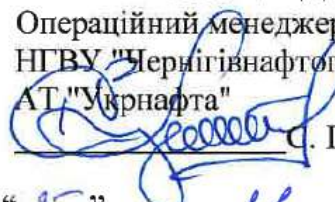


**АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРНАФТА»
(АТ «УКРНАФТА»)**

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Операційний менеджер
НГВУ "Чернігівнафтогаз"
АТ "Укрнафта"

 С. Перетятко

“ 25 ” 11 2025р.

13959

реєстраційний номер справи про ОВД планової діяльності

З В І Т

З ОЦІНКИ ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ

**ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ З ПОВЕРНЕННЯ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД (СПВ)
В ПОГЛИНАЮЧИЙ ГОРИЗОНТ ТРІАСУ ПРИ ВИДОБУВАННІ КОРИСНИХ КОПАЛИН
(ВУГЛЕВОДНІВ) В МЕЖАХ ГНІДИНЦІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
РОДОВИЩА АТ "УКРНАФТА"**

Начальник управління екологічної та
радіаційної безпеки
Департаменту ЕБ ОП та ПБ АТ „Укрнафта”

 В. Новоставський

“ 25 ” 11 2025 р.

Старший інженер з екологічної та
радіаційної безпеки СЕ та РБ (Схід)
НГВУ "Чернігівнафтогаз"
АТ "Укрнафта"

 І. Філозоп

“ 25 ” 11 2025 р.

Нафтогазовидобувне управління „Чернігівнафтогаз” АТ «Укрнафта»

Адреса: 17500, Чернігівська обл., м. Прилуки, [REDACTED]

Телефон +38(04637) 3-21-98

Ідентифікаційний код 00136573

м. Київ – 2025р.

СПИСОК АВТОРІВ-ВИКОНАВЦІВ**Виконавець:**

Начальник служби охорони довкілля і
моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”,
магістр з екології та охорони навколишнього
середовища



А.В. Пукіш

Виконавець:

Начальник лабораторії моніторингових
досліджень АТ „Укрнафта”,
інженер-технолог з технології
машинобудування



К.Д. Козак

ЗМІСТ

	стор.
1	ОПИС ПЛАНОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ 5
1.1	Місце провадження планованої діяльності..... 6
1.2	Цілі планованої діяльності 10
1.3	Опис характеристик діяльності протягом виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності, у тому числі (за потреби) роботи з демонтажу, та потреби (обмеження) у використанні земельних ділянок під час виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності (додаються у разі наявності: документи, які підтверджують право користування (власності) земельною ділянкою, та/або документи, що підтверджують відповідність планованої діяльності затвердженій містобудівній документації відповідно до вимог законодавства) 11
1.4	Опис основних характеристик планованої діяльності..... 23
1.5	Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінення, які виникають у результаті провадження планованої діяльності..... 29
2	ОПИС ВИПРАВДАНИХ АЛЬТЕРНАТИВ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВНИХ ПРИЧИН ОБРАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОГО ВАРІАНТА З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ НАСЛІДКІВ..... 40
3	ОПИС ПОТОЧНОГО СТАНУ ДОВКІЛЛЯ (БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ) ТА ОПИС ЙОГО ЙМОВІРНОЇ ЗМІНИ БЕЗ ЗДІЙСНЕННЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ В МЕЖАХ ТОГО, НАСКІЛЬКИ ПРИРОДНІ ЗМІНИ ВІД БАЗОВОГО СЦЕНАРІЮ МОЖУТЬ БУТИ ОЦІНЕНІ НА ОСНОВІ ДОСТУПНОЇ ЕКОЛОГІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ТА НАУКОВИХ ЗНАНЬ 41
3.1	Дані про стан атмосферного повітря 41
3.2	Кліматична характеристика району розміщення об'єкта 43
3.3	Дані про радіаційний стан 47
3.4	Геологічні умови..... 49
3.5	Гідрогеологічні умови 54
3.6	Дані про стан підземних та поверхневих вод 57
3.7	Стан флори і фауни 61
3.8	Опис об'єктів природно-заповідного фонду 62
3.9	Опис стану техногенного середовища 65
3.10	Опис об'єктів архітектурної, археологічної та культурної спадщини..... 66
3.11	Соціально-економічні умови..... 67
3.12	Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності..... 68
4	ОПИС ФАКТОРІВ ДОВКІЛЛЯ, ЯКІ ЙМОВІРНО ЗАЗНАЮТЬ ВПЛИВУ З БОКУ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ..... 69
5	ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ 75
5.1	Клімат і мікроклімат 75
5.2	Повітряне середовище 75
5.3	Геологічне середовище 83
5.4	Водне середовище 85
5.5	Ґрунти..... 88
5.6	Рослинний та тваринний світ 89
5.7	Оцінка ризику впливу планованої діяльності через можливість виникнення надзвичайних ситуацій 90
5.8	Вплив планованої діяльності на клімат, у тому числі характер і масштаби викидів парникових газів, та чутливістю діяльності до зміни клімату 92
5.9	Технологія і речовини, що використовуються 93
6	ОПИС МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУВАЛИСЬ ДЛЯ ОЦІНКИ ВПЛИВІВ НА ДОВКІЛЛЯ 100

7	ОПИС ПЕРЕДБАЧЕНИХ ЗАХОДІВ, СПРЯМОВАНИХ НА ЗАПОБІГАННЯ, ВІДВЕРНЕННЯ, УНИКНЕННЯ, ЗМЕНШЕННЯ, УСУНЕННЯ ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ	101
7.1	Основні технологічні рішення і заходи.....	101
7.2	Вимоги до конструкцій поглинальних свердловин.....	101
7.3	Контроль процесу повернення СПВ	102
7.4	Заходи щодо зниження корозійної активності СПВ	103
7.5	Компенсаційні заходи	105
8	ОПИС ОЧІКУВАНОГО ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ ДІЯЛЬНОСТІ НА ДОВКІЛЛЯ, ЗУМОВЛЕНОГО ВРАЗЛИВІСТЮ ПРОЄКТУ ДО РИЗИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ, ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ЧИ ПОМ'ЯКШЕННЯ ВПЛИВУ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ НА ДОВКІЛЛЯ ТА ЗАХОДІВ РЕАГУВАННЯ НА НАДЗВИЧАЙНІ СИТУАЦІЇ.....	105
9	ВИЗНАЧЕННЯ УСІХ ТРУДНОЩІВ (ТЕХНІЧНИХ НЕДОЛІКІВ, ВІДСУТНОСТІ ДОСТАТНІХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АБО ЗНАТЬ), ВИЯВЛЕНИХ У ПРОЦЕСІ ПІДГОТОВКИ ЗВІТУ З ОЦІНКИ ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	107
10	УСІ ЗАУВАЖЕННЯ І ПРОПОЗИЦІЇ ГРОМАДСЬКОСТІ ДО ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ	107
11	СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	107
12	РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ.....	110
13	СПИСОК ПОСИЛАНЬ	117

Додатки

Додаток 1	Спеціальний дозвіл на користування надрами. Договори оренди земельних ділянок. Інформація з Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельні ділянки	119
Додаток 2	Дозвіл на спеціальне водокористування.....	173
Додаток 3	Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про видачу величин фонових концентрацій забруднюючих речовин	181
Додаток 4	Лист Чернігівського обласного центру з гідрометеорології щодо кліматичної характеристики.....	183
Додаток 5	Свідоцтво про технічну компетентність Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ “Укрнафта”	184
Додаток 6	Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо зауважень громадськості.....	207
Додаток 7	Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про надання інформації.....	209
Додаток 8	Копії договорів на передачу відходів.....	210
Додаток 9	Копія платіжного документа підтвердження оплати	229

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СПВ	Супутньо-пластові води
АТ	Акціонерне товариство
НГВУ	Нафтогазовидобувне управління
ЦВНГ	Цех видобутку нафти і газу
ГПЗ	Газопереробний завод
ГППЗ	Гнідинцівський газопереробний завод
ДКС	Дожимна компресорна станція
КСУ	Кінцева сепараційна установка
ОС	Очисні споруди
КС	Компресорна станція
УСН	Установка стабілізації нафти
БЗЗН	Блок зневоднення та знесолення нафти
ПСВ	Промислові стічні води
ОДА	Обласна державна адміністрація
КП	Комунальне підприємство
ТОВ	Товариство з обмеженою відповідальністю
ДКЗ	Державна комісія України по запасах корисних копалин
НДПІ	Науково-дослідний і проєктний інститут
ДУ	Державна установа
НГКР	Нафтогазоконденсатне родовище
ГРП	Гідравлічний розрив пласта
ГЗУ	Групово замірна установка
ОПЗП	Обробка приви́бійної зони пласта
АСПВ	Асфальтено-смоло-парафінові відклади
КНС	Кушова насосна станція
ДзПН	Дільниця з перекачування нафти
БРНО	База ремонту нафтового обладнання
БКНС	Блочна кушова насосна станція
ЦКіПРС	Цех капітального та підземного ремонту свердловин
ППТ	Підтримання пластового тиску
УПС	Установка попереднього скиду
ГЗСУ	Групово замірна сепараційна установка
ДНС	Дожимна насосна станція
УНТС	Установка низькотемпературної сепарації
ОВНС	Оцінка впливу на наколишне середовище
ПіКРС	Підземний і капітальний ремонт свердловини
НКТ	Насосно-компресорна труба
СКО	Соляно-кислотна обробка
СЗЗ	Санітарно-захисна зона
ГДК	Гранично допустима концентрація
ОБРД	Орієнтовно-безпечні рівні діяння
ГДР	Гранично допустимий рівень
ПЛЛА	План локалізації і ліквідації аварій
ПЕД	Потужність експозиційної дози
МВВ	Методика виконання вимірювань
НМУ	Несприятливі метеорологічні умови
ЕОМ	Електронно-обчислювальна машина
ОВД	Оцінка впливу на довкілля
ПЗФ	Природно-заповідний фонд

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від плюс 97 до плюс 180 м над рівнем моря.

У районі розташування родовища протікають мілководні річки Удай, Руда і Мінога, які являються притоками р.Сули.

Кількість води в ріках залежить від інтенсивності випадання атмосферних опадів. У літній час русла рік місцями міліють і пересихають. Річкові долини широкі, місцями заболочені. Схили долин інтенсивно порізані глибокими балками і ярами.

Водопостачання району здійснюється водозабірними свердловинами, які живляться підземними водами палеогенових відкладів.

В економічному відношенні район, що розглядається, є, переважно, сільськогосподарським. У зв'язку із відкриттям та розробкою ряду родовищ нафти і газу широкого розвитку отримала також і нафтовидобувна та нафтогазопереробна галузі промисловості.

Відповідно до договорів оренди землі, укладених Підприємством з сільськими радами у 2005 році, терміном на 49 років та оформлених в установленому порядку для обслуговування та експлуатації наявних свердловин родовища, зокрема:

- 42,3117 га земель Гнідинцівської сільської ради (договір оренди № 040584900003, рішення від 03.08.2005р.); 0,176 га (договір оренди від 15.12.2006р.);
- 30,1088 га Світличеської сільської ради (договір оренди №040584900010, рішення від 03.08.2005 р.);
- 8,3007 га Остапівської сільської ради (Договір оренди №040584900001, рішення від 03.08.2005р).

Скан-копії документів на право власності та право користування земельними ділянками наведені в додатку 1.

Виробничі об'єкти Гнідинцівського цеху з видобутку нафти і газу на території родовища (рисунок 1.2):

Кушова насосна станція (КНС) Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області. В північно-східному напрямку від території майданчика на відстані 450 м знаходиться дільниця з перекачування нафти Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз". З півночі і півдня територія промайданчика оточена чагарниками. Найближча житлова забудова від КНС Гнідинцівського ЦВНГ розташована в північно-східному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області.

Дільниця з перекачування нафти (ДзПН) Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області. Територія промайданчика на півдні межує з промайданчиком основного виробництва Гнідинцівського газопереробного заводу АТ "Укрнафта". На півночі територія промайданчика оточена чагарниками. Найближча житлова забудова від дільниці з перекачування нафти Гнідинцівського ЦВНГ розташована в північному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області.

Установка низькотемпературної сепарації газу (УНТС) Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області. На півночі територія промайданчика оточена полем, на півдні – чагарниками. На південному сході на відстані близько 170 м знаходиться промайданчик ДКС Гнідинцівського газопереробного заводу АТ «Укрнафта». Найближча житлова забудова від УНТС Гнідинцівського ЦВНГ розташована в північно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області; в південно-східному напрямку на відстані близько 1,8 км – с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області.

Групові замірна установка ГЗУ-1 Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області. На півночі територія промайданчика межує з бригадою підігрівачів Гнідинцівського газопереробного заводу АТ "Укрнафта", з інших сторін – оточена полем. Найближча житлова забудова від ГЗУ-1 Гнідинцівського ЦВНГ розташована в південно-західному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області; в південно-східному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Остапівка Прилуцького району Чернігівської області.

Групові замірні установки ГЗУ-2 Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області. Територія проммайданчика оточена полем. Найближча житлова забудова від ГЗУ-2 Гнідинцівського ЦВНГ розташована в північно-східному напрямку на відстані близько 1 км – с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області; в південно-західному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області.

Групові замірні установки ГЗУ-3 Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області. Територія проммайданчика оточена полем. Найближча житлова забудова від ГЗУ-3 Гнідинцівського ЦВНГ розташована в південно-західному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області; в південно-східному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Остапівка Прилуцького району Чернігівської області.

Групові замірні установки ГЗУ-4 Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області. Територія проммайданчика оточена полем. Найближча житлова забудова від ГЗУ-4 Гнідинцівського ЦВНГ розташована в південному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області.

Групові замірні установки ГЗУ-5 Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ «Чернігівнафтогаз» знаходиться біля с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області. Територія проммайданчика оточена полем. Найближча житлова забудова від ГЗУ-5 Гнідинцівського ЦВНГ розташована в західному напрямку на відстані близько [REDACTED] – с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області.

Крім виробничих об'єктів Гнідинцівського цеху з видобутку нафти і газу на території родовища розташовані:

- три виробничі майданчики Гнідинцівського ГПЗ;
- цех капітального та підземного ремонту свердловин (ЦКіПРС) НГВУ "Чернігівнафтогаз";
- пожежна частина МНСУ;
- база ремонту нафтового обладнання (БРНО).

Нормативна санітарно-захисна зона для всіх промислових об'єктів Гнідинцівського родовища витримана.

Відповідно до Санітарної класифікації підприємств, виробництв та споруд (Додаток 4 до Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів ДСП 173-96) промислові майданчики Гнідинцівського родовища відносяться 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 них встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м.

Клімат району розташування родовища помірно-континентальний.

Середньорічна кількість опадів складає 600-650 мм.

Середньорічна температура повітря: +7,50С.

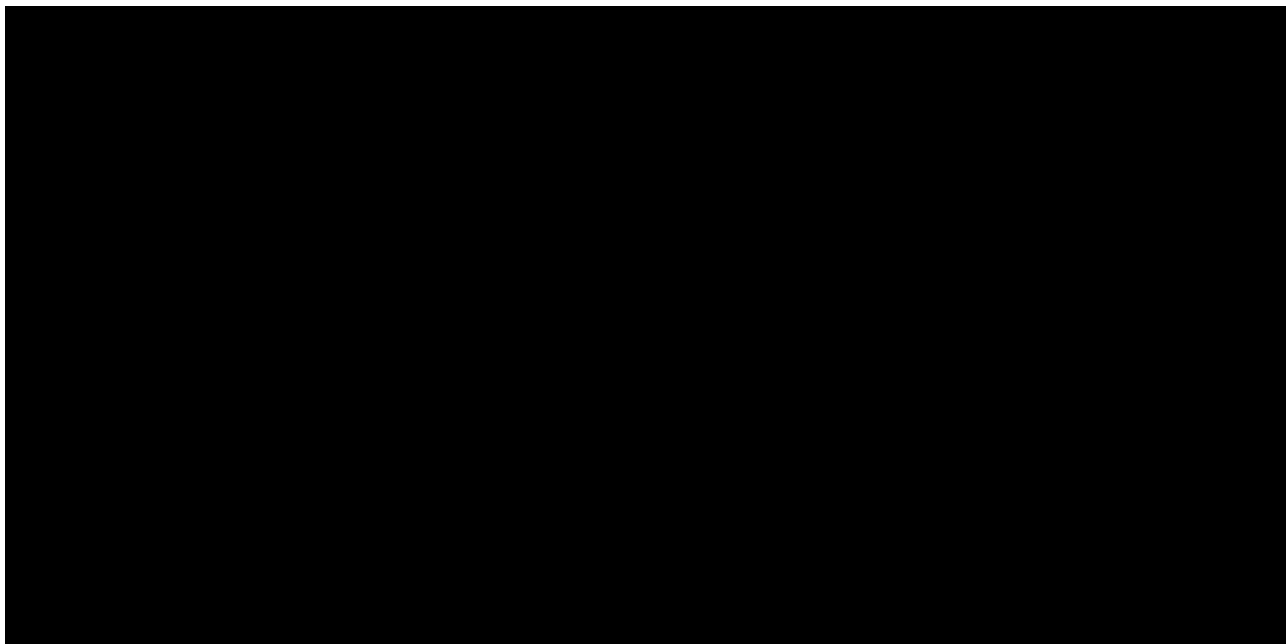


Рисунок 1.1 – Схема меж ліцензійної ділянки Гнідинцівського родовища

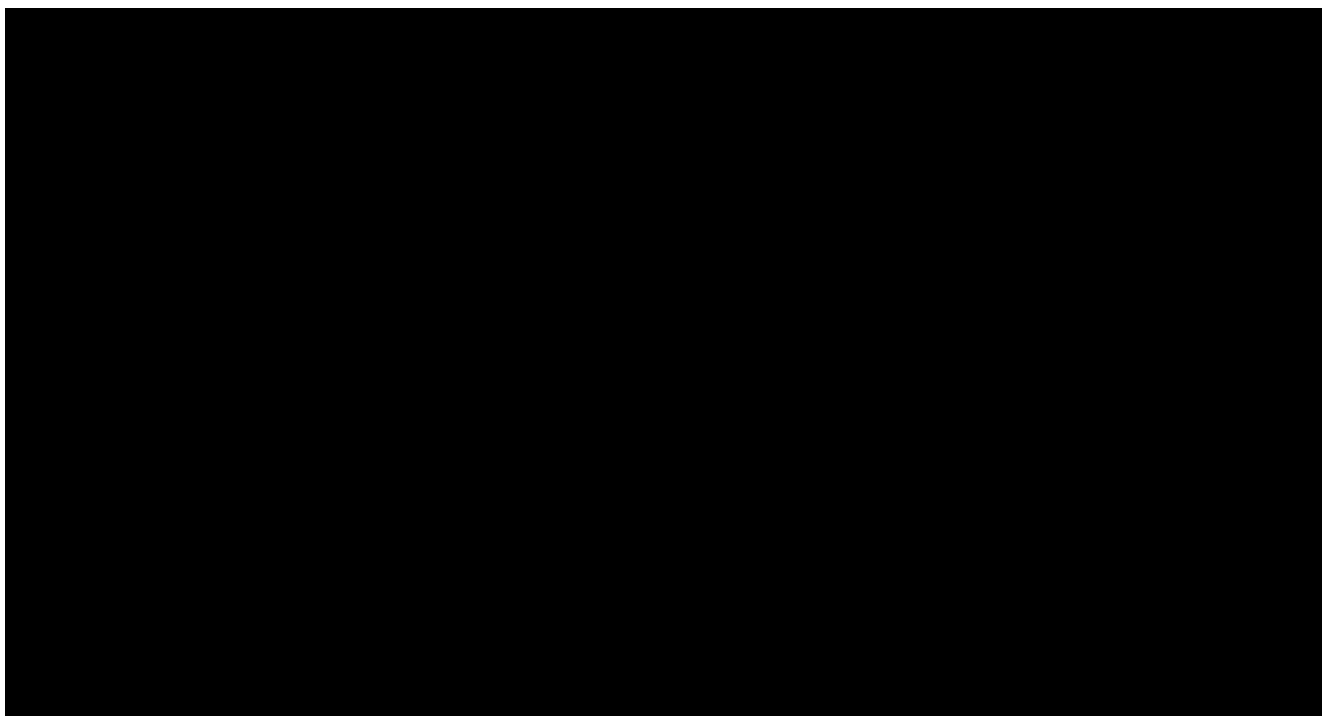


Рисунок 1.2 – Оглядова карта розміщення виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Згідно інформації, розміщеної на сайті Департаменту культури і туризму, національностей та релігій Чернігівської облдержадміністрації [<https://dkult.cg.gov.ua/>], у межах Гнідинцівського родовища розташовано щонайменше 15 археологічних об'єктів культурної спадщини (розділ 3.10 Звіту), зокрема, 11 поселень та 4 курганних груп, інші об'єкти природно-заповідного фонду відсутні (лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА №08-08/2142 від 19.09.24 р.(додаток 7)).

1.2 Цілі планованої діяльності

Ціллю планованої діяльності є повернення супутньо-пластових вод (СПВ) в поглинаючий горизонт тріасу при видобуванні корисних копалин (вуглеводнів) в межах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища АТ "Укрнафта".

В умовах Гнідинцівського родовища найбільш прийнятним методом, що забезпечує зменшення ризику забруднення навколишнього природного середовища, є повернення СПВ у тріасовий пласт-колектор.

Цьому сприяє створена до теперішнього часу система інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Повернення СПВ, що утворюються під час видобування вуглеводнів, планується здійснювати шляхом їх закачування в тріасовий пласт-колектор через десять існуючих свердловин 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 Гнідинцівського родовища. Технологічна схема повернення СПВ у поглинаючі горизонти передбачає максимальне використання існуючої системи інженерних комунікацій, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Об'єми СПВ згідно з проєктними розрахунками за нормальних умов очікуються близько 4860 м³/д. Тиск повернення СПВ на гирлі усередненої поглинальної свердловини – 5,6 МПа.

Згідно Проєкту станом на 01.09.2025 р. у фонді перебуває чотири діючі поглинальні свердловин (36, 115, 156, 304). Сім свердловин (40, 69, 102, 121, 134, 201, 302) – в бездії.

Із врахуванням середньої приймальності свердловин на рівні 539 м³/д (відповідає середній приймальності однієї свердловини станом на 01.09.2025 р.) добовий об'єм СПВ, що повертатиметься у поглинальні свердловини, може становити 2156 м³/д, при умові продовження експлуатації чотирьох поглинальних свердловин, або може бути збільшено до 4860 м³/д при експлуатації 10 свердловин, за умови переведення під СПВ свердловин 174 та 175, по яких підготовлено матеріали на переведення, та відновлення із бездії свердловин 40, 69, 201, 302, і які використовуватимуться як резервні у випадку збільшення обсягів СПВ.

При введенні в експлуатацію недіючих водогонів необхідно провести діагностику на міцність та щільність та скласти відповідні акти про випробування. При незадовільному результаті прокласти паралельно аналогічні трубопроводи (Ø 114 × 10 мм). Розглянути можливість прокладання пластикових (склопластикових) трубопроводів еквівалентного діаметру, пропускної здатності і міцності.

Комплекс робіт по переведенню свердловин в поглинальний фонд передбачає проведення ізоляційних робіт, робіт з метою перевірки герметичності цементних мостів, перфорацію експлуатаційних колон свердловин навпроти тріасового пласта-колектора та геофізичних спостережень з метою визначення приймальності свердловин при різних тисках на гирлі (в процесі освоєння). Під час досліджень необхідно не допускати попадання пластових вод на ґрунт.

АТ "Укрнафта", яке проводить розробку родовища, має всі необхідні матеріально-технічні, фінансові і кадрові ресурси для видобування вуглеводневої сировини на Гнідинцівському родовищі.

АТ "Укрнафта" проводить промислову розробку Гнідинцівського родовища у відповідності до вимог діючого законодавства. З метою збереження навколишнього середовища при проведенні видобування вуглеводнів використовуються екологічно безпечні методи будівництва промислових об'єктів видобування, транспортування та підготовки нафти і газу. Технології відповідають вимогам міжнародного стандарту ISO 14001-2005 і закладаються в основу проєктів на будівництво промислових об'єктів з видобування, транспортування та підготовки продукції, які погоджуються відповідними органами державної влади.

1.3 Опис характеристик діяльності протягом виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності, у тому числі (за потреби) роботи з демонтажу, та потреби (обмеження) у використанні земельних ділянок під час виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності (додаються у разі наявності: документи, які підтверджують право користування (власності) земельною ділянкою, та/або документи, що підтверджують відповідність планованої діяльності затвердженій містобудівній документації відповідно до вимог законодавства)

Планованою діяльністю передбачається повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища у тріасовий горизонт з застосуванням створеної до теперішнього часу системи інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Збір та облік продукції свердловин (нафти, газу та води) Гнідинцівського родовища здійснюється на ГЗУ-1, 2, 3, 4, 5 Гнідинці. Остаточна підготовка до товарних показників проводиться на Гнідинцівському ГПЗ.

Продукція свердловин по викидним лініям, через ГЗУ надходить по трубопроводах на технологічні установки ГПЗ.

Принципову схему об'єктів збору та транспортування продукції свердловин Гнідинцівського родовища наведено на рисунку 1.3.

Комплекс обладнання, що встановлений на ГЗУ, призначений для групового збору та обліку продукції свердловин.

Процес підготовки свердловинної продукції починається з попереднього скиду води і дегазації нафти на УПС ГПЗ.

Принципову схему установок підготовки нафти ГПЗ наведено на рисунку 1.4.

На УПС проходить відділення пластової води від нафти в трьохфазних сепараторах С-1/1-6. На УПС також проходить і дегазація нафти. Газ нафтовий з сепараторів С-1/1-6 поступає на КС № 2. Після УПС частково зневоднена нафта поступає на БЗЗН, де відбувається знесолення і зневоднення термоелектрохімічним методом.

Після БЗЗН зневоднена і знесолена нафта поступає на УСН-1, 2.

Пластова вода з сепараторів С-1/1-6 поступає на ОС № 3.

Установка очисних споруд ГПЗ призначена для очищення вод, які поступають з технологічних установок заводу від нафтопродуктів та механічних домішок методом відстоювання. Установка очисних споруд складається з двох технологічних потоків. Перший технологічний потік – пластова вода, що поступає з установки підготовки нафти на очисні споруди (ОС № 3); другий технологічний потік – води з технологічних установок заводу і товарного резервуарного парку, що надходять на ОС. Принципову схему ОС № 3 та ОС наведено на рисунку 1.5.

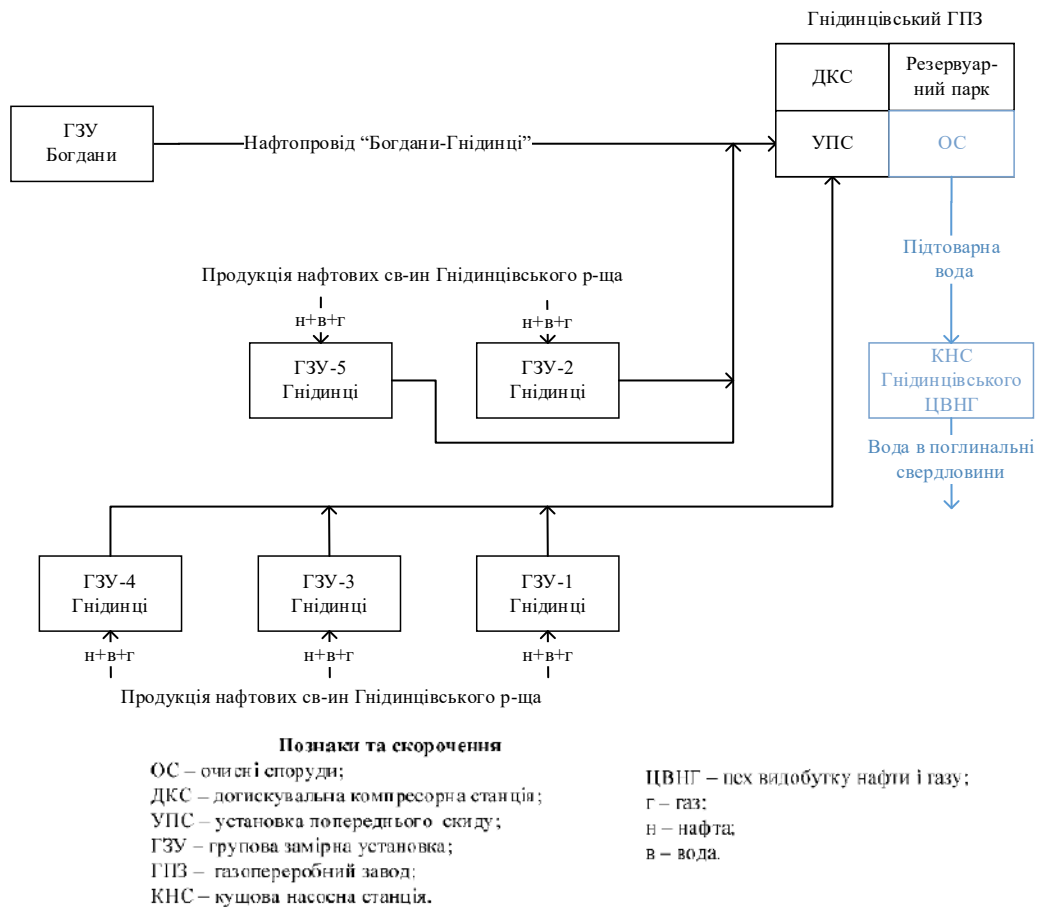


Рисунок 1.3 – Принципова схема об'єктів збору та транспортування продукції свердловин Гнідинцівського родовища

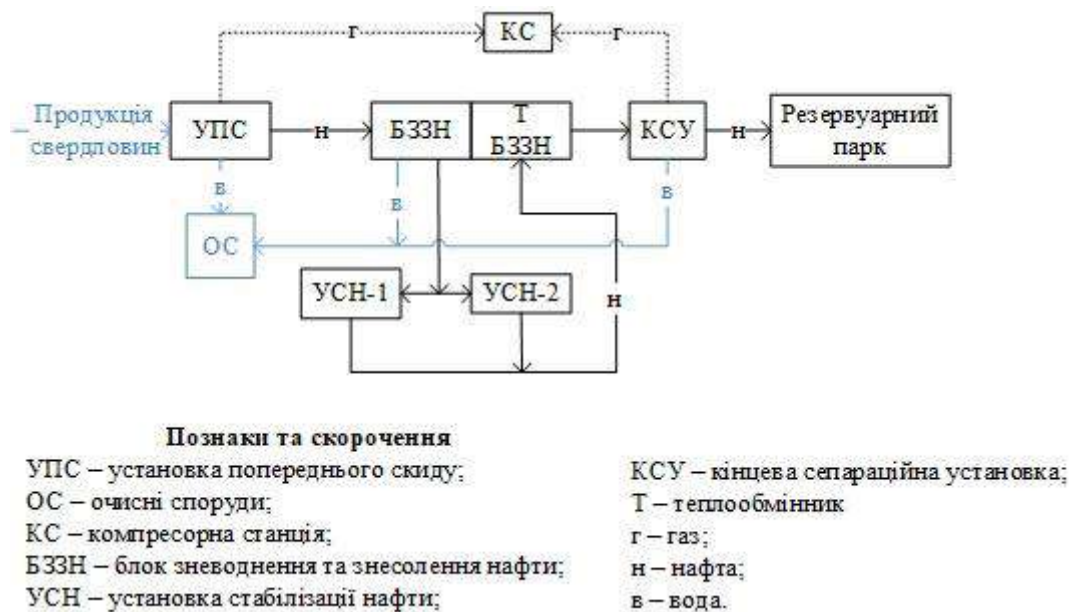


Рисунок 1.4 – Принципова схема установок підготовки нафти ГПЗ

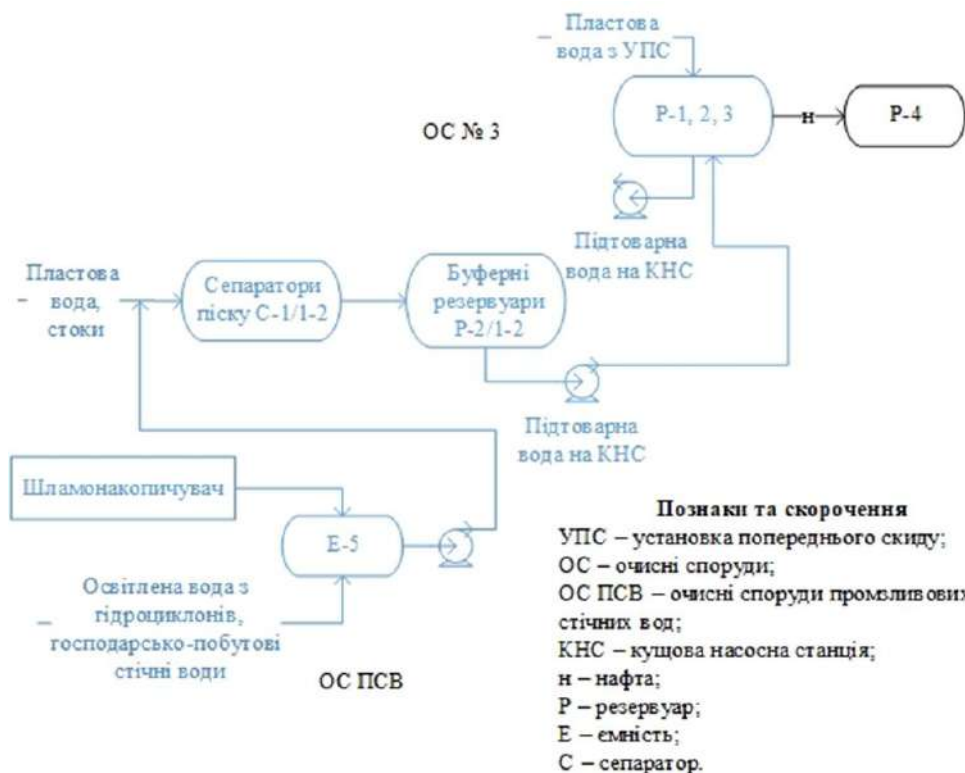


Рисунок 1.5 – Принципова схема ОС № 3 та ОС

Сировиною для установок являються пластова вода з установок підготовки нафти, промстичні стоки. Готовою продукцією установки являється підготовлена вода та зловлена нафта.

Пластова вода з установки підготовки нафти по напірному колектору поступає в резервуари-відстійники (Р-1, 2, 3). При заповненні резервуарів водою, подальший відстій проводиться під шаром нафти. Вода подається у верхню частину резервуарів.

За рахунок відстоювання рідини в резервуарах проходить відділення нафти і механічних домішок від води. Нафта накопичується зверху і через нафтозбірну трубу, поступає в нафтовий резервуар Р-4.

Нафта із резервуара Р-4 поступає на прийом насосів і відкачується через нафтопровід на УПС ГГПЗ.

Вода, яка відстоялася, знизу резервуарів-відстійників поступає на прийом насосів і відкачується на кушову насосну станцію.

Води з технологічних установок заводу по безнапірній системі каналізації поступають на ОС.

При роботі ОС вода надходить в сепаратори піску С-1/1-2, де відбувається осідання основної маси механічних домішок. Далі стічні води по перетоку направляються в буферні резервуари Р-2/1-2 насосної станції. Насосами відстояні стічні води з Р-2/1-2 відкачуються на ОС № 3, де відбувається додаткове відстоювання в резервуарах-відстійниках з відділенням нафти від води за існуючою схемою.

У вхідний колектор ОС подаються також дренажні води з інших виробничих об'єктів. Вищевказані стічні води збираються в підземну дренажну ємність Е-5 обладнану насосом.

Комплекс обладнання, який встановлений на ділянці з підтримання пластового тиску Гнідинцівського ЦВНГ, призначений для прийому підтоварної води з очисних споруд (ОС) ГГПЗ та скиду її в поглинальні свердловини.

На КНС підтоварна вода з ОС ГГПЗ поступає по колектору на прийом насосів. Далі вода насосними агрегатами через розподільчу гребінку по водогоних високого тиску подається в поглинальні свердловини Гнідинцівського родовища.

Принципову схему КНС Гнідинцівського ЦВНГ наведено на рисунку 1.6.

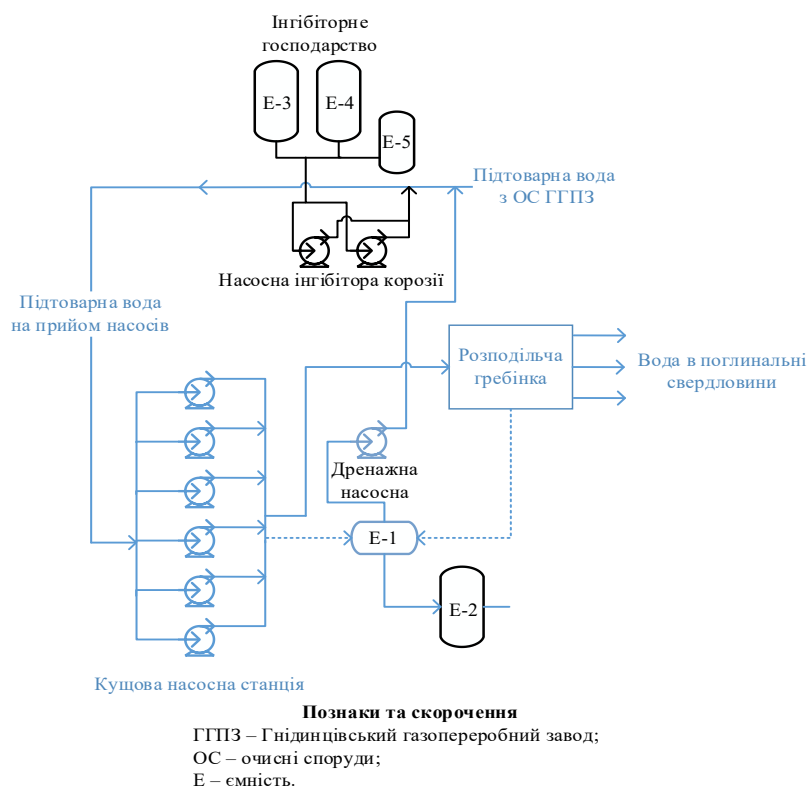


Рисунок 1.6 – Принципова схема КНС Гнідинцівського ЦВНГ

На КНС підтоварна вода з ОС ГППЗ поступає по колектору на прийом насосів. Далі вода насосними агрегатами через розподільчу гребінку по водогоних високого тиску подається в поглинальні свердловини Гнідинцівського родовища.

Загальна кількість підтоварної води, яку приймають з ОС ГППЗ, вимірюється витратоміром, який встановлений на трубопроводі подачі води на прийом насосів.

Технічна вода з системи охолодження вузлів насосних агрегатів КНС і підтоварна вода із сальників насосів КНС поступає в дренажну підземну ємність. При досягненні верхнього або нижнього граничного рівня води проводиться відкачування води з ємності насосами по трубопроводу в прийомний колектор.

У випадку аварійної ситуації, коли немає можливості своєчасно провести відкачування води із ємності E-1, щоб уникнути переливу ємності, передбачено скид води з ємності E-1 в аварійну ємність E-2. Відкачування з ємності E-2 проводиться за допомогою пересувного агрегату в ємність E-1 і далі насосами у прийомний колектор.

Технологічну характеристику насосів КНС наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Технологічна характеристика насосів

Назва	Марка	Тиск, МПа		Продук- тивність, м³/год	Число обертів, об/хв	Потуж- ність, (кВт)
		всмокту- вання	нагні- тання			
кушова насосна станція						
Насос відцентровий	ЦНС180×1050	0,2	10	180	3000	800
Насос відцентровий	КМ-65-50-160	0,01	0,3	25	2900	4,1
Насос масляний	НМШ 5-25-3,6/4	0,1	0,4	3,6	1450	1,1
дренажна насосна станція						
Насос відцентровий	СС 40а-315	0,01	1,1	0,01	2960	3,7
Насос відцентровий	КМ-65-50-160	0,01	0,3	25	2900	4,1

Захист від корозії трубопроводів та обладнання здійснюється за допомогою інгібітора корозії, який вводиться в агресивне середовище дозуючими насосами. В залежності від ефективності в кінцевій точці системи, дозування проводиться при концентрації 25 мг/м³ – 40 мг/м³. Контроль за ефективністю інгібіторного захисту здійснюється відповідно до СОУ 11.1-00135390-034:2006 та СОУ 11.1-00135390-099:2009, а саме:

- гравіметричним методом (за взірцями свідками);
- електрометричним методом;
- за іонами заліза (Fe^{3+} ; Fe^{2+}).

Постійний лабораторний контроль за вмістом іонів заліза Fe^{2+} (не вище 100 мг/дм³) здійснює лабораторія НГВУ "Чернігівнафтогаз".

Характеристику поглинальних свердловин Гнідинцівського родовища наведено в таблиці 1.3.

В таблиці 1.4 представлено характеристику шлейфів водогонів до поглинальних свердловин Гнідинцівського родовища.

Схему водогонів поглинальних свердловин Гнідинцівського родовища представлено на рисунку 1.7.

Таблиця 1.3 – Характеристика поглинальних свердловин для повернення СПВ.

Номер св-ни	Діаметр колони, мм	Інтервал перфорації, м	Діаметр НКТ, мм	Глибина спуска НКТ, м	Тиск на виході насоса, МПа	Тиск на гирлі св-ни, МПа	Середньодобова закачка, м ³
36	89x146	1545 – 1560 1568 – 1625	–	–	6,0	5,8	931
40	146	1550-1645	60,3	1507	в бездії		
69	146	1535-1605	73	1256	в бездії		
115	168x114	1610 – 1630	89	1593	6,0	4,6	679,2
156	168x114	1560 – 1610 1618– 1631	60,3	1450	6,0	5,7	477,1
201	245	1525-1565	73	1499	в бездії		
302	146	1600-1660	73	1586	в бездії		
304	146	1620 – 1670	73	1607	6,0	3,6	475,7
174	168	1623-1638	73	1603	резерв		
175	168	1595-1610	73	1575	резерв		



Рисунок 1.7 – Схема водогонів поглинальних свердловин Гнідинцівського родовища

Таблиця 1.4 – Характеристика шлейфів водогонів до нагнітальних свердловин

Номер св-ни	Діаметр, мм	Довжина, м	Під'єднання свердловини
36	114×10+127×9,5	346	до КНС
40	159×10+114×10	1653	до водогону свердловини 156
69	114×10	340	до водогону свердловини 134
115	114×10	1020	до водогону КНС-УНТС
156	114×10	3340	до КНС
201	159×8	1300	до КНС
174	114×10		резерв
175	114×10		резерв
302	114×10	1160	до водогону КНС-УНТС
304	168×14	834	до водогону свердловини 102

Конструкція поглинальних свердловин родовища є типовою. Нижче наведено їх характеристику та конструкцію.

Свердловина 36

Свердловину 36 переведено під скид води у березні 1978 р. (інтервал перфорації 1575 – 1625 м). Для збільшення приймальності у березні 1984 р. у свердловині проведено додаткову та повторну перфорацію в інтервалах 1545 – 1560 м та 1568 – 1575 м. У вересні 1983 р. під час чергового ремонту свердловини було виявлено негерметичності експлуатаційної колони на глибинах 287,7 м; 269 м та 1430 м, для ліквідації яких було спущено хвостовик діаметром 89 мм в інтервалі 0 – 1530 м. Впродовж експлуатації неодноразово проводились промивки свердловини, ревізія підвіски НКТ та СКО. Станом на початок 2022 р. свердловина перебувала в експлуатації. Середньорічна приймальність свердловини – 316 м³/д.

Конструкція свердловини 36 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 146 мм – до 1814,37 м; цемент за колоною піднято до глибини 740 м від гирла;
- проміжна колона діаметром 89 мм на глибині 0 – 1530 м зацементована до устя;
- штучний вибій – 1722 м;
- інтервал перфорації 1545 – 1560 м, 1568 – 1625 м.

Підземне обладнання відсутнє.

Свердловина 40

Свердловину 40 переведено під скид води у грудні 1989 р. (інтервал перфорації 1580 – 1645 м). Для збільшення приймальності у вересні 2020 р. у свердловині проведено додаткову перфорацію в інтервалі 1560 – 1580 м. У жовтні 2001 р. додатково перфоровано інтервал 1550 – 1560 м. Впродовж експлуатації неодноразово проводились промивки свердловини, ревізія підвіски НКТ та СКО. Станом на початок 2022 р. свердловина перебувала в експлуатації. Середньорічна приймальність свердловини – 303 м³/д.

Конструкція свердловини 40 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 146 мм – до 1850 м; опресована тиском 90 атм;
- штучний вибій – 1655 м;
- інтервал перфорації 1550 – 1645 м.

У свердловину спущена воронка на НКТ 2^{1/2}" до глибини 1507 м. Свердловина вертикальна.

Свердловина 69

Свердловину 69 введено в дію у серпні 1964 р. на відклади горизонту Пз (інтервал перфорації 1747 – 1769,5 м). Після того, як обводненість продукції досягла 99,7 %, у січні 1990 р. свердловину було переведено у нагнітальний фонд для використання її в якості поглинальної, та перфоровано експлуатаційну колону в інтервалі 1550 – 1605 м. Для збільшення приймальності в листопаді 2001 р. проведено додаткову перфорацію в інтервалі 1535 – 1550 м. У жовтні 2015 р. при визначенні герметичності експлуатаційної колони було

виявлено пориви на глибинах 1396 м та 1422 м. Сverdловину було зупинено для ремонту експлуатаційної колони, але, через відсутність бригади ПіКРС, ремонт не відбувся. У жовтні 2017 р. ремонтні роботи продовжено: в пориви закачано хімічний реагент "Полікар" та встановлено цементний міст в інтервалі 1377,26 – 1408 м. Після розбурювання цементного моста та промивки свердловини, проведено спуск воронки на НКТ діаметром 73 мм до глибини 1256 м. Станом на початок 2022 р. свердловина перебувала в експлуатації. Середньорічна приймальність свердловини – 296 м³/д.

Конструкція свердловини 69 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 146 мм – до 1939,6 м; опресована тиском 90 атм; цемент за колоною піднято до глибини 1290 м від гирла.

- штучний вибій – 1681 м;

- інтервал перфорації 1535 – 1605 м.

У свердловину спущена воронка на НКТ 2 1/2" до глибини 1256 м.

Свердловина 115

Свердловину 115 введено в експлуатацію у грудні 1974 р. на відклади горизонту В₁₉. Після того, як свердловина обводнилась, її у червні 1983 р. було переведено на горизонт В₁₈. Після освоєння та отримання слабкого припливу газу, свердловину 115 в липні 1986 р. переведено у контрольний фонд на газовий горизонт В₁₈. Із вводом в дію нових експлуатаційних свердловин виникла необхідність у збільшенні об'єму скиду пластових вод. Тому у лютому 2020 р. свердловину було переведено у фонд поглинальних. Інтервал перфорації 1610 – 1630 м. Станом на 01.01.2022 р. свердловина в експлуатації. Середньорічна приймальність – 297 м³/д.

Конструкція свердловини 115 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 168/144 мм – до 3675,3 м, перехід на глибині 1945 м, опресована тиском 150 атм; цемент за колоною піднято до глибини 1460 м від устя;

- штучний вибій – 3219 м;

- інтервал перфорації 1610 – 1630 м;

У свердловину спущена воронка на НКТ 89 мм до глибини 1593 м.

Свердловина 156

Свердловину 156, після повного обводнення продуктивного горизонту, в листопаді 1972 р. було переведено у нагнітальний фонд на відклади горизонту П₁₊₂. Інтервали перфорації – 1772 – 1776 м, 1780 – 1786 м. У червні 1974 р. проведено перфорацію відкладів дронівської світи в інтервалах 1510 – 1520 м, 1560 – 1610 м, 1618 – 1631 м. Після встановлення пакера пластова вода по трубному простору закачувалась в продуктивний горизонт П₁₊₂, а по затрубному – в дронівську свиту.

У березні 1986 р. проведено роботи по промивці свердловини та ревізія НКТ. Після розбурювання пакера та промивки свердловини до глибини 1734 м встановлено відсутність прохідності нижче глибини 1734 м. Свердловина продовжила працювати як скидова. В процесі експлуатації почали з'являтися пориви експлуатаційної колони, які у липні 1989 р. було перекрито експлуатаційною колоною діаметром 114 мм із цементуванням її в інтервалі 0 – 1541 м. На початку червня 2014 р. виявлено сильні пропуски між направленням та кондуктором, що свідчило про нові пориви експлуатаційної колони. У серпні 2014 р. було проведено ліквідацію негерметичності цементною заливкою. Станом на 01.09.2025 р. свердловина продовжувала працювати як поглинальна із приймальністю 477,1 м³/д.

Конструкція свердловини 156 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 168 мм – до 1857 м; цемент за колоною знаходиться на глибині 130 м від устя;

- проміжна колона діаметром 114 мм – до 1541 м; цемент за колоною знаходиться на глибині 1080 м від устя; опресована тиском 100 атм. Свердловина вертикальна;

- штучний вибій – 1646 м;

- інтервал перфорації – 1560 – 1610 м, 1618 – 1631 м.

У свердловину спущена воронка на НКТ діаметром 60 мм до глибини 1450 м.

Свердловина 174

Свердловину 174 пробурено у червні 1987 р. з фактичною глибиною 1830 м. За результатами інтерпретації первинних ГДС продуктивні об'єкти в розрізі не виявлено. Станом на 01.09.2025 р. свердловина 175 перебуває у контрольному фонді. Враховуючи, що у свердловині горизонт П-3 виділяється із залишковим нафтонасиченістю 20-30 %, а верхній пласт ущільнений, свердловину рекомендовано перевести для скиду води у відклади дронівської світи, попередньо провівши дослідження стану експлуатаційної колони.

Свердловина 175

Експлуатаційна свердловина 175 Гнідинцівського родовища пробурена в липні 1988 р. Свердловина з жовтня 1991 р. до листопада 2001 року перебувала у бездії.

У свердловині 175 продуктивний горизонт П1+2 перфоровано в інтервалі 1763 – 1773 м. Останній капітальний ремонт з метою ліквідації негерметичності експлуатаційної колони проведено у свердловині протягом липня – вересня 2005 р. Виявлену за допомогою проведеної в інтервалі 0 – 1740 м термометрії негерметичність колони на глибині 1655 м ліквідовано цементними заливками, які були розбурені до глибини 1675 м з подальшою відсутністю прохідності. Після обстеження печаткою на глибині 1675 м виявлено вм'ятину діаметром 35 мм. Подальшим розбурюванням прохідність було відновлено до глибини 1775 м. У листопаді 2005 р. через обводнення свердловину переведено у п'єзометричний фонд. Із свердловини вилучено УЕВН та спущено "воронку" довжиною 100 м. Враховуючи вищенаведене свердловину 175 рекомендовано для скиду СПВ у тріасові відклади в інтервалі 1365 – 1610 м.

Для підключення свердловин 174 та 175 до кушової насосної станції не обхідно прокласти водовід довжиною 1500 м та діаметром 114×10 мм. Підєднання можна зробити у водовід свердловини 169. Крім цього необхідно провести діагностику нафтопроводів від свердловин 174 та 175 та водоводу від свердловини 169 до свердловини 156. У випадку незадовільних результатів прокласти паралельно аналогічні трубопроводи.

Свердловина 201

Свердловину 201 введено в експлуатацію у грудні 1988 р. на відклади горизонту П₃. Після того, як горизонт П₃ обводнився, свердловину планували перевести на відклади горизонту П₁₋₂. Але під час проведення ремонтних робіт сталась аварія з НКТ та УЕВН. В результаті ловильних робіт із свердловини вилучено три НКТ, насос та гідрозахист. Залишився ПЕД, голова якого – на глибині 1592 м. У жовтні 2002 р. свердловину переведено під скид води з приймальністю 640 м³/д. Для збільшення приймальності у грудні 2002 р. було проведено соляно-кислотну обробку, яка не мала позитивних результатів і приймальність залишилась на тому ж рівні. Тому у грудні 2002 р. проведена додаткову перфорація в інтервалі 1525 – 1545 м та виконано дренавання свердловини компресорами. В результаті приймальність, після проведених робіт, збільшилась до 2709 м³/д. Станом на початок 2022 р. свердловина працювала стабільно з приймальністю 2091 м³/д.

Конструкція свердловини 201 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 324 мм – до 1765 м; опресована тиском 150 атм; цемент за колоною піднято до устя;

- штучний вибій – 1765 м; на глибині 1592 м – голова аварійного ПЕД;

- інтервал перфорації 1525 – 1565 м.

У свердловину спущена воронка на НКТ 2^{1/2"} до глибини 1507 м.

Свердловина 302

Свердловина 302 пробурена в 1968 р. на проєктну глибину 3400 м та перфорована в інтервалі 3257-3270 м для видобутку газу з візейських відкладів нижнього карбону.

В 1972 – 1973 роках проведено КРС по заміні НКТ 2^{1/2"} на НКТ 2 в наслідок аварії. Залишки НКТ залишились на глибині 2871 м. В 1976 р. проведено установку цементного моста на глибині 3263-3235 м. Проведено перфорацію колони на глибині 3251-3241 м. Спуск НКТ 2^{1/2"} на глибину 3216,22 м. В 1976 році свердловину переведено на горизонт В₄. Цементний міст встановлено на глибині 3216-222 м. Освоєння свердловини не відбулось –

зминання та прихват колони на глибині 3081 м. В 1981 році проведено ліквідацію наслідків аварії з НКТ, спуск воронки на НКТ 2^{1/2"} до глибини 3184 м, свердловину переведено в п'єзометричну по горизонту В₄. Починаючи з 1991 р. свердловину переведено в поглинальні для повернення СПВ (інтервал перфорації 1600-1660 м.), спуск воронки на НКТ 2^{1/2"} до глибини 1590 м.

Конструкція свердловини 302 наступна:

- кондуктор діаметром 355 мм – спущений на глибину 304 м і зацементований до гирла;

- проміжна колона діаметром 228 мм – спущена на глибину 2364 м і зацементована до гирла;

- експлуатаційна колона діаметром 168 мм – спущена на глибину 3376 м і зацементована до гирла;

У свердловину спущена воронка на НКТ 73 мм до глибини 1590 м.

Свердловина 304

Свердловину 304 введено в експлуатацію у вересні 1969 р. на відклади горизонту В-18. В квітні 1972 р. при виконанні досліджень у свердловині через обрив залишився глибинний манометр. В жовтні 1974 р. при ліквідації аварій відбулося прихоплення НКТ, які вдалося частково звільнити. Аварійні НКТ залишилися на глибині 3119 м. У вересні 1978 р. свердловині припинила фонтанувати через обводнення, а в грудні 1978 р. переведена у п'єзометричні. У листопаді 1988 р. у зв'язку із важкою ситуацією по утилізації видобутої пластової води, та зважаючи на відсутність в розрізі свердловини продуктивних газових горизонтів прийнято рішення перевести свердловину із п'єзометричного в нагнітальний фонд.

У вересні 2024 р. свердловину 304 запропоновано перевести у фонд поглинальних з метою повернення СПВ і з червня 2025 р. свердловина введена в експлуатацію як поглинальна. Інтервал перфорації – 1620 – 1670 м. Станом на 01.09.2025 р. свердловина працювала стабільно з приймальністю 475,7 м³/д.

Конструкція свердловини 304 наступна:

- експлуатаційна колона діаметром 146 мм – до 3368 м; опресована тиском 350 атм; цемент за колоною піднято до гирла;

- штучний вибій – 3110 м; на глибині 3119,26 м – голова аварійних НКТ;

- інтервал перфорації 1662 – 1670 м.

У свердловину спущена воронка на НКТ 73 мм до глибини 1607 м.

Технологічна схема повернення СПВ у поглинаючі горизонти передбачає максимальне використання існуючої системи інженерних комунікацій, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Добові об'єми СПВ з врахуванням середньої приймальності свердловин на рівні 539 м³/д (відповідає середній приймальності однієї свердловини станом на 01.09.2025 р.), що повертатиметься у поглинальні свердловини, може становити 2156 м³/д, при умові експлуатації чотирьох поглинальних свердловин, або може бути збільшено до 4860 м³/д при експлуатації 10 свердловин, за умови переведення під СПВ свердловин 174 та 175, по яких підготовлено матеріали на переведення, та відновлення із бездії свердловин 40, 69, 201, 302, і які використовуватимуться як резервні у випадку збільшення обсягів СПВ. Тиск повернення СПВ на гирлі усередненої поглинальної свердловини – 5,6 МПа.

При реалізації проєктних рішень щодо закачування СПВ у свердловини необхідно дотримуватися нижченаведених технічних та технологічних вимог. Фонтанна арматура повинна бути обладнана зворотним клапаном для запобігання перетіканню води, що повертається в пласт зі свердловини при аварії на нагнітальному трубопроводі або тимчасовому припиненні її поглинання. Закачування СПВ у поглинальні свердловини повинно здійснюватися тільки через колону НКТ, спущену до верхніх отворів інтервалу перфорації. Низ колони НКТ обладнується воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибинних знімних приладів при проведенні дослідних робіт.

Закачування СПВ у поглинальні свердловини при тисках на гирлі більших від тиску,

на який опресована експлуатаційна колона, повинно здійснюватися через НКТ з пакером, який ізолює колону від впливу високих тисків і встановлюється над пластом (об'єктом) на 50 м вище верхніх отворів перфорації, у який закачується робочий агент. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин і гирлового обладнання поглинальні свердловини повинні бути обладнані манометрами для контролю за тиском і пристроями для регулювання тиску. Водопроводи до свердловин повинні укладатись у траншеї на глибину, яка б запобігала замерзанню води на випадок припинення закачування води в зимовий період. Для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і НКТ повинні мати спеціальне покриття або захист інгібіторів.

Лінії подачі води після збирання до початку робіт повинні бути опресовані на півторакратний очікуваний робочий тиск. Перед початком робіт по подачі води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Комплекс робіт по переведенню свердловин в поглинальний фонд передбачає проведення ізоляційних робіт, робіт з метою перевірки герметичності цементних мостів, перфорацію експлуатаційних колон свердловин навпроти тріасового пласта-колектора та геофізичних спостережень з метою визначення приймальності свердловин при різних тисках на гирлі (в процесі освоєння). Під час досліджень необхідно не допускати попадання пластових вод на ґрунт.

Технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Необхідність у проведенні підготовчих робіт відсутня, оскільки територія раніше спланована та має необхідні під'їзди з асфальтованим покриттям. Всі будівельно – монтажні роботи здійснюватимуться на існуючих проммайdanчиках свердловин та КНС.

КНС Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" АТ «Укрнафта» розташоване на ділянці загальною площею 1.6958 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 36 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,385 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 40 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4761 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 69 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,6364 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 115 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,5896 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 156 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4221 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі

промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 201 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,3277 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 302 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4312 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 304 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,486 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 174 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,5615 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 175 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,9055 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Необхідність вилучення нових земельних ділянок для провадження планованої діяльності відсутня. Робіт з демонтажу існуючого обладнання на проммайданчиках не передбачається.

Діяльність НГВУ „Чернігівнафтогаз” здійснюється на території Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області в межах спеціального дозволу на користування надрами. Земельні ділянки під території свердловин та виробничі об'єкти отримано у відповідності до законодавства України

Копії Договорів оренди земельних ділянок та інформація з Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельні ділянки надано в додатку 1.

Кадастрова карта земельних ділянок наведена на рисунку 1.8.

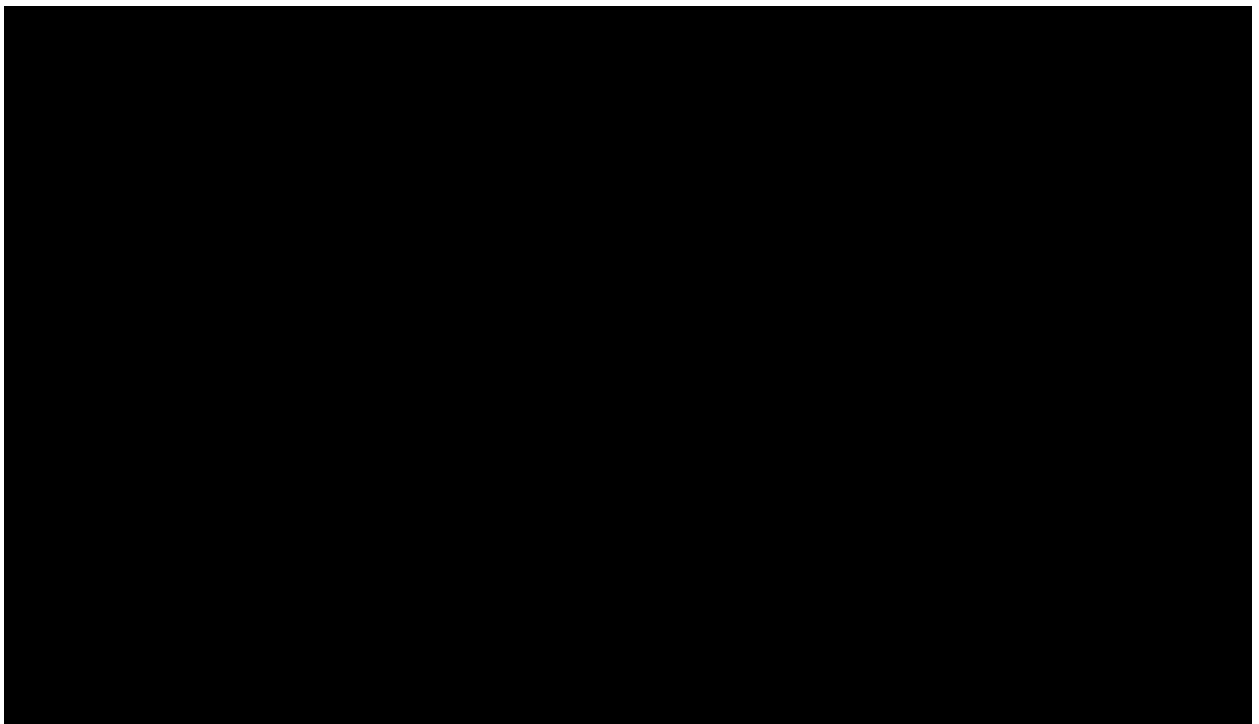


Рисунок 1.8 – Кадастрова карта земельних ділянок.

1.4 Опис основних характеристик планованої діяльності

Нафтогазовидобувна виробнича система родовища складається з нафтових свердловин із відповідним видобувним обладнанням (силове обладнання та ін.), мереж промислових трубопроводів (вуглеводневої сировини, технічної води), групових замірних установок (ГЗУ), , установки низькотемпературної сепарації газу (УНТС), кушової насосної станції (КНС), дільниця з перекачування нафти (ДзПН).

Групові замірні сепараційні установки (ГЗСУ) призначені для збору та індивідуального заміру продукції свердловин.

Продуктивні горизонти родовища пов'язані з турнейськими і візейськими покладами.

Родовище розробляється згідно уточненого проекту розробки Гнідинцівського родовища.

Основним варіантом розробки Гнідинцівського родовища входять базові варіанти по об'єктах К-2 та К-1, а також третій варіант по об'єктах ПЗ та П1-2. Подальша розробка газоконденсатних об'єктів на даний час є економічно недоцільною. Розробку родовища запроєктовано на період до 2045 р.

Продовження планованої діяльності провадиться існуючим фондом свердловин. Характеристика фонду свердловин Гнідинцівського родовища приведена у таблиці 1.5.

Перерахунок запасів вуглеводнів був виконаний НДПІ АТ «Укрнафта» та затверджено ДКЗ України (протокол № 2147 від 21.12.2010 р.).

Таблиця 1.5- Фонд свердловин Гнідинцівського родовища станом на 01.09.2025 року

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Кількість, шт.
Фонд нафтових свердловин	загальний фонд	200
	експлуатаційні	53
	спостережні	3
	п'єзометричні	23
	в консервації	15
	в очікуванні ліквідації	4
	ліквідовані	102
Фонд газових свердловин	загальний фонд	16
	експлуатаційні	0
	п'єзометричні	7
	ліквідовані	16
	ліквідовані	9
Фонд поглинальних свердловин	загальний фонд	20
	експлуатаційні	4
	в бездії	7
	в консервації	2
	в очікуванні ліквідації	7

Принципові схеми збору, підготовки та транспортування продукції свердловин Гнідинцівського родовища наведені на рисунках 1.10 та 1.11.

Продукція свердловин викидними лініями поступає на розподільчу гребінку УНТС. Далі через електрозасувки трубопроводом подачі продукції свердловин, газ поступає в сепаратори першого ступеню сепарації С1/1,2 першого блоку УНТС. Через електрозасувки, трубопроводом газ поступає в сепаратор другого ступеню сепарації С-2 другого блоку УНТС.

У сепараторах першого ступеню сепарації С-1/1, 2 відбувається відділення з газу рідини (вуглеводний конденсат + пластова вода). Газ із сепаратора С-1/2 першого блоку і режимну шайбу другого ступеню сепарації поступає в сепаратор С-2, де відбувається

відділення з газу конденсату, який випадає за рахунок зниження тиску і температури при дроселюванні газу. Газ із сепаратора С-2 першого блоку надходить у відбійний розширювач, з якого через замірний вузол подається у трубопровід подачі газу на третій ступінь ДКС ГППЗ.

Газ із сепаратора С-2 другого блоку подається у трубопровід подачі газу на третій ступінь ДКС ГППЗ.

Газ після замірного вузла з трубопроводу подачі газу на третій ступінь ДКС ГППЗ також подається на вузол редукування. Після зниження тиску газ поступає в сепаратор С-6.

У сепараторі проходить додаткова осушка газу. Із сепаратора С-6 газ поступає в трубопровід подачі "паливного" газу на ГППЗ.

Технологічною схемою УНТС передбачена подача природного газу на перший ступінь компресорів ДКС ГППЗ через сепаратор першого ступеня сепарації С-1/1 першого блоку УНТС.

Продукція газових свердловин подається з розподільчої гребінки в сепаратор С-1/1. По трубопроводу виходу газу з сепаратора С-1/1 першого блоку газ через лічильник газу ДСС, поступає в нафтопровід «Богдани – Гнідинці».

Рідина із сепаратора С-1/1 першого блоку УНТС через трубопровід продувки конденсату поступає через трубопровід подачі конденсату на розділювач Е-2. Рідина з сепаратора С -1/2 першого блоку через трубопроводи продувки конденсату поступає в трубопровід подачі конденсату на розділювач Е-1. Конденсат з сепараторів С-1/2 першого блоку подається в розділювач Е-2.

Рідина із сепараторів С-2 другого ступеня сепарації через трубопровід продувки конденсату по трубопроводу подачі конденсату подається на розділювач Е-2. Обв'язкою сепараторів С -2 передбачена подача конденсату на розділювач Е-1.

У розділювачі Е-1 відбувається розгазування конденсату після першого ступеня сепарації.

Виділений газ по трубопроводу подачі газу з Е-1 подається в газозбірний колектор і далі у відбійний розширювач (ВР), де відбувається кінцевий відбір рідини з підготовленого газу. Рідина з розділювача Е-1 по трубопроводу поступає в сепаратор С-3. По трубопроводу подачі конденсату з С-3, рідина поступає в нафтопровід «ГЗУ-Богдани – ГППЗ», де змішується з сирою нафтою Богданівського родовища. З розділювача Е-2 рідина по трубопроводу поступає в ємності Е-7-1 або Е-7-2.

Рідина з відбійного розширювача по трубопроводу подачі конденсату, через сепаратор С-3, по трубопроводу подачі конденсату, подається в нафтопровід «ГЗУ-Богдани – ГППЗ».

Технологічною схемою передбачена подача рідини з відбійного розширювача (ВР) в ємності Е-7-1 і Е-7-2 через сепаратор С-3, по трубопроводу подачі конденсату. Рідина з ємностей Е-7-1, Е-7-2 відкачується насосами у нафтопровід «Богдани-Гнідинці».

Загальний замір природного газу проводиться на вузлі обліку газу. З вузла обліку газ надходить на ЦПГ Гнідинцівського ГПЗ при відкритій засувці і далі в трубопровід подачі газу.

Замір видобутку газу свердловин, які працюють через сепаратор С -1/1 першого блоку УНТС, проводиться через вузол обліку газу. З вузла обліку газ подається на перший ступінь ДКС ГППЗ по трубопроводу подачі газу в газопровід «Богдани - ДКС ГППЗ».

На площах родовища розташований комплекс обладнання, який встановлений на дільниці з підтримки пластового тиску Гнідинцівського цеху з видобутку нафти і газу № 2, і призначений для прийому підтоварної води з очисних споруд Гнідинцівського газопереробного заводу та скиду її в поглинальні свердловини.

Схема розташування поглинальних свердловин, які планується використовувати для повернення СПВ, приведено на рисунку 1.9.

Згідно з проєктними розрахунками об'єми СПВ для закачки у поглинальні свердловини Гнідинцівського родовища становитимуть 4860 м³/д.

