***Повідомлення про намір отримати дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами***

***АТ «Укргазвидобування» філія ГПУ «Шебелинкагазвидобування»***

***УКПГ Моспанівського ГКР для ознайомлення громадськості:***

**Повне та скорочене найменування суб’єкта господарювання** - Акціонерне товариство «Укргазвидобування» АТ «Укргазвидобування».

**Ідентифікаційний код юридичної особи в ЄДРПОУ**– 30019775.

**Місцезнаходження суб’єкта господарювання, контактний номер телефону, адреса електронної пошти суб’єкта господарювання**: 04053, м. Київ, Шевченківський р-н, вул. Кудрявська, 26/28; тел.: (05749) 93372; E-mail: office@ugv.com.ua.

**Місцезнаходження об’єкта/промислового майданчика:** об’єкт Акціонерного товариства «Укргазвидобування» філія газопромислове управління «Шебелинкагазвидобування» Установка комплексної підготовки газу Моспанівського газоконденсатного родовища розташований (АТ «Укргазвидобування» філія ГПУ «Шебелинкагазвидобування» УКПГ Моспанівського ГКР) за адресою: Харківська обл., Чугуївський район, Слобожанська селищна територіальна громада, поблизу с. Мосьпанове.

**Метою** отримання дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря для існуючого об’єкта є здійснення господарської діяльності, яка пов'язана з викидами забруднюючих речовин в атмосферне повітря, для забезпечення виконання вимог, передбачених нормативами екологічної безпеки у галузі охорони атмосферного повітря. Об’єкт Акціонерного товариства «Укргазвидобування» філія газопромислове управління «Шебелинкагазвидобування» відноситься до переліку видів діяльності які потребують оцінки впливу на довкілля: УКПГ Моспанівського ГКР - Висновок №21/01-20233110421/1 від 24.07.2023 р. реєстраційний номер справи 20233110421.

АТ «Укргазвидобування» філія ГПУ «Шебелинкагазвидобування» УКПГ Моспанівського ГКР спеціалізується на видобутку корисних копалин (природний газ, газовий конденсат). Річний видобуток складає: природний газ – 950000 тис. м3 , конденсат – 153300 т.

Видобуток природного газу і газового конденсату із родовища здійснюється за допомогою гірничих виробок (свердловин).

З вузла входу шлейфів газ по загальному колектору подається на вхід сепараторів першого ступеня сепарації С-1-1 та С-1-2. В сепараторах С-1-1, С-1-2 відбувається очищення газового потоку від краплинної вологи та механічних домішок. Після проходження сепараторів С-1-1, С-1-2 до основного потоку газу додається газ, який надходить з дослідного сепаратора С-1г. Після об’єднання загальний потік надходить в трубний простір теплообмінників Т-1-1, Т-1-2. В теплообмінниках газ має можливість підігріватися за рахунок подачі до міжтрубного простору теплоносія з температурою 60÷80 ⁰С або охолоджуватися за рахунок рекуперативного теплообміну вихідного потоку газу після сепаратора С-2-1.

З трубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 газ надходить до вузла редукування, який складається з двох ниток. Кожна нитка облаштована ручним регулятором тиску з відсічними засувками з обох кінців. Після проходження вузла редукування газ з тиском 4,2÷5,0 МПа та температурою -30÷-14 ⁰С надходить до сепаратора другого ступеня С-2-1. В сепараторі С-2-1 газ позбавляється від сконденсованої рідини, що відокремлюється при зниженні температури. Підготовлений газ із сепаратора С-2-1 може надходити до міжтрубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2, для рекуперації тепла, або по байпасній лінії міжтрубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 до вузла обліку газу ВОГ-1. Після обліку газ направляється на УКПГ Волохівського ГКР, а далі в газопровід УКПГ Волохівського ГКР- Бал.ГРС-ГДКС.

З вузла входу шлейфів газ подається на вхід сепараторів першого ступеня сепарації С-1-3 та С-1-4, де очищується від краплинної вологи та механічних домішок. Після сепараторів С-1-3,4 газ направляється в трубний простір теплообмінників Т-1-3, Т-1-4. В теплообмінниках газ має можливість підігріватися за рахунок подачі до міжтрубного простору теплоносія з температурою 60÷80 ⁰С або охолоджуватися за рахунок рекуперативного теплообміну вихідного потоку газу після сепаратора С-2-2.

З трубного простору теплообмінників Т-1-3,4 газ надходить до вузла редукування, який складається з двох ниток. Кожна нитка облаштована ручним регулятором тиску з відсічними засувками з обох кінців. Після проходження вузла редукування газ з тиском 4,2÷5,0 МПа та температурою -30÷-14 ⁰С надходить до сепаратора другого ступеня С-2-2. Підготовлений газ із сепаратора С-2-2 проходить теплообмінники Т-1-3,4 (або по байпасній лінії) і разом з газом першої технологічної лінії направляється на вузол обліку газу ВОГ-1 і далі у вихідний газопровід.

