, якості будівельних робіт і умов експлуатації. У процесі експлуатації системи ППТ витoki мінералізованих вод можливі через малі отвори, що виникають у тілі труби внаслідок корозії, або у зварному шві, як результат прихованого дефекту. Частота поривів трубопроводу зростає зі збільшенням строку їхньої експлуатації, несвоєчасною заміною зношених труб, недостатнім інгібіторним і катодним їх захистом.

Попередження впливу техногенних причин досягається дефектоскопією трубої продукції до монтажу водопроводів, 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 у присутності оператора, що знайомий з точним місцем розташування їх трас).

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу процесу підтримки пластового тиску на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- для попередження перетоків СПВ у за колонному просторі цементний розчин за всіма обсадними колонами нагнітальних і поглинальних свердловин піднято до їх гирла;
- закачування СПВ у робочі об'єкти через нагнітальні та поглинальні свердловини проводити у відповідності з технологічними режимами їх роботи;
- тиски закачування СПВ у поглинальний пласт повинні забезпечувати збереження скелету пласта і не перевищувати величини, яка може призвести до гідророзриву перекриваючих та підстелюючих пластів - водотривів.

Застосування сучасних матеріалів і устаткування в системі закачування, організація надійного контролю технічного стану поглинальних та нагнітальних свердловин, безумовно, дозволить попередити забруднення прісних водоносних горизонтів.

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

Найбільш відчутний, але, в той же час, далекий від порогових критичних значень, очікується вплив на атмосферне повітря. Незначний вплив можливий також на ґрунтовий покрив, водне середовище стан фауни і флори. Впливу на кліматичні фактори та матеріальні об'єкти не передбачається зовсім, а на соціальне середовище очікується позитивний вплив (збереження робочих

місць, платежі до місцевого та державного бюджетів, участь у соціально-економічному розвитку місцевої громади, внесок у зміцнення паливно-енергетичної бази держави).

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

При підготовці звіту з оцінки впливу на довкілля були виявлені труднощі, які, в першу чергу, стосуються вибору критеріїв оцінки та їх ранжування за ступенем важливості за кожним із факторів впливу, виявлених до початку складання звіту.

На даний час немає порівняльного медико-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 у даний час розпочалися масові роботи із складання звітів з оцінки впливу на довкілля, 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.

Після завершення розробки родовища повинна пройти його ліквідація. Згідно статті 38 Закону України "Про нафту і газ" (вступив у дію в 2001 році) та розділу XVII "Правил розробки нафтових та газових родовищ" (затверджені наказом Мінприроди України від 15.03.2017 № 118, що зареєстрований 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 у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, з дотриманням вимог чинного законодавства.

На сьогоднішній день проект постанови КМУ "Про затвердження Порядку виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки" знаходиться на погодженні у відповідних державних органах (електронний ресурс, режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/>, <http://www.dkrp.gov.ua/print-act/1707>). Відсутність нормативного документу щодо ліквідації родовищ створює

труднощі при оцінці стану навколишнього природного середовища в постліквідаційний період.

При проведенні оцінки впливу на довкілля виникають труднощі 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 регулярних моніторингових досліджень 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, що підлягає оцінці впливу на довкілля опубліковано у газетах "Град Прилуки" № 6 (845) від 07.02.18 р., "Слово Варвинщини" № 6 (10845) від 09.02.18 р, а також на сайті Міністерства екології та природних ресурсів України 09.02.2018 р. (реєстраційний номер справи про оцінку впливу на довкілля планованої діяльності 201827140 в Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля).

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 (09.02.18 р.) повідомлення про планову діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, зауважень і пропозицій від громадськості не надходило (лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА № 04-11/492 від 22.02.2018 р. наведений у додатку Л).

11 СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ

У межах Богданівського родовищі проводяться наступні дослідження щодо стану навколишнього природного середовища:

- лабораторією екологічних досліджень НДП ПАТ "Укрнафта" (свідоцтво про атестацію лабораторії наведено в додатку Д) проводяться періодичні спостереження за станом атмосферного повітря на межі санітарно-захисної зони промислового майданчика ГЗУ "Богдани". Періодичність відбирання проб – 1 раз на рік. Показники, що контролюються: діоксид азоту, оксид азоту, оксид вуглецю, метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан;

- цією ж лабораторією 1 раз на 5 років проводиться інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря. На основі матеріалів інвентаризації складаються обґрунтовуючі матеріали для отримання дозволу на викиди;

- лабораторією вод та ґрунтів НДП ПАТ "Укрнафта" (свідоцтво про атестацію лабораторії наведено в додатку Й) проводяться періодичні спостереження за станом поверхневих та підземних вод, ґрунтів у межах впливу Богданівського родовища у тимчасових пунктах спостережень. Періодичність спостереження – 2 рази на рік. Якість підземних і поверхневих вод визначається за наступним переліком показників: нафтопродукти, хлориди, натрій, калій, гідрокарбонати, карбонати, сульфати, кальцій, магній, залізо загальне, амоній-іон, мінералізація, жорсткість, водневий показник рН. Перелік показників, що визначаються у пробах ґрунту, наступний: вологість ґрунту, щільний залишок, рН водної витяжки, вміст карбонатів і бікарбонатів, хлорид-іон, іони кальцію, магнію, калію, натрію, сульфатів, рухомого фосфору; лужногідролізованого азоту по Корнфілду, вміст органічної речовини, гумусу та нітратів. Також лабораторією відбираються проби атмосферного повітря у межах Богданівського родовища, аналіз яких здійснює лабораторія екологічних досліджень НДП ПАТ "Укрнафта". Оцінка стану забруднення атмосферного повітря проводиться за вмістом у повітряній суміші насичених і ненасичених вуглеводнів;

- спостереження за радіаційним станом території та виробничих об'єктів. Періодичність контролю – один раз на рік;

- контроль за дотриманням вимог технологічних регламентів та станом обладнання, що запобігає виникненню аварійних ситуацій, а відповідно і забрудненню навколишнього середовища. Періодичність контролю – щоденно;

- дотримання вимог поводження з відходами у відповідності до Закону України "Про відходи".

12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Варвинського району Чернігівської області на відстані 12 км на південь від смт. Варва та 34 км на південний схід від м. Прилуки. Найближчі до родовища населені пункти – с. Богдани, Дашенки, Світличне.

Найближчою залізничною станцією, що забезпечує приймання вантажів залізничного перевезення для бурових і нафтогазовидобувних підприємств, є станція Прилуки, яка знаходиться на відстані 40 км на північний-захід від родовища.

Богданівське родовище розташоване на землях Богданівської сільської ради. Земельні ділянки під об'єктами НГВУ "Чернігівнафтогаз" займають площу 28,97 га.

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище відкрите у 1967 р. У 1968 р. розпочато дослідно-промислову розробку нафтових покладів, а з 1972 р. – газоконденсатних покладів. У промислову розробку Богданівське родовище введено у 1974 р.

Продуктивні горизонти на родовищі виділено у нижньопермських та кам'яновугільних відкладах. В інтервалі глибин від 1910 до 3250 м відкрито 19 нафтових, газонафтових і газоконденсатних об'єктів. Поклади відносяться до типу пластових склепінних, літологічно та тектонічно екранованих.

Сумарно станом на 01.01.2018 р. з нафтових покладів Богданівського родовища видобуто: нафти 2331,965 тис. т, рідини – 14301,508 тис. т, розчиненого газу – 743,212 млн м³. З газоконденсатних покладів видобуто: вільного газу – 837,705 млн м³, конденсату – 82,518 тис. т та запомповано води – 1207,654 тис. т. Родовище знаходиться на пізній стадії розробки.

Мета планової діяльності – продовження видобування вуглеводнів НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" на Богданівському нафтогазоконденсатному родовищі, а саме: основні – газ природний, нафта, газ, розчинений у нафті, конденсат та експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах родовища.

Промислову розробку Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" проводить на основі отриманого спеціального дозволу на користування надрами № 1622 від 07.08.1998 р. на 20 років та гірничого відводу № 22730 від 12.10.2012 р.

Площа Богданівського нафтогазоконденсатного родовища у межах ліцензійної ділянки становить 6,3 км².

У межах Богданівського родовища пробурено 62 свердловини, 19 з них – діючі.