Проектом повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" встановлено ряд вимог до якості закачуваних в пласт вод. Зокрема, це вимоги щодо значення вуглеводневого показника; щодо сумісності з пластовою водою та породою поклада; щодо корозійної активності; щодо вмісту сірководню та завислих речовин; відсутності сульфатвідновлюючих бактерій (СВБ) та іонів тривалентного заліза. Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається, відповідно до СОУ 09.1-00135390-150:2017, наведено у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається

Найменування показника якості води	Значення
Вміст завислих речовин, мг/ дм ³ , не більше	50
Вміст нафтопродуктів, мг/дм ³ , не більше	30
Сумісність з породою поклада та пластовою водою	Повинні бути сумісні
Концентрація іонів водню (водневий показник), рН	Від 6 до 8
Коефіцієнт набухання пластових глин, не більше	0,2
Вміст тривалентного заліза, мг/дм ³	Не допускається
Вміст сірководню, мг/дм ³	Не допускається
Вміст кисню, мг/дм ³ , не більше	0,05
Наявність сульфат-відновлюючих бактерій	Не допускається
Корозійна агресивність, мм/рік, не більше	0,1

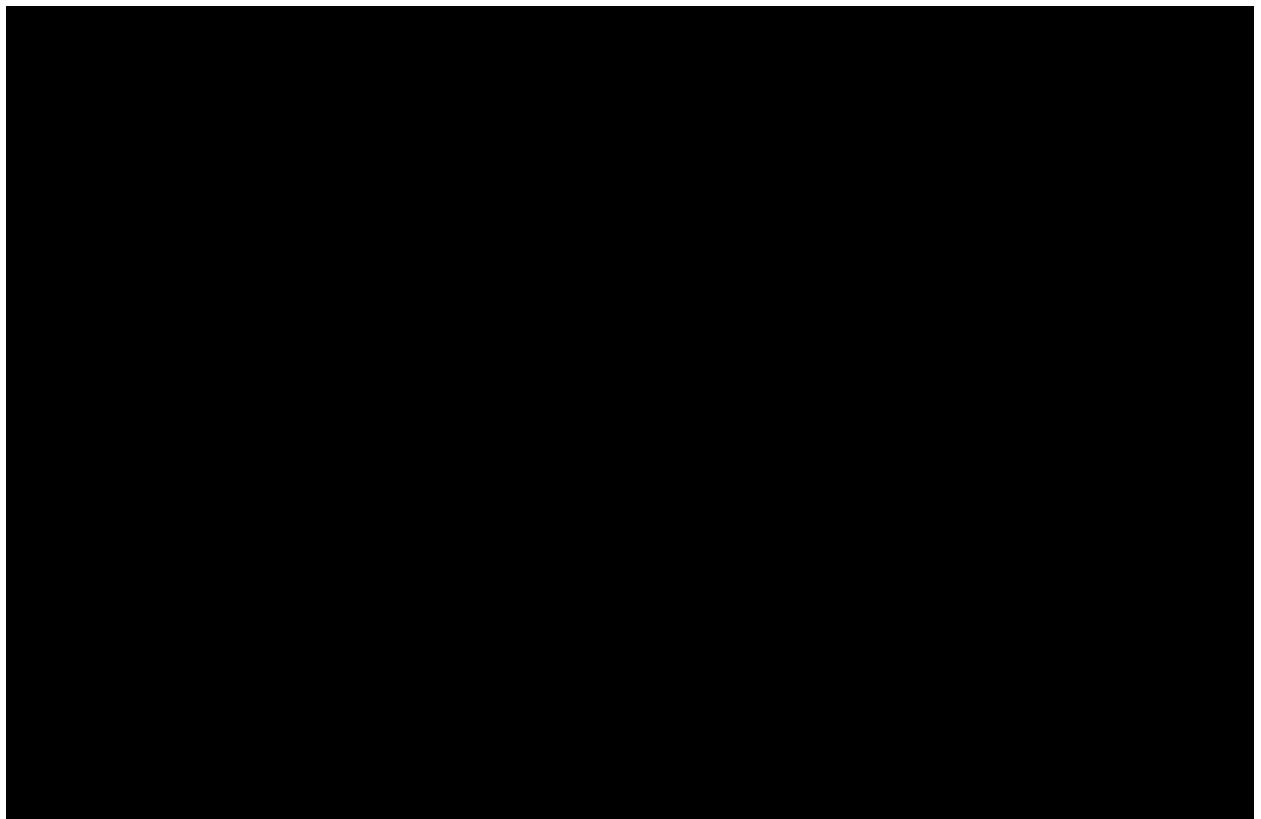


Рисунок 1.9 - Карта-схема розташування поглинальних свердловин родовища

Розробку покладів горизонтів П1-2 і П3 відповідно до третього (оптимального) варіанту розробки згідно уточненим проектом його розробки запропоновано здійснювати за умовами другого варіанту (буріння свердловин 230, 231, 232 - горизонт П1-2; свердловин 233, 234, 235 - горизонт П3) з додатковим бурінням і введенням в експлуатацію протягом 2013-2017 рр. похилоскерованих свердловин 251, 264, 265, 221, 270, 274, 277, 260, 261, 262

на горизонт П1-2 та похилоскерованих свердловин 250, 271, 272, 278 - на горизонт ПЗ. Середньодобовий дебіт рідини похилоскерованих свердловин очікується близько 20 т/д, обводнення 10 %, газовий фактор до 39 м³/т.

Відповідно до зазначеного варіанту подальша експлуатація свердловин здійснюватиметься наступним чином:

- горизонт К-2 - базовий варіант (до 2026 р. включно);
- горизонт К-1 - базовий варіант (до 2040 р. включно);
- горизонт П-3 - третій варіант (до 2045 р. включно);
- горизонт П-1-2 - третій варіант (до 2043 р. включно).

За роки експлуатації з родовища передбачено видобути 1859,099 тис. т нафти, 72,505 млн м³ нафтового газу.

Характеристика фонду свердловин

Протягом 2024 р. в фонді Гнідинцівського родовища було 6 діючих (експлуатаційних) поглинальних свердловин (36, 69, 115, 121, 156, 201), якими у 2024 р. 3 грудня 2024 р. в експлуатаційному фонді родовища залишалось 8 поглинальних свердловин – 36, 40, 69, 115, 121, 134, 156, 201. Свердловину 69 з технічних причин (негерметичність експлуатаційної колони на глибині 303,4 м) та 121 (обрив НКТ) переведено в бездію відповідно з 01.04.2024 р. та 01.05.2024 р. З початку 2025 р. для повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі можуть бути задіяними п'ять свердловин 36, 115, 156, 201, 304. Станом на 01.09.2025 р. у фонді перебуває чотири діючі поглинальні свердловини (36, 115, 156, 304), сім свердловин (40, 69, 102, 121, 134, 201, 302) – в бездії. Причини виходу в бездію – відсутність трубопроводу (свердловина 40), обрив НКТ (свердловини 121, 134), негерметичність експлуатаційної колони (свердловини 69, 102), відсутня приймальність (свердловина 201), аварія з інструментом (свердловини 302). Станом на 01.09.2025 р. в очікуванні ліквідації з технічних причин перебувають свердловини 29, 35, 89, 96, 133, 169 та 305.

Система збору, підготовки і транспортування продукції

У систему збору, підготовки і транспортування продукції родовища входять: п'ять групових замірних установок (ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, ГЗУ-5). Установка низькотемпературної сепарації газу (УНТС) родовища.

Груповий збір та облік продукції свердловин родовища проводиться на п'яти групових замірних установках (ГЗУ).

На ГЗУ-1 буліт Е-1 призначений для заміру дебіту свердловин Гнідинцівського родовища і стравлювання рідини з нафтозбірних колекторів ГЗУ-1-УПС, ГЗУ-4-ГЗУ-1, нафтопроводу «Талалаївка-Гнідинці».

Буліт Е-2 призначений для прийому продукції свердловин Талалаївського і Роменської групи родовищ. У буліті Е-2 проходить дегазація нафти. Нафтовий газ через газосепаратор С-1 подається на установку підігрівачів трубних Гнідинцівського газопереробного заводу (ГППЗ), як паливо. На ГЗУ-1 насоси призначені для відкачування рідини з буліту Е-1 у нафтозбірний колектор на УПС ГППЗ. На ГЗУ-1 встановлений вузол заміру загальної кількості продукції свердловин Талалаївської і Роменської груп родовищ та установка для подачі деємультатора у продукцію свердловин Талалаївської і Роменської груп родовищ.

ГЗУ-2 («Супутник Б-40») призначена для збору продукції свердловин Гнідинцівського родовища та періодичного вимірювання кількості рідини, яка надходить викидними лініями від нафтових свердловин з наступним визначенням добового дебіту кожної свердловини. ГЗУ-2 знаходиться на території поглинальної свердловини 35 Гнідинцівського родовища.

ГЗУ-3 («Супутник Б-40») призначена для збору продукції та заміру дебіту свердловин.

ГЗУ-4 призначена («Супутник АМ» і «Супутник Б-40») для збору продукції та заміру дебіту свердловин. ГЗУ-5 призначена (установка вимірювальна «ОЗНА-МАССОМЕР») для збору продукції та заміру дебіту свердловин. Продукція нафтових свердловин родовища,

підключених до «Супутників» ГЗУ - 1, 3, 4, по нафтозбірним колекторам «ГЗУ-4 - ГЗУ-1», «ГЗУ-1-УПС» поступає на ГГПЗ. Продукція нафтових свердловин, підключених до ГЗУ - 2, 5, нафтозбірним колектором «ГЗУ-5 – ГГПЗ» подається у нафтопровід «Богдани- Гнідинці» і далі на технологічні установки ГГПЗ. Продукція свердловини № 163 Гнідинцівського родовища надходить в нафтопровід «Богдани-Гнідинці».

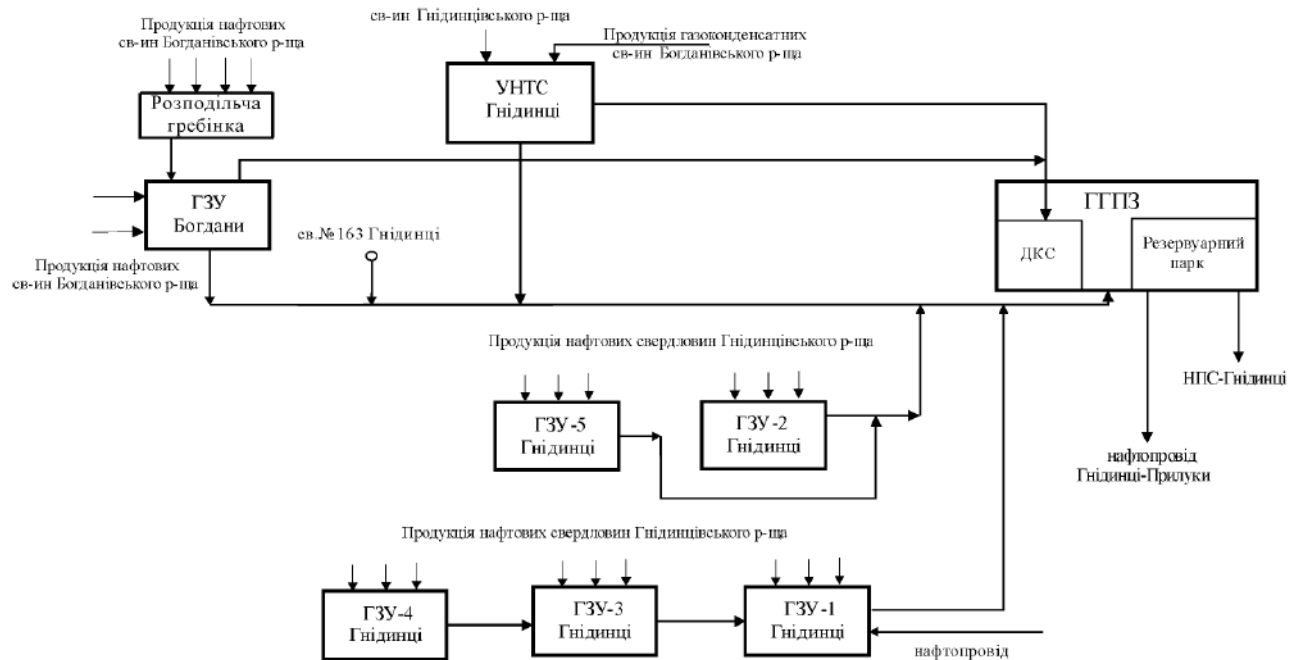
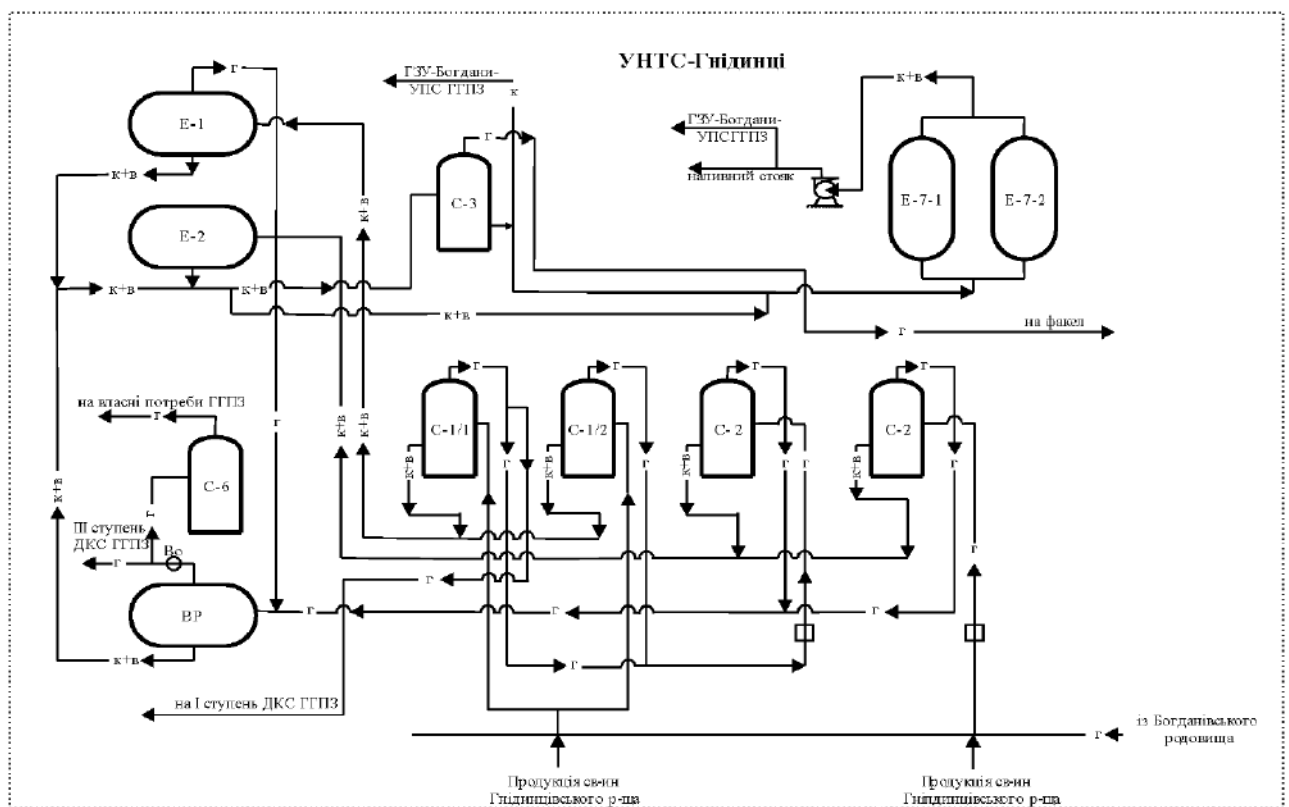


Рисунок 1.10 - Принципова оглядова схема транспортування продукції свердловин родовища



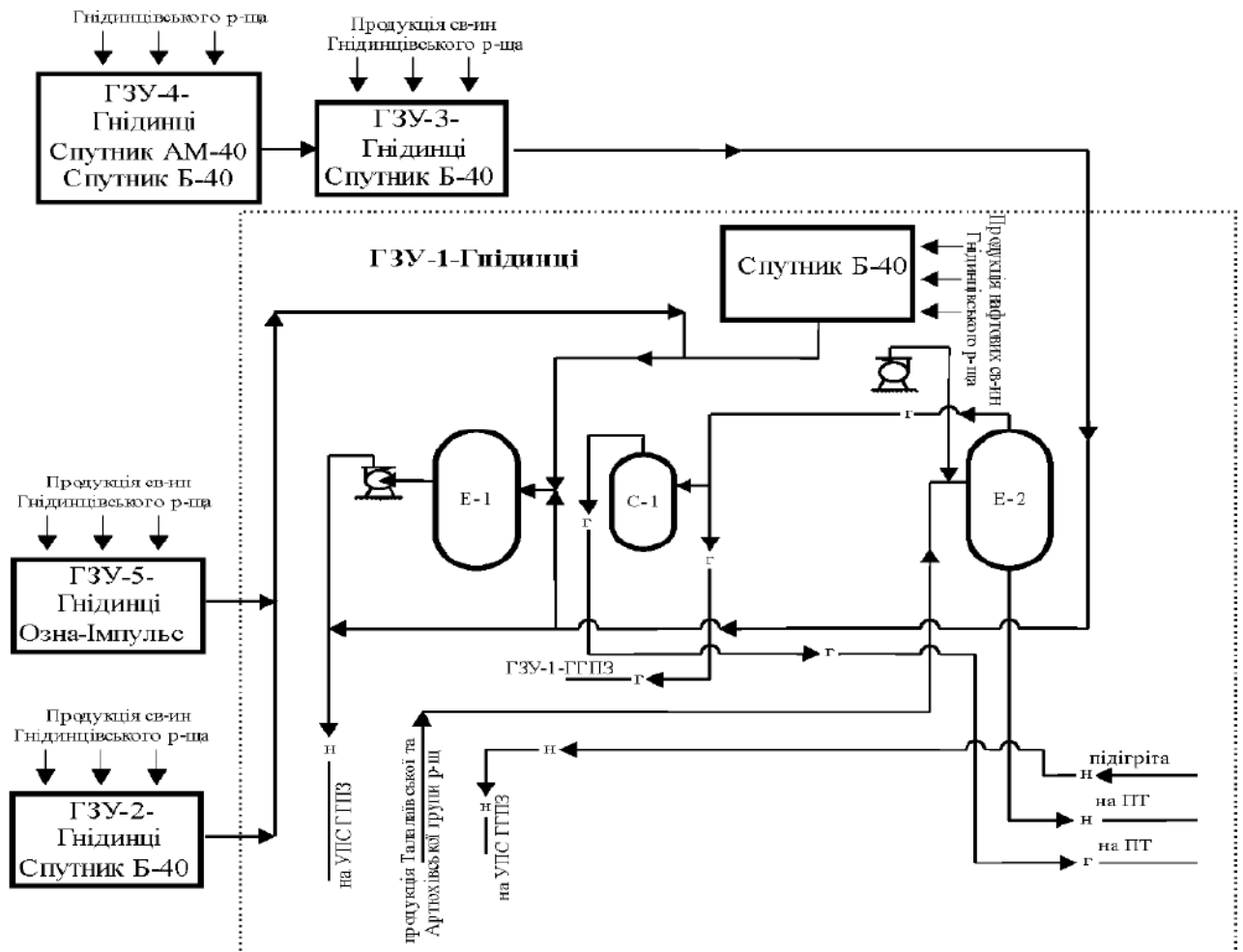


Рисунок 1.11 – Принципова схема об'єктів збору, підготовки та транспортування продукції існуючих свердловин родовища

На площах родовища знаходиться комплекс обладнання, який встановлений на ділянці з підтримки пластового тиску Гнідинцівського цеху з видобутку нафти і газу, і призначений для прийому підтоварної води з очисних споруд Гнідинцівського газопереробного заводу та скиду її в поглинальні свердловини.

У цілому на родовищі було передбачено буріння 20 експлуатаційних свердловин. З них 13 запроєктовано на горизонт П1-2, сім - на горизонт П3.

За роки експлуатації з родовища передбачено видобути 1859,099 тис. т нафти, 72,505 млн м³ нафтового газу.

З часу складання Уточненого проєкту розробки родовища і до цього часу були реалізовані певні проєктні рішення та пробурено частину запроєктованих свердловин. Подальшу розробку заплановано здійснювати існуючим фондом свердловин.

Продовження розробки покладів вуглеводнів родовища передбачено вищезазначеним фондом видобувних свердловин із підтриманням коефіцієнта їх експлуатації на високому рівні.

В подальшому з метою прискорення темпів розробки ділянок родовища та вилучення залишкових видобувних запасів нафти з покладів ямненської та вигодської світ доцільні роботи як по оптимізації роботи діючих видобувних свердловин (зокрема шляхом переведення ряду фонтанних свердловин на механізований спосіб експлуатації за допомогою ШСНУ чи УЕВН; проведення робіт з інтенсифікації нафтовидобутку – ГРП та ОПЗП з метою руйнування та попередження утворення АСПВ).

Освітлення приміщень та території проммайданчиків родовища проводиться із використанням ламп розжарювання та світлодіодних ламп.

На господарсько-питні потреби використовують воду привозну (в тарі).

Водовідведення від будівель родовища здійснюється по системі каналізації до вигрібної ями, яка очищається один раз на тиждень.

Для гарячого водопостачання та забезпечення в зимовий період будівель теплом на території промайданчиків родовища встановлено електричний котел ЕКО.

Для персоналу передбачено надвірні вбиральні з подальшим вивозом стічних вод на комунальні очисні споруди згідно укладеної Підприємством угоди.

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

Оцінка впливу на навколишнє середовище виконана на стадії складання Проєкту, що обґрунтовує процес повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища. Оглядова карта розміщення виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" наведена на рисунку 1.2.

При розробці даного розділу враховано вимоги керівних матеріалів і нормативно-методичних документів з охорони навколишнього середовища, які регламентують або відображають вимоги експлуатації такого роду об'єктів.

Розробка нафтогазових родовищ супроводжується, як правило, поверненням супутньо-пластових вод (СПВ) у підземні горизонти. Тому в процесі їх видалення охорона надр та інших складових навколишнього природного середовища набуває особливо важливого значення.

Мінеральні й органічні забруднювачі, що входять до складу СПВ, потрапляючи у навколишнє середовище, у водоносні горизонти прісних підземних вод та інші водні об'єкти можуть викликати зміни в екологічній рівновазі території, де здійснюється їх повернення.

В умовах Гнідинцівського родовища найбільш прийнятним методом, що забезпечує зменшення ризику забруднення навколишнього природного середовища, є повернення СПВ у тріасовий пласт-колектор.

Цьому сприяє створена до теперішнього часу система інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Супутньо-пластові води утворюються в процесі підготовки нафти, який включає її дегазацію і зневоднення. Основними джерелами впливу на оточуюче середовище є об'єкти виробничої діяльності, що входять до складу технологічної схеми збору, підготовки та транспортування видобутої продукції та системи повернення СПВ у тріасовий горизонт. Вказана технологічна схема детально описана в розділі 1.3.

Об'єми супутньо-пластових вод, що плануються до повернення в тріасовий поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища становитимуть 4860 м³/д.

Для повернення СПВ рекомендується використовувати наступні десять свердловин Гнідинцівського родовища: 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174.

Характеристика поглинальних свердловин, що планується задіяти для закачування СПВ, наведена в таблиці 1.4.

Обґрунтування кількості поглинальних свердловин приведено в розділі 7 Проєкту повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз".

Основним видом негативного впливу на навколишнє природне середовище у процесі проєктованої діяльності може бути витік супутньо-пластових вод із системи їх повернення у пласт-колектор.

При експлуатації промислових споруд у робочому режимі їх вплив на геологічне середовище, ґрунт, підземні та поверхневі води території мінімальний і можливий лише у випадках порушення штатного технологічного процесу (аварійні ситуації).

При зборі, транспортуванні, підготовці та поверненні супутньо-пластових вод у тріасовий пласт-колектор на Гнідинцівському родовищі потенційними негативними факторами впливу на навколишнє природне середовище можуть бути наступні фактори:

- вилучення земельних ділянок з природного стану у довгострокове користування під обслуговування поглинальних свердловин;
- забруднення надр, ґрунту, підземних та поверхневих вод високомінералізованими супутньо-пластовими водами у випадках порушення герметичності колон і обв'язки поглинальних свердловин, поривів напірних водоводів;
- погіршення якості сільськогосподарських земель при будівництві виробничих об'єктів та комунікацій і при аваріях.

Можливі причини і шляхи надходження СПВ у навколишнє природне середовище поділяються на технологічні і аварійні.

До технологічних причин відносяться:

- забруднення підземних вод питної якості через негерметичність колон і неякісне цементування позатрубного простору поглинальних свердловин;
- пориви трубопроводів внаслідок заводських дефектів труб.

До аварійних причин відносяться:

- пориви трубопроводів через механічні пошкодження;
- пориви трубопроводів внаслідок корозії металу.

Характеристику джерел, видів і характеру впливу на природне навколишнє середовище при поверненні супутньо-пластових вод у поглинаючий горизонт на Гнідинцівському родовищі наведено в таблиці 1.7.

Основними можливими видами впливу на навколишнє середовище є засолення ґрунтів, поверхневих і підземних вод. Характер цих впливів тимчасовий і неминучий при аварійному пориві трубопроводів, корозії ємностей та арматури.

Таблиця 1.7 – Характеристика джерел впливу, видів і характеру їхнього впливу на навколишнє середовище

Агенти	Джерело, вид і характер впливу	Об'єкт впливу
Супутньо-пластова вода	Корозія днищ резервуарів. Засолення земельної ділянки проммайданчика і поверхневих вод. Тимчасове	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	Пориви водопроводів у результаті корозії стінок трубопроводів. Можливе засолення поверхневих, підземних вод та земельної ділянки в місцях поривів. Тимчасове	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	Ремонт технологічного устаткування і трубопроводів. Забруднення земельної ділянки та поверхневих вод. Технологічно неминуче. Епізодичне.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	Порушення герметичності колон поглинальних свердловин. Забруднення надр і підземних вод. Аварійне, тимчасове.	Підземні води, гірські породи

Всі споруди в межах заявленої планованої діяльності існуючі, будівництво будь-яких додаткових споруд не передбачається, тому 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 на період виконання підготовчих та будівельно-монтажних робіт у Звіті з ОВД не наводиться.

1.5.1 Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря

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

Підчас здійснення планової діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Оцінка викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря від існуючих джерел викидів на промислових майданчиках Гнідинцівського родовища проводилась за результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, яку провела група екологічних досліджень відділу екології НДПІ у 2016 році.

На даний час на родовищі наявні сім промислових майданчиків із розташуванням джерел викидів забруднюючих речовин, які заплановано експлуатувати і в подальшому:

- дільниця з перекачування нафти (ДзПН) родовища;
- установка низькотемпературної сепарації газу (УНТС);
- п'ять групових замірних установок (ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, ГЗУ-5).

Всі виробничі вищеперечислені майданчики Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" АТ "Укрнафта" мають діючі Дозвола на викиди.

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Закачування СПВ у поглинальні свердловини відбувається по системі трубопроводів від КНС Гнідинцівського родовища в тріасовий пласт-колектор. Експлуатація поглинальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

На промисловому майданчику КНС стаціонарні джерела викидів відсутні, сировиною на КНС є підтоварна вода, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ. Оцінку впливу на атмосферне повітря установки очисних споруд ГПЗ призначеної для очищення вод, проведено у Звіті з ОВД планової діяльності "Поводження з небезпечними відходами (збирання, зберігання, оброблення, утилізація, видалення, знешкодження і захоронення) на об'єктах поводження з відходами Гнідинцівського газопереробного заводу АТ "Укрнафта", розташованих по вул. [REDACTED] Прилуцького району Чернігівської області", на що є позитивний Висновок ([REDACTED] від 29.12.2022 р.).

1.5.2 Оцінка очікуваних впливів на водне середовище

Під час здійснення діяльності з видобутку вуглеводнів вилучаються супутньо-пластові води. Водний кодекс України визначає супутньо-пластову воду, як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою, конденсатом і газом під час їх видобування.

Супутньо-пластові води є складним природним розчином, який складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підшовних пластових вод.

Відповідно до статті 75 «Водного кодексу України», «повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проєктів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення».

Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження.

1.5.2.1 Підземні води

У гідрогеологічному відношенні Гнідинцівське 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.

У межах території дослідження 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.

Опис вказаних водоносних горизонтів приводиться за даними Проєкту повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз".

Водоносні горизонти четвертинних відкладів

Водоносні горизонти алювіальних, озерно-алювіальних відкладів сучасного відділу і флювіогляціальних відкладів 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 товщина алювіальних відкладів 25 м – 30 м.

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

Живлення водоносного горизонту в сучасних алювіальних відкладах 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 дрениються річковою і ярово-балковою системою.

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

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. Товщина 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 мг/дм – 0,6 мг/дм, 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 м 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 дм³/с – 0,6 дм³/с.

За хімічним складом води характеризуються широким спектром різновидів, з мінералізацією від 0,3 г/дм³ – 0,5 г/дм³ до 1 г/дм³, іноді до 3 г/дм³. Якість води, в переважній більшості, відповідає вимогам ДСТУ 7525:2014 "Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості".

Водоносні горизонти неогенових відкладів

Пліоценовий водоносний горизонт. Водовмісними породами горизонту 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. Ізоляція між пліоценовими водами та ґрунтовими водами четвертинних відкладів практично відсутня. Товщина водоносного шару в алювіальних пісках не витримана – від 2 м – 3 м до 20 м – 40 м. Глибина залягання водоносного горизонту – від 5 м 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 м/год – 5 м/год, якість води, в основному, відповідає вимогам ДСТУ 7525:2014 "Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості". 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 м – 20 м. Глибина залягання водоносного горизонту – від 35 м до 80 м. Його підстиляють 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 м – 60 м. Дебіти свердловин досягають 1,4 м³/год. Вода за хімічним складом прісна, гідрокарбонатна натрієва, мінералізація – близько 1,0 г/дм³, загальна жорсткість – до 7 мг-екв/дм³ – 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 кварцево-глауконітовими темно-зеленими, сіро-зеленими дрібнозернистими пісками з прошарками пісковиків. Покрівля водоносного горизонту залягає на глибинах від 87 м до 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. Товщина водовміщуючих порід становить 40 м – 91 м. Дебіти свердловин – до 3 м³/год – 6 м³/год. За хімічним складом води прісні, гідрокарбонатно-сульфатні натрієві. Сухий залишок складає 0,6 г/дм³ – 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-крейдових порід. Водоносний горизонт перекривається пісками харківської й полтавської світ. Середня товщина водовмісних порід становить 20 м – 30 м і не перевищує 60 м. Водоносний горизонт напірний. Статичний рівень – 110 м – 120 м. Дебіти свердловин становлять від 4 дм³/сек до 7 дм³/сек. За хімічним складом води прісні, гідрокарбонатні натрієві з мінералізацією 0,5 г/дм – 1,0 г/дм, загальною жорсткістю – від 1,6 мг-екв/дм³ до 10,0 мг-екв/дм³. Даний водоносний горизонт є основним для водопостачання розглянутої території і поширений повсюдно.

Гідрогеологічний опис глибозалягаючих водоносних горизонтів і комплексів, що відносяться до відкладів палеозою і мезозою та характеристику водоносного комплексу як об'єкта повернення СПВ наведено у розділах 2, 4 Проекту. Пластові води тріасового водоносного комплексу на території Гнідинцівського родовища не використовуються для водопостачання і технічних цілей. Також не використовуються для цих цілей і води буферних водоносних горизонтів, що мають мінералізацію 75 г/дм³ – 90 г/дм³. Окремі глинисті прошарки у товщі тріасового водоносного комплексу не витримані по простяганню, а оскільки води, що будуть закачуватись, будуть мати більш високу мінералізацію, то розбухання глин не відбудеться.

1.5.2.2 Поверхневі води

Територія Гнідинцівського родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна мережа району представлена рікою Удай з лівою притокою Многа. Коефіцієнт щільності річкової мережі становить від 0,2 км/км² до 0,3 км/км².

Долина р. Удай – трапецієподібна, ширина її сягає від 1 м – 2 м до 3 км – 4 км. Спокійна течія, добре сформована долина, велика кількість стариць, 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 м до 3 м.

1.5.2.3 Заходи щодо зменшення впливу на водне середовище

У процесі повернення СПВ необхідно забезпечити захист поверхневих та підземних вод від забруднення, а саме від:

- забруднення високомінералізованими пластовими водами;
- перетоків глибинних пластових флюїдів у водоносні горизонти при порушення цілісності колони та цементного кільця на поглинальних свердловинах.

З метою запобігання та зменшення негативного впливу на поверхневі та підземні водні об'єкти при облаштуванні поглинальних свердловин передбачено наступні заходи:

- обвалування й гідроізоляція технологічних площадок (асфальтування, бетонування) кущової насосної станції, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- забезпечення герметичності всього устаткування;
- забезпечення корозійної стійкості трубопроводів та іншої металевої арматури;
- обладнання гирла свердловини колонною головкою і фонтанною арматурою;
- цементування з підняттям тампонажного розчину до гирла усіх обсадних колони з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів.

АТ «Укрнафта» регулярно проводиться моніторинг якості підземних та поверхневих вод на Гнідинцівському родовищі [25].

Для оцінки стану вод підземних та поверхневих досліджуваної території протягом 2024 року було відібрано двадцять три проби:

– криниця, с. Ященків - вміст іонів хлору в воді не перевищував 119,1 мг/дм³. За водневим показником, який становить 7,2 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 840,5 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода характеризується як жорстка;

– криниця, БРНО - середній вміст іонів хлору в воді становить 40,2 мг/дм³. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,45 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 1045,3 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода жорстка;

– криниця, КНС - середній вміст іонів хлору в воді становив 159,0 мг/дм³. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,65 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 1273,0 мг/дм³. Основна складова мінералізації - природні гідрокарбонати натрію. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка. У воді відмічено природний високий вміст гідрокарбонатів магнію, що впливає на зростання величини загальної мінералізації води;

– артсвердловина біля ДКС - максимальний вміст іонів хлору в воді становив 57,8 мг/дм³. За водневим показником, який становить 8,4 од. рН, вода лужна. Мінералізація становить 969,0 мг/дм³. Основна складова мінералізації - природні гідрокарбонати натрію. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка;

– криниця, с. Дашенки, вул. Гагаріна 8, 13 - вміст іонів хлору в воді становив 9,6 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,9 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 789,1 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода середньої жорсткості;

– криниця, с. Дашенки, вул. Орбітальна, 18 – середній вміст іонів хлору в воді становить 46,1 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,1 од. рН, вода нейтральна. Середня мінералізація становить 1046,1 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже жорстка;

– криниця с. Остапівка вул. Ганни Арсенич-Баран (Матросова), 3 – середній вміст іонів хлору в воді становить 255,6 мг/дм³. За водневим показником, рН = 7,1 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 1378,3 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда;

– криниця с. Остапівка вул. Хоменка, 6 – середній вміст іонів хлору в воді становить 196,4 мг/дм³. За водневим показником, рН = 7,5 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 1469,8 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда;

– криниця, с. Світличне, вул. Миру, 15 – середній вміст іонів хлору в воді становив 115,4 мг/дм³. За водневим показником, який становить 7,2 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація дорівнює 847,7 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода тверда;

– криниця, с. Світличне, вул. Молодіжна (школа) - вміст іонів хлору в воді – 181,3 мг/дм³. За водневим показником вода нейтральна – рН=6,85 од. рН. Мінералізація

становить 848,7 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода тверда;

–криниця, с. Гнідинці, вул. Незалежності, 41 - вміст іонів хлору в воді становив 63,1 мг/дм³. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,6 од. рН, вода слабо лужна. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда. Мінералізація води – 1231,8 мг/дм³. У воді відмічено природний високий вміст гідрокарбонатів магнію, що впливає на зростання величини загальної мінералізації води;

–став, х. Ященків – середній вміст іонів хлору в воді становив 105,8 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,65 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 848,0 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка.

Загальний стан підземних та поверхневих вод досліджуваного водоносного горизонту обумовлений природними чинниками (особливістю живлення, розташування, фізико-хімічними властивостями гірських порід водоносного горизонту). Негативний вплив на води підземні, зумовлений виробничою діяльністю, відсутній.

Централізоване водопостачання відсутнє, для господарсько-питних потреб використовується привозна вода.

З урахуванням того, що провадженням планованої діяльності передбачається виключно наявними свердловинами необхідні обсяги водоспоживання та водовідведення, визначені Дозволом на спеціальне водокористування [REDACTED] виданого Державним агенством водних ресурсів України 06.11.2023 року (термін дії дозволу до 06.11.2028 р.), що враховує необхідні обсяги забору, використання води та ліміти скидання забруднюючих речовин родовища.

Копія дозволу наведена у додатку 2.

1.5.3 Оцінка очікуваних впливів на ґрунти та надра

Територія Гнідинцівського родовища за агроґрунтовим районуванням, 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 покриття. 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. На днищах балок також зустрічаються лучні та лучно-болотні ґрунти.

У районі родовища товщина ґрунтового покриття становить від 0,3 м до 0,6 м. Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м.

Заходи щодо зменшення впливу процесу повернення СПВ на ґрунти.

Одним із видів впливу на навколишнє середовище є вилучення земельних ділянок загальною площею 8,6864 га під поглинальні свердловини для системи повернення СПВ та під'їзні дороги в довгострокове користування на період експлуатації родовища.

У процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами за рахунок витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд витягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансакумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадаючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

Для Гнідинцівського родовища характерний водний режим непромивного типу. Атмосферна волога промочує ґрунт лише на певну глибину і накопичується у сорбційно-завислій формі. Промочування досягає найбільшої глибини у травні, у різні роки змінюється від 2,5 м до 4,5 м. Починаючи з кінця травня за рахунок випаровування та десукції відбувається висушування ґрунту. До вересня-жовтня ґрунт висушується на всю глибину, після чого знову починається його поступове промочування.

Десукція викликає переміщення завислої вологи в напрямку до поверхні. Цей процес забезпечує перенесення солей у приповерхневі шари. Одночасно, за рахунок атмосферних опадів, первинний ореол засолення розширюється. У реальних умовах процеси самоочищення ґрунтів досить складні. Для техногенно засолених ґрунтів строк їх відновлення до природних вихідних показників складає 7 – 10 років від моменту забруднення.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- ефективні засоби захисту труб від корозії;
- корозійно-стійкі труби;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- проведення ремонтних робіт у свердловинах та ремонтних робіт трубопроводів у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивація земель, засолених супутньо-пластовими водами.

В процесі планової діяльності на Гнідинцівському родовищі здійснюються всі необхідні заходи щодо охорони ґрунтів.

Заходи щодо захисту ґрунтів, технічної і біологічної рекультивації виконано.

Вплив на ґрунт промислових об'єктів в робочому режимі їх експлуатації мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу або при недбалому проведенні ремонтних операцій, як на всіх техногенних об'єктах нафтогазопромислового комплексу.

1.5.4 Оцінка та характеристика очікуваних утворюваних відходів

Технологічний цикл виробництва НГВУ "Чернігівнафтогаз" включає в себе характерні для підприємства даного профілю технологічні процеси, зокрема, експлуатація та обслуговування нафтогазовидобувних свердловин, мереж і обладнання для видобутку та транспортування нафтогазової сировини, техобслуговування та ремонт обладнання, експлуатація автотранспортної техніки тощо.

Матеріалами інвентаризації промислових відходів визначено номенклатура відходів та елементарні технологічні процеси їх утворення.

В структурних підрозділах НГВУ "Чернігівнафтогаз" здійснюється первинний облік відходів та щорічно надає статистичну звітність щодо утворення та поводження з відходами в цілому по підприємству за формою № 1-відходи (річна) згідно Наказу Державної служби статистики № 167 від 02.05.2023.

Згідно даних первинного обліку відходів за один рік при здійсненні основної виробничої діяльності на Гнідинцівському родовищі було утворено (Таблиця 1.8):

Таблиця 1.8 - Види відходів, що утворюються

№ п/п	Код і найменування виду відходів за Національним переліком відходів	Клас небезпеки для здоров'я людей	Річний фактичний обсяг утворення відходів
1	19 10 01 Відходи чорних металів	Не є небезпечними	243,694 т
2	20 03 01 Змішані побутові відходи	Не є небезпечними	13 м ³ (1,95 т)

Тверді побутові відходи передаються КП "Господар" (договір № 01006/2806-49/25 - П від 26.06.2025) для розміщення на полігоні ТПВ.

Брухт чорних металів передається згідно договору: ТОВ "ГРАНД МЕТАЛ-КР" (договір № 01006/2767-20/25-МТР від 04.04.2025 р.), ТОВ "ГРАДІЄНТ-М" (договір № 01006/2803-27/25-МТР від 12.05.2025 р.).

Копії договорів на передачу відходів надано в Додатку 8.

1.5.5 Радіаційне забруднення та випромінювання

Законом України "Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки" і розділом 16 ОСПУ-2005 [30] передбачається, що на всіх підприємствах з потенційною радіаційною небезпекою для персоналу та навколишнього природного середовища, повинен здійснюватися радіаційний контроль. У зв'язку з цим, проводиться радіоекологічне обстеження виробничих об'єктів НГВУ "Чернігівнафтогаз", а також прилеглої до них території.

Об'єм і параметри радіаційного обстеження визначені Програмою радіаційного контролю, яка діє на підприємстві. Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань переносними приладами радіаційного контролю МКС-07 "Пошук", яким проводиться перевірка у терміни, що встановлюються графіками перевірок.

Для промислових об'єктів НГВУ "Чернігівнафтогаз" характерною рисою є принципова відсутність аварійних ситуацій, при яких відбувалося б різке «залпове» радіоактивне забруднення повітря і прилягаючої території з опроміненням персоналу й обмеженої частини населення вище основних дозових меж. Це пов'язано з тим, що радіоактивні речовини є супутніми добавками при видобутку нафти і газу. Їх природна питома концентрація незначна. Однак, небезпека виникає при накопиченні природних радіонуклідів у відкладеннях на внутрішній і зовнішній поверхні устаткування.

Радіоекологічне обстеження й подальший аналіз його результатів, що виконані у рамках Програми радіаційного контролю дозволяють зробити наступні висновки:

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

2. Внаслідок діяльності підприємства радіонукліди природного походження забруднюють внутрішні поверхні технологічного обладнання й устаткування, що надалі може стати джерелом додаткового опромінення персоналу.

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

4. Радіоактивне забруднення промислового обладнання на родовищі обумовлене геологічними умовами й технологією їх розробки.

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

1.5.6 Вплив електромагнітних випромінювань (електричних полів)

Під час здійснення планової діяльності з повернення СПВ не передбачається утворення джерел електромагнітних випромінювань (електричних полів).

1.5.7 Шумовий, вібраційний, світловий, тепловий впливи

Повернення СПВ з дотриманням запропонованих у Проекті заходів та у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не створить значних вібраційного, світлового та теплового (не очікується) впливів на довкілля.

Під час експлуатації об'єкта планованої діяльності використання установок, обладнання та матеріалів, що викликають теплове, світлове та вібраційне забруднення навколишнього природного середовища не передбачається. Поглинальні свердловини №№ 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 не є джерелами теплового, світлового та вібраційного забруднення.

Шумовий вплив

Одним із видів впливу на навколишнє середовище в процесі збору та підготовки пластової води, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ, а також повернення підготовленої пластової води в підземні горизонти через поглинальні свердловини є шум від обладнання розміщеного на території кушової насосної станції КНС Гнідинцівського родовища.

Експлуатація свердловин №№ 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 у відповідності з технологічним режимом не створює шумового навантаження на довкілля. Все обладнання, встановлене на КНС Гнідинцівського родовища, заводського типу з визначеними шумовими характеристиками. Обладнання справне та працює відповідно до їх технічних паспортів. Шумові характеристики знаходяться у межах встановлених заводськими випробуваннями.

Виходячи з об'ємів повернення СПВ та технологічних характеристик насосів наведених в таблиці 1.2, джерелами утворення постійного шумового забруднення навколишнього середовища буде наступне технологічне обладнання системи перекачування пластової води:

- ЦНС 180-1050 – 2 шт,
- КМ 65-50-160 – 1 шт,

Шум, який виникає при роботі насосного обладнання є постійним.

Відповідно до ДСП 173-96 нормативна СЗЗ для КНС Гнідинцівського родовища не встановлюється, тому рівень шуму в контрольній розрахунковій точці на межі житлової забудови **500 м** (с. Гнідинці Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області) становить **26,13 дБА** та не перевищує нормативних значень (розділ 5.2.2).

Нормативні вимоги до виробничого шуму викладені в Санітарних нормах виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку № 3.3.6.037-99.

При поверненні СПВ, проектні рішення повинні бути такі, що забезпечують рівень звуку на робочих місцях в межах, які не перевищують 80 дБА. Шумові характеристики обладнання повинні бути вказані в їх паспортах. Велике значення для зниження рівнів шуму має правильна експлуатація механізмів, своєчасне проведення профілактичних ремонтів та якісний монтаж.

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

Планованою діяльністю передбачається повернення СПВ, що утворюються при видобуванні вуглеводнів, шляхом їх закачування в свердловини Гнідинцівського родовища.

Для забезпечення повернення СПВ у надра передбачається застосовувати такі технічні рішення та заходи:

- застосування закритої системи збору, підготовки й транспортування супутньо-пластових вод для повернення;
- покриття внутрішніх стінок резервуарів і водоводів антикорозійним захистом;
- зовнішні порушення водоводів від ґрунтової корозії охороняються з допомогою застосування липких ізоляційних стрічок, бітумних мастик, армованих скловолокном;
- використання інгібіторів і катодного захисту, що збільшує термін служби трубопроводів у кілька разів;
- установка відсікаючих засувок на водоводах і запобіжних клапанів на гирлі свердловин, що дає можливість запобігти розливам супутньо-пластових вод при поривах трубопроводів і запірної арматури;
- здійснення обвалування й асфальтування (бетонування) робочих площадок насосних станцій, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- якісна рекультивация й застосування біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.

Технічна альтернатива 1

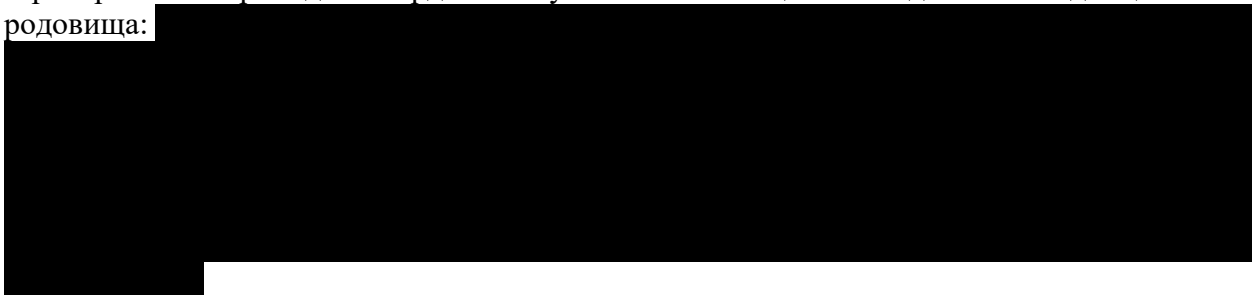
Повернення СПВ, що утворюються під час видобування вуглеводнів, планується здійснювати шляхом їх закачування в тріасовий пласт-колектор через десять існуючих свердловин 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 Гнідинцівського родовища. Технологічна схема повернення СПВ у поглинаючі горизонти передбачає максимальне використання існуючої системи інженерних комунікацій, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Об'єми СПВ згідно з проектними розрахунками за нормальних умов очікуються близько 4860 м³/д. Тиск повернення СПВ на гирлі усередненої поглинальної свердловини – 5,6 МПа.

Технічна альтернатива 2.

Альтернативою може бути буріння нових поглинальних свердловин, та будівництво нових трубопроводів, що призведе до утворення викидів в атмосферу та створить додаткове екологічне навантаження на навколишнє середовище.

Територіальна альтернатива 1.

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Чернігівській області., Прилуцького р-ну, за 32 км на південний схід від м.Прилуки на землях Варвинської територіальної громади. Координати кутових точок ліцензійної ділянки Гнідинцівського родовища:



Кушова насосна станція (КНС) Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" знаходиться біля с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області. В північно-східному напрямку від території майданчика на відстані 450 м знаходиться ділянка з перекачування нафти Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз". З півночі і півдня територія проммайданчика оточена чагарниками. Найближча житлова забудова від КНС Гнідинцівського ЦВНГ розташована в північно-східному напрямку на відстані близько 500 м – с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області.

Проммайданчики оточені землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчиків підприємства відсутні.

Територіальна альтернатива 2.

Територіальна альтернатива 2 не розглядається так як всі об'єкти територіально прив'язані до вже виділених земельних ділянок.

Враховуючи вищеперераховані фактори, запропонований варіант провадження планованої діяльності є екологічно-, технічно- та економічно – більш доцільним.

3 ОПИС ПОТОЧНОГО СТАНУ ДОВКІЛЛЯ (БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ) 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 Дані про стан атмосферного повітря

Для опису поточного стану (базовий сценарій) атмосферного повітря використані дані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (Додаток 3) щодо величин фонових концентрацій забруднюючих речовин, які наведені в таблиці 3.1:

Таблиця 3.1 – Фонові концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі

Найменування речовини	Концентрація за напрямком вітру (румби), мг/м ³							
	Пн	ПнСх	Сх	ПдСх	Пд	ПдЗх	Зх	ПнЗх
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан	20	20	20	20	20	20	20	20
Діоксид азоту	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Сірки діоксид	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Бутан	80	80	80	80	80	80	80	80
Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Вуглецю оксид	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Заліза оксид (у перерахунку на залізо)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Пропан	26	26	26	26	26	26	26	26

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сажа	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
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
Марганець діоксид	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Азоту оксид	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Етан	26	26	26	26	26	26	26	26
Пентан	40	40	40	40	40	40	40	40
Гексан	24	24	24	24	24	24	24	24
Суміш насичених вуглеводнів C ₂ -C ₈	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Фтористий водень	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Фториди добре розчинні	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Фториди погано розчинні	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Бенз(а)пірен	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷

Перевищень фонових концентрацій над граничнодопустимими концентраціями не спостерігається, стан атмосферного повітря задовільний.

Виробнича діяльність на Гнідинцівському родовищі відбувається відповідно до розроблених технологічних регламентів ведення робіт з дотриманням нормативних режимів обладнання. Порушень технологічних регламентів ведення робіт чи відхилень від нормативних режимів роботи обладнання не зафіксовано.

Для контролю стану атмосферного повітря в пунктах спостереження розташованих на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків Гнідинцівського родовища визначалися концентрації типових для кожного майданчика забруднюючих речовин, та речовини, що входять у Перелік контрольних речовин, регламентований постановою КМУ № 827 від 14 серпня 2019 р. щодо здійснення державного моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря, Список А.

Оцінка стану атмосферного повітря здійснювалась шляхом порівняння результатів спостережень з гранично допустимими концентраціями (ГДК) та орієнтовно безпечними рівнями дії (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

За даними результатів постпроектного моніторингу діяльності з видобування корисних копалин на Гнідинцівському родовищі за 2024 рік [25], стан атмосферного повітря в межах впливу виробничих об'єктів на родовищі залишається задовільним.

Результати досліджень стану атмосферного повітря на території **Гнідинцівського родовища** максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,35 ГДК; етан – 0,04 ГДК; пропан – 0,03 ГДК; бутан – 0,03 ГДК; пентан – 0,04 ГДК; гексан – 0,02 ГДК.

На межі житлової забудови с. Гнідинці з усіх відібраних разових проб максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,19 ГДК; етан – 0,01 ГДК; пропан – 0,01 ГДК; бутан – 0,01 ГДК; пентан – 0,01 ГДК; гексан – 0,01 ГДК.

На межі житлової забудови с. Світличне з усіх відібраних разових проб максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,25 ГДК; етан – 0,02 ГДК; пропан – 0,01 ГДК; бутан – 0,02 ГДК; пентан – 0,07 ГДК; гексан – 0,01 ГДК.

На межі житлової забудови с. Остапівка з усіх відібраних разових проб максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,18 ГДК; етан – 0,01 ГДК; пропан – 0,01 ГДК; бутан – 0,02 ГДК; пентан – 0,004 ГДК; гексан – 0,003 ГДК.

На межі житлової забудови с. Ященків з усіх відібраних разових проб максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,47 ГДК; етан – 0,02 ГДК; пропан – 0,01 ГДК; бутан – 0,01 ГДК; пентан – 0,01 ГДК; гексан – 0,01 ГДК.

Слід зазначити, що виробничі об'єкти здійснюють незначний вплив на атмосферне повітря, про що свідчать заміри концентрацій забруднюючих речовин, в тому числі на межі санітарно-захисної зони.

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) та орієнтовно-безпечних рівнів діяння (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що концентрації вуглеводневих газів на досліджуваній території нижчі встановлених санітарно-гігієнічних норм, і вплив на атмосферне повітря об'єктами нафтовидобутку незначний.

Загалом, стан атмосферного повітря в регіоні залишається сприятливим, на що вказують і фонові концентрації забруднюючих речовин.

Таким чином, можна стверджувати, що виробничі об'єкти Гнідинцівського родовища здійснюють допустимий вплив на стан атмосферного повітря, перевищення та порушення норм відсутні.

3.2 Кліматична характеристика району розміщення об'єкта

Клімат району помірно-континентальний, недостатньо вологий, теплий, сприятливий для розвитку сільського господарства.

Однією з основних характеристик термічного режиму є середньорічна температура повітря, яка дорівнює 7 °С вище нуля. Її характеризують повільні зміни температури влітку і взимку та різкі коливання восени і весною. Середня мінімальна температура повітря випадає на січень місяць і становить -7,2 °С нижче нуля. Найхолодніші місяці – січень і лютий. Зима тривала, але порівняно тепла, хоча і з морозними погодними умовами і снігом. Взимку за рахунок часткої зміни повітряних мас погода не є стійкою. В середньому за зиму буває до десяти відлиг. Сніжний покрив від 30 см до 50 см, в основному, з грудня по березень. Глибина промерзання ґрунту – 1,0 м. Тривалість зимового періоду в середньому – 90 діб.

Весна починається після переходу середньодобової температури через 0 °С. Весною можливі заморозки, погодні умови нестійкі. Час настання весни в окремі роки значно відрізняється від середніх багаторічних даних. У березні спостерігається зростання температури повітря. Весняний період закінчується переходом середньодобової температури повітря через 15 °С вище нуля.

Літо в даному регіоні тепле, висота сонця над горизонтом найбільша, найдовші дні, найбільша за рік кількість сонячної радіації, тому земна поверхня і повітря інтенсивно прогріваються. Літній період триває від 90 до 100 днів. Абсолютний максимум температури повітря – 38 °С вище нуля, найтепліший місяць – липень з середньою температурою 27,5 °С вище нуля. Закінчується літній період після переходу температури через 15 °С вище нуля у бік зниження, що відбувається у першій декаді вересня.

Осінь характеризується зростанням циклонічної діяльності, зниженням температури повітря, збільшенням кількості днів з опадами і туманами. Восени можливе короткочасне повернення тепла з сонячною лагідною погодою – “бабине літо”, але в листопаді середня добова температура повітря переходить через 0 °С, а в третій декаді цього місяця може утворюватися сніговий покрив.

Одним із важливих елементів гідрогеологічного режиму є опади. В даному районі середньорічна кількість опадів складає від 520 до 560 мм, із них 376 мм випадає у теплий період (квітень – жовтень), в холодний період (листопад – березень) знижується до 251 мм. Грози спостерігаються з травня по вересень, найбільше їх буває в липні. В середньому за рік буває від 25 – 30 днів з грозами. Середня річна кількість днів з градом становить від 1

до 2 днів. Середня кількість днів з туманом за рік складає 56 днів. Влітку спостерігаються тумани, найгустіші вони о 4-тій і о 6-тій годині, розсіювання відбувається між 6-тою і 10-тою годинами, поновлюються о 18- тій та 20-тій годинах. В холодний період року з листопада по березень спостерігається ожеледиця, спостерігається в середньому від 10 до 20 днів з памороззю.

Напрямок вітрів взимку переважно південно-західний, влітку - східний з максимальною швидкістю до 20 м/с. Вітровий режим визначається умовами загальної циркуляції атмосфери і 40 особливостями рельєфу. Середня повторюваність напрямків вітру за рік в досліджуваному місці зображена за допомогою рози вітрів.

В листі № 9925-06/09.2-05 від 02.01.2024 р. (Додаток 4), виданого Чернігівським обласним центром з гідрометеорології, приведений короткий кліматичний огляд окремих метеорологічних показників клімату по с.Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області (за даними репрезентативної метеостанції Прилуки).

Таблиця 3.2 – Метеорологічні характеристики і коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населеного пункту с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області.

Найменування характеристик	Величина
1	2
Коефіцієнт, який залежить від стратифікації атмосфери, А	180
Коефіцієнт рельєфу місцевості	1
Середня максимальна температура повітря найбільш жаркого місяця року, °С	27,3
Середня максимальна температура повітря найбільш холодного місяця року, °С	-6,9
Середня за рік повторюваність напрямків вітру, %	
Північ	17
Північний схід	11
Схід	10
Південний схід	9
Південь	16
Південний захід	9
Захід	13
Північний захід	15
Швидкість вітру, повторюваністю 5% і більше, м/с	4-5

Стан погодно-кліматичних умов в режимі реального часу в районі розташування свердловин 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 та КНС Гнідинцівського родовища за даними сайту windy.com наведено нижче.

В цілому, кліматичні умови району розташування проєктного об'єкту можна охарактеризувати як сприятливі.

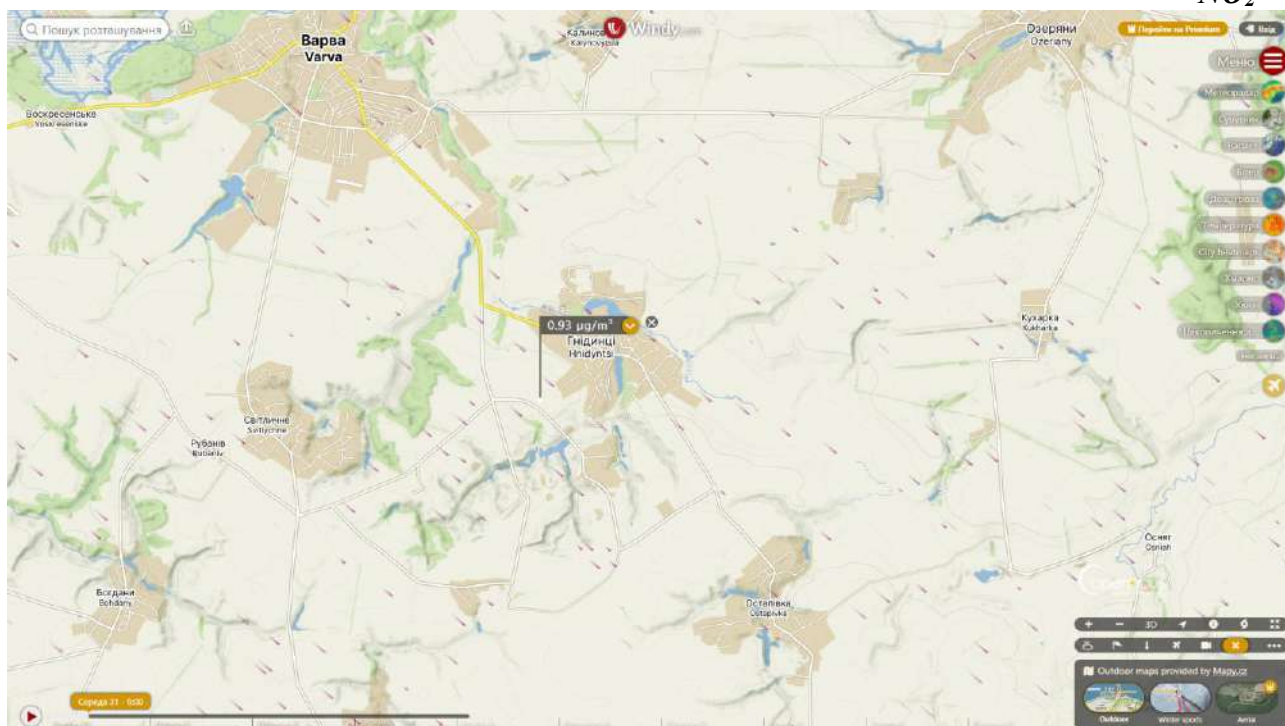
NO_2 

Рисунок 3.1 – Вміст оксиду азоту в районі розміщення поглинальних свердловин

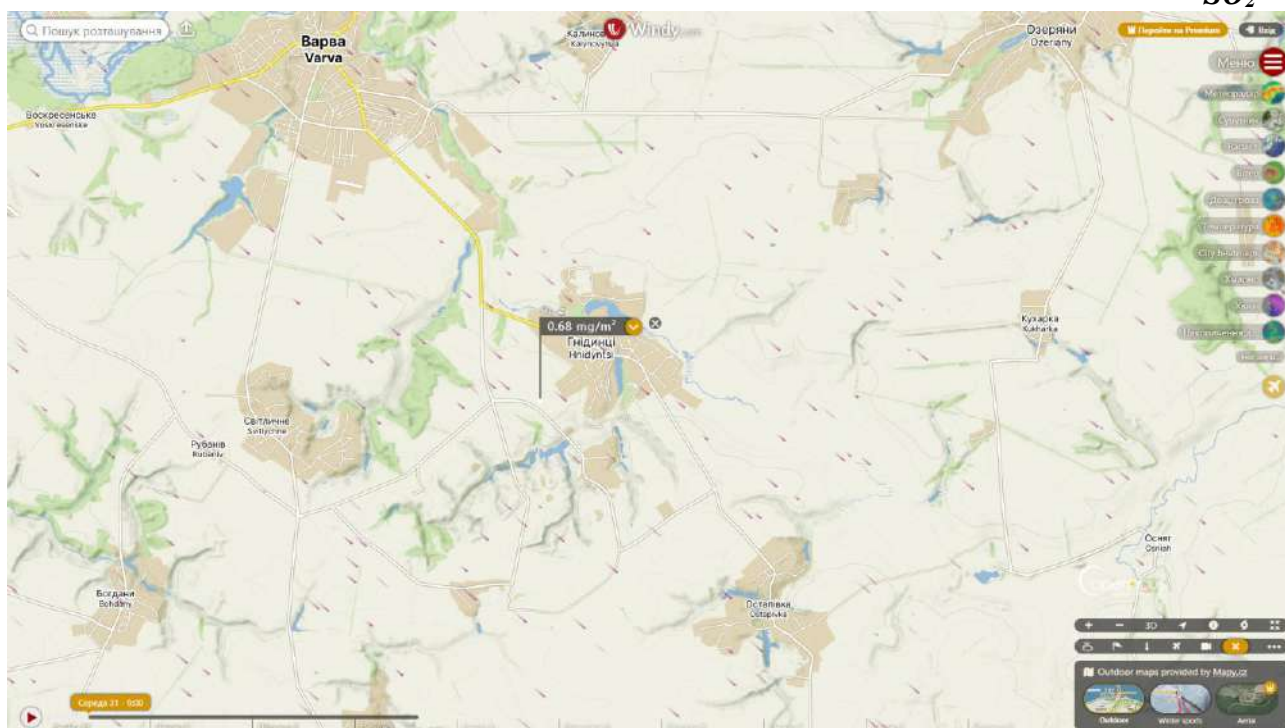
 SO_2 

Рисунок 3.2 – Вміст сірчистого ангідриду в районі розміщення поглинальних свердловин

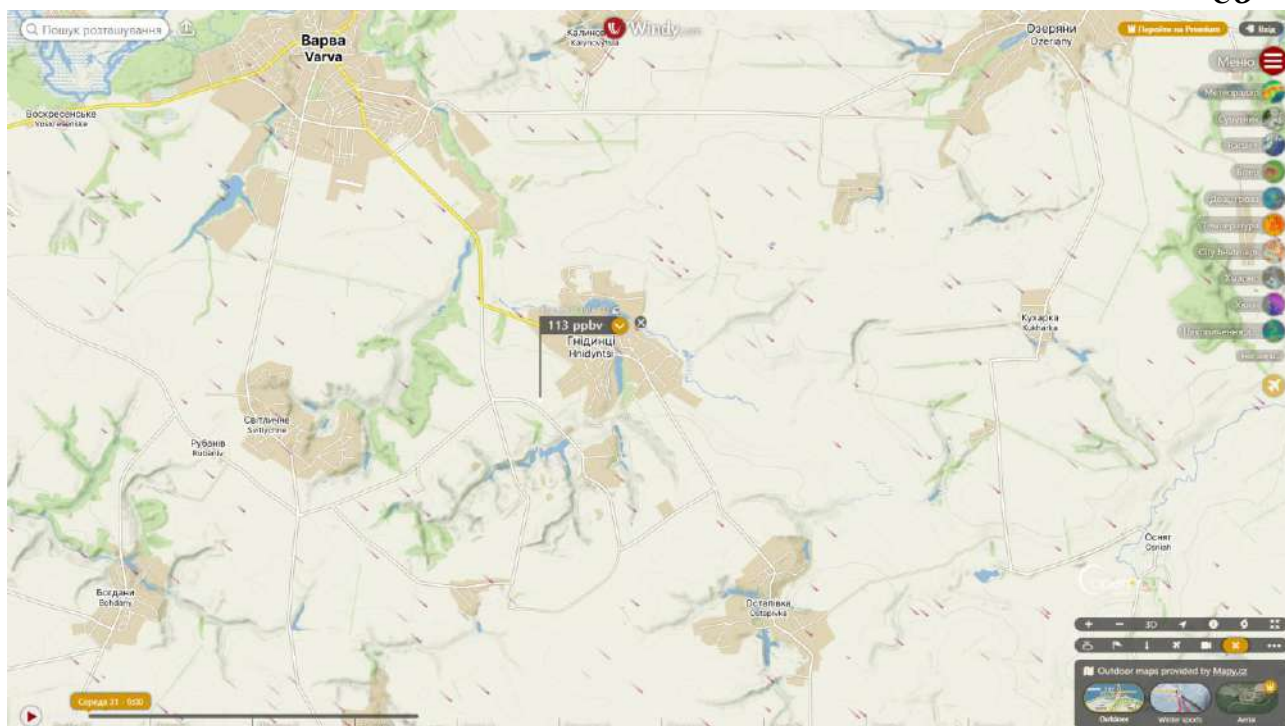


Рисунок 3.3 – Вміст оксиду вуглецю в районі розміщення поглинальних свердловин

Маса пилу

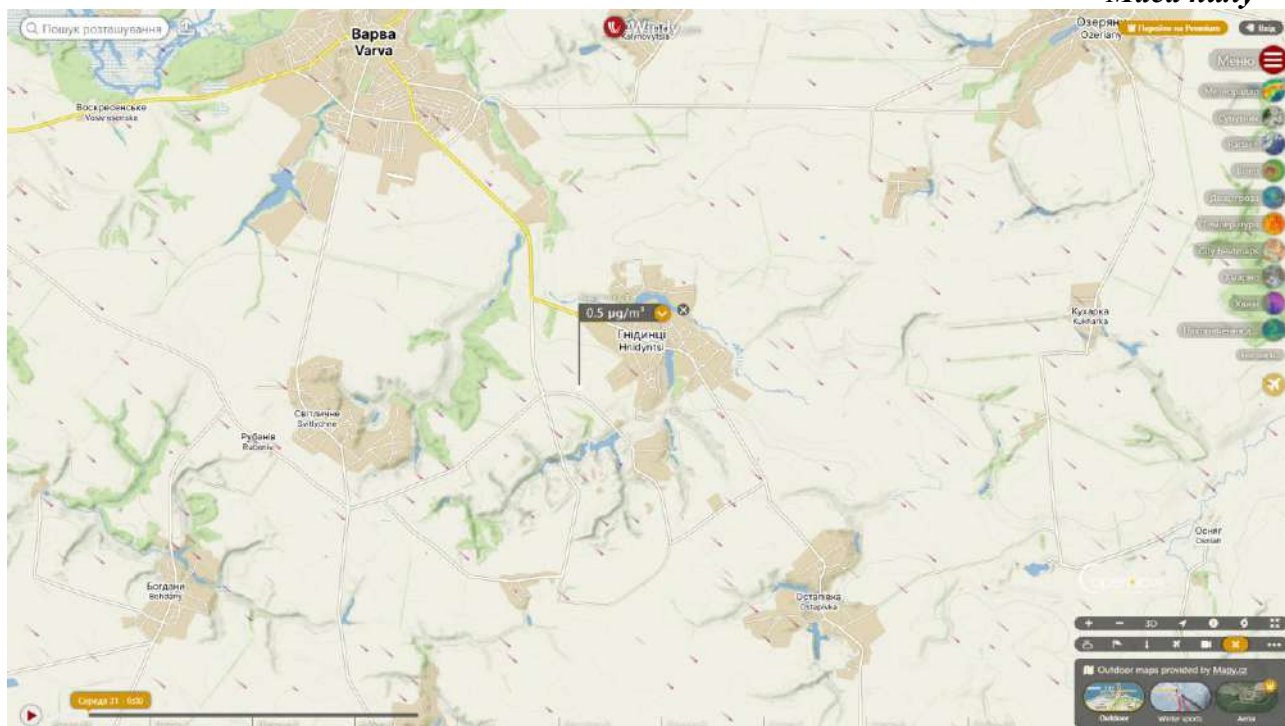


Рисунок 3.4 – Вміст твердих частинок в районі розміщення поглинальних свердловин

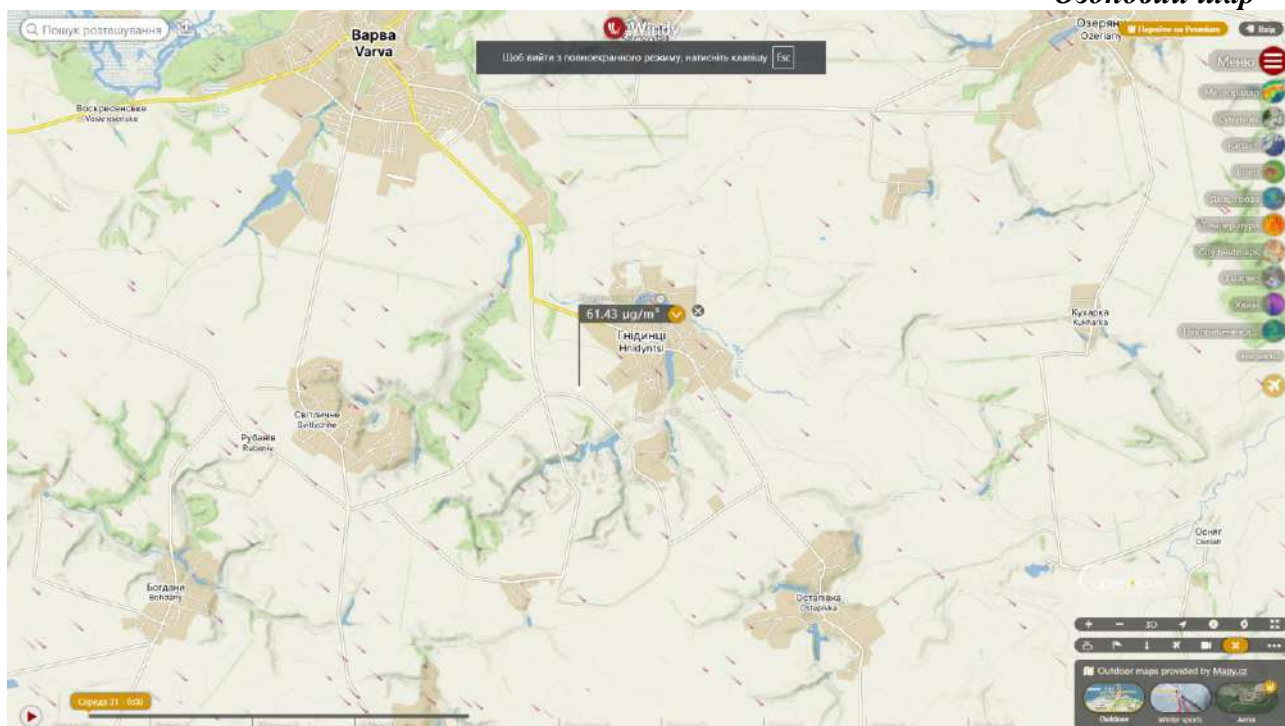
Озоновий шар

Рисунок 3.5 – Вміст озону в районі розміщення поглинальних свердловин

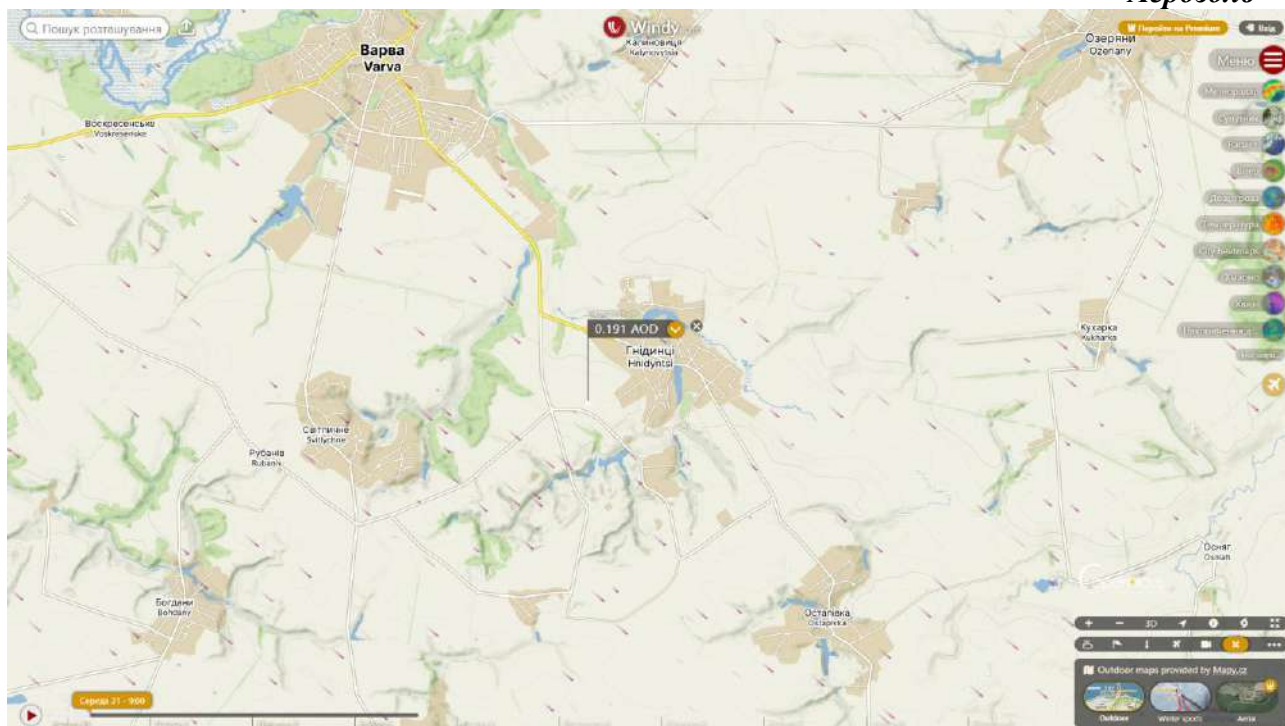
Аерозоль

Рисунок 3.5 – Вміст аерозолію в районі розміщення поглинальних свердловин

3.3 Дані про радіаційний стан

Український гідрометеорологічний центр та його підрозділи виконують стаціонарні спостереження за рівнем радіаційного забруднення. Поточна ситуація відображена на рисунку 3.6.