Відсепарована в сепараторах С-1-1,2,3,4 рідинна фаза (нестабільний газовий конденсат і супутня пластова вода) подається до розділювача рідини першого ступеня Д-1 для первинної дегазації. Частково дегазована рідина далі подається до розділювача другого ступеня Д-2 для подальшої дегазації та розділення. Газ дегазації з Д-1 надходить на вхід сепаратора другого ступеня С-2-1.

Відсепарована в сепараторах С-2-1,2 рідинна фаза (нестабільний газовий конденсат і супутня пластова вода) подається до розділювача рідини другого ступеня Д-2 для дегазації та розділення. Відокремлений в розділювачі Д-2 вуглеводневий конденсат має можливість подаватися на третій ступінь дегазації в розділювач Р-1, або до атмосферних розділювачів Є-1,2 для стабілізації. Супутня пластова вода, яка відокремлюється в розділювачі Д-2, має можливість подаватися до атмосферних розділювачів Є-1,2 або до ємностей зберігання СПВ ЄПС-2,5. Технологічний тиск в розділювачі Д-2 регулюється у межах 0,8÷1,6 МПа за допомогою регулятора тиску прямої дії (до себе). Газ дегазації з Д-2 надходить до системи підготовки газу власних потреб.

Конденсат та пластова вода з БЗСУ-1 скидаються в розділювач рідини Р-1. Конденсат з розділювача Р-1 направляється в підпірну ємність конденсату ЄК-10. Є можливість воду і конденсат з Р-1 направляти в атмосферний розділювач Є-2 (Є-1), а також воду з розділювача Р-1 направляти в атмосферну ємність Є-3. Газ дегазації з Р-1 надходить до системи підготовки газу власних потреб.

В атмосферних розділювачах Є-1,2 рідина остаточно дегазується та розділяється на вуглеводневий конденсат та СПВ за рахунок різниці густини. Відокремлений вуглеводневий конденсат з Є-1,2 надходить до парку зберігання конденсату (ємності ЄК-1 – ЄК-9). СПВ з розділювача Є-1,2 подається в підземні ємності зберігання СПВ ЄПС-2,5. Є можливість подачі рідини з автоцистерни до Є-1.

З ємностей зберігання ЄК-1 – ЄК-9 вуглеводневий конденсат подається на вхід насосів конденсату Нк-1, Нк-2. Для запобігання потрапляння твердих часток до проточної частини насосів та пристрою вимірювання витрати рідини на всмоктуючих трубопроводах насосів встановлено фільтри сітчасті дренажні Ф 1, Ф-2. По нагнітальному трубопроводу насосів Нк-1, Нк-2 конденсат через замірний прилад Micro Motion подається до наливного стояка САТ-1 та завантажується в автоцистерни.

З підпірної ємності ЄК-10 газовий конденсат подається на вхід насосів конденсату Нк-3, Нк-4, Нк-5, Нк-6 і далі через замірний прилад Micro Motion направляється в конденсатопровід ТЦСК – Шебелинське ВПГКН УПГГК. Є також можливість на вхід насосів конденсату Нк-3 – Нк-6 подати стабільний конденсат з ємностей ЄК-1 – ЄК-9

Супутня пластова вода з ємностей ЄПС-2,5 за допомогою напівзануреного насоса Нв-2 подається через замірний прилад Micro Motion до наливного стояка САТ-2 та завантажується в автоцистерни.