Всі свердловини Богданівського родовища мають багатоколонну конструкцію з підняттям цементу до гирла свердловин, що забезпечує герметичність та запобігає потраплянню пластових флюїдів до підземних та поверхневих вод, ґрунтів, у надра.

Подальша розробка родовища передбачається існуючим фондом свердловин.

Згідно із проектними рішеннями [5] за подальші 23 роки експлуатації Богданівського родовища буде видобуто 105,570 тис. т нафти та 16,672 млн м³ нафтового газу.

Родовище облаштоване і має весь комплекс необхідних комунікацій та технологічне обладнання для збору, підготовки і внутрішньо- та зовнішньопромислового транспортування нафти і газу.

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

На Богданівському родовищі наявний один промисловий майданчик, де розтшована групова замірна установка ГЗУ "Богдани". Комплекс обладнання, який встановлений на ГЗУ-"Богдани", призначений для збору і попередньої підготовки нафтогазової продукції свердловин Богданівського родовища. Тут проводиться замір загальної кількості видобутку нафти і газу, замір кількості закачаної пластової води в нагнітальні і скидові свердловини, замір дебітів рідини по кожній свердловині окремо.

Сировиною на ГЗУ-Богдани є продукція свердловин Богданівського родовища: нафта, нафтовий газ і пластова вода

Готовою продукцією ГЗУ-"Богдани" є:

- нафтовий газ, який подається на І ступінь ДКС ГГПЗ;
- нафта з обводненістю не більше 20% і залишковим розчинним газом – перекачується на УПС ГГПЗ;
- пластова вода, яка, після відстою в резервуарі РВС-700, використовується в системі підтримки пластового тиску.

На території проммайданчика розташовано 11 джерел викидів забруднюючих речовин, що будуть експлуатуватись і в подальшому. Сумарні валові обсяги викидів забруднюючих речовин та парникових газів за результатами інвентаризації становлять 296,7387 т/рік.

ГЗУ-"Богдани" Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" відноситься до другої групи об'єктів за складом документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів. Отримано дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря № 7421180601-1 від 15.03.2017 р., термін дії до 15.03.2027 р.

Найближча житлова забудова від ГЗУ "Богдани" розташована в південному напрямку на відстані близько 800 м – с. Богдани Варвинського району Чернігівської області. Розмір санітарно-захисної зони, яка становить 300 м, витримані [6].

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

З метою визначення впливу виробництв промислового майданчика на атмосферне повітря проводиться контроль за рівнем забруднення атмосферного повітря на межі санітарно-захисної зони ГЗУ – "Богдани" з періодичністю 1 раз на рік.

В основу спостереження і контролю за забрудненням атмосфери

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

Для отримання якісної інформації щодо забруднення повітряного басейну контроль проводився на межі санітарно-захисної зони від промислових майданчиків підприємства.

Під час аналізу отриманих результатів прямих інструментальних замірів та лабораторних досліджень для порівняння кількості викидів забруднюючих речовин (г/с) використовувався дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами. У результаті контролю з дотримання дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря перевищення нормативів гранично-допустимих концентрацій не виявлено [9]. Результати досліджень та нормативні значення для показників, що визначалися, наведено в таблиці 3.3.

Лабораторією моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта" двічі на рік відбираються для аналізу проби атмосферного повітря в межах Богданівського родовища. У 2017 році до складу мережі контролю атмосферного повітря на території Богданівського родовища ввійшло вісім тимчасових пунктів контролю. Результати досліджень та нормативні значення для показників, що визначалися, наведено в таблиці 3.4.

Оцінка стану забруднення повітряного басейну визначалась за вмістом у повітряній суміші насичених і ненасичених вуглеводнів.

Критерієм оцінки забрудненості навколишнього середовища при проведенні даного виду робіт є гранично допустима концентрація речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Загальний стан приземного шару атмосферного повітря досліджуваної території характеризується як задовільний.

Лабораторією моніторингу вод та ґрунтів НДПІ ПАТ "Укрнафта" двічі на рік виконуються вимірювання показників складу та властивостей поверхневих, підземних вод у межах Богданівського родовища. Якість підземних і поверхневих вод визначається за наступним переліком показників: нафтопродукти, хлориди, натрій, калій, гідрокарбонати, карбонати, сульфати, кальцій, магній, залізо загальне, амоній-іон, мінералізація, жорсткість, водневий показник рН. Результати аналізу проб поверхневих та підземних вод відібраних в березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз", приведені в таблиці 3.6.

Цією ж лабораторією двічі на рік виконуються вимірювання показників складу ґрунтів у межах Богданівського родовища. Перелік показників, що визначаються у пробах ґрунту, наступний: вологість ґрунту, щільний залишок, рН водної витяжки, вміст карбонатів і бікарбонатів, хлорид-іон, іони кальцію, магнію, калію, натрію, сульфатів, рухомого фосфору; лужногідролізованого азоту по Корнфілду, вміст органічної речовини, гумусу та нітратів. Результати

аналізу проб ґрунту відібраних березні і жовтні місяці 2017 року в межах Богданівського родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз" приведені у таблиці 3.7 і вказують на задовільний стан ґрунтів.

На території родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається (таблиця 3.8).

У межах ліцензійної ділянки Богданівського родовища об'єкти природно-заповідного фонду відсутні (додаток А).

Рівень соціального ризику планової діяльності – прийнятний.

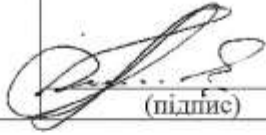
Результати проведеної оцінки впливу на довкілля свідчать, що у процесі видобування вуглеводнів на Богданівському родовищі вплив на навколишнє середовище є незначним, у межах допустимих норм.

Проведення планованої діяльності щодо подальшої експлуатації Богданівського родовища до повного вилучення балансових запасів вуглеводнів з дотриманням технічних, технологічних та природоохоронних нормативів і вимог не матиме значного негативного впливу на довкілля.

13 СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України "Про оцінку впливу на довкілля". – Відомості Верховної Ради України, 2047, № 29, ст. 315.
2. Звіт про науково-дослідну роботу "Авторський нагляд за реалізацією проектних технологічних документів по розробці родовищ нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз" за 2017 рік", наряд замовленням № 410151, НДПІ ПАТ "Укрнафта", – Івано-Франківськ, 2018.
3. Уточнений проект розробки Богдановського месторождения: Отчет УкрГиПроНИИнефть за договором № 88/48 / Л. Мирзоян, С. Андришак, В. Спас, А. Демянцева. – К., 1988. – 314 с.
4. Корективи показників розробки Богданівського родовища: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд замовленням № 410522 / В. Коваль, Г. Бойчук [та інші.]. – Івано-Франківськ, 2013. – 76 с.
5. Уточнений проект промислової розробки Богданівського НГКР. Звіт про науково-дослідну роботу. НДПІ ПАТ "Укрнафта" / М. Сенюшкович, В. Семенюк [та інші.]. – Івано-Франківськ, 2017. – 161 с.
6. Звіт інвентаризації викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта" (виконаний на основі наряд-замовлення № 410456 "Інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин та розробка документів, що обґрунтовують обсяги викидів в атмосферне повітря стаціонарними джерелами об'єктів НГВУ "Чернігівнафтогаз" між НГВУ "Чернігівнафтогаз" та Науково-дослідним і проектним інститутом (НДПІ) ПАТ "Укрнафта"), 2016 рік.
7. Документи, у яких обґрунтовуються обсяги викидів для отримання дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами для НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта", ГЗУ-"Богдани" Гнідинцівського ЦВНГ, 2016 рік, відповідальний виконавець – провідний інженер відділу екології НДПІ Завалко І. Й.
8. 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.
9. Звіт про надання науково-технічних послуг "Контроль дотримання нормативів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел викидів, проведення обстеження технічного стану та визначення ефективності роботи пилогазоочисного обладнання ГОУ" (заклучний), наряд-замовлення № 410472, 2017 рік, відповідальний виконавець – інженер I категорії відділу екології НДПІ ПАТ "Укрнафта", Т. Римарчук.
10. Звіт про надання науково-технічних послуг "Моніторинг навколишнього середовища в районі діяльності НГВУ "Чергівнафтогаз", н.з. № 410475, 2017 рік, відповідальний виконавець – провідний інженер відділу екології НДПІ ПАТ "Укрнафта", І. Никоненко.