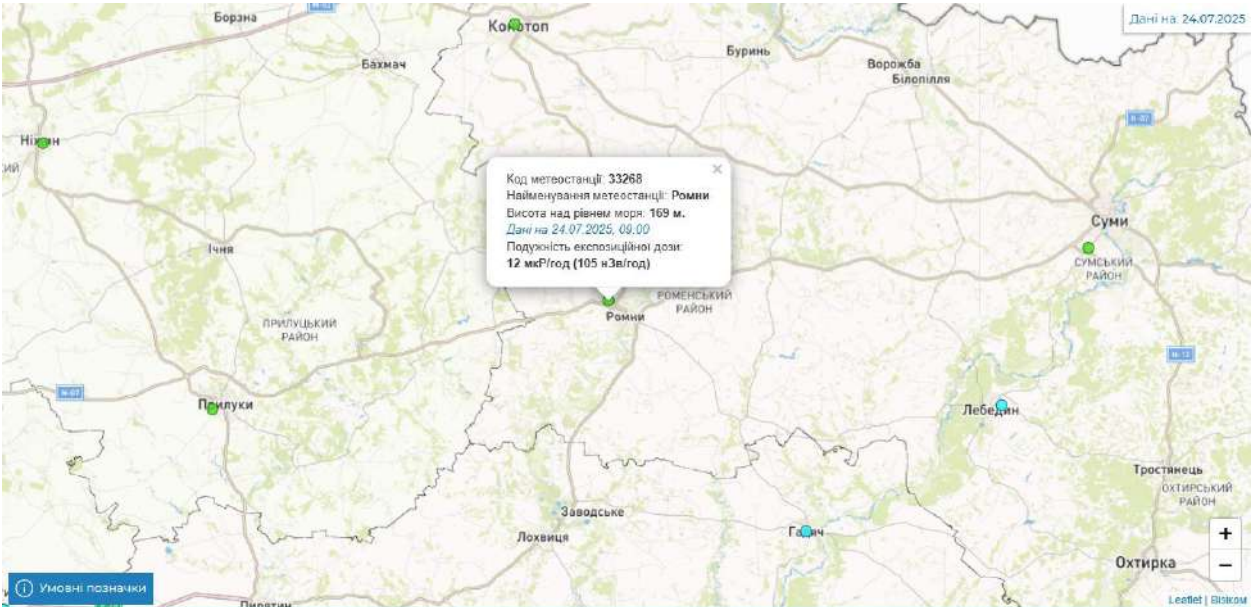


Рисунок 3.6 – Поточне радіаційне забруднення згідно даних метеостанції Ромни [https://www.meteo.gov.ua/#RADIO]

Ситуація на пунктах спостереження радіометричної мережі НГМС станом на 24 липня 2025 року, радіаційна ситуація в Україні знаходиться в своїх звичних межах.

Відповідно до Закону України “Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки” і розділом 16 ОСПУ-2005 [30] передбачається, що на всіх підприємствах з потенційною радіаційною небезпекою для персоналу та навколишнього природного середовища, повинен здійснюватися радіаційний контроль. У 2024 році було проведено радіоекологічне обстеження виробничих об’єктів НГВУ "Чернігівнафтогаз", а також прилеглої до них території. Результати радіоекологічного моніторингу Гнідинцівського родовища надані в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 Результати вимірів гамма-фону та радіаційного забруднення свердловин Гнідинцівського родовища

Найменування об'єкта дослідження	Потужність гамма-випромінювання, мкР/год					Радіаційне забруднення об'єкта	
	Фон	Територія	Устаткування	Гирло свердло- вини	Пригир- ловий прямо́к		
						бета- част/хв. × см ²	альфа- част/хв. × см ²
1	2	3	4	5	6	7	8
КНС Гнідинці	0,13	0,13	0,14	-	-	8-10	н/в
св. 36	0,12	0,12	0,12	0,12	0,14	8-9	н/в
св. 40	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	7-8	н/в
св. 69	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	8-9	н/в
св. 115	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	6-7	н/в
св. 156	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	8-9	н/в
св. 201	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	9-10	н/в
св. 304	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	7-8	н/в
св. 302	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	9-10	н/в
св. 175	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	8-9	н/в
св. 174	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	9-10	н/в

Радіоекологічне обстеження й подальший аналіз його результатів, що виконані у 2024 році в рамках Програми радіаційного контролю дозволяють зробити такі висновки:

1. Радіаційний стан на робочих місцях обслуговуючого персоналу знаходиться на безпечному рівні і негативних змін у порівнянні з попередніми роками не зафіксовано.
2. В ході ведення обстеження територій діяльності обладнання з підвищеним фоном радіаційного випромінювання, яке може завдати негативного впливу на довкілля чи населення виявлено не було.

3.4 Геологічні умови

Стратиграфія.

В геологічній будові Гнідинцівського родовища беруть участь відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків.

Покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км.

Палеозойські відклади (Pz)

Палеозойські відклади в межах родовища представлені трьома системами: девонською, кам'яновугільною та пермською.

Відклади **девонської системи (D)** розкриті на родовищі п'ятьма свердловинами (109, 114, 115, 118, 150) в інтервалах глибин від 3760 м до 4808 м. Максимальна розкрита товщина відкладів – 1108 м. Розріз представлений надсольовими теригенно-ефузивними породами: пісковиками і аргілітами, серед яких є прошарки туфогенних порід. Також відмічаються прошарки доломітів та ангідритів. Розкриті відклади відносяться, ймовірно, до єлєцько-лебединського горизонту верхнього девону.

Відклади кам'яновугільної системи (C) представлені трьома відділами – нижнім, середнім та верхнім. Залягають вони на розмитій поверхні девону.

До складу нижнього відділу (C₁) кам'яновугільної системи входять турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Відклади турнейського ярусу (C_{1t}) нижнього відділу кам'яновугільної системи, які розкриті дев'ятьма свердловинами (107, 109, 114, 115, 118, 150, 308, 309, 310), літологічно представлені перешаруванням темно-сірих аргілітів та вапняків з підпорядкованими прошарками пісковиків. Товщина турнейського ярусу – від 50 м до 99 м.

Відклади візейського ярусу (C_{1v}) нижнього відділу кам'яновугільної системи розкриті багатьма свердловинами на глибинах від 2997 м до 3648 м. Товщина візейського ярусу – від 225 м до 631 м. За літологічними і мікрофауністичними даними візейський ярус поділяється на нижньо- та верхньовізейські під'яруси. Відклади нижньовізейського під'ярусу представлені, в основному, аргілітами та вапняками з підпорядкованими прошарками пісковиків і алевролітів. До відкладів нижньовізейського під'ярусу приурочений продуктивний горизонт В-26. Він складений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. Нижня частина верхньовізейського під'ярусу складена чергуванням прошарків аргілітів, алевролітів та значних за товщиною пластів пісковиків. Верхня частина під'ярусу складена, переважно, аргілітами, рідше – алевролітами та пісковиками. До відкладів верхньовізейського під'ярусу приурочені продуктивні горизонти В-18, В-19в, В-19н. Вони представлені чергуванням аргілітів, алевролітів та достатньо потужних пластів пісковиків.

Літологічно **розріз серпуховського ярусу (C_{1s})** нижнього відділу кам'яновугільної системи представлений, переважно, аргілітоподібними глинами з прошарками пісковиків та вапняків. Для відкладів серпуховського ярусу характерне різке скорочення товщини піщано-алевритових порід. Товщина серпуховського ярусу – від 134 м до 289 м.

В будові середнього відділу (C₂) кам'яновугільної системи виділяються башкирський та московський яруси.

Відклади башкирського ярусу (C_{2b}) мають повсюдне поширення, розкриті багатьма свердловинами та представлені двома товщами. Нижня товща складається, переважно, з вапняків крупнокристалічних, місцями глинистих, іноді брекчієвидних,

міцних, з прошарками глин аргілітоподібних. Верхня піщано-глиниста товща складена глинами з прошарками пісковиків, алевролітів і рідше – вапняків. Товщина відкладів башкирського ярусу – від 348 м до 401 м.

Відклади московського ярусу (С_{2m}) розкриті великою кількістю свердловин та літологічно представлені піщано-глинистою товщею, складеною пісковиками, аргілітами, рідше алевролітами та вапняками. У верхній частині розрізу залягає "подвійний вапняк", витриманий по простяганню та який служить добрим каротажним репером при кореляції розрізів свердловин. Товщина відкладів московського ярусу – від 346 м до 409 м.

Відклади верхнього відділу (С₃) кам'яновугільної системи розкриті всіма розвідувальними та більшістю експлуатаційних свердловин в межах глибин від 1723 м до 1954 м. Розріз відкладів представлений пісковиками, алевролітами, глинами з прошарками вапняків. Пісковики від дрібно- до крупнозернистих, польовошатово-кварцові, глинисті, нерівномірно зцементовані. По розрізу і по простяганню пісковики, алевроліти і глини фаціально заміщують один одного, що ускладнює кореляцію розрізів свердловин. До верхньої частини розрізу верхньокам'яновугільних відкладів на родовищі приурочені продуктивні горизонти К-1 та К-2, складені, переважно, пісковиками, яким підпорядковані прошарки алевролітів і аргілітоподібних глин. Товщина верхньокам'яновугільних відкладів – від 132 м до 312 м.

Відклади пермської системи (Р) в межах родовища розкриті багатьма розвідувальними та експлуатаційними свердловинами. Відклади залягають із стратиграфічним неузгодженням на відкладах кам'яновугільного віку та представлені нижнім відділом.

Відклади нижнього відділу (Р₁) пермської системи не мають повсюдного поширення та розвинуті, переважно, у північно-східній частині родовища, де вони залягають на розмитій поверхні карбону. Глибина залягання покрівлі – від 1703 м до 1999 м.

Відклади нижньої пермі представлені перешаруванням пісковиків та глинистих порід з переважанням перших. Пісковики дрібно-, середньо- та крупнозернисті, до гравелітів і гравійних конгломератів, кварцово-польовошатові. Алевроліти поступово переходять в дрібнозернисті різновиди пісковиків. Глини переважно алевролитисті, слюдисті, вапняковисті, з гніздами піриту. Місцями вапняковистість глин збільшуються до 32% – 62 % і вони переходять в глинисті мергелі та мергелі. Найбільш повні розрізи нижньопермських відкладів мають місце в північно-східній частині на занурених ділянках структури, де розвинені утворення никитівсько-слав'янської світи, складені вапняками і доломітами. В західному і південно-західному напрямку спостерігається поступовий розмив до повного зникнення нижньопермських порід.

До нижньопермських відкладів приурочені продуктивні горизонти П₁₊₂ та П₃.

Літологічно горизонт П₁₊₂ неоднорідний, складається з декількох прошарків пісковиків та алевролітів, розділених прошарками і лінзами глин та мергелів. Зустрічаються також прошарки вапняків. Загальна товщина горизонту П₁₊₂ – від 0 м до 96,8 м.

Горизонт П₃ є основним нафтоносним горизонтом на Гнідинцівському родовищі. Горизонт залягає нижче горизонту П₁₊₂ та відділений від нього глинистою перемичкою товщиною від кількох десятків сантиметрів до 10 м. Горизонт складений переважно пісковиками з прошарками, лінзами алевролітів та глин. Загальна товщина горизонту П₃ змінюється від 0 м до 54,2 м.

Товщина нижньопермських відкладів – від 0 м до 168 м.

Мезозойські відклади – Мз

В межах родовища мезозойські відклади представлені трьома системами: тріасовою, юрською і крейдовою.

Відклади тріасової системи (Т) з кутовим і стратиграфічним неузгодженнями залягають на відкладах нижньої пермі і верхнього карбону. Відклади представлені утворенням нижнього відділу – пересажською та шебелинською світами; середнього відділу – коренівською світою та верхнього відділу – сребрянською та протопівською світами.

Відклади нижнього відділу тріасової системи (Т₁) – пересагська глиниста товща – представлена цегляно-червоними глинами, слюдистими, щільними, з підпорядкованими прошарками алевролітів. Ця товща служить на родовищі основним екраном акумуляції нафтових покладів.

Шебелинська піщано-глиниста товща представлена чергуванням пісковиків із строкато-барвистими глинами. Пісковики дрібнозернисті, слюдисті, глинисті, вапняковисті, міцні. Глини піщані, слюдисті, щільні, з дзеркалами ковзання. Відмічаються поодинокі прошарки алевролітів.

Відклади середнього відділу тріасової системи (Т₂) – коренівська піщана товща – характеризується однорідним складом та представлена ущільненими дрібно- і середньозернистими цегляно-червоними пісковиками і кварцовими пісковиками.

Відклади верхнього відділу тріасової системи (Т₃) – сребрянська піщано-карбонатна та глиниста товща складена пісковиками кварцовими, світло-сірими, дрібно- і середньозернистими, різноцементованими, з вапняковим цементом, з прошарками глин вапнякових, піщаних, слюдистих, щільних, червоно-бурого кольору. У верхній частині товща представлена глинами червоно-бурими і цегляно-червоними, піщаними, слюдистими, щільними, з прошаками пісковиків, алевролітів і вапняків. Протопівська піщано-глиниста товща складена чергуванням сірих кварцових, дрібнозернистих глинистих пісковиків і глин строкато-барвистих, піщаних, переважно вапнякових. Загальна товщина тріасових відкладів – від 703 м до 804 м.

Відклади юрської системи (J) залягають на розмитій поверхні тріасу та складені утвореннями середнього і верхнього відділів. В середньому відділі виділяється байоський, батський та келовейський яруси, у верхньому – оксфордський та кімеріджський.

Байоський ярус (J_{2b}) складений теригенною товщею кварцових дрібнозернистих глинистих пісковиків, які вміщують прошарки вуглистих глин. Батський ярус (**J_{2bt}**) представлений глинами сірого з прошарками кварцових дрібнозернистих пісковиків. Келовейський ярус (**J_{3k}**) представлений глинами, які вміщують в нижній частині розрізу тонкі прошарки пісковиків, а у верхній – вапняки. Сумарна товщина середнього відділу юрських відкладів – від 124 м до 161 м.

Оксфордський ярус (J_{3o}) узгоджено перекиває келовей. Літологічно представлений глинами піщаними, вапняковистими з прошарками вапняків та мергелів. Кімеріджський ярус (**J_{3km}**) в нижній частині представлений глинами, які вміщують прошарки вапняків та дрібнозернистих пісковиків, а у верхній – континентальною товщею строкато-барвистих глин, пісковиків і пісків. Сумарна товщина верхнього відділу юрських відкладів – від 237 до 294 м.

Відклади крейдової системи (K) представлені двома відділами – нижнім і верхнім.

В літологічному відношенні відклади нижньої крейди (**K₁**) представлені чергуванням глин сірих і темно-сірих до чорних, місцями вуглистих, нерівномірно піщаних, щільних, з пісковиками сірими, кварцовими, різнозернистими, слабозцементованими та пісками сірими, кварцовими, різнозернистими, місцями вуглистими. Товщина нижньокрейдових відкладів – від 46 м до 126 м.

До складу **верхньої крейди (K₂)** входять сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський і маастрихтський яруси.

Відклади сеноманського ярусу (K_{2s}) представлені переважно піщаними породами. В покрівлі ярусу залягають мергелі сірі, піщані, слюдисті, щільні.

Відклади турон-маастрихтського ярусу (K_{2t-m}) об'єднали відклади туронського, коньякського, сантонського, кампанського і маастрихтського ярусів. Утворення датського ярусу розмиті. Частково зруйновані також відклади кампанського і маастрихтського ярусів. За літологічними ознаками виділяються три пачки:

- нижня, що складається з пишучої крейди з прошарками світло-сірого мергелю; по віку відповідає туронському і коньякському ярусам;

- середня, яка представлена крейдовими мергелями з прошарками білої пишучої крейди; по віку відповідає нижньосантонському підярусу;

– верхня, складена пишучою крейдою, і в нижній частині з прошарками крейдового мергелю; по віку відповідає верхньому сантону, кампану і маастрихту.

Товщина відкладів – від 231 м до 322 м.

Кайнозойські відклади

В межах родовища кайнозойські відклади представлені трьома системами: палеогеновою, неогеновою і четвертинною.

До складу **палеогенової системи (Р)** входять відклади канівського, бучацького, київського і харківського ярусів.

Відклади канівського ярусу (Р₂kn) залягають на розмитій поверхні верхньої крейди та представлені кварцово-глауконітовими глинистими пісками. Бучацький ярус (**Р₂bc**) літологічно представлений пісками і пісковиками різнозернистими, кварцовими, кварцово-глауконітовими, в нижній частині з прошарками глин. Нижня частина розрізу київського ярусу (**Р₂kv**) складена в'язкими мергелями, до верху переходить в щільні глини. Відклади харківського ярусу (**Р₂ch**) представлені кварц-глауконітовими різнозернистими пісками. В покрівлі залягає пачка зелених в'язких глин.

Відклади неогенової системи N мають широке розповсюдження. Вони представлені чергуванням пісків дрібнозернистих, кварцових, слабо глинистих з глинами слюдистими, щільними, в'язкими. Товщина відкладів – від 18 м до 54 м.

Відклади четвертинної системи Q пеленоподібно покривають всі більш древні породи. На вододілах вони складені, в основному, червоно-бурими глинами, перекриті зверху лесоподібними суглинками; в межах річкових долин – алювіальними пісками. Товщина четвертинних відкладів – від 15 м до 70 м.

Тектоніка.

У тектонічному відношенні Гнідинцівське родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони.

Аналіз товщини та детальна кореляція розрізів стратиграфічних комплексів дозволяють встановити стратиграфічні неузгодження між девоном та нижнім карбоном, візейськими та серпуховськими відкладами, нижнім та середнім карбоном, башкирськими та московськими відкладами, верхнім карбоном і перм'ю, перм'ю та тріасом, тріасом та юрою, юрою та нижньою крейдою, нижньою та верхньою крейдою, крейдою та палеогеном. Крім стратиграфічних неузгоджень, відмічаються також внутрішньо формаційні перерви.

По характеру залягання осадових порід у розкритій свердловинами частині розрізу Гнідинцівської площі виділяються два структурні поверхи: верхній – післянижньопермський і нижній дотріасовий.

По верхньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з пологим (1° – 1,5°) південно-західним крилом і більш крутим (до 3°) північно-східним. Перикліналі пологі, кути падіння порід не перевищують 1° – 2°. Склепіння підняття полого, широке, знаходиться в районі свердловин 1, 6, 8.

По нижньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з більш широким пологим склепінням та більш крутими крилами, ніж по верхньому структурному плані. Спостерігається поступове збільшення крутизни крил складки з глибиною і зміщення склепіння в південно-західному напрямку в бік бортової частини западини.

По ізогіпсі мінус 1650 м довжина складки – біля 6 км, ширина – 5,5 км, висота – 100 м. Кути падіння порід південно-західного крила і перикліналей не перевищують 2°, північно-східного – досягають 6°. Склепіння складки знаходиться в районі свердловин 59, 121, 130, 128. Із віддаленням від склепіння кути падіння порід збільшуються.

По горизонту П₁₊₂ збереглась приблизно половина складки – частина склепіння та обох перикліналей, а також північно-східне крило.

Розмив охопив і горизонт P_3 : на південно-західному крилі складки в районі свердловин 100, 115, 307, 88, 194, 203, 196, 64, 109, 301, 308 і 107 він повністю розмитий. Тут тріасові відклади залягають безпосередньо на верхньокам'яновугільних.

За даними буріння в межах границь поширення нижньопермських і верхньокам'яновугільних покладів диз'юнктивні порушення не встановлені.

По покрівлі верхньовізейських відкладів Гнідинцівська структура представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно-західного простягання з більш крутим північно східним і більш пологим південно західним крилами. Кути падіння порід північно східного крила складають $6^\circ - 7^\circ$, південно- західного і перикліналей – $2^\circ - 3^\circ$. Крутизна крил з глибиною збільшується. По ізогіпсі мінус 3100 м довжина складки біля 4 км, ширина 3 км, амплітуда підняття 80 м. Склепіння структури знаходиться в районі свердловин 100, 302, 306, 305.

В межах північно-західної перикліналі Гнідинцівської структури встановлено розривне порушення скидового типу, яке трасується через свердловину 112 і далі на північний схід між свердловинами 114 та 303. Це порушення підсічене розвідувальною свердловиною 112 на глибині 3363 м. Детальна кореляція розрізів свердловин дозволила встановити відсутність у розрізі даної свердловини 25 м – 30 м товщі порід, що відносяться до низів горизонту В-19н та верхів горизонту В-20. Наявність даного порушення підтверджується свердловиною 303, в якій продуктивні горизонти розміщені майже на таких самих абсолютних відмітках, що і у свердловині 114, а за даними БКЗ виявились водоносними. Все це свідчить про наявність між свердловинами 114 і 303 екрануючого порушення. Порушення має амплітуду близько 30 м, простягання – з південного заходу на північний схід.

Геологорозвідувальними роботами інших порушень в межах родовища не виявлено.

У процесі повернення СПВ у пласт-колектор вплив на геологічне середовище можливий у випадку виникнення аварій: при наявності негерметичності колон поглинальних свердловин та нещільностях цементного кільця навколо колони.

Наслідком проникнення супутньо-пластових вод у породи є зміна мінералізації вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід, що залягають вище від тріасового пласта-колектора.

Порушення герметичності колон експлуатаційних свердловин є наслідком як технічних, так і геологічних причин. Найбільш поширеною причиною є негерметичність різьбових з'єднань та дефекти металу труб колони. Вказана причина повністю усувається при якісному технічному контролі (дефектоскопії) трубної продукції та дотриманні технологічного режиму при будівництві свердловин.

Не менш важливим є збереження цілісності цементного каменю. Особливо небезпечним є порушення герметичності за колонного простору в інтервалах залягання підземних водоносних горизонтів у гірських породах. Слабке зчеплення цементного каменю з стінками колони та гірськими породами, порушення його цілісності може привести до за колонних перетоків флюїдів, а в деяких випадках і до відкритих витоків флюїдів на земну поверхню з утворенням грифонів навколо гирла свердловини.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу проєктованої діяльності на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- вибір поглинальних свердловин з герметичною конструкцією колони, яка забезпечує охорону геологічного середовища від проникнення СПВ у гірські породи;
- встановлення цементного моста нижче від інтервалу перфорації колони в зоні залягання пласта-колектора;
- повернення СПВ у поглинальні свердловини проводити у відповідності з технологічними параметрами;
- робочі тиски на пласт-колектор при поверненні СПВ повинні забезпечувати збереження його скелету і не допускати гідророзриву пласта-колектора і водоупорів у покрівлі та підшві.

3.5 Гідрогеологічні умови

Гідрогеологічна характеристика Гнідинцівського родовища виконана за результатами випробування глибоких розвідувальних свердловин, які дали воду, і неглибоких гідрогеологічних свердловин, пробурених з метою водопостачання, п'єзометричних спостережень в окремих свердловинах, та за результатами короточасних відкачок з нагнітальних свердловин і проведення по них закачування води.

В межах родовища водоносні горизонти приурочені до четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, юрських, тріасових, пермських і кам'яновугільних відкладів.

Водоносність четвертинних і неогенових відкладів

Водоносний горизонт четвертинних відкладів приурочений до суглинків та прошарків мілкозернистих пісків. Глибина залягання підземних вод – від 1,0 м до 14,0 м. Покришками слугують лесовидні глини або тяжкі за механічним складом суглинки. Дебіти води незначні та знаходяться в межах від 0,01 т/год до 0,41 т/год.

Неогеновий водоносний горизонт представлений пісками світло-жовтими, дрібнозернистими, кварцевими. Глибина залягання дзеркала підземних вод – 74 м – 96 м. Покришками слугують темно-зелені глини харківського ярусу. Дебіт води з відкладів горизонту – 45,0 т/д. Режим водоносного горизонту непостійний і залежить від атмосферних опадів.

Дані хімічного складу показують, що води четвертинного і неогенового горизонтів майже не мають відмінностей. Вони прісні, безколірні, прозорі, без запаху, мають приємний смак і широко використовуються для всіх видів водопостачання.

Водоносність палеогенових відкладів

Основними водоносними горизонтами палеогенового віку є харківський і буцацький яруси.

Водоносними породами харківського водоносного горизонту є піски зеленувато-сірі, дрібнозернисті, інколи глинисті. Товщина водоносних порід – 53 м – 65 м. Покришкою є мергелітово-глинисті породи київського ярусу. Режим вод напірний. Статичний рівень вод змінюється в межах 28 м – 50 м. Дебіт води – 3 т/год – 8 т/год. Тип вод харківського горизонту гідрокарбонатно-натрієвий, група гідрокарбонатна, підгрупа кальцієва. За фізичними властивостями вода є прісною, не має запаху, безколірна. Води даного горизонту широко застосовуються для цілей водопостачання.

Буцацький водоносний горизонт приурочений до зеленувато-сірих кварцевих і кварцево-глауконітових пісків, середньо- і дрібнозернистих. Глибина відкриття водоносних порід – 136 м – 179 м. Товщина водоносного горизонту – 43 м – 50 м. В покрівлі буцацького водоносного горизонту залягають мергелі і глини київського ярусу; в підшві – глини, товщиною 2 м – 3 м. Води напірні. Статичний рівень встановлюється на глибині від 22 м до 62 м. Дебіти свердловин – 50,4 т/д – 600 т/д. За хімічним складом води буцацького горизонту відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу. Води прісні, без кольору та без запаху із мінералізацією від 0,71 г/дм³ до 1,12 г/дм³. Реакція води слабо лужна, рН змінюється від 7,0 до 7,4. Горизонт широко використовується з метою водопостачання.

Водоносність мезозойських відкладів

У відкладах мезозою відкрито багато водоносних горизонтів, проте в межах Гнідинцівського родовища вони не випробувані в жодній свердловині.

За даними промислово-геофізичних досліджень в крейдових відкладах водоносними є піски сеноманського ярусу, піски та пісковики нижньої крейди.

В юрських відкладах водоносні горизонти приурочені до пісковиків батського і байоського ярусів. Верхньою і нижньою покриткою є товщі келовейського ярусу і тріасових відкладів.

Байоський водоносний горизонт був випробуваний на сусідній Ічнянській площі в інтервалі 817 м – 830 м у свердловині 1. Дебіт свердловини становив 172,6 т/д при динамічному рівні 640 м. Статичний рівень – 185 м. Води слабомінералізовані густиною 1003,7 кг/м³.

В тріасових відкладах, за даними промислової геофізики, знаходиться кілька водоносних горизонтів, приурочених до різнозернистих пісків, які залягають серед глин. Вказані водоносні горизонти випробовувались на сусідній Чернухінській площі у свердловині 8. Випробування проводилось в інтервалах 1139 – 1149 м, 1186 – 1211 м, 1232 – 1241 м. Отримані при випробуванні дебіти води становили 65,8 т/д – 201 т/д при пониженні рівня на 137 м – 161 м.

Води даних горизонтів характеризуються мінералізацією від 78,3 г/дм³ до 87,9 г/дм³, густиною від 1048,8 кг/м³ до 1062,2 кг/м³. За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу. Кількість мікрокомпонентів наступна: бром (Br) – 143,8 мг/дм³, йоду (I) – 2,5 мг/дм³.

Водоносність пермських відкладів

В розрізі пермських відкладів виділяється ряд малопотужних пачок пористих порід, до яких приурочені водоносні горизонти.

Перший водоносний горизонт, приурочений до верхньопермських, відкладів, випробуваний у свердловинах 4, 13, 41, 83. Водоносні породи верхньої пермі представлені пісковиками сірими, дрібно і середньозернистими, слюдисто-кварцевими, в покрівлі і підшві яких залягають щільні глини. Глини є верхніми та нижніми покришками. Режим горизонту – напірний; величина напору перевищує 1600 м. Дебіт свердловин досить високий – 146,4 т/д – 3432 т/д. Води верхньопермських відкладів є розсолами хлоркальцієвого типу. Густина води – від 1073,2 кг/м³ до 1100,8 кг/м³, загальна мінералізація – від 108 г/дм³ до 146 г/дм³. Реакція води – від слабокислої до слаболужної, рН – 5 – 7,1. Серед аніонів переважає іон хлору Cl. Його вміст в досліджуваних пробах – 49,4 – 49,8. Іони SO₄ і HCO₃ містяться в незначних кількостях. В складі катіонів переважає сума лугів Na + K (39,65 ммоль/дм³ – 42,98 ммоль/дм³); за ними слідує Ca і Mg. Мікрокомпоненти визначені тільки за одною пробой, вміст Br – 559,44 мг/дм³, I – 2,5 мг/дм³. Нафтові кислоти відсутні. Води верхньопермських відкладів мають порівняно невисоку ступінь метаморфізації. Коефіцієнт $\frac{Na}{Cl}$ змінюється від 0,79 до 0,95,

співвідношення $\frac{Cl - Na}{Mg}$ – від 2,17 до 4,29. Хлорбромний коефіцієнт – 151,8.

Нижньопермські відклади на родовищі вміщують основні запаси нафти. У розрізі нижньопермських відкладів виділено два продуктивних горизонти – П₁₊₂ та П₃, для яких і виконана характеристика водоносних горизонтів.

Горизонт П₁₊₂ випробуваний в законтурній зоні у свердловинах 4, 5 і 12. Наявні дані свідчать про високонапірний характер водоносного горизонту, висота напору перевищує 1500 м. Дебіт свердловин змінюється від 0,35 т/д до 382,0 т/д. Подібна зміна дебиту частково пояснюється незначними величинами пониження рівня води у свердловині 5 в порівнянні із свердловинами 4 і 12, проте беззаперечним є також погіршення колекторських властивостей порід в інтервалі перфорації. Пластова температура 46,5 °С – 51 °С.

У зв'язку із експлуатацією горизонту П₁₊₂ протягом тривалого часу проводилось спостереження за рівнем води у свердловині 83. П'єзометричний рівень за контуром нафтоносності безперервно знижувався (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Спостереження за рівнем води

Дата	Рівень води, м	Дата	Рівень води, м	Дата	Рівень води, м
01.08.1964	137,8	09.01.1965	140,5	03.07.1965	145,5
01.09.1964	138,1	30.01.1965	142,0	24.06.1965	144,6
20.10.1964	139,0	18.03.1965	142,0	07.09.1965	146,4
23.11.1964	140,5	12.05.1965	142,9	9.02.1966	152,0
17.12.1964	140,9	01.06.1965	142,4	–	–

Хімічний склад пластових вод відкладів горизонту Π_{1+2} вивчався за пробами, відібраними із свердловин, пробурених як в законтурній зоні, так і в нафтоносній зоні. За хімічним складом пластові води відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води – 1009 кг/м^3 – $1106,2 \text{ кг/м}^3$. Реакція води змінюється від кислої до слаболужної ($\text{pH} = 4,8 - 7,2$). Загальна мінералізація знаходиться в широких межах – від $23,7 \text{ г/дм}^3$ до 185 г/дм^3 . Серед аніонів переважає іон Cl , вміст якого – $49,98 \%$. У значно меншій кількості відмічаються іони SO_4 і HCO_3 . Серед катіонів переважає сума лугів ($\text{Na}+\text{K}$), процентний склад якої досягає $36,99 \text{ ммоль/дм}^3$ – $46,05 \text{ ммоль/дм}^3$. Далі слідує Ca – від $2,06 \%$ до $6,35 \%$; Mg – від $0,51 \%$ до $4,39 \%$. Мікрокомпоненти визначені тільки за трьома пробами. Вміст Br складає від 158 мг/дм^3 до $229,6 \text{ мг/дм}^3$, вміст I – від $2,12 \text{ мг/дм}^3$ до $4,15 \text{ мг/дм}^3$. Нафтові кислоти містяться в кількості $0,2 \text{ мг/дм}^3$ – $0,6 \text{ мг/дм}^3$. Ступінь

метаморфізації води порівняно невисока, коефіцієнт $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ складає $0,74 - 0,93$. Коефіцієнт $\frac{\text{Cl}}{\text{Br}}$ рівний $557 - 626,83$, що свідчить про процес вилугування NaCl . Режим покладу пружно-водонапірний.

Горизонт Π_3 за контуром нафтоносності випробуваний у свердловинах 5, 82, 85. Водоносний горизонт Π_3 високонапірний, висота напору перевищує 1700 м . За хімічним складом води горизонту Π_3 відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води змінюється від $1025,1 \text{ кг/м}^3$ до $1105,6 \text{ кг/м}^3$. Реакція кисла, pH дорівнює $4 - 6$, мінералізація достатньо висока: від $35,2 \text{ г/дм}^3$ до $206,6 \text{ г/дм}^3$. В складі аніонів переважає іон Cl ; в значно менших кількостях містяться іони SO_4 і HCO_3 . Серед катіонів вирішальну роль відіграє сума лугів $\text{Na}+\text{K}$, процентний вміст яких досягає $35,99 \text{ ммоль/дм}^3$ – $46,78 \text{ ммоль/дм}^3$. За ними йдуть Ca , Mg , NH_4 , Fe'' і Fe''' . Концентрація Br складає $148,56 \text{ мг/дм}^3$; I – $2,5 \text{ мг/дм}^3$. Ступінь метаморфізації пластової води порівняно невелика, коефіцієнт $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ – від $0,7$ до $0,93$, співвідношення $\frac{\text{Cl} - \text{Na}}{\text{Mg}}$ – $0,5 - 13,9$. Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносність верхньокам'яновугільних відкладів

Верхньокам'яновугільні відклади представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, зустрічаються прошарки вапняків. Водоносними породами є пісковики, які в склепінній частині структури в двох верхніх горизонтах (К-1 та К-2) стають нафтоносними.

Горизонт К-1 в законтурній зоні випробуваний у двох свердловинах – 14 і 22. Режим горизонту високонапірний, висота напору перевищує 1500 м . Вода безколірна або жовтувата, солена, інколи з бензиновим запахом. За хімічним складом вода є міцним розсолон хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води знаходиться в межах від $1040,0 \text{ кг/м}^3$ до $1108,1 \text{ кг/м}^3$. Мінералізація висока: від $139,3 \text{ г/дм}^3$ до $154,5 \text{ г/дм}^3$. Реакція води від слабокислої до слаболужної ($\text{pH} = 4,8 - 8,1$). У складі аніонів переважає іон Cl , його концентрація складає від $83380,5 \text{ мг/дм}^3$ до $94316,5 \text{ мг/дм}^3$. В незначній кількості присутні іони SO_4'' і HCO_3' . Серед катіонів переважає сума лугів $\text{Na}+\text{K}$, за ними Ca , Mg , NH_4 . Концентрація Br – від $173,16 \text{ мг/дм}^3$ до $192,51 \text{ мг/дм}^3$, концентрація I – від $2,06 \text{ мг/дм}^3$ до $5,57 \text{ мг/дм}^3$. Ступінь метаморфізації пластової води висока, коефіцієнт $\frac{\text{Cl} - \text{Na}}{\text{Mg}}$ – в межах від $0,82$ до $0,87$, співвідношення $\frac{\text{Cl}}{\text{Br}}$ – $2,77 - 24,4$. Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносні породи горизонту К-2 представлені пісковиками середньозернистими, кварцево-польовошатовими, зеленувато-сірими, шаруватими. Статичний рівень 169 м . Пластовий тиск на глибині 1800 м рівний $17,36 \text{ МПа}$, пластова температура – $49,7^\circ\text{C}$. Дебіт складає $15,7 \text{ м}^3/\text{д}$ при динамічному рівні 764 м . Початковий пластовий тиск складає $178,5 \text{ ат}$. Вода горизонту К-2 безколірна, інколи жовта, солена, часом з запахом бензину. За хімічним складом вода горизонту К-2 відноситься до міцних розсолів хлоркальцієвого типу,

хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води від 1095,3 кг/м³ до 1104,4 кг/м³. Реакція слабо кисла – рН змінюється від 5,5 до 6,5. Мінералізація вод висока – 137,6 г/дм³ – 185,0 г/дм³. У складі аніонів переважає іон Cl, концентрація котрого досягає значень 84394,8 мг/дм³ – 108718,7 мг/дм³. Серед катіонів переважає сума лугів Na+K. За ними – Ca, Mg, HCO₃, Fe'' і Fe'''. Мікрокомпоненти містяться в незначних кількостях: Br – 193,81 мг/дм³, I – 5,0 мг/дм³. Нафтові кислоти складають 0,2 мг/дм³. Води горизонту К-2 мають високу ступінь мінералізації, коефіцієнт $\frac{Na}{Cl}$ досить стійкий – 0,82 – 0,85, співвідношення $\frac{Cl - Na}{Mg}$ становить 2,03 – 3,72; $\frac{Cl}{Br}$ коефіцієнт 998,4 – 999,6 свідчать про вилуговання NaCl. Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносність середньокам'яновугільних відкладів

Московський ярус. Водоносний горизонт цього ярусу випробуваний у свердловинах 2 і 102. Водоносний горизонт високонапірний. Висота напору перевищує 2000 м. Вода забарвлена в світло-жовтий колір, не має запаху, солена. За хімічним складом – це міцні розсоли хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація досягає 217,3 г/дм³ – 235,5 г/дм³, густина – 1140,6 кг/м³ – 1142,8 кг/м³. Води московського ярусу високометаморфізовані.

Башкирський ярус. Водоносними породами є пісковики різнозернисті, світло-сірі, польовошатово-кварцеві. Горизонт випробуваний у свердловинах 2, 102, 107. Режим горизонту високонапірний. Вода безбарвна або жовта, без запаху, солена, містить осад. За хімічним складом води башкирського горизонту відносяться до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація – від 129,3 г/дм³ до 205,3 г/дм³, густина – від 1088,0 кг/м³ до 1152,0 кг/м³. Води башкирського горизонту високометаморфізовані.

Водоносність нижньокам'яновугільних відкладів

Водоносний горизонт випробуваний у свердловинах 2, 107.

Водоносними породами нижньокам'яновугільних відкладів є пісковики. Режим горизонту високонапірний. Вода безбарвна, гіркувато-солена. Загальна мінералізація змінюється в межах від 201,0 г/дм³ до 222,1 г/дм³. Реакція вод слабокисла. Води горизонту високометаморфізовані. Водоносний комплекс візейського ярусу випробуваний у свердловинах 2, 18, 101, 102, 105 і 107.

До складу комплексу входять водоносні горизонти нижнього та верхнього візею. В даному випадку вони розглядаються спільно.

Результати випробування свідчать про високонапірний режим водоносних горизонтів приурочених до відкладів візейського ярусу. Висота напору досягає 2900 м – 3000 м. Дебіти свердловин змінюються в широких межах: від практично безводних до середньодебітних. Вода світло-жовта, або безбарвна, без запаху, солена містить осад. За хімічним складом води відносяться до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, хлоридної групи натрієвої підгрупи. Мінералізація вод висока. Реакція слабокисла, рН складає 1 – 6,5. Ступінь метаморфізації висока.

Турнейський ярус. Водоносний горизонт, приурочений до відкладів турнейського ярусу, випробуваний у свердловині 107. Режим водоносного горизонту високонапірний – висота напору перевищує 3000 м. Вода безбарвна, без запаху, солена, містить осад. Тип вод хлоркальцієвий. Ступінь метаморфізації висока.

Режим роботи покладів горизонтів В-19в та В-19н пружно-водонапірний, горизонтів В-18 та В-26 – газовий.

3.6 Дані про стан підземних та поверхневих вод

Підземні води.

У гідрогеологічному відношенні Гнідинцівське 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

У межах території 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 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.

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

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 м³/год, якість води, в основному, відповідає вимогам ДСТУ 7525:2014 "Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості".

За складом вода відноситься до гідрокарбонатного натрієво-кальцієвого і гідрокарбонатного натрієво-магнієвого типу.

Поверхневі води

Район розташування Гнідинцівського родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна мережа району представлена рікою Удай з лівою притокою Многа.

Довжина річки Удай - 327 км, площа басейну водозбору - 7030 км². Долина трапецієподібна, терасована, завширшки 2,5—3 км (до 4—6 км), Заплава двобічна, заболочена, на окремих ділянках осушена; переважна ширина 0,4—0,5 км; є стариці. Річище

звивисте, завширшки 15—20 м (у верхній течії), завглибшки 0,3—1,5. Похил річки – 0,2 м/км. Живлення мішане, з переважанням снігового. Замерзає наприкінці листопада — на початку грудня, скресає у другій половині березня. За даними верхнього гідропоста в м. Прилуки (19 км нижче по течії від родовища) середня багаторічна витрата води р. Удаю становить 4,3 м³/с.

Мінералізація води змінюється протягом року: весняна повінь — 729 мг/дм³; літньо-осіння межень — 807 мг/дм³; зимова межень — 853 мг/дм³.

Русло річки мандрує, утворюючи багаточисельні озера-стариці, заплавна частина сильно заболочена.

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

За річним розподілом стоку для даної території характерне весняне водопілля, стійка літня межень, яка порушується зливовими і дощовими паводками, невеликим підвищенням рівня річок восени і низькою водністю взимку. Початок весняного водопілля відноситься до першої половини березня. Закінчується воно у першій декаді травня. Значення рівнів підйому води становлять від 1 до 3 м. Літньо-осіння межень триває з травня по жовтень - листопад. Замерзає наприкінці листопада - на початку грудня, скресає до кінця березня.

Лісостепового лівобережного придніпровського типу водозборів зумовлюється вираженням содовим засоленням ґрунтового покриву. Значне поширення ґрунтів солонцюватого типу і наявність содових солончаків у долині р. Удай зумовлює значну мінералізацію вод і підвищений вміст у них іонів HCO_3^- і Mg^{2+} та $\text{Na}^+ + \text{K}^+$. У межень величини мінералізації досягають 813,3 - 892,2 мг/дм³, зменшуючись у період високої весняної повені до 718,0-741,0 мг/дм³. Річкові води належать до гідрокарбонатного класу групи магній-кальцієвих або натрій-кальцієвих

Гідрохімічна характеристика води річки Удай базується на даних гідрохімічного моніторингу, що проводить Держгідрометслужба впродовж тривалого періоду часу в створі спостереження 0,8 км вище по течії від міста Прилуки.

Водневий показник води р. Удай практично нейтральний протягом всього періоду спостережень (рН - 7,87-7,89), біологічне споживання кисню БСК₅ коливається від 0,69 весною до 1,51 мг О₂/дм³ в літню межень; середнє значення концентрації HCO_3^- у воді р. Удай в період весняної повені становить 329,0 мг/дм³, а в період літньо-осінньої межені зростає до 409,2 мг/дм³. Середня концентрація SO_4^{2-} в період весняної повені становить 136,6 мг/дм³, під час літньо-осінньої межені концентрація сульфатних іонів у воді р. Удай зменшується до 94,1 мг/дм³. Вміст хлоридів в залежності від пори року міняється незначно і становить 75,37-88,52 мг/дм³, такі ж незначні коливання відмічаються для іонів кальцію - 77,87-88,52 мг/дм³. Вміст іонів магнію найнижчий в зимову межень - 19,41 мг/дм³, збільшуючись влітку до 32,38 мг/дм³. Найбільш суттєва зміна показників концентрації відмічається для іонів $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - у весняну повінь він складає всього 57,70 мг/дм³, зростаючи влітку до 107,4 мг/дм³.

Загальна мінералізація води найменша в період сніготанення та весняних дощів - 718,0 мг/дм³, а найвища в літньо-осінню межень - 813,3 мг/дм³. Із специфічних компонентів у водах Удаю присутні незначні концентрації СПАР – від 0,077 мг/дм³ влітку до 0,18 мг/дм³ в період весняної повені та нафтопродуктів - 0,01 мг/дм³ (взимку) і 0,016 мг/дм³ (влітку).

За даними середньорічних гідрохімічних показників води р. Удай відносяться до гідрокарбонатно-сульфатного кальцієво-натрієвого або гідрокарбонатно-сульфатного натрієво-кальцієвого типу.

Контроль за станом поверхневих та підземних вод.

На даний час контроль стану поверхневих та підземних вод у межах родовища проводиться шляхом відбору проб та їх аналізу лабораторією моніторингових досліджень (копія свідоцтва про технічну компетентність приведена в додатку 5).

За результатами відбору проб вод із артезіанських свердловин та криниць, а також із ставок перевищень нормативних показників не встановлено [25]:

–криниця, с. Ященків - вміст іонів хлору в воді не перевищував 119,1 мг/дм³. За водневим показником, який становить 7,2 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 840,5 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода характеризується як жорстка;

–криниця, КНС - середній вміст іонів хлору в воді становив 159,0 мг/дм³. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,65 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 1273,0 мг/дм³. Основна складова мінералізації - природні гідрокарбонати натрію. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка. У воді відмічено природний високий вміст гідрокарбонатів магнію, що впливає на зростання величини загальної мінералізації води;

–артсвердловина біля ДКС - максимальний вміст іонів хлору в воді становив 57,8 мг/дм³. За водневим показником, який становить 8,4 од. рН, вода лужна. Мінералізація становить 969,0 мг/дм³. Основна складова мінералізації - природні гідрокарбонати натрію. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка;

–криниця, с. Дашенки, вул. Гагаріна 8, 13 - вміст іонів хлору в воді становив 9,6 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,9 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 789,1 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода середньої жорсткості;

–криниця, с. Дашенки, вул. Орбітальна, 18 – середній вміст іонів хлору в воді становить 46,1 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,1 од. рН, вода нейтральна. Середня мінералізація становить 1046,1 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже жорстка;

–криниця с. Остапівка вул. Ганни Арсенич-Баран (Матросова), 3 – середній вміст іонів хлору в воді становить 255,6 мг/дм³. За водневим показником, рН = 7,1 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 1378,3 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда;

–криниця с. Остапівка вул. Хоменка, 6 – середній вміст іонів хлору в воді становить 196,4 мг/дм³. За водневим показником, рН = 7,5 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 1469,8 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда;

–криниця, с. Світличне, вул. Миру, 15 – середній вміст іонів хлору в воді становив 115,4 мг/дм³. За водневим показником, який становить 7,2 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація дорівнює 847,7 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода тверда;

–криниця, с. Світличне, вул. Молодіжна (школа) - вміст іонів хлору в воді – 181,3 мг/дм³. За водневим показником вода нейтральна – рН=6,85 од. рН. Мінералізація становить 848,7 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода тверда;

–криниця, с. Гнідинці, вул. Незалежності, 41 - вміст іонів хлору в воді становив 63,1 мг/дм³. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,6 од. рН, вода слабо лужна. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода дуже тверда. Мінералізація води – 1231,8 мг/дм³. У воді відмічено природний високий вміст гідрокарбонатів магнію, що впливає на зростання величини загальної мінералізації води;

–став, х. Ященків – середній вміст іонів хлору в воді становив 105,8 мг/дм³. За водневим показником, який дорівнює 7,65 од. рН, вода слабо лужна. Мінералізація становить 848,0 мг/дм³. Нафтопродукти в воді не виявлені. За вмістом у воді катіонів кальцію і магнію вода м'яка.

Контроль за станом поверхневих і підземних вод в районі Гнідинцівського родовища проводитиметься і надалі.

3.7 Стан флори і фауни

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

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, краснопірка, короп, карасі (сріблястий, золотистий), пічкур.

Об'єкти родовища розташовані, в основному, на землях сільськогосподарського призначення – ріллі та вигоні.

У період експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільший вплив на рослинний світ пов'язаний з ремонтом свердловин і трубопроводів, доріг та інших комунікацій.

Виділяються наступні види впливів на рослинність:

- пошкодження рослинності внаслідок забруднення ґрунтового покриву при витоках супутньо-пластових вод;
- знищення трав'янистого покриву при русі транспортної техніки;
- вирубка чагарникової рослинності при проведенні ремонтних робіт на трубопроводах.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

З метою охорони рослинного світу передбачаються наступні заходи:

- ліквідація аварійних розливів СПВ;
- рух автотракторної техніки при ремонтних роботах на трубопроводах та при ліквідації можливих розливів СПВ здійснювати в межах відведених земельних ділянок.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ 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 та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проекрованої діяльності відсутні.

Технологічний комплекс повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища розташований на відстані понад 20 км в північно-східному напрямку від об'єкту Смарагдової мережі – НПП Пирятинський (UA0000077) і понад 30 км в західному напрямку від об'єкту Смарагдової мережі – Долина річки Сула (UA0000309).

Карту-схему об'єктів Смарагдової мережі України в районі виробничої діяльності з повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі наведено на рисунку 3.7.

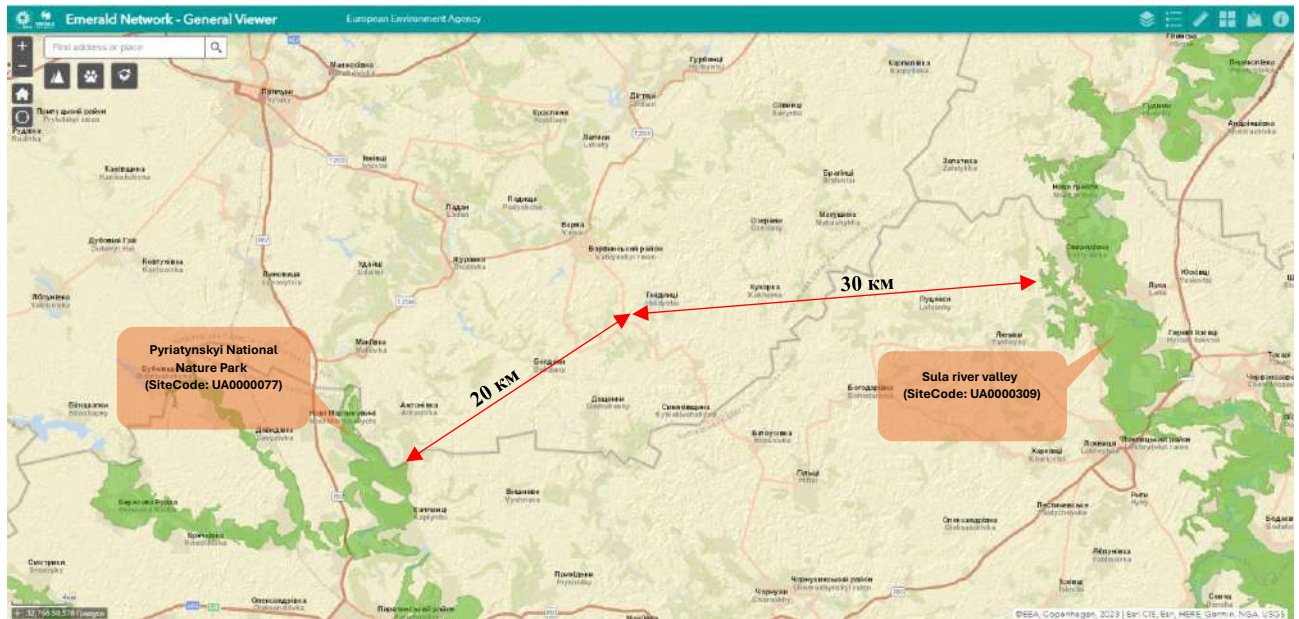


Рисунок 3.7 Карта-схема об'єктів (UA0000077 – НПП Пирятинський, UA0000309 – Долина річки Сула) Смарагдової мережі України в районі розташування технологічного комплексу повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища [<https://emerald.eea.europa.eu/>]

3.8 Опис об'єктів природно-заповідного фонду

Природно-заповідний фонд Варвинської ОТГ включає понад десяток заповідних територій та окремих пам'яток природи загальною площею 2,34 тис.га. Серед них ботанічні та гідрологічні заказники Гамаліївщина, Дашенки, Кулишеві луки, Липовий Яр, Антонівський, Гнідинцівське, Кут, Лесяківський, Полівщина, Сага, Урочище "Рим", що займають болотисту територію заплав річок Удай та Варвиця. Заказники охороняють обводнене високотрав'яне болото низинного типу з численними островними ділянками та різноманітною болотною рослинністю. Заповідні території заказників також виконують функцію стабілізатора клімату, регулятора гідрологічного режиму річок, є місцями дислокації цінних видів фауни і флори.

Карту-схему об'єктів природно-заповідного фонду в районі розташування технологічного комплексу повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища наведено на рисунку 3.8:

1. Антонівський — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, біля від села Антонівка. Площа - 704 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 р. № 561. Охороняється евтрофне осоково-різнотравне болото в заплаві річки Удай, де зростають очерет звичайний, осока гостра, лепешняк великий, очеретянка звичайна, вербозілля звичайне, лепеха звичайна, рогіз. Заказник має велике значення для збереження природного режиму річки та є місцем гніздування навколоводних птахів.

2. Гамаліївщина — ботанічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на південний захід від села Тонка. Площа 162 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 04.12.1978 року № 529; від 27.12.1984 року № 454; від 28.08.1989 року № 164. Перебуває у віданні ДП «Прилуцьке лісове господарство» (Варвинське л-во, кв. 13-20). Статус присвоєно для збереження лісового

масиву віком понад 60 років з високопродуктивними насадженнями дуба. У домішку — липа, горіх, плодові види. У трав'яному покриві зростають яглиця звичайна, зірочник лісовий, осока волосиста та інші неморальні види: копитняк європейський, купина багатоквіткова, медунка темна, лілія лісова, барвінок малий.

3. Гнідинцівське — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Прилуцького району Чернігівської області, на північно-західній околиці села Гнідинці. Площа - 40 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 р. № 561. Охороняється евтрофне осоково-очеретяне болото в заплаві річки Варвиця, де зростають очерет звичайний, осока гостра та омська, лепешняк великий, очеретянка звичайна, омег водяний, хвощ річковий, щавель прибережний. Заказник має велике значення для збереження водного режиму річки та є місцем гніздування навколоводних птахів.

4. Дащénки — ботанічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на схід від села Дащénки. Площа 395 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 04.12.1978 року № 529; від 27.12.1984 року № 454; від 28.08.1989 року № 164. Перебуває у віданні ДП «Прилуцьке лісове господарство» (Варвинське л-во, кв. 35-44). Статус присвоєно для збереження лісового масиву з високопродуктивними насадженнями дуба. У домішку — липа, горіх, плодові види. В трав'яному покриві зростають яглиця звичайна, зірочник лісовий, хвощ лісовий, копитняк європейський, медунка темна, первоцвіт весняний, перестріч гайовий. Трапляються види орхідних, занесені до Червоної книги України: любка дволиста, коручка морозникова, гніздівка звичайна.

5. Кулишіві луги — ботанічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на південь від села Антонівка. Площа 174 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівської обласної ради від 30.07.2010 року. Перебуває у віданні ДП «Прилуцьке лісове господарство» (Варвинське л-во, кв. 45-47). Статус присвоєно для збереження еталонних лісових ділянок з насадженнями вільхи і дуба. Вільха зростає у західній частині заказника, в межах лівобережної заплави річки Удай; дуб займає східну (підвищену) частину заказника. Рослинність заказника також представлена фрагментами лучних степів. Заказник характеризується багатою, рослинністю тваринним світом та чисельними популяціями рідкісних рослин.

6. Кут — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на північний схід від села Журавка. Площа 36 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 27.12.1984 року № 454; від 28.08.1989 року № 164. Перебуває у віданні ДП «Прилуцьке лісове господарство» (Варвинське л-во, кв. 4, 61). Статус присвоєно для збереження лучно-болотного природного комплексу на лівобережній заплаві річки Удай. Навколоводна рослинність представлена осокою та очеретом. До території заказника прилягають невеликі лісові масиви з насадженнями вільхи і (на підвищених ділянках) дуба. Заказник має важливе значення в регулюванні водного режиму прилеглих територій.

7. Леяківський — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на північно-західній околиці села Леяки. Площа - 43 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 27.12.1984 року. № 454. Охороняється низинне болото з типовими видами лучно-болотної, болотної та чагарникової

рослинності в долині річки Удай. Заказник має велике водоохоронне значення для прилеглих територій.

8. Ліповий Яр — ботанічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, неподалік від села Кухарка. Площа 74,7 га. Статус дано згідно з рішенням Чернігівської обласної ради (9 сесії 7 скликання) від 17.05.2017 року № 19-9/VII. Перебуває у віданні: Кухарська сільська рада. Статус дано для збереження осередку зростання рідкісних рослин, серед яких горлиця весняна, сон чорніючий, осока житня, види, занесені до Червоної книги України.

9. Полівщина — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на західній та північно-західній околиці смт Варва. Площа - 577 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 року. № 561. Охороняється низинне болото з типовими видами лучно-болотної, болотної та чагарникової рослинності в долині річки Удай. Тут зростають лепешняк великий, очерет звичайний, рогіз, осока гостра та інші види болотного різнотрав'я. Заказник має велике водоохоронне значення для прилеглих територій та є місцем гніздування навколоводних птахів.

10. Сага — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області, на північ від смт Варва. Площа 38 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 27.12.1984 року № 454; від 28.08.1989 року № 164. Перебуває у віданні ДП «Прилуцьке лісове господарство» (Варвинське л-во, кв. 48). Статус присвоєно для збереження лучно-болотного природного комплексу на правобережній заплаві річки Удай. Рослинність низового болота представлена осокою, очеретом та низкою видів болотного різнотрав'я: вербозілля звичайне, плакун верболистий, лепешняк великий, очеретянка звичайна, лисохвіст лучний. На менш зволжених ділянках розріджено зростає вільха.

11. Урочище «Рим» — гідрологічний заказник місцевого значення в Україні. Розташований у межах Варвинської територіальної громади Прилуцького району Прилуцького району Чернігівської області, на захід від с. Брагинці. Площа - 97 га. Статус присвоєно згідно з рішенням Чернігівського облвиконкому від 24.12.1979 року. № 561. Охороняється низинне болото з типовими видами болотної рослинності біля витоків річки Глинна. Тут зростають лепешняк великий, очеретянка звичайна, плакун верболистий, омег водяний, цикута отруйна, хвощ річковий, щавель прибережний. Заказник має велике водоохоронне значення для прилеглих територій та є місцем гніздування птахів. Заказник має важливе значення в регулюванні водного режиму прилеглих територій.

Природно-заповідний фонд Чернігівської області в розрізі територіальних громад

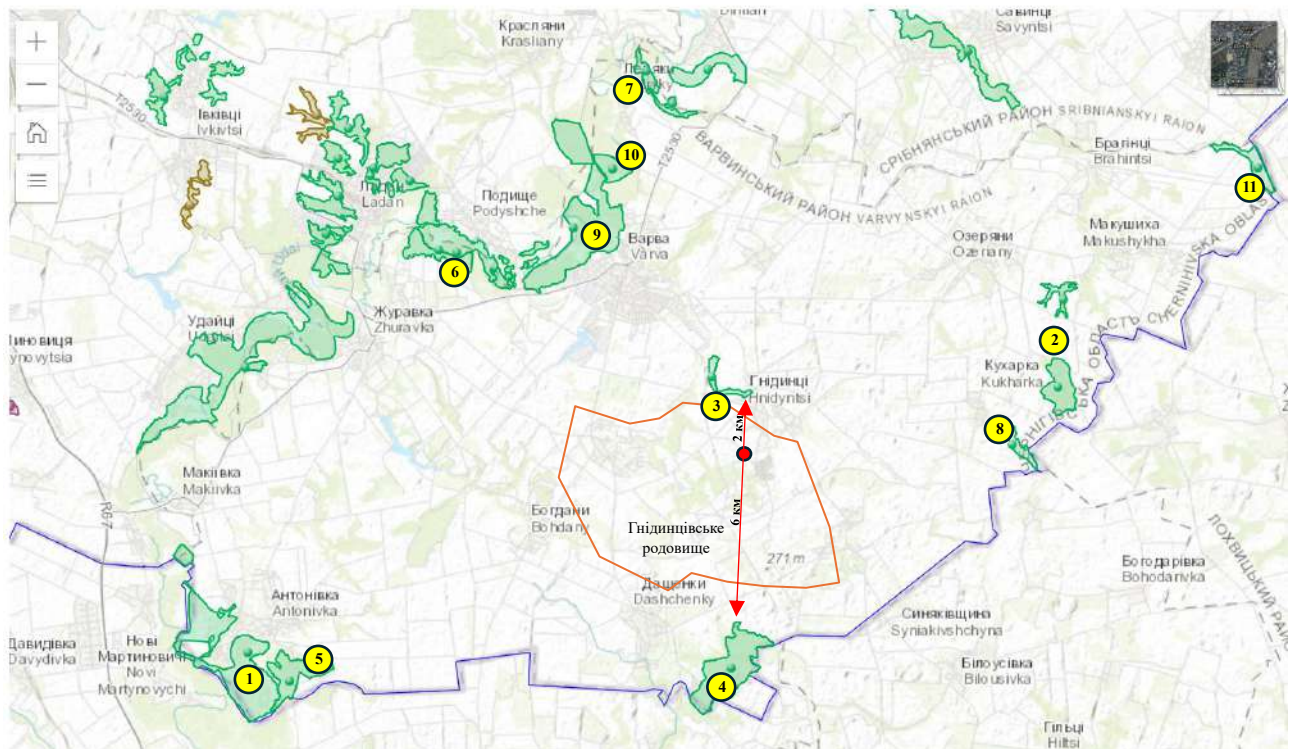


Рисунок 3.8– Карта-схема об'єктів природно-заповідного фонду в районі розташування технологічного комплексу повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища.

Відстань від об'єкта планованої діяльності до гідрологічний заказник місцевого значення "Гнідинцівське" складає понад 2км та понад 6 км до ботанічного заказника місцевого значення "Дашчєнки".

3.9 Опис стану техногенного середовища

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться в Прилуцькому районі Чернігівської області.

Видобуток вуглеводнів на родовищі здійснюється цехом з видобутку нафти і газу № 2 НГВУ "Чернігівнафтогаз".

У Варвинській територіальній громаді Прилуцького району Чернігівської області переважає сільське населення (близько 90 %). Щільність населення складає 32 чел. на км², тобто район не є густозаселеним. Працездатне населення нараховує близько 80 %. Рівень зайнятості населення перевищує 70 %. Населення зайняте, в основному, у сільському господарстві (у районі розташування родовища добре розвинене як землеробство, так і тваринництво), а також у нафтогазовидобувній та газопереробній галузях промисловості.

Поглиняльні свердловини, які рекомендується використовувати для повернення СПВ, розташовані на землях Варвинської територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області.

Проектована діяльність здійснюватиметься у межах відводу земельних ділянок.

Відповідно до ДСП 173-96 для КНС Гнідинцівського родовища та поглиняльних свердловин нормативна СЗЗ не встановлюється, для решти виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища, розміри санітарно-захисних зон (СЗЗ) встановлено 300 м (за ДСП № 379/1404-96, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.1996 р. № 173 зі змінами, внесеними згідно з наказом цього ж Міністерства за № 362 від 02.07.2007 р.).

За умов комплексного дотримання правил експлуатації промислових споруд у робочому режимі процес повернення СПВ є безпечним для місцевого населення і відповідає вимогам діючого природоохоронного законодавства.

У межах впливу виробничих об'єктів проєктованої діяльності відсутні житлова забудова, об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення, природно-заповідні об'єкти.

Технологічний процес повернення супутньо-пластових вод із застосуванням запропонованих у Проєкті заходів дасть змогу покращити екологічну ситуацію в районі родовища, що матиме для регіону позитивний характер.

3.10 Опис об'єктів архітектурної, археологічної та культурної спадщини

Згідно інформації, наданої Департамент культури і туризму, національностей та релігій Чернігівської облдержадміністрації (лист № 15-3774/8 від 25.11.2018 р.), у межах Гнідинцівського родовища розташовано щонайменше 15 археологічних об'єктів культурної спадщини, зокрема, 11 поселень та 4 курганних груп (таблиця 3.4).

Одночасно необхідно зазначити, що за висновком фахівців, в межах території планованої діяльності існує велика імовірність розташування інших аналогічних об'єктів культурної спадщини [29].

Кадастрові номери ділянок відведених для здійснення планової діяльності наведено в розділі 1.3. Копії Договорів оренди земельних ділянок та інформація з Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельні ділянки надано в додатку 1. Кадастрова карта земельних ділянок наведена на рисунку 1.8.

З урахуванням того, що провадженням планованої діяльності передбачається виключно наявними свердловинами та з максимальним використанням існуючої системи інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування з мережею трубопроводів і дотриманні всіх технічних та технологічних вимог Проєкту з повернення СПВ можна стверджувати, що вплив на об'єкти архітектурної, археологічної та культурної спадщини буде відсутній.

Таблиця 3.4 – Перелік об'єктів архітектурної, археологічної та культурної спадщини в межах розташування Гнідинцівського родовища.