На території проммайданчика розташовані наступні джерела викидів забруднюючих речовин: Водяний підігрівач "Титан"; водяний підігрівач "ВП-2"; водяний підігрівач "ВП-1"; свіча стравлювання газу з ВП-2; свіча стравлювання газу з ВП-1–; наземна ємність роздільник Є-3, об'ємом 10 м3 (продувка Р-1; продувка Д-2; дегазація СПВ; зберігання СПВ); підземна ємність збору прокапувань, об'ємом 0,5 м3; дренаж ємності прокапувань; наливний стояк САТ-1 (наливання конденсату в автоцистерну); наливний стояк САТ-2 (наливання СПВ в автоцистерну); наливний стояк САТ-3 (наливання конденсату в автоцистерну); підземна ємність ЄПС-1, об'ємом 50 м3; підземна ємність ЄПС-2, об'ємом 50 м3; підземна ємність ЄПС-3, об'ємом 50 м3; підземна ємність ЄПС-4, об'ємом 50 м3; насос ємності ЄПС-1 (насос АХП-Е-8/80-А-2Г-У1); насос ємності ЄПС-2 (насос АХП-Е-8/80-А-2Г-У1); насос ємності ЄПС-3 (насос АХП-Е-8/80-А-2Г-У1); насос ємності ЄПС-4 (насос АХП-Е-8/80-А-2Г-У1); насосна перекачування конденсату та ІК (насоси НМ-100/25, насос ВС-80) (перекачування конденсату (бензина); перекачування інгібітора корозії (вуглеводводнів С12-С19); підземна ємність збору прокапувань, об'ємом 5 м3; підземна ємність збору прокапувань, об'ємом 5 м3; підземна ємність збору прокапувань, об'ємом 5 м3; насосна перекачування метанолу (насос ВС-80); наземна ємність Єі- К , об'ємом 10 м3; підземна ємність Є-6 , об'ємом 25 м3; наземна ємність Є-6-1, об'ємом 50 м3; наземна ємність Є-6-2, об'ємом 50 м3; наземна ємність роздільник Є-1, об'ємом 25 м3 (продувка Р-1; продувка Д-2’; продувка С-3; дегазація конденсату; зберігання конденсату); наземна ємність роздільник Є-2, об'ємом 25 м3 (продувка Р-1; продувка Д-2’;дегазація конденсату; зберігання конденсату); наземна ємність ЄК-1 об' ємом 50м3; наземна ємність ЄК-2 об' ємом 50м3; наземна ємність ЄК-3 об' ємом 50м3; наземна ємність ЄК-4 об' ємом 75м3; наземна ємність ЄК-5 об' ємом 75м3; наземна ємність ЄК-6 об' ємом 100м3; наземна ємність ЄК-7 об' ємом 100м3; наземна ємність ЄК-8 об' ємом 100м3; наземна ємність ЄК-9 об' ємом 100м3; наземна ємність ЄК-10 об' ємом 100м3; підземна ємність збору прокапувань об' ємом 0,5 м3; насосна перекачування конденсату (насоси НМ-100/25); насосна перекачування конденсату (насоси 9 МГр, НПС 65/35-500); наливний стояк САТ-4 (наливання конденсату в автоцистерну); підземна ємність об' ємом 100 м3 збору дощових стоків; підземна дренажна ємність ЄД об' ємом 25 м3; блок ємностей об'ємом 2х100 м3 збору дощових стоків; дизель-генератор – 2 од.; заправка ДЕС; наземна ємність зберігання дизпалива об'ємом 25 м3; факельний амбар УКПГ (випаровування рідини); факельний амбар УКПГ (проведення ППР, стравлювання газа дегазації, продувка шлейфів свердловин); факельні амбари свердловин; фарбування пензлем на території.

Перелік забруднюючих речовин та їх кількість: оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO2]) – 46,123 т/рік; сажа – 29,258 т/рік; оксид вуглецю – 294,870 т/рік; сірки діоксид - 0,2 т/рік; метан – 1514,44 т/рік; ксилол – 0,034 т/рік; спирт метиловий – 3,9264 т/рік; бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець) – 365,505 т/рік; уайт-спірит – 0,049 т/рік; вуглеводні насичені С12-С19 (розчинник РПК-26511 та ін) у перерахунку на сумарний органічний вуглець) – 22,97045 т/рік; недиференційований за складом пил (аерозоль) - 0,006 т/рік; та парникові гази. Валовий викид складатиме – 2277,382 т/рік (без урахування парникових газів).

Об'єкт відноситься до другої групи та підлягає взяттю на Державний облік. На території об'єкту не має виробництв або технологічного устаткування, на яких повинні впроваджуватися найкращі доступні технології та методи керування та джерел викидів, з яких в атмосферне повітря надходять забруднюючі речовини від виробництв та технологічного устаткування, на які повинні впроваджуватися заходи щодо досягнення встановлених нормативів граничнодопустимих викидів для найбільш поширених і небезпечних забруднюючих речовин. Заходи щодо впровадження найкращих існуючих технологій та заходи щодо скорочення викидів на підприємстві не передбачаються.

Відповідно до матеріалів що обґрунтовують обсяги викидів забруднюючих речовин, на об’єкті немає перевищень встановлених законодавством нормативів, а також згідно з результатами розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, встановлено, що перевищень ГДК на межі житлової забудови та на межі СЗЗ по вмісту забруднюючих речовин не має. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів відповідають чинному законодавству.

*Зауваження та пропозиції просимо надсилати протягом 30 календарних днів з дати публікації повідомлення до Харківської обласної військової адміністрації за адресою: 61002, м. Харків, вул. Сумська, 64, тел.(057)7052153, E-mail:**obladm@kharkivoda.gov.ua**.*