11. Рубан С.А., Шинкаревський М.А. Гідрогеологічна оцінка та прогнози режиму підземних вод України. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 572 с.
12. ДсанПіІІ2.2.4-171-10 "Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною".
13. Атлас почв Украинской ССР/ Под ред. Н.К. Крупкого, Н.И. Полупана. – Киев: Урожай, 1979. – 160 с.
14. ОНД-86 "Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", Л. Гидрометеониздат, 1987.
15. 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.

Виконавець <u>Коронецька Н.М.</u> фахівець служби дозвільно-ліцензійної екологічної документації (прізвище, ім'я, по батькові, кваліфікація)	 (підпис)
Виконавець <u>Никоненко І.Ю.</u> начальник служби дозвільно-ліцензійної екологічної документації (прізвище, ім'я, по батькові, кваліфікація)	 (підпис)

ДОДАТОК А

**ЛИСТ ДЕПАРТАМЕНТУ АГРОПРОМИСЛОВОГО РОЗВИТКУ,
ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ
ЩОДО НАЯВНОСТІ ПРИРОДНО-ЗАПОВІДНОГО ФОНДУ**



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 0073370223.07.2018 № 12-09/

На № 01/01/11/06/03/02-02/1/1220 від 09.07.2018

НГВУ «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 Будаковський 0978759004



Ю. ТКАЛИЧ



Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Чернігівнафтогаз»
вул. Воззв'язка, 1
м. Прилуки, 17500, Україна
тел. +3804637 3 15 90
факс +3804637 3 21 98
www.ukrnafta.com

Public joint stock company
"Ukrnafta"
NGVU "Chernihivnaftogaz"
Vokzalna str. 1,
Prulyky, Ukraine, 17500
tel. +3804637 3 15 90
fax +3804637 3 21 98
www.ukrnafta.com

09.07.18 № 01/01/11/06/03/03/02-02/11/220

На № _____

Директору Департаменту
агропромислового розвитку,
екології та природних ресурсів
просп. Миру, 14 м. Чернівці 14000

«Щодо інформації по природно-заповідних об'єктах»

Для отримання висновків ОВД, просимо Вас надати для використання в роботі інформацію про наявність природно-заповідних об'єктів загальнодержавного та місцевого значень (назву, місце розташування, площу, інше), розташованих у межах Прилуцького, Варвинського, Талалаївського, Ічнянського, Срібнянського, Ніжинського районів Чернігівської області, для врахування при виконанні звітів з оцінки впливу на довкілля планованої діяльності з видобування корисних копалин на родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта".

Операційний менеджер управління

Цюпка В.І.

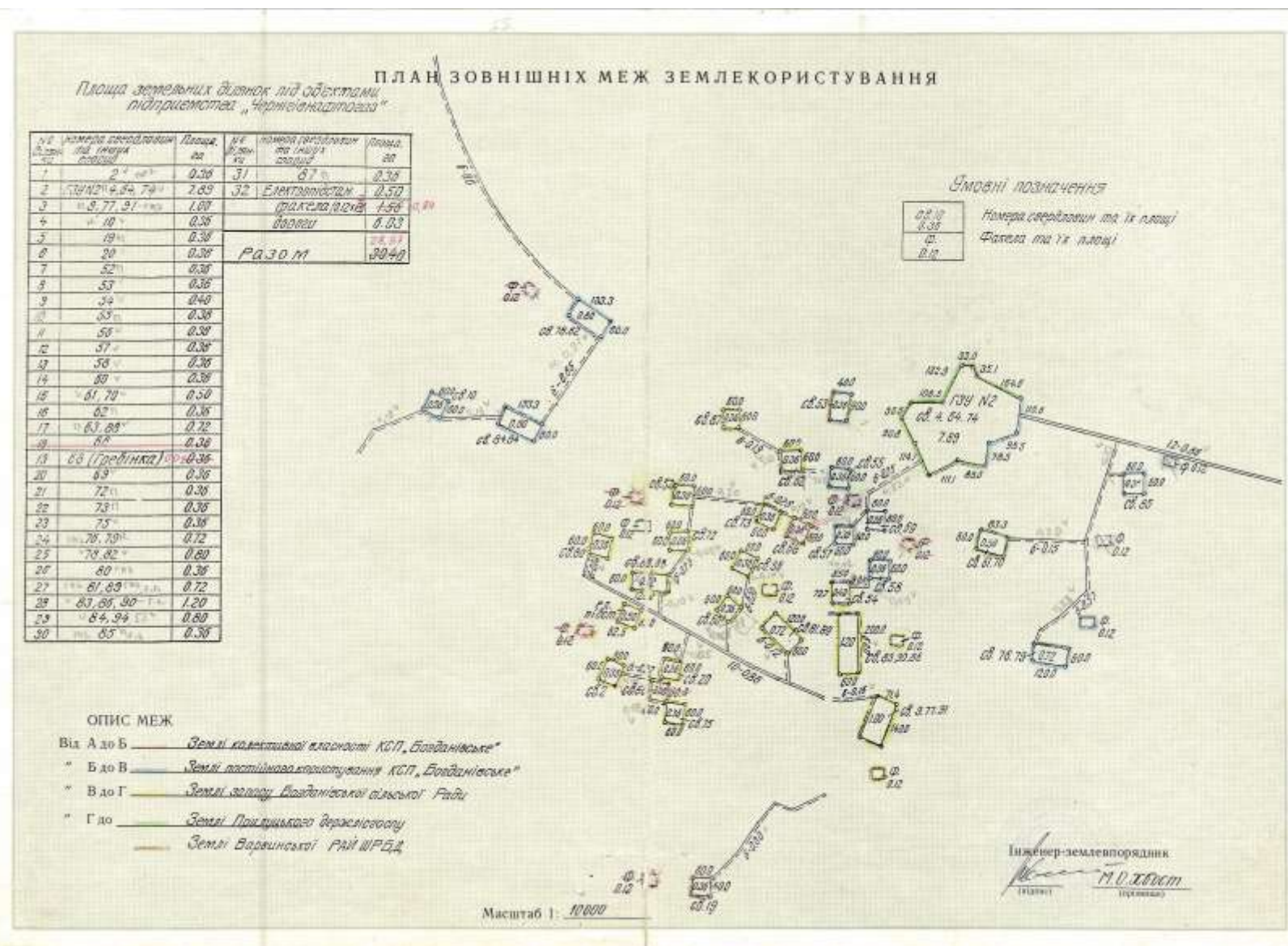
Євдокимова С.А.
(04637) 33616

Григор'єв
Воронцов
Трофименко
Соловйов
Михайленко
Ширівський
Борисенко
Мамонтов

ДОДАТОК Б

**ДЕРЖАВНИЙ АКТ НА ПРАВО
ПОСТІЙНОГО КОРИСТУВАННЯ ЗЕМЛЕЮ**

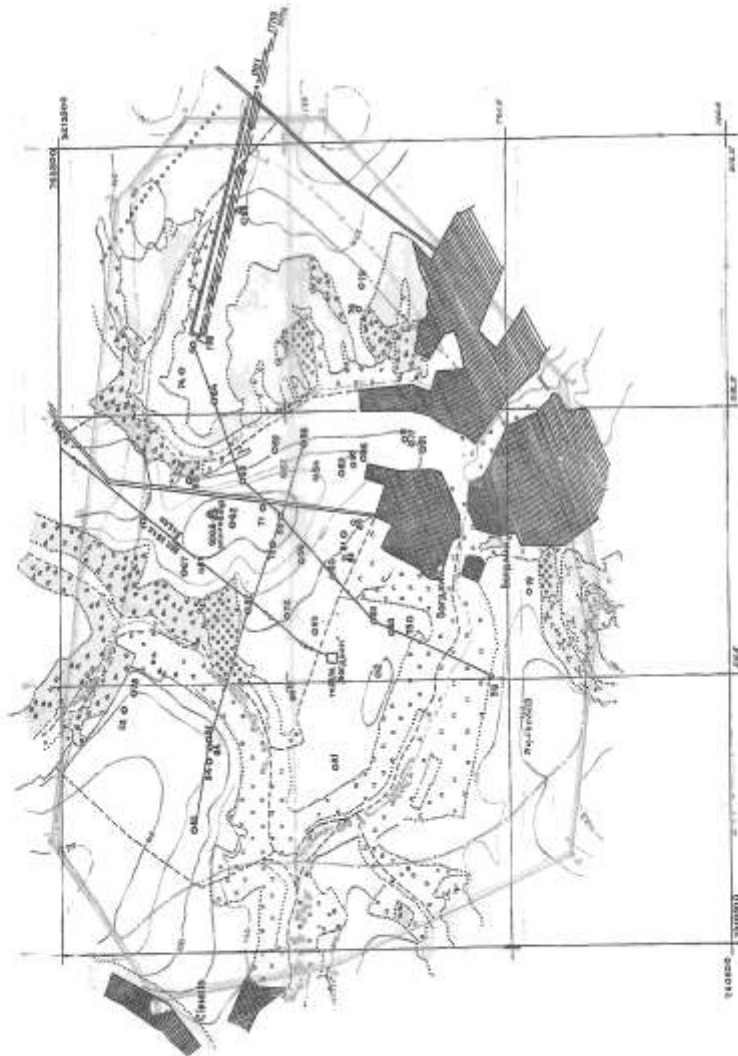




ДОДАТОК В

КАРТА-СХЕМА ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ
БОГДАНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