Охоронний номер	Назва пам'ятки	Рік виникнення	Населений пункт	Адреса
1	2	3	4	5
7070-Чр	Поселення „Гнідинці-1”	2 тис.до н.е.-1 тис. н.е., XI-1 пол.XIII ст. н.е.	село Гнідинці	за 2,2-2,6 км на пд-з від півд. окол. села
7071-Чр	Поселення „Гнідинці-2”	3-1 тис. до н.е.	село Гнідинці	за 2,4 км на пд-з від півд. окол. села
7072-Чр	Поселення „Гнідинці-3”	2-1 тис.до н.е.	село Гнідинці	за 2,1 км на пд-з від півд. окол. села

Кінець таблиці 3.4

1	2	3	4	5
7073-Чр	Поселення „Гнідинці-4”	3-1 тис. до н.е., XI-1 пол. XIII ст.н.е.	село Гнідинці	за 1,3 км на пд-з від півд. окол. села
6542-Чр	Поселення „Гнідинці-5”	1 тис. до н.е., III-IV ст. н.е.	село Гнідинці	за 1,4 км на пд-з від півд. окол. села
6523-Чр	Поселення „Гнідинці-6”	III-V ст.н.е.	село Гнідинці	за 0,8 км на пд-з від півд. окол. села
6524-Чр	Поселення „Гнідинці-7”	2-1 тис.до н.е.	село Гнідинці	за 1,5-1,9 км на пд-з від півд. окол. села
6570-Чр	Поселення „Гнідинці-8”	VI-III ст. до н.е.	село Гнідинці	за 1,5 км на пд-з від півд. окол. села
8063-Чр	Поселення «Гнідинці-9»	IV-III ст. до н.е.	село Гнідинці	за 2 км на пд від пд окол. села,
6582-Чр	Поселення „Ставок-1”	1 тис.до н.е.	село Гнідинці	в південній частині села і на пд-сх від ставка
6592-Чр	Курган-3	2-1 тис. до н.е.	село Гнідинці	за 1,1 км на пд-з від західної частини села
160-Чр	Поселення „Остапівка-3”	2-1 тис. до н.е.	село Остапівка	за 0,3-1,3 км на захід від пн-з окол. села
3505-Чр	Група курганів – 1	2-1 тис. до н.е.	село Остапівка	за 1,8-2,1 км на пд-з-з від західної окол. села
3506-Чр	Група курганів – 2	2-1 тис. до н.е.	село Остапівка	за 1 км на пд-з від західної окол. села
8101-Чр	Курган	II-I тис. до н. е.	село Дашенки	за 0,8 км на пд сх від півд. окол. с. Яценків,

3.11 Соціально-економічні умови

В адміністративному відношенні об’єкт проєктованої діяльності розташований в Чернігівській області., Прилуцького району, за 32 км на південний схід від м.Прилуки на землях Варвинської територіальної громади.

У Варвинській територіальній громаді Прилуцького району Чернігівської області переважає сільське населення (близько 90 %). Щільність населення складає 32 чол. на км², тобто район не є густозаселеним. Працездатне населення нараховує близько 80 %. Рівень зайнятості населення перевищує 70 %. Населення зайняте, в основному, у сільському господарстві (у районі розташування родовища добре розвинене як землеробство, так і тваринництво), а також у нафтогазовидобувній та газопереробній галузях промисловості.

Найближчими населеними пунктами в районі планованої діяльності є:

- с. Гнідинці – понад [] від КНС Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз";
- с. Світличне – понад [] від св. 304 Гнідинцівського родовища;
- с. Остапівка – понад [] від св. 40 Гнідинцівського родовища;
- с. Яценків – понад [] від св. 174 Гнідинцівського родовища.

Гнідинці — село в Україні, Чернігівській області, Прилуцькому районі. Входить до складу Варвинської територіальної громади. Населення становить 1049 осіб.

Світлічне — село в Україні, Чернігівській області, Прилуцькому районі. Входить до складу Варвинської територіальної громади. Населення становить 614 осіб.

Остапівка — село в Україні, Чернігівській області, Прилуцькому районі. Входить до складу Варвинської територіальної громади. Населення становить 697 осіб.

Ященків — село в Україні, в Чернігівській області, Прилуцькому районі. Входить до складу Варвинської селищної громади. Населення становить 43 особи.

Найближча житлова забудова до технологічного комплексу повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища – с. Гнідиці розташована на відстані [REDACTED] на схід від КНС Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз".

В межах впливу планованої діяльності з повернення СПВ відсутні об'єкти з підвищеними природоохоронними вимогами.

Відповідно до ДСП 173-96 для КНС Гнідинцівського родовища та поглинальних свердловин нормативна СЗЗ не встановлюється.

У межах впливу виробничих об'єктів проєктованої діяльності відсутні парки для відпочинку, дитячі та лікувально-оздоровчі заклади. Види і ступінь захворюваності місцевого населення не відрізняються ніякими особливостями по відношенню до загальностатистичних даних.

Планова діяльність з повернення СПВ не пов'язана з викидами шкідливих речовин та не буде мати значного негативного впливу на соціальне середовище і призводити до негативного впливу на стан здоров'я населення.

3.12 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності

Гнідинцівське НГКР відкрите в 1959 р. В дослідно-промислову розробку нафтові поклади родовища введено у 1961 р., а в промислову з 1962 р. Газові поклади введено в розробку з 1968 р.

В межах родовища на початок 2024 року загальний фонд свердловин складає: 212 нафтових, 16 газових і 13 поглинальних.

Супутньо-пластові води утворюються у процесі підготовки нафти, який передбачає її дегазацію і зневоднення. Основними джерелами впливу на оточуюче середовище є об'єкти виробничої діяльності, що входять до складу технологічної схеми збору, підготовки та транспортування видобутої продукції та системи повернення СПВ у тріасовий горизонт. Вказана технологічна схема детально описана в розділі 1.3.

Водний кодекс України визначає супутньо-пластову воду, як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою, конденсатом і газом під час їх видобування.

Супутньо-пластові води є складним природним розчином, який складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підшовних пластових вод.

Відповідно до статті 75 «Водного кодексу України», «повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проєктів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення».

Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України «Про охорону навколишнього природного середовища» ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

За матеріалами Звіту з Оцінки впливу на довкілля "Продовження господарської діяльності з видобування корисних копалин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату, супутніх: гелію, етану, пропану, бутанів), розташованого у Прилуцькому районі Чернігівської області, на підставі спеціального дозволу на користування надрами [REDACTED] від 31.08.1998 року" [29] (Висновок з Оцінки впливу на довкілля № [REDACTED] від 09.08.2019р.), даними моніторингових досліджень (результатами інструментальних замірів та лабораторних досліджень), тривалий період видобування нафти, газу і конденсату на родовищі не призвів до суттєвого забруднення чи деградації компонентів довкілля.

Без проведення планованої діяльності з повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі показники якості довкілля скоріш за все залишаться на тому ж рівні.

На основі доступної на даний час екологічної інформації та наявних наукових знань відсутня можливість оцінити зміни стану природних вод та ґрунтів у разі відмови від здійснення планованої діяльності.

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

Основним видом негативного впливу на навколишнє природне середовище у процесі проектованої діяльності може бути витік супутньо-пластових вод із системи їх повернення у пласт-колектор.

Можливими джерелами витоків СПВ у оточуюче середовище під час їх повернення можуть бути:

- нещільності фланцевих з'єднань технологічного обладнання, гирлової арматури, трубопроводів;
- свищі і пориви трубопроводів, резервуарів, інших металічних конструкцій внаслідок корозії та механічного пошкодження.

При експлуатації промислових споруд у робочому режимі їх вплив на геологічне середовище, ґрунт, підземні та поверхневі води території мінімальний і можливий лише у випадках порушення штатного технологічного процесу (аварійні ситуації).

При зборі, транспортуванні, підготовці і поверненні супутньо-пластових вод у тріасовий пласт-колектор на Гнідинцівському родовищі потенційними негативними факторами впливу на навколишнє природне середовище можуть бути наступні фактори:

- забруднення надр, ґрунту, підземних та поверхневих вод високомінералізованими супутньо-пластовими водами у випадках аварійного порушення герметичності колон і обв'язки поглинальних свердловин, поривів напірних водоводів;
- погіршення якості сільськогосподарських земель при будівництві виробничих об'єктів та комунікацій і при аваріях;
- порушення естетичної привабливості сучасної сільської місцевості через присутність технологічного устаткування та інженерних комунікацій (резервуарів, огорожень, ліній електропередач та ін.).

Можливі причини і шляхи надходження СПВ у навколишнє природне середовище поділяються на технологічні і аварійні.

До технологічних причин відносяться:

- забруднення підземних вод питної якості через негерметичність колон і неякісне цементування позатрубного простору поглинальних свердловин;
- пориви трубопроводів внаслідок заводських дефектів труб.

До аварійних причин відносяться пориви трубопроводів через механічні пошкодження та внаслідок корозії металу.

Характеристика джерел, видів і характеру впливу на природне навколишнє середовище на Гнідинцівському родовищі наведена в таблиці 4.1. З таблиці видно, що

основними можливими видами впливу на навколишнє середовище є засолення ґрунтів, поверхневих і підземних вод.

Таблиця 4.1 – Характеристика джерел впливу, видів і характеру їхнього потенційного впливу на навколишнє середовище

Агенти	Джерело, вид і характер впливу	Об'єкт впливу
1	2	3
Супутньо-пластова вода	1 Корозія днищ резервуарів. Засолення земельної ділянки проммайданчика і поверхневих вод. Тимчасове.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	2 Пориви водопроводів у результаті корозії стінок трубопроводів. Можливе засолення поверхневих, підземних вод та земельної ділянки в місцях поривів. Тимчасове.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	3 Ремонт технологічного устаткування і трубопроводів. Забруднення земельної ділянки й поверхневих вод. Технологічно неминуче, епізодичне.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	4 Порушення герметичності колон поглинальних свердловин. Забруднення надр і підземних вод. Аварійне, тимчасове.	Підземні води, гірські породи

При здійсненні планованої діяльності ймовірно зазнають впливу наступні фактори довкілля:

- **атмосферне повітря** – в процесі здійснення планової діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

На промисловому майданчику КНС стаціонарні джерела викидів відсутні, сировиною на КНС є підтоварна вода, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ.

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Закачування СПВ у поглинальні свердловини відбувається по системі трубопроводів від КНС Гнідинцівського родовища в тріасовий пласт-колектор. Експлуатація поглинальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

- **кліматичні фактори** (у тому числі зміна клімату та викиди парникових газів) – масштабних негативних впливів на клімат не передбачається, викидів парникових газів (вуглекислого газу, метану, оксиду діазоту N_2O) при здійсненні планової діяльності не відбувається. Змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не очікується. В результаті провадження планованої діяльності відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи. Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

- **геологічне середовище** – допустимий вплив. Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу, який вміщує стратиграфічні комплекси і підземні горизонти з відмінними по величині пластовими параметрами: градієнтами гідророзриву порід, градієнтами пластових тисків і градієнтами температур. При виникненні аварійних ситуацій можуть створюватися умови, які негативно впливатимуть на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків мінералізованих

вод і газу з нафтою, таким чином виникає імовірність забруднення надр.

У процесі повернення супутньо-пластових вод у поглинаючий пласт-колектор ймовірні наступні аварійні ситуації: розриви шлейфів поглинальних свердловин, порушення герметичності експлуатаційних колон, вихід з ладу поглинальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури. Аварії можуть відбутися в результаті корозійного впливу на них пластових вод, а також механічного пошкодження або при порушенні технології повернення.

Характер аварій у поглинальних свердловинах визначається, в основному, технічним станом експлуатаційних колон, що залежить від тривалості експлуатації цих свердловин, ступенем інгібіторного захисту, своєчасним контролем і виявленням місця розгерметизації колони і якістю виконання ізоляційних робіт.

Вихід з ладу нагнітальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури також вплинуть на навколишнє природне середовище.

Забруднення геологічного середовища, у першу чергу прісних підземних вод четвертинного, харківського та бучацького водоносних горизонтів при поверненні супутньо-пластових вод на Гнідинцівському родовищі, можливе при порушенні герметичності колон поглинальних свердловин при аваріях, що спричинить міжпластові перетоки мінералізованих вод по кільцевому простору за колоною.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище передбачаються природоохоронні заходи, викладені у розділі 7.

Застосування сучасних матеріалів і устаткування в системі повернення СПВ, організація надійного контролю за технічним станом поглинальних свердловин дозволить попередити забруднення водоносних горизонтів.

- **грунт** – у процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами у випадку аварійних витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд витягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансаккумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадаючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

Для Гнідинцівського родовища характерний водний режим непромивного типу. Атмосферна волога промочує ґрунт лише на певну глибину і накопичується у сорбційно-завислій формі. Промочування досягає найбільшої глибини у травні, у різні роки змінюється від 2,5 м до 4,5 м. Починаючи з кінця травня за рахунок випаровування та десукції відбувається висушування ґрунту. До вересня-жовтня ґрунт висушується на всю глибину, після чого знову починається його поступове промочування.

Десукція викликає переміщення завислої вологи в напрямку до поверхні. Цей процес забезпечує перенесення солей у приповерхневі шари. Одночасно, за рахунок атмосферних опадів, первинний ореол засолення розширюється. У реальних умовах процеси самоочищення ґрунтів досить складні. Для техногенно засолених ґрунтів строк їх відновлення до природних вихідних показників складає 7 – 10 років від моменту забруднення.

З метою попередження попадання забруднюючих речовин в ґрунт при проведенні інтенсифікації приймальності поглинальних свердловин (соляно-кислотні обробки, інші методи інтенсифікації) використовується спеціальна техніка.

Вся спеціальна техніка обв'язується з гирлом свердловини і ємностями герметизованими трубопроводами. Операції при проведенні соляно-кислотних ванн і обробок проводяться по замкнутому циклу. Перед початком робіт вся система обв'язки

підлягає випробуванню на герметичність. Водний розчин соляної кислоти постачається на свердловини в готовому вигляді.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- розробляється план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- застосування ефективних засобів захисту труб від корозії;
- застосування корозійно-стійких труб;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- ремонтні роботи на свердловинах та трубопроводах проводити у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивація земель, засолених супутньо-пластовими водами.

В штатному режимі, при дотриманні технологічних регламентів і техніки безпеки, при якісному виконанні робіт, а також проведенні постійного нагляду та контролю за виробничим процесом, рівень можливого забруднення – мінімальний.

- **стан фауни, флори, біорізноманіття землі** (у тому числі вилучення земельних ділянок) – очікується опосередкований вплив на дані компоненти довкілля.

У період експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільший вплив на рослинний світ пов'язаний з ремонтом свердловин і трубопроводів, доріг та інших комунікацій.

Виділяються наступні види впливів на рослинність:

- пошкодження рослинності внаслідок забруднення ґрунтового покриву при витоках супутньо-пластових вод;
- знищення трав'янистого покриву при русі транспортної техніки;
- вирубка чагарникової рослинності при проведенні ремонтних робіт на трубопроводах.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

З метою охорони рослинного світу передбачаються наступні заходи:

- ліквідація аварійних розливів СПВ;
- рух автотракторної техніки при ремонтних роботах на трубопроводах та при ліквідації можливих розливів СПВ здійснювати в межах відведених земельних ділянок.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ 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 та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проекрованої діяльності відсутні.

- **здоров'я населення** – допустимий вплив. Як уже зазначалось в розділі 1.5.7, на промайданчиках виробничих об'єктів 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 житлової забудови. З метою зменшення впливу вібрації насоси встановлено на масивних фундаментах та на гумових підкладках.

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

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

При нормальній технологічній роботі для всіх режимів експлуатації прямі викиди в атмосферу на промайданчику КНС Гнідинцівського ЦВНГ відсутні. Максимальна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ інших промислових майданчиків за результатами моніторингу [25] не перевищує допустимих значень, що підтверджується інструментальними замірами (розділ 3.1)

Результати розрахунків шумового навантаження вказують, що встановлені нормативи (55дБА в денний час та 45 дБА в нічний час) на межі СЗЗ не перевищуватись не будуть.

За результатами багаторічних спостережень за станом гідросфери (поверхневих і підземних вод) вмісту нафтопродуктів у відібраних пробах вод не виявлено, вміст хлорид іону - на рівні фонових значень, що вказує на незначний (практично відсутній) вплив планованої діяльності на гідросферу. Скидів забруднюючих речовин до водних об'єктів в результаті планованої діяльності не передбачено.

Водозабори поверхневих і підземних вод для забезпечення планованої діяльності відсутні.

Результати досліджень стану ґрунтового покриву не зафіксували високих концентрацій нафтопродуктів та токсичних солей на території родовища.

Практично ці показники знаходяться на рівні фонових значень, що свідчить про незначний вплив планової діяльності на педосферу.

Результати радіаційного контролю технологічного обладнання та трубопроводів свідчать, що елементи й вузли устаткування не мають підвищеного значення ПЕД.

Радіоактивне забруднення промислового обладнання на площах родовища не виявлено.

Розрахунок соціального ризику, а також ризику розвитку неканцерогенних ефектів (розділ 5 звіту) вказує на умовну прийнятність соціального ризику, а також характеризує ризик розвитку неканцерогенних ефектів як зневажливо малий.

Таким чином, вплив на здоров'я населення у результаті здійснення планованої діяльності буде мінімальним.

- соціально-економічні умови – позитивний вплив. Позитивним впливом планованої діяльності на соціальні умови життєдіяльності населення є можливість створення додаткових робочих місць та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку.

На матеріальні об'єкти, включаючи архітектурну, археологічну та культурну спадщину негативних впливів не передбачається. Об'єкти архітектурної, археологічної та культурної спадщини в районі здійснення планової діяльності відсутні.

Таблиця 4.1 - Узагальнююча таблиця впливу проєктованої діяльності на фактори довкілля

Фактори	Фази життєвого циклу проєкту	Опис (характеристика) впливу																		Оцінка значимості впливу		
		негативний	позитивний	трансграничний	прямий	опосередкований або побічний	невідворотний	оборотний	незворотний	короткостроковий	середньостроковий	довгостроковий	тимчасовий	постійний	місцевий	Ширшого масштабу	кумулятивний	ймовірний у штатному режимі	ймовірний у разі аварій	Незначний	Помірної значимості	значний
Атмосферне повітря	0	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Поверхневі води	0	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Підземні води	0	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Ґрунти	0	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Флора, фауна	0	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Природно-заповідний фонд	0	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-
Здоров'я населення	0	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-
	2	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-

*Фази життєвого циклу проєкту: 0 - підготовчі і будівельні роботи, 1 – провадження власне планованої діяльності (операційна фаза), 2 – виведення з експлуатації, включаючи роботи з демонтажу по завершенню планованої діяльності.

5 ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

5.1 Клімат і мікроклімат

Змін мікроклімату в результаті впровадження планованої діяльності не очікується.

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

Виходячи з вищевикладеного, заходи з попередження негативних впливів планованої діяльності на клімат і мікроклімат, а також пов'язаних з ними несприятливих змін у навколишньому середовищі не передбачаються.

5.2 Повітряне середовище

5.2.1 Фонове забруднення атмосферного повітря

Загалом, стан повітряного середовища залишається сприятливим, на що вказують фонові концентрації основних забруднюючих речовин (оксидів азоту, оксиду вуглецю, вуглеводнів, сірчистого ангідриду, сажі), які складають не більше 0,4 долі ГДК.

Фонові концентрації забруднюючих речовин, що потраплятимуть в атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності, приведені за даними Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА Лист №04-20/2380 від 29.11.2023 (Додаток 3).

Таблиця 5.1 – Фонові концентрації забруднюючих речовин, що потраплятимуть в атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності

№ з/п	Назва забруднюючої речовини	Фонова концентрація, мг/м ³	ГДК для населених пунктів або ОБРВ, мг/м ³	Фонова концентрація, в долях ГДК
1	2	3	4	5
	Метан	20	50,00	0,4
	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту)	0,018	0,200	0,09
	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,05	0,500	0,1
	Сірки діоксид	0,02	0,5	0,04
	Бутан	80	200	0,4
	Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉	0,4	1,0	0,4
	Вуглецю оксид	0,4	5,0	0,08
	Заліза оксид (у перерахунку на залізо)	0,016	0,04	0,4
	Пропан	26	65	0,4
	Сажа	0,06	0,15	0,4
	Пил неорганічний, з вмістом діоксиду кремнію в%: 70 - 20	0,12	0,3	0,4

Кінець таблиці 5.1

1	2	3	4	5
	Марганець діоксид	0,004	0,01	0,4
	Азоту оксид	0,16	0,4	0,4
	Етан	26	65	0,4
	Пентан	40	100	0,4
	Гексан	24	60	0,4
	Суміш насичених вуглеводнів C ₂ -C ₈	1,2	3,0	0,4
	Фтористий водень	0,008	0,020	0,4
	Фториди добре розчинні	0,012	0,030	0,4
	Фториди погано розчинні	0,08	0,200	0,4
	Бенз(а)пірен	4*10 ⁻⁷	1*10 ⁻⁶	0,4

Під час здійснення планової діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Оцінка викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря від існуючих джерел викидів на промислових майданчиках Гнідинцівського родовища проводилась за результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, яку провела група екологічних досліджень відділу екології НДПІ у 2016 році.

На даний час на родовищі наявні сім промислових майданчиків із розташуванням джерел викидів забруднюючих речовин, які заплановано експлуатувати і в подальшому:

- дільниця з перекачування нафти (ДзПН) родовища;
- установка низькотемпературної сепарації газу (УНТС);
- п'ять групових замірних установок (ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, ГЗУ-5).

Всі виробничі вищеперечислені майданчики Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" АТ "Укрнафта" мають діючі Дозволи на викиди.

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Закачування СПВ у поглинальні свердловини відбувається по системі трубопроводів від КНС Гнідинцівського родовища в тріасовий пласт-колектор. Експлуатація поглинальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

На промисловому майданчику КНС стаціонарні джерела викидів відсутні, сировиною на КНС є підтоварна вода, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ. Оцінку впливу на атмосферне повітря установки очисних споруд ГПЗ призначеної для очищення вод, проведено у Звіті з ОВД планової діяльності "Поводження з небезпечними відходами (збирання, зберігання, оброблення, утилізація, видалення, знешкодження і захоронення) на об'єктах поводження з відходами Гнідинцівського газопереробного заводу АТ "Укрнафта", розташованих по вул. [REDACTED], Прилуцького району Чернігівської області", на що є позитивний Висновок ([REDACTED] від 29.12.2022 р.).

5.2.2 Аналіз шумового впливу на навколишнє середовище

Одним із видів впливу на навколишнє середовище в процесі повернення СПВ є шум від обладнання розміщеного на території кушової насосної станції КНС Гнідинцівського родовища.

Підтоварна вода з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ поступає по колектору Ду 400 (300 мм) на прийом насосів ЦНС-180×1050 під тиском до 0,8 МПа.

Насосними агрегатами під тиском 5-10 МПа вода через розподільчу гребінку по водогонях високого тиску подається в поглинальні свердловини Гнідинцівського родовища.

Гирла поглинальних свердловин обладнані запірною арматурою АФ-65х350 (210).

Джерелом утворення постійного шумового забруднення навколишнього середовища буде наступне технологічне обладнання системи перекачування пластової води:

- ЦНС 180-1050 – 2 шт,
- КМ 65-50-160 – 1 шт,

Для захисту людей від шкідливого впливу шуму, необхідно регламентувати його інтенсивність і інші характеристики, які визначають міру шкоди, що заподіюється ним організму людини. Саме з цією метою здійснюється гігієнічне, або санітарне нормування шуму.

Гігієнічне нормування шуму базується на критеріях здоров'я і працездатності людей з оцінкою його впливу на весь організм у процесі трудової діяльності (з урахуванням її напруженості і ваги).

На промисловому майданчику КНС Гнідинцівського родовища використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі витриманої нормативної санітарно-захисної зони встановлених в ДСН 3.3.6.037-99 [23] і ДБН В.1.1-31-2013 [24] і наведених у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Допустимі рівні звукового тиску та еквівалентні рівні звуку

Характеристика середовища	Рівні звукового тиску (дБ) в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку, дБА	
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	еквівалентний	максимальний
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

Шумові характеристики основного технологічного обладнання визначені згідно каталогів і паспортних даних та наведені у таблиці 5.16. Для однотипного за технологічним використанням обладнання наведені характеристики обладнання з найгіршими шумовими характеристиками.

Таблиця 5.3 - Шумові характеристики агрегатів

Перелік обладнання	Кількість	Рівень звуку, дБА
1	2	3
Насосні агрегати (ЦНС 180-1050)	2	90
Насосні агрегати (КМ 65-50-160)	1	76

Таблиця 5.4 - Заходи по зменшенню рівня звуку

Перелік заходів	Ефективність заходів по зменшенню рівня звуку, дБА
Установка обладнання на гумові прокладки	8
Установка обладнання в звукоізолюючому корпусі	8

Велике значення для зниження рівнів шуму має правильна експлуатація механізмів, своєчасне проведення профілактичних ремонтів та якісний монтаж.

Визначення сумарних (за енергією) рівнів шуму від кількох джерел

Відповідно до ДСТУ-НБ В.1.1-35:2013 [27] для надання оцінки шумового режиму на території майданчика КНС та в розрахункових точках при впливі всіх наявних джерел, розрахунок шуму від стаціонарних джерел з непостійним шумом, які впливають на дану територію, виконують у **еквівалентних рівнях звуку в дБА**.

Сумарний еквівалентний рівень звуку від кількох джерел (дБА), розраховуємо згідно Додатку А [27] за формулою:

$$L_{\text{сум}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{Ai}} \right),$$

де $L_{\text{сум}}$ – сумарний еквівалентний рівень звуку від кількох джерел, дБА;

L_{Ai} – еквівалентний рівень звуку i -го джерела, дБА;

n – кількість джерел, що сумуються для визначення сумарного рівня звуку.

Сумарний рівень звуку від декількох джерел з однаковою звуковою потужністю, розраховуємо згідно Додатку А [27] за формулою:

$$L_{\text{сумп}} = L_1 + 10 \lg n,$$

де $L_{\text{сумп}}$ – сумарний рівень звуку від кількох (n) джерел, що мають однакову звукову потужність, дБА;

L_1 – рівень звуку від одного з джерел, що мають однакову звукову потужність, дБА;

n – кількість джерел, що мають однакову звукову потужність.

Визначення сумарного еквівалентного рівня звуку від усіх джерел на майданчику КНС приведено в табл. 5.21.

Таблиця 5.5 - Визначення сумарного еквівалентного рівня звуку

№ джерела шуму	Назва i -го джерела шуму (кількість при однаковій звуковій потужності)	Еквівалентний рівень звуку i -го джерела шуму, $L_{p,z}$		Зниження рівня звуку заходами, дБА	Еквівалентний рівень звукового тиску джерела з врахуванням заходів L_{Ai} , дБА
		Розрахунок	Значення, дБА		
1	2	3	4	5	6
1	Насосні агрегати (ЦНС 180-1050)		90	16	74
Сумарний рівень шуму від 2 насосних агрегатів ЦНС:		$L_{\text{сум}2} = 74 + 10 \lg 2$			77

Кінець таблиці 5.5

1	2	3	4	5	6
2	Насосний агрегат (КМ 65-50-160)		76	16	60
Сумарний еквівалентний рівень звукового тиску від усіх джерел на майданчику КНС		$L_{\text{сум}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{Ai}} \right)$			77,08

Визначення еквівалентного рівня звуку $L_{A\text{тер}}$ (дБА) в розрахункових точках на території виконано згідно п. 6.2.3 [27]. Розрахунок виконується для окремих джерел, а сумарні максимальні рівні звуку в даній розрахунковій точці від усіх джерел на майданчику визначаються згідно з Додатком А цього ж нормативного документу.

Якщо розрахункові точки і джерела шуму знаходяться на території і розрахункові точки розташовані на відстанях від акустичного центра джерела r більших подвійного максимального розміру джерела, то еквівалентні рівні звуку L_A (дБА) в даних розрахункових точках визначаються за формулою:

$$L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15 \lg r + 10 \lg \Phi - 10 \lg \Omega - \Delta L_{A\text{пов}} - \Delta L_{A\text{екр}} - \Delta L_{A\text{зел}},$$

де $L_{A\text{екв}}$ – еквівалентний коригований рівень звукового тиску джерела шуму, дБА;

Φ – коефіцієнт спрямованості випромінювання шуму джерелом в напрямку розрахункової точки, безрозмірний (для джерел з рівномірним в усіх напрямках випромінюванням або за відсутності даних приймається $\Phi=1$);

Ω – величина просторового кута, в який випромінюється шум в залежності від місця розташування джерела відносно наявних огорожувальних конструкцій;

$\Delta L_{A\text{пов}}$ – поправка у дБА, що враховує зниження еквівалентного рівня звуку внаслідок затухання звуку в повітрі;

$\Delta L_{A\text{екр}}$ – поправка у дБА, що враховує зниження рівня звуку екранами на шляху поширення шуму, $\Delta L_{A\text{екр}} = 0$;

$\Delta L_{A\text{зел}}$ – величина зниження рівня звуку смугами зелених насаджень, $\Delta L_{A\text{зел}} = 0$.

Таким чином, формула для визначення рівня звуку в розрахункових точках на території $L_{A\text{тер}}$ (дБА), набуде вигляду:

$$L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15 \lg r - 10 \lg \Omega - \Delta L_{A\text{пов}}$$

Результати розрахунку звукового тиску від наявних джерел в розрахункових точках та наведені у таблиці 5.19:

Таблиця 5.6 - Результати розрахунку звукового тиску від наявних джерел

№ джерела шуму	Назва i -го джерела шуму	Еквівалентний коригований рівень звуку джерела шуму, L_{Ai} дБА	Ω	$\Delta L_{A\text{зел}}$	Еквівалентний рівень звукового тиску джерела шуму в розрахункових точках $L_{A\text{тер}}$, дБА $L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15 \lg r - 10 \lg \Omega - \Delta L_{A\text{пов}}$		
					Розрахункові точки		
					$r = 100 \text{ м}$ ($\Delta L_{A\text{пов}}=0,5$)	$r = 300 \text{ м}$ ($\Delta L_{A\text{пов}}=1,5$)	$r = 500 \text{ м}$ ($\Delta L_{A\text{пов}}=2,5$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Насосні агрегати (ЦНС 180-1050)	74	2π	–	35,51	27,36	23,03
Рівень шуму від 2 насосів: $L_{\text{сум тер}2} = L_{\text{тер}1} + 10 \lg 2$		77			$L_{\text{сум тер}2} = 35,51 + 10 \lg 2$ 38,53	$L_{\text{сум тер}2} = 27,36 + 10 \lg 2$ 30,37	$L_{\text{сум тер}2} = 23,03 + 10 \lg 2$ 26,05

Кінець таблиці 5.6

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Насосний агрегат (КМ 65-50-160)	60	2π	—	21,52	13,36	9,03
Сумарний еквівалентний рівень звуку від усіх джерел в розрахункових точках: $L_{\text{сум}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0,1 L_{Ai}} \right)$		77,08			38,61	30,46	26,13

Максимальні рівні шуму в розрахункових точках не перевищуватимуть: на відстані 100 м – 38,61 дБА; 300 м – 30,46 дБА; **500 м (житлова забудова) – 26,13 дБА** і значно нижчі за допустимі рівні шуму, передбачені на території житлової забудови – **55 дБА в денний час та 45 дБА в нічний час**, відповідно до п. 24 табл. 1 ДБН В.1.1-31:2013.

З метою зменшення шумового навантаження на робочих місцях та його впливу на довкілля насоси облаштовано звукоізолюючими корпусами та встановлено на гумові прокладки.

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

5.2.3 Оцінка ризику планової діяльності щодо природного, соціального та техногенного середовищ

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення від існуючого забруднення атмосферного повітря на території населеного пункту, яке сформоване за рахунок промислових викидів, проводиться за розрахунками ризику розвитку неканцерогенних і канцерогенних ефектів у відповідності до Методичних рекомендацій «Оцінка канцерогенного та неканцерогенного ризику для здоров'я населення від хімічного забруднення атмосферного повітря» (затв. Наказом МОЗ України від 18.10.2023 № 1811).

Характеристику ризику розвитку неканцерогенних ефектів здійснюють шляхом порівняння фактичних рівнів експозиції з безпечними (референтними) рівнями впливу та визначенням коефіцієнта небезпеки.

За інгалаційного надходження розрахунок коефіцієнта небезпеки можна здійснювати за формулою:

$$HQ_i = C_i / RfC_i,$$

де HQ_i – коефіцієнт небезпеки i -ої речовини;

C_i – розрахункова середньорічна концентрація i -ої речовини на межі житлової забудови, мг/м³;

RfC_i – референтна (безпечна) концентрація i -ої речовини, мг/м³.

/За висновком експертів, у разі відсутності референтних концентрацій як еквівалент можна використовувати гранично допустимі концентрації (ГДК) або максимально недіючі рівні чи концентрації (МНР, МНК), установлені за критерієм прямого ефекту на здоров'я/

$HQ_i = 1$ – гранична величина прийнятого ризику.

Критерії для характеристики коефіцієнта небезпеки наведено у таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 - Критерії неканцерогенного ризику

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

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Закачування СПВ у поглинальні свердловини відбувається по системі трубопроводів від КНС Гнідинцівського родовища в тріасовий пласт-колектор. Експлуатація поглинальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

На промисловому майданчику КНС стаціонарні джерела викидів відсутні, сировиною на КНС є підтоварна вода, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ.

Прийняті в проєкті на повернення СПВ технологічні рішення та заходи по запобіганню та зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище не приведуть до намічених або випадкових послідовних і катастрофічних змін природно-культурних об'єктів і екологічних ресурсів.

Найближча житлова забудова до технологічного комплексу повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища – с. Гнідиці розташована на відстані [REDACTED] на схід від КНС Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз".

В межах впливу проєктованого об'єкту відсутні об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення.

З урахуванням того, що провадженням планованої діяльності передбачається виключно наявними свердловинами та з максимальним використанням вже наявної системи інженерних комунікацій в межах відводу земельних ділянок, можна стверджувати, що вплив на пам'ятники архітектури, історії і культури чи інші елементи техногенного середовища в зоні впливу буде відсутній.

Рівень шуму як на території об'єкту, так і на території ближньої житлової забудови не перевищує значень, що допускаються санітарними нормами.

5.2.4 Оцінка можливого кумулятивного впливу інших наявних об'єктів планованої діяльності

Відповідно до статті 114 Земельного Кодексу України навколо об'єктів, які є джерелами виділення шкідливих речовин, запахів, підвищених рівнів шуму, вібрації, ультразвукових і електромагнітних хвиль, електронних полів, іонізуючих випромінювань тощо, з метою відокремлення таких об'єктів від територій житлової забудови створюються санітарно-захисні зони. Розміри санітарно-захисних зон для промислових підприємств та інших об'єктів, що є джерелами шкідливих виробничих факторів, слід встановлювати відповідно до діючих санітарних норм. Відповідно до п. 5.4 ДСП 173-96 Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів [9] на зовнішній межі санітарно-захисної зони, зверненої до житлової забудови, концентрації та рівні шкідливих факторів не повинні перевищувати їх гігієнічні нормативи (ГДК, ГДР).

Гирлова арматура фонтанних та глибинно-насосних свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не вважаються джерелами забруднення атмосферного повітря.

Всі існуючі технологічні об'єкти родовища мають чинні дозволи на викиди, отримані у встановленому законодавством порядку. Перевищення нормативів ГДК відсутнє по жодному з шкідливих компонентів на межі санітарно-захисної зони та найближчої житлової забудови з

урахуванням фоновому забрудненню.

Територія здійснення планованої діяльності знаходиться на відстані понад 500 м в східному напрямку від с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області.

Промайданчики оточені землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі планованої діяльності відсутні.

Провідне місце в економіці регіону займає сільське господарство та нафтова промисловість. Великих підприємств, крім виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища АТ "Укрнафта", на даній території немає.

Планована діяльність здійснюється, виключно, на ліцензійній ділянці Гнідинцівського родовища. Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України «Про охорону навколишнього природного середовища» ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

На сьогоднішній день сукупний кумулятивний вплив на атмосферне повітря визначається сумарною дією викидів від усіх підприємств району, де планується здійснювати планову діяльність.

Основним підприємством, що здійснює викиди в атмосферу району є НГВУ "Чернігівнафтогаз" АТ "Укрнафта", яке проводить розробку родовища та має всі необхідні матеріально-технічні, фінансові і кадрові ресурси для видобування вуглеводневої сировини на Гнідинцівському родовищі. Всі виробничі об'єкти родовища, що здійснюють викиди в атмосферу, мають діючі Дозволи на викиди.

Виробнича діяльність на Гнідинцівському родовищі відбувається відповідно до розроблених технологічних регламентів ведення робіт з дотриманням нормативних режимів обладнання. Порушень технологічних регламентів ведення робіт чи відхилень від нормативних режимів роботи обладнання не зафіксовано.

Під час здійснення планованої діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Фонові концентрації забруднюючих речовин, що потраплятимуть в атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності, надані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (Додаток 3).

Згідно наведених даних в таблиці 5.1 Звіту, стан повітряного середовища залишається сприятливим, на що вказують фонові концентрації основних забруднюючих речовин (оксидів азоту, оксиду вуглецю, вуглеводнів, сірчистого ангідриду, сажі), які складають не більше 0,4 долі ГДК.

Для контролю стану атмосферного повітря в пунктах спостереження розташованих на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків Гнідинцівського родовища визначалися концентрації типових для кожного майданчика забруднюючих речовин, та речовини, що входять у Перелік контрольних речовин, регламентований постановою КМУ № 827 від 14 серпня 2019 р. щодо здійснення державного моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря, Список А.

Оцінка стану атмосферного повітря здійснювалась шляхом порівняння результатів спостережень з гранично допустимими концентраціями (ГДК) та орієнтовно безпечними рівнями дії (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

За даними результатів постпроектного моніторингу діяльності з видобування корисних копалин на Гнідинцівському родовищі за 2024 рік [25], стан атмосферного повітря в межах впливу виробничих об'єктів на родовищі залишається задовільним.

Ступінь впливу проекрованої діяльності на атмосферне повітря знаходиться в межах нормованих значень, відповідно відчутного кумулятивного впливу від планової діяльності на довкілля не очікується.

Виходячи з вимог екологічного та санітарного законодавства України, а також нормативних документів щодо забезпечення техногенної безпеки, на підставі проведеної комплексної оцінки впливу діяльності з повернення СПВ на навколишнє природне, соціальне і техногенне середовища, з урахуванням діючих в районі розміщення об'єкта природних, соціальних і техногенних факторів і умов, прийнятий в проекті комплекс проектних рішень оцінюється як оптимальний.

5.3 Геологічне середовище

5.3.1 Характеристика геологічної будови

Геоструктурна позиція Гнідинцівського родовища обумовлена його розташуванням у північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

У тектонічному відношенні родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони.

В геологічній будові Гнідинцівського підняття беруть участь відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків. Покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км. Детальна характеристика геологічної будови родовища наведена у розділі 2.

Оскільки розповсюдження можливого забруднення навколишнього природного середовища пов'язане, в основному, з верхньою частиною геологічного розрізу, доцільно більш детально розглянути саме ці стратиграфічні відклади [12, 13].

Палеогенова система представлена трьома відділами: палеоценом, еоценом і олігоценом.

Палеоцен у даному районі представлено відкладеннями сумської і лузанівської світ.

Сумська світа літологічне представлена вапнистими породами. Це переважно алевроліти, алеврити, опоковидні пісковики, піски.

Лузанівська світа залягає на утвореннях сумської світи, а якщо вона відсутня, то на інших утвореннях, що її підстилають. Світа складена сірими пісковиками з прошарками темних щільних глин. Загальна товщина відкладів – 80 м.

На цих утвореннях вище за розрізом залягають утворення еоцену.

Еоцен представлено канівською і бучакською світами. Це, переважно, зеленувато-сірі кварцово-глауконітові дрібнозернисті піски з прошарками глин загальною товщиною від 35 м до 42 м.

На цих утвореннях залягають відкладення київської світи. Вони представлені в нижній частині мертелями і мергелистими глинами блакитнувато-сірого кольору товщиною 15 м – 20 м, а у верхній частині – опоковидними алевролітами й алевритами з прошарками пісків.

Олігоцен у даному районі представлений утвореннями харківської і берекської світ.

Харківська світа складена товщею зеленувато-сірих зелених кварцово-глауконітових дрібнозернистих пісків із прошарками глин товщиною 60 м – 85 м.

Берекська світа поширена в межах вододільних просторів і представлена сірими дрібнозернистими кварцовими пісками товщиною 8 м – 12 м. У нижній частині вони змінюються щільними темно-зеленими глинами товщиною 8 м– 10 м.

Перекриваються відкладення берекської світи континентальними утвореннями полтавської світи, четвертинними відкладеннями – алювієм пліоценових терас, глинами, суглинками, ґрунтово-рослинним шаром.

Неогенова система.

У складі неогенової системи виділяються відклади міоцену, міоцен-пліоцену та пліоцену.

Міоцен (полтавська світа) представлений у даному районі пісками кварцовими, сірими, вохристо-жовтими з прошарками глин. Середня товщина відкладень – 10 м – 20 м. Міоцен-пліоценова товща строкатих глин має розповсюдження в межах вододілів на високих відмітках.

Пліоцен у даному районі представлений алювіальними утвореннями.

Неогенові тераси складені, переважно, сірими, жовтуваті-сірими, білими різнозернистими пісками товщиною до 20 м – 30 м.

Четвертинна система.

У даному районі четвертинна система складена різнозернистими пісками, лесовидними суглинками жовтими, палевими, супісками. Загальна товщина четвертинних відкладень – 18 м – 25 м.

Відклади четвертинної системи мають широке розповсюдження і характеризуються різноманітністю умов залягання. У віковому відношенні в їхньому складі виділяються: нижньочетвертинні, нижньо-середньочетвертинні, середньочетвертинні, верхньочетвертинні і сучасні відкладення.

У районі Гнідинцівського родовища мають розвиток ендегенні та екзогенні геологічні процеси.

Район розташування родовища характеризується незначною динамікою розвитку приповерхневої частини геологічного середовища, обумовленого дією внутрішніх (ендегенних) сил Землі.

Згідно схеми сейсмічного районування України сейсмічність району, що розглядається, оцінюється до 5 балів за шкалою Ріхтера.

З екзогенних геологічних процесів в районі родовища мають розповсюдження процеси яроутворення на бортах долин балок і річок.

У долинах річок і їх приток мають незначний розвиток ерозійні процеси (донна та бокова ерозія).

Гнідинцівське родовище розташоване у межах Придніпровської геоморфологічної області пластово-аккумулятивних низинних рівнин, підобласті Полтавської пластово-аккумулятивної низовинної рівнини на палеогенових і неогенових відкладах. Об'єкт досліджень знаходиться в Роменсько-Миргородському геоморфологічному районі алювіальної (давньотерасної), увалистої, середньорозчленованої рівнини з горбисто-увалистим морфологічним типом рельєфу на крейдових та палеоген-неогенових відкладах. У формуванні рельєфу вказаного району провідну роль зіграли ерозійно-денудаційні та ерозійно-аккумулятивні процеси. Середня глибина розчленування території за відносними висотними відмітками становить 30 м – 50 м. Рельєф території сформований у міоцен-антропогеновий вік.

У результаті розвідки та експлуатації в межах Гнідинцівського родовища відбулось техногенне механічне порушення геологічного середовища через буріння існуючих свердловин, внаслідок чого відбувалось виїмання гірських порід.

Крім механічного порушення певний негативний вплив на надра у процесі розвідки та експлуатації родовища відбувався внаслідок фільтрації бурового розчину в гірські породи при бурінні свердловин, що призвело до деякої зміни їх фільтраційно-ємнісних параметрів та хімізму підземних вод у пристовбурній зоні свердловин.

5.3.2 Вплив проєктованої діяльності на геологічне середовище

У процесі повернення СПВ у пласт-колектор, вплив на геологічне середовище можливий при наявності негерметичності колон поглинальних свердловин та нещільностях цементного кільця навколо колони.

Наслідком проникнення супутньо-пластових вод у породи є зміна мінералізації вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід, що залягають вище від тріасового пласта-колектора.

Порушення герметичності колон експлуатаційних свердловин є наслідком як технічних, так і геологічних причин. Найбільш поширеною причиною є негерметичність різьбових з'єднань та дефекти металу труб колони. Вказана причина повністю усувається при якісному технічному контролі (дефектоскопії) трубної продукції та дотриманні технологічного режиму при будівництві свердловин.

Не менш важливим є збереження цілісності цементного каменю. Особливо небезпечним є порушення герметичності за колонного простору в інтервалах залягання підземних водоносних горизонтів у гірських породах. Слабке зчеплення цементного каменю з стінками колони та гірськими породами, порушення його цілісності може привести до за колонних перетоків флюїдів, а в деяких випадках і до відкритих витоків флюїдів на земну поверхню з утворенням грифонів навколо гирла свердловини.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу проєктованої діяльності на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- вибір поглинальних свердловин з герметичною конструкцією колони, яка забезпечує охорону геологічного середовища від проникнення СПВ у породи;
- встановлення цементного моста нижче від інтервалу перфорації колони в зоні залягання пласта-колектора;
- повернення СПВ у поглинальні свердловини проводити у відповідності з технологічними режимами;
- робочі тиски на пласт-колектор при поверненні СПВ повинні забезпечувати збереження його скелету і не допускати гідророзриву пласта-колектора і водоупорів у покрівлі та підосві.

5.4 Водне середовище

5.4.1 Вплив проєктованої діяльності на водне середовище

Підземні води

У гідрогеологічному відношенні Гнідинцівське 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.

У межах території дослідження 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.

Опис вказаних водоносних горизонтів приводиться за даними Проєкту повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз".

Водоносні горизонти четвертинних відкладів

Водоносні горизонти алювіальних, озерно-алювіальних відкладів сучасного відділу і флювіогляціальних відкладів середнього відділу мають широке розповсюдження в заплавах 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 товщина алювіальних відкладів 25 м – 30 м.

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

Живлення водоносного горизонту в сучасних алювіальних відкладах 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 дренуються річковою і ярово-балковою системою.

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

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. Товщина 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 мг/дм – 0,6 мг/дм, 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 м 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 дм³/с – 0,6 дм³/с.

За хімічним складом води характеризуються широким спектром різновидів, з мінералізацією від 0,3 г/дм³ – 0,5 г/дм³ до 1 г/дм³, іноді до 3 г/дм³. Якість води, в переважній більшості, відповідає вимогам ДСТУ 7525:2014 "Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості".

Водоносні горизонти неогенових відкладів

Пліоценовий водоносний горизонт. Водовмісними породами горизонту 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. Ізоляція між пліоценовими водами та ґрунтовими водами четвертинних відкладів практично відсутня. Товщина водоносного шару в алювіальних пісках не витримана – від 2 м – 3 м до 20 м – 40 м. Глибина залягання водоносного горизонту – від 5 м 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 м/год – 5 м/год, якість води, в основному, відповідає

вимогам ДСТУ 7525:2014 "Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості". 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 м – 20 м. Глибина залягання водоносного горизонту – від 35 м до 80 м. Його підстиляють 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 м – 60 м. Дебіти свердловин досягають $1,4 \text{ м}^3/\text{год}$. Вода за хімічним складом прісна, гідрокарбонатна натрієва, мінералізація – близько $1,0 \text{ г/дм}^3$, загальна жорсткість – до 7 мг-екв/дм^3 – 8 мг-екв/дм^3 . Водоносний горизонт практичного значення не має, крім місць, де його використовують разом із водами порід харківської світи.

Палеогенові відклади

Харківський водоносний горизонт представлений кварцево-глауконітовими темно-зеленими, сіро-зеленими дрібнозернистими пісками з прошарками пісковиків. Покрівля водоносного горизонту залягає на глибинах від 87 м до 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. Товщина водовміщуючих порід становить 40 м – 91 м. Дебіти свердловин – до $3 \text{ м}^3/\text{год}$ – $6 \text{ м}^3/\text{год}$. За хімічним складом води прісні, гідро-карбонатно-сульфатні натрієві. Сухий залишок складає $0,6 \text{ г/дм}^3$ – $0,8 \text{ г/дм}^3$. 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-крейдових порід. Водоносний горизонт перекривається пісками харківської й полтавської світ. Середня товщина водовмісних порід становить 20 м – 30 м і не перевищує 60 м. Водоносний горизонт напірний. Статичний рівень – 110 м – 120 м. Дебіти свердловин становлять від $4 \text{ дм}^3/\text{сек}$ до $7 \text{ дм}^3/\text{сек}$. За хімічним складом води прісні, гідрокарбонатні натрієві з мінералізацією $0,5 \text{ г/дм}$ – $1,0 \text{ г/дм}$, загальною жорсткістю – від $1,6 \text{ мг-екв/дм}^3$ до $10,0 \text{ мг-екв/дм}^3$. Даний водоносний горизонт є основним для водопостачання розглянутої території і поширений повсюдно.

Гідрогеологічний опис глибокозалягаючих водоносних горизонтів і комплексів, що відносяться до відкладів палеозою і мезозою, наведено у розділі 2. Характеристики водоносного комплексу як об'єкта повернення СПВ представлено у розділі 4. Пластові води тріасового водоносного комплексу на території Гнідинцівського родовища не використовуються для водопостачання і технічних цілей. Також не використовуються для цих цілей і води буферних водоносних горизонтів, що мають мінералізацію 75 г/дм^3 – 90 г/дм^3 . Окремі глинисті прошарки у товщі тріасового водоносного комплексу не витримані по простяганню, а оскільки води, що будуть закачуватись, будуть мати більш високу мінералізацію, то розбухання глин не відбудеться.

Поверхневі води

Територія Гнідинцівського родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності. Гідрографічна мережа району представлена рікою Удай з лівою притокою Многа. Коефіцієнт щільності річкової мережі становить від $0,2 \text{ км/км}^2$ до $0,3 \text{ км/км}^2$.

Долина р. Удай – трапецієподібна, ширина її сягає від 1 м – 2 м до 3 км – 4 км. Спокійна течія, добре сформована долина, велика кількість стариць, 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 м до 3 м.

У процесі повернення СПВ необхідно забезпечити захист поверхневих та підземних вод від забруднення, а саме від:

- забруднення високомінералізованими пластовими водами;
- перетоків глибинних пластових флюїдів у водоносні горизонти при порушення цілісності колони та цементного кільця на поглинальних свердловинах.

З метою запобігання та зменшення негативного впливу на поверхневі та підземні водні об'єкти при облаштуванні поглинальних свердловин передбачено наступні заходи:

- обвалування й гідроізоляція технологічних площадок (асфальтування, бетонування) кушової насосної станції, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- забезпечення герметичності всього устаткування;
- забезпечення корозійної стійкості трубопроводів та іншої металевої арматури;
- обладнання гирла свердловини колонною головкою і фонтанною арматурою;
- цементування з підняттям тампонажного розчину до гирла усіх обсадних колони з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів.

5.4.2 Водоспоживання та водовідведення

Централізоване водопостачання відсутнє, для господарсько-питних потреб використовується привозна вода.

З урахуванням того, що провадженням планованої діяльності передбачається виключно наявними свердловинами необхідні обсяги водоспоживання та водовідведення, визначені Дозволом на спеціальне водокористування [REDACTED] виданого Державним агенством водних ресурсів України 06.11.2023 року (термін дії дозволу до 06.11.2028 р.), що враховує необхідні обсяги забору, використання води та ліміти скидання забруднюючих речовин родовища.

Копія дозволу наведена у додатку 2.

5.5 Ґрунти

Територія Гнідинцівського родовища за агроґрунтовим районуванням, 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 чорноземи 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. На днищах балок також зустрічаються лучні та лучно-болотні ґрунти.

У районі родовища товщина ґрунтового покриву становить від 0,3 м до 0,6 м. Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м.

Заходи щодо зменшення впливу процесу повернення СПВ на ґрунти.

Одним із видів впливу на навколишнє середовище є вилучення земельних ділянок загальною площею 8,6864 га під поглинальні свердловини для системи повернення СПВ та під'їзні дороги в довгострокове користування на період експлуатації родовища.

У процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами за рахунок витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд

втягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансаккумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадаючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

Для Гнідинцівського родовища характерний водний режим непромивного типу. Атмосферна волога промочує ґрунт лише на певну глибину і накопичується у сорбційно-завислій формі. Промочування досягає найбільшої глибини у травні, у різні роки змінюється від 2,5 м до 4,5 м. Починаючи з кінця травня за рахунок випаровування та десукції відбувається висушування ґрунту. До вересня-жовтня ґрунт висушується на всю глибину, після чого знову починається його поступове промочування.

Десукція викликає переміщення завислої вологи в напрямку до поверхні. Цей процес забезпечує перенесення солей у приповерхневі шари. Одночасно, за рахунок атмосферних опадів, первинний ореол засолення розширюється. У реальних умовах процеси самоочищення ґрунтів досить складні. Для техногенно засолених ґрунтів строк їх відновлення до природних вихідних показників складає 7 – 10 років від моменту забруднення.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- ефективні засоби захисту труб від корозії;
- корозійно-стійкі труби;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- проведення ремонтних робіт у свердловинах та ремонтних робіт трубопроводів у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивація земель, засолених супутньо-пластовими водами.

5.6 Рослинний та тваринний світ

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

З метою охорони рослинного світу передбачаються наступні заходи:

- ліквідація аварійних розливів СПВ;
- рух автотракторної техніки при ремонтних роботах на трубопроводах та при ліквідації можливих розливів СПВ здійснювати в межах відведених земельних ділянок.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ 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 та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проєктованої діяльності відсутні.

Технологічний комплекс повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Гнідинцівського родовища розташований на відстані понад [REDACTED] в північно-східному напрямку від об'єкту

Смарагдової мережі – НПП Пирятинський (*UA0000077*) і понад 30 км в західному напрямку від від об'єкту Смарагдової мережі – Долина річки Сула (*UA0000309*) (Рисунок 3.7).

Відстань від об'єкта планованої діяльності до гідрологічний заказник місцевого значення "Гнідинцівське" складає понад [REDACTED] до ботанічного заказника місцевого значення "Дашенки".

5.7 Оцінка ризику впливу планованої діяльності через можливість виникнення надзвичайних ситуацій

У процесі повернення супутньо-пластових вод у поглинаючий пласт-колектор ймовірні наступні аварійні ситуації: розриви шлейфів поглинальних свердловин, порушення герметичності експлуатаційних колон, вихід з ладу поглинальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури. Аварії можуть відбутися в результаті корозійного впливу на них пластових вод, а також механічного пошкодження або при порушенні технології повернення.

Міжпластові перетоки і витoki СПВ через нещільності колон поглинальних свердловин

Характер аварій у поглинальних свердловинах визначається, в основному, технічним станом експлуатаційних колон, що залежить від тривалості експлуатації цих свердловин, ступенем інгібіторного захисту, своєчасним контролем і виявленню місця розгерметизації колони і якістю виконання ізоляційних робіт.

Вихід з ладу нагнітальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури також вплинуть на навколишнє природне середовище.

Забруднення геологічного середовища, у першу чергу прісних підземних вод четвертинного та харківського водоносних горизонтів при поверненні супутньо-пластових вод на Анастасівському родовищі, можливе при порушенні герметичності колон поглинальних свердловин при аваріях, що спричинить міжпластові перетоки мінералізованих вод по кільцевому простору за колоною.

Основна причина втрати герметичності обсадних колон – електрохімічна корозія зовнішньої поверхні труб. Найбільш вразлива різного роду впливам верхня частина колонного стовбура. Це обумовлено зниженням густини та міцності порід, максимальними навантаженнями на верхні секції експлуатаційних колон, наявністю в міжтрубному просторі газу тощо. З огляду на те, що саме у верхній частині розрізу зосереджені основні запаси прісних вод району, у природоохоронному відношенні саме ця зона заслуговує на найбільшу увагу.

Особливості міграції вод з підвищеною густиною, якими є супутньо-пластові води, у середовищі прісних вод багато в чому визначаються спільною дією двох механізмів – конвекції, зумовленої різницею густин і процесом поперечної гідродисперсії. Конвекція приводить до гравітаційної диференціації розчинів за густиною. При поршневого витисненні прісної води мінералізованим розчином конвекція сприяє деформації фронту витиснення: відбувається більш швидке просування важкої рідини по підшві шару й фронт приймає похиле положення. У середовищах з високими дисперсійними характеристиками деформація фронту витиснення рідин з різною густиною буде обумовлюватися не тільки розходженнями в густині, але й процесами змішування.

За даними фізичного моделювання картина міграції в цілому носить об'ємний характер. Причому на процес масопереносу значний вплив становлять, з одного боку, гравітаційні сили, що виникають внаслідок розходжень у густинах інфільтрованої рідини й потоку прісних пластових вод, а з іншого боку – ефекти дисперсійного розмиву інтрузії мігруючих розчинів і подальшого розсіювання компонентів, знесених з її бічної поверхні потоком підземних вод (рисунок. 5.1).

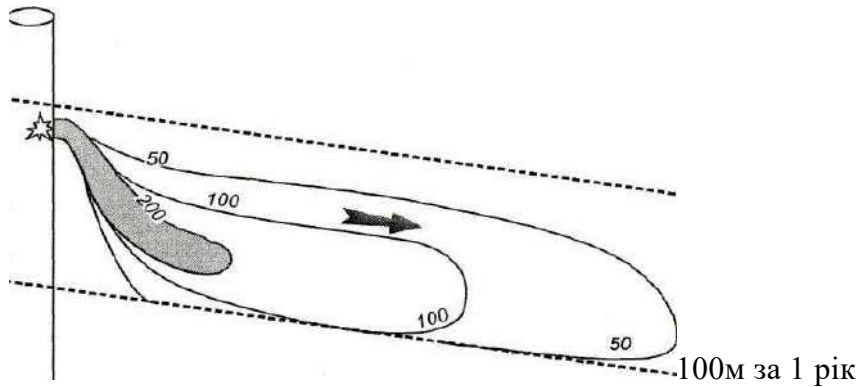


Рисунок 5.1 – Ізолінії мінералізації вод (г/дм^3) у водоносному горизонті при масопереносі в умовах конвекції

Гравітація найбільше істотно позначається на перших етапах розвитку міграційного процесу: інтрузія солоних вод круто поринає й швидко досягає нижньої границі шару. При цьому міняється лише форма ореола, а обсяг і мінералізації вод у його межах практично не відрізняються від вихідних. Вплив природного потоку в цьому випадку мало відчутно. На більш пізніх етапах міграції гравітація визначає також підвищення швидкості просування ореола інтрузії мінералізованих вод по підшві пласта. Подальша міграція приводить до росту розмірів ореола солоних вод, причому в його будові вже чітко виділяються дві зони: внутрішня (ядро), представлена нерозбавленими розсолами, і зовнішня – зона гідродисперсного розмиву бічних границь ядра, у межах якої вміст сольових компонентів міняється від вихідного до фонових значень. Ядро інтрузії як і раніше омивається прісними пластовими водами, причому швидкість його горизонтального переміщення помітно поступається швидкості транзитного потоку. Таке співвідношення у швидкостях приводить до того, що пластова вода, омиваючи тіло мінералізованих вод з бічних сторін, зносить частину речовини, що йде на формування зони розсіювання.

У випадку одноразового викиду ядро мінералізованих вод поступово зменшується в об'ємі і зникає зовсім, а ореол розсіювання сольових компонентів стає усе ширшим.

Фізико-хімічні процеси у водоносних горизонтах здатні викликати помітні зміни проникності порід. Зокрема, у піщаних водоносних горизонтах, куди попали високомінералізовані води, повторне заміщення останніх прісною водою може викликати випадання з розчину сполук, що колюматують пори, і знижують у кілька разів проникність породи.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище передбачаються природоохоронні заходи, викладені у розділі 7.

Застосування сучасних матеріалів і устаткування в системі повернення СПВ, організація надійного контролю за технічним станом поглинальних свердловин дозволить попередити забруднення водоносних горизонтів.

Аварії на водопроводах

Внаслідок корозії та механічних ушкоджень труб можливі витoki вод з водопроводів. Такі витoki мають локальний характер і є одним з найбільш імовірних джерел забруднення ґрунтів, поверхневих 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. Як показує досвід, у перші три роки після спорудження водопроводи мають високу надійність, надалі, у міру зношування труб, імовірність поривів зростає. 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 повернення СПВ витoki мінералізованих вод можливі через малі отвори, що виникають у тілі труби внаслідок корозії, або у зварному шві як результат прихованого дефекту. Розміри таких отворів коливаються в межах від $0,8 \times 1,0$ мм до $3,5 \times 5,0$ мм. З моменту

пориву водопроводу і до моменту його виявлення проходить кілька годин. Витоки через такі отвори можуть скласти 0,15 – 0,35 м³/год, за 12 год у ґрунтовий покрив може надійти 1,8 – 4,2 м³ мінералізованих вод. Місце пориву поглинальних ліній виявляється візуально за падінням тиску в системі повернення, а також при щоденному обході трас напірних водопроводів. Частота поривів трубопроводу зростає зі збільшенням терміну їхньої експлуатації, несвоєчасною заміною зношених труб, недостатнім інгібіторним і катодним захистом, а також залежить від довжини водопроводу.

Витоки мінералізованих вод можуть викликати забруднення ґрунтового покриття, поверхневих та підземних вод.

У таблиці 5.8 вказані основні причини, що обумовлюють технічний ризик відмов трубопроводів, по яких транспортуються супутньо-пластові води.

Таблиця 5.8 – Основні причини, що створюють технічний ризик відмов трубопроводів

Групи причин	Причини
Техногенні	Внутрішня корозія труб. Дефекти будівельного походження: ризики, задири, вм'ятини, подряпини. Дефекти металургійного походження: осадочні раковини, флокери, пухирці, осьові пори, мікротріщини, надрізи. Дефекти зварювальних швів: напливи, кратери, тріщини, перериви у шві, непровари.
Антропогенні	Помилки при: проектуванні, будівництві, техобслуговуванні, експлуатації трубопроводів. Землерийні роботи. Зловмисні пошкодження.

Попередження впливу техногенних причин досягається проведенням дефектоскопії трубної продукції до монтажу водопроводів та застосуванням інгібіторного і антикорозійного захисту труб у процесі їх експлуатації.

Антропогенні причини усуваються своєчасним ремонтом трубопроводів і внесенням необхідних змін в регламент їх техобслуговування та експлуатації, проведенням землерийних робіт за погодженням з відповідними службами підприємства.

5.8 Вплив планованої діяльності на клімат, у тому числі характер і масштаби викидів парникових газів, та чутливістю діяльності до зміни клімату

Основними факторами впливу на клімат є:

- хімічне забруднення атмосфери;
- теплове забруднення повітряного басейну;
- зміна водного режиму району.

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

Вплив хімічних факторів на забруднення атмосфери від здійснення планованої діяльності відсутній.

Теплове забруднення повітряного басейну не передбачається.

В ході провадження планованої діяльності викидів парникових газів у навколишнє природне середовище не відбувається.

За результатами інвентаризації викидів в атмосферу від виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища встановлені основні технологічні процеси виробництва, визначено організовані та неорганізовані джерела викидів, проведена оцінка якісного та кількісного складу забруднюючих речовин, в тому числі речовин, які відносяться до парникових газів. Сумарні валові викиди забруднюючих речовин наведено в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Зведені обсяги викидів забруднюючих речовин і парникових газів на площах Гнідинцівського родовища згідно Звіту з інвентаризації.

№ з/п	Забруднююча речовина		Фактичний обсяг(т/рік)
	код	найменування викидів	
1	2	3	4
1	12000410	Метан	16,17518
2	11000	Неметанові леткі органічні сполуки, в т.ч.:	115,88242
3	11000402	Бутан	25,88872
4	11000403	Гексан	15,98504
5	11000405	Пентан	22,15295
6	1100010304	Пропан	28,15247
7	1100010305	Етан	23,44038
8	1100011705	Суміш насичених вуглеводнів C ₂ -C ₈	0,26286
Усього для підприємства			132,0576

Планована діяльність НГВУ "Чернігівнафтогаз" не матиме впливу на клімат, чутливість діяльності до зміну клімату не очікується.

5.9 Технологія і речовини, що використовуються

У процесі очищення й підготовки супутньо-пластових вод до повернення, а також при їх взаємодії з устаткуванням, реагентами, пластовими водами та породами пласта-колектора, відбуваються різні зміни хімічного складу вказаних вод. Іноді ці зміни супроводжуються несприятливими ефектами: корозією устаткування, утворенням осадів на технологічному устаткуванні, утворенням суспензій і осадів на скелеті порід колектора, що перешкоджають нормальному закачуванню СПВ.

Всі ці процеси в різній мірі впливають на стабільність та надійність повернення СПВ. Два аспекти фізико-хімічних процесів (змішування вод і взаємодія з породами пласта-колектора), тісно пов'язані з геолого-гідрогеологічними параметрами (хімічний склад супутньо-пластових вод, вибір пласта-колектора для повернення, хімічний склад вод і порід цього пласта, термодинамічні умови).

Вимоги до якості закачуваних СПВ

Супутньо-пластові води, призначені для закачування в пласт, можуть бути забруднені механічними домішками, або містити розчинені солі, які, при зміні умов, можуть випадати у вигляді осаду у пласті. Зменшення проникності пласта у присвердловинній зоні внаслідок випадіння осаду призводить до зниження приймальності свердловини. Це, в свою чергу, збільшує витрати на утилізацію СПВ у зв'язку з необхідністю підтримки більш високих тисків та проведення позапланових профілактичних робіт, а також підвищує ризик потрапляння СПВ у навколишнє середовище.

Крім того води вміщують розчинені гази – кисень, сірководень, вуглекислий газ, які підвищують їх корозійну активність. Це, в свою чергу, викликає швидке спрацювання нафтопромислового обладнання. Води також можуть бути забруднені і сульфатвідновлюючими бактеріями, які викликають утворення сірководню, який, піднімаючись разом з нафтою на поверхню, спричиняє інтенсивну корозію підземного обладнання свердловин, обладнання гирла та системи збору і підготовки нафти.

Тому до якості закачуваних в пласт вод встановлено ряд вимог. Зокрема, це вимоги щодо значення вуглеводневого показника; щодо сумісності з пластовою водою та породою покладу; щодо корозійної активності; щодо вмісту сірководню та завислих речовин; відсутності сульфатвідновлюючих бактерій (СВБ) та іонів тривалентного заліза. Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається, відповідно до СОУ 09.1-00135390-150:2017, наведено у таблиці 5.10.

Таблиця 5.10 – Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається

Найменування показника якості води	Значення
Вміст завислих речовин, мг/ дм ³ , не більше	50
Вміст нафтопродуктів, мг/дм ³ , не більше	30
Сумісність з породою покладу та пластовою водою	Повинні бути сумісні
Концентрація іонів водню (водневий показник), рН	Від 6 до 8
Коефіцієнт набухання пластових глин, не більше	0,2
Вміст тривалентного заліза, мг/дм ³	Не допускається
Вміст сірководню, мг/дм ³	Не допускається
Вміст кисню, мг/дм ³ , не більше	0,05
Наявність сульфат-відновлюючих бактерій	Не допускається
Корозійна агресивність, мм/рік, не більше	0,1

Незважаючи на великий досвід закачування СПВ та велику кількість досліджень, питання впливу механічних домішок на приймальність свердловин не втрачає актуальності. Оптимальний вміст механічних домішок в супутньо-пластовій воді, яка повертається в пласт-колектор, визначається геологічними (літологічний склад, пористість і проникність пласта), технологічними (тиск закачування і витрати свердловин, особливості технології обезводнення продукції, хімреагенти, що застосовуються при цьому) та економічними (знаходження балансу між затратами на зміни в технології підготовки води й затратами на обладнання поглинальних свердловин) чинниками. Гранична величина механічних домішок встановлюється в залежності від фільтраційних особливостей пласта-колектора. Для досягнення граничної величини вмісту механічних домішок необхідна підготовка супутньо-пластових вод перед закачуванням за методом відстоювання, заснованого на використанні сил гравітації (один з основних методів виділення із закачуваних вод нерозчинних домішок – механічних частин, краплин нафти).

Застосовують також спосіб, при якому виділяються нерозчинні забруднення шляхом проціджування води через спеціальні фільтри, де як робочий матеріал використовують кварцевий або керамзитний пісок, дрібне скло, графіт, тирсу та ін. Механічні домішки (шлами), що накопичуються в ємностях після відстоювання СПВ, складаються, в основному, з дрібнодисперсних порід приви́бійної зони та з частинок тривалентного заліза, що випадає в осад. Кількість механічних домішок залежить від їх концентрації та від об'єму СПВ.

Крім найчастіше застосовуваного механічного способу очищення води, застосовують хімічний та біологічний способи.

Хімічний спосіб очистки води включає в себе застосування реагентів, які зменшують електричні сили, які взаємодіють між частинками забруднень, викликають їх злипання та укрупнення, що призводить в подальшому до їх осідання на дно.

Біологічна очистка, яка основана на мікробіологічних процесах розпаду колоїдних і розчинених органічних речовин під дією мікробів, практично не застосовується.

Допустимий вміст завислих речовин та нафтопродуктів у водах, що закачуються, в залежності від проникності і пористості покладів наведений в таблиці 5.11.

Таблиця 5.11 – Допустимий вміст завислих речовин та нафтопродуктів у воді, що нагнітається

Тип колектора	Проникність, 10^{-3} мкм ²	Пористість, %	Вміст у воді, мг/дм ³ , не більше	
			завислих речовин	нафто- продуктів
Поровий	від 1 до 5	від 10 до 14	20	10
Поровий	від 5 до 50	від 12 до 21	30	15
Поровий	від 50 до 100	від 16 до 25	40	20
Тріщинувато-поровий	від 100 до 1000	від 16 до 23	50	30

Контроль за якістю закачуваного агенту проводиться шляхом періодичного відбору проб води та їх лабораторного аналізу. Відбір проб води та їх аналіз здійснюється лабораторіями нафтогазовидобувного управління. Порядок відбору проб для визначення показників води наведено в таблиці 5.12.

Таблиця 5.12 – Порядок відбору проб та визначення показників води відповідно до СОУ 09.1-00135 390-150:2017

Місце відбору проб води	Частота відбору проб води та визначення показників	
	за п. 1, 2 таблиці 5.10	за п. 3 – 9 таблиці 5.10
На вході в систему очищення	один раз в декаду	–
На виході із системи очищення	один раз в декаду	–
На виході із КНС	один раз в декаду	один раз в рік
На буфері свердловини	один раз в місяць	–

Фізико-хімічна сумісність пластових вод, що підлягають поверненню

Під час розгляду умов взаємодії в пласті-колекторі двох рідин – супутньо-пластових вод, що повертаються, і пластових вод тріасових відкладів важливо встановити, щоб їх взаємодія не сприяла утворенню більш шкідливих речовин, ніж ті, які наявні у вихідних водах; а також можливість новоутворень, які б не блокували (кольматували) присвердловинну зону пласта-колектора і тим самим не знижували приймальність поглинальних свердловин.

При розгляді даного питання варто враховувати, що взаємодія пластових вод з СПВ відбувається у присвердловинній зоні пласта тільки на початковому етапі повернення, оскільки відбувається поршневе витиснення і зона взаємодії постійно віддаляється від стовбура свердловини пропорційно кореню квадратному від часу процесу повернення.