ПРОЕКТ ГІРНИЧОГО ВІДВОДУ БОГДАНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА МАСШТАБ 1:10000



Наша компанія
"Львівський нафтогаз"
Головний геолог
Головний майстер

В.С. Гурман
В.В. Гурман
В.В. Гурман

Умовні позначення:
○ свердловини позначені
— межа гірничого відводу
— контур нафтовості
— контур газонафтовості

СИСТЕМА КООРДИНАТ: МІСЦЕВА
СИСТЕМА ВІСЕЙ ДАТІНГОВА

КООРДИНАТИ			
	X	Y	Z
1.	768590.00	5210218.00	163.25
2.	768590.00	5211110.00	168.00
3.	768590.00	5212000.00	161.50
4.	768590.00	5212900.00	168.75
5.	768590.00	5213800.00	171.50
6.	768590.00	5214700.00	171.10
7.	768590.00	5215600.00	167.50
8.	768590.00	5216500.00	160.70
9.	768590.00	5217400.00	140.00
10.	768590.00	5218300.00	147.50
S = 8165820 м² ± 816.25 м			

ДОДАТОК Г

ІНФОРМАЦІЯ
БОГДАНІВСЬКОЇ СІЛЬСЬКОЇ РАДИ
ЩОДО ВИКОПЮВАННЯ З ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНУ



УКРАЇНА
БОГДАНІВСЬКА СІЛЬСЬКА РАДА
ВАРВИНСЬКОГО РАЙОНУ
ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ
ВИКОНАВЧИЙ КОМІТЕТ

вул.Шлях. 3 с. Богданівка 17631 тел. 2-54-49 КОД ЄДРПОУ 02165656

18.07.2018 № 192

Оперативному менеджеру
НГВУ «Чернігівнафтогаз»
Цюпні В.І.

На Ваш запит щодо викопіювання з генерального плану, повідомляємо, що генерального плану, зонінгу та детального плану території та ситуаційної схеми Богданівська сільська рада не має в наявності.



Л.І.Карпенко

ДОДАТОК Д

**СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ № ІФ 786,
СВІДОЦТВО ПРО ТЕХНІЧНУ КОМПЕТЕНТНІСТЬ № ІФ 144**



МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

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

СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ

№ ІФ 786Видане ” 18 ” листопада 2014 р.Чинне до ” 18 ” листопада 2017 р.

Це свідоцтво засвідчує, що

Галузь екологічних досліджень

(назва лабораторії та підприємства)

*Науково-дослідного і проектного інституту***33603711**

(код)

ПАТ «Укрнафта»

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

(адреса)

відповідає критеріям атестації і атестовано на проведення
вимірювань у сфері поширення державного метрологічного
нагляду.Галузь атестації наведена в додатку до цього свідоцтва і є
його невід’ємною частиною.Керівник органу з атестації,
В.о.генерального директора
ДП “Івано-Франківськстандартметрологія”

В.В.Соколовський

М.П.



МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

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

Це свідоцтво засвідчує, що

Лабораторія екологічних досліджень

(назва лабораторії та підприємства)

Науково-дослідний і проектний інститут33603711

(код)

ПАТ "Укрнафта"

(адреса)

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

є технічно компетентною при проведенні вимірювань.

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

Генеральний директор
ДП "Івано-Франківськстандартметрологія"

М.П.



І.Б.Саєвич

ДОДАТОК Е

ДОЗВІЛ НА ВИКИДИ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРНЕ ПОВІТРЯ

28



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

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

ДОЗВІЛ № 7421180601-1

на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря
стаціонарними джерелами

Видано: **ПАТ "УКРНАФТА"**

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

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

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

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

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

Термін дії дозволу: **10 років, з 15.03.2017р. до 15.03.2027р.**

Рішення Держпродспоживслужби:

Управління Держпродспоживслужби у Варвинському районі

від **23.12.2016р. №265**

Дата видачі дозволу: **15.03.2017р.**
(число, місяць, рік)

Директор Департаменту



К.В. Тканко

Умови, які встановлюються в дозволі та дозволені обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами додаються на 4 аркушах.

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

1. Контактні дані суб'єкта господарювання.

Публічне акціонерне товариство "УКРНАФТА"

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

00135390

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

Роллінс Марк Ендрю, тел. (044)5061003

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

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

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

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

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

***Групово замірна установка ГЗУ-Богдани нафтогазовидобувного управління
"Чернігівнафтогаз" ПАТ "УКРНАФТА" –
Чернігівська обл., Варвинський р-н, с. Богдани***

(місцезнаходження об'єкта)

Філозон І.М., тел.0463733216

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

2. Умови, які встановлюються в дозволі на викиди.

1.1. Умова 1. До викидів забруднюючих речовин (в тому числі до технологічного процесу, обладнання та споруд, очистки газопилового потоку).

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

1.1.2. Статистичні звіти про викиди в атмосферу повинні надаватися до органів статистики. Наведена в таких звітах інформація повинна готуватися у відповідності з інструкціями з даного питання.

1.1.3. До технологічного процесу.

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

1.1.3.2. Усі роботи на підприємстві повинні здійснюватись відповідно з затвердженими технологічними документами (технологічний регламент) та з використанням сировини та матеріалів, що відповідають ДСТУ, ТУ та іншої нормативної документації, затвердженою в установленому порядку з додержанням вимог чинного природоохоронного законодавства України.

1.1.5. До обладнання і споруд.

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

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

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

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

1.1.5.5. Своєчасно ліквідувати пропуски рідини і газу у фланцевих з'єднаннях і сальникових ущільненнях на працюючому обладнанні

1.1.6. До очистки газопилового потоку.

1.1.6.1. Умови не встановлюються.

1.1.7. До неорганізованих джерел викидів.

1.1.7.1. До джерел №2310. При роботі насосів своєчасно контролювати тиск, не допускати при цьому його перевищення більше дозволених робочого. На входних і вихідних трубопроводах непрацюючих насосів- засувки повинні бути закритими.

1.1.7.2. До джерел №2311. Факельна система повинна забезпечувати стабільне горіння в широкому інтервалі витрат газів і парів, а також безпечну густину теплового потоку та запобігати попаданню повітря через верхній зріз факельних стовбурів у внутрішній простір. Для забезпечення стабільного горіння при спалюванні газів і парів з показником співвідношення їх густини відносно густини повітря більше ніж 0,8, шкідливість викиду не повинна перевищувати 120м/с. Не допускати викид нафти на факел.

1.1.7.3. До джерела №2309. Дренажні емності повинні систематично звільнятися від промстоків. Для зменшення випаровування нафтопродуктів люк емності необхідно відкривати тільки у випадку технологічної необхідності (відкачування нафтопродуктів, вимірювання рівня, температури, густини нафтопродуктів).

1.1.8. До джерел залпового викиду.

1.1.8.1. До джерела №2304. Час однієї операції перевірки працездатності запобіжного клапану не повинен перевищувати 3с.

1.2. Умова 2. Виробничий контроль.

1.2.1. Періодичний моніторинг:

1.2.1.1. Для будь-якого параметру, вимірювання якого в силу особливостей пробовідбору/аналізу за 20 хвилин неможливо, необхідно встановити придатний період

пробовідбору, а отримані при таких вимірах величини не повинні перевищувати гранично допустиму величину дозволених викидів.