Можливість збільшення токсичності пластових вод

Підземні води тріасових відкладів мають у своєму складі приблизно однаковий перелік нормованих компонентів (Cl, SO₄, Na, Sr, B, Br, J та ін.) з такими ж компонентами у СПВ, що закачують. Всі вони неорганічні – перебувають у воді у вигляді аніонів і катіонів і не можуть утворювати нових токсичних сполук.

Можливість новоутворень

Досвід повернення супутньо-пластових вод нафтогазовидобувної промисловості показує, що основними ускладненнями при їхньому поверненні є випадання гіпсу (CaSO₄·2H₂O) і карбонатів кальцію та магнію (CaCO₃ і MgCO₃) при їхній взаємодії із пластовою водою. Можливість прояву цих процесів, а також їх інтенсивність залежать від складу вихідних розчинів і термодинамічних умов поглинаючого пласта-колектора.

Сумісність вод з'ясовується на основі лабораторних досліджень. При змішуванні пластової води із СПВ ступінь активності їхньої взаємодії можна попередньо оцінити за зміною кислотності (pH) і окислювально-відновного потенціалу (Eh) суміші. Якщо ці параметри змінюються незначно, то СПВ і пластова вода вважаються сумісними. Якщо ж має

місце інтенсивне утворення осаду і виділення газів, то це свідчить про активну їх взаємодію і про необхідність попередньої підготовки СПВ перед поверненням у поглинаючий пласт-колектор.

З метою дослідження вод на ймовірність утворювати осад (визначити чи перенасичена, чи недонасичена карбонатами і сульфатами) при взаємодії використана методика наведена в п. 5.2 Проекту повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз". Для проведення розрахунку використовуються дані хімічного аналізу природної води, з наступним визначенням величини рН, валових концентрацій кальцію і карбонатних компонентів, а також значення іонної сили.

Супутньо-пластові води Гнідинцівського ГПЗ, які підлягають поверненню у відклади горизонтів Гнідинцівського родовища Хімічний склад підтоварної води Гнідинцівського ГПЗ, дренажних вод Гнідинцівського ГПЗ та води Гнідинцівського родовища є водами хлоркальцієвого типу. Хімічний склад підтоварної води Гнідинцівського ГПЗ, дренажних вод Гнідинцівського ГПЗ та води Гнідинцівського родовища, наведено в таблиці 5.13.

Таблиця 5.13 – Хімічний склад підтоварної води Гнідинцівського ГПЗ, дренажних вод Гнідинцівського ГПЗ та води Гнідинцівського родовища

Хімічний склад	Вміст компонентів, ммоль/дм ³		
	підтоварна вода Гнідинцівського ГПЗ	дренажна вода Гнідинцівського ГПЗ	вода Гнідинцівського родовища
Na ⁺	1607,23	2221,64	2074,06
Ca ²⁺	500,00	330,0	329,99
Mg ²⁺	190,12	125,08	100,06
CO ₃ ²⁻	–	–	–
HCO ₃ ⁻	2,1	2,0	2,8
SO ₄ ²⁻	1,00	6,87	9,66
Cl ⁻	2300,00	2574,78	2398,8

Результати розрахунків дослідження здатності води, яка підлягає поверненню, утворювати осад наведено в таблицях 5.14 та 5.15.

Таблиця 5.14 – Результати аналітичних розрахунків на ймовірність утворення осаду в суміші підтоварної води Гнідинцівського ГПЗ та води Гнідинцівського родовища у різних співвідношеннях

Підтоварна вода /пластова вода	Хімічний склад суміші							Перенасичення води (-), дефіцит (+)	
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺		
	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	карбонатами	сульфатами
1:0	2300,00	1,00	2,1	0	500,00	190,12	1607,23	7,037	1476,52
0,9:0,1	2464,96	1,70	2,19	0	530,50	233,15	1711,15	6,305	1354,55
0,75:0,25	2712,41	2,75	2,32	0	576,25	197,69	1867,03	5,331	1148,60
0,5:0,5	3124,84	4,50	2,55	0	652,50	405,25	2126,84	4,381	849,50
0,25:0,75	3537,25	6,25	2,77	0	728,75	512,82	2386,65	3,150	562,22
0,1:0,9	3784,70	7,30	2,91	0	774,50	577,35	2542,53	2,662	409,65
0:1	3949,67	8,00	3,00	0	805,00	620,38	2646,45	2,418	320,99

Таблиця 5.15 – Результати аналітичних розрахунків на ймовірність утворення осаду в суміші дренажної води Гнідинцівського ГПЗ та води Гнідинцівського родовища у різних співвідношеннях

Дренажна вода / пластова вода	Хімічний склад суміші							Перенасичення води (-), дефіцит (+)	
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+		
	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	ммоль/дм ³	карбонатами	сульфатами
1:0	2574,28	6,87	2,00	0	330,00	125,08	2221,64	10,571	1776,44
0,9:0,1	2712,27	6,98	2,10	0	377,50	174,61	2264,12	8,973	1499,38
0,75:0,25	2918,50	7,15	2,25	0	448,75	248,91	2327,84	7,138	1176,94
0,5:0,5	3262,22	7,43	2,50	0	567,50	372,73	2434,05	5,312	786,16
0,25:0,75	3605,94	7,72	2,75	0	686,25	496,56	2540,25	3,465	514,11
0,1:0,9	3812,18	7,89	2,90	0	757,5	570,85	2603,97	2,765	381,51
0:1	3949,67	8,00	3,00	0	805,00	620,38	2646,45	2,418	320,99

Аналітичні розрахунки підтвердили і візуальні дослідження сумісності вод, які проводилися шляхом змішування їх у вільному обсязі в різних співвідношеннях: 1:10, 10:1 та 1:1. Спостереження за сумішами велися протягом двох тижнів. Утворення осаду та виділення газів не відбувалось. Тому відпала необхідність у проведенні хімічних, рентгенографічних і ін. досліджень осаду й газів, визначення розмірів зважених часток, а також проведення експерименту, що моделює фільтрацію СПВ через зразки породи поглинаючого горизонту, насичені пластовою водою.

У зв'язку з тим, що при змішуванні вод не відбувалось утворення осаду і виділення газів, можна вважати СПВ сумісними з пластовою водою поглинаючого пласта.

Пластові води візейських відкладів, як видно з таблиці 5.13, містять незначну кількість Fe (до 2 мг/дм³), тому можна зробити висновок про те, що гідроксид заліза Fe(OH)₃ у значних кількостях утворюватись не буде і це не призведе до зниження приймальності поглинальних свердловин.

Взаємодія СПВ із породами поглинаючого пласта-колектора

Мінеральний склад порід

Найбільш інертними по відношенню до СПВ є чисті кварцові пісковики з високою проникністю (ефективною пористістю). У цьому випадку не відбувається будь-якої хімічної взаємодії порода-вода, а осадження суспензій за інших рівних умов також мінімальне.

Глинисті прошарки у пласті-колекторі, а також глинистий цемент пісковиків при взаємодії з супутньо-пластовими водами можуть набухати. Це може призвести до зниження проникності поглинаючого пласта.

Процес набухання відбувається внаслідок різниці в концентраціях солей у пластовій воді і супутньо-пластових водах, що закачуються у пласт. Набухання супроводжується збільшенням гідратаційних шарів на поверхні глинистих часток колектора, а питома поверхня їх, як відомо, дуже велика. Інтенсивність набухання тим більша, чим менша мінералізація води, що нагнітається. При зворотному співвідношенні концентрацій може відбуватись стискання глинистих часток.

Найбільш значне набухання відзначається в монтморилонітових глинах, які можуть ввібрати в себе води в кілька разів більше власного об'єму. Схильні до набухання також пілітові глини. Каолінові глини набухають незначно, тому навіть значна кількість каолінових глин у породі практично не позначається на зниженні проникності пласта.

Оскільки передбачувані для повернення супутньо-пластові води візейських відкладів мають значну мінералізацію, то наявність глинистих прошарків у відкладах не повинна впливати на зниження приймальності поглинальних свердловин.

Особливості фільтрації механічних домішок і нафтопродуктів у породах пласта-колектора

Механізм забруднення полягає у відкладенні на фільтруючій поверхні пласта-колектора часток з розмірами рівними або такими, що перевищують діаметри порових каналів. Частки ж менших розмірів проникають вглиб порового простору і відкладаються у порах меншого діаметра. Кількість затриманого осаду в міру віддалення від фільтруючої поверхні швидко зменшується.

Таким чином, швидкому забрудненню піддається тільки фільтруюча поверхня, на якій нові порції домішок затримуються вже на шарі, що утворився. Шар забруднення, поступово збільшуючись і ущільнюючись, створює опір фільтрації супутньо-пластових вод. Коефіцієнт проникності осаду гідроксиду заліза товщиною 0,011 см – 0,0031 см, отриманий розрахунковим шляхом, становить $0,17 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – $0,24 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, тобто шар забруднення практично непроникний для води. Згідно з розрахунками, наведеними в Проєкті, повернення підруслової води з вмістом $0,5 \text{ мг/дм}^3$ часточок гідроксиду заліза при витраті $1000 \text{ м}^3/\text{д}$, час, необхідний для утворення осаду товщиною 0,011 см, становить усього 192 год або 8 діб (за умови, що ці часточки не проникають углиб породи).

З іншого боку практика показує, що на багатьох родовищах роками ведеться повернення води із вмістом часточок гідроксиду заліза, що значно перевищує $0,5 \text{ мг/дм}^3$, без істотного зниження приймальності свердловин.

Деякі дослідники пояснюють тривалу високу приймальність пласта величезною поверхнею фільтрації, що забезпечується широко розвитою сіткою тріщин. Однак, більше обґрунтованим є розгляд фільтрації вод, що нагнітається, через призму такого фізичного явища, як механічна суффозія, яка проявляється в наявності в пластових рідинах великої кількості твердих механічних домішок. Аналіз цих домішок показує, що вони складаються не тільки із продуктів корозії устаткування свердловин, водоводів і іншої арматури, але й з уламків порід пласта-колектора (кварцу, доломітів і ін.) розмірами від 5 мкм до 15 мкм.

У пласті-колекторі перенесення твердих механічних домішок відбувається по порових каналах разом з потоком води, що закачується. Більші частки, наприклад, частки продуктів корозії (пластинки розміром 20 мкм – 30 мкм) можуть застрягати в порових каналах, але, піддаючись напору води і ударам інших часток, дробляться й переміщуються по пласту.

Супутньо-пластові води нафтопромислів містять домішки як органічного, так і мінерального походження, тобто емульсії з диспергованими в мінералізованій воді нафтопродуктами (нафтою) і механічними домішками. Ці домішки перебувають у зваженому стані у вигляді окремих глобул і у вигляді агрегатів.

Порові канали порід колектора мають діаметри від 15 мкм до 40 мкм; зустрічаються пори, що досягають розмірів 50 мкм – 60 мкм і більше, а також тріщини, які бувають відкритими, а іноді заповненими глинистим або карбонатним матеріалом. Очевидно, що частки механічних домішок відповідного розміру за аналогією з явищем механічної суффозії повинні проникати вглиб шару, не затримуючись поверхнею фільтрації.

Таким чином, можна припустити, що основна маса механічних домішок проходить по порових каналах і тріщинах, не маючи помітного впливу на приймальність свердловин, тобто істотним фактором потрібно вважати не масовий вміст цих домішок у СПВ, а їхні розміри і співвідношення розмірів часток і діаметрів пор.

Великі частки, що застрягли на поверхні фільтрації, поступово починають затримувати й більш дрібні частки, а це призводить до нарощування товщини осаду.

При постійному перепаді тиску в товщі осаду наступний шар зазнає меншого тиску, ніж попередній, і ущільнений осад піддається роздробленню, відбувається зрив дрібних часток з фільтруючої поверхні потоком води і перерозподіл домішок по пласту. Завдяки такому механізму не відбувається безперервного нагромадження осаду.

Іноді відбувається повернення води з підвищеним вмістом механічних домішок і абсолютна кількість дрібних і великих часток занадто велика в порівнянні зі здатністю води переміщувати їх по пласту, спостерігається різке зниження приймальності пласта і, якщо не вжити заходів, повне замулення поверхні фільтрації. Однак, якщо перейти на повернення чистої води, з меншим вмістом механічних домішок, приймальність пласта відновлюється.

Звичайно супутньо-пластові води, крім твердих механічних домішок, містять органічні домішки в розчиненому і емульсійному стані або механічно залучені в їхній склад.

Розчинність нафтопродуктів у прісній воді, що залежить від фракційного складу й молекулярної ваги, досягає 20 мг/дм^3 – 25 мг/дм^3 , а в мінералізованій воді — не більше 10 мг/дм^3 . Механічно захоплена нафта легко відділяється після нетривалого відстоювання.

Таким чином, на приймальність поглинальних свердловин може впливати тільки емульгована нафта. Глобули емульгової нафти можуть мати розміри від декількох мікронів до 100 мкм і більше. Розподіл глобул нафти по розмірах, звичайно, на користь дрібних (10 мкм – 15 мкм), їх вміст у СПВ доходить до 50% – 60% від загального числа диспергованих часток. Невеликі глобули нафти не затримуються на поверхні фільтрації, проходячи по порових каналах углиб пласта. Великі глобули нафти, співрозмірні з діаметром порових каналів, будуть затримуватись на поверхні фільтрації і, частково, прилипати до поверхні породи.

Просуванню великих глобул ($R_{\text{гл}} > R_{\text{пор}}$) через пори і порові канали різного діаметру заважає протитиск, що виникає за рахунок різниці в кривизні менісків (капілярний тиск) при переходах із широкого каналу у вузький.

$$P_k = 2\sigma \cdot \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

Крім цього, руху глобули перешкоджає сила тертя. Прикладений тиск для подолання сили тертя визначається за законом Пуазейля:

$$P_{TP} = \frac{8 \cdot q \cdot \mu \cdot l}{\pi \cdot r^2},$$

де q – витрата рідини, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

l, r – довжина і радіус капіляра, м .

Обидві ці сили ($P_k + P_{TP}$) в умовах перепаду тиску й швидкості, створюваних у привибійній зоні при поверненні СПВ не можуть створити істотної перешкоди, і при відповідному перепаді тиску, приймаючи різні конфігурації, глобули нафти просуваються по поровому просторі. При цьому відбувається дроблення великих глобул (коли вони переходять із малих пор через звуження каналу в більші пори). Якщо ж у процесі проходження через пласт глобула нафти все-таки потрапить у гідрофобізовану ділянку породи і прилипне до неї, це буде короточасним явищем. Розглянемо в динаміці фактори, що впливають на міцність закріплення глобули нафти на твердій поверхні породи.

Силу, необхідну для відриву глобули нафти від поверхні, можна оцінити за наступним рівнянням:

$$P = 2\sigma_{\text{НВ}} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \left(\frac{\sin \theta}{r} - \frac{1}{R} \right),$$

де $\sigma_{\text{НВ}}$ – міжфазовий натяг на межі нафта-вода, Н/м ;

r – радіус площі прилипання глобули, м^2 ;

θ – крайовий кут змочування, рад;

R – радіус вершини краплі, м .

Із рівняння видно, що чим більший радіус площі прилипання, міжфазовий натяг і кут змочування, тим міцніше глобула закріплена на поверхні.

Але процес прилипання відбувається в часі, який необхідно для досягнення рівноважного (кінцевого) значення кута змочування, тому на початку цього процесу, коли поточний кут змочування менше рівноважного, необхідна менша сила для відриву.

Тому при русі у глобули нафти менше можливості закріпитися на поверхні, ніж у статичному стані, тобто глобула нафти практично не встигне закріпитись на поверхні і буде захоплена потоком води. Із вищевикладеного випливає висновок, що наявність у СПВ

незначних кількостей нафти в емульгованому стані не повинно бути перешкодою для повернення СПВ.

6 ОПИС МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУВАЛИСЬ ДЛЯ ОЦІНКИ ВПЛИВІВ НА ДОВКІЛЛЯ

Для прогнозу абсолютних значень впливу діяльності на довкілля були використані методи математичного моделювання та екстраполяції.

Для оцінки впливів на довкілля 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. Багаторічні контрольні заміри концентрації забруднюючих речовин на межі СЗЗ промислових майданчиків родовища, не виявили перевищень ГДК по кожному з вимірюваних інгредієнтів. При збереженні існуючого технологічного режиму, можна спрогнозувати, що і в подальшому якісний стан атмосферного повітря за межами СЗЗ і надалі буде в межах норми.

Метод математичного моделювання використовувався під час прогнозування оцінки впливів на стан атмосферного повітря. За допомогою цього методу можливо кількісно оцінити величину значень та відносну участь різноманітних впливів.

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

Кількісна оцінка впливу на атмосферне повітря виконана за нормативами діючого законодавства в сфері охорони навколишнього природного середовища, а саме зазначеннями гранично-допустимих концентрацій (ГДК) в атмосферному повітрі на межі житлової забудови, а також нормативами гранично допустимих викидів, встановлених Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 309 від 27.06.2006 р. та медико-санітарним нормативом допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 10 травня 2024 року № 813.

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», ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації»).

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення виконана відповідно до «Методичні рекомендації. Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря (затв. Наказом МОЗ України від 17.01.2022 № 89).

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

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

1. Розрахунок ризиків планової діяльності:

– Додатки Б та В ДБН А.2.2-1:2021 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС).

2. Розрахунок рівнів шуму – згідно методик:

– ДСТУ-Н Б В.1.1-35:2013 “Настанови з розрахунку рівнів шуму в приміщеннях і на територіях”.

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

При реалізації проєктних рішень особливу увагу необхідно звернути на якість гідроізоляції технологічних споруд і організації водовідведення з промислового майданчика.

Для зниження впливу повернення СПВ на навколишнє середовище необхідно передбачити ряд технологічних рішень і заходів контролю.

7.1 Основні технологічні рішення і заходи

Для зниження впливу закачування СПВ на навколишнє середовище робочим проєктом передбачено ряд технологічних рішень і заходів контролю. Особливу увагу необхідно звернути на якість гідроізоляції технологічних споруд та організації водовідведення з проммайданчика.

Основні вимоги до поверхневого обладнання при облаштуванні об'єкту повернення СПВ наступні:

- застосування закритої системи збору, підготовки й транспортування супутньо-пластових вод для їх повернення;
- покриття внутрішніх стінок резервуарів і водоводів антикорозійним захистом;
- застосування липких ізоляційних стрічок, бітумних мастик, армованих скловолокном для охорони зовнішніх порушень водоводів від ґрунтової корозії;
- використання інгібіторів і катодного захисту для продовження у кілька разів термінів служби трубопроводів;
- встановлення відсікаючих засувок на водоводах та запобіжних клапанів на устях свердловин для запобігання розливів супутньо-пластових вод при поривах трубопроводів і запірної арматури;
- здійснення обвалування й асфальтування (бетонування) робочих площадок насосних станцій, проведення збору зливових та промислових стоків з їх території;
- проведення якісної рекультивациі та застосування біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.

Дотримання вищеперелічених технічних вимог забезпечуватиме надійний захист поверхневого обладнання на родовищі при поверненні СПВ.

7.2 Вимоги до конструкцій поглинальних свердловин

Вимоги до конструкції поглинальних свердловин, також до технологій розкриття і освоєння пластів обґрунтовуються у проєктах промислової розробки покладів (родовищ) і визначаються у робочих проєктах. Дані вимоги повинні забезпечувати:

- можливість нагнітання передбачених в проєкті обсягів та можливість вживання геолого-технічних заходів;
- максимальну фільтрувальну поверхню пласта, запроектовану приймальність і охоплення впливом усього розкритого продуктивного пласта;
- проведення усіх видів досліджень з використанням відповідного устаткування, апаратури тощо;
- надійне роз'єднання пластів і об'єктів розробки із застосуванням спеціального обладнання;
- герметичність устя поглинальних свердловин за умови зміни температур та тисків.

Поглинальні свердловини обладнуються наземним і внутрішньосвердловинним обладнанням. На усті встановлюється спеціальна арматура, розрахована на максимально очікуваний тиск нагнітання. Гирлова арматура або нагнітальний трубопровід обладнуються зворотним клапаном для запобігання перетіканню води, що повертається в пласт із

свердловини під час аварії чи тимчасового припинення нагнітання. Закачування СПВ здійснюють лише через колону насосно-компресорних труб (НКТ), спущену до верхніх отворів інтервалу перфорації та ізолювану пакером. Нижню частину колони НКТ обладнують воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибинних вимірювальних приладів під час проведення дослідних робіт. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин та устьового обладнання поглинальні свердловини обладнуються манометрами і термометрами для контролю за тисками і температурою агентів впливу, пристроями для регулювання тиску і приймальності свердловин. Герметичність обсадної колони і відсутність затрубної циркуляції у свердловинах визначаються шляхом аналізу устьових тисків, кривих відновлення устьового тиску, дослідженнями із застосуванням глибинних витратомірів, резистивіметрів, електротермометрів, радіоактивних ізотопів, інтервального опресування за допомогою пакера на трубах. Обладнання для нагнітання (насосне, компресорне тощо) має забезпечити нагнітання в передбачених проєктами обсягах. Від обладнання для нагнітання до кожної свердловини прокладаються трубопроводи, діаметр і довжина яких визначаються відповідно до обсягів і тисків нагнітання, до розміщення свердловин відносно розподільних пунктів і обладнання. Водопроводи до свердловин повинні укладатись у траншеї на глибину, яка б запобігала замерзанню води на випадок припинення закачування води в зимовий період. Для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і НКТ повинні мати спеціальне покриття або інгібіторний захист.

Лінії подачі води до початку робіт повинні опресовуватись на півторакратний очікуваний робочий тиск.

Комплекс робіт по переведенню свердловин у нагнітальний фонд передбачає проведення ізоляційних робіт, робіт з метою перевірки герметичності цементних мостів, перфорацію експлуатаційних колон навпроти пласта-колектора та проведення геофізичних спостережень з метою визначення приймальності при різних тисках на гирлі.

7.3 Контроль процесу повернення СПВ

Надійний контроль за процесом повернення пластових супутніх вод можливий при комплексному спостереженні змін, що відбуваються у надрах, за допомогою хімічних, гідродинамічних і геофізичних методів, охоплюючи дослідженнями весь діючий фонд поглинальних свердловин.

До факторів, що попереджують вплив на геологічне середовище, відносяться герметичність всього устаткування; корозійна стійкість; дотримання режиму закачування; справність контрольно-вимірювальних приладів; проведення профілактичних і відновних ремонтів.

Види робіт, методи та періодичність контролю процесу повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі наведено у таблиці 9.1.

Таблиця 7.1 – Види робіт, методи й періодичність контролю процесу повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі

Методи контролю	Місце відбору або виміру	Види робіт	Періодичність контролю
1	2	3	4
Хімічні	На вході в систему очищення	Відбір проб води і їх аналіз	—
	На виході із системи очищення		—
	На виході із КНС		один раз на рік
Гідродинамічні	Діючі поглинальні свердловини/резервні свердловини (у випадку використання)	Замір приймальності	1 раз на місяць
		Замір тиску закачування	1 раз на місяць
		Замір пластового тиску	1 раз у рік
		Замір статичного рівня	1 раз у рік
		Визначення приймальності	Епізодично при дії на ПЗП

Кінець таблиці 7.1

1	2	3	4
Геофізичні	Діючі поглинальні свердловини/резервні свердловини (у випадку використання)	Гамма-каротаж	1 раз у рік
		Термокаротаж	1 раз у рік

За ходом збору та підготовки СПВ, їхнього перекачування по водопроводах у свердловини необхідно здійснювати щоденний контроль. Запис показань ведеться у спеціальному реєстраційному журналі. У журналі реєструються наступні дані.

На пункті повернення СПВ в пласт-колектор:

- тиск на насосах;
- об'єм закачаних СПВ;
- тиск у нагнітальному трубопроводі;
- витрата інгібітору корозії;
- результати аналізу закачаних СПВ (хімічний склад, механічні домішки).

По кожній поглинальній свердловині:

- тиск на усті;
- тиск у міжколонному просторі (між ліфтовою і експлуатаційною колонами);
- стан герметичності фонтанної арматури, підвідних ліній.

7.4 Заходи щодо зниження корозійної активності СПВ

За результатами стендових досліджень та промислового моніторингу визначено, що середня корозійна агресивність підтоварної води на ділянці з підтримки пластового тиску Гнідинцівського цеху складає від 0,19 мм/рік до 0,38 мм/рік. Періодично корозійна агресивність пластової води зростає до 0,4 мм/рік – 0,7 мм/рік, що пов'язано із інтенсифікацією окисно-відновних процесів по причині присутності розчиненого кисню.

На ділянку з підтримання пластового тиску Гнідинцівського цеху транспортується вода із очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ. Установка очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ складається з двох технологічних потоків. Перший технологічний потік – пластова вода, що поступає з установки підготовки нафти на очисні споруди (вміст розчиненого кисню мінімальний в межах допустимих норм – до 0,05 мг/дм³), другий технологічний потік – промливневі стоки з технологічних установок заводу (в тому числі скид оборотної води із систем охолодження технологічних установок). Вміст розчиненого кисню в таких водах в залежності від пори року складає від 2 мг/дм³ до 7 мг/дм³. Змішування підтоварної та технічної (прісної) води призводить до зростання вмісту розчиненого кисню в підтоварній воді та значного підвищення її корозійної агресивності за рахунок зміни механізму корозійних процесів з електрохімічного на окисно-відновний.

За результатами моніторингу визначено, що вміст розчиненого кисню у транспортованій підтоварній воді (дослідження проводилися перед центробіжними насосами ЦНС на ділянці з підтримки пластового тиску Гнідинцівського цеху) складає від 0,5 мг/дм³ до 2,5 мг/дм³. Згідно з СОУ 09.1-00135390-034:2015 для безпечної експлуатації трубопровідних систем вміст розчиненого кисню не повинен перевищувати 0,5 мг/дм³.

У зв'язку із неможливістю змінити потоки підтоварної та прісної води на очисних спорудах Гнідинцівського ГПЗ (унеможливити їх змішування) необхідно проводити попередню підготовку технічної (прісної) води.

Попередня підготовка технічної води полягає в механічній фільтрації (видалення механічних домішок та нерозчинних карбонатів кальцію та магнію) та нейтралізації, які виконують дану функцію. Застосування вищевказаних методів підготовки технічної води дозволить значно понизити корозійну агресивність підтоварної води, яка утилізується в поглинальні свердловини Гнідинцівського родовища.

Нейтралізація розчиненого кисню також дозволить збільшити ефективність інгібіторного захисту, оскільки більшість плівкоутворюючих інгібіторів корозії значно

понижують свою ефективність у високомінералізованому середовищі із значним вмістом розчиненого кисню.

Також пропонується додатковий захист колекторів та нагнітальних ліній свердловин із застосуванням плівкоутворюючих інгібіторів корозії ("Рена-Нафтохім-8 ІСВ", ІНКО-Св, ІН-ЕСО 168) по технології постійного їх введення дозуючими насосами НД 10/100 перед центробіжними насосами ЦНС.

В залежності від ефективності інгібіторного захисту (кінцевої швидкості корозії) в кінцевій точці системи, дозування проводиться при концентрації від 25 мг/дм^3 до 40 мг/дм^3 . Концентрація інгібітора підбирається в процесі промислового впровадження.

Застосування попередньої підготовки технічної води на Гнідинцівському ГПЗ та інгібіторний захист колекторів і нагнітальних ліній скидових свердловин забезпечить надійний захист трубопроводних систем від корозійного руйнування.

Контроль за корозійною агресивністю середовища, яке транспортується у скидові свердловини та ефективністю інгібіторного захисту шлейфів поглинальних свердловин Гнідинцівського родовища здійснюється згідно з СОУ 09.1-00135390-034:2015 та СОУ 11.1-00135390-099:2009.

Промисловий моніторинг корозійної агресивності середовища та ефективності інгібіторного захисту проводиться постійно. Основною його метою є:

- оцінка фактичної ступені корозійної агресивності середовища та ефективності захисту діючого обладнання від корозії в часі;
- визначення можливої зміни корозійної агресивності середовища та ефективності інгібіторного захисту в часі;
- корегування параметрів захисту (зміна концентрації інгібітора чи поглиначи кисню, введення ударних доз реагенту тощо) у випадку пониження ефективності захисту.

Визначення корозійної агресивності середовища і захисної дії інгібіторів корозії проводять гравіметричним, електрохімічним методами та за вмістом іонів заліза в середовищі.

Взірці-свідки для гравіметричного методу готуються згідно з СОУ 11.1-00135390-034:2015 і встановлюються у вузли їх експозиції фахівцями НГВУ один раз в квартал з терміном експозиції один місяць. Взірці-свідки встановлюються до вводу інгібітора корозії (перед насосами ЦНС) та на нагнітальних свердловинах.

Постійний лабораторний контроль за вмістом іонів заліза здійснює лабораторія НГВУ "Чернігівнафтогаз" (відбір проб для аналізу проводиться не менше одного разу в тиждень).

Дослідження та моніторинг ефективності захисту електрохімічним методом здійснюється фахівцями НГВУ та НДПІ АТ "Укрнафта":

- заміри швидкості корозії на датчиках проводяться фахівцями НГВУ не менше одного разу в два тижні та надсилаються в НДПІ АТ "Укрнафта" для систематизації та аналізу;
- стендові дослідження корозійної агресивності середовищ пілотною установкою типу "Монікор-стенд" проводяться не менше одного разу в півроку фахівцями НДПІ АТ "Укрнафта".

На основі промислового моніторингу та аналізу поривів трубопроводів робиться висновок щодо ефективності застосування інгібіторного захисту та надаються рекомендації щодо можливого корегування параметрів захисту.

Вимогою до інгібіторного захисту системи скиду води Гнідинцівського родовища є:

- ефективність захисту в кінцевій точці системи (на скидових свердловинах) не нижче 80 %;
- швидкість корозії – не вище $0,05 \text{ мм/рік}$ – $0,1 \text{ мм/рік}$ (в залежності від вмісту іонів заліза та типу корозійного руйнування (поверхнева, піттингова корозія тощо). Якщо швидкість фонові корозії більша $0,75 \text{ мм/рік}$, допускається кінцева швидкість корозії після вводу інгібітора до $0,15 \text{ мм/рік}$ (при ступені захисту не менше 80 %);
- вміст іонів заліза не більше 100 мг/дм^3 (при умові, що швидкість корозії не більша $0,1 \text{ мм/рік}$).

7.5 Компенсаційні заходи

Компенсаційні заходи полягають у відшкодуванні втрат, спричинених самим процесом втілення проєкту. Відшкодування та плата за користування необхідних компонентів навколишнього середовища проводиться згідно діючого законодавства. Такі розрахунки проводяться на основі спеціально затверджених методик згідно встановлених тарифів.

Відповідно до вимог Податкового кодексу України підприємство має податкові зобов'язання з екологічного податку:

— за викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами забруднення;

— за розміщення відходів (крім розміщення окремих видів (класів) відходів як вторинної сировини, що розміщуються на власних територіях (об'єктах) суб'єктів господарювання).

Об'єктом оподаткування екологічним податком при реалізації планованої діяльності, відповідно до ст. 242 Податкового кодексу України, будуть обсяги та види забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферне повітря стаціонарними джерелами та обсяги та види (класи) розміщених відходів, крім обсягів та видів (класів) відходів як вторинної сировини, що розміщуються на власних територіях (об'єктах) суб'єктів господарювання.

Згідно зі ст. 14, п. 14.1.223 Податкового кодексу України, розміщення відходів - це постійне (остаточне) перебування або захоронення відходів у спеціально відведених для цього місцях чи об'єктах. Таким чином, відходи, які передаються іншим суб'єктам господарювання згідно укладених договорів не є об'єктом оподаткування.

АТ "Укрнафта" самостійно обчислює суму податкових зобов'язань з рентної плати та екологічного податку у відповідності до вимог Податкового кодексу України.

Підрядні організації, у випадку їх залучення до виконання робіт при реалізації планованої діяльності, самостійно обчислюють та сплачують податкові зобов'язання з екологічного податку, що виникають в результаті їх діяльності.

Згідно зі ст. 241 Податкового кодексу України, екологічний податок, що справляється за викиди в атмосферне повітря забруднюючих речовин пересувними джерелами забруднення у разі використання ними палива, утримується і сплачується реалізатором цього палива. Тому суб'єктом господарювання екоподаток за викиди від автотранспорту не сплачуватиметься.

8 ОПИС ОЧІКУВАНОГО ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ ДІЯЛЬНОСТІ НА ДОВКІЛЛЯ, ЗУМОВЛЕНОГО ВРАЗЛИВІСТЮ ПРОЄКТУ ДО РИЗИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ, ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ЧИ ПОМ'ЯКШЕННЯ ВПЛИВУ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ НА ДОВКІЛЛЯ ТА ЗАХОДІВ РЕАГУВАННЯ НА НАДЗВИЧАЙНІ СИТУАЦІЇ

Згідно з описом і оцінкою ризиків для здоров'я людей та довкілля через можливість виникнення надзвичайних ситуацій, наведеним у розділах 5.2.3 даного Звіту, значного негативного впливу планованої діяльності на довкілля, зумовленого вразливістю до ризиків надзвичайних ситуацій не передбачається.

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

Ведення технологічного процесу повернення СПВ у надра відповідно до Проєкту повернення СПВ, забезпечення попередження виникнення аварійних ситуацій, додержання вимог природоохоронного законодавства щодо охорони довкілля забезпечує безпечне функціонування об'єкту та мінімізацію негативного впливу на стан навколишнього середовища.

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

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

Для Чернігівської області зона сейсмічної інтенсивності – 6 балів за шкалою Ріхтера. Дана обставина свідчить про низьку ймовірність аварійної ситуації внаслідок землетрусів.

Потенційно аварійна ситуація можлива також у разі дії ураганів (смерчів). Вона залежить від сили, яка вимірюється в балах, або швидкості переміщення повітряних мас.

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 (75 км/год) – це шторм, понад 32,6 м/с (117 км/год) – ураган. Згідно вказаної шкали значні руйнування і виривання дерев з корінням можливе при вітрах швидкістю понад 24,5 м/с (близько 90 км/год) Враховуючи статистику виникнення штормів і ураганів такої сили у Чернігівській області, цей чинник також можна вважати малоімовірним, а відповідно, і виникнення аварійних ситуацій через цю подію.

Запобігання можливому забрудненню забезпечується за рахунок виконаної надійної ізоляції підземних питних водоносних горизонтів шляхом ізоляції затрубного простору свердловини. З метою недопущення забруднення підземних вод при можливих проливах СПВ передбачається облаштування майданчику свердловини покриттям із плит, влаштування приймку та борту по периметру проєктних плит.

Для уникнення та своєчасної ліквідації аварійних ситуацій проєктом передбачена система контролю за поверненням СПВ, в т. ч. за хімічним складом пластових вод у поглинальній свердловині.

На промайданчиках Гнідинцівського родовища враховані всі рішення для уникнення аварійних ситуацій: обладнання повністю герметизується, для безпечного доступу до запірної арматури та для обслуговування обладнання передбачені майданчики, на всіх технологічних лініях встановлюються манометри для контролю за тиском, уся запірна арматура відповідає характеристикам робочого середовища, передбачений антикорозійний захист водогонів.

Вплив експлуатаційних чинників на виникнення аварійних ситуацій має випадковий характер, локальний по площі, короткочасний і попереджається, насамперед, суворим регламентом технологічного процесу в рамках проєктного режиму; організацією надійного контролю за технічним станом устаткування.

Перелічені заходи дозволяють мінімізувати можливість виникнення надзвичайних ситуацій, та забезпечити запобігання впливу надзвичайної ситуації на довкілля чи його пом'якшення до незначного та допустимого рівня.

Згідно з проведеною оцінкою впливу на довкілля значного негативного впливу на складові компоненти навколишнього середовища від провадження планованої діяльності не прогнозується. Незначний та допустимий вплив прогнозується на ґрунтовий покрив, водні ресурси, стан фауни і флори. Впливу на кліматичні фактори та матеріальні об'єкти не передбачається, 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).

Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження.

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

Труднощів у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на довкілля не виникало.

10 УСІ ЗАУВАЖЕННЯ І ПРОПОЗИЦІЇ ГРОМАДСЬКОСТІ ДО ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

Повідомлення про плановану діяльність (справа у Єдиному державному реєстрі з оцінки впливу на довкілля за № 13959), що підлягає оцінці впливу на довкілля, розміщено в публічних місцях на території Варвинська територіальної громади: с. Варва, вул. Шевченка, буд. 37, с. Варва, вул. Миру, буд. 2, с. Варва, вул. Миру, буд. 19, с. Варва, вул. Петра Скоропадського, буд. 1, с. Гнідинці, вул. Незалежності, буд. 44, с. Гнідинці, вул. Незалежності, буд. 67, с. Гнідинці, вул. Незалежності, буд. 36А, с. Гнідинці, вул. Незалежності, буд. 45, а також в Єдиному державному реєстрі з оцінки впливу на довкілля на Єдиній екологічній платформі «ЕкоСистема».

У відповідності до п. 7 ст. 5 Закону України "Про оцінку впливу на довкілля" протягом 12 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 12 робочих днів з дня офіційного оприлюднення (18.08.2025 р.) повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, зауважень і пропозицій від громадськості не надходило (лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у Додатку 6).

11 СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

У 2024 році на Гнідинцівському родовищі було проведено комплекс робіт з післяпроектного моніторингу на виконання умов п.6 Висновку з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з «Продовження господарської діяльності з видобування корисних копалин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату, супутніх: гелію, етану, пропану, бутанів), розташованого у Прилуцькому районі Чернігівської області, на підставі спеціального дозволу на користування надрами [REDACTED] від 31.08.1998 р.» № [REDACTED] від 09.08.2019 р.

Дослідження кількісних та якісних показників забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, показників забруднюючих речовин в ґрунті, підземних та поверхневих водах виконано Службою охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ «Укрнафта». Свідоцтво про технічну компетентність Служби надано в Додатку 5.

З метою визначення впливу на атмосферне повітря технологічного обладнання промислових майданчиків Гнідинцівського родовища, було здійснено контроль за рівнем забруднення атмосфери на межі санітарно-захисних зон (СЗЗ) об'єктів: УНТС, БКНС, ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, ГЗУ-5. Крім того, контроль за станом атмосферного повітря здійснено також на межі житлової забудови с. Ященків, с. Світличне, с. Гнідинці, с. Остапівка.

Для контролю стану атмосферного повітря в пунктах спостереження розташованих на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків визначалися концентрації типових для

кожного майданчика забруднюючих речовин, а саме: метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану.

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) та орієнтовно-безпечних рівнів дії (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Вплив промислових об'єктів нафтогазовидобутку, що розташовані на території Гнідинцівського родовища, на стан атмосферного повітря допустимий, перевищення та порушення норм відсутні.

З метою організації моніторингу за станом підземних та поверхневих вод на Гнідинцівському родовищі сформовано мережу моніторингу.

Відбір проб проводився спеціалістами лабораторії моніторингових досліджень Служби охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ «Укрнафта» згідно вимог ДСТУ ISO 5667-6:2009 "Якість води. Відбирання проб. Частина 6. Настанови щодо відбирання проб води з річок та інших водотоків"; ДСТУ ISO 5667-11:2005 "Відбирання проб. Частина 11. Настанови щодо відбирання проб підземних вод". Лабораторні вимірювання здійснювались за атестованими методиками виконання вимірювань (МВВ), допущених до використання та наведених у Паспорті лабораторії з використанням повірених засобів вимірювальної техніки.

Для визначення впливу нафтопромислової діяльності на стан водного середовища дослідження проводилися в тому числі за показниками:

- загальна мінералізація води, мг/дм³;
- концентрація хлорид-іонів, мг/дм³;
- концентрація гідрокарбонат-іонів, мг/дм³;
- вміст нафтопродуктів, мг/дм³.

В цілому на Гнідинцівському родовищі стан підземних та поверхневих вод задовільний. Нафтопродукти не виявлені у жодній з відібраних проб. В криницях підвищена мінералізація води переважно зумовлена домінуючим вмістом гідрокарбонат-іону, характерного для природного складу вод у цій місцевості.

У 2024 році в межах території Гнідинцівського родовища у визначених точках спостережень проведено моніторинг показників забруднюючих речовин в ґрунті.

Об'єктом дослідження був поверхневий шар ґрунту (0 – 20 см), відібраний на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків Гнідинцівського родовища та на території с. Ященків.

Роботи було виконано шляхом відбору проб, лабораторного визначення хімічного складу досліджуваних ґрунтів та вивчення їх фізичних та фізико-хімічних властивостей. Відбір проб ґрунту проводився відповідно до вимог ДСТУ 4287:2004 та ДСТУ ISO 10381-3:2004. Всі дослідження було виконано лабораторією моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ «Укрнафта».

Для визначення впливу нафтопромислової діяльності на стан ґрунтового покриву дослідження проводилися за такими показниками:

- рН водної витяжки, одиниці рН
- вміст карбонатів, мг/кг
- вміст бікарбонатів, мг/кг
- вміст хлоридів, мг/кг
- вміст кальцію, мг/кг
- вміст магнію, мг/кг
- вміст сульфатів, мг/кг
- вміст натрію, мг/кг
- вміст калію, мг/кг
- щільний залишок, %
- токсичні солі, мг/кг
- вміст заліза загального Fe(заг), мг/кг
- вміст вуглецю органічної речовини, %
- гумус, %
- вміст азоту лужногідролізованого, мг/кг

- вміст рухомого фосфору, мг/кг
- вміст нафтопродуктів, мг/кг

Всі роботи з відбору та дослідження проб ґрунтів, підземних та поверхневих вод здійснює лабораторія моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ «Укрнафта».

Контроль за станом забруднення атмосферного повітря на території виробничих майданчиків і на межі санітарно-захисної зони проводиться шляхом визначення максимально-разових концентрацій шкідливих речовин.

Завданням контролю за викидами в атмосферу являється:

- контроль вмісту шкідливих речовин у викидах від джерел забруднення;
- контроль за рівнем забруднення атмосферного повітря на території проммайданчика і в населеному пункті;
- виконання річної звітності з охорони атмосферного повітря в установленому порядку по формі 2ТП (повітря), затвердженого наказом Мінстату України № 77.

Підчас здійснення планової діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Пропонується використовувати для контролю за станом атмосферного повітря вже існуючі пункти спостереження в зоні впливу БКНС з періодичністю один раз на рік.

Під час проведення контролю лабораторія моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ «Укрнафта» визначає концентрації забруднюючих речовин за допомогою інструментально-лабораторних методів, а саме: хроматографічного (вуглеводнів), вагового (сажі), за допомогою газоаналізаторів (оксидів азоту, SO₂, CO).

Заходи щодо контролю за впливом на довкілля включають два завдання:

а) науково-технічне, направлене на оцінку еколого-економічної ефективності застосовуваних і перспективних процесів, пристроїв, технологій і природоохоронних заходів;

б) постійний контроль за:

- виконанням заходів, передбачених проєктом;
- реальним станом довкілля;
- виявленням джерел забруднення та їх ліквідацією.

Загальне керівництво організацією робіт по виконанню природоохоронних заходів і по контролю у відповідності до вимог законодавчих і нормативних документів здійснюється керівником підприємства або його заступником.

Повсякденний контроль за станом обладнання і технічних засобів по запобіганню забруднення навколишнього середовища повинен здійснюватися силами бригади під керівництвом майстра з добування нафти, газу та конденсату. Майстер бригади повинен доводити до відома працівникам їх обов'язки з контролю за станом окремих ділянок та обладнання, несправність якого може призвести до забруднення навколишнього середовища.

Контроль за станом довкілля здійснюється службою з охорони навколишнього природного середовища та відповідними комісіями. Зауваження, виявлені недоліки і порушення, та пропозиції по їх усуненню пропонується заносити в журнал оперативного контролю з охорони праці.

Підрозділ підприємства (структурна одиниця), що здійснює планову діяльність на земельній ділянці, несе відповідальність за виконання природоохоронних заходів, передбачених проєктом, в тому числі:

- контроль за дотриманням вимог технологічних регламентів та станом обладнання, що запобігає виникненню аварійних ситуацій та попереджує забруднення навколишнього середовища, періодичність контролю – щоденно;
- здійснення контролю стану атмосферного повітря на межі СЗЗ виробничих

проммайданчиків відповідно до умов діючого Дозволу на викиди забруднюючих речовин;

– здійснення післяпроектного моніторингу на виконання умов Висновку з оцінки впливу на довкілля на Гнідинцівському родовищі.

За результатами проведених моніторингових досліджень в 2024 році, на території виробничих майданчиків та свердловин Гнідинцівського родовища, службою екологічної та радіаційної безпеки НГВУ "Чернігівнафтогаз" підвищення радіаційного фону не зафіксовано (розділ 3.3, таблиця 3.3).

Радіаційний контроль передбачено виконувати згідно з «Основними санітарними правилами забезпечення радіаційної безпеки України», які затверджені наказом МОЗ України від 02.02.2005 № 54, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 20.05.2005 №552/10832.

12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Ціллю планованої діяльності є повернення супутньо-пластових вод (СПВ) в поглинаючий горизонт тріасу при видобуванні корисних копалин (вуглеводнів) в межах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища. АТ "Укрнафта".

Ліцензійна площа території провадження планованої діяльності становить 49,05 км² та обмежується координатами кутових точок ділянки родовища, що зазначені в спеціальному дозволі на користування надрами.

Спеціальний дозвіл на користування надрами Гнідинцівського родовища видано 31.08.1998 р. (реєстраційний номер [REDACTED], термін дії – 20 років), власником якого є АТ "Укрнафта". Гірничий відвід для розробки родовища виданий Управлінням Київського Округу Держгіртехнагляду України за [REDACTED] від 19.02.2001 р. Наказом Державної служби геології та надр України від 27.12.2018 р. [REDACTED] термін дії спеціального дозволу було продовжено до 31.08.2038 р.

Для здійснення планованої діяльності з повернення СПВ на Гнідинцівському родовищі НГВУ «Чернігівнафтогаз» АТ «Укрнафта» використовує наступні земельні ділянки відповідно до договорів оренди землі, укладених Підприємством з сільськими радами у 2005 році, терміном на 49 років та оформлених в установленому порядку:

- 42,3117 га земель Гнідинцівської сільської ради (договір оренди № 040584900003, рішення від 03.08.2005р.); 0,176 га (договір оренди від 15.12.2006р.);
- 30,1088 га Світличеської сільської ради (договір оренди №040584900010, рішення від 03.08.2005 р.);
- 8,3007 га Остапівської сільської ради (Договір оренди №040584900001, рішення від 03.08.2005р).

Всі існуючі технологічні об'єкти родовища мають чинні дозволи на викиди, отримані у встановленому законодавством порядку.

НГВУ " Чернігівнафтогаз" АТ "Укрнафта" отримано висновок з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з «Продовження господарської діяльності з видобування корисних копалин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату, супутніх: гелію, етану, пропану, бутанів), розташованого у Прилуцькому районі Чернігівської області, на підставі спеціального дозволу на користування надрами № [REDACTED] від 31.08.1998 р.» № [REDACTED] від 09.08.2019 р.

У 2024 році на Гнідинцівському родовищі було проведено комплекс робіт з післяпроектного моніторингу на виконання умов п.6 Висновку.

Дослідження кількісних та якісних показників забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, показників забруднюючих речовин в ґрунті, підземних та поверхневих водах виконано Службою охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ «Укрнафта» (Свідоцтво про технічну компетентність /Додаток 5/).

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) та орієнтовно-безпечних рівнів діяння (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Вплив промислових об'єктів нафтогазовидобутку, що розташовані на території Гнідинцівського родовища, на стан атмосферного повітря допустимий, перевищення та

порушення норм відсутні.

Територія здійснення планованої діяльності знаходиться на відстані близько 500 м в південно-західному напрямку від с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області, 700 м в східному напрямку від с. Світличне Прилуцького району Чернігівської області, 1,1 км в північно-західному напрямку від с. Остапівка Прилуцького району Чернігівської області та 1,8 км в північному напрямку від с. Ященків Прилуцького району Чернігівської області.

Супутньо-пластові води утворюються у процесі підготовки нафти, який передбачає її дегазацію і зневоднення. Основними джерелами впливу на оточуюче середовище є об'єкти виробничої діяльності, що входять до складу технологічної схеми збору, підготовки та транспортування видобутої продукції та системи повернення СПВ у тріасовий горизонт. Вказана технологічна схема детально описана в розділі 1.3.

В умовах Гнідинцівського родовища найбільш прийнятним методом, що забезпечує зменшення ризику забруднення навколишнього природного середовища, є повернення СПВ у тріасовий пласт-колектор.

Цьому сприяє створена до теперішнього часу система інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Об'єми СПВ, відповідно наведених розрахунків в п. 7.1 Проекту повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт Гнідинцівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз", за нормальних умов очікуються близько 4860 м³/д, тиск повернення СПВ на гирлі усередненої поглинальної свердловини – 5,6 МПа.

У випадку збільшення об'ємів супутньо-пластових вод для забезпечення роботи тиски на усті коригуватимуться. Конкретна величина тиску нагнітання води буде уточнена за результатами проведення геофізичних робіт та гідродинамічних досліджень.

Для повернення СПВ рекомендується використовувати наступні свердловини родовища: 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174.

При реалізації проєктних рішень щодо закачування СПВ у свердловини необхідно дотримуватися нижченаведених технічних та технологічних вимог. Фонтанна арматура повинна бути обладнана зворотним клапаном для запобігання перетіканню води, що повертається в пласт зі свердловини при аварії на нагнітальному трубопроводі або тимчасовому припиненні її поглинання. Закачування СПВ у поглинальні свердловини повинно здійснюватися тільки через колону НКТ, спущену до верхніх отворів інтервалу перфорації. Низ колони НКТ обладнується воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибинних замірних приладів при проведенні дослідних робіт.

Закачування СПВ у поглинальні свердловини при тисках на гирлі більших від тиску, на який опресована експлуатаційна колона, повинно здійснюватися через НКТ з пакером, який ізолює колону від впливу високих тисків і встановлюється над пластом (об'єктом) на 50 м вище верхніх отворів перфорації, у який закачується робочий агент. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин і гирлового обладнання поглинальні свердловини повинні бути обладнані манометрами для контролю за тиском і пристроями для регулювання тиску. Водопроводи до свердловин повинні укладатись у траншеї на глибину, яка б запобігала замерзанню води на випадок припинення закачування води в зимовий період. Для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і НКТ повинні мати спеціальне покриття або захист інгібіторів.

Лінії подачі води після збирання до початку робіт повинні бути опресовані на півторакратний очікуваний робочий тиск. Перед початком робіт по подачі води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Комплекс робіт по переведенню свердловин в поглинальний фонд передбачає проведення ізоляційних робіт, робіт з метою перевірки герметичності цементних мостів, перфорацію експлуатаційних колон свердловин навпроти тріасового пласта-колектора та геофізичних спостережень з метою визначення приймальності свердловин при різних тисках на гирлі (в процесі освоєння). Під час досліджень необхідно не допускати попадання

пластових вод на ґрунт.

Технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Необхідність у проведенні підготовчих робіт відсутня, оскільки територія раніше спланована та має необхідні під'їзди з асфальтованим покриттям. Всі будівельно – монтажні роботи здійснюватимуться на існуючих промайданчиках свердловин та КНС.

КНС Гнідинцівського ЦВНГ НГВУ "Чернігівнафтогаз" АТ «Укрнафта» розташоване на ділянці загальною площею 1.6958 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 36 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,385 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 40 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4761 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 69 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,6364 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 115 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,5896 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 156 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4221 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 201 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,3277 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 302 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,4312 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловини 304 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,486 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 174 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,5615 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Свердловина 175 Гнідинцівського родовища розташована на ділянці загальною площею 0,9055 га, з кадастровим номером - [REDACTED] та категорією: землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення. Вид провадження планованої діяльності відповідає цільовому призначенню ділянки.

Необхідність вилучення нових земельних ділянок для провадження планованої діяльності відсутня. Робіт з демонтажу існуючого обладнання на промайданчиках не передбачається.

Відповідно до ДСП 173-96 для КНС Гнідинцівського родовища та поглинальних свердловин нормативна СЗЗ не встановлюється, для решти виробничих об'єктів Гнідинцівського родовища, розміри санітарно-захисних зон (СЗЗ) встановлено 300 м (за ДСП № 379/1404-96, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.1996 р. № 173 зі змінами, внесеними згідно з наказом цього ж Міністерства за № 362 від 02.07.2007 р.).

При здійсненні планованої діяльності ймовірно зазнають впливу наступні фактори довкілля:

- **атмосферне повітря** – в процесі здійснення планової діяльності не очікується утворення додаткових викидів в атмосферу так як технологічна схема повернення СПВ у надра Гнідинцівського НГКР передбачає максимальне використання існуючої системи збору СПВ, обладнання та комунікацій, надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

На промисловому майданчику КНС стаціонарні джерела викидів відсутні, сировиною на КНС є підтоварна вода, яка надходить з очисних споруд Гнідинцівського ГПЗ.

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не відносяться до джерел забруднення атмосферного повітря. Закачування СПВ у поглинальні свердловини відбувається по системі трубопроводів від КНС Гнідинцівського родовища в тріасовий пласт-колектор. Експлуатація поглинальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

Сукупний кумулятивний вплив забруднення атмосферного повітря визначається з врахуванням даних фонових концентрацій забруднюючих речовин. Фонові концентрації надані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (додаток 2).

За даними фонового забруднення атмосферного повітря не спостерігається екологічної проблеми з викидами забруднюючих речовин, та не має перевищення гранично допустимої концентрації максимально разової по всім фоновим речовинам. Вміст забруднюючих речовин, не перевищує встановлені санітарно-гігієнічні нормативи ГДК м.р. для атмосферного повітря населених місць, що не порушує Закону України «Про забезпечення санітарно-епідеміологічного благополуччя населення».

- **кліматичні фактори** (у тому числі зміна клімату та викиди парникових газів) – масштабних негативних впливів на клімат не передбачається, викидів парникових газів (вуглекислого газу, метану, оксиду діазоту N_2O) при здійсненні планової діяльності не відбувається. Змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не очікується. В результаті провадження планованої діяльності відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи. Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

- **геологічне середовище** – допустимий вплив. Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу, який вміщує стратиграфічні комплекси і підземні горизонти з відмінними по величині пластовими параметрами: градієнтами гідророзриву порід, градієнтами пластових тисків і градієнтами температур. При виникненні аварійних ситуацій можуть створюватися умови, які негативно впливатимуть на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків мінералізованих вод і газу з нафтою, таким чином виникає імовірність забруднення надр.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище передбачаються природоохоронні заходи, викладені у розділі 7.

Застосування сучасних матеріалів і устаткування в системі повернення СПВ, організація надійного контролю за технічним станом поглинальних свердловин дозволить попередити забруднення водоносних горизонтів.

- **грунт** – у процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами у випадку аварійних витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

З метою попередження попадання забруднюючих речовин в ґрунт при проведенні інтенсифікації приймальності поглинальних свердловин (соляно-кислотні обробки, інші методи інтенсифікації) використовується спеціальна техніка.

Вся спеціальна техніка обв'язується з гирлом свердловини і ємностями герметизованими трубопроводами. Операції при проведенні соляно-кислотних ванн і обробок проводяться по замкнутому циклу. Перед початком робіт вся система обв'язки підлягає випробуванню на герметичність. Водний розчин соляної кислоти постачається на свердловини в готовому вигляді.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- розробляється план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- застосування ефективних засобів захисту труб від корозії;
- застосування корозійно-стійких труб;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- ремонтні роботи на свердловинах та трубопроводах проводити у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивация земель, засолених супутньо-пластовими водами.

В штатному режимі, при дотриманні технологічних регламентів і техніки безпеки, при якісному виконанні робіт, а також проведенні постійного нагляду та контролю за виробничим процесом, рівень можливого забруднення – мінімальний.

- **стан фауни, флори, біорізноманіття землі** (у тому числі вилучення земельних ділянок) – очікується опосередкований вплив на дані компоненти довкілля.

У період експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільший вплив на рослинний світ пов'язаний з ремонтом свердловин і трубопроводів, доріг та інших комунікацій.

Виділяються наступні види впливів на рослинність:

- пошкодження рослинності внаслідок забруднення ґрунтового покриву при витках супутньо-пластових вод;
- знищення трав'янистого покриву при русі транспортної техніки;
- вирубка чагарникової рослинності при проведенні ремонтних робіт на трубопроводах.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

З метою охорони рослинного світу передбачаються наступні заходи:

- ліквідація аварійних розливів СПВ;
- рух автотракторної техніки при ремонтних роботах на трубопроводах та при ліквідації можливих розливів СПВ здійснювати в межах відведених земельних ділянок.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ 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 та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проєктованої діяльності відсутні.

- **здоров'я населення** – допустимий вплив. На проммайданчиках виробничих об'єктів 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 житлової забудови. З метою зменшення впливу вібрації насоси встановлено на масивних фундаментах та на гумових підкладках.

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

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

При нормальній технологічній роботі для всіх режимів експлуатації прямі викиди в атмосферу на промайданчику КНС Гнідинцівського ЦВНГ відсутні. Максимальна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ інших промислових майданчиків за результатами моніторингу [25] не перевищує допустимих значень, що підтверджується інструментальними замірами (розділ 3.1)

Рівень шуму в контрольній розрахунковій точці на межі житлової забудови **500 м** від КНС Гнідинцівського родовища (с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області) становить **26,13 дБА** та не перевищує нормативних значень.

Експлуатація свердловин №№ 36, 40, 69, 115, 156, 201, 304, 302, 175, 174 у відповідності з технологічним режимом не створює шумового навантаження на довкілля. Все обладнання, встановлене на КНС Гнідинцівського родовища справне та працює відповідно до їх технічних паспортів. Шумові характеристики знаходяться у межах встановлених заводськими випробуваннями.

За результатами багаторічних спостережень за станом гідросфери (поверхневих і підземних вод) вмісту нафтопродуктів у відібраних пробах вод не виявлено, вміст хлорид іону - на рівні фонових значень, що вказує на незначний (практично відсутній) вплив планованої діяльності на гідросферу. Скидів забруднюючих речовин до водних об'єктів в результаті планованої діяльності не передбачено.

Водозабори поверхневих і підземних вод для забезпечення планованої діяльності відсутні.

Результати досліджень стану ґрунтового покриву не зафіксували високих концентрацій нафтопродуктів та токсичних солей на території родовища.

Практично ці показники знаходяться на рівні фонових значень, що свідчить про незначний вплив планової діяльності на педосферу.

Результати радіаційного контролю технологічного обладнання та трубопроводів свідчать, що елементи й вузли устаткування не мають підвищеного значення ПЕД.

Радіоактивне забруднення промислового обладнання на площах родовища не виявлено.

Розрахунок соціального ризику, а також ризику розвитку неканцерогенних ефектів (розділ 5 звіту) вказує на умовну прийнятність соціального ризику, а також характеризує ризик розвитку неканцерогенних ефектів як неважливо малий.

Таким чином, вплив на здоров'я населення у результаті здійснення планованої діяльності буде мінімальним.

- соціально-економічні умови – позитивний вплив. Позитивним впливом планованої діяльності на соціальні умови життєдіяльності населення є можливість створення додаткових робочих місць та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку. На матеріальні об'єкти, включаючи архітектурну, археологічну та культурну спадщину негативних впливів не передбачається.

Процес повернення СПВ є безпечним для місцевого населення і відповідає вимогам діючого природоохоронного законодавства.

У межах впливу виробничих об'єктів проєктованої діяльності відсутні житлова забудова, об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення, природно-заповідні об'єкти.

В процесі експлуатації та обслуговування об'єктів Гнідинцівського родовища утворюються відходи різних класів небезпеки. Тимчасове зберігання відходів на майданчику

до передачі спеціалізованим підприємствам здійснюється у відповідності до вимог санітарного законодавства України в сфері поводження з відходами. Оцінка за видом та характеристикою утворюваних відходів проведена у розділі 1.5.4.

Виходячи з вимог екологічного та санітарного законодавства України, а також нормативних документів щодо забезпечення техногенної безпеки, на підставі проведеної комплексної оцінки впливу діяльності з повернення СПВ на навколишнє природне, соціальне і техногенне середовища, з урахуванням діючих в районі розміщення об'єкта природних, соціальних і техногенних факторів і умов, прийнятий комплекс проєктних рішень оцінюється як оптимальний.

13 СПИСОК ПОСИЛАНЬ

- [1] Закон України “Про охорону навколишнього природного середовища”
- [2] Закон України “Про оцінку впливу на довкілля”
- [3] Закон України “Про охорону атмосферного повітря”
- [4] Закон України “Про рослинний світ”
- [5] Кодекс України “Про надра”
- [6] Земельний кодекс України
- [7] Водний кодекс України
- [8] ДБН А.2.2-1:2021 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС).
- [9] Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів, затверджені Наказом МОЗ України № 173 від 19 червня 1996.
- [10] Закон України «Про охорону земель»
- [11] Системи екологічного керування. Вимоги та настанови щодо застосування. ДСТУ ISO 14001:2015.
- [12] Васильєв А.Н. Организация гидрохимического мониторинга в условиях нефтегазоносного северо-востока Украины / А. Н. Васильев, Н. Е. Журавель, П. В. Ключко. – Харьков: Экограф, 2001. – 112 с
- [13] Стандарт державної геологічної служби України. Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005.
- [14] Стандарт державної геологічної служби України. Охорона довкілля. Рекультивация земель, порушених під час споруджування свердловин на нафту і газ. СОУ 73.1-41-11.00.02:2011.
- [15] ДСТУ 3041-95 Система стандартів у галузі охорони навколишнього середовища та раціонального використання ресурсів. Гідросфера. Використання і охорона води.
- [16] Медико-санітарні нормативи допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць, затвердженим наказом Міністерства охорони здоров'я України від 10 травня 2024 року № 813.
- [17] “Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами”, Донецьк, 2004.
- [18] Методика визначення ГКД 34.02.305-2002 “Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок”.
- [19] “Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы”, Донецк, 1994.
- [20] “Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.” ОНД-86. ГОСКОМГИДРОМЕТ.
- [21] “Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами.” ГОСКОМГИДРОМЕТ, 1986.
- [22] “Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів.” СОУ 09.1-20077720-020:2014. НАК “Нафтогаз України”, Київ, 2014.
- [23] ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
- [24] ДБН В.1.1-31:2013 Захист територій, будинків і споруд від шуму.
- [25] Моніторинг навколишнього природного середовища в районі Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз”: звіт про надання науково-технічних послуг, відп. виконавець Никоненко І.Ю., СОДіМД АТ„Укрнафта”, Івано-Франківськ, 2024.
- [26] “Державні санітарні норми і правила захисту населення від впливу електромагнітних

випромінювань”, наказ Міністерства охорони здоров’я України № 239 від 01.08.1996 р. (Із змінами, внесеними згідно з Наказами Міністерства охорони здоров’я № 266 від 13.03.2017, № 1477 від 27.11.2017).

[27] ДСТУ-Н Б В.1.1-35:2013 “Настанови з розрахунку рівнів шуму в приміщеннях і на територіях”.

[28] Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Чернігівській області у 2022 році. Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (<https://eco.cg.gov.ua/index.php?id=15801&tp=1&pg=>).

[29] Звіт з оцінки впливу на довкілля продовження господарської діяльності з видобування корисних копалин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату, супутніх: гелію, етану, пропану, бутанів), розташованого у Варвинському районі Чернігівської області, на підставі спеціального дозволу на користування надрами № 1563 від 31.08.1998 р. : Звіт з оцінки впливу на довкілля. – Київ: ТОВ „НП „Експертний Центр”, 2019.

[30] ДСП 6.177-2005-09-02 Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України. Державні санітарні правила (ОСПУ-2005)

[31] Інтернет ресурс – <https://en-gb.topographic-map.com/map-wmv51/Ukraine/?center=48.41334%2C24.70803&zoom=13>.

[32] Інтернет ресурс – <https://www.windy.com>.

[33] Інтернет-ресурс – <http://emerald.net.ua/>.

[34] Інтернет ресурс – <https://pzf.land.kiev.ua/pzf-spisok.html>

[35] Інтернет ресурс – <https://dkult.cg.gov.ua/>

Додаток 1

**Спеціальний дозвіл на користування надрами. Договори оренди земельних ділянок.
Інформація з Державного земельного кадастру про право власності та речові права на
земельні ділянки**



Державна служба геології та надр України

СПЕЦІАЛЬНИЙ ДОЗВІЛ
на користування надрами

Реєстраційний номер: 

Дата видачі: **від 31 серпня 1998 року**

Підстава надання: **наказ від 27.12.2018 № 525 (продовжено строк дії та внесено зміни)**
(дата припинення та номер наказу Держгеонадр, протоколу Міжвідомчої комісії з організації укладення та виконання угоди про розподіл продукції або протоколу пузирного комітету та договору купівлі-продажу)

Вид користування надрами відповідно до статті 14 Кодексу України про надра, статті 12 Закону України «Про нафту» згідно з пунктом 3 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами: **видобування**

Мета користування надрами: **продовження видобування вуглеводнів**

Відомості про ділянку надр (геологічну територію відповідно до державного балансу запасів корисних копалин України), що надається у користування:
назва родовища: **Гнідинцівське родовище**

географічні координати: ПШ  СхД 

місцезнаходження: **Чернігівська область, Варвинський район**
(область, район, населений пункт)

прив'язка на місцевості відповідно до адміністративно-територіального устрою України:  **на південний схід від м. Прилуки**
(напрямок, відстань від найближчого населеного пункту, зазначеної ступінь, природоохоронна об'єкція)

площа: **33,2 км²**
(зазначається в одиницях виміру)

Обмеження щодо глибини використання (у разі потреби):

Вид корисної копалини відповідно до переліку корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 12 грудня 1994 р. № 827: **нафта, газ, розчинений у нафті, газ природний, конденсат, супутні компоненти: гелій, етан, пропан, бутани**

Загальний обсяг запасів (ресурсів) на час надання спеціального дозволу на користування надрами (основні, супутні): **Станом на 01.01.2019:** 



(об'єктна назва, категорія, обсяг)

Ступінь освоєння надр: **експлуатація з 1960 року**
(розробляється, не розробляється)

Відомості про затвердження (зроблено)
запасів корисної копалини (зазначається у разі видобування): **ДКЗ України, протокол від 21.12.2010 №2147**
(дата складення, номер протоколу, найменування органу)

Державо фінансування робіт, які підлягають виконанню надр користувач під час користування надрами
(державні або недержавні кошти)

Особливі умови:

1. Виконання рекомендацій ДКЗ України, протокол від 21.12.2010 №2147.
2. Виконання умов Мінприроди – лист від 20.12.2018 № 5/4-11/13914-18.
3. Свочасна і в повному обсязі сплата обов'язкових платежів до Державного бюджету згідно з чинним законодавством.
4. Регулярно здійснювати комплекс досліджень (включаючи геофізичні) та вимірювань з метою контролю за розробкою родовища згідно з діючими правилами розробки нафтових та газонафтових родовищ.
5. Щорічна звітність перед Держгеонадрами про стан запасів вуглеводнів за формою 6-тр.
6. Обмежене розпорядження видобутими корисними копалинами відповідно до статті 10 Закону України «Про нафту і газ» та статті 24 Кодексу України про надра.
7. Обов'язкове проведення процедури оцінки впливу на довкілля відповідно до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» у строк, що не перевищує шести місяців з дня внесення повідомлення про планову діяльність до Єдиного реєстру з оцінки впливу на довкілля, крім випадків, передбачених зазначеним Законом.

Відомості про власника: **ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРНАФТА»**
КОД 00135390
04053, М. КИЇВ, ПРОВУЛОК НЕСТОРІВСЬКИЙ, БУДИНОК 3-5
(найменування юридичної особи, код згідно з ЄДРПОУ або прізвище, ім'я по батькові фізичної особи — підприємця, ідентифікаційний номер, місцезнаходження)

Відомості про погодження надання спеціального дозволу на користування надрами: **Мінприроди – лист від 20.12.2018 № 5/4-11/13914-18**
(найменування органу, який погодив надання дозволу, дата прийняття та номер документа про погодження)

Строк дії спеціального дозволу на користування надрами (кількість років): **строк дії продовжено на 20 (двадцять) років до 31 (тридцять першого) серпня 2038 (дві тисячі тридцять восьмого) року**
(цифрами та словами)

Угода про умови користування ділянкою надр є невід'ємною частиною спеціального дозволу на користування надрами і визначає умови користування ділянкою надр

31.05.2019 № 1563

Особа, уповноважена підписати спеціальний довід на користування надрами:
Заступник директора Департаменту – начальник відділу з надання надр у користування Департаменту дозвільної та міжнародної діяльності
(посада)

І.В. Тимошенко
(підпис)
(ініціали та прізвище)

МП 

Примірник
ПАТ "Укрнафт"

Додаток до спеціального дозволу
на користування надрами, наданого з метою
видобування корисних копалин (вуглеводні) –
нафта, газ, розчинений у нафті,
газу природного, конденсату

Гнідинцівського родовища
(назва корисної копалини та ділянки надр)

№ 1563 від «31» серпня 1998 року

**Угода № 1563
про умови користування надрами
з метою видобування корисних копалин (вуглеводні)**

м. Київ

31.05.2019

(дата укладення)

Державна служба геології та надр України, в особі заступника директора Департаменту-начальника відділу з надання надр у користування Департаменту дозвільної та міжнародної діяльності Тимошенка Ігоря Васильовича, який діє на підставі наказу Держгеонадр від 21.05.2018 № 176 та довіреності від 02.01.2019 №7 (далі – Держгеонадра), з однієї сторони, та

Публічне акціонерне товариство «Укрнафта».

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

яке зареєстроване Шевченківською районною у м. Києві державною адміністрацією

31.03.1994р. № 10741200000002352

(орган реєстрації, дата та реєстраційний номер)

в особі Директора департаменту ліцензування та розробки родовищ ПАТ «Укрнафта»

Бойчука Тараса Романовича

(посада, прізвище, ім'я та по батькові)

який діє на підставі довіреності №01/01/07-572/д від 18 вересня 2018 р. (далі – Надрокористувач),

(назва документа)

з іншої сторони (далі разом - Сторони, а кожна окремо - Сторона), уклали цю Угоду про умови користування надрами з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) (далі – Угода), яка є невід'ємною частиною спеціального дозволу на користування надрами від «31» серпня 1998 року [REDACTED] (далі – Дозвіл), про нижчевикладене.