1.2.1.2. Результати вимірювань масової концентрації забруднюючої речовини, які характеризують вміст цієї забруднюючої речовини за двадцятихвилинний проміжок часу по всьому вимірному перерізу газоходу, вважаються такими, що не перевищують значення відповідного нормативу граничнодопустимого викиду, якщо значення кожного результату вимірювання не перевищують значення встановленого нормативу граничнодопустимого викиду.

1.2.1.3. Гранично допустима інтенсивність викидів повинна розраховуватися на основі концентрацій як середня величина за певний період часу, помножена на величину відповідної масової витрати. Не один з визначених таким чином показників не повинен перевищувати гранично допустиму величину інтенсивності викидів.

1.2.1.4. Для всіх інших параметрів не один із середніх показників за 20 хвилин не повинен перевищувати граничнодопустиму величину дозволених викидів.

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

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

1.2.2.2. У випадку газоподібних продуктів спалювання: Температура 273 К, тиску 101,3 кПа, сухий газ, приведених до нормальних умов та стандартного вмісту кисню, для газу 3 %.

1.2.3. Оператор повинен забезпечувати постійний та безпечний доступ до точок відбору проб для контролю викидів в атмосферне повітря, а також безпечний доступ до будь-яких інших точок пробовідбору та моніторингу, відповідно вимогам Департаменту та Держекоінспекції.

1.2.4. Оператор повинен проводити відбір проб, аналіз, вимірювання, дослідження, обслуговування та калібрування відповідно до розділу - Переліку заходів щодо здійснення контролю за дотриманням затверджених нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин та умов дозволу на викиди.

1.3. Умова 3. До адміністративних дій у разі виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру.

1.3.1. Суб'єкт господарювання (Оператор) повинен направляти повідомлення, як по телефону, так і по факсу (якщо є така можливість) в Департамент та до Держекоінспекції як можливо скоріше (на скільки це практично можливо), після того, як відбувається щось з наступного:

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

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

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

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

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

3. Дозволені обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

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

№2301 - Дихальний клапан

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

- для Метан 0,08702

№2302 - Дихальний клапан

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

- для Метан 0,0145

№2303 - Дихальний клапан

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

- для Метан 0,00059

№2304 - Свіча від запобіжного клапана

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

- для Метан 0,17452

№2305 - Труба вентиляційна

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

- для Метан 0,00055

№2307 - Свіча (дихальний патрубок)

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

- для Спирт метиловий 4Е-5

№2308 - Труба вентиляційна

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

- для Спирт метиловий 0,0003

№2312 - Дихальний клапан

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

- для Метан 6Е-5

3.2. Для неорганізованих джерел викидів (№№2309,2310,2311) нормативи граничнодопустимих викидів не встановлюються. Регулювання здійснюється шляхом встановлення вимог щодо технологічного процесу та управління діяльністю, виконання яких забезпечить регулювання викидів забруднюючих речовин від неорганізованого джерела забруднення атмосферного повітря.

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

4. Заходи щодо скорочення викидів забруднюючих речовин.

Не передбачено.

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

Не встановлено.

6. Скасування діючих дозволів.

Для отримання нового дозволу на викиди в атмосферне повітря, за місяць до його закінчення необхідно надати Документи у яких обґрунтовуються обсяги викидів до Департаменту екології та природних ресурсів.

Дозвіл складено в 2-х примірниках.

Начальник відділу регулювання
водних ресурсів, атмосферного повітря
та відходів



(підпис)

Є. О. Воловатова

ДОДАТОК Є

ДОЗВІЛ НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ

Варва



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ
 ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

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

ДОЗВІЛ
 НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ

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

« 07 » серпня 2015р.

Укр. № 328 А/Чри.

Термін дії дозволу з 07.08. 2015р. до 07.08.2025р.

Директор Департаменту



К.В. Тканко
 (П.І.Б.)

Термін дії дозволу продовжений до:

Директор Департаменту

(підпис)

(П.І.Б.)

М. П.

Дозвіл на спеціальне водокористування з умовами на 6 сторінках

ДОЗВІЛ НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ

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

1. Виданий **« 07 » серпня 2015р.** Укр. № **328 А/Чри.**
 на термін до **« 07 » серпня 2025р.** **10 (десять) років**
 Термін дії дозволу продовжений до: « ____ » _____ 20 ____ р.
2. Матеріали, що подані на розгляд :
клопотання, обґрунтування потреби у воді, інші відомості.
3. Реквізити водокористувача :
 а) підприємство, організація, господарство: Публічне акціонерне товариство «Укрнафта» для нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз»
 б) головне управління, об'єднання: _____ -
 в) міністерство, відомство: _____ -
 г) поштова адреса та телефон водокористувача або проектної організації, що клопоче про видачу дозволу на спеціальне водокористування :
Юридична адреса: 04053, м. Київ, провулок Несторівський, 3-5
Поштова адреса: 17500, Чернігівська область, м. Прилуки,
вул. Вокзальна, 1, тел. (04637) 3-15-90
МЗД: смт. Варва та с. Гнідинці Варвинського району
4. Назва і код водного об'єкта та водогосподарської ділянки (джерела водопостачання та приймача стічних вод):
 а) Джерело водопостачання: вода підземна, 60 ЧЕР ДНЄПР 0621/0118/0172 (Чорне море/ Дніпро/ Сула/ Удай/ Варва), об'єкт загальнодержавного значення, прийом води з мережі комунального водопроводу та мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ
 б) Приймач стічних вод: вигріб, 84
5. Характеристика водокористування :
 а) мета водокористування (водопостачання та його вид, скид стічних вод, зрошення, гідроенергетика та інше): забезпечення власних господарсько-побутових та виробничих потреб, відведення стічних вод у вигріб
 б) основні показники діяльності об'єкту - водокористувача (виробнича потужність, площа зрошення, чисельність та інше): згідно обґрунтування потреби у воді

в) назва і місцезнаходження водозабірних, підпірних споруд і випусків стічних вод (для підземних джерел вказується глибина і продуктивність свердловин):

№ свердловини	Місце розташування свердловини	Глибина свердловини, м	Продуктивність свердловини, м ³ /год
1	на території автоколонії №2 смт. Варва Чернігівська область	108,0	1,8

г) способи очищення стічних вод, склад і продуктивність очисних споруд (м³/добу; м³/рік): очисні споруди відсутні

д) наявність і характеристика обладнання для обліку використання вод і їхнього лабораторного аналізу: облік забору води зі свердловини №1 здійснюється за показниками вимірювального приладу марки МТК-УА 40/300, облік забору води з мережі комунального водопроводу за показниками вимірювальних приладів марки ETR-УА 20Х/130 (3 шт.), облік забору води з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ за показниками вимірювальних приладів марки СТВГ-1/65 (1 шт.), СТВ-100 (2 шт.), СТВ-80 (1 шт.), ETR-УА 20 (1 шт.), КВ-1.5 (1 шт.), КВБ-10 (2 шт.)

6. Водокористування дозволяється при дотриманні наступних умов :

а) забір води із 1 (однієї) локальної діючої свердловини, мережі комунального водопроводу та мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ для власних господарсько-побутових та виробничих потреб у загальному об'ємі:

	<u>85,02</u> м ³ /добу,	<u>22,732</u> тис.м ³ /рік, у т.ч.:
- з підземних джерел	<u>8,08</u> м ³ /добу,	<u>1,604</u> тис.м ³ /рік
- з мережі комунального водопроводу	<u>3,23</u> м ³ /добу,	<u>0,78</u> тис.м ³ /рік
- з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ	<u>73,71</u> м ³ /добу,	<u>20,348</u> тис.м ³ /рік, з них:
• підземні води	<u>17,31</u> м ³ /добу,	<u>4,31</u> тис.м ³ /рік
• поверхневі води	<u>56,4</u> м ³ /добу,	<u>16,038</u> тис.м ³ /рік
	<u>з них:</u>	

на господарсько-побутові потреби

	<u>25,92</u> м ³ /добу,	<u>6,37</u> тис.м ³ /рік, у т.ч.:
- з підземних джерел	<u>5,38</u> м ³ /добу,	<u>1,28</u> тис.м ³ /рік
- з мережі комунального водопроводу	<u>3,23</u> м ³ /добу,	<u>0,78</u> тис.м ³ /рік
- з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ	<u>17,31</u> м ³ /добу,	<u>4,31</u> тис.м ³ /рік, з них:
• підземні води	<u>17,31</u> м ³ /добу,	<u>4,31</u> тис.м ³ /рік