1. Предмет Угоди

1.1. Держгеонадра надає Надрокористувачу право тимчасового користування ділянкою надр з метою видобування корисних копалин (вуглеводні), а Надрокористувач зобов'язується виконувати та дотримуватись умов користування ділянкою надр, передбачених Дозволом, цією Угодою та нормами діючого законодавства.

2. Відомості про ділянку надр, яка надана в користування

2.1. Місцезнаходження ділянки надр Чернігівська область, Варвинський район, [REDACTED] на південний схід від м. Прилуки.

2.2. Просторові межі ділянки надр, яка є предметом цієї Угоди, ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування, відомості про затвердження (апробацію) запасів вуглеводнів та загальна кількість їх запасів на час надання Дозволу вказуються Надрокористувачем у характеристиці ділянки надр, яка є Додатком 1 та невід'ємною частиною цієї Угоди.

3. Умови користування ділянкою надр, яка надана в користування

3.1. Умови користування надрами, види, обсяги, джерело фінансування та строки виконання Надрокористувачем робіт з метою видобування нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату, супутніх: етану, пропану, бутанів, гелію Гнідинцівського родовища

(назва корисної копалини)

ПАТ «Укрнафта»
Договірний відділ

протягом строку дії Дозволу визначаються в Програмі робіт з видобування корисних копалин (вуглеводні), яка підписується Сторонами, є Додатком 2 та невід'ємною частиною цієї Угоди (далі – Програма робіт).

3.2. Програма робіт в цілому або окремі її показники, у разі потреби можуть змінюватися та/або доповнюватися за взаємною згодою Сторін у межах дії Дозволу та цієї Угоди.

3.3. Сторона, яка ініціює внесення змін та/або доповнень до Програми робіт, зобов'язана надати іншій Стороні відповідні письмові обґрунтування та підтверджуючі документи.

3.4. Сторона, яка одержала від іншої Сторони письмові обґрунтування з підтверджуючими документами та пропозиції щодо внесення змін та/або доповнень до Програми робіт зобов'язана в місячний термін надати іншій Стороні письмову вмотивовану відповідь щодо прийняття пропозицій щодо внесення змін та/або доповнень до Програми робіт.

3.5. Строк виконання робіт з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) може бути продовжений за умови продовження строку дії Дозволу та цієї Угоди, із внесенням відповідних змін до Програми робіт.

3.6. Особливі умови користування надрами визначаються в Дозволі та цією Угодою і є обов'язковими до виконання Надрокористувачем.

4. Права Сторін на геологічну інформацію про надра

4.1. Використання та розпорядження Сторонами геологічною інформацією про надра здійснюється в порядку, визначеному законодавством.

4.2. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) за рахунок коштів державного бюджету, є державною власністю.

4.3. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) за рахунок коштів державного бюджету, надається Надрокористувачу на праві користування та володіння без права розпорядження на договірній основі в порядку, визначеному законодавством.

4.4. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) Надрокористувачем під час дії Дозволу за власні кошти, є його власністю. Про передачу права власності або права користування геологічною інформацією Надрокористувач повідомляє уповноважений орган в порядку, визначеному законодавством.

5. Інші права та обов'язки Сторін

5.1. Держгеонадра має право:

5.1.1 витребувати у Надрокористувача звітні дані та інформацію про виконання цієї Угоди;

5.1.2 видавати та направляти Надрокористувачу в межах своєї компетенції відповідні приписи, розпорядження та/або повідомлення;

5.1.3 здійснювати відповідно до діючого законодавства державний геологічний контроль за раціональним і ефективним використанням надр Надрокористувачем;

5.1.4 притягувати Надрокористувача відповідно до діючого законодавства і умов цієї Угоди до відповідальності, в тому числі тимчасово зупиняти дію Дозволу або припиняти право користування надрами шляхом анулювання Дозволу в порядку, визначеному законодавством;

5.1.5 в установленому законодавством порядку вживати заходів до припинення всіх видів робіт з використання надр, що проводяться Надрокористувачем з порушенням стандартів та правил і можуть спричинити псування родовищ, істотне зниження ефективності робіт або призвести до значних збитків, в тому числі якщо роботи ведуться з застосуванням методів і способів, що негативно впливають на стан надр, призводять до забруднення навколишнього природного середовища або шкідливих наслідків для здоров'я населення, а також в інших випадках, передбачених законодавством України;

5.1.6 у встановленому законодавством порядку вживати заходів до зупинення діяльності підприємств, установ та організацій, що здійснюють використання нафтогазоносних надр без спеціальних дозволів на користування або з порушенням умов, передбачених такими дозволами;

5.1.7 направляти матеріали щодо виявлених порушень в інші уповноважені державні органи для проведення контрольних дій і перевірок, притягнення Надрокористувача до відповідальності та/або вжиття заходів реагування відповідно до компетенції.



5.2. Держгеонадра зобов'язана:

5.2.1 своєчасно розглядати звернення Надрокористувача;

5.2.2 своєчасно розглядати отримані від Надрокористувача програми, плани, звіти та інші документи, які необхідні для виконання робіт, визначених цією Угодою.

5.3. При виконанні робіт відповідно до умов цієї Угоди Надрокористувач зобов'язаний:

5.3.1 забезпечити введення родовища або окремого покладу вуглеводнів у промислову розробку;

5.3.2 приступити до проведення робіт на визначеній ділянці надр не пізніше ніж через 180 календарних днів з моменту початку строку дії Дозволу;

5.3.3 здійснювати вимірювання кількості кожного виду вуглеводневої сировини, супутньої пластової води, а також закачки в пласти води та природного газу із застосуванням спеціального вимірювального обладнання, яке сертифіковане відповідно до законодавства;

5.3.4 передавати інформацію про кількість видобутої кожного виду вуглеводневої сировини в автоматизованому режимі до Централізованої системи обліку видобутку нафти, природного газу, газового конденсату, супутньої пластової води, а також закачки в пласти води та газу до Державної служби геології та надр України, а також до Державної фіскальної служби України;

5.3.5 забезпечувати охорону надр та довкілля в межах ділянки надр, наданої в користування, а також забезпечувати приведення порушених земель у стан, придатний для використання за призначенням, або придатний для подальшого їх використання у суспільному виробництві відповідно до Програми робіт;

5.3.6 проводити роботи у терміни та в межах, зазначених у Програмі робіт;

5.3.7 дотримуватися вимог законодавства України, чинних стандартів, правил, норм виконання робіт, пов'язаних з користуванням надрами;

5.3.8 допускати уповноважених посадових осіб Держгеонадр для здійснення заходів державного геологічного контролю в порядку та на підставах, визначених чинним законодавством України;

5.3.9 відшкодовувати у встановленому порядку збитки, заподіяні підприємствам, установам, організаціям, громадянам та довкіллю;

5.3.10 відшкодовувати у встановленому порядку власникам землі та землекористувачам збитки та втрати, завдані внаслідок користування земельними ділянками відповідно до мети користування надрами, визначеної Дозволом;

5.3.11 використовувати надра відповідно до мети, для якої їх було надано;

5.3.12 забезпечувати безпеку людей, майна та навколишнього природного середовища;

5.3.13 дотримуватися вимог та умов, передбачених Дозволом та цією Угодою;

5.3.14 надавати в установленому порядку Держгеонадрам інформацію щодо користування надрами;

5.3.15 при виконанні робіт передбачених Дозволом та цією Угодою застосовувати прогресивні технології і техніку, що забезпечують повне, комплексне і раціональне використання надр;

5.3.16 зберігати розвідувальні гірничі виробки і свердловини, які можуть бути використані при розробці родовищ та в інших цілях, і ліквідовувати у встановленому порядку виробки і свердловини, які не підлягають подальшому використанню;

5.3.17 зберігати геологічну і виконавчо-технічну документацію, зразки гірських порід і руд, дублікатів проб корисних копалин, які можуть бути використані при подальшому вивченні та використанні надр;

5.3.18 дотримуватися протипожежної безпеки на родовищі та нести за неї персональну відповідальність;

5.3.19 зупинити виконання на наданій йому у користування ділянці надр цільових робіт, передбачених Дозволом, протягом 20 календарних днів після зупинення дії Дозволу та негайно після анулювання Дозволу;

5.3.20 у разі зупинення дії Дозволу проводити на ділянці надр роботи, пов'язані із запобіганням виникненню аварійної ситуації або усуненням її наслідків, а також виконувати заходи, спрямовані на усунення порушень, що стали підставою для зупинення дії Дозволу;



5.3.21 проводити у порядку встановленому законодавством повторну експертизу та оцінку запасів родовищ(а) корисних копалин ділянки (ділянок) надр зазначеної (зазначених) у Дозволі та цій Угоді;

5.3.22 внести зміни до Дозволу та цієї Угоди протягом 3 (трьох) місяців з моменту проведення повторної експертизи та оцінки запасів родовищ(а) корисних копалин ділянки (ділянок) надр;

5.3.23 забезпечити раціональне комплексне використання і охорону нафтогазоносних надр згідно з цією Угодою та Програмою робіт;

5.3.24 створити безпечні для працівників і населення умови проведення робіт, пов'язаних з користуванням ділянкою надр, отриманою з метою видобування вуглеводнів;

5.3.25 надавати та оприлюднювати інформацію про загальнодержавні та місцеві податки і збори, інші платежі, а також про виробничу (господарську) діяльність, необхідну для забезпечення прозорості у видобувних галузях, відповідно до порядку, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 02.12.2015 № 1039;

5.3.26 у встановленому порядку забезпечити виконання вимог законодавства про оцінку впливу на довкілля.

5.4. При ліквідації робіт відповідно до умов цієї Угоди Надрокористувач зобов'язаний:

5.4.1 провести та здійснити фінансування ліквідаційних робіт відповідно до затвердженого в установленому порядку Проекту робіт;

5.4.2 у випадку повної або часткової ліквідації чи консервації гірничодобувного об'єкта гірничі виробки привести у стан, який гарантує безпеку людей, майна і навколишнього природного середовища, а в разі консервації – зберегти родовища та гірничі виробки на весь період консервації;

5.4.3 здійснювати за погодженням з органами державного гірничого нагляду та іншими заінтересованими органами у порядку, встановленому законодавством, ліквідацію і консервацію гірничодобувних об'єктів або їх ділянок.

5.5. Надрокористувач має право:

5.5.1 здійснювати на наданій йому ділянці надр розробку родовища корисних копалин (видобування вуглеводнів) та інші роботи згідно з умовами Дозволу та цієї Угоди;

5.5.2 розпоряджатися видобутими корисними копалинами в порядку, визначеному законодавством України;

5.5.3 вести, припиняти свою діяльність на отриманій в користування ділянці надр на умовах, визначених Дозволом, цією Угодою та законодавством України;

5.5.4 при виконанні робіт відповідно до Дозволу та умов цієї Угоди залучати на підрядних умовах виконавців окремих видів робіт, пов'язаних з користуванням нафтогазоносними надрами, які мають технічні можливості, що відповідають вимогам чинного законодавства, за умови прийняття ними відповідальності за порушення екологічних стандартів і вимог.

5.6 Надрокористувач несе відповідальність за дотриманням залученими виконавцями умов Дозволу та умов користування надрами відповідно до вимог чинного законодавства.

6. Контроль за виконанням умов користування надрами та положень цієї Угоди

6.1. Контроль за виконанням умов користування надрами, відповідно до діючого законодавства та положень цієї Угоди, здійснюється незалежно кожною із Сторін.

6.2. Надрокористувач при проведенні робіт здійснює різні види виробничого контролю, а також здійснює контроль за виконанням та якістю робіт, які проводить залучений виконавець.

6.3. Держгеонадра проводить заходи державного геологічного контролю за виконанням умов користування надрами та положень цієї Угоди в межах повноважень відповідно до діючого законодавства.

6.4. Держгеонадра за результатами проведених нею заходів геологічного контролю, безпосередньо або за поданням органів державного гірничо-технічного, екологічного і санітарного контролю та органів місцевого самоврядування у разі порушення Надрокористувачем умов користування надрами має право:

6.4.1 зупинити дію Дозволу у випадках, передбачених статтею 26 Закону України «Про нафту і газ» та в інших випадках, передбачених законодавством;



6.4.2 припинити право користування надрами шляхом анулювання Дозволу у випадках, передбачених статтею 27 Закону України «Про нафту і газ» та в інших випадках, передбачених законодавством;

6.4.3 звернутися з позовом до адміністративного суду з метою припинення всіх видів робіт із використання надр, що проводяться з порушенням стандартів та правил і можуть спричинити псування родовищ, істотне зниження ефективності робіт або призвести до значних збитків, а також вживати заходів до зупинення діяльності підприємств, установ та організацій, що здійснюють використання нафтогазоносних надр без спеціальних дозволів або з порушенням умов, передбачених цими дозволами.

6.5. Дія Дозволу поновлюється Держгеонадрами за умови:

- усунення Надрокористувачем причин, що призвели до зупинення його дії;
- сплати Надрокористувачем усіх сум фінансових санкцій, накладених у зв'язку з причинами, що обумовили зупинення його дії.

6.6. Надрокористувач має право оскаржити в судовому порядку накази Держгеонадр про зупинення та припинення права користування ділянкою надр шляхом анулювання Дозволу.

6.7. Держгеонадра продовжує строк дії Дозволу за умови надання Надрокористувачем позитивного висновку спеціалізованого державного геологічного підприємства, установи, організації, що належать до сфери управління Держгеонадр, за результатами проведення державної експертизи звітів щодо геологічних матеріалів.

7. Інформування Сторін. Щорічна звітність

7.1. Надрокористувач зобов'язаний щороку подавати до Держгеонадр інформацію щодо стану виконання Програми робіт за формою, встановленою законодавством, та надавати відповідні пояснення з питань, що віднесені до компетенції Держгеонадр.

7.2. Надрокористувач зобов'язаний в установленому порядку подавати до Держгеонадр щорічні звіти відповідно до форм звітності щодо обліку запасів корисних копалин.

7.3. Держгеонадра зобов'язана своєчасно інформувати Надрокористувача з питань, які віднесені до його компетенції і виникають стосовно виконання умов Дозволу та положень цієї Угоди.

8. Конфіденційність

8.1. Уся інформація, отримана чи придбана Сторонами в процесі виконання робіт, є конфіденційною. Порядок і умови користування інформацією встановлюється власником інформації відповідно до чинного законодавства.

8.2. Вимоги конфіденційності, передбачені статтею 8.1. цієї Угоди, залишаються в силі після припинення строку дії цієї Угоди, якщо інше не передбачено чинним законодавством.

8.3. Конфіденційність цієї Угоди не поширюється на умови, врегульовані чинним законодавством України, та щодо органів, які здійснюють контроль за їх виконанням.

8.4. Не є порушенням конфіденційності цієї Угоди надання відомостей, документів та інформації контролюючим, судовим, державним органам у випадках, передбачених чинним законодавством.

9. Обставини непереборної сили

9.1. Невиконання або неналежне виконання зобов'язань за цією Угодою є виправданим і не спричиняє відповідальності у тому разі, якщо таке невиконання чи неналежне виконання є наслідком випадку або обставин непереборної сили, які виникли після укладення цієї Угоди, перебувають поза межами контролю Сторін, та які Сторони не могли ані передбачити, ані попередити розумними заходами.

9.2. Під випадком Сторони розуміють надзвичайну подію, яка не носить характеру невідворотної, однак є непередбачуваною і раптовою для Сторін, а саме: акти або дії органів державного управління, рішення органів місцевого самоврядування, зміни в законодавстві України за умови, що дані обставини безпосередньо вплинули на своєчасне виконання зобов'язань Сторони. Під обставинами непереборної сили Сторони розуміють повинь, пожежу, землетрус та інші стихійні лиха, оголошену та неоголошену війну, воєнні дії, загрозу війни, терористичний акт,

НАТ «Укрнаф»
Договірний відділ

блокаду, революцію, заколот, повстання, масові заворушення та інші події, що не залежать від волі Сторін.

9.3. При настанні обставин, зазначених у пункті 9.1., Сторона, яка опинилася під їх впливом, повинна в розумний строк, але не пізніше ніж через 7 календарних днів з дня їх виникнення, без затримки повідомити про це іншу Сторону та надати протягом 60 календарних днів документи, що підтверджують їх настання. Повідомлення повинно містити інформацію про характер обставин і, якщо можливо, оцінку їх впливу на можливість виконання стороною своїх зобов'язань за цим Договором та примірний графік виконання зобов'язань.

9.4. Після повідомлення про виникнення обставин непереборної сили Сторони у найкоротший термін проводять зустріч (у разі необхідності) з метою прийняття спільного рішення щодо подальшого виконання умов цієї Угоди.

9.5. Після припинення обставин, зазначених у пункті 9.1., Сторона, що опинилася під впливом обставин непереборної сили, повинна без затримки, але не пізніше ніж через 5 календарних днів з дня припинення, повідомити про це іншу Сторону у письмовій формі. Повідомлення повинно містити термін, в який передбачається виконати зобов'язання за цією Угодою.

9.6. Факт настання обставин непереборної сили повинен бути підтверджений документально компетентним органом (сертифікат торгово-промислової палати).

В разі відсутності підтвердження Сторона, яка не виконала свої зобов'язання, несе відповідальність в повному обсязі відповідно до вимог законодавства.

10. Використання українського потенціалу

10.1. У процесі надрокористування на ділянці надр Надрокористувач використовуватиме обладнання, механізми, засоби, приладдя, устаткування та ін. переважно вітчизняних виробників (в тому числі послуги) тією мірою, у якій їх ціни та якість, порівняно зі світовими цінами та якістю, будуть технічно, технологічно й економічно доцільними, та не призводитимуть до зниження рівня виробництва та екологічної безпеки.

11. Набуття чинності, зміни, розірвання та припинення Угоди

11.1. Ця Угода набирає чинності з дня реєстрації Дозволу та припиняє свою дію з моменту припинення права користування надрами шляхом анулювання Дозволу або закінчення строку дії Дозволу.

11.2. Дія цієї Угоди автоматично зупиняється в частині виконання робіт, передбачених Дозволом у випадку його зупинення та поновлюється у разі поновлення дії Дозволу.

11.3. У разі продовження строку дії Дозволу Сторони в установленому порядку вносять зміни до Програми робіт та до цієї Угоди шляхом укладання додаткової угоди.

11.4. Якщо інше прямо не передбачено цією Угодою або чинним в Україні законодавством, внесення змін та доповнень до цієї Угоди здійснюється в порядку, встановленому законодавством України, шляхом укладання додаткових угод до цієї Угоди, які стають дійсними після їх письмового оформлення Сторонами та підписання уповноваженими особами Сторін.

11.5. Одностороння відмова від виконання умов цієї Угоди повністю або частково не допускається. Право односторонньої відмови від цієї Угоди надається Держгеонадрам у випадку припинення права користування надрами шляхом анулювання Дозволу.

11.6. Кожна Сторона підтверджує, що обидва примірники цієї Угоди підписані від її імені особою, яка має право вчиняти юридичні дії від імені відповідної юридичної (фізичної особи - підприємця) особи. Кожна Сторона гарантує, що нею виконані усі умови і формальності, передбачені її установчими документами, щодо прийняття органами управління рішення про погодження і підписання цієї Угоди, а особа, яка підписала цю Угоду, має для цього достатній обсяг повноважень. Жодна із Сторін не може посилається у спорі з другою Стороною на обмеження представництва особи, яка підписала цю Угоду від її імені, або на недостовірність відомостей щодо представництва.

11.7. Сторони несуть повну відповідальність за правильність вказаних ними у цій Угоді реквізитів, а у випадку зміни: реквізитів, юридичної чи фактичної адреси, назви, установчих документів, Сторона, у якій відбулася така зміна, повинна повідомити про це іншу Сторону у

НАТ «Укрнафга»
Договірний відділ

строки та в порядку, визначеному законодавством України. У разі неповідомлення Сторони несуть ризик настання пов'язаних із ним несприятливих наслідків.

11.8. Усі правовідносини, що виникають з цієї Угоди або пов'язані із нею, у тому числі пов'язані із дійсністю, укладенням, виконанням, зміною та припиненням цієї Угоди, тлумаченням її умов, визначенням наслідків недійсності або порушення Угоди, регулюються цією Угодою та відповідними нормами чинного законодавства України.

11.9. Ця угода складена українською мовою у двох автентичних примірниках, які мають однакову юридичну силу, по одному примірнику для кожної із Сторін.

12. Додатки до Угоди

12.1. Невід'ємною частиною цієї Угоди є:

- Додаток 1 – Характеристика ділянки надр;
- Додаток 2 – Програма робіт.

13. Юридичні адреси, реквізити та підписи Сторін

**Державна служба
геології та надр України**

03057, м. Київ,

ЄДРПОУ 37536031
тел. (044) 536-13-20

Заступник директора Департаменту -
начальник відділу з надання надр у
користування Департаменту дозвільної та
міжнародної діяльності

Тимошенко Т.В.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Надрокористувач

**Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»**

04053, м. Київ,

Ідентифікаційний номер 00135390
тел. (044)506-10-03, 503-03-89

Директор департаменту ліцензування
та розробки родовищ ПАТ «Укрнафта»

Бойчук Т.Р.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

* Угода та додатки подаються до Держгеонадр у двох примірниках, оформлюються заявником відповідно до примірних форм і засвідчуються підписом уповноваженої особи заявника.

ПАТ «Укрнафта»
Договірний відділ

Додаток 1

до Угоди про умови користування
надрами з метою видобування
корисних копалин (вуглеводні)від «31» 05 2019 № 1563**ХАРАКТЕРИСТИКА**
ділянки надр

В адміністративному відношенні Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Варвинського району Чернігівської області на відстані [REDACTED] на південний схід від міста Прилуки.

Перший підрахунок запасів нафти виконаний Пирятинською КРБ тресту „Чернігівнафтогазрозвідка” і затверджений протоколом ДКЗ СРСР від 29.09.1961 № 3453.

У 1967 році трестом „Чернігівнафтогазрозвідка” перераховані запаси газу у візейських відкладах, затверджені протоколом ДКЗ СРСР від 24.11.1967 № 5287.

У 1971 році інститутом „УкрНИИПНД” виконаний перерахунок запасів нафти.

У 2010 році НДПІ ПАТ „Укрнафта” виконана геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Гнідинцівського родовища, затверджена протоколом ДКЗ України від 21.12.2010 №2147.

За даними Державного балансу запасів України станом на 01.01.2018 р. поточні запаси вуглеводнів Гнідинцівського родовища складають:

Корисна копалина, супутній компонент	Одиниця виміру	Категорія запасів	Поточні запаси станом на 01.01.2018 р.						
			загальні	балансові		позабалансові	з невизначеним промисловим значенням		
				достовірні	вірогідні				
									Код класу
			111	121	122	221	222	332	
Нафта	тис. т	C ₁							
Примітка: у т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₁ : загальні -									
Газ, розчинений у нафті	млн м ³	C ₁							
Примітка: у т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₁ : загальні – 16 млн м ³ , 111 – 10 млн м ³ , 221 – 6 млн м ³									
Вільний газ + газова шапка	млн м ³	C ₁							
		C ₂							
		C ₂ *							
Конденсат	тис. т	C ₁							
		C ₂							
		C ₂ *							
Етан у вільному газі	тис. т	C ₁							
		C ₂							
		C ₂ *							
Пропан у вільному газі	тис. т	C ₁							
		C ₂							
		C ₂ *							
Бутани у вільному газі	тис. т	C ₁							
		C ₂							
		C ₂ *							
Гелій у вільному газі	тис. м ³	C ₁							
Етан у розчиненому газі	тис. т	C ₁							
Примітка: у т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₁ : загальні -									

ПАТ „Укрнафта”
Договірний відділ

Корисна копалина, супутній компонент	Одиниця виміру	Категорія запасів	Поточні запаси станом на 01.01.2018 р.						
			загальні	балансові		позабалансові	з невизначеним промисловим значенням		
				достовірні	вірогідні				
				Код класу					
				111	121			122	221
Пропан у розчиненому газі	тис. т	C ₁							
Примітка: у т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₁ : загальні –									
Бутани у розчиненому газі	тис. т	C ₁							

Станом на 01.01.2018 року накопичений видобуток становить 39426 тис. т нафти, 1539 млн м³ нафтового газу, 7110 млн м³ вільного газу+газова шапка та 778 тис. т конденсату.

Балансові запаси нафти реалізовано на 96,24 %, вільного газу на 96,59 %, конденсату – на 92,84%. Поточний темп відбору нафти по родовищу складає 6,04 %. Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає 0,634, газовилучення – 0,791, конденсатовилучення – 0,473.

Спеціальний дозвіл на користування надрами Гнідинцівського родовища на поверхні обмежується вісімнадцятикутником з наступними географічними координатами кутових точок:

№ з/п	Пн Ш	Сх Д
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Розрахована сучасними програмними комплексами уточнена площа спецдозволу в межах зазначених координат складає 49,05 км². По глибині – без обмежень.

Родовище відкрито Пирятинською конторою розвідувального буріння „Чернігівгазгеологія” у червні 1959 року. У промислову розробку нафтові поклади Гнідинцівського родовища введені у 1961 році, газові – у 1968 році.

У тектонічному відношенні Гнідинцівське родовище знаходиться в західній частині приосьової зони ДДз. На рівні залягання продуктивних горизонтів структура представляє собою брахіантикліналь північно-західного простягання.

У геологічній будові Гнідинцівського родовища беруть участь відклади палеозою, мезозою та кайнозою, які залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту. Покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км.

На родовищі виділяється два поверхи нафтогазоносності: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний (горизонти П-1, П-2, П-3, К-1, К-2) і нижньокам'яновугільний

Договірний відділ

Додаток 2

до Угоди про умови користування
надрами з метою видобування
корисних копалин (вуглеводні)
від «31» 05 20 19 № 1563

ПРОГРАМА РОБІТ

з видобування корисних копалин (вуглеводні) –
нафти, газу, розчиненого у нафті, газу природного, конденсату,
супутніх: етану, пропану, бутанів, гелію
Гнідинцівського родовища
(назва корисної копалини та ділянки надр)

№ п/п	Види робіт	Обсяги робіт	Джерело фінансу- вання	Строк проведення робіт
1	Продовження строку дії спецдозволу на користування надрами та внесення змін		власні кошти	IV кв. 2018 р.- I кв. 2019 р.
2	Оформлення документів на право користування земельними ділянками для потреб, пов'язаних користуванням надрами		власні кошти	За потреби (відповідно до вимог чинного законодавства)
3	Продовження промислової розробки родовища	згідно з проектним документом	власні кошти	III кв. 2018 р.- III кв. 2038 р.

Держгеонадра

Заступник директора Департаменту,
начальник відділу з надання надр у
користування Департаменту, дозвільної
та міжнародної діяльності

Тимошенко Г.В.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Надрокористувач

Директор департаменту ліцензування
та розробки родовищ ПАТ „Укрнафта”

Бойчук Т.Р.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

ПАТ „Укрнафта”
Дозвільний відділ

Гнідинцівська с/р

Договір оренди землі

с.Гнідинці

«03» 08 2005р.

Варвинська районна державна адміністрація, що є неприбутковою організацією, в подальшому **Орендодавець**, в особі голови районної державної адміністрації Давиденка О. М. що діє на підставі розпорядження Варвинської районної державної адміністрації № 187 від «2» липня 2005 року та ЗУ «Про районну державну адміністрацію», з однієї сторони, та нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» ВАТ «Укрнафта» в особі в.о. начальника НГВУ «Чернігівнафтогаз» Прозур В.П., в подальшому **Орендар**, з іншої сторони, разом іменовані Сторони, уклали даний договір про наступне

1. Предмет договору

1.1. Орендодавець надає, а Орендар приймає в строкове платне користування земельні ділянки для обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища, які знаходяться на території Гнідинцівської сільської ради (за межами населених пунктів)..

2. Об'єкт оренди

2.1.В оренду передаються земельні ділянки загальною площею **42,3117 га**, у тому числі землі промисловості – **42,3117 га**.

2.2. На земельних ділянках знаходяться об'єкти нерухомого майна НГВУ «Чернігівнафтогаз» – свердловини, підстанція «ГПП-2», підстанція «Промислова-1», цех КРС, цех підтримки пластикового тиску, задвижки, резервуарний парк, підстанція «ГПП-1», металеві опори ЛЕП та інше а також інші об'єкти інфраструктури – внутрішньопромислова та під'їзні дороги.

2.3 Нормативна грошова оцінка земельних ділянок не проведена.

2.4 Земельні ділянки, які передаються в оренду, не мають недоліків, що можуть перешкоджати їх ефективному використанню.

2.5 Інші особливості об'єкта оренди, які можуть вплинути на орендні відносини – відсутні.

3. Термін дії договору

3.1 Договір укладено на 49 років. Після закінчення строку договору орендар має переважне право поновлення його на новий строк. У цьому разі Орендар повинен не пізніше ніж за 30 днів до закінчення строку дії договору повідомити письмово орендодавця про намір продовжити його дію.

4. Орендна плата

4.1 Орендна плата вноситься Орендарем виключно у грошовій формі і складає **30244,44 грн (тридцять тисяч двісті сорок чотири грн. 40 коп.)** на рік.

4.2 Орендна плата вноситься Орендарем щомісячно в рівних частинах:

- в розмірі **2520,37 грн. (дві тисячі п'ятсот двадцять грн. 37 коп.)** на рахунок Гнідинцівської сільської ради № 33214812500090 код 22814163 банк УДК в Чернігівській області м. Чернішів МФО 853592у строк до 30 числа. Отримувач місцевий бюджет Гнідинцівської сільської ради.

4.3 Розмір орендної плати переглядається щорічно у разі

- зміни умов господарювання, передбачених договором
- зміни розмірів земельного податку
- зміни порядку зарахування коштів, отриманих за оренду землі
- перевищення індексу інфляції за попередній не менше ніж на 10 відсотків
- погіршення стану орендованої земельної ділянки не з вини Орендаря, що підтвержено документами
- у разі проведення нормативної грошової оцінки землі
- за вимогою орендодавця переглянути розмір орендної плати
- в інших випадках, передбачених законом.

5. Умови використання земельної ділянки

5.1 Земельні ділянки передаються в оренду для промислового використання (обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища)

5.2 Цільове призначення земельних ділянок – землі промисловості.

5.3 Умови збереження стану об'єкта оренди

- забезпечити захист земель від підтоплення, заболочування, вторинного засолення, забруднення відходами виробництва, хімічними та радіоактивними речовинами та від інших несприятливих природних і техногенних процесів
- забороняється самовільна забудова земельних ділянок

5.4 Передача земельних ділянок в оренду здійснюється з розробленням технічної документації з інвентаризації та з нормативної грошової оцінки земель. Організація розроблення проекту відведення земельної ділянки і витрати, пов'язані з цим, покладаються на Орендаря.

5.5 Інші умови передачі земельних ділянок в оренду – відсутні.

6. Умови і строки передачі земельної ділянки в оренду

6.1 Передача земельної ділянки в оренду здійснюється без розроблення проекту її відведення

6.2 Передача земельної ділянки орендарю здійснюється у п'ятиденний строк після державної реєстрації цього договору за актом її приймання – передачі

7. Умови повернення земельної ділянки

7.1 Після припинення дії договору Орендар повертає Орендодавцеві земельну ділянку у стані, не гіршому порівняно з тим, у якому він одержав її в оренду.

Орендодавець у разі погіршення корисних властивостей орендованої земельної ділянки, пов'язаних із зміною її стану, має право на відшкодування збитків у розмірі, визначеному сторонами. Якщо сторонами не досягнуто згоди про розмір відшкодування збитків, спір розв'язується в судовому порядку.

7.2 Здійснені Орендарем без згоди Орендодавця витрати на поліпшення орендованої земельної ділянки, які неможливо відокремити без заподіяння шкоди цій ділянці, не підлягають відшкодуванню.

7.3 Поліпшення стану земельних ділянок, проведені Орендарем за письмовою згодою з Орендодавцем землі, підлягають відшкодуванню. Умови, обсяги і строки відшкодування Орендарю витрат за проведені ним поліпшення стану земельних ділянок визначаються окремою угодою сторін.

7.4 Орендар має право на відшкодування збитків, заподіяних унаслідок невиконання орендодавцем зобов'язань, передбачених цим договором.

Збитками вважаються

- фактичні втрати, яких орендар зазнав у зв'язку з невиконанням або неналежним виконанням умов договору орендодавцем, а також витрати, які орендар здійснив або повинен здійснити для відновлення свого порушеного права
- доходи, які орендар міг би реально отримати в разі належного виконання орендодавцем умов договору.

7.5 Розмір фактичних витрат Орендаря визначається на підставі документально підтверджених даних.

8. Обмеження (обтяження) щодо використання земельної ділянки

8.1. На орендовану земельну ділянку не встановлено обмеження (обтяження) та інші права третіх осіб

8.2. Передача в оренду земельної ділянки не є підставою для припинення або зміни обмежень (обтяжень) та інших прав третіх осіб на цю ділянку

9. Інші права та обов'язки сторін

9.1 Права орендодавця.

Орендодавець має право вимагати від Орендаря

- використовувати земельну ділянку за цільовим призначенням згідно з цим договором
- дотримуватись норм екологічної безпеки землекористування, дотримуватись державних стандартів норм і правил
- своєчасного внесення орендної плати

9.2 Обов'язки Орендодавця

Орендодавець зобов'язаний

- передати в користування земельну ділянку у стані, що відповідає умовам договору оренди
- попередити Орендаря про особливості та недоліки земельної ділянки, які в процесі її використання можуть спричинити екологічно небезпечні наслідки для довкілля, або привести до погіршення стану самого об'єкта оренди

- попередити Орендаря про особливості та недоліки земельної ділянки, які в процесі її використання можуть спричиняти екологічно небезпечні наслідки для довкілля, або привести до погіршення стану самого об'єкта оренди
- при передачі земельних ділянок в оренду забезпечити відповідно до закону реалізацію прав третіх осіб щодо орендованих земельних ділянок
- не вчиняти дій, які б перешкождали Орендареві користуватися орендованими земельними ділянками

9.3. Права Орендаря

Орендар має право

- самостійно господарювати на земельній ділянці із дотриманням умов цього договору
- за письмовою згодою Орендодавця зводити в установленому порядку виробничі будівлі і споруди, отримувати продукцію і доходи

9.4. Обов'язки Орендаря

Орендар зобов'язаний

- приступати до використання земельної ділянки в строки встановлені цим договором
- зареєструвати договір в установленому порядку
- виконувати встановлені щодо об'єкта оренди обтяження в об'ємах передбачених законом або умовами договору
- дотримуватись режиму використання земель природоохоронного призначення
- у п'ятиденний строк після державної реєстрації договору оренди надати його копію до відповідного податкового органу

10. Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини

Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини несе Орендар

11. Зміна умов договору і припинення його дії

11.1 Зміна умов договору здійснюється у письмовій формі за взаємною згодою сторін. У разі недосягнення згоди щодо зміни умов договору спір вирішується в судовому порядку

11.2 Дія договору припиняється у разі

- закінчення строку, на який його було укладено
- придбання орендарем земельних ділянок у власність
- викупу земельних ділянок для суспільних потреб або примусового відчуження земельної ділянки з мотивів суспільної необхідності в порядку встановленому законом
- ліквідація юридичної особи – орендаря

Дія договору припиняється також в інших випадках, передбачених законом

11.3 Дія договору припиняється шляхом його розірвання за

- взаємною згодою сторін
- рішенням суду на вимогу однієї із сторін внаслідок невиконання другою стороною обов'язків, передбачених договором, та внаслідок випадкового знищення, пошкодження орендованої земельних ділянок, яке істотно перешкоджає її використанню, а також з інших підстав, визначених законом.

11.4 Розірвання договору оренди землі в односторонньому порядку недопускається

11.5 Перехід права власності на орендовані земельні ділянки до другої особи, а також реорганізація юридичної особи – орендаря є підставою для зміни умов або розірвання договору.

12. Відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання договору

12.1. За невиконання або неналежне виконання договору сторони несуть відповідальність згідно з умовами цього договору та діючим законодавством України.

12.2 Всі спори та розбіжності вирішуються шляхом переговорів. В разі недосягнення згоди шляхом переговорів спір передається в господарський суд України і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством і умовами відповідного договору.

12.3. Сторона, яка порушила зобов'язання, звільняється від відповідальності, якщо вона доведе, що це порушення сталося не з її вини.

13. Форс - мажорні обставини

13.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (повінь, пожежа, землетрус, блокада, страйк, а також війна або військові дії та ін) Дія обставин

непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України, або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

13.2. Сторона для якої створилась неможливість виконання зобов'язань за цим договором, повинна негайно (не пізніше 3-х днів після настання дії обставин, обумовлених в п. 13.1) сповістити іншу сторону про настання або припинення таких обставин.

14. Прикінцеві положення

14.1. Договір набирає чинності після підписання Сторонами та його державної реєстрації. Даний договір складений в трьох примірниках, один з яких знаходиться в Орендодавця, другий в Орендаря, третій в органі, який провів його державну реєстрацію – Варвинському відділі Чернігівської регіональної філії центру ДЗК.

14.2. Всі зміни і доповнення до даного договору повинні бути розроблені в письмовій формі і підписані уповноваженими представниками сторін.

14.3. Кредитор, який уступає вимогу по даному договору іншій особі в порядку ст. 516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таку уступку з БАТ "Укрнафта"

Додатки до договору

- схеми розташування земельних ділянок
- кадастровий план земельної ділянки з відображенням обмежень (обтяжень) у її використанні та встановлених земельних сервітутів
- акт визначення меж земельної ділянки в натурі (на місцевості)
- акт приймання – передачі об'єкта оренди

Реквізити сторін

Орендодавець

Варвинська райдержадміністрація
Поштові 17600, Чернігівська обл.
с.м.т. Варва, [REDACTED]
Банківські р/р 35219001000412
В УДК м. Чернігів
МФО 853592, код 04061872

Орендар

НГВУ "Чернігівнафтогаз" БАТ "Укрнафта"
Поштові 17500, Чернігівська обл.
Прилуцький р-н, м. Прилуки, [REDACTED]
Банківські рах 26009051480067 в Прилуцькому
відділенні ЧФ КБ "Приватбанк"
МФО 353586, код 00136573

Голова райдержадміністрації

 О.М. Давиденко.

В.о.начальника НГВУ "Чернігівнафтогаз"

 В.П. Прозур.

Договір зареєстрований у Варвинському відділі Чернігівського центру ДЗК
(назва органу державної реєстрації та місця розташування земельної ділянки)
про що у Державному реєстрі земель вчинено запис від 23 вересня 2005р.
за № 0001/00000003

МП

О.В. Ташушкіна
(ініціали та прізвище посадової особи, яка провела державну реєстрацію)



Договір оренди землі

Світличенська с/р

с.Світличне

«03» 08 2005р.

Варвинська районна державна адміністрація, що є неприбутковою організацією, в подальшому **Орендодавець**, в особі голови районної державної адміністрації Давиденка О. М. що діє на підставі розпорядження Варвинської районної державної адміністрації № 187 від «2» липня 2005 року та ЗУ «Про районну державну адміністрацію», з однієї сторони, та нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» ВАТ «Укрнафта» в особі в.о. начальника НГВУ «Чернігівнафтогаз» Прозур В.П., в подальшому **Орендар**, з іншої сторони, разом іменовані Сторони, уклали даний договір про наступне

1. Предмет договору

1.1. Орендодавець надає, а Орендар приймає в строкове платне користування земельні ділянки для обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища, які знаходяться на території Світличненської сільської ради (за межами населених пунктів)..

2. Об'єкт оренди

2.1. В оренду передаються земельні ділянки загальною площею **30,1088 га**, у тому числі землі промисловості – **30,1088 га**.

2.2. На земельних ділянках знаходяться об'єкти нерухомого майна НГВУ «Чернігівнафтогаз» – свердловини, факели свердловин, трансформатори та інше а також інші об'єкти інфраструктури – внутрішньопромислова та під'їзні дороги.

2.3 Нормативна грошова оцінка земельних ділянок не проведена.

2.4 Земельні ділянки, які передаються в оренду, не мають недоліків, що можуть перешкоджати їх ефективному використанню.

2.5 Інші особливості об'єкта оренди, які можуть вплинути на орендні відносини – відсутні.

3. Термін дії договору

3.1 Договір укладено на 49 років. Після закінчення строку договору орендар має переважне право поновлення його на новий строк. У цьому разі Орендар повинен не пізніше ніж за 30 днів до закінчення строку дії договору повідомити письмово орендодавця про намір продовжити його дію.

4. Орендна плата

4.1 Орендна плата вноситься Орендарем виключно у грошовій формі і складає **21521,77 грн (двадцять одна тисяча п'ятьсот двадцять одна грн. 77 коп.)** на рік.

4.2 Орендна плата вноситься Орендарем щомісячно в рівних частинах:

- в розмірі **1793,48 грн. (одна тисяча сімсот дев'яносто три грн. 48 коп.)** на рахунок Світличненської сільської ради № 33212812500100 код 22814163 банк УДК в Чернігівській області м. Чернішів МФО 853592у строк до 30 числа. Отримувач місцевий бюджет Світличненської сільської ради.

4.3 Розмір орендної плати переглядається щорічно у разі

- зміни умов господарювання, передбачених договором
- зміни розмірів земельного податку
- зміни порядку зарахування коштів, отриманих за оренду землі
- перевищення індексу інфляції за попередній не менше ніж на 10 відсотків
- погіршення стану орендованої земельної ділянки не з вини Орендаря, що підтвержено документами
- у разі проведення нормативної грошової оцінки землі
- за вимогою орендодавця переглянути розмір орендної плати
- в інших випадках, передбачених законом.

5. Умови використання земельної ділянки

5.1 Земельні ділянки передаються в оренду для промислового використання (обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища)

5.2 Цільове призначення земельних ділянок – землі промисловості.

5.3 Умови збереження стану об'єкта оренди

- неухильно дотримуватись вимог Земельного законодавства щодо раціонального використання земельних ділянок

- забезпечити захист земель від підтоплення, заболочування, вторинного засолення, забруднення відходами виробництва, хімічними та радіоактивними речовинами та від інших несприятливих природних і техногенних процесів
- забороняється самовільна забудова земельних ділянок

5.4 Передача земельних ділянок в оренду здійснюється з розробленням технічної документації з інвентаризації та з нормативної грошової оцінки земель. Організація розроблення проекту відведення земельної ділянки і витрати, пов'язані з цим, покладаються на Орендаря.

5.5 Інші умови передачі земельних ділянок в оренду – відсутні.

6. Умови і строки передачі земельної ділянки в оренду

6.1 Передача земельної ділянки в оренду здійснюється без розроблення проекту її відведення

6.2 Передача земельної ділянки орендарю здійснюється у п'ятиденний строк після державної реєстрації цього договору за актом її приймання – передачі

7. Умови повернення земельної ділянки

7.1 Після припинення дії договору Орендар повертає Орендодавцеві земельну ділянку у стані, не гіршому порівняно з тим, у якому він одержав її в оренду.

Орендодавець у разі погіршення корисних властивостей орендованої земельної ділянки, пов'язаних із зміною її стану, має право на відшкодування збитків у розмірі, визначеному сторонами. Якщо сторонами не досягнуто згоди про розмір відшкодування збитків, спір розв'язується в судовому порядку.

7.2 Здійснені Орендарем без згоди Орендодавця витрати на поліпшення орендованої земельної ділянки, які неможливо відокремити без заподіяння шкоди цій ділянці, не підлягають відшкодуванню.

7.3 Поліпшення стану земельних ділянок, проведені Орендарем за письмовою згодою з Орендодавцем землі, підлягають відшкодуванню. Умови, обсяги і строки відшкодування Орендарю витрат за проведені ним поліпшення стану земельних ділянок визначаються окремою угодою сторін.

7.4 Орендар має право на відшкодування збитків, заподіяних унаслідок невиконання орендодавцем зобов'язань, передбачених цим договором.

Збитками вважаються

- фактичні втрати, яких орендар зазнав у зв'язку з невиконанням або неналежним виконанням умов договору орендодавцем, а також витрати, які орендар здійснив або повинен здійснити для відновлення свого порушеного права
- доходи, які орендар міг би реально отримати в разі належного виконання орендодавцем умов договору.

7.5 Розмір фактичних витрат Орендаря визначається на підставі документально підтверджених даних.

8. Обмеження (обтяження) щодо використання земельної ділянки

8.1. На орендовану земельну ділянку не встановлено обмеження (обтяження) та інші права третіх осіб

8.2. Передача в оренду земельної ділянки не є підставою для припинення або зміни обмежень (обтяжень) та інших прав третіх осіб на цю ділянку

9. Інші права та обов'язки сторін

9.1 Права орендодавця.

Орендодавець має право вимагати від Орендаря

- використовувати земельну ділянку за цільовим призначенням згідно з цим договором
- дотримуватись норм екологічної безпеки землекористування, дотримуватися державних стандартів норм і правил
- своєчасного внесення орендної плати

9.2 Обов'язки Орендодавця

Орендодавець зобов'язаний

- передати в користування земельну ділянку у стані, що відповідає умовам договору оренди
- попередити Орендаря про особливості та недоліки земельної ділянки, які в процесі її використання можуть спричиняти екологічно небезпечні наслідки для довкілля, або привести до погіршення стану самого об'єкта оренди

- при передачі земельних ділянок в оренду забезпечити відповідно до закону реалізацію прав третіх осіб щодо орендованих земельних ділянок
- не вчиняти дій, які б перешкождали Орендареві користуватися орендованими земельними ділянками

9.3. Права Орендаря

Орендар має право

- самостійно господарювати на земельній ділянці із дотриманням умов цього договору
- за письмовою згодою Орендодавця зводити в установленому порядку виробничі будівлі і споруди, отримувати продукцію і доходи

9.4 Обов'язки Орендаря

Орендар зобов'язаний

- приступати до використання земельної ділянки в строки встановлені цим договором
- зареєструвати договір в установленому порядку
- виконувати встановлені щодо об'єкта оренди обтяження в об'ємах передбачених законом або умовами договору
- дотримуватись режиму використання земель природоохоронного призначення
- у п'ятиденний строк після державної реєстрації договору оренди надати його копію до відповідного податкового органу

10 Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини

Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини несе Орендар

11. Зміна умов договору і припинення його дії

11.1 Зміна умов договору здійснюється у письмовій формі за взаємною згодою сторін. У разі недосягнення згоди щодо зміни умов договору спір вирішується в судовому порядку

11.2 Дія договору припиняється у разі

- закінчення строку, на який його було укладено
- придбання орендарем земельних ділянок у власність
- викупу земельних ділянок для суспільних потреб або примусового відчуження земельної ділянки з мотивів суспільної необхідності в порядку встановленому законом
- ліквідація юридичної особи – орендаря

Дія договору припиняється також в інших випадках, передбачених законом

11.3 Дія договору припиняється шляхом його розірвання за

- взаємною згодою сторін
- рішенням суду на вимогу однієї із сторін внаслідок невиконання другою стороною обов'язків, передбачених договором, та внаслідок випадкового знищення, пошкодження орендованої земельних ділянок, яке істотно перешкоджає її використанню, а також з інших підстав, визначених законом.

11.4 Розірвання договору оренди землі в односторонньому порядку недопускається

11.5 Перехід права власності на орендовані земельні ділянки до другої особи, а також реорганізація юридичної особи – орендаря є підставою для зміни умов або розірвання договору.

12. Відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання договору

12.1. За невиконання або неналежне виконання договору сторони несуть відповідальність згідно з умовами цього договору та діючим законодавством України.

12.2 Всі спори та розбіжності вирішуються шляхом переговорів. В разі недосягнення згоди шляхом переговорів спір передається в господарський суд України і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством і умовами відповідного договору.

12.3. Сторона, яка порушила зобов'язання, звільняється від відповідальності, якщо вона доведе, що це порушення сталося не з її вини.

13. Форс - мажорні обставини

13.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (повінь, пожежа, землетрус, блокада, страйк, а також війна або військові дії та ін). Дія обставин непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України, або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

13.2. Сторона для якої створилась неможливість виконання зобов'язань за цим договором, повинна негайно (не пізніше 3 – х днів після настання дії обставин, обумовлених в п. 13.1) сповістити іншу сторону про настання або припинення таких обставин.

14. Прикінцеві положення

14.1. Договір набирає чинності після підписання Сторонами та його державної реєстрації. Даний договір складений в трьох примірниках, один з яких знаходиться в Орендодавця, другий в Орендаря, третій в органі, який провів його державну реєстрацію – Варвинському відділі Чернігівської регіональної філії центру ДЗК.

14.2. Всі зміни і доповнення до даного договору повинні бути розроблені в письмовій формі і підписані уповноваженими представниками сторін.

14.3. Кредитор, який уступає вимогу по даному договору іншій особі в порядку ст. 516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таку уступку з БАТ "Укрнафта"

Додатки до договору

- схеми розташування земельних ділянок
- кадастровий план земельної ділянки з відображенням обмежень (обтяжень) у її використанні та встановлених земельних сервітутів
- акт визначення меж земельної ділянки в натурі (на місцевості)
- акт приймання – передачі об'єкта оренди

Реквізити сторін

Орендодавець

Варвинська райдержадміністрація
Поштові 17600, Чернігівська обл.
с.м.т. Варва, [REDACTED]
Банківські р/р 35219001000412
В УДК м. Чернігів
МФО 853592, код 04061872

Орендар

НГВУ "Чернігівнафтогаз" БАТ "Укрнафта"
Поштові 17500, Чернігівська обл.
Прилуцький р-н, м. Прилуки, [REDACTED]
Банківські рах 26009051480067 в Прилуцькому
відділенні ЧФ КБ "Приватбанк"
МФО 353586, код 00136573

Голова райдержадміністрації


[Signature] О.М. Давиденко.

В.о. начальника НГВУ "Чернігівнафтогаз"

[Signature] В.П. Прохур.

Договір зареєстрований у

Варвинському районному відділу ДЗК
(назва органу державної реєстрації за місцем розташування земельної ділянки)

про що в Державному реєстрі земель вчинено запис від "03" серпня 2009 року

за № 010/09/00010

МП [Signature]
(підпис)

В.В. Кашуліка

(ініціали та прізвище посадової особи, яка провела державну реєстрацію)



121-Гнідинці



Договір оренди землі

сmt. Варва Чернігівської області

(місце укладення)

" 15 " грудня 2006 р.

Орендодавець (уповноважена ним особа) Варвинська районна державна адміністрація в особі голови Давиденка Олександра Миколайовича, з одного боку,

(найменування юридичної особи, прізвище, ім'я та по батькові юридичної особи)

та орендар нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз" ВАТ "Укрнафта" в особі начальника управління Прозура Віталія Петровича, який діє на підставі

(найменування структурної одиниці, прізвище, ім'я та по батькові фізичної особи)

положення "Про структурну одиницю" з другого, уклали цей договір про нижченаведене:

Предмет договору:

- Орендодавець: Варвинська районна державна адміністрація на підставі розпорядження Чернігівської обласної державної адміністрації № 407 від 14 листопада 2006 року надає, а орендар приймає в строкове платне користування земельну ділянку сільськогосподарського призначення для облаштування свердловини № 121 Гнідинцівського нафтового родовища (повторне використання) для скиду пластової води

(цільове призначення)

яка знаходиться на території Гнідинцівської сільської ради Варвинського району Чернігівської області

(місце знаходження)

Об'єкт оренди:

- В оренду строком на 25 років передається земельна ділянка загальною площею 0,176 га ріллі під майданчик для облаштування свердловини № 121.

- На земельній ділянці знаходяться об'єкти нерухомого майна

відсутні

(перелік, характеристика і стан будинків, будівель, споруд та інших об'єктів)

а також інші об'єкти інфраструктури

відсутні

(перелік, характеристика і стан лінійних споруд, інших об'єктів інфраструктури, у тому числі доріг, майданчиків твердим покриттям тощо)

- Земельна ділянка, передається в оренду разом з: **немає**

(перелік, характеристика і стан будинків, будівель, споруд та інших об'єктів)

5. Нормативна грошова оцінка земельних ділянок з урахуванням коефіцієнта індексації становить **40673,42 грн.** згідно розрахунку ПП „Візер”.

6. Земельна ділянка, яка передається в оренду, має такі недоліки, що можуть перешкоджати її ефективному використанню не має

7. Інші особливості об'єкта оренди, які можуть вплинути на орендні відносини - не має

Строк дії договору

8. Договір укладено на строк:

- в оренду строком на **25 роки – 0,176 га.**

Після закінчення строку договору орендар має переважне право поновлення його на новий строк. У цьому разі орендар повинен не пізніше ніж за **30 днів** до закінчення строку дії договору повідомити письмово орендодавця про намір продовжити його дію.

Орендна плата:

9. Орендна плата вноситься орендарем у формі та розмірі виключно в грошовій формі, щорічно, у розмірах:

з _____ 2006 року по _____ 2031 року - **3253,87 гривень;**

(розмір орендної плати: грошової - у гривнях)

Річна орендна плата встановлена у розмірі **8 %** від грошової оцінки одиниці площі ріллі по області.

Грошова плата вноситься на рахунок Гнідинцівської сільської ради

№ 33215812800090 код 22814163 банк УДК у Чернігівській області м. Чернігів МФО 853592 Місцевий бюджет Гнідинцівської сільської ради.

10. Обчислення розміру орендної плати за землю здійснюється з урахуванням індексів інфляції.

11. Орендна плата вноситься у такі строки – щомісячно.

12. Розмір орендної плати переглядається **один раз у 2 роки** у разі:

(періодичність)

зміни умов господарювання, передбачених договором; зміни розмірів земельного податку, підвищення цін, тарифів, у тому числі внаслідок інфляції; погіршення стану орендованої земельної ділянки не з вини орендаря, що підтверджено документами та в інших випадках, передбачених законом.

13. У разі невнесення орендної плати у строки, визначені цим договором, справляється пеня у розмірі **2,0 % несплаченої суми за кожний день прострочення.**

(відсотків)

Умови використання земельної ділянки

14. Земельна ділянка передається в оренду для облаштування свердловини № 121 Гнідинцівського нафтового родовища (повторне використання) для скиду пластової води.

(мета використання)

15. Цільове призначення земельної ділянки: **землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення /трубопровідного**

транспорту/.

16. Умови збереження стану об'єкта оренди:

- неухильно дотримуватись вимог Земельного законодавства щодо раціонального використання земельної ділянки;
- не допускати погіршення якісного стану орендованої земельної ділянки;
- забезпечити захист земель від ерозії, підтоплення, заболочування, вторинного засолення, забруднення відходами виробництва, хімічними та радіоактивними речовинами та від інших несприятливих природних і техногенних процесів;
- рекультивації земельної ділянки після закінчення строку оренди і повернення її землевласнику до складу тих угідь, з яких вони були вилучені /згідно проекту рекультивації/.

Умови і строки передачі земельної ділянки в оренду

17. Передача земельної ділянки в оренду здійснюється з розробленням проекту її відведення.

Підставою розроблення проекту відведення земельних ділянок є:

частина 6 ст. 15 Закону України "Про оренду землі".

Організація розроблення проекту відведення земельної ділянки і витрати, пов'язані з цим, покладаються на - **орендаря**.

18. Інші умови передачі земельної ділянки в оренду - відсутні.

19. Передача земельної ділянки орендарю здійснюється у тижневий строк

(строк)

після державної реєстрації цього договору за **актом її приймання-передачі**.

Умови повернення земельної ділянки

20. Після припинення дії договору орендар повертає орендодавцеві земельну ділянку у стані, не гіршому порівняно з тим, у якому він одержав її в оренду.

Орендодавець у разі погіршення корисних властивостей орендованої земельної ділянки, пов'язаних із зміною її стану, має право на відшкодування збитків у розмірі, визначеному сторонами. Якщо сторонами не досягнуто згоди про розмір відшкодування збитків, спір розв'язується у судовому порядку.

21. Здійснені орендарем без згоди орендодавця витрати на поліпшення орендованої земельної ділянки, які неможливо відокремити без заподіяння шкоди цій ділянці, не підлягають відшкодуванню.

22. Поліпшення стану земельної ділянки, проведені орендарем за письмовою згодою з орендодавцем землі не підлягають відшкодуванню.

Умови, обсяги і строки відшкодування орендарю витрат за проведені ним поліпшення стану земельної ділянки визначаються окремою угодою сторін.

23. Орендар має право на відшкодування збитків, заподіяних унаслідок невиконання орендодавцем зобов'язань, передбачених цим договором.

Збитками вважаються:

- фактичні втрати, яких орендар зазнав у зв'язку з невиконанням або неналежним

виконанням умов договору орендодавцем, а також витрати, які орендар здійснив або повинен здійснити для відновлення свого порушеного права;

- доходи, які орендар міг би реально отримати в разі належного виконання орендодавцем умов договору.

24. Розмір фактичних витрат орендаря визначається на підставі документально підтверджених даних.

Обмеження (обтяження) щодо використання земельної ділянки:

25. На орендовану земельну ділянку встановлено обмеження щодо використання земельної ділянки: зміна цільового використання, використання земель методами і способами, які погіршують їх якісний стан, дотримання граничнодопустимих концентрацій хімічних, радіоактивних та інших шкідливих речовин у ґрунті, скидання забруднених стічних вод, розміщення звалищ сміття, відходів виробництва.

26. Передача в оренду земельної ділянки не є підставою для припинення або зміни обмежень (обтяжень) та інших прав третіх осіб на цю ділянку.

Інші права та обов'язки сторін:

27. Права орендодавця: орендодавець має право вимагати від орендаря:

- використовувати земельну ділянку за цільовим призначенням згідно з договором оренди;
- дотримуватись екологічної безпеки землекористування та збереження родючості ґрунтів, додержання державних стандартів, норм і правил;
- своєчасного внесення орендної плати.

28. Обов'язки орендодавця: орендодавець зобов'язаний:

- передати в користування земельну ділянку у стані, що відповідає умовам договору оренди;
- при передачі земельної ділянки в оренду забезпечити відповідно до закону реалізацію прав третіх осіб щодо орендованої земельної ділянки;
- не вчиняти дій, які б перешкоджали орендареві користуватися орендованою земельною ділянкою;
- попередити орендаря про особливі властивості та недоліки земельної ділянки, які в процесі її використання можуть спричинити економічно небезпечні наслідки для довкілля, або привести до погіршення стану самого об'єкта оренди.

* Визначаються відповідно до Закону України "Про оренду землі"

29. Права орендаря: орендар має право:

- самостійно господарювати на землі з дотриманням умов договору оренди землі;
- за письмовою згодою орендодавця зводити в установленому законом порядку виробничі будівлі і споруди;
- отримувати продукцію і доходи.

30. Обов'язки орендаря: Орендар зобов'язаний:

- приступити до використання земельної ділянки в строки, встановлені договором оренди землі, зареєстрованим в установленому законом порядку;
- виконувати встановлені щодо об'єкта оренди обмеження (обтяження) в обсязі, передбаченому законом або договором оренди землі;
- дотримуватись режиму використання земель природоохоронного призначення;
- у 5 ^{ти} денний строк після державної реєстрації договору оренди земельної ділянки державної або комунальної власності **надати копію договору відповідному органу державної податкової служби.**

**Ризик випадкового знищення або пошкодження
об'єкта оренди чи його частини**

- 31. Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини несе орендодавець.**

Страхування об'єкта оренди

- 32. Згідно з цим договором об'єкт оренди не підлягає страхуванню на весь період дії цього договору.**

Зміна умов договору і припинення його дії

- 33. Зміна умов договору здійснюється у письмовій формі за взаємною згодою сторін. У разі недосягнення згоди щодо зміни умов договору спір розв'язується у судовому порядку.**

34. Дія договору припиняється у разі:

- закінчення строку, на який його було укладено;
- придбання орендарем земельної ділянки у власність;
- викупу земельної ділянки для суспільних потреб або примусового відчуження земельної ділянки з мотивів суспільної необхідності в порядку, встановленому законом;
- ліквідації структурної одиниці - орендаря.

Договір припиняється також в інших випадках, передбачених законом.

35. Дія договору припиняється шляхом його розірвання за:

- взаємною згодою сторін;
- рішенням суду на вимогу однієї із сторін у наслідок невиконання другою стороною обов'язків, передбачених договором, та внаслідок випадкового знищення, пошкодження орендованої земельної ділянки, які істотно перешкоджають її використанню, а також з інших підстав, визначених законом.

- 36. Розірвання договору оренди землі в односторонньому порядку - не допускається.**

- 37. Перехід права власності на орендовану земельну ділянку до другої особи, а також реорганізація структурної одиниці - орендаря - не є підставою для зміни умов або розірвання договору.**

Відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання договору

- 38. За невиконання або неналежне виконання договору сторони несуть відповідальність відповідно до закону та цього договору.**
- 39. Сторона, яка порушила зобов'язання, звільняється від відповідальності, якщо вона**

доведе, що це порушення сталося не з її вини.

Форс – мажорні обставини:

Сторони звільняються від відповідальності за часткове або повне невиконання обов'язків по договору, якщо це невиконання відбулося за обставин, які виникли після заключення договору внаслідок невідворотних дій надзвичайного характеру, які сторони не змогли ні передбачити, ні попередити прийнятими заходами (повінь, пожежа, землетрус, осідання ґрунту та інші явища природи, а також війна або військові дії), які призвели до неможливості виконання даного договору.

Прикінцеві положення

40. Цей договір набирає чинності після підписання сторонами та його державної реєстрації.

Цей договір укладено у трьох примірниках, що мають однакову юридичну силу, один з яких знаходиться в орендодавця, другий - в орендаря, третій - в органі, який провів його державну реєстрацію – **Варвинському районному відділі Чернігівської регіональної філії ДП “Центру ДЗК”**

(назва органу державної реєстрації за місцем розташування земельної ділянки)

Невід'ємними частинами договору є:

- план або схема земельної ділянки;
 - кадастровий план земельної ділянки з відображенням обмежень (обтяжень) у її використанні та встановлених земельних сервітутів;
 - акт визначення меж земельної ділянки в натурі (на місцевості);
 - акт приймання-передачі об'єкта оренди;
 - проект відведення земельної ділянки у випадках, передбачених законом.
- (інші документи, що додаються до договору).

Реквізити сторін:

Орендодавець:

Давиденко Олександр Миколайович

(прізвище, ім'я та по батькові юридичної особи)

Варвинська районна державна адміністрація

(найменування юридичної особи)

положення “Про районні державні адміністрації”

що діє на підставі установчого документа)

Місцезнаходження юридичної особи:

17600, Чернігівська область,

(індекс, область,

смт. Варва, [REDACTED]

місто, вулиця)

Ідентифікаційний код - 04061872

Орендар:

Прозур Віталій Петрович

(прізвище, ім'я та по батькові особи)

нафтогазовидобувне управління
“Чернігівнафтогаз” ВАТ “Укрнафта”

(найменування структурної одиниці)

положення “Про структурну одиницю”

що діє на підставі установчого документа)

р/р26009051480067 в Прилуцькому відділенні

ЧФ КБ “Приватбанк” МФО 353586

(банківські реквізити)

Місцезнаходження НГВУ “Чернігівнафтогаз”

17500, Чернігівська область,

(індекс, область:

м. Прилуки, [REDACTED]

місто, вулиця)

Ідентифікаційний код – 00136573

Підписи сторін:

Орендодавець:



О.М.Давиденко

Орендар:



В.П.Прозур

Договір зареєстрований у Варвинському районному відділі Чернігівської регіональної філії ДП "Центру ДЗК"

(назва органу державної реєстрації за місцем розташування земельної ділянки)

про що у Державному реєстрі земель вчинено запис від "15" *листопада* 2006 р.

за № *00136573/2006**О.В.Клишук*

(ініціали та прізвище посадової особи, яка провела державну реєстрацію)

Договір оренди землі

Остапівська с/р

с.Остапівка

03» 08 2005р.

Варвинська районна державна адміністрація, що є неприбутковою організацією, в подальшому **Орендодавець**, в особі голови районної державної адміністрації Давиденка О. М. що діє на підставі розпорядження Варвинської районної державної адміністрації № 187 від « 2» липня 2005 року та ЗУ « Про районну державну адміністрацію », з однієї сторони, та нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» ВАТ«Укрнафта» в особі в.о. начальника НГВУ«Чернігівнафтогаз» Прозур В.П., в подальшому **Орендар**, з іншої сторони, разом іменовані Сторони, уклали даний договір про наступне

1.Предмет договору

1.1. Орендодавець надає, а Орендар приймає в строкове платне користування земельні ділянки для обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища, які знаходяться на території Остапівської сільської ради (за межами населених пунктів)..

2. Об'єкт оренди

2.1.В оренду передаються земельні ділянки загальною площею **8,3007 га**, у тому числі землі промисловості – **8,3007 га**.

2.2. На земельних ділянках знаходяться об'єкти нерухомого майна НГВУ«Чернігівнафтогаз»- свердловини, трансформатори та інше а також інші об'єкти інфраструктури – внутрішньопромислова та під'їзні дороги.

2.3 Нормативна грошова оцінка земельних ділянок не проведена.

2.4 Земельні ділянки, які передаються в оренду, не мають недоліків, що можуть перешкоджати їх ефективному використанню.

2.5 Інші особливості об'єкта оренди, які можуть вплинути на орендні відносини – відсутні.

3.Термін дії договору

3.1 Договір укладено на 49 років. Після закінчення строку договору орендар має переважне право поновлення його на новий строк. У цьому разі Орендар повинен не пізніше ніж за 30 днів до закінчення строку дії договору повідомити письмово орендодавця про намір продовжити його дію.

4. Орендна плата

4.1 Орендна плата вноситься Орендарем виключно у грошовій формі і складає **5933грн(п'ять тисяч дев'яносто тридцять три грн)** на рік.

4.2 Орендна плата вноситься Орендарем щомісячно в рівних частинах:

- в розмірі **494,42(чотириста дев'яносто чотири) грн. 42 коп.** на рахунок Остапівської сільської ради № 33215812500099 код 22814163 банк УДК в Чернігівській області м. Чернішів МФО 853592у строк до 30 числа. Отримувач місцевий бюджет Остапівської сільської ради.

5.3. Розмір орендної плати переглядається щорічно у разі

- зміни умов господарювання, передбачених договором
- зміни розмірів земельного податку
- зміни порядку зарахування коштів, отриманих за оренду землі
- перевищення індексу інфляції за попередній не менше ніж на 10 відсотків
- погіршення стану орендованої земельної ділянки не з вини Орендаря, що підтвержено документами
- у разі проведення нормативної грошової оцінки землі
- за вимогою орендодавця переглянути розмір орендної плати
- в інших випадках, передбачених законом.

6. Умови використання земельної ділянки

7.2. Земельні ділянки передаються в оренду для промислового використання (обслуговування свердловин Гнідинцівського родовища)

7.3. Цільове призначення земельних ділянок – землі промисловості.

7.4. Умови збереження стану об'єкта оренди

- неухильно дотримуватись вимог Земельного законодавства щодо раціонального використання земельних ділянок

- неухильно дотримуватись вимог Земельного законодавства щодо раціонального використання земельних ділянок
- забезпечити захист земель від підтоплення, заболочування, вторинного засолення, забруднення відходами виробництва, хімічними та радіоактивними речовинами та від інших несприятливих природних і техногенних процесів
- забороняється самовільна забудова земельних ділянок

5.4 Передача земельних ділянок в оренду здійснюється з розробленням технічної документації з інвентаризації та з нормативної грошової оцінки земель. Організація розроблення проекту відведення земельної ділянки і витрати, пов'язані з цим, покладаються на Орендаря.

5.5 Інші умови передачі земельних ділянок в оренду – відсутні.

6. Умови і строки передачі земельної ділянки в оренду

6.1 Передача земельної ділянки в оренду здійснюється без розроблення проекту її відведення

6.2 Передача земельної ділянки орендарю здійснюється у п'ятиденний строк після державної реєстрації цього договору за актом її приймання – передачі

7. Умови повернення земельної ділянки

7.1 Після припинення дії договору Орендар повертає Орендодавцеві земельну ділянку у стані, не гіршому порівняно з тим, у якому він одержав її в оренду.

Орендодавець у разі погіршення корисних властивостей орендованої земельної ділянки, пов'язаних із зміною її стану, має право на відшкодування збитків у розмірі, визначеному сторонами. Якщо сторонами не досягнуто згоди про розмір відшкодування збитків, спір розв'язується в судовому порядку.

7.2 Здійснені Орендарем без згоди Орендодавця витрати на поліпшення орендованої земельної ділянки, які неможливо відокремити без заподіяння шкоди цій ділянці, не підлягають відшкодуванню.

7.3 Поліпшення стану земельних ділянок, проведені Орендарем за письмовою згодою з Орендодавцем землі, підлягають відшкодуванню. Умови, обсяги і строки відшкодування Орендарю витрат за проведені ним поліпшення стану земельних ділянок визначаються окремою угодою сторін.

7.4 Орендар має право на відшкодування збитків, заподіяних унаслідок невиконання орендодавцем зобов'язань, передбачених цим договором.

Збитками вважаються

- фактичні втрати, яких орендар зазнав у зв'язку з невиконанням або неналежним виконанням умов договору орендодавцем, а також витрати, які орендар здійснив або повинен здійснити для відновлення свого порушеного права
- доходи, які орендар міг би реально отримати в разі належного виконання орендодавцем умов договору.

7.5 Розмір фактичних витрат Орендаря визначається на підставі документально підтверджених даних.

8. Обмеження (обтяження) щодо використання земельної ділянки

8.1. На орендовану земельну ділянку не встановлено обмеження (обтяження) та інші права третіх осіб

8.2. Передача в оренду земельної ділянки не є підставою для припинення або зміни обмежень (обтяжень) та інших прав третіх осіб на цю ділянку

9. Інші права та обов'язки сторін

9.1 Права орендодавця.