на виробничі потреби 59,1 м³/добу, 16,362 тис.м³/рік, у т.ч.:

- з підземних джерел 2,7 м³/добу, 0,324 тис.м³/рік

- з мережі водопроводу від
 Гнідинцівського ГПЗ 56,4 м³/добу, 16,038 тис.м³/рік, з них:
 • поверхневі води 56,4 м³/добу, 16,038 тис.м³/рік
- б) об'єми і категорії води, отриманої від інших підприємств не більше:
- питної якості з мережі комунального водопроводу у загальному об'ємі:
3,23 м³/добу, 0,78 тис.м³/рік.
- питної якості з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ у загальному об'ємі:
17,31 м³/добу, 4,31 тис.м³/рік.
- технічної якості з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ у загальному об'ємі:
56,4 м³/добу, 16,038 тис.м³/рік.
- в) сезонне водоспоживання і водовідведення: не змінюється
- г) можливе обмеження водоспоживання у маловодні роки: водокористувачу можуть бути обмежені або змінені умови водокористування згідно ст. 45 Водного кодексу України
- д) використання води в системі оборотного (повторного) водокористування:
- м³/добу, - тис.м³/рік
- е) об'єми та категорії води, яка передається іншим підприємствам і організаціям, населенню, відводиться на ЗПЗ, накопичувачі та інше:
Відведення стічних вод дозволяється здійснювати у вигріб
 у загальному об'ємі:
18,67 м³/добу, 5,424 тис.м³/рік
- є) кількість стічних вод, що скидаються у водний об'єкт, по кожному випуску окремо, не більше: не скидаються
- ж) якісна характеристика стічних вод на випусках (мг/л): не потрібна
- з) граничнодопустимий скид (ГДС) речовин із стічними водами у водні об'єкти (г/годину, т/рік): не потрібний
- и) вимоги до витратовимірювальної апаратури: утримувати у технічно справному стані, своєчасно здійснювати перевірку
- і) режим експлуатації водосховищ: водосховища відсутні
- ї) умови сплаву лісу і сплаву деревини в пучках і кошелях без суднової тяги: немає
- й) інші умови:
1. Ліміт забору води з підземних джерел, мережі комунального водопроводу та мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: 22,732 тис.м³/рік
- у т.ч.
- з підземних джерел 1,604 тис.м³/рік
- з мережі комунального водопроводу 0,78 тис.м³/рік

- з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ - 20,348 тис.м³/рік
- 2. Ліміт використання води з підземних джерел, мережі комунального водопроводу та мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ на власні потреби встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: - 22,732 тис.м³/рік
 - у т.ч.
 - з підземних джерел - 1,604 тис.м³/рік
 - з мережі комунального водопроводу - 0,78 тис.м³/рік
 - з мережі водопроводу від Гнідинцівського ГПЗ - 20,348 тис.м³/рік
- 3. Ліміт водовідведення у вигріб встановлюється на термін дії дозволу на спеціальне водокористування рівним: - 5,424 тис.м³/рік
- 4. Забезпечити виконання вимог, викладених в висновку Держгеонадр України № 9766/13/10-15 від 28.07.2015р., а саме:
 - застосування води для питних потреб тільки при відповідності якості води до вимог ДСанПіН 2.2.4-171-10;
 - вести регулярний облік відбору води, її якості та глибини рівня у водозабірній споруді;
 - дотримання санітарно-технічних норм з утримання експлуатаційної водозабірної споруди та водонесучих комунікацій;
 - відповідно до статті 17 Закону України «Про питну воду та питне водопостачання» та статті 19 Кодексу України про надра, у разі використання підземних вод для питного водопостачання суб'єкт господарювання повинен одержати спеціальний дозвіл на користування надрами, з урахуванням особливостей, передбачених статтею 23 Кодексу України про надра;
 - надавати щорічно до 20 січня наступного за звітним роком дані режимних спостережень, відомості про фактичний водовідбір та результати хімічних аналізів за формою 7-ГР Київській ГТЕ ДП «УГК» (02088, м. Київ, провул. Геофізиків, 10) та ДНВП «Геоінформ України» (03680, м. Київ, вул. Е. Потьє).
- 5. Забезпечити виконання вимог, викладених в висновку Деснянського БУВР № 03-02/114-13 від 22.06.2015р., а саме:
 - звіт про використання води по формі №2- ТП водгосп подавати до Деснянського басейнового управління водних ресурсів (14017, м. Чернігів, пр. Перемоги,39-А); - 1 раз на рік, до 01 лютого
 - дотримуватись встановленого ліміту забору води, ліміту використання води та ліміту скиду стічної води; - постійно
 - утримувати зони санітарної охорони артезіанських свердловин відповідно до вимог ДБН Б.2.4-1-94; - постійно
 - утримувати в задовільному стані водозабірні споруди; - постійно
 - своєчасно сплачувати рентну плату за спеціальне водокористування; - відповідно вимогам Податкового кодексу України
 - облік забору води з артезіанських свердловин здійснювати за допомогою вимірювальних пристроїв, систематично вести облік забраної води з записами в журналах первинного обліку по формі ПОД-11.
- 6. Своєчасно вивозити стічні води з вигрібу.

7. Виконувати вимоги приписів Державної екологічної інспекції у Чернігівській області. - постійно
8. При здійсненні спеціального водокористування дотримуватись вимог природоохоронного законодавства. - постійно
9. При зміні умов водокористування дозвіл на спеціальне водокористування підлягає переоформленню.

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

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

Дозвіл складено в 2-х примірниках.

Купцова Т.П.
4-10-50

ПОГОДЖЕНО:

1. З органами державного санітарного нагляду на строк
 “ ” 20 р. № не вимагається

 (організація, посадова особа)
2. З органами рибохорони на строк
 “ ” 20 р. № не вимагається

 (організація, посадова особа)
3. З органами геології
 “ 28 ” липня 2015р. № 9766/13/10-15
Держгеонадра України Т.в.о. Голови Бояркін М.О.
 (організація, посадова особа)
4. З органами державного гірничого нагляду на строк
 “ ” 20 р. № не вимагається

 (організація, посадова особа)
5. З органами ветеринарної служби на строк
 “ ” 20 р. № не вимагається

 (організація, посадова особа)
6. З первинними водокористувачами (при видачі дозволу на використання водних об'єктів, наданих в особисте користування) на строк
 “ ” 20 р. № не вимагається

 (організація, посадова особа)
7. З власниками водопровідно-каналізаційних мереж (при підключенні до вказаних мереж), очисних споруд
 “01” жовтня 2014р. № 52
КП “Господар” Варвинської селищної ради Директор Черняхович М.В.
 (організація, посадова особа)
 “30” січня 2015р. № 15-р/44-4нг
Гнідинівський ГПЗ ПАТ «Укрнафта» Директор Дядика М.М.
 (організація, посадова особа)
 “30” січня 2015р. № 14-р/45-4нг
Гнідинівський ГПЗ ПАТ «Укрнафта» Директор Дядика М.М.
 (організація, посадова особа)
8. З органами контролю за використанням та охороною вод
 “ 24 ” грудня 2014р. № 03-02/244-02
Деснянське БУВР Заступник начальника управління Райхіль І.В.
 (організація, посадова особа)

ДОДАТОК Ж

МАТЕРІАЛИ ІНВЕНТАРИЗАЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ВІДХОДВ

"ЗАТВЕРДЖУЮ"
 Начальник НГВУ „Чернігівнафтогаз”

 _____ Прозур В.П.
 _____ 2011 р.



МАТЕРІАЛИ ІНВЕНТАРИЗАЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ВІДХОДІВ

Нафтогазовидобувного управління
 «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»

"ЗАРЕЄСТРОВАНО"
 Головний державний санітарний
 лікар Чернігівської області

 _____ М.П.Донець
 _____ м.п.
 № _____ від _____ 2011 р.





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

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

06.09.2011 № СГ-05/3067
 На № 21-13/2852 від 18.08.2011

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

17500, м.Прилуки, вул.Вокзальна,1

Щодо інвентаризації відходів

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

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

**Заступник начальника
 Держуправління**



Т.Г. Дадашева

ДОДАТОК 3

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



13.08.2017

Всх № 20-11/421

Ідентифікаційний код ЄДРПОУ

0 0 1 3 6 5 7 3

Державне статистичне спостереження

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

Порушення порядку подання або використання даних державних статистичних спостережень тягне за собою відповідальність, яка встановлена статтею 186³ 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 перебігом, 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.Прилукивул.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 (у тому числі звалища, полігони тощо)	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 зіпсовані відпрацьовані	Масла та мастила моторні відпрацьовані	Люмінесцентні лампи та відходи, що містять ртуть	Відходи комунальні ТПВ	Відпрацьовані автошини
B	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)	6000.29.04	60002.8.10	7710.3.1.26	7720.3.1.01	6000.2.9.03
B	Код категорії відходів за матеріалом	08.41	01.3	08	10.1	073
Г	Клас небезпеки відходів	101	102	101	104	104
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником	0123	1101	0122	1801	1801
10	Наявність відходів на початок року	3,500	15,500	0,000	0,000	15,506
11	Утворилося відходів протягом року	5,598	0,154	0,222	190,870	38,234
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)	-	-	-	-	-
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)	-	-	-	-	-
25	Утилізовано відходів	код операції (R)	-	-	-	-
		обсяг	-	-	-	-
30	Видалено відходів	код операції (D)	-	-	-	-
		обсяг	-	-	-	-
40	Передано відходів на сторону – усього (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	Ґрунти 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	7710.3.1.09
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	Передає 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)			
B	Код відходів за класифікатором (ДК 005-96)		7720.3.1.03			
B	Код категорії відходів за матеріалом		10.1			
Г	Клас небезпеки відходів		104			
Д	Код групи відходів за основним небезпечним складником		1801			
10	Наявність відходів на початок року		0,000			
11	Утворилося відходів протягом року		8182,000			
18	Спалено відходів з метою отримання енергії (R1)					
19	Спалено відходів з метою теплового перероблення (D10)					
25	Утилізовано відходів	код операції (R)				
		обсяг				
30	Видалено відходів	код операції (D)				
		обсяг				
40	Передано відходів на сторону – усього (сума ряд. 41, 42, 43)		8182,000			
	у тому числі					
41	для утилізації					
42	для видалення		8182,000			
43	фізичним особам для використання					
50	Експортовано відходів – усього, (сума ряд. 51, 52)					
	у тому числі					
51	для утилізації					
52	для видалення					
60	Розміщено відходів на стихійних звалищах					
70	Вилучено відходів унаслідок витікання, випаровування, пожеж, крадіжок					
72	Наявність відходів на кінець року, (ряд. (10+11-18-19-25-30-40-50-60-70))		0,000			

продовження розділу 11

(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 небезпеки 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
A	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
A	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
A	Б	1
80	Утворилося	
81	Видалено (D1, D5 D12)	
82	Спалено з метою отримання енергії (R1)	
83	Спалено з метою теплового перероблення відходів (D10)	

оперативний менеджер

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


 (ПІБ)

Цюпка В.І.

(ПІБ)



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

ДОДАТОК И

ПАСПОРТ МІСЦЯ ВИДАЛЕННЯ ВІДХОДІВ

ЗАТВЕРДЖЕНО

 Директор Департаменту
 екології та природних ресурсів
 Чернігівської ОДА


 (підпис, прізвище, ініціали)
 "06" Велика БСН р.

ПОГОДЖЕНО

 В.о. начальника управління
 Держпродспоживслужби
 в Прилуцькому районі


 А.І.Кірієнко
 (підпис, прізвище, ініціали)
 "05" листопада 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 Краслянської сільської ради, 2 км на захід від околиці с. Рибці,
широта 50.584434 довгота 32.696549
(географічна прив'язка)
8. Контактний телефон, факс (04637) 3-32-16
9. Дата складання паспорта 5 липня 2017 року
10. Організація, що склала паспорт НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»
11. Особа, що склала паспорт інженер відділу екологічної та радіаційної
безпеки НГВУ «Чернігівнафтогаз» С.А.Євдокимова
(04637)33216
(посада, прізвище, телефон)

Власник MBV ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


М.К.Лисяний
 (підпис)
5 липня 2017 року

II. Загальна характеристика МВВ

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

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


 (підпис)

М.К.Лісяний

5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N _____

III. Природно-геологічна характеристика МВВ

1. Розташування:

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

1.4. Геоморфологічна прив'язка:

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

2. Абсолютні відмітки поверхні 149-152,5 м

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

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

4.1. Захищені ☒ 4.2. Умовно захищені ☐ (Згідно карти природної захищеності підземних вод Чернігівської області: М1:200 000, М-36-ІІ, Міністерства геології УРСР, 1987 р.) 4.3. Незахищені ☐

4.4. Інше (зазначити)

5. Потужність зони аерації (м) 15,5м

6. Склад і будова зони аерації Поверхневі лесовидні суглинки буровато-сірі, напівтверді ґрунти, суглинки лесовидні, світло — бурі, бурі тверді з гравієм, суглинки лесовидні, темно-бурі, напівтверді, піски сірі, воднольодовикові пластичні.
 7. Характеристика ґрунтових вод Ґрунтові води першого водоносного горизонту зустрічаються на глибині 15,5 м.

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

Власник МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»


 (підпис)

М.К.Лисяний

5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N _____

IV. Техніко-технологічна характеристика МВВ

1. Тип:

- 1.1. Відкрите поверхнєве ☐
 - 1.1.1. Наливне ☐ 1.1.2. Насипне ☐ 1.1.3. Змішаного типу ☐
- 1.2. Відкрите заглиблене в землю ☒
 - 1.2.1. Наливне ☐ 1.2.2. Насипне ☒ 1.2.3. Змішаного типу ☐
- 1.3. Підземне ☐
 - 1.3.1. Неглибокого залягання (до 50 м) ☐
 - 1.3.2. Глибокого залягання ☐
 - 1.3.2.1. Штучне ☐ 1.3.2.2. У гірничих виробках ☐
 - 1.3.2.3. У пористих гірських породах ☐
- 1.4. Складське приміщення (сховище) ☐
 - 1.4.1. Спеціально побудоване ☐ 1.4.2. Пристосоване ☐
 - 1.4.3. Інше (зазначити) Складське приміщення відсутнє.
- 1.5. Окрема ємність ☐
 - 1.5.1. Цистерна ☐ 1.5.2. Бочка (металева ☐, полімерна ☐)
 - 1.5.3. Контейнер ☐ 1.5.4. Інше (зазначити) Окремі ємності відсутні.
- 1.6. Стационарна установка для спалювання відходів ☐
 - 1.6.1. Сміттєспалювальний завод ☐
 - 1.6.2. Інше (зазначити) Стационарні установки для спалювання відходів відсутні.

2. Наявність фільтраційних явищ:

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

3. Наявність засобів захисту навколишнього природного середовища від забруднення

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

4. Технологія видалення відходів

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

- 4.4. Поверхнєве зволоження ☐
- 4.5. Рекультивация поверхні з залуженням ☐
- 4.6. Протипилові заходи ☐
- 4.7. Спалювання ☐
- 4.8. Інше (зазначити) Біологічна деструкція (відновлення)
5. Заходи знешкодження відходів
- 5.1. Здійснюються ☒ (зазначити)
1. Накладання торфу рівномірним шаром 20 см і внесення біодеструктора;
 2. Накладання на торф шару соломи товщиною 5 см;
 3. Накладання на шар соломи нафтошлямомаси товщиною 40 см;
 4. Внесення спученого перліту шаром 5 см;
 5. Внесення біодеструктора;
 6. Визрівання компостної маси
 7. Замірювання температури бурту на глибині 20-40 см, через 7 днів;
 8. Поливання бурту водою при умові вологості компостної маси нижче 50 %;
 9. Перемішування вмісту бурту ковшем екскаватора через 14 днів після закладання бурту;
 10. Ущільнення бурту (через 25 днів);
 11. Перемішування вмісту бурту ковшем екскаватора (через 25 днів);
 12. Підготовка, компостування і одержання деструктованої шламомаси 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)


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N ____

V. Загальна характеристика відходів, що видаляються

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

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

2. Фізичний (агрегатний) стан відходів:

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

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

4. Наявність газових виділень:

- 4.1. 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»


 (підпис) М.К.Лисяний

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»

 М.К.Лисяний
 (підпис)


5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N ____

VII. Відомості про забруднення навколишнього природного середовища у районі МВВ

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

Показник	Підземні (грунтові) води			Поверхневі води		
	Норма	Факт мг/дм 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
			Факт Норма
			4
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
			Факт 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. Порухення 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. Порухнення регламенту складування відходів ☐
7. Порухнення 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 МВВ1. 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»
(підпис)
М.К. Лисяний5 липня 2017 року

Паспорт МВВ N ____

XI. Категорія екологічної безпеки МВВ

Категорія екологічної безпеки МВВ			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 МВВ ПАТ «Укрнафта»

Начальник НГВУ «Чернігівнафтогаз»

М.К.Лисяний5 липня 2017 року

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

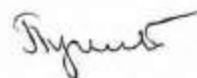
Адреса: 76019, м.Івано-Франківськ, Північний бульвар ім.Пушкіна, 2

ПРОТОКОЛ № 12
 результатів аналізу проб ґрунту
16 травня 2017 року

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

Замовник	Номер проби ґрунту	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 Чириковим), 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 І

КЛІМАТИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА



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. № 05/518-6

На № дог.17-16 від 16.02.16 р.