Орендодавець має право вимагати від Орендаря

- використовувати земельну ділянку за цільовим призначенням згідно з цим договором
- дотримуватись норм екологічної безпеки землекористування, дотримуватись державних стандартів норм і правил
- своєчасного внесення орендної плати

9.2 Обов'язки Орендодавця

Орендодавець зобов'язаний

- передати в користування земельну ділянку у стані, що відповідає умовам договору оренди

- попередити Орендаря про особливості та недоліки земельної ділянки, які в процесі її використання можуть спричинити екологічно небезпечні наслідки для довкілля, або привести до погіршення стану самого об'єкта оренди
- при передачі земельних ділянок в оренду забезпечити відповідно до закону реалізацію прав третіх осіб щодо орендованих земельних ділянок
- не вчиняти дій, які б перешкоджали Орендареві користуватися орендованими земельними ділянками

9.3. Права Орендаря

Орендар має право

- самостійно господарювати на земельній ділянці із дотриманням умов цього договору
- за письмовою згодою Орендодавця зводити в установленому порядку виробничі будівлі і споруди, отримувати продукцію і доходи

9.4. Обов'язки Орендаря

Орендар зобов'язаний

- приступати до використання земельної ділянки в строки встановлені цим договором
- зареєструвати договір в установленому порядку
- виконувати встановлені щодо об'єкта оренди обтяження в обсягах передбачених законом або умовами договору
- дотримуватись режиму використання земель природоохоронного призначення
- у п'ятиденний строк після державної реєстрації договору оренди надати його копію до відповідного податкового органу

10. Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини

Ризик випадкового знищення або пошкодження об'єкта оренди чи його частини несе Орендар

11. Зміна умов договору і припинення його дії

11.1 Зміна умов договору здійснюється у письмовій формі за взаємною згодою сторін. У разі недосягнення згоди щодо зміни умов договору спір вирішується в судовому порядку

11.2 Дія договору припиняється у разі

- закінчення строку, на який його було укладено
- придбання орендарем земельних ділянок у власність
- викупу земельних ділянок для суспільних потреб або примусового відчуження земельної ділянки з мотивів суспільної необхідності в порядку встановленому законом
- ліквідація юридичної особи – орендаря

Дія договору припиняється також в інших випадках, передбачених законом

11.3 Дія договору припиняється шляхом його розірвання за

- взаємною згодою сторін
- рішенням суду на вимогу однієї із сторін внаслідок невиконання другою стороною обов'язків, передбачених договором, та внаслідок випадкового знищення, пошкодження орендованої земельних ділянок, яке істотно перешкоджає її використанню, а також з інших підстав, визначених законом.

11.6 Розірвання договору оренди землі в односторонньому порядку недопускається

11.7 Перехід права власності на орендовані земельні ділянки до другої особи, а також реорганізація юридичної особи – орендаря є підставою для зміни умов або розірвання договору.

12. Відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання договору

12.1. За невиконання або неналежне виконання договору сторони несуть відповідальність згідно з умовами цього договору та діючим законодавством України.

12.2 Всі спори та розбіжності вирішуються шляхом переговорів. В разі недосягнення згоди шляхом переговорів спір передається в господарський суд України і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством і умовами відповідного договору.

12.3. Сторона, яка порушила зобов'язання, звільняється від відповідальності, якщо вона доведе, що це порушення сталося не з її вини.

13. Форс - мажорні обставини

13.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (повінь, пожежа, землетрус, блокада, страйк, а також війна або військові дії та ін) Дія обставин

непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України, або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

13.2. Сторона для якої створилась неможливість виконання зобов'язань за цим договором, повинна негайно (не пізніше 3 – х днів після настання дії обставин, обумовлених в п. 13.1) сповістити іншу сторону про настання або припинення таких обставин.

14. Прикінцеві положення

14.1. Договір набирає чинності після підписання Сторонами та його державної реєстрації. Даний договір складений в трьох примірниках, один з яких знаходиться в Орендодавця, другий в Орендаря, третій в органі, який провів його державну реєстрацію – Варвинському відділі Чернігівської регіональної філії центру ДЗК.

14.2 Всі зміни і доповнення до даного договору повинні бути розроблені в письмовій формі і підписані уповноваженими представниками сторін.

14.3. Кредитор, який уступає вимогу по даному договору іншій особі в порядку ст. 516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таку уступку з БАТ "Укрнафта"

Додатки до договору

- схеми розташування земельних ділянок
- кадастровий план земельної ділянки з відображенням обмежень (обтяжень) у її використанні та встановлених земельних сервітутів
- акт визначення меж земельної ділянки в натурі (на місцевості)
- акт приймання – передачі об'єкта оренди

Реквізити сторін

Орендодавець

Варвинська райдержадміністрація
Поштові 17600, Чернігівська обл.
с.м.т. Варва, [REDACTED]
Банківські р/р 35219001000412
В УДК м. Чернігів
МФО 853592, код 04061872

Орендар

НГВУ "Чернігівнафтогаз" БАТ "Укрнафта"
Поштові 17500, Чернігівська обл.
Прилуцький р-н, м. Прилуки, [REDACTED]
Банківські рах 26009051480067 в Прилуцькому
відділенні ЧФ КБ "Приватбанк"
МФО 353586, код 00136573

Голова райдержадміністрації


[Signature]
О.М. Давиденко.

В.о.начальника НГВУ "Чернігівнафтогаз"


[Signature]
В.П.Прозур.

Договір зареєстрований у Варвинському відділі Чернігівського центру ДЗК
(назва органу державної реєстрації за об'єктом розташування земельної ділянки)
про що у державному реєстрі земель вчинено запис від 13 червня 2008 р.
за № 04061872/000001

МП [Stamp]

О.В. Тамушка
(ініціали та прізвище посадової особи, яка провела державну реєстрацію)


[Signature]
[Signature]

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонізієвич

Час та дата запиту: 12:52 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	██████████
Цільове призначення	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Інформація відсутня
Площа земельної ділянки	1.6958
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Гнідинцівська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	1865133.4
Дата оцінки ділянки	16.01.2024
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	01.07.2023
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	50915246
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	03.08.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	54564290
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонізієвич

Час та дата запиту: 12:54 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	[REDACTED]
Цільове призначення	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Інформація відсутня
Площа земельної ділянки	0.385
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Гнідинцівська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	423444.01
Дата оцінки ділянки	23.01.2024
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	01.07.2023
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	50913461
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	03.08.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	54589390
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонізієвич

Час та дата запиту: 12:55 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	[REDACTED]
Цільове призначення	Промисловості
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Промисловості
Форма власності	Інформація відсутня
Площа земельної ділянки	0.4761
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Остапівська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	523640.76
Дата оцінки ділянки	16.01.2024
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку	
* інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області

Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	01.07.2023
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	50907246
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	03.08.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	56083165
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 12:59 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Державна власність
Площа земельної ділянки	0.6364
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Світличненська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	Інформація відсутня
Дата оцінки ділянки	Інформація відсутня
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська районна державна адміністрація
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04061872
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	Інформація відсутня
Найменування юридичної особи	НГВУ Чернігівнафтогаз
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00136573
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 13:01 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	[REDACTED]
Цільове призначення	11.01.Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Державна власність
Площа земельної ділянки	0.5896
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Світличненська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	Інформація відсутня
Дата оцінки ділянки	Інформація відсутня
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська районна державна адміністрація
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04061872
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	Інформація відсутня
Найменування юридичної особи	НГВУ Чернігівнафтогаз
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00136573
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 13:04 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	[REDACTED]
Цільове призначення	11.01.Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами.
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Інформація відсутня
Площа земельної ділянки	0.4221
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Гнідинцівська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	464248.61
Дата оцінки ділянки	24.01.2024
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	01.07.2023
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	50913371
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	03.08.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	54564224
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонізієвич

Час та дата запиту: 13:05 06-08-2024

Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Державна власність
Площа земельної ділянки	0.3277
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Гнідинцівська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	Інформація відсутня
Дата оцінки ділянки	Інформація відсутня
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

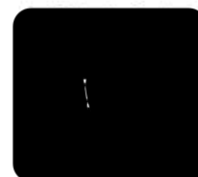
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Барвинська районна державна адміністрація
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04061872
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	Інформація відсутня
Найменування юридичної особи	НГВУ Чернігівнафтогаз
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00136573
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 13:06 06-08-2024



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	11.01.Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення
Вид використання	Для розміщення та експлуатації основних підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Форма власності	Державна власність
Площа земельної ділянки	0.4312
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Світличненська сільська рада
Відомості про нормативно грошову оцінку ділянки	
Значення, гривень	Інформація відсутня
Дата оцінки ділянки	Інформація відсутня
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Інформація відсутня
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня

Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку * інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська районна державна адміністрація
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04061872
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	Інформація відсутня
Найменування юридичної особи	НГВУ Чернігівнафтогаз
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00136573
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру
про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 21:59 25-08-2025



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	Видобувна промисловість
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони та іншого призначення
Площа земельної ділянки	0.486
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Світличненська сільська рада
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Онищенко О.Г.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	Приватне підприємство "Азимут"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку	
* інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська районна державна адміністрація
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04061872
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

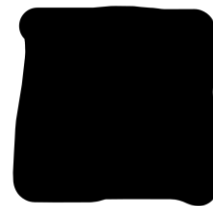
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	Інформація відсутня
Найменування юридичної особи	НГВУ «Чернігівнафтогаз»
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00136573
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Інформація відсутня

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру
про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонізійович

Час та дата запиту: 21:51 25-08-2025



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	11.01 Для розміщення та експлуатації основних, підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Площа земельної ділянки	0.5615
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Дашенківська сільська рада
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Даниленко В.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	ФОП /Даниленко В.В./
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Даниленко В.В.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	ФОП /Даниленко В.В./
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку	
* інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372

Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	24.03.2025
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	59231973
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	19.09.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	59232036
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Державна служба України з питань геодезії, картографії та кадастру

Інформація Державного земельного кадастру
про право власності та речові права на земельну ділянку

Замовник: Козак Костянтин Діонісійович

Час та дата запиту: 22:27 25-08-2025



Відомості про земельну ділянку	
Кадастровий номер земельної ділянки	
Цільове призначення	11.01 Для розміщення та експлуатації основних, підсобних і допоміжних будівель та споруд підприємствами, що пов'язані з користуванням надрами
Категорія земель	Землі промисловості, транспорту, електронних комунікацій, енергетики, оборони та іншого призначення
Площа земельної ділянки	0.9055
Місце розташування	Чернігівська область, Варвинський район, Остапівська сільська рада
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (ВІДПОВІДАЛЬНА ОСОБА)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Маляр Є. О.
Номер сертифіката та дата видачі	Інформація відсутня
Місце роботи інженера-землевпорядника	ТОВ "ДЗК +"
Відомості про сертифікованого інженера - землевпорядника (БЕЗПОСЕРЕДНІЙ ВИКОНАВЕЦЬ)	
ПІБ інженера – землевпорядника	Максимчук Олександр Віталійович
Номер сертифіката та дата видачі	№012801 від 31.03.2015
Місце роботи інженера-землевпорядника	ТОВ "ДЗК +"
Відомості про суб'єктів права власності на земельну ділянку	
* інформація про власника (землекористувачів) є довідковою, актуальна інформація міститься у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно	
Найменування юридичної особи	Варвинська селищна рада Прилуцького району Чернігівської області
Код ЄДРПОУ юридичної особи	04412372

Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	30.06.2023
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	50880704
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада
Відомості про суб'єкта речового права на земельну ділянку	
Вид речового права	право оренди земельної ділянки
Найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"
Код ЄДРПОУ юридичної особи	00135390
Дата державної реєстрації права (в державному реєстрі прав)	03.08.2005
Номер запису про право (в державному реєстрі прав)	56082675
Орган, що здійснив державну реєстрацію права (в державному реєстрі прав)	Ладанська селищна рада

Додаток 2
Дозвіл на спеціальне водокористування

Паперова копія
електронного
документа



ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО ВОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ

вул. [REDACTED] Київ, 01004, тел./факс: (044) 235-31-92, тел. (044) 235-61-46
E-mail: davr@davr.gov.ua, сайт: davr.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 37472104

ДОЗВІЛ
НА СПЕЦІАЛЬНЕ ВОДОКОРИСТУВАННЯ

Від 06.11.2023

№ [REDACTED]

Цей дозвіл видано водокористувачу ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА", ЄДРПОУ: 00135390, 04053, місто Київ, Шевченківський район, [REDACTED] (для філії НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ" ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА "УКРНАФТА" (код ЄДРПОУ відокремленого підрозділу 00136573), місцезнаходження: 17500, Чернігівська область, м. Прилуки, [REDACTED]

Поштова адреса: 04053, місто Київ, Шевченківський район, [REDACTED]

3-5

1. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): артезіанські свердловини №1, №2 розташовані по [REDACTED] (на території Талалаївського цеху з видобутку нафти і газу) в межах с. Стара Талалаївка Талалаївської ТГ Прилуцького району Чернігівської області, басейн р. Детюківка, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Підземний водоносний горизонт 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0187/0030/Р.ДЕТЮКІВКА

Код та назва водогосподарських ділянок, у межах яких знаходяться джерела водопостачання, приймачі зворотних (стічних) та інших вод: M5.1.2.16 - р. Удай

2. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): артезіанські свердловини №1, №2 розташовані за межами с. Красляни (7 км автодороги Красляни - Прилуки) Ладанської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території Прилуцько-Лесяківського цеху з видобутку нафти і газу), басейн р. Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Підземний водоносний горизонт 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

Код та назва водогосподарських ділянок, у межах яких знаходяться джерела водопостачання, приймачі зворотних (стічних) та інших вод: M5.1.2.16 - р. Удай

3. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): артезіанська свердловина

№6 розташована за межами с. Боршна (156 км траси Київ-Суми, будівля №1) Сухополов'янської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території УППГ Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу), басейн р. Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Підземний водоносний горизонт 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

4. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): артезіанська свердловина №5 розташована за межами смт Мала Дівиця Малодівицької ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території ГЗСУ Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу), басейн р. Галка, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Підземний водоносний горизонт 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0253/Р.ГАЛКА

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

5. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): артезіанська свердловина №27 розташована за межами с. Сухополова (142 км траси Київ-Суми, будівля №2) Сухополов'янської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території Прилуцької дільниці Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу), басейн р. Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Підземний водоносний горизонт 60/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

6. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): водозабір із комунального водопроводу КП "Прилуки тепловодопостачання" (згідно договору №67/105-VI від 01.06.2018) у межах м. Прилуки Прилуцької ТГ Чернігівської області, басейн р. Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: КП "Прилуки тепловодопостачання", 740449

7. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): водозабір від Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ "Укрнафта" (згідно наряд-замовлення №32-

р/65-ЧНГ від 24.11.2022) розташований за межами смт Варва Варвинської ТГ Прилуцького району Чернігівської області, басейн річки Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Гнідинцівський газопереробний завод ПАТ "Укрнафта", 740496

8. Фактичне місце здійснення діяльності (водокористування): водозабір від Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ "Укрнафта" (згідно наряд-замовлення №32-р/65-ЧНГ від 24.11.2022) розташований за межами смт Варва Варвинської ТГ Прилуцького району Чернігівської області, басейн річки Удай, район басейну річки Дніпро.

Назва та код джерела водопостачання або водокористувача, із системи водопостачання (водовідведення) якого отримано воду: Гнідинцівський газопереробний завод ПАТ "Укрнафта", 740496

9. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): у межах с. Стара Талалаївка Талалаївської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території Талалаївського цеху з видобутку нафти і газу) у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0187/0030/Р.ДЕТЮКІВКА

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

10. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): за межами с. Красляни Ладанської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу) у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

11. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): за межами смт Мала Дівиця Малодівицької ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території ГЗСУ Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу) у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/0253/Р.ГАЛКА

Код та назва водогосподарських ділянок, у межах яких знаходяться джерела

водопостачання, приймачі зворотних (стічних) та інших вод: М5.1.2.16 - р. Удай

12. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): за межами с. Боршна Сухополов'янської ТГ Прилуцького району Чернігівської області (на території УППГ Прилуцько-Леляківського цеху з видобутку нафти і газу) у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

13. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): у межах м. Прилуки Прилуцької ТГ Чернігівської області у каналізаційну мережу КП "Прилукитепловодопостачання" (згідно договору №67/105-VI від 01.06.2018).

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: КП "Прилукитепловодопостачання", 740449

14. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): за межами смт Варва Варвинської ТГ Прилуцького району Чернігівської області на території Гнідинцівського цеху видобутку нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз" у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

15. Фактичне місце здійснення діяльності (водовідведення): за межами с. Сухополова (142 км траси Київ-Суми, будівля №2) Сухополов'янської ТГ Прилуцького району Чернігівської області у вигріб.

Назва, тип та код приймача зворотних (стічних) вод або водокористувача, до систем водовідведення якого скидаються зворотні (стічні) води: Вигріб 84/ЧЕР/ДНЕПР/0621/0118/Р.УДАЙ

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

Мета водокористування: питні і санітарно-гігієнічні потреби; виробничі потреби

**Встановлені ліміти
Ліміт забору води**

Показник	Обсяги води	
	м³/добу*	тис. м³/рік
Забір води, усього (у т.ч.):	584.774	34.332
- з поверхневих джерел (окремо для кожного джерела)	-	-
- з підземних джерел (окремо для кожного річкового басейну)	584.774	34.332
Р.ДЕТЮКІВКА	258.186	5.086
Р.УДАЙ	316.733	27.497
Р.ГАЛКА	9.855	1.749

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

Ліміт використання води

Показник	Обсяги води	
	м³/добу	тис. м³/рік
Використання води на власні потреби, усього (у т.ч.):	683.535	56.223
з поверхневих джерел:	-	-
- на питні і санітарно-гігієнічні потреби	-	-
- на виробничі потреби	-	-
- на інші потреби	-	-
з підземних джерел:	577.25	31.586
- на питні і санітарно-гігієнічні потреби	16.425	4.223
- на виробничі потреби	560.825	27.363
- на інші потреби	-	-
від іншого водокористувача:	106.285	24.637
- на питні і санітарно-гігієнічні потреби	18.995	4.881
- на виробничі потреби	87.29	19.756
- на інші потреби	-	-

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

Інші характеристики спеціального водокористування

Показник	м³/добу	тис. м³/рік
Отримано від іншого водокористувача	106.285	24.637

Отримано від іншого водокористувача зворотної (стічної) води	-	-
Передача води, усього (у т.ч.):	-	-
- населенню	-	-
- вторинним водокористувачам (без використання)	-	-
- вторинним водокористувачам (після використання)	-	-
Скид зворотних (стічних) вод, усього (у т.ч.):	54.252	13.681
- у поверхневий водний об'єкт	-	-
- на поля фільтрації	-	-
- передача іншому водокористувачу	26.947	6.675
- у накопичувач	-	-
- у вигріб	27.305	7.006
- в інший приймач	-	-
Використання води в системах водопостачання:	-	-
- оборотного	-	-
- повторного	-	-
Втрати в системах водопостачання	7.524	2.746

Умови спеціального водокористування:

1. Дотримуватись вимог водного законодавства, зокрема, статті 44 Водного кодексу України щодо обов'язків водокористувачів.

2. У дозволі на спеціальне водокористування встановлюються ліміт забору води, ліміт використання води. Дозвіл на спеціальне водокористування не є підставою для проведення будь-якої іншої господарської діяльності.

3. Згідно з Порядком ведення державного обліку водокористування, затвердженим наказом Мінприроди від 16.03.2015 № 78 та враховуючи статтю 110 Водного кодексу України, щорічно, не пізніше 01 лютого наступного за звітним року, подавати звіт про використання води за формою звітності № 2ТП-водгосп (річна) в електронній формі через Єдиний державний веб-портал електронних послуг «Портал Дія» або Портал електронних послуг Державного агентства водних ресурсів України.

4. Скидати стічні води, використовуючи рельєф місцевості (балки, пониззя, кар'єри тощо) заборонено (стаття 70 Водного кодексу України).

5. Виконувати вимоги статті 30 Водного кодексу України щодо сплати рентної плати за спеціальне водокористування (у випадках, передбачених статтею 255 Податкового кодексу України).

6. Передача води іншим водокористувачам та забір води більше встановленого ліміту заборонено.

7. При скиданні зворотних (стічних) вод у вигреби дотримуватись санітарних та екологічних норм щодо утримання таких об'єктів.

8. Дозвіл на спеціальне водокористування виданий даній юридичній особі з урахуванням усіх місць водокористування та водовідведення на території Чернігівської області. При зміні інформації про місце здійснення діяльності чи умов водокористування/водовідведення необхідно отримати новий дозвіл на

спецводокористування, даний дозвіл буде підлягати анулюванню (статті 49, 55 Водного кодексу України).

Умови зазначені у висновку Держгеонадр №3164/05-1/2-23 від 25.10.2023:

Під час користування свердловинами обов'язково дотримуватись таких умов:

1. дотримуватись вимог чинного законодавства України щодо використання та охорони надр та норм ДСанПіН 2.2.4-171-10;
2. величина видобутку підземних вод не повинна перевищувати величини рекомендованого (експлуатаційного) дебіту, зазначеного в паспорті свердловини;
3. регулярний облік води, яка відбирається, її якості, глибини рівня у водозабірній споруді;
4. обов'язкова наявність на водозабірних спорудах пристроїв обліку спожитої води;
5. дотримання санітарно-технічних норм з утримання експлуатаційної водозабірної споруди та водонесучих комунікацій;
6. своєчасний ремонт та тампонаж водозабірної споруди, яка вийшла з ладу;
7. забороняється забруднення підземних вод стічними водами та твердими відходами, нафтопродуктами, пестицидами, мінеральними добривами та хімічними речовинами;
8. дотримуватись вимог Водного кодексу України;
9. дотримуватись постанови Кабінету Міністрів України від 18.12.1998 № 2024 «Про правовий режим зон санітарної охорони водних об'єктів»;
10. дотримуватись Закону України «Про питну воду, питне водопостачання та водовідведення», стосовно режиму зон санітарної охорони підземних вод від забруднення;
11. використання надр у відповідності до статей 19, 23 Кодексу України про надра;
12. дотримуватись виконання пункту 7 розділу X Перехідні положення Кодексу України про надра;
13. обов'язкове подання даних через електронний кабінет (<https://nadra.gov.ua/>) до Державного реєстру артезіанських свердловин відповідно до вимог Порядку державного обліку артезіанських свердловин, облаштування їх засобами вимірювання об'єму видобутих підземних вод, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 08.10.2012 № 963 та наказу Міністерства екології та природних ресурсів України та Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 06.04.2016 № 145/84, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 27 квітня 2016 р. за № 642/2877;
14. у разі зміни водогосподарської обстановки підприємства (кількість свердловин, їх статус тощо) - самостійне коригування даних через особистий електронний кабінет (<https://nadra.gov.ua/>) в Державному реєстрі артезіанських свердловин;
15. надавати щорічно до 20 січня наступного за звітним роком дані режимних спостережень, відомості про фактичний водовідбір та результати хімічних аналізів за формою 7-ГР ДНВП «Геоінформ України» (03057, м. Київ, [REDACTED] тел. (044) 456-60-61, 455-60-75) у разі необхідності.

Відомості щодо природоохоронних заходів

№	Перелік природоохоронних заходів	Термін виконання	Критерії (показники) досягнення результативності
1	Утримувати зони санітарної охорони артезіанських свердловин відповідно вимог ДБН В.2.5-74:2013	Постійно	Охорона підземних вод від забруднення
2	Дотримуватися встановлених лімітів забору води, лімітів використання води, скиду зворотних (стічних) вод та втрат води в системах водопостачання	Постійно	Контроль за використанням підземних вод
3	Систематично вести первинний облік водокористування	Постійно	Рациональне використання водних ресурсів
4	Утримувати в задовільному стані водозабірні споруди	Постійно	Охорона підземних вод від забруднення
5	Економно використовувати водні ресурси з метою упередження виснаження водоносного горизонту	Постійно	Контроль за використанням підземних вод та рациональне використання водних ресурсів

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

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

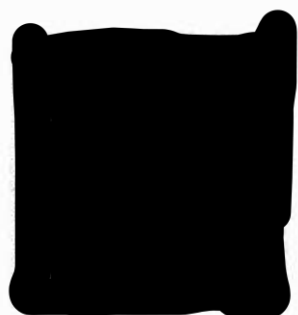
Строк дії дозволу: з 06.11.2023 року по 06.11.2028 року

Завідувач сектору у
Чернігівській області

Наталія РАДЧЕНКО

(підпис)

(П.І.Б)



Додаток 3

Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про видачу величин фонових концентрацій забруднюючих речовин



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ

ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ

Чернігів, 14000, тел./факс (0462) 67-48-72, e-mail: deko_post@cg.gov.ua, сайт: www.eco.cg.gov.ua,
код згідно з ЄДРПОУ 38709568

28.11.2023 № 04-20/2380 01/01/09/24/0317-
На № 02/01/723 від 30.10.2023

ВЕЛИЧИНИ
фонових концентрацій забруднювальних речовин
(визначені розрахунковим методом)

Департамент екології та природних ресурсів

Чернігівської обласної державної адміністрації
(назва організації, яка визначає величину фонових концентрацій)

Місто (населений пункт) с. Гнідинці, Прилуцький район, Чернігівська область
(назва)

Підприємство, для якого встановлюються величини фонових концентрацій:

Діюче – ПАТ «УКРНАФТА» НГВУ «Чернігівнафтогаз»

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

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

метан, азоту діоксид, сірки діоксид, бутан, вуглеводні насичені $C_{12}-C_{19}$ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець, вуглецю оксид, заліза оксид (у перерахунку на залізо), речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом (тл), пропан, сажка, тл неорганічний, що містить двоокис кремнію в %: 70-20, марганець діоксид, азоту оксид, етан, пентан, гексан, суміш насичених вуглеводнів C_2-C_8 , фтористий водень, фториди добре розчинні, фториди погано розчинні, бенз(а)пірен

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

Згідно "Порядку визначення фонових концентрацій забруднювальних речовин в атмосферному повітрі" (п. п. 1.3, 1.8, 4.4, 4.8), затверджених Наказом Мінприроди 30.07.01р. №286, зареєстрованого Мінюстом України 15.08.01р. №700/5891 та ОНД-86 (п.7) за результатами розрахунків встановлюються такі величини фонових концентрацій забруднювальних речовин (в mg/m^3):

	Найменування речовин	Концентрація							
		Напрямки вітру							
		Пн	ПнС	С	ПдС	Пд	ПдЗ	З	ПнЗ
Умовні координати розрахункового прямокутника 1000x1000	метан	20	20	20	20	20	20	20	20
	азоту діоксид ✓	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом (тл) ↓	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	сірки діоксид ✓	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	бутан ✓	80	80	80	80	80	80	80	80

	Найменування речовини	Концентрація							
		Напрямки вітру							
		Пн	ПнС	С	ПдС	Пд	ПдЗ	З	ПнЗ
Умовні координати розрахункового прямокутника 1000x1000	вуглеводні насичені C ₁₂ -C ₁₉ (розчинник РПК-2611 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець ✓	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	вуглецю оксид ✓	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	заліза оксид (у перерахунку на залізо) ✓	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
	пропан ✓	26	26	26	26	26	26	26	26
	сажа ✓	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	пил неорганічний, що містить двоокис кремнію в %: 70-20 ✓	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	марганець діоксид	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
	азоту оксид ✓	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	етан	26	26	26	26	26	26	26	26
	пентан ✓	40	40	40	40	40	40	40	40
	гексан ✓	24	24	24	24	24	24	24	24
	суміш насичених вуглеводнів C ₂ -C ₈	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	фтористий водень ✓	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
	фториди добре розчинні ✓	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	фториди погано розчинні ✓	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	бенз(а)пірен ✓	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷

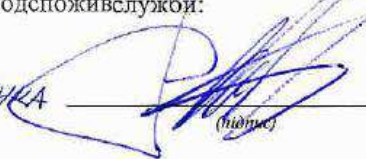
Заступник директора —
начальник управління
(посада)


(підпис)

Олександр ЛОСЬ
(п)

Територіальні органи Держпродспоживслужби:

ПЕРШИЙ ЗАСТУПНИК НАЧАЛЬНИКА
(посада)


(підпис)

Ігор ГИРОГ
(п)


Валерія Х

Додаток 4

Лист Чернігівського обласного центру з гідрометеорології щодо кліматичної характеристики



ДСНС України

**ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ОБЛАСНИЙ ЦЕНТР З ГІДРОМЕТЕОРОЛОГІЇ
(Чернігівський ЦГМ)**

с. Чернігів, 14017, тел./факс (0462) 67-84-64, 67-71-45, 67-72-17 E-mail: pgdchernigiv@meteo.gov.ua
код ЄДРПОУ 14228824

02.01.2024 № 9925-06/09.2-05

На договір № 23-23 від 22.12.2023

ПАТ «Укрнафта»
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

Метеорологічні характеристики та коефіцієнти, які визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населеного пункту с. Гнідинці, Прилуцького району, Чернігівської області (за даними репрезентативної метеостанції Прилуки)

Найменування характеристик	Величина
Коефіцієнт, який залежить від стратифікації атмосфери, А	180
Коефіцієнт рельєфу місцевості	1
Середня максимальна температура повітря найтеплішого місяця року, °C	27,3
Середня мінімальна температура повітря найхолоднішого місяця року, °C	-6,9
Середня за рік повторюваність напрямків вітру, %	
Північ	17
Північний схід	11
Схід	9
Південний схід	10
Південь	16
Південний захід	9
Захід	13
Північний захід	15
Швидкість вітру, повторюваністю 5% і більше, м/с	4-5

Начальник

(0462) 67-71-61



Руслан ОВСЕЄНКО

Додаток 5

Свідоцтво про технічну компетентність Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ «Укрнафта»

МІНІСТЕРСТВО ЕКОНОМІКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР
СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ»

На заміну свідоцтва
№ ІФ 498 від 18.12.2023

СВІДОЦТВО
ПРО ТЕХНІЧНУ КОМПЕТЕНТНІСТЬ

№ ІФ 284

Видане " 24 " березня 2025 р.

Чинне до " 17 " грудня 2026 р.

Це свідоцтво засвідчує, що служба охорони довкілля і моніторингових досліджень Департаменту екологічної безпеки, охорони праці та пожежної безпеки ПАТ «Укрнафта» 04053, місто Київ, провулок Несторівський, 3-5 код 00135390, місце провадження діяльності: 76019, місто Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2; місто Охтирка, вулиця Київська, 164а є технічно компетентною при проведенні вимірювань та відповідає вимогам ДСТУ ISO 10012:2005 «Системи керування вимірюванням. Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання».

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

В.о.генерального директора

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

М.П.



Аркуш 1 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Галузь технічної компетентності служби охорони довкілля і моніторингових досліджень ПАТ „Укрнафта” на проведення вимірювань

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
02 Вимірювання механічних величин			
Відбір проб	Вода поверхнева, підземна	не регламентований	не нормована
	Вода зворотна та стічна		
	Вода для заводнення нафтових покладів		
	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	від 1 дм ³ до 40 дм ³	
	Промислові викиди, атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	кількість проб не менше 5. Час відбору серії точкових проб 20 хв.	
03 Вимірювання параметрів потоку, витрат, рівня, об'єму речовин			
Швидкість газопилового потоку	Промислові викиди	до 4 м/с	$\delta = \pm 10 \%$
		від 2 м/с до 25 м/с	$\Delta = \pm (0,25 + 0,03V) \text{ м/с}$
		від 0,3 м/с до 10 м/с	$\Delta = \pm (0,1 + 0,05V) \text{ м/с}$
Швидкість вітру, швидкість руху повітря	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від 0,3 м/с до 10 м/с	$\Delta = \pm (0,1 \pm 0,05V) \text{ м/с}$
04 Вимірювання тиску, вакуумні вимірювання			
Коефіцієнт стисливості	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	$\rho < 0,7 \text{ кг/м}^3$ $P < 3 \text{ МПа}$ $P = (3 - 7) \text{ МПа}$ $P > 7 \text{ МПа}$	$\delta = \pm 0,12 \%$ $\delta = \pm 0,18 \%$ $\delta = \pm 0,41 \%$
		$\rho = (0,7 - 0,75) \text{ кг/м}^3$ $P < 3 \text{ МПа}$ $P = (3 - 7) \text{ МПа}$ $P > 7 \text{ МПа}$	$\delta = \pm 0,13 \%$ $\delta = \pm 0,29 \%$ $\delta = \pm 0,42 \%$
		$\rho > 0,75 \text{ кг/м}^3$ $P < 3 \text{ МПа}$ $P = (3 - 7) \text{ МПа}$ $P > 7 \text{ МПа}$	$\delta = \pm 0,20 \%$ $\delta = \pm 0,57 \%$ $\delta = \pm 1,09 \%$
		$\rho = (0,74 - 0,9) \text{ кг/м}^3$	$\delta = \pm 0,15 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 2 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань	
		$P = (0,1 - 11) \text{ МПа}$		
Коефіцієнт стисливості	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	$P = (0 - 12) \text{ МПа}$ $T = (263 - 338) \text{ К}$ $H_s = (30 - 45) \text{ МДж} \cdot \text{м}^{-3}$ $d = (0,55 - 0,80)$	$U = 0,1 \%$	
		$P = (0 - 12) \text{ МПа}$ $T = (263 - 338) \text{ К}$ Молярна частка $\text{CO}_2 = (0 - 0,20)$ $\text{H}_2 = (0 - 0,10)$ $H_s = (30 - 45) \text{ МДж} \cdot \text{м}^{-3}$ $d = (0,55 - 0,80)$		
Тиск газопилового потoku	Промислові викиди	від мінус 2000 мм.вод.ст. до 2000 мм.вод.ст.	$\gamma = \pm 1 \%$	
Тиск барометричний	Атмосферне повітря, робоча зона	від 80 кПа до 106 кПа	$\Delta = \pm 0,2 \text{ кПа}$	
05 Вимірювання фізико-хімічного складу та властивостей речовин				
Молярна частка компонентів $\text{C}_1 - \text{C}_6, \text{N}_2, \text{CO}_2$	Газ горючий природний, газ природний	до 0,1 % від 0,1 % до 1 % від 1 % до 50 % від 50 % до 100 %	$r \leq, \%$	$R \leq, \%$
			абс. відн.	абс. відн.
			0,003 -	0,006 -
			- 3	- 6
			- 1	- 3
			- 0,1	- 0,2
Об'ємна частка $\text{O}_2, \text{CO}_2, \text{N}_2$		до 0,1 % від 0,1 % до 1 % від 1 % до 50 %	$r \leq, \%$	$R \leq, \%$
			абс. відн.	абс. відн.
			0,003 -	0,006 -
			- 3	- 6
			- 1	- 3
Маса механічних - мішок, на 100 м ³	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	не регламентований	$r \leq 0,05$	
Масова частка компонентів: $\text{C}_1 - \text{C}_2$ C_3 $\text{C}_4 - \text{C}_5$ $> \text{C}_6$	Фракція широка легких вуглеводнів	від 1 % до 5 % від 5 % до 15 % від 15 % до 30 % понад 30 %	$r \leq, \%$	$R \leq, \%$
			0,06	1,0
			1,0	2,0
			1,5	3,0
			2,0	4,0
Масова частка води		не регламентований	Не нормована	
Масова частка				

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 3 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
лугу			
Об'ємна частка компонентів: N ₂ H ₂ O CH ₄ C ₂ H ₆ C ₃ H ₈ C ₄ H ₁₀ C ₅ H ₁₂ C ₆ H ₁₄	Газ нафтовий	від 0,1 % до 60 % від 0,05 % до 5 % від 0,1 % до 95 % від 0,1 % до 25 % від 0,1 % до 25 % від 0,1 % до 20 % від 0,1 % до 10 % від 0,1 % до 10 %	$\delta = \pm 10,0 \%$
Об'ємна частка O ₂	Газ нафтовий	від 0,1 % до 10 %	$\delta = \pm 10,0 \%$
Об'ємна частка CO ₂		від 0,1 % до 14 %	$\delta = \pm 10,0 \%$
Концентрація вуглеводнів C ₁ -C ₃ по (метану)	Промислові викиди	від 0 % до 0,4 % від 0,4 % до 4 %	$\Delta = \pm 0,04 \%$ $\Delta = \pm 10 \%$
Концентрація парафінових вуглеводнів C ₁ - C ₁₀	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 0,5 мг/м ³ до 300 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація парафінових вуглеводнів C ₁₁ - C ₁₄	Промислові викиди, повітря робочої зони	не регламентований	$\delta = \pm 12 \%$
Концентрація парафінових вуглеводнів C ₁₃ - C ₂₁	Промислові викиди, атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	не регламентований	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрації насичених і ненасичених вуглеводнів C ₁ - C ₆	Промислові викиди, атмосферне повітря населених місць, газоповітряні суміші (в. т.ч. в породах)	від 0 % до 0,01 % від 0,01 % до 0,1 % від 0,1 % до 1 % від 1 % до 10 % від 10 % до 100 %	$\delta = \pm 25 \%$ $\Delta = \pm 0,0025 \%$ $\Delta = \pm 0,02 \%$ $\Delta = \pm 0,1 \%$ $\Delta = \pm 0,2 \%$
Концентрація вуглеводнів C ₁ -C ₅ по (метану)	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від 25 мг/м ³ до 3500 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація вуглеводнів C ₁ -C ₁₂ по (гексану)		від 30 мг/м ³ до 150 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація		від 30 мг/м ³ до 150 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 4 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
вуглеводнів C_{12} - C_{19} (по дизельному топливу)			
Концентрація гексану	Промислові викиди	від 50 мг/м ³ до 20000 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація суми аліфатичних вуглеводнів C_1 – C_8	Промислові викиди	від 50 мг/м ³ до 30000 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
Відносна густина	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	до 0,65 кг/м ³	$\delta = \pm 0,1$
		від 0,51 кг/м ³ до 0,85 кг/м ³	$U = 0,3 \%$
Густина	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	<i>відсутній H_2S</i> $\rho = (0,66-1,05)$ кг/м ³ $T = (240 - 270)$ К $P < 6$ МПа $P = (6 - 12)$ МПа $T = (270 - 480)$ К $P > 12$ МПа	$\delta = \pm 0,3 \%$ $\delta = \pm 0,4 \%$ $\delta = \pm 0,2 \%$
		<i>H_2S присутній</i> $\rho = (0,66-1,05)$ кг/м ³ $T = (240 - 270)$ К $P < 6$ МПа $P = (6 - 12)$ МПа $T = (270 - 480)$ К $P > 12$ МПа	$\delta = \pm 0,6 \%$ $\delta = \pm (1-1,5) \%$ $\delta = \pm 0,4 \%$
Масова концентрація сірководню	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	від 0,01 г/м ³ до 0,02 г/м ³ від 0,02 г/м ³ до 0,05 г/м ³ від 0,05 г/м ³ до 0,1 г/м ³ від 0,1 г/м ³ до 0,2 г/м ³ від 0,2 г/м ³ до 0,5 г/м ³ від 0,5 г/м ³ до 2,0 г/м ³ від 2,0 г/м ³ до 6,0 г/м ³ від 6,0 г/м ³ до 15,0 г/м ³ від 15 г/м ³ до 20 г/м ³ від 20 г/м ³ до 40 г/м ³ від 40 г/м ³ до 80 г/м ³ від 80 г/м ³ до 430 г/м ³	$\Delta = \pm 0,002$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,005$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,011$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,014$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,03$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,10$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,25$ г/м ³ $\Delta = \pm 0,43$ г/м ³ $\Delta = \pm 1,0$ г/м ³ $\Delta = \pm 1,8$ г/м ³ $\Delta = \pm 3,0$ г/м ³ $\Delta = \pm 3,6$ г/м ³
Масова	Атмосферне	від 0,004 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 5 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
концентрація сірководню	повітря населених місць	до 0,12 мг/м ³ від 0,004 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Промислові викиди	від 0 млн ⁻¹ до 40 млн ⁻¹ від 40 млн ⁻¹ до 300 млн ⁻¹ від 0,125 мг/м ³ до 150 мг/м ³	$\Delta = \pm 2 \text{ млн}^{-1}$ $\delta = \pm 5 \%$ $\delta = \pm 19 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,004 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³ понад 5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 25 \%$
Масова концентрація меркаптанової сірки	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	від 0,01 г/м ³ до 0,02 г/м ³ від 0,02 г/м ³ до 0,05 г/м ³ від 0,05 г/м ³ до 0,1 г/м ³ від 0,1 г/м ³ до 0,2 г/м ³ від 0,2 г/м ³ до 0,5 г/м ³ від 0,5 г/м ³ до 1,0 г/м ³	$\Delta = \pm 0,002 \text{ г/м}^3$, $\Delta = \pm 0,005 \text{ г/м}^3$, $\Delta = \pm 0,011 \text{ г/м}^3$, $\Delta = \pm 0,014 \text{ г/м}^3$, $\Delta = \pm 0,03 \text{ г/м}^3$, $\Delta = \pm 0,09 \text{ г/м}^3$
Концентрація кисню	Промислові викиди	від 0 % до 25 % від 0 % до 21 %	$\Delta = \pm 0,8 \%$ $\Delta = \pm 0,2 \%$
Концентрація речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційован их за складом	Промислові викиди	від 1 мг/м ³ до 10000 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,26 мг/м ³ до 50 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	не регламентований	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація оксиду вуглецю СО	Промислові викиди	від 0,2 мг/м ³ до 20 мг/м ³ від 20 мг/м ³ до 600 мг/м ³ від 0 млн ⁻¹ до 200 млн ⁻¹ від 200 млн ⁻¹ до 5000 млн ⁻¹ від 0 млн ⁻¹ до 199 млн ⁻¹ від 200 млн ⁻¹ до 2000 млн ⁻¹ від 2001 млн ⁻¹ до 10000 млн ⁻¹	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 15 \%$ $\Delta = \pm 10 \text{ млн}^{-1}$ $\delta = \pm 5 \%$ $\Delta = \pm 10 \text{ млн}^{-1}$ $\delta = \pm 5 \%$ $\delta = \pm 10 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 39,9 млн ⁻¹ від 40 млн ⁻¹ до 500 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 2 \text{ млн}^{-1}$ $\delta = \pm 5 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,2 мг/м ³ до 30 мг/м ³ від 1,5 мг/м ³ до 10 мг/м ³ від 0 мг/м ³ до 3,0 мг/м ³ від 3,0 мг/м ³ до 25,0 мг/м ³	$\delta = \pm 5 \%$ $\delta = \pm 20 \%$ $\Delta = \pm 0,75 \text{ мг/м}^3$ $\delta = \pm 25 \%$
		від 0,5 мг/м ³ до 500 мг/м ³ від 4,0 мг/м ³ до 80 мг/м ³ від 1,5 до 10 мг/м ³ від 0 мг/м ³ до 30 мг/м ³ від 3,0 мг/м ³ до 25,0 мг/м ³	$\delta = \pm 4 \%$ $\delta = \pm 25 \%$ $\delta = \pm 20 \%$ $\Delta = \pm 0,75 \text{ мг/м}^3$ $\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1 до 42 мг/м ³ від 10 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 13 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 6 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
перерахунку на діоксид азоту NO_2)			
Концентрація оксида азоту NO	Промислові викиди	від 0 млн ⁻¹ до 39,9 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 2 \text{ млн}^{-1}$
		від 40 млн ⁻¹ до 300 млн ⁻¹	$\delta = \pm 5 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 99 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 5 \text{ млн}^{-1}$
		від 100 млн ⁻¹ до 1999,9 млн ⁻¹	$\delta = \pm 5 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 2000 млн ⁻¹ до 4000 млн ⁻¹	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація оксида азоту NO	Повітря робочої зони	від 0 млн ⁻¹ до 300 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 10 \text{ млн}^{-1}$
		від 0,016 мг/м ³ до 0,94 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,03 мг/м ³ до 2,5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0,65 мг/м ³ до 27 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,65 мг/м ³ до 11 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація діоксида азоту NO_2	Промислові викиди	від 0,03 мг/м ³ до 2,5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 99,9 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 5 \text{ млн}^{-1}$
		від 100 млн ⁻¹ до 500 млн ⁻¹	$\delta = \pm 5 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 300 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 10 \text{ млн}^{-1}$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,02 мг/м ³ до 1,4 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,02 мг/м ³ до 1,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0 мг/м ³ до 0,3 мг/м ³	$\Delta = \pm 0,075 \%$
		від 0,3 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1 мг/м ³ до 42 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 1 мг/м ³ до 17 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація діоксида сірки	Промислові викиди	від 0,02 мг/м ³ до 1,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0 мг/м ³ до 0,3 мг/м ³	$\Delta = \pm 0,075 \%$
		від 0,3 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,6 мг/м ³ до 12 мг/м ³	$\delta = \pm 20,9 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 1 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 16,2 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 200 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 10 \text{ млн}^{-1}$
		від 200 млн ⁻¹ до 5000 млн ⁻¹	$\delta = \pm 5 \%$
		від 0 млн ⁻¹ до 99 млн ⁻¹	$\Delta = \pm 5 \text{ млн}^{-1}$
	Повітря робочої зони	від 100 млн ⁻¹ до 2000 млн ⁻¹	$\delta = \pm 5 \%$
		від 2001 млн ⁻¹ до 5000 млн ⁻¹	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація	Повітря робочої	від 0,08 мг/м ³ до 1,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,025 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0 мг/м ³ до 4,0 мг/м ³	$\Delta = \pm 0,25 \text{ мг/м}^3$
		від 1,0 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	понад 5,0 мг/м ³		$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИЗАЦІЯ ТА МЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 7 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
діоксиду сірки	зони	від 0,025 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0 мг/м ³ до 1,0 мг/м ³	$\Delta = \pm 0,25 \text{ мг/м}^3$
		від 1,0 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація діоксиду кремнію	Промислові викиди	від 0,5 мг/м ³ до 12,5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,03 мг/м ³ до 10 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,1 мг/м ³ до 3,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0,6 мг/м ³ до 12,0 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація хрому (III) та його сполук в перерахунку на триоксид хрому	Промислові викиди	від 0,5 мг/м ³ до 12,5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0,03 мг/м ³ до 190 мг/м ³	$\delta = \pm 22 \%$
		від 0,5 мг/м ³ до 9,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,03 % до 2,0 %	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,5 мг/м ³ до 9,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація хрому (VI) та його сполук в перерахунку на триоксид хрому	Промислові викиди	від 0,003 мг/м ³ до 0,06 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,003 мг/м ³ до 0,06 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
		понад 0,002 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від 0,0004 мг/м ³ до 0,0015 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація манга-ну та його сполук в перерахунку на діоксид маргану	Промислові викиди	від 0,05 мг/м ³ до 1,2 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,001 мг/м ³ до 0,005 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,05 мг/м ³ до 1,25 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація аміаку	Промислові викиди	від 0,2 мг/м ³ до 2000 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,01 мг/м ³ до 2,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	понад 5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація ацетону	Промислові викиди	від 5 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 24 \%$
	Повітря робочої зони	понад 2 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація бенз(а)пирену	Промислові викиди	від 0,00025 мг/м ³ до 1 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,0005 мг/м ³ до 10 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 8 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
	місць		
	Повітря робочої зони	від 0,02 мкг/м ³ до 5000 мкг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація бензину	Промислові викиди	від 50 мг/м ³ до 30000 мг/м ³ від 30 мг/м ³ до 750 мг/м ³	$\delta = \pm 5,6 \%$ $\delta = \pm 15 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,4 мг/м ³ до 40 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 30 мг/м ³ до 750 мг/м ³ від 0,4 мг/м ³ до 40 мг/м ³	$\delta = \pm 15 \%$ $\delta = \pm 25 \%$
	Промислові викиди	від 5 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 24 \%$
Концентрація бензолу	Атмосферне повітря населених місць	від 0,02 мг/м ³ до 5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Повітря робочої зони	від 4 мг/м ³ до 80 мг/м ³ від 0,5 мг/м ³ до 300 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 10 \%$
Концентрація бутилацетату, етилцелозольву (2-етоксіетанолу), етилацетату, метил-пентанону- 2 метил- етилкетону, 2-пропанолу	Промислові викиди	від 5 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 24 \%$
Концентрація етилбензолу	Атмосферне повітря населених місць	від 0,01 мг/м ³ до 5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Повітря робочої зони	від 4 мг/м ³ до 80 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація гасу	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 30 мг/м ³ до 750 мг/м ³	$\delta = \pm 15 \%$
Концентрація діетиленгліколю, Дихлоретану	Повітря робочої зони	від 5 мг/м ³ до 50 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація заліза	Промислові викиди	від 1,5 мг/м ³ до 15 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1,5 мг/м ³ до 15 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація гідроксиду	Промислові викиди	від 0,03 мг/м ³ до 5,2 мг/м ³	$\delta = \pm 11 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 9 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
натрію, гідроксиду калію		від 0,03 мг/м ³ до 24 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,04 мг/м ³ до 34 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація їдких лугів (гідроксиду натрію, гідроксид калію) карбонату натрію	Повітря робочої зони	від 0,25 до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 1 мг/м ³ до 20 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація ксилолу	Промислові викиди	від 5 мг/м ³ до 1000 мг/м ³	$\delta = \pm 24 \%$
	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від 0,02 мг/м ³ до 5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Повітря робочої зони	від 4 мг/м ³ до 80 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
		від 0,5 мг/м ³ до 300 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація мінерального нафтового масла	Промислові викиди	від 0,3 мг/м ³ до 30 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,3 мг/м ³ до 30 мг/м ³	
		від 2,5 мг/м ³ до 50 мг/м ³	
Концентрація свинцю та його сполуки в перерахунку на свинець	Промислові викиди	від 0,003 мг/м ³ до 3,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,005 мг/м ³ до 0,12 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		не регламентований	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,00024 мг/м ³ до 0,0024 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація спирту метилового	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 1,4 мг/м ³ до 280 мг/м ³	$\delta = 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,12 мг/м ³ до 1,2 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	понад 2,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 1,0 мг/м ³ до 200 мг/м ³	$\delta = \pm 5,5 \%$
		від 1,0 мг/м ³ до 1500 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація спирту етилового	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 1,4 мг/м ³ до 280 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1,0 мг/м ³ до 1500 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 10 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Концентрація спирту пропилового	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 1,4 мг/м ³ до 280 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1,0 мг/м ³ до 1500 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація спирту бутилового	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 1,4 мг/м ³ до 280 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 1,0 мг/м ³ до 1500 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація толуолу	Промислові викиди	від 2,5 мг/м ³ до 2000 мг/м ³	$\delta = \pm 22 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,02 мг/м ³ до 5 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,5 мг/м ³ до 300 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація уайт-спириту	Промислові викиди	від 30 мг/м ³ до 750 мг/м ³	$\delta = \pm 15 \%$
	Повітря робочої зони		
Концентрація фтору і його пароподібних та газоподібних сполук у перерахунку на фтористий водень	Промислові викиди	від 0,03 мг/м ³ до 62 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,1 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,002 мг/м ³ до 0,7 мг/м ³	$\delta = \pm 23 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,1 мг/м ³ до 5,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,003 мг/м ³ до 1,6 мг/м ³	$\delta = \pm 10 \%$
Концентрація фторидів, що легко розчиняються	Промислові викиди, повітря робочої зони	від 0,25 мг/м ³ до 12,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація фторидів погано розчинних		від 1,0 мг/м ³ до 20,0 мг/м ³	
Концентрація акролеїну	Промислові викиди	від 0,3 мг/м ³ до 37,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,3 мг/м ³ до 13 мг/м ³	$\delta = \pm 22 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,1 мг/м ³ до 1,4 мг/м ³	$\delta = \pm 9,5 \%$
Концентрація оцтової кислоти	Промислові викиди	від 10 мг/м ³ до 1500 мг/м ³	$\delta = \pm 12 \%$
Концентрація	Атмосферне	від 0,04 мг/м ³ до 0,8 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 11 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
аніліну	повітря населених місць		
	Повітря робочої зони	понад 0,06 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація кислоти сірчаної	Атмосферне повітря населених місць	від 0,005 мг/м ³ до 3 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	понад 0,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Промислові викиди	від 0,1 мг/м ³ до 300 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація формальдегіду	Промислові викиди	від 0,1 мг/м ³ до 30,0 мг/м ³	$\delta = \pm 14,5 \%$
		від 0,012 мг/м ³ до 2,4 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Атмосферне повітря населених місць	від 0,01 мг/м ³ до 0,22 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,2 мг/м ³ до 50 мг/м ³	$\delta = \pm 5,5 \%$
Концентрація міді та її сполук в перерахунку на мідь	Промислові викиди	від 0,005 мг/м ³ до 8,3 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		від 0,4 мг/м ³ до 8,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація олова та його сполуки в перерахунку на олово	Промислові викиди	від 0,5 мг/м ³ до 200 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,2 мг/м ³ до 5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація пароподібних та газоподібних сполук хлору, у перерахунку на хлористий водень	Промислові викиди	від 0,3 мг/м ³ до 20 мг/м ³	$\delta = \pm 17,2 \%$
		від 2,0 мг/м ³ до 330 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	понад 3 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація алюмінію	Промислові викиди	від 0,4 мг/м ³ до 30 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація магнію		від 1,0 мг/м ³ до 20 мг/м ³	$\delta = \pm 20 \%$
Концентрація озону	Промислові викиди	від 0,04 мг/м ³ до 5,7 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	від 0,04 мг/м ³ до 2,0 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
		понад 0,03 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація металевої ртуті	Повітря робочої зони	від 0,005 мг/м ³ до 0,50 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 12 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Концентрація Фенолу	Повітря робочої зони	не регламентований	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація хлору	Промислові викиди	від 0,1 мг/м ³ до 35 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
	Повітря робочої зони	понад 0,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація кобальту та його сполук в перерахунку на кобальт	Промислові викиди	від 0,0026 мг/м ³ до 4,2 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація оксиду цинку	Повітря робочої зони	понад 0,1 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація первинних аліфа- тичних амінів; метиламіну моноетаноламіну етиламіну гексиламіну	Повітря робочої зони	від 0,12 мг/м ³ до 1,5 мг/м ³	$\delta = \pm 25 \%$
Концентрація пропіламіну бутиламіну	Повітря робочої зони	від 1,25 мг/м ³ до 15 мг/м ³	$\delta = 25 \%$
Масова концентрація амоній-іонів	Вода поверхнева, підземна	від 0,1 мг/м ³ до 0,5 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 0,5 мг/м ³ до 50,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 9 \%$
Масова концентрація амонійних солей	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Масова концентрація аніонних поверхнево- активних речовин	Вода поверхнева, підземна	від 0,01 мг/м ³ до 0,05 мг/дм ³ від 0,05 мг/м ³ до 0,4 мг/дм ³	$\Delta = \pm 0,0068 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 2$ $(0,000075 + 0,074C) \cdot \text{мг/дм}^3$
	Вода зворотна та стічна	до 0,5 мг/дм ³ до 1,0 мг/дм ³ до 2,0 мг/дм ³ до 3,0 мг/дм ³ *	$\Delta = \pm 0,1 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,2 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,3 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,5 \text{ мг/дм}^3$
Водневий показник (pH)	Вода поверхнева, підземна	від 1 од. pH до 10 од. pH	$\Delta = \pm 0,1 \text{ од. pH}$
	Вода зворотна та стічна		
	Вода пластова		
	Вода для заводнення	не регламентований	не нормована

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 13 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
	нафтових покладів		
	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Масова концентрація гідрокарбонат- іонів (лужність)	Вода поверхнева, підземна	від 3,5 мг/дм ³ до 500 мг/дм ³	$\Delta = 0,0354C_1 + 0,901 \text{ мг/дм}^3$
		від 10 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³	$\delta = \pm 5 \%$
		понад 200 мг/дм ³	$\delta = \pm 1 \%$
	Вода пластова	від 0,4 ммоль/дм ³ до 20,0 ммоль/дм ³ *	не нормована
Жорсткість загальна	Вода поверхнева, підземна	від 3,5 мг/дм ³ до 500 мг/дм ³	$r \leq 5 \%$ $\delta_c = \pm 12,4 \%$ $\delta_B = \pm 0,695 \%$
Масова концентрація заліза загального	Вода поверхнева, підземна	від 0,05 ммоль/дм ³ до 10,0 ммоль/дм ³ *	не нормована
	Вода зворотна та стічна	від 0,05 мг/дм ³ до 1,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Вода дистильована	від 1,0 мг/дм ³ до 4,0 мг/дм ³ *	$\delta = \pm 10 \%$
Масова концентрація заліза тривалентного	Вода для заводнення нафтових покладів	не регламентований	не нормована
Масова концентрація калію	Вода поверхнева, підземна	не регламентований	$r \leq 25 \%$
Масова концентрація кальцію	Вода поверхнева, підземна	від 0,1 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³ *	не нормована
	Вода пластова	від 10 мг/дм ³ до 2500 мг/дм ³	$\delta = \pm 14 \%$
	Вода дистильована	від 0,5 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³ *	$r \leq 5 \%$ $\delta_c = \pm 13,1 \%$ $\delta_B = \pm 1,03 \%$
Масова концентрація літію	Вода поверхнева, підземна	не регламентований	не нормована
Масова концентрація магнію	Вода поверхнева, підземна	від 0,5 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³ *	не нормована
	Вода пластова	від 10 мг/дм ³ до 1500 мг/дм ³	$\delta = \pm 17 \%$
Масова концентрація натрію	Вода поверхнева, підземна	від 1 мг/дм ³ до 10 мг/дм ³ *	$r \leq 15 \%$ $\delta_c = \pm 13,1 \%$ $\delta_B = \pm 3,3 \%$
		від 0,1 до 100 мг/дм ³ *	не нормована

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 14 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань	
Масова концентрація нафтопродуктів	Вода поверхнева, підземна	від 0,04 мг/дм ³ до 0,08 мг/дм ³	$\Delta = 0,01 + 0,19C$ мг/дм ³	
	Вода зворотна та стічна	від 0,08 мг/дм ³ до 2,0 мг/дм ³ *		
	Вода поверхнева, підземна	від 0,02 мг/дм ³ до 0,025 мг/дм ³	$\delta = \pm 48 \%$	
	Вода зворотна та стічна	від 0,025 мг/дм ³ до 0,1 мг/дм ³	$\delta = \pm 40 \%$	
		від 0,1 мг/дм ³ до 2,0 мг/дм ³ *	$\delta = \pm 24 \%$	
	Вода зворотна та стічна	від 0,05 мг/дм ³ до 0,1 мг/дм ³	$\delta = \pm 40 \%$	
від 0,1 мг/дм ³ до 0,5 мг/дм ³		$\delta = \pm 35 \%$		
від 0,5 мг/дм ³ до 50,0 мг/дм ³		$\delta = \pm 25 \%$		
від 50,0 мг/дм ³ до 100,0 мг/дм ³		$\delta = \pm 12 \%$		
від 100 мг/дм ³ до 1000 мг/дм ³		$\delta = \pm 10 \%$		
Масова концентрація нафтопродуктів		від 0,05 мг/дм ³ до 0,15 мг/дм ³	$\delta = \pm 55 \%$	
	від 0,15 мг/дм ³ до 0,5 мг/дм ³	$\delta = \pm 45 \%$		
	від 0,5 мг/дм ³ до 1,5 мг/дм ³	$\delta = \pm 30 \%$		
	від 1,5 мг/дм ³ до 5,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 25 \%$		
	від 5,0 мг/дм ³ до 50,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$		
	від 50,0 мг/дм ³ до 150,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$		
	Вода для заводнення нафтових покладів	не регламентований	$r \leq 5 \%$ $R \leq 10 \%$	
	Масова концентрація нітрат-іонів	Вода поверхнева, підземна	від 0,5 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³	$\delta = \pm 25 \%$
		Вода зворотна та стічна	від 100 мг/дм ³ до 1000 мг/дм ³	$\delta = \pm 16 \%$
		Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Масова концентрація сірководню	Вода для заводнення нафтових покладів	не регламентований	$r \leq 5 \%$ $R \leq 10 \%$	

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 15 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Масова концентрація сухого залишку	Вода поверхнева, підземна	від 50 мг/дм ³ до 10000 мг/дм ³	$\delta = \pm 5 \%$
	Вода зворотна та стічна		
Масова концентрація сульфатів	Вода поверхнева, підземна	від 50 мг/дм ³ до 500 мг/дм ³	$\delta = \pm 9 \%$
	Вода зворотна та стічна		
	Вода поверхнева	від 15 мг/дм ³ до 2000 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 50 мг/дм ³ до 5000 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода пластова	від 50 мг/дм ³ до 5000 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Масова концентрація фенолів	Вода поверхнева, підземна	від 0,001 мг/дм ³ до 0,005 мг/дм ³	$\delta = \pm 35 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 0,005 мг/дм ³ до 0,02 мг/дм ³	$\delta = \pm 15 \%$
		від 0,02 мг/дм ³ до 50,0 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 0,01 мг/дм ³ до 0,1 мг/дм ³ від 0,1 мг/дм ³ до 1 мг/дм ³ від 1 мг/дм ³ до 10 мг/дм ³ від 10 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³ *	$\Delta = \pm (0,005-0,05) \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm (0,05-0,5) \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm (0,5-5) \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm (5-25) \text{ мг/дм}^3$
Масова концентрація хлорид-іонів	Вода поверхнева, підземна	від 7 мг/дм ³ до 1500 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 1500 мг/дм ³ до 8500 мг/дм ³	$\delta = \pm 7 \%$
	Вода пластова	від 10 мг/дм ³ до 1500 мг/дм ³ *	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Біохімічне споживання кисню (БСК ₅)	Вода поверхнева	від 0,5 мгО ₂ /дм ³ до 2,0 мгО ₂ /дм ³	$\delta = \pm (90-27) \%$
		від 2,0 мгО ₂ /дм ³ до 5,0 мгО ₂ /дм ³	$\delta = \pm (27-11) \%$
		від 5,0 мгО ₂ /дм ³ до 15,0 мгО ₂ /дм ³	$\delta = \pm (11-5) \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 16 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
		від 3 мгО ₂ /дм ³ до 10000 мгО ₂ /дм ³	$\Delta = \pm (0,21-700) \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$
	Вода зворотна та стічна	від 3 мгО ₂ /дм ³ до 10 мгО ₂ /дм ³ від 10 мгО ₂ /дм ³ до 50 мгО ₂ /дм ³ від 50 мгО ₂ /дм ³ до 100 мгО ₂ /дм ³ від 100 мгО ₂ /дм ³ до 10000 мгО ₂ /дм ³	$\Delta = \pm (2,4-3) \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ $\Delta = \pm (3-13) \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ $\Delta = \pm (13-50) \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ $\Delta = \pm (50-4000) \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$
Масова концентрація завислих речовин	Вода поверхнева	від 5 мг/дм ³ до 50 мг/дм ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 50 мг/дм ³ до 5000 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
	Вода для заводнення нафтових покладів	не регламентований	$r \leq 5 \%$ $R \leq 10 \%$
Масова концентрація кисню розчиненого	Вода поверхнева	від 1 мг О ₂ /дм ³ до 2 мг О ₂ /дм ³	$\delta = \pm 20 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 2 мг О ₂ /дм ³ до 14 мг О ₂ /дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
Масова концентрація нітрит-іонів	Вода поверхнева	до 0,03 мг/дм ³ від 0,03 мг/дм ³ до 0,12 мг/дм ³ від 0,12 мг/дм ³ до 0,40 мг/дм ³ від 0,40 мг/дм ³ до 3,0 мг/дм ³ від 3,0 мг/дм ³ до 10 мг/дм ³	$\Delta = \pm 0,009 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,051 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,1 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 0,61 \text{ мг/дм}^3$ $\Delta = \pm 2 \text{ мг/дм}^3$
Масова концентрація фосфат-іонів	Вода поверхнева	від 0,05 мг/дм ³ до 0,5 мг/дм ³	$\delta = \pm 15 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 0,5 мг/дм ³ до 100 мг/дм ³	$\delta = \pm 10 \%$
Хімічне споживання кисню	Вода поверхнева	від 5 до 100 мг О ₂ /дм ³ від 100 до 500 мг О ₂ /дм ³ від 500 до 10000 мг О ₂ /дм ³	$\Delta = \pm (0,7-15) \text{ мг О}_2/\text{дм}^3$ $\Delta = \pm (12-60) \text{ мг О}_2/\text{дм}^3$ $\Delta = \pm (40-800) \text{ мг О}_2/\text{дм}^3$
	Вода поверхнева	від 10 мг О ₂ /дм ³ до 50 мг О ₂ /дм ³	$\delta = \pm 30 \%$
	Вода зворотна та стічна	від 50 мг О ₂ /дм ³ до 200 мг О ₂ /дм ³ від 200 мг О ₂ /дм ³ *	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 15 \%$
Масова концентрація бромідів			$\delta = \pm 5 \%$
Густина	Вода пластова	не регламентований	$r \leq 0,0005 \text{ г/см}^3$
Масова концентрація йодидів			$\delta = \pm 5 \%$
Масова концентрація	Вода пластова	від 3,0 мг/дм ³ до 500 мг/дм ³	$r \leq 5\%$ $\delta_c = \pm 12,4 \%$

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 17 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
карбонатів			$\delta_v = \pm 1,04 \%$
Масова концентрація залишку після випарювання	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Вміст водорозчинних токсичних солей (визначення суми масових часток аніонів та катионів водної витяжки) розрахунковий метод	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	не нормована
Вміст карбонат – іонів та бікарбонат – іонів, на 100 г ґрунту	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\Delta = \pm 0,1$ ммоль
Вміст іонів калію	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\delta = \pm 14 \%$
Вміст іонів натрію	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\delta = \pm 11 \%$
Вміст рухомих сполук калію у перерахунку на оксид калію K_2O	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	до 100 мг/кг понад 100 мг/кг	$\delta = \pm 15 \%$ $\delta = \pm 10 \%$

В. о. генерального директора
ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»



Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 17 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
карбонатів			$\delta_v = \pm 1,04 \%$
Масова концентрація залишку після випарювання	Вода дистильована	не регламентований	не нормована
Вміст водорозчинних токсичних солей (визначення суми масових часток аніонів та катионів водної витяжки) розрахунковий метод	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	не нормована
Вміст карбонат – іонів та бікарбонат – іонів, на 100 г ґрунту	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\Delta = \pm 0,1$ ммоль
Вміст іонів калію	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\delta = \pm 14 \%$
Вміст іонів натрію	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені) ґрунти (відновлені та непорушені) ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\delta = \pm 11 \%$
Вміст рухомих сполук калію у перерахунку на оксид калію K_2O	ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	до 100 мг/кг понад 100 мг/кг	$\delta = \pm 15 \%$ $\delta = \pm 10 \%$

В. о. генерального директора
ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»



Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Аркуш 19 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
	техногенно змінені)		
	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	від 20 мг/кг до 500 мг/кг	$\delta = \pm 48 \%$
	Ґрунти (відновлені та непорушені)	від 500 мг/кг до 800 г/кг	$\delta = \pm 27 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)		
Масова частка нафтопродуктів	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	від 20 мг/кг до 20000 мг/кг	$r \leq 30 \%$
	Ґрунти (відновлені та непорушені)		
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)		
Вміст органічної речовини	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	до 3 %	$\delta = \pm 20 \%$
	Ґрунти (відновлені та непорушені)	від 3 % до 5 %	$\delta = \pm 15 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	понад 5 %	$\delta = \pm 10 \%$
Щільність часток грунту	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	до 2,75 г/см ³ включно понад 2,75 г/см ³	$\Delta = \pm 0,02 \text{ г/см}^3$ $\Delta = \pm 0,03 \text{ г/см}^3$
Щільний залишок	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	від 0,1 % до 0,3 %	$\delta = \pm 30 \%$
	Ґрунти (відновлені та непорушені)	від 0,3 % до 1,0 %	$\delta = \pm 10 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	понад 1 %	$\delta = \pm 7 \%$
Вміст хлоридів	Ґрунти (порушені та непорушені, техногенно змінені)	від 20 мг/кг до 500 мг/кг	$\delta = \pm 37 \%$
		від 500 мг/кг до 3500 мг/кг	$\delta = \pm 22 \%$

В. о. генерального директора
ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 20 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
	Ґрунти (відновлені та не порушені)	від 3,5 г/кг до 100 г/кг	$\delta = \pm 11 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 100 г/кг до 500 г/кг	$\delta = \pm 6 \%$
Вміст хлоридів, в 100 г ґрунту	Ґрунти (порушені та не порушені, техногенно змінні)	до 2 ммоль	$\delta = \pm 21 \%$
	Ґрунти (відновлені та не порушені)	понад 2 ммоль	$\delta = \pm 7 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)		
Водневий показник	Ґрунти (порушені та не порушені, техногенно змінні)	до 7,00 рН включно від 7,00 рН до 7,50 рН від 7,50 рН до 8,00 рН понад 8,00 рН	$\Delta = + 0,15 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,20 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,30 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,40 \text{ рН}$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)		
Величина рН водної витяжки	Ґрунти (порушені та не порушені, техногенно змінні)	до 7,00 рН включно від 7,00 рН до 7,50 рН від 7,50 рН до 8,00 рН понад 8,00 рН	$\Delta = + 0,15 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,20 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,30 \text{ рН}$ $\Delta = + 0,40 \text{ рН}$
Валовий вміст фосфору	Ґрунти (відновлені та не порушені)	від 25 мг/кг до 2500 мг/кг	$\delta = \pm 21 \%$
Вміст обмінного натрію, на 100 г ґрунту	Ґрунти (відновлені та не порушені)	до 1,0 ммоль	$\Delta = \pm 0,07 \text{ ммоль}$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 1 ммоль до 3 ммоль	$\Delta = \pm 0,3 \text{ ммоль}$
		понад 3,0 ммоль	$\Delta = \pm 0,5 \text{ ммоль}$
Вміст заліза	Ґрунти (відновлені та не порушені)	не регламентований	$\delta = \pm 20 \%$
Вміст азоту легкогідролізного	Ґрунти (відновлені та не порушені)	від 10,0 мг/кг до 80,0 мг/кг	$\delta = \pm 15 \%$
		понад 80,0 мг/кг	$\delta = \pm 10 \%$
Вміст азоту амонійного	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 1 мг/кг до 10 мг/кг	$\delta = \pm 20 \%$
		від 10 мг/кг до 30 мг/кг	$\delta = \pm 15 \%$
		понад 30 мг/кг	$\delta = \pm 10 \%$
Масова частка амонію обмінного	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 5 мг/кг до 1000 мг/кг	$\delta = \pm 25 \%$

В. о. генерального директора
ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 21 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Масова частка аніонних поверхнево- активних речовин (АПАР)	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 0,2 мг/кг до 100 мг/кг	$\delta = \pm 28 \%$
Ємність катионного обміну	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\Delta = \pm 11 \%$
Вміст кальцію обмінного на 100 г ґрунту	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	до 1 ммоль від 1 ммоль до 5 ммоль понад 5 ммоль	$\delta = \pm 17 \%$ $\delta = \pm 9 \%$ $\delta = \pm 7,5 \%$
Вміст магнію обмінного на 100 г ґрунту	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	до 0,2 ммоль від 0,2 ммоль до 2 ммоль понад 2 ммоль	$\delta = \pm 20 \%$ $\delta = \pm 10 \%$ $\delta = \pm 7,5 \%$
Кислотність гідролітична	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	не регламентований	$\delta = \pm 15 \%$
Кислотність обмінна			
Масова частка фенолів летких	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 0,5 мг/кг до 200 мг/кг	$\delta = \pm 26 \%$
Масова частка нітратів	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 15,5 мг/кг до 500000 мг/кг	$\delta = \pm 28 \%$
Суша речовина	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	до 96 % включно понад 96 % до 30 % включно понад 30 %	$R \leq 0,5 \%$ $R \leq 0,2 \%$ $R \leq 1,5 \%$ $R \leq 5 \%$
	Ґрунт польової вологості		
Насипна щільність	Торф фрезерний	не регламентований	не нормована
06 Температурні та теплофізичні вимірювання			
Відносна вологість повітря	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від 10 % до 100 %	$\Delta = \pm (2 - 6) \%$
Вологість ґрунту	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	від 1 % до 100 %	$\delta = \pm 12 \%$
	Ґрунти (вплив джерел забруднення)	до 4 % включно понад 4 %	$R \leq 0,5 \%$ $R \leq 0,2 \%$

В. о. генерального директора
ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИМЕТРОЛОГІЯ»

Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ



Аркуш 22 аркушів 22
Додаток до свідоцтва
про технічну компетентність
від 24 березня 2025 р. № ІФ 284

Назва величин, що вимірюються	Назва та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
	Повітряно – сухий ґрунт	до 30 % включно понад 30 %	$R \leq 1,5 \%$ $R \leq 5 \%$
	Ґрунт польової вологості		
	Торф фрезерний	до 3,0 мм включно до 0,28 мм включно	$r \leq 0,5 \%$; $R \leq 1,0 \%$ $r \leq 0,2 \%$; $R \leq 0,3 \%$
Температура газопилового потoku	Промислові викиди	від мінус 50 °C до 100 °C	$\Delta = \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		від 100 °C до 300 °C	$\Delta = \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		від 300 °C до 600 °C	$\Delta = \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		від 0 °C до 100 °C понад > 100 °C	$\Delta = \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\delta = \pm 0,5 \%$
		від мінус 40 °C до 100 °C від 100 °C до 1200 °C	$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\delta = \pm 0,5 \%$
Температура	Атмосферне повітря населених місць, повітря робочої зони	від мінус 25 °C до 50 °C	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Температура води	Вода поверхнева, підземна, зворотна	від 1,5 °C до 70 °C	$\Delta = \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Теплота згоряння	Газ горючий природний, газ природний	нижча: від 31,8 МДж/м ³ до 45,5 МДж/м ³	$U \leq 0,35 \%$
		вища: від 35,0 МДж/м ³ до 50,1 МДж/м ³	
		нижча: до 36,8 МДж/м ³	$\delta = \pm 0,1 \%$
Число Воббе вище	Газ горючий природний, газ природний, газ нафтовий	від 40,3 МДж/м ³ до 62,4 МДж/м ³	$U \leq 0,4 \%$ $r \leq 0,1 \%$

Примітка: Δ – абсолютна похибка

δ – відносна похибка, %

V – швидкість руху повітря, вітру, газопилового потоку, м/с

* – діапазон вимірювань може бути розширений шляхом розведення проб

r – збіжність результатів вимірювань

R – відтворюваність результатів вимірювань

U – розширена невизначеність результату вимірювань, %

C_1 – масова концентрація гідрокарбонат-іонів, мг/дм³

C – вміст АПАР, мг/дм³

В. о. генерального директора

ДП «ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА СТАНДАРТИМЕТРОЛОГІЯ»



Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ

Додаток 6

Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо зауважень громадськості

**ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ**

м. Чернігів, 14000, тел./факс (0462) 67-48-72,
E-mail: deko_post@cg.gov.ua, сайт: www.eco.cg.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 38709568

Від _____ № 06-06/

На № _____ від _____

Акціонерне товариство «Укрнафта»
_____***Про зауваження та пропозиції до
планованої діяльності***

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації на виконання статті 5 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» розглянув повідомлення про плановану діяльність щодо повернення супутніх пластових вод (СПВ) в підземний поглинаючий горизонт тріасу під час продовження видобування корисних копалин (вуглеводів) в межах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (реєстраційний номер справи у Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля № 13959), яка підлягає оцінці впливу на довкілля, та в межах компетенції повідомляє наступне.