ПАТ «Укрнафта»
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

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

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

Начальник центру



Р.Р.Овсєнко

ДОДАТОК І

ФОНОВІ КОНЦЕНТРАЦІЇ

ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРНОМУ ПОВІТРІ



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

32.03.16 № 04-21/53-6

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) с. Богдани Варвинського р-ну область Чернігівська

(102370)

(142762)

Підприємство, для якого встановлюються величини фонових концентрацій:

Діюче підприємство – Гнідинцівський цех видобутку нафти та газу.

с. Богдани Варвинського р-ну Чернігівської обл.

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

Перелік забруднювальних речовин, для яких встановлюються величини фонових концентрацій, а також речовин, які мають властивості сумарної шкідливої 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 $C_{12}-C_{19}$; 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 C_1-C_6 ; формальдегід; кислота оцтова; фтористий водень (у перерахунку на фтор)

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

 (TAK, H^1)

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. Овсєнко

ДОДАТОК Й

СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ № ІФ 823



МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

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

СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ

№ ІФ 823

Видане " 28 " травня 2015 р.

Чинне до " 28 " травня 2019 р.

Це свідоцтво засвідчує, що

Лабораторія моніторингу вод та ґрунтів

(назва лабораторії та підприємства)

Науково-дослідного і проектного інституту

33603711

(КОД)

ПАТ "Укрнафта"

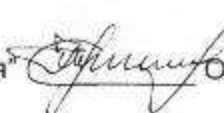
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2

(адреса)

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

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

Керівник органу з атестації,
В.о. генерального директора

ДП "Івано-Франківськстандартметрологія"  О.В. Коржак



ДОДАТОК К

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

*Перевірено.
Зафраксьє не має.*

Держпромгірнагляд ПМІДН

Ігорка О.В. ЗОР

Відкрите акціонерне товариство
„УКРНАФТА”
 Нафтогазовидобувне управління
„Чернігівнафтогаз”

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Начальник НГВУ „Чернігівнафтогаз”
[Signature] В.П. ПРОЗУР
 „ 28 ” 12 2006 року



П Л А Н ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІКВІДАЦІЇ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ І АВАРІЙ

Нафтогазовидобувне управління
„Чернігівнафтогаз”
 Гнідинцівський цех по видобутку нафти і газу

Станом на 01.09.2006 року змін немає

„УЗГОДЖЕНО”

Начальник територіального
 управління Держпромгірнагляду
 по Чернігівській області

[Signature]

М.І. ШТАНЬКО
 2006р.

Начальник управління МНС України
 в Чернігівській області

[Signature]

П.О. МОЦАРЬ
 2006р.

Головний санітарний лікар
 Чернігівської області



М.П. ДОНЕЦЬ
22 вересня 2006р.

Начальник Гнідинцівського
 цеху видобутку нафти і газу

[Signature]

С.В. СОКОЛОВ



**ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ЕКСПЕРТНО-ТЕХНІЧНИЙ ЦЕНТР**

14026, м. Чернігів, вул. Красносільського, 89
 тел./факс 8 (0462) 626-801, тел. 8 (04622) 5-83-64, e-mail: office@chetc.cn.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник начальника ДП
 "Чернігівський експертно-
 технічний центр"

"14" 12 2006 р. С.Б. Худотеплий

М.П.

**ВИСНОВОК ЕКСПЕРТИЗИ
 З ПИТАНЬ ОХОРОНИ ПРАЦІ
 ЩОДО ПРОЕКТНОЇ (КОНСТРУКТОРСЬКОЇ) ДОКУМЕНТАЦІЇ**

№ 3400.06.74-11.10.1

**План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій Гнідинцівського
 цеху по видобутку нафти і газу № 2 Нафтогазовидобувного управління
 (НГВУ) "Чернігівнафтогаз".**

м. Чернігів

14.12.2006

Видано: **ВАТ "Укрнафта"**
 04053, м. Київ, пров. Нестерівський 3/5

Виконавці експертизи

Експерт технічний

по експертизі вибухонебезпечних, шкідливих, хімічних та
 нафтогазопереробних виробництв із галузей

Технічний експерт по експертизі
 вибухо-вибухонебезпечних,
 шкідливих, хімічних
 нафтогазопереробних та виробництв
 Чернігівського експертно-
 технічного центру

В.Б.Примаченко

Посвідчення № 90-98-07 від 06.11.2004

Висновок зроблено згідно з договором від 19.08.2006 № 4 525
Термін дії висновку експертизи встановлено до 14.12.2007

ДОДАТОК Л

**ЛИСТ ДЕПАРТАМЕНТУ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ
ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОДА
ЩОДО ЗАУВАЖЕНЬ І ПРОПОЗИЦІЙ
ГРОМАДСЬКОСТІ**



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

12.03.2018

№ 04-11/654

На №

від

**Нафтогазовидобувне управління
«Чернігівнафтогаз» Публічного
акціонерного товариства «Укрнафта»**

Щодо зауважень та пропозицій

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської облдержадміністрації на виконання ст. 5 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля», розглянувши повідомлення про плановану діяльність «Видобуток нафти, газу і газоконденсату, підготовку нафти до товарного виду та транспортування трубопроводами НГВУ «Чернігівнафтогаз» (Богданівське родовище) Нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз» Публічного акціонерного товариства «Укрнафта» (реєстраційний номер справи 201827140 у Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля), яка підлягає оцінці впливу на довкілля, в межах компетенції повідомляє наступне.

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

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

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

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

Звертаємо Вашу увагу, що згідно ст. 91⁵ Кодексу України про адміністративні правопорушення, надання завідомо неправдивих чи неповних відомостей про вплив на довкілля планованої діяльності, порушення встановлених законодавством вимог щодо здійснення оцінки впливу на довкілля, у тому числі порядку інформування громадськості та порядку проведення громадського обговорення і врахування його результатів, тягнуть за собою накладення штрафу на посадових осіб, громадян - суб'єктів підприємницької діяльності від п'ятдесяти до двохсот неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

В.о. директора Департаменту

Гавва В.Ю 675-122
Кривоберець С.В.



В.А. Новак



Платіжне доручення № 5099
від "23" жовтня 2018 р.

Платник НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ" ПАТ "УКРНАФТА"
Код 00136573

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

0410001
Одержано банком

"23" жовтня 2018 р.

Банк платника	Код банку	ДЕБЕТ рах. №	СУМА
Акціонерний банк "Південний" (м. Одеса)	328209	26007010035287	11 596,10
Отримувач Департамент агропром розвитку екології			
Код 00733702			
Банк отримувача	Код банку	КРЕДИТ рах. №	
ДЕРЖКАЗНАЧЕЙСЬКА СЛУЖБА УКРАЇНИ, М. КИЇВ	820172	31258272109033	

Сума словами

Одинадцять тисяч п'ятсот дев'яносто шість гривень 10 копійок

Призначення платежу

Аванс 100% за ОВД Богданівського род-ща; зг дог 154-6 від 17.10.18р; Р43-прое. проє. зак. на передб. & 2.2.05.99& Без ПДВ

ДР

М.П.

Підписи

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

Одержано банком
"23" жовтня 2018 р.

Підпис банку