Протягом 12 робочих днів з дня офіційного оприлюднення вказаного повідомлення про плановану діяльність зауваження та пропозиції 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.

Директор

Олександр ЛОСЬ

Світлана Глухова (0462) 65-37-07



р.н. 06-06/2130
від 2025-09-04
Лось Олександр Васильович
3FAA9288358EC00304000000C503390072EBD800

Додаток 7

Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про надання інформації



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВм. Чернігів, 14000, тел./факс (0462) 67-48-72, e-mail: deko_post@cg.gov.ua, сайт: www.eco.cg.gov.ua,
код згідно з ЄДРПОУ 38709568

№ 08-08/

На № 01/01/09/24/03/17-02/01/521 від 17.09.2024

Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

м. Прилуки, 17500

Про надання інформації

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації на ваш лист від 17.09.2024 №01/01/09/24/03/17-02/01/521 повідомляє.

На території Гнідинцівського та Малодівицького родовищ території та об'єкти природно-заповідного фонду відсутні. На території Ярошівського родовища знаходиться об'єкт природно-заповідного фонду місцевого значення – гідрологічний заказник «Українсько-Березівський».

В.о. директора

Олександр ЛОСЬ

Наталія Джума 67-48-72

р.н. 08-08/2142
від 2024-09-19
Лось Олександр Васильович
3FAA9288358EC00304000000C503390072EBD800

Додаток 8
Копії договорів на передачу відходів

ТИПОВИЙ ДОГОВІР 01006/2806-49/25-51

з індивідуальним споживачем про надання послуги з управління побутовими відходами

селище Варва

« 26 » 06 2025 року

КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ГОСПОДАР» ВАРВИНСЬКОЇ СЕЛИЩНОЇ РАДИ ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ, в особі директора **Олександра ЛОМАКИ**, який діє на підставі Статуту, (далі - виконавець), з однієї сторони, і

НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «УКРНАФТА» код ЄДРПОУ 00135390, в особі виконуючого обов'язки начальника управління **Віталія БУЛАНЦОВА**, який діє на підставі Довіреності №506 від 14 травня 2025 року з іншої сторони (далі - сторони), уклали цей договір про таке.

Предмет договору

1. Виконавець надає послугу відповідної якості згідно з графіком, а споживач своєчасно оплачує її за встановленими тарифами за видами побутових відходів у строки і на умовах, передбачених цим договором, на підставі рішення Виконавчого комітету Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області «Про введення в дію рішення конкурсної комісії» від 25 квітня 2024 року №62 та відповідно до правил благоустрою території населеного пункту, затверджених рішенням Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області «Про затвердження Правил благоустрою території населених пунктів Варвинської селищної ради» від 18 жовтня 2018 року №26-17/18отг з урахуванням регіонального та місцевого планів управління відходами, затверджених

(дата та номер акта про затвердження регіонального та місцевого планів управління відходами)

які розміщені на офіційному веб-сайті органу місцевого самоврядування або виконавця за посиланням: <https://varvynska-gromada.gov.ua/>.

Надання послуги за видами побутових відходів

2. Виконавець надає споживачу послугу з управління зі змішаними відходами. Обсяг послуг становить **72 м3** за рік.

3. Послуга з управління побутовими відходами (далі - послуга) надається за системами (необхідне зазначити у таблиці для кожного виду побутових відходів):

Вид побутових відходів	Контейнерна система	Безконтейнерна система	Пункт роздільного збирання (зокрема мобільний)	За заявкою
1. Змішані відходи	X	-	-	X
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	-	-	-	-
паперу, картону	-	-	-	-
скла	-	-	-	-
пластику	-	-	-	-
деревини	-	-	-	-
текстилю	-	-	-	-
металу	-	-	-	-
упаковки	-	-	-	-
біовідходи	-	-	-	-
відходи зелених насаджень	-	-	-	-
відходи електричного та електронного обладнання	-	-	-	-
відходи батарей та акумуляторів	-	-	-	-
небезпечні відходи у складі побутових	-	-	-	-
3. Великогабаритні відходи	-	-	-	-
4. Ремонтні відходи	-	-	-	-

4. Під час збирання побутових відходів за контейнерною системою використовуються технічно справні контейнери:

Вид побутових відходів	Кількість контейнерів, одиниць	Місткість контейнера, куб. метрів	Власність контейнера
1. Змішані відходи	1	1	КП «Господар»

2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	-	-	-
паперу, картону	-	-	-
скла	-	-	-
пластику	-	-	-
деревини	-	-	-
текстилю	-	-	-
металу	-	-	-
упаковки	-	-	-
біовідходи	-	-	-
відходи зелених насаджень	-	-	-
відходи електричного та електронного обладнання	-	-	-
відходи батарей та акумуляторів	-	-	-
небезпечні відходи у складі побутових	-	-	-
3. Великогабаритні відходи	-	-	-
4. Ремонтні відходи	-	-	-

5. Графік та контакти для перевезення побутових відходів: за контейнерною або безконтейнерною системою, з пунктів роздільного збирання (зокрема мобільного), за заявкою:

Види побутових відходів	Графік та час перевезення зібраних побутових відходів	Адреса пункту роздільного збирання (зокрема мобільного)	Контактна інформація для замовлення перевезення побутових відходів за заявкою
1. Змішані відходи	з 8-00 до 17-00 понеділок-п'ятниця	---	Адреса: вул. Шевченка, 18, смт. Варва, Чернігівська обл., 17600 Тел.: (04636) 2-11-35, 2-11-34 E-mail: kpgospodar1@ukr.net
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
(заповнюється за наявності):	X	X	X
паперу, картону	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
скла	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
пластику	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
деревини	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
текстилю	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
металу	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
упаковки	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X

Види побутових відходів	Графік та час перевезення зібраних побутових відходів	Адреса пункту роздільного збирання (зокрема мобільного)	Контактна інформація для замовлення перевезення побутових відходів за заявкою
біовідходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
відходи зелених насаджень	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
відходи електричного та електронного обладнання	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
відходи батарей та акумуляторів	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
небезпечні відходи у складі побутових	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
3. Великогабаритні відходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X
4. Ремонтні відходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, щодня тощо)	X	X

6. Під час збирання побутових відходів за контейнерною системою (якщо такий контейнер є мобільним і не розміщений постійно на визначеному місці) споживач зобов'язаний за встановленим графіком виставляти контейнер у місці, погодженому з виконавцем.

7. Під час збирання побутових відходів за безконтейнерною системою споживач обов'язаний за встановленим графіком виставити пластикові пакети із зібраними відходами у місцях, погоджених з виконавцем.

8. Розташування споживачем контейнерів для збирання великогабаритних і ремонтних відходів здійснюється відповідно до вимог санітарно-епідеміологічного законодавства на спеціальному майданчику з твердим покриттям у місцях, погоджених з виконавцем.

Вимоги до якості послуги

9. Критеріями якості надання послуги з управління побутовими відходами є дотримання графіка збирання та перевезення побутових відходів, дотримання правил надання послуги та інших вимог законодавства.

Права та обов'язки споживача

10. Споживач має право:

1) одержувати своєчасно та належної якості послугу згідно із законодавством про житлово-комунальні послуги та про відходи і умовами договору;

2) без додаткової оплати одержувати від виконавця засобами зв'язку, зазначеними в розділі "Реквізити і підписи сторін" цього договору, інформацію про тарифи на послугу, загальну вартість місячного платежу, структуру тарифу, норми надання послуги, порядок надання послуги, графік збирання та перевезення побутових відходів, обсяги зібраних побутових відходів (за видами), обсяги побутових відходів, переданих на місця видалення відходів та/або об'єкти, що здійснюють відновлення відходів, з наведенням коду операції відповідно до Переліку операцій з видалення відходів та Переліку операцій з відновлення відходів, наведених в додатках 1 та 2 до Закону України "Про управління відходами";

3) на відшкодування збитків та шкоди, завданих його майну та життю або здоров'ю внаслідок нена належного надання або ненадання послуги;

4) на усунення виконавцем виявлених недоліків у наданні послуги у п'ятиденний строк з моменту звернення споживача;

5) на зменшення розміру плати за послугу у разі її ненадання, надання не в повному обсязі або зниження її якості;

6) на несплату вартості послуги за період тимчасової відсутності в житловому приміщенні (іншому об'єкті нерухомого майна) споживача та інших осіб понад 30 календарних днів за умови документального підтвердження такої відсутності;

7) на перевірку обсягу надання та якості послуги в установленому законодавством про житлово-комунальні послуги порядку;

8) складати та підписувати акти-претензії у зв'язку з порушенням правил надання послуги;

9) отримувати без додаткової оплати інформацію про проведені виконавцем нарахування плати за послугу (з розподілом за періодами та видами нарахувань) та отримані від споживача платежі;

10) на розірвання договору, попередивши про це виконавця не менш як за два місяці до дати розірвання договору, за умови допуску виконавця для здійснення технічного припинення надання послуги;

11) отримувати повну та достовірну інформацію про безпечність об'єктів відновлення побутових відходів.

11. Споживач зобов'язаний:

1) своєчасно вживати заходів до усунення виявлених неполадок, пов'язаних з отриманням послуги, що виникли з його вини;

2) оплачувати в установленій договором строк надану послугу;

3) дотримуватися правил пожежної безпеки та санітарних норм;

4) у разі несвоєчасного здійснення платежів за послугу сплачувати пеню в розмірі, встановленому відповідно до пункту 23 цього договору;

5) письмово інформувати виконавця про зміну власника об'єкта нерухомого майна протягом 30 календарних днів від дня настання такої події;

6) забезпечити роздільне збирання побутових відходів;

7) визначати разом з виконавцем місця розташування контейнерних майданчиків, створювати умови для вільного доступу до таких майданчиків;

8) обладнати контейнерні майданчики, утримувати їх у належному санітарному стані, забезпечувати освітлення в темний час доби;

9) забезпечити належне збирання та зберігання відходів, встановлення достатньої кількості контейнерів у разі застосування контейнерної системи для збирання побутових відходів з метою запобігання їх переповненню; утримувати контейнери відповідно до вимог санітарних норм і правил;

10) забезпечити передачу побутових відходів до системи управління побутовими відходами, а побутові відходи, на які поширюється розширена відповідальність виробника, - до системи приймання або роздільного збирання, створеної організаціями розширеної відповідальності виробників.

Права та обов'язки виконавця

12. Виконавець має право:

1) у разі застосування контейнерної системи вимагати від споживача встановити контейнери та обладнати контейнерні майданчики та забезпечувати їх утримання у належному санітарно-технічному стані, а у разі застосування безконтейнерної системи - територію для збирання пластикових пакетів з побутовими відходами;

2) вимагати від споживача своєчасно збирати та належним чином зберігати побутові відходи, встановлювати передбачену договором кількість контейнерів у разі застосування контейнерної системи та запобігати їх переповненню;

3) вимагати від споживача здійснювати роздільне збирання побутових відходів;

4) обмежити (припинити) надання послуги у разі її неоплати або оплати не в повному обсязі і порядку і строки, встановлені законом та договором, крім випадків, коли якість та/або обсяг надання послуги не відповідають умовам договору;

5) вимагати від споживача проведення протягом п'яти робочих днів робіт з усунення виявлених неполадок, що виникли з вини споживача, або відшкодування вартості таких робіт, проведені виконавцем;

6) отримувати інформацію від споживача про зміну власника об'єкта нерухомого майна.

13. Виконавець зобов'язується:

1) забезпечувати своєчасність надання, безперервність і відповідну якість послуги згідно і законодавством про житлово-комунальні послуги та про відходи та умовами договору, зокрема шляхом створення системи управління якістю відповідно до національних або міжнародних стандартів;

2) без додаткової оплати надавати в установленому законодавством порядку засобами зв'язку, зазначеними в розділі "Реквізити і підписи сторін" цього договору, необхідну інформацію про тарифи, загальну вартість місячного платежу, структуру тарифу, порядок надання послуги, графік збирання та перевезення побутових відходів, щомісячні обсяги зібраних побутових відходів (за видами), щомісячні обсяги різних видів побутових відходів, переданих іншим суб'єктам господарювання на місця видалення відходів або об'єкти відновлення відходів, з наведенням коду операції відповідно до Переліку операцій з видалення відходів та Переліку операцій з відновлення відходів, наведених в додатках 1 та 2 до Закону України "Про управління відходами";

3) розглядати у визначений законодавством строк претензії та скарги споживача і проводити відповідні перерахунки розміру плати за послугу в разі її ненадання, надання не в повному обсязі, несвоєчасно або неналежної якості, а також в інших випадках, визначених договором;

4) вживати заходів до усунення порушень якості послуги у строки, встановлені законодавством про житлово-комунальні послуги;

5) самостійно здійснювати перерахунок вартості послуги за весь період ненадання, надання не в повному обсязі або невідповідної якості, а також сплачувати неустойку (штраф) відповідно до пункту 23 цього договору;

6) своєчасно реагувати на виклики споживача, підписувати акти-претензії, вести облік вимог (претензій) споживача у зв'язку з порушенням порядку надання послуги;

7) своєчасно та власним коштом проводити роботи з усунення виявлених неполадок, пов'язаних з наданням послуги, що виникли з його вини;

8) інформувати споживача про намір зміни тарифів на послугу за видами побутових відходів відповідно до пункту 24 цього договору;

9) укладати договори із суб'єктами господарювання, які здійснюють відновлення та видалення побутових відходів. Якщо виконавцем послуги є адміністратор послуги, він також укладає договори із суб'єктами господарювання, які здійснюють збирання та перевезення побутових відходів;

10) забезпечувати утримання у належному санітарно-технічному стані контейнерів у разі перебування їх у власності суб'єкта господарювання, який здійснює збирання та перевезення побутових відходів;

11) забезпечувати ліквідацію звалища змішаних відходів протягом однієї доби з моменту його утворення на контейнерному майданчику через недотримання графіка перевезення, а також невідкладне проведення прибирання в разі розсипання побутових відходів під час завантаження у спеціально обладнаний для цього транспортний засіб;

12) проводити інформаційні кампанії для підвищення обізнаності громадськості з питань запобігання утворенню відходів та забрудненню навколишнього природного середовища.

Тариф та порядок оплати послуги

14. Згідно з рішенням Виконавчого комітету Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області від 09 травня 2024 року № 66 тариф на послугу становить:

Вид побутових відходів	Тариф на послугу за видами побутових відходів, гривень за 1 куб. метр чи гривень за 1 тону з ПДВ
1. Змішані відходи	194,84
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	x
паперу, картону	x
скла	x
пластику	x
деревини	x
текстилю	x
металу	x
упаковки	x
біовідходи	x
відходи зелених насаджень	x
відходи електричного та електронного обладнання	x
відходи батарей та акумуляторів	x
небезпечні відходи у складі побутових	x
3. Великогабаритні відходи	x
4. Ремонтні відходи	x

Плата за абонентське обслуговування становить _____ - _____ гривень на місяць.

15. Розрахунковим періодом є календарний місяць.

Споживач вносить однією сумою плату виконавцю, яка складається з:

плати за послугу, що розраховується виходячи з розміру затвердженого тарифу на послугу за видами побутових відходів та обсягу надання послуги, визначених відповідно до законодавства;

плати за абонентське обслуговування в розмірі, визначеному виконавцем, але не вище граничного розміру, визначеного Кабінетом Міністрів України.

Початок і закінчення розрахункового періоду для розрахунку за платою за абонентське обслуговування завжди збігаються з початком і закінченням календарного місяця відповідно.

16. У разі застосування щомісячної системи оплати послуги споживач здійснює оплату за цим договором не пізніше 20 числа місяця, що настає за розрахунковим, що є граничним строком внесення плати за спожиту послугу.

17. Виконавець формує на підставі норм надання послуги рахунок на оплату послуги та надає споживачеві у строк не пізніше ніж за 10 календарних днів до граничного строку внесення плати за послугу.

Рахунок надається на паперовому носії. На вимогу або за згодою споживача рахунок може надаватися в електронній формі, зокрема за допомогою доступу до електронних систем обліку розрахунків споживачів.

18. За бажанням споживача оплата послуги може здійснюватися шляхом внесення авансових платежів.

Під час здійснення оплати споживач зобов'язаний зазначити розрахунковий період, за який вона здійснюється, та призначення платежу (плата виконавцю, сплата пені, штрафів).

У разі коли споживачем не визначено розрахунковий період або за зазначений споживачем період виникла переплата, виконавець має право зарахувати такий платіж (його частину в розмірі переплати) в рахунок заборгованості споживача за минулі розрахункові періоди в разі її наявності, а в разі відсутності такої заборгованості - в рахунок майбутніх платежів споживача починаючи з найближчих до дати здійснення платежу розрахункових періодів.

Виконавець не має права зараховувати плату за послугу в рахунок погашення пені, нарахованої споживачу, без згоди споживача.

19. У разі коли споживач не повністю вніс плату виконавцю за розрахунковий період, а також коли виконавець здійснює зарахування переплати в рахунок заборгованості за минулі періоди або в рахунок майбутніх платежів споживача, отримані від споживача кошти зараховуються:

у першу чергу - в рахунок плати за послугу;

у другу чергу - в рахунок плати за абонентське обслуговування.

20. У разі тимчасової відсутності в житловому приміщенні (іншому об'єкті нерухомого майна) споживача та інших осіб понад 30 календарних днів споживач має право на несплату вартості послуги за такий період за умови подачі виконавцю заяви та документа, що підтверджує таку відсутність:

довідки про фактичне місце проживання;

довідки про взяття на облік внутрішньо переміщеної особи;

довідки, що підтверджує тимчасове перебування в лікувально-профілактичних і санітарно-профілактичних закладах;

довідки, що підтверджує навчання в іншому місті;

довідки, що підтверджує проходження військової служби;

довідки, що підтверджує відбування покарання;

документів, що підтверджують тимчасове перебування за кордоном.

Відповідальність сторін за порушення договору

21. Сторони несуть відповідальність за порушення договору відповідно до статті 26 Закону України "Про житлово-комунальні послуги".

22. У разі ненадання або надання послуги не в повному обсязі, зниження її якості споживач викликає виконавця послуги (його представника) для перевірки кількості та/або якості наданої послуги. Виконавець зобов'язаний прибути на виклик споживача у строк не пізніше ніж протягом однієї доби з моменту отримання відповідного повідомлення споживача.

Акт-претензія складається відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2018 р. № 1145 "Про затвердження Порядку проведення перевірки відповідності якості надання деяких комунальних послуг та послуги з управління багатоквартирним будинком параметрам, передбаченим договором про надання відповідних послуг" (Офіційний вісник України, 2019 р., № 4, ст. 133).

23. У разі несвоєчасного здійснення платежів споживач зобов'язаний сплатити пеню в розмірі 0,01 відсотка суми боргу за кожен день прострочення. Загальний розмір сплаченої пені не може перевищувати 100 відсотків загальної суми боргу.

Нарахування пені починається з першого робочого дня, що настає за останнім днем граничного строку внесення плати за послугу.

Пеня не нараховується за умови наявності заборгованості держави за надані населенню пільги та житлові субсидії та/або наявності у споживача заборгованості з оплати праці, підтвердженої належним чином.

У разі ненадання послуги, надання її не в повному обсязі або невідповідної якості виконавець здійснює перерахунок вартості послуги, а також сплачує споживачеві неустойку (штраф) у розмірі 0.01 відсотка середньодобової вартості споживання послуги, визначеної за попередні 12 місяців (якщо попередніх місяців нараховується менш як 12 - за фактичний час споживання послуги), за кожен день ненадання послуги, надання її не в повному обсязі або невідповідної якості (за виключенням нормативних строків проведення аварійно-відновних робіт або періоду, протягом якого відбувалася ліквідація наслідків аварій або усунення виявлених неполадок, пов'язаних з отриманням послуги, що виникли з вини споживача).

Аварійно-відновними роботами є комплекс робіт з ліквідації наслідків аварій, що виникли, а також із запобігання аваріям та аварійним ситуаціям.

У випадку, якщо ціна і загальна сума отриманих послуг включають ПДВ, оплата таких послуг здійснюється за умови, що суму ПДВ зареєстровано в Єдиному реєстрі податкових накладних. Якщо відповідну суму ПДВ не зареєстровано в Єдиному реєстрі податкових накладних, "Споживач" має право здійснити оплату отриманих послуг без суми ПДВ. Споживач зобов'язаний сплатити суму ПДВ після її реєстрації в Єдиному реєстрі податкових накладних.

Порядок і умови внесення змін до договору, зокрема щодо тарифу на послугу

24. Внесення змін до цього договору здійснюється шляхом укладення сторонами додаткової угоди, якщо інше не передбачено договором.

Якщо протягом 30 днів після отримання додаткової угоди про внесення змін до договору виконавець/споживач, який одержав таку угоду від споживача/виконавця, не повідомив про свою відмову від внесення змін до договору та не надав своїх заперечень або протоколу розбіжностей до нього і при цьому виконавець не припинив надання послуги споживачу (споживач вчинив дії, які засвідчують його волю до продовження отримання послуги від цього виконавця (зокрема здійснив оплату наданої послуги), зміни до договору вважаються внесеними у редакції, запропонованій споживачем/виконавцем, якщо інше не передбачено договором.

Інформування споживача про намір зміни тарифів на послугу за видами побутових відходів здійснюється виконавцем в порядку, затвердженому Мінінфраструктури.

25. У разі прийняття органом місцевого самоврядування рішення про зміну тарифів на послугу за видами побутових відходів виконавець у строк, що не перевищує 15 днів з дати введення їх у дію, повідомляє про це споживачам із зазначенням рішення відповідних органів шляхом розміщення на офіційному веб-сайті виконавця послуги.

У разі зміни тарифів протягом строку дії договору нові тарифи застосовуються з моменту їх введення в дію без внесення додаткових змін до договору.

Форс-мажорні обставини

26. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або часткове невиконання зобов'язань за цим договором, якщо таке невиконання є наслідком форс-мажорних обставин.

27. Форс-мажорними обставинами є надзвичайні та невідворотні обставини, які виникли в результаті не передбачених сторонами подій, що об'єктивно унеможливають виконання зобов'язань, передбачених умовами договору, обов'язків згідно із законодавчими та іншими нормативними актами, зокрема пожежі, землетруси, повені, зсуви, вибухи, війна або військові дії, страйк, блокада. Доказом настання форс-мажорних обставин є документ Торгово-промислової палати або іншого компетентного органу.

Строк дії договору, порядок і умови продовження його дії та розірвання

28. Цей договір набуває чинності з моменту його підписання та розповсюджується на відносини між Сторонами, що фактично склалися з **01.06.2025 року** згідно п.3 ст. 631 ЦК України і діє до **31.05.2026 року**, однак, в будь-якому випадку до повного виконання Сторонами зобов'язань за даним Договором.

29. Споживачі, на яких поширюється дія Закону України "Про публічні закупівлі", укладають цей договір з особливостями, передбаченими Бюджетним кодексом України, Законом України "Про публічні закупівлі" та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють сферу державних закупівель, та визначаються сторонами відповідно до додатка до цього договору, який є невід'ємною частиною цього договору.

Для таких споживачів дію цього договору може бути продовжено на строк та на умовах, що передбачені нормами законодавства.

30. Якщо за 30 днів до закінчення строку дії цього договору жодна із сторін не повідомить письмово іншій стороні про відмову від договору, договір вважається продовженим на черговий однорічний строк.

31. Цей договір може бути розірваний у разі прийняття рішення співвласниками щодо зміни моделі договірних відносин відповідно до статті 14 Закону України "Про житлово-комунальні послуги".

Дія договору припиняється у разі:

закінчення строку, на який його укладено;

прийняття рішення про ліквідацію юридичної особи - споживача (виконавця) або визнання його банкрутом.

Дія договору припиняється шляхом розірвання за:

взаємною згодою сторін;

рішенням суду на вимогу однієї із сторін у разі порушення істотних умов договору другою стороною.

32. Припинення дії цього договору не звільняє сторони від обов'язку виконання зобов'язань, які на дату такого припинення залишилися невиконаними.

33. У разі зміни даних, зазначених у розділі "Реквізити та підписи сторін" цього договору, сторона письмово повідомляє про це іншій стороні у семиденний строк з дати настання змін.

Прикінцеві положення

34. Спори та розбіжності, що можуть виникнути під час надання послуги, якщо вони не будуть узгоджені шляхом переговорів між сторонами, вирішуються в судовому порядку.

35. Цей договір складено у двох примірниках, які мають однакову юридичну силу, по одному для кожної із сторін.

36. Якщо цим договором, законодавством або письмовою домовленістю сторін не передбачено інше, усі повідомлення, передбачені цим договором, сторони надсилають одна одній засобами зв'язку, зазначеними в розділі "Реквізити і підписи сторін" цього договору.

37. Будь-які відомості, що стали (стануть) відомі Постачальнику про діяльність та систему безпеки Покупця у процесі виконання даного Договору, носять конфіденційний характер.

38. Конфіденційність у розумінні цього Договору означає неприпустимість доведення відповідної інформації до відома третіх осіб без письмової згоди іншої Сторони. Дія цього пункту не поширюється на випадки обов'язкового надання (розголошення) такої інформації відповідно до вимог чинного законодавства України.

39. Сторони зобов'язані не розголошувати конфіденційну інформацію протягом строку дії цього Договору та протягом 3 (трьох) років з дати його припинення.

40. Сторони визнають та підтверджують, що вони проводять політику повної нетерпимості до діянь, предметом яких є неправомірна вигода, в тому числі до корупції, яка передбачає повну заборону неправомірних вигод та здійснення виплат за сприяння або спрощення формальностей у зв'язку з господарською діяльністю, забезпечення більш швидкого вирішення тих чи інших питань. Сторони керуються у своїй діяльності застосовним законодавством і розробленими на його основі політикою та процедурами, спрямованими на боротьбу з діями, предметом яких є неправомірна вигода, і корупція зокрема.

41. Сторони гарантують, що їм самим та їхнім працівникам заборонено пропонувати, давати або обіцяти надати будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо) будь-яким особам (включаючи, серед іншого, службовим особам, уповноваженим особам юридичних осіб, державним службовцям), а також вимагати отримання, приймати або погоджуватися прийняти від будь-якої особи, прямо чи опосередковано, будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо).

Санкційне застереження

42. Покупець має право в односторонньому порядку відмовитися від виконання своїх зобов'язань за Договором та/або припинити виконання зобов'язань за Договором та/або розірвати Договір у випадках, якщо:

1). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця, та/або акціонера Продавця та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Ради національної безпеки і оборони України (перелік осіб, щодо яких Радою національної безпеки і оборони України, застосовані персональні спеціальні економічні та інші обмежувальні заходи (санкції) відповідно до Закону України «Про санкції» рішенням, які введені в дію Указами Президента України);

2). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій OFAC Сполучених

Штатів Америки (перелік осіб, до яких застосовано санкції, що визначається The Office of Foreign Assets Control of the US Department of the Treasury);

3). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій інших, ніж ОФАС, державних органів США;

4). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Європейського Союзу (Consolidated list of persons, groups and entities subject to EU financial sanctions);

5). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії (список осіб, включених до Consolidated list of financial sanctions targets in the UK та до List of persons subject to restrictive measures in view of Russia's actions destabilizing the situation in Ukraine, що ведуться UK Office of Financial Sanctions Implementation (OFSI) of the His Majesty's Treasury);

6). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Ради Безпеки ООН (зведений список санкцій Ради Безпеки Організації Об'єднаних Націй (Consolidated United Nations Security Council Sanctions List), до якого включено фізичних та юридичних осіб, щодо яких застосовано санкційні заходи Ради Безпеки ООН);

7). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця, та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій інших країн та організацій не зазначених вище.

8). До виробника товарів (складових товарів), в тому числі що постачається в межах надання послуг та/або виконання робіт, та/або до країни походження таких товарів (складових таких товарів) застосовані обмежувальні заходи (санкції), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосовані санкції уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкції, введені в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів (складових товарів).

9). Виконання Договору або виконання окремих його умов суперечитиме дотриманню санкцій, Ради національної безпеки і оборони України та/або санкцій ОФАС Сполучених Штатів Америки, та/або санкцій Європейського Союзу, та/або санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії, та/або санкцій Ради Безпеки ООН, та/або санкцій інших країн та організацій.

10). Продавець письмово не повідомив Покупця про зміну керівника Продавця та/або засновника та/або кінцевого бенефіціарного власника (контролера) та/або учасника та/або акціонера, якому належить частка участі в статутному капіталі Продавця понад 10%, у строк протягом 5 (п'ять) робочих днів від дати таких змін.

43. У випадку застосування до виробника товарів (складових товарів) та/або до країни походження товарів обмежувальних заходів (санкцій), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосування санкцій уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкцій, введених в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів, Покупець на власний розсуд та за його вибором:

1). Для товарів, які не було поставлено (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) на момент застосування вище переліченої(их) санкції(й) відмовляється від прийняття таких товарів та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

2). Для товарів, поставка (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) якого відбулася частково на момент застосування однієї або декількох вище переліченої(их) санкції(й):

3). або відмовляється від прийняття всіх товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та повертає вже отриману частину товарів (у разі можливості), та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

4). або відмовляється від прийняття непоставленої частини товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

44. Відмова від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Покупцем здійснюється шляхом надсилання Продавцю письмового повідомлення (паперова форма чи у формі електронного документу) на адресу (електронну адресу) Продавця не менше, ніж за 5 (п'ять) календарних днів до дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором та/або дати розірвання Договору, із зазначенням дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору у такому повідомленні.

1). Припинення та/або відмова від виконання своїх договірних зобов'язань Покупцем та/або розірвання Договору Покупцем у випадках, передбачених цим розділом Договору, не є порушенням своїх зобов'язань по Договору та не тягне за собою застосування штрафних санкцій до Покупця.

2). У разі, відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Покупцем, в порядку та на умовах передбачених цим розділом Договору, Продавець зобов'язаний повернути всі суми, отримані Продавцем від Покупця за цим Договором, протягом 10 (десяти) календарних днів з дати відповідної вимоги Покупця про це.

Реквізити і підписи сторін

Споживач

НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ
«ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»
ПАТ «УКНАФТА»

Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, [REDACTED]

Поштова/фактична адреса: 17500, Україна, Чернігівська обл., м. Прилуки [REDACTED]

Код ЄДРПОУ: 00136573

UA273223130000026006000054820

АТ «Укрексімбанк» МФО322313

Св.пл.ПДВ/витяг з реєстру пл. ПДВ №100332806

ПІН: 001353926654

Реквізити для податкової накладної:

ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»,

код філії 1006, код ЄДРПОУ: 00135390

[REDACTED] м. Київ, 04053

ПАТ «Укрнафта»

IBAN UA953204780000026002924430422

в АБ «Укргазбанк», м. Київ, МФО 320478

В.о. начальника управління



Віталій БУЛАНЦОВ

Виконавець

КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ГОСПОДАР»
ВАРВИНСЬКОЇ СЕЛИЩНОЇ РАДИ
ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

Адреса: [REDACTED] смт. Варва, Чернігівська обл., 17600

Тел.: (04636) 2-11-35, 2-11-34

Е-mail: kpgospodar1@ukr.net

Код ЄДРПОУ: 35074998

ПІН: 350749925052

Свідоцтво платника ПДВ № 100103863

Є платником податку на прибуток на загальних умовах

Р/р UA42353530000026007301101965

в Філії Чернігівського обласного управління

АТ «Ощадбанк», МФО 353553



Олександр ЛОМАКА

м. Прилуки

Договір №

01006/2024-20/25-ЛПР
« 04 » 04 2025р.

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „УКРНАФТА”, надалі „Продавець”, в особі, виконуючого обов'язки начальника НГВУ «**ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ**» ПАТ «**Укрнафта**» **Буланцова Віталія Сергійовича**, який діє на підставі Положення про структурну одиницю НГВУ «**ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ**» ПАТ «**Укрнафта**» та Довіреності ПАТ «**УКРНАФТА**» № 1036 від 28.11.2024 року з однієї сторони, та

ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГРАНД МЕТАЛ-КР», надалі іменоване «**ПОКУПЕЦЬ**», в особі директора **Тихоненко Юлії Валентинівни**, що діє на підставі Статуту, з іншої сторони, разом іменовані надалі «**СТОРОНИ**», уклали цей Договір про нижченаведене:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

1.1. Продавець на умовах, передбачених даним Договором, передає, а Покупець приймає і оплачує брутт чорних металів, іменованій надалі «Товар», відповідно до додатків, що є невід'ємною частиною Договору.

2. КІЛЬКІСТЬ І ЯКІСТЬ ТОВАРУ

2.1. Номенклатура (кількість одиниць, вага) Товару повинна відповідати умовам додатків, що є невід'ємною частиною Договору.

2.2. Якість Товару повинна відповідати ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні», технічним та іншим умовам, які встановлені до даного виду Товару.

2.3. Невідповідність Товару вимогам по якості є невідповідність Товару вимогам ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні» або наявність у Товарі властивостей (радіаційність, хіміко-, вибухонебезпечність, т.ін.), що йому не характерні за звичайних умов або з перевищення норм, встановлених для даного виду Товару.

3. УМОВИ ПОСТАЧАННЯ І ПРИЙМАННЯ ТОВАРУ

3.1. Умови постачання Товару (відповідно до правил ІНКОТЕРМС редакції 2020 року), у тому числі умови передачі Товару, порядок проведення розрахунків, перелік вантажовідправників і вантажоотримувачів, вид металобрухту та його номенклатура вказуються у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

3.2. Датою поставки Товару вважається дата підписання акту прийому-передачі Товару, якщо поставка Товару здійснюється шляхом отримання Товару Покупцем безпосередньо на площах Продавця, в інших випадках – відмітка про передачу Товару перевізнику на товаросупровідних документах. У випадку передачі Товару від Продавця до перевізника з метою його подальшого транспортування Покупець зобов'язаний доручити перевізнику від його імені пересвідчитись у відповідності Товару кількісним та якісним показникам, обумовленим даним Договором та додатками до нього.

3.3. У випадку поставки Товару шляхом передачі придбаного Товару до перевезення залізничним (авто) транспортом, Продавець повідомляє Покупця (вантажоодержувача) про готовність до відвантаження Товару. Після отримання згоди Покупця про готовність до прийняття Товару Продавцем проводиться відвантаження Товару до перевезення.

3.3.1. На вимогу Покупця (вантажоодержувача) Продавець може відвантажувати Товар у присутності повноважних представників Покупця (вантажоодержувача).

3.3.2. Протягом 24 годин після закінчення відвантаження Товару Продавець повідомляє про це Покупця (вантажоодержувача).

3.4. Продавець в залежності від конкретних умов поставки надає на адресу Покупця наступні товаросупроводжувальні документи:

- рахунок-фактура;
- квитанція № 4 про приймання вантажу (залізничний транспорт);
- товаро-транспортна накладна (автотранспорт);
- документи, що засвідчують якість Товару (надаються у випадках передбачених чинним законодавством);

- посвідчення про вибухонебезпечність, хімічну та радіаційну безпечність металобрухту чорних металів;
- акт про походження брухту чорних металів;
- сертифікат якості на вторинні метали.

3.4.1. Після відвантаження Товару Продавець направляє Покупцю наступні документи (в залежності від конкретних умов поставки):

- рахунок-фактуру;
- видаткову накладну;
- податкову накладну;
- копію залізничної накладної.

Відправлення вказаних документів здійснюється засобами електронного зв'язку (електронною поштою) у день відвантаження Товару, а на протязі двох робочих днів після дня відвантаження Товару оригінали цих документів направляються поштовим зв'язком у формі рекомендованого листа.

3.5. У випадку виявлення недостачі, невідповідності якості переданого Товару або будь-якого іншого порушення умов поставки, що дає підстави Покупцю заявити вимогу про відшкодування Продавцем збитків, Покупець зобов'язаний негайно повідомити Продавця про виявлені порушення умов поставки та зупинити приймання Товару. Подальше приймання Товару повинне проводитись за обов'язковою участю уповноваженого представника Продавця.

Порушення Покупцем вимог щодо негайного повідомлення Продавця про виявлені порушення умов поставки та прийняття товару, що не відповідає умовам поставки, за участю уповноваженого представника Продавця позбавляє права Покупця звертатись до Продавця з претензіями щодо порушень умов поставки товару, невідповідності якості та кількості переданого товару.

4. ЦІНА ТОВАРУ І ЗАГАЛЬНА ВАРТІСТЬ ДОГОВОРУ

4.1. Ціна Товару встановлюється в національній валюті України. Ціна Товару вказується у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

4.2. Загальна вартість Договору визначається загальною вартістю Товару на підставі додатків, укладених на виконання даного Договору.

5. УМОВИ ПЛАТЕЖІВ

5.1. Засобом платежів є національна валюта України - гривня.

5.2. Покупець проводить оплату Товару шляхом перерахування коштів на рахунок Продавця, на умовах, зазначених у додатках, укладених на виконання даного Договору.

6. САНКЦІЇ І РЕКЛАМАЦІЇ

6.1. Продавець відповідає за недоліки Товару, якщо Покупець доведе, що вони виникли до передання товару Покупцеві (перевізнику) або з причин, які існували до цього моменту.

6.1.1. У випадку передачі Товару Покупцю (вантажодержувача) перевізником (внаслідок транспортування залізничним або автотранспортом) у кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам, Продавець несе відповідальність у випадку, якщо буде доведена його вина у передачі Товару перевізнику в кількості, що не відповідала товарно-супровідним документам на момент передачі товару до перевезення.

6.2. Реалізація товару проводиться на умовах внесення покупцем забезпечувального платежу в якості забезпечення виконання своїх зобов'язань у розмірі 10% від загальної вартості товару, вказаної в договорі. Внесений забезпечувальний платіж не є оплатою товару і повертається покупцеві після повної оплати товару та вивезення обумовленого договором обсягу товару протягом 20 (двадцяти) календарних днів з дати передачі продавцем останньої партії товару покупцеві. Продавець має право на розірвання договору в односторонньому порядку внаслідок порушення покупцем умов оплати або обсягів та строків вивезення товару, внесений забезпечувальний платіж покупцеві не повертається і переходить у власність продавця як штрафна санкція.

6.3. Сторони домовились, що при реалізації брухту чорних металів, вид 9 (брухту чорних металів з відпрацьованих труб НКТ, бурильних труб) забороняється використання труби для експлуатації та ремонту свердловин, а також подальший продаж, перепродаж третім особам для

використання його за прямим призначенням. У випадку підтвердження такого факту застосовується штраф у розмірі подвійної ціни нової труби відповідного діаметру на момент встановлення такого факту.

6.4. У всіх інших випадках Сторони несуть відповідальність згідно положень чинного законодавства України»

7. ОБСТАВИНИ, ЩО ВИКЛЮЧАЮТЬ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

7.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за Договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (пожежа, повінь, землетрус, інші стихійні лиха, війна і військові дії, блокада, страйк, дії урядів). Строк виконання зобов'язань відкладається відповідно до часу, на протязі якого будуть діяти такі обставини.

Дія обставин непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

7.2. Сторона, для якої створилася неможливість виконання зобов'язань за Договором, повинна негайно, (але не пізніше 3-х днів після настання дії обставин, обговорених у п. 7.1.) сповістити іншу Сторону про настання або припинення таких обставин.

8. ПОРЯДОК ВИРІШЕННЯ СПОРІВ І РОЗБІЖНОСТЕЙ.

8.1. Спори і розбіжності, що виникли між Сторонами в ході виконання Договору, вирішуються шляхом переговорів.

8.2. У випадках неможливості досягнення згоди шляхом переговорів, спір передається на вирішення господарського суду і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством України і умовами даного Договору.

9. ТЕРМІН ДІЇ ДОГОВОРУ ТА ІНШІ УМОВИ

9.1. Договір набирає сили з дати його підписання Сторонами і діє до 31.12.2025р., але у будь-якому випадку до повного виконання Сторонами своїх зобов'язань. Закінчення терміну дії договору не звільняє Сторони від виконання взятих на себе зобов'язань по даному Договору. Припинення дії Договору до моменту повного виконання Сторонами взятих зобов'язань за Договором, а також припинення дії Договору на вимогу однієї із Сторін дозволяється у випадках передбачених чинним законодавством.

9.2. Додатки до Договору є його невід'ємною частиною, мають переважну силу перед раніше укладеними доповненнями і додатками (або відміняють їх), і вступають у дію, якщо зроблені в письмовій формі, мають порядковий номер, дату прийняття і підписи повноважних представників Сторін, завірені печатками.

9.3. Кредитор, який відступає право вимоги по цьому Договору іншій особі в порядку ст.516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таке відступлення права вимоги з ПАТ «Укрнафта». В разі невиконання вказаної умови договір про відступлення права вимоги вважається недійсним.

9.4. Сторони домовились, що позовна давність за даним договором стосовно оплати, кількості та якості Товару, стягнення неустойки встановлюється тривалістю в три роки.

9.5. При тлумаченні Договору застосовуються Міжнародні правила інтерпретації комерційних термінів ІНКОТЕРМС (редакція 2020 року), якщо інше не оговорено в Договорі, додатках або доповненнях до нього.

9.6. Договір, його зміст, а також додатки до нього є конфіденційними документами і не підлягають розголошенню або використанню Сторонами без згоди іншої Сторони.

9.7. Сторони підтверджують, що Продавець і Покупець за даним Договором є платниками податку на прибуток на загальних умовах відповідно до Податкового кодексу України.

9.8. Взаємовідносини Сторін, не передбачені Договором, регулюються чинним законодавством України.

9.9. Договір заміняє будь-яку угоду по даному предмету, укладену раніше Сторонами в усній або письмовій формі.

9.10. Сторони зобов'язуються письмово повідомляти одна одну у випадку прийняття рішення про ліквідацію, реорганізацію або банкрутство однієї із Сторін у термін не пізніше 3-х календарних

днів із дати прийняття такого рішення. У ті ж терміни Сторони повідомляють одна одну про зміну поштової, юридичної адреси або банківських реквізитів.

9.11. Договір та додатки до нього, підписані та в сканованому вигляді направлені електронною поштою мають юридичну силу і повинні бути підтверджені оригіналом протягом 30 (тридцяти) днів.

9.12. У разі не підтвердження сканованого відтворення підпису на договорі оригіналом протягом 30 (тридцяти) календарних днів, договір вважається таким, що вчинений без дотримання вимог до форми, встановленої законом, внаслідок чого настають правові наслідки, передбачені статтею 218 Цивільного кодексу України, а саме: недійсність цього правочину. В такому випадку визнання договору недійсним в судовому порядку не вимагається.

9.13. Договір складений українською мовою в двох примірниках (по примірнику для кожної зі Сторін), які мають однакову юридичну силу.

10. ЮРИДИЧНІ АДРЕСИ І РЕКВІЗИТИ СТОРІН

ПРОДАВЕЦЬ

ПАТ «УКРНАФТА»

НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»:

Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, [REDACTED]

Поштова/фактична адреса: 17500, Україна, Чернігівська обл., м. Прилуки [REDACTED]

код за ЄДРПОУ 00136573

св. пл. ПДВ/витяг з реєстру

пл. ПДВ № 100332806

ін. под. № 001353926654

UA273223130000026006000054820

АТ «Укресімбанк» МФО 322313

Реквізити для податкової накладної

ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз

«ПАТ «Укрнафта», код філії 1006,

[REDACTED] м.Київ, 04053

ПАТ "УКРНАФТА" ЄДРПОУ 00135390

IBAN UA363223130000026000000053407

в АБ «Укресімбанк» МФО 322313

E-mail: Vitalii.Melnykov@ukrnafta.com

За Продавця:



Віталій БУЛАНЦОВ

ПОКУПЕЦЬ

ТОВ «ГРАНД МЕТАЛ-КР»

Юридична адреса: 50000, м. Кривий Ріг Дніпропетровської області, [REDACTED]

Код ЄДРПОУ 44433273, [REDACTED]

Банківські реквізити

UA50380634000002600529876001

в ПуАТ "АКОРДБАНК", МФО 380634,

UA553348510000000026007190025

в АТ «ПУМБ», МФО 334851

ПІН 444332704821,

Витяг з реєстру платників ПДВ 2204824500028

від 19.05.2022р.



Юлія ТИХОНЕНКО

Договір № 01006/2803-27/25-ЛГР
«12» 05 2025р.

м. Прилуки

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „УКРНАФТА”, надалі „Продавець”, в особі, виконуючого обов’язки начальника НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «Укрнафта» Буланцова Віталія Сергійовича, який діє на підставі Положення про структурну одиницю НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «Укрнафта» та Довіреності ПАТ «УКРНАФТА» № 1036 від 28.11.2024 року з однієї сторони, та

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГРАДІСНТ-М», надалі іменоване «ПОКУПЕЦЬ», в особі директора Маяровської Ірини Олександрівни, що діє на підставі Статуту, з іншої сторони, разом іменовані надалі «СТОРОНИ», уклали цей Договір про нижченаведене:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

1.1. Продавець на умовах, передбачених даним Договором, передає, а Покупець приймає і оплачує брухт чорних металів, іменований надалі «Товар», відповідно до додатків №1, №2, що є невід’ємною частиною Договору.

2. КІЛЬКІСТЬ І ЯКІСТЬ ТОВАРУ

2.1. Номенклатура (кількість одиниць, вага) Товару повинна відповідати умовам додатків, що є невід’ємною частиною Договору.

2.2. Якість Товару повинна відповідати ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні», технічним та іншим умовам, які встановлені до даного виду Товару.

2.3. Невідповідність Товару вимогам по якості є невідповідність Товару вимогам ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні» або наявність у Товарі властивостей (радіаційність, хіміко-, вибухонебезпечність, т.ін.), що йому не характерні за звичайних умов або з перевищення норм, встановлених для даного виду Товару.

3. УМОВИ ПОСТАЧАННЯ І ПРИЙМАННЯ ТОВАРУ

3.1. Умови постачання Товару (відповідно до правил ІНКОТЕРМС редакції 2020 року), у тому числі умови передачі Товару, порядок проведення розрахунків, перелік вантажовідправників і вантажоотримувачів, вид металобрухту та його номенклатура вказуються у додатків, що є невід’ємною частиною Договору.

3.2. Датою поставки Товару вважається дата підписання акту прийому-передачі Товару, якщо поставка Товару здійснюється шляхом отримання Товару Покупцем безпосередньо на площах Продавця, в інших випадках – відмітка про передачу Товару перевізнику на товаросупровідних документах. У випадку передачі Товару від Продавця до перевізника з метою його подальшого транспортування Покупець зобов’язаний доручити перевізнику від його імені пересвідчитись у відповідності Товару кількісним та якісним показникам, обумовленим даним Договором та додатками до нього.

3.3. У випадку поставки Товару шляхом передачі придбаного Товару до перевезення залізничним (авто) транспортом, Продавець повідомляє Покупця (вантажоодержувача) про готовність до відвантаження Товару. Після отримання згоди Покупця про готовність до прийняття Товару Продавцем проводиться відвантаження Товару до перевезення.

3.3.1. На вимогу Покупця (вантажоодержувача) Продавець може відвантажувати Товар у присутності повноважних представників Покупця (вантажоодержувача).

3.3.2. Протягом 24 годин після закінчення відвантаження Товару Продавець повідомляє про це Покупця (вантажоодержувача).

3.4. Продавець в залежності від конкретних умов поставки надає на адресу Покупця наступні товаросупроводжувальні документи:

- рахунок-фактура;
- квитанція № 4 про приймання вантажу (залізничний транспорт);
- товаро-транспортна накладна (автотранспорт);
- документи, що засвідчують якість Товару (надаються у випадках передбачених чинним законодавством);
- посвідчення про вибухонебезпечність, хімічну та радіаційну безпечність металобрухту чорних металів;
- акт про походження брухту чорних металів;
- сертифікат якості на вторинні метали.

3.4.1. Після відвантаження Товару Продавець направляє Покупцю наступні документи (в залежності від конкретних умов поставки):

- рахунок-фактуру;
- видаткову накладну;
- копію залізничної накладної.

Відправлення вказаних документів здійснюється засобами електронного зв’язку (електронною поштою) у день відвантаження Товару, а на протязі двох робочих днів після дня відвантаження Товару оригінали цих документів направляються поштовим зв’язком у формі рекомендованого листа.

3.5. У випадку виявлення недостачі, невідповідності якості переданого Товару або будь-якого іншого порушення умов поставки, що дає підстави Покупцю заявити вимогу про відшкодування Продавцем збитків,

Покупець зобов'язаний негайно повідомити Продавця про виявлені порушення умов поставки та зупинити приймання Товару. Подальше приймання Товару повинне проводитись за обов'язковою участю уповноваженого представника Продавця.

Порушення Покупцем вимог щодо негайного повідомлення Продавця про виявлені порушення умов поставки та прийняття товару, що не відповідає умовам поставки, за участю уповноваженого представника Продавця позбавляє права Покупця звертатись до Продавця з претензіями щодо порушень умов поставки товару, невідповідності якості та кількості переданого товару.

4. ЦІНА ТОВАРУ І ЗАГАЛЬНА ВАРТІСТЬ ДОГОВОРУ

4.1. Ціна Товару встановлюється в національній валюті України. Ціна Товару вказується у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

4.2. Загальна вартість Договору визначається загальною вартістю Товару на підставі додатків, укладених на виконання даного Договору.

5. УМОВИ ПЛАТЕЖІВ

5.1. Засобом платежів є національна валюта України - гривня.

5.2. Покупець проводить оплату Товару шляхом перерахування коштів на рахунок Продавця, на умовах, зазначених у додатках, укладених на виконання даного Договору.

6. САНКЦІЇ І РЕКЛАМАЦІЇ

6.1. Продавець відповідає за недоліки Товару, якщо Покупець доведе, що вони виникли до передання товару Покупцеві (перевізнику) або з причин, які існували до цього моменту.

6.1.1. У випадку передачі Товару Покупцю (вантажодержувача) перевізником (внаслідок транспортування залізничним або автотранспортом) у кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам, Продавець несе відповідальність у випадку, якщо буде доведена його вина у передачі Товару перевізнику в кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам на момент передачі товару до перевезення.

6.2. Реалізація товару проводиться на умовах внесення покупцем забезпечувального платежу в якості забезпечення виконання своїх зобов'язань у розмірі 10% від загальної вартості товару, вказаної в договорі. Внесений забезпечувальний платіж не є оплатою товару і повертається покупцеві після повної оплати товару та вивезення обумовленого договором обсягу товару протягом 20 (двадцяти) календарних днів з дати передачі продавцем останньої партії товару покупцеві. Продавець має право на розірвання договору в односторонньому порядку внаслідок порушення покупцем умов оплати або обсягів та строків вивезення товару, внесений забезпечувальний платіж покупцеві не повертається і переходить у власність продавця як штрафна санкція.

6.3. Сторони домовились, що при реалізації брухту чорних металів, вид 9 (брухту чорних металів з відпрацьованих труб НКТ, бурильних труб) забороняється використання труби для експлуатації та ремонту свердловин, а також подальший продаж, перепродаж третім особам для використання його за прямим призначенням. У випадку підтвердження такого факту застосовується штраф у розмірі подвійної ціни нової труби відповідного діаметру на момент встановлення такого факту.

6.4. У всіх інших випадках Сторони несуть відповідальність згідно положень чинного законодавства України»

7. ОБСТАВИНИ, ЩО ВИКЛЮЧАЮТЬ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

7.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за Договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (пожежа, повінь, землетрус, інші стихійні лиха, війна і військові дії, блокада, страйк, дії урядів). Строк виконання зобов'язань відкладається відповідно до часу, на протязі якого будуть діяти такі обставини.

Дія обставин непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

7.2. Сторона, для якої створилася неможливість виконання зобов'язань за Договором, повинна негайно, (але не пізніше 3-х днів після настання дії обставин, обговорених у п. 7.1.) сповістити іншу Сторону про настання або припинення таких обставин.

8. ПОРЯДОК ВИРІШЕННЯ СПОРІВ І РОЗБІЖНОСТЕЙ.

8.1. Спорі і розбіжності, що виникли між Сторонами в ході виконання Договору, вирішуються шляхом переговорів.

8.2. У випадках неможливості досягнення згоди шляхом переговорів, спір передається на вирішення господарського суду і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством України і умовами даного Договору.

9. ТЕРМІН ДІЇ ДОГОВОРУ ТА ІНШІ УМОВИ

9.1. Договір набирає сили з дати його підписання Сторонами і діє до 31.12.2025р., але у будь-якому випадку до повного виконання Сторонами своїх зобов'язань. Закінчення терміну дії договору не звільняє Сторони від виконання взятих на себе зобов'язань по даному Договору. Припинення дії Договору до моменту повного виконання Сторонами взятих зобов'язань за Договором, а також припинення дії Договору на вимогу однієї із Сторін дозволяється у випадках передбачених чинним законодавством.

9.2. Додатки до Договору є його невід'ємною частиною, мають переважну силу перед раніше укладеними доповненнями і додатками (або відмінюють їх), і вступають у дію, якщо зроблені в письмовій формі, мають порядковий номер, дату прийняття і підписи повноважних представників Сторін, завірені печатками.

9.3. Кредитор, який відступає право вимоги по цьому Договору іншій особі в порядку ст.516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таке відступлення права вимоги з ПАТ «Укрнафта». В разі невиконання вказаної умови договір про відступлення права вимоги вважається недійсним.

9.4. Сторони домовились, що позовна давність за даним договором стосовно оплати, кількості та якості Товару, стягнення неустойки встановлюється тривалістю в три роки.

9.5. При тлумаченні Договору застосовуються Міжнародні правила інтерпретації комерційних термінів ІНКОТЕРМС (редакція 2020 року), якщо інше не оговорено в Договорі, додатках або доповненнях до нього.

9.6. Договір, його зміст, а також додатки до нього є конфіденційними документами і не підлягають розголошенню або використанню Сторонами без згоди іншої Сторони.

9.7. Сторони підтверджують, що Продавець і Покупець за даним Договором є платниками податку на прибуток на загальних умовах відповідно до Податкового кодексу України.

9.8. Взаємовідносини Сторін, не передбачені Договором, регулюються чинним законодавством України.

9.9. Договір заміняє будь-яку угоду по даному предмету, укладену раніше Сторонами в усній або письмовій формі.

9.10. Сторони зобов'язуються письмово повідомляти одна одну у випадку прийняття рішення про ліквідацію, реорганізацію або банкрутство однієї із Сторін у термін не пізніше 3-х календарних днів із дати прийняття такого рішення. У ті ж терміни Сторони повідомляють одна одну про зміну поштової, юридичної адреси або банківських реквізитів.

9.11. Договір та додатки до нього, підписані та в сканованому вигляді направлені електронною поштою мають юридичну силу і повинні бути підтверджені оригіналом протягом 30 (тридцяти) днів.

9.12. У разі не підтвердження сканованого відтворення підпису на договорі оригіналом протягом 30 (тридцяти) календарних днів, договір вважається таким, що вчинений без дотримання вимог до форми, встановленої законом, внаслідок чого настають правові наслідки, передбачені статтею 218 Цивільного кодексу України, а саме: недійсність цього правочину. В такому випадку визнання договору недійсним в судовому порядку не вимагається.

9.13. Договір складений українською мовою в двох примірниках (по примірнику для кожної зі Сторін), які мають однакову юридичну силу.

10. КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ

10.1. Сторони домовились, що для цілей цього Договору "конфіденційна інформація" означає будь-які дані або інформацію (що не є публічною (загальнодоступною) інформацією, що впливає або пов'язана з цим Договором, включаючи існування цього Договору, будь-яку інформацію, якою Сторони обмінялись або яку будь-яка Сторона отримала відповідно до та/або у зв'язку з цим Договором, а також інформація, яку будь-яка зі Сторін вважає конфіденційною, про що повідомляє іншу Сторону.

10.2. Сторони зобов'язуються зберігати конфіденційність та не розкривати і не розголошувати конфіденційну інформацію, за виключенням попередньої письмової згоди іншої Сторони, а також випадків, коли конфіденційна інформація підлягає розкриттю відповідно до закону, а також для виконання цього Договору.

10.3. Сторони погоджуються, що в разі порушення цього положення про конфіденційність однією зі Сторін, інша Сторона матиме право на вжиття заходів забезпечення з метою припинення розголошення та/або розкриття будь-якої конфіденційної інформації. Крім заходів забезпечення така Сторона має право на інші способи захисту свого порушеного права, а також на відшкодування витрат, включаючи послуги адвоката (які мають бути співрозмірними з огляду на розумну необхідність судових витрат), яких така Сторона зазнала в рамках провадження щодо порушення цього положення.

10.4. Сторони також погоджуються, що в разі порушення цього положення про конфіденційність однією зі Сторін, інша Сторона матиме право на відшкодування збитків.

11. АНТИКОРУПЦІЙНЕ ЗАСТЕРЕЖЕННЯ

11.1. Сторони визнають та підтверджують, що вони проводять політику повної нетерпимості до діянь, предметом яких є неправомірна вигода, в тому числі до корупції, яка передбачає повну заборону неправомірних вигод та здійснення виплат за сприяння або спрощення формальностей у зв'язку з господарською діяльністю, забезпечення більш швидкого вирішення тих чи інших питань. Сторони керуються у своїй діяльності чинним законодавством України і розробленими на його основі політикою та процедурами, спрямованими на боротьбу з діяннями, предметом яких є неправомірна вигода, і корупція зокрема.

11.2. Сторони гарантують, що їм самим та їхнім працівникам заборонено пропонувати, давати або обіцяти надати будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо) будь-яким особам (включаючи, серед іншого, службовим особам, уповноваженим особам юридичних осіб, державним службовцям), а також вимагати отримання, приймати або погоджуватися прийняти від будь-якої особи, прямо чи опосередковано, будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо).

12. САНКЦІЙНЕ ЗАСТЕРЕЖЕННЯ

12.1. Продавець має право в односторонньому порядку відмовитися від виконання своїх зобов'язань за Договором та/або припинити виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвати Договір у випадках, якщо:

12.1.1. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Ради національної безпеки і оборони України (перелік осіб, щодо яких Радою національної безпеки і оборони України, застосовані персональні спеціальні економічні та інші обмежувальні заходи (санкції) відповідно до Закону України «Про санкції» рішенням, які введені в дію Указами Президента України);

12.1.2. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій OFAC Сполучених Штатів Америки (перелік осіб, до яких застосовано санкції, що визначається The Office of Foreign Assets Control of the US Department of the Treasury);

12.1.3. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Виконавця внесено до списку санкцій інших, ніж OFAC, державних органів США;

12.1.4. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Європейського Союзу (Consolidated list of persons, groups and entities subject to EU financial sanctions);

12.1.5. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Виконавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії (список осіб, включених до Consolidated list of financial sanctions targets in the UK та до List of persons subject to restrictive measures in view of Russia's actions destabilizing the situation in Ukraine, що ведуться UK Office of Financial Sanctions Implementation (OFSI) of the His Majesty's Treasury);

12.1.6. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Ради Безпеки ООН (зведений список санкцій Ради Безпеки Організації Об'єднаних Націй (Consolidated United Nations Security Council Sanctions List), до якого включено фізичних та юридичних осіб, щодо яких застосовано санкційні заходи Ради Безпеки ООН);

12.1.7. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій інших країн та організацій не зазначених вище.

12.1.8. До виробника товарів (складових товарів), в тому числі що постачається в межах надання послуг та/або виконання робіт, та/або до країни походження таких товарів (складових таких товарів) застосовані обмежувальні заходи (санкції), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосовані санкції уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкції, введені в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів (складових товарів).

12.1.9. Покупець Договору або виконання окремих його умов суперечитиме дотриманню санкцій, Ради національної безпеки і оборони України та/або санкцій OFAC Сполучених Штатів Америки, та/або санкцій Європейського Союзу, та/або санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії, та/або санкцій Ради Безпеки ООН, та/або санкцій інших країн та організацій.

12.1.10. Покупець письмово не повідомив Продавця про зміну керівника Покупця, та/або засновника та/або кінцевого бенефіціарного власника (контролера) та/або учасника та/або акціонера, якому належить частка участі в статутному капіталі Покупця понад 10%, у строк протягом 5 (п'ять) робочих днів від дати таких змін.

12.2. У випадку застосування до виробника товарів (складових товарів) та/або до країни походження товарів обмежувальних заходів (санкцій), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосування санкцій уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкцій, введених в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів Покупець на власний розсуд та за його вибором:

12.2.1 Для товарів, які не було поставлено (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) на момент застосування вище переліченої(их) санкції(й) відмовляється від прийняття таких товарів та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

12.2.2. Для товарів, поставка (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) якого відбулася частково на момент застосування однієї або декількох вище переліченої(их) санкції(й):

1) або відмовляється від прийняття всіх товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та повертає вже отриману частину товарів (у разі можливості), та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

2) або відмовляється від прийняття непоставленої частини товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

12.3. Відмова від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Продавець здійснюється шляхом надіслання Покупцю письмового повідомлення (в тому числі у формі електронного документу) на адресу (електронну адресу) Покупця не менше, ніж за 5 (п'ять) календарних днів до дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або дати розірвання Договору, із зазначенням дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвання Договору у такому повідомленні.

12.4. Припинення та/або відмова від виконання своїх договірних зобов'язань Продавцем та/або розірвання Договору Продавцем у випадках, передбачених цим розділом Договору, не є порушенням своїх зобов'язань за Договором, та не тягне за собою застосування штрафних санкцій до Продавця.

13.5. У разі, відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвання Договору Продавцем, в порядку та на умовах передбачених цим розділом Договору, Покупець зобов'язаний повернути всі суми, отримані Покупцем від Продавця за цим Договором, протягом 10 (десяти) календарних днів з дати відповідної вимоги Продавця про це.

13. ДОДАТКИ ДО ДОГОВОРУ

13.1. До цього Договору додається і становить його невід'ємну частину:

13.1.1. Додаток №1 Специфікація.

13.1.2. Додаток № 2 КОРПОРАТИВНИЙ СТАНДАРТ «ЗОЛОТІ ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОГО ВИКОНАННЯ РОБІТ ПАТ «УКРНАФТА»

14. ЮРИДИЧНІ АДРЕСИ І РЕКВІЗИТИ СТОРІН

ПРОДАВЕЦЬ

ПАТ «УКРНАФТА»
НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»:
 Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, [REDACTED]
 Поштова/фактична адреса: 17500, Україна, Чернігівська обл., м. Прилуки, [REDACTED]
 код за ЄДРПОУ 00136573
 св. пл. ПДВ/витяг з реєстру
 пл. ПДВ № 100332806
 ін. под. № 001353926654
 UA273223130000026006000054820
 АТ «Укресімбанк» МФО 322313
Реквізити для податкової накладної
 ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз»
 «ПАТ «Укрнафта», код філії 1006, [REDACTED] м.Київ, 04053
 ПАТ «УКРНАФТА» ЄДРПОУ 00135390
 IBAN UA363223130000026000000053407
 в АБ «Укресімбанк» МФО 322313
 E-mail: Vitalii.Melnykov@ukrnafta.com

За Продавця:

Віталій БУЛАНЦОВ



ПОКУПЕЦЬ

Товариство з обмеженою відповідальністю
«Градiєнт-М»

Юридична адреса: 40004, м. Суми, [REDACTED]
 Поштова адреса: 40004, м. Суми, [REDACTED]
 Код ЄДРПОУ 40138576,
 Банківські реквізити
 UA723052990000026004015207596 в ПАТ КБ
 «Приватбанк», МФО 305299;
 ПІН 401385718199
 тел. 096 973 5711

За Покупця:

Ірина МАЯРОВСЬКА



Додаток 9

Копія платіжного документа підтвердження оплати

Платіжна інструкція № 106883УГ25

"18" листопада 2025 р.

"18" листопада 2025 р.

Дата складання		Дата валютування	
Платник	АТ "УКРНАФТА"		
Код платника	00135390	Рахунок платника	UA953204780000026002924430422
Унікальний ідентифікатор платника			
Надавач платіжних послуг платника	АБ "УКРГАЗБАНК"		
Фактичний платник	Нафтогазовидобувне управління "Чернігівнафтогаз" Акціонерного товариства "Укрнафта"		
Код фактичного платника			00136573
Унікальний ідентифікатор фактичного платника			
Отримувач	Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА		
Код отримувача	38709568	Рахунок отримувача	UA308201720313281001201085953
Унікальний ідентифікатор отримувача			
Надавач платіжних послуг отримувача	Державна казначейська служба України, м.Київ		
Фактичний отримувач			
Код фактичного отримувача			
Унікальний ідентифікатор фактичного отримувача			
Сума			15 875,80
Сума словами	П'ятнадцять тисяч вісімсот сімдесят п'ять гривень 80 копійок		
Призначення платежу	Аванс 100% за гр. обг., рах.№14-10-00005786-25 від 14.10.25, дог. №13959/38709568/01006/2894-92/25-П від 13.11.25, ЧНГВУ, &2.2.05.10.19& Без ПДВ,не підляг тендер		
Додаткові реквізити			

Місце печатки платника (за наявності)

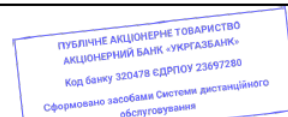
Підписи платника

"18" листопада 2025 р. 13:25:10

"18" листопада 2025 р.

Дата прийняття до виконання

Дата виконання



Підпис надавача платіжних послуг

Документ підписано електронним підписом	
Сертифікат: 64CD32482B9F498A8C317050A795760535FD4098 Підписувач: Чехович Геннадій Тимофійович Дійсний до: 17.01.2026	