

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: **«Аналіз експлуатаційних показників установки комплексної
підготовки газу газоконденсатного родовища»**

Виконала: студентка 4 курсу групи
НІТ2022-1 спеціальності 185 –
Нафтогазова інженерія та технології,
Освітньої програми «Нафтогазова
Інженерія та технології»
Горбаточкіна Є.К.

Керівник: ст. викл. Худяков І.О.

Рецензент: доц. Орловський В.М.

Харків – 2026 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут, факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури


Кафедра Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій

 Роман ТКАЧЕНКО
«22» травня 2026 р..

З А В Д А Н Н Я
на кваліфікаційну роботу бакалавра

студентки Горбаточкіної Єлизавети Костянтинівни

1. Тема роботи: «Аналіз експлуатаційних показників установки комплексної підготовки газу газоконденсатного родовища».

затверджені наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: Загальні відомості про газоконденсатні родовища; установки комплексної підготовки газу.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):

4.1 Загальна характеристика району розміщення об'єкта; географічна та природно-кліматична характеристика району розташування; геологічні особливості родовища; план реалізації робіт на Семиренківському родовищі; технологічний процес збору та підготовки газу до транспортування; характеристика роботи установки комплексної підготовки газу; конструкція та принцип роботи сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації; модернізація низькотемпературного сепаратора для підвищення ефективності вилучення конденсату; розрахункова частина; розрахунок процесу дроселювання газу; розрахунок сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації; охорона праці.

5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

5.1 Ситуаційна схема розташування Семиренківського газоконденсатного родовища

5.2 Технологічна схема осушення газу (Семиренківське УКПГ)

5.3 Схема роботи установки низькотемпературної сепарації на дотискувальній

компресорній станції

5.4 Конструкція та принцип роботи сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації

5.5 Сепаратор С-2 модернізований низькотемпературний сепаратор другого ступеня





5.6 Уточнені значення виносу рідини;

5.7 Розрахунок апарата низькотемпературної сепарації очистки природного газу.

5.8 Охорона праці

5.9 Висновок

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ст. викл. Худяков І.О.		
Охорона праці	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «22» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	22.05.2026	виконано
2	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	26.05.2026	виконано
3	Огляд і аналіз науково-технічної літератури за тематикою роботи	28.05.2026	виконано
4	Одержання завдання на проектування	01.06.2026	виконано
5	Основні відомості про Семиренківське ПСГ	05.06.2026	виконано
6	Характеристика роботи установки комплексної підготовки газу	07.06.2026	виконано
7	Сепараційне обладнання установки низькотемпературної сепарації	08.06.2026	виконано
8	Модернізація низькотемпературного сепаратора	09.06.2026	виконано
9	Розрахунок процесу дроселювання газу	11.06.2026	виконано
10	Розрахунок сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації	12.06.2026	виконано
11	Виконання розділу з охорони праці	14.06.2026	виконано
12	Оформлення пояснювальної записки	28.05-14.06.2026	виконано
13	Оформлення графічного матеріалу	02.06-14.06.2026	виконано
14	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	18.06.2026	виконано
15	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ДЕК	19.06.2026	

Керівник



(Худяков І. О.)

Студент-дипломник



(Горбаточкіна Є. К.)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра: 62 стор., 8 рис., 3 табл., 15 джерел.

Кваліфікаційна робота бакалавра присвячена дослідженню технологічного процесу підготовки природного газу на Семиренківському газоконденсатному родовищі та розробці заходів щодо підвищення ефективності роботи установки низькотемпературної сепарації.

Метою роботи є аналіз технології підготовки природного газу, дослідження роботи обладнання низькотемпературної сепарації та обґрунтування технічних рішень щодо підвищення ефективності його функціонування.

У роботі проаналізовано природно-географічні, геологічні та інфраструктурні умови Семиренківського газоконденсатного родовища, розглянуто технологічну схему збору та підготовки природного газу на установці комплексної підготовки газу. Досліджено принцип роботи та конструктивні особливості сепараційного обладнання, визначено основні фактори, що впливають на ефективність процесу низькотемпературної сепарації. Виконано розрахунок основних технологічних параметрів процесу підготовки природного газу, зокрема визначено псевдокритичні параметри газової суміші, коефіцієнт Джоуля–Томсона, температурний режим дроселювання та параметри роботи сепаратора. За результатами розрахунків обґрунтовано модернізацію низькотемпературного сепаратора другого ступеня шляхом встановлення відцентрових сепараційних елементів, що забезпечують підвищення ефективності вилучення газового конденсату та зниження його втрат. Проведено аналіз можливого впливу виробничої діяльності на навколишнє природне середовище. Основні джерела впливу на атмосферне повітря, водне середовище, ґрунти, геологічне середовище та визначено заходи щодо мінімізації негативного впливу на довкілля.

ПІДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ, НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНА СЕПАРАЦІЯ, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОЗМІЩЕННЯ ОБ'ЄКТА	9
1.1 Географічна та природно-кліматична характеристика району розташування	9
1.2 Геологічні особливості родовища	11
1.3 План реалізації робіт на Семиренківському родовищі	17
1.3.1. Варіант технічного рішення №1	17
1.3.2. Варіант технічного рішення №2	18
1.3.3. Територія здійснення планованої діяльності	19
Висновок до розділу 1	20
2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ	22
2.1 Характеристика роботи установки комплексної підготовки газу	22
2.2 Конструкція та принцип роботи сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації	27
2.3 Модернізація низькотемпературного сепаратора для підвищення ефективності вилучення конденсату	30
Висновок до розділу 2	33
3 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	34
3.1 Теплотехнічний розрахунок процесу дроселювання газу	34
3.2 Розрахунок сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації	36
3.3 Розрахунок гідравлічного опору апарата	38
Висновок до розділу 3	40
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	42
4.1 Система охорони праці на об'єктах нафтогазового комплексу	44
4.2 Заходи з охорони праці на об'єктах видобутку та підготовки газу	46
4.3 Розрахунок світлового потоку прожекторного освітлення.	48

4.4. Природоохоронні заходи під час експлуатації та реконструкції УКПГ	51
4.5 Природоохоронні вимоги при експлуатації об'єктів газовидобування.....	52
4.6 Інженерно-екологічні заходи під час облаштування та експлуатації об'єктів газовидобування	54
4.7 Характеристика потенційних екологічних впливів, їх джерел та сфер прояву	55
Висновок до розділу 4.....	57
ВИСНОВОК.....	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	61

ВСТУП

Нафта і природний газ почали активно використовуватися ще з XV століття. Їх застосування стало важливим чинником розвитку науки, техніки та промисловості як у минулому, так і в сучасному світі. Сьогодні практично неможливо знайти галузь господарства, у якій не використовувалися б нафта, природний газ або продукти їх переробки.

Значні обсяги світового видобутку нафти й газу — близько 3674,5 млрд м³ газу та 75,5 млн барелів нафти на добу — зумовлюють ризик поступового виснаження їх природних запасів. Оскільки ці енергетичні ресурси є невідновлюваними та мають обмежені поклади, особливої актуальності набуває питання їх раціонального та ефективного використання.

Станом на сьогодні значна частина запасів нафти та газу в Україні залишається недостатньо вивченою. Рівень розвіданості початкових потенційних ресурсів нафти становить близько 33 %, а газового конденсату — близько 37 %. Водночас ступінь їх освоєння залишається відносно невисоким, що свідчить про наявність значного ресурсного потенціалу для подальшого розвитку нафтогазової галузі. Значні обсяги нерозвіданих запасів вуглеводнів створюють передумови для збільшення власного видобутку енергоресурсів і зміцнення енергетичної безпеки держави.

Останніми роками в Україні спостерігається тенденція до нарощування видобутку вуглеводнів, що є важливим чинником забезпечення енергетичної незалежності та сталого розвитку економіки.

Одним із ключових елементів газовидобувної інфраструктури є установка комплексної підготовки газу (УКПГ), призначена для збору та підготовки природного газу до транспортування. Основними функціями УКПГ є транспортування газу від свердловин, його очищення від рідинних і механічних

домішок, осушення до нормативних показників та компримування для подачі в магістральний газопровід. Усі технологічні процеси мають забезпечувати мінімальні втрати пластової енергії та максимальну технологічну й економічну ефективність роботи родовища.

Одним із важливих завдань під час експлуатації установок комплексної підготовки природного газу та газового конденсату в умовах поступового зниження пластового тиску є підтримання стабільного рівня видобутку вуглеводнів. При цьому необхідно забезпечувати відповідність підготовленого газу вимогам чинних стандартів якості за мінімальних втрат цінних компонентів і раціонального використання матеріально-технічних ресурсів.

Для вирішення цих завдань широко застосовуються низькотемпературні технологічні процеси, які дозволяють одночасно здійснювати осушення природного газу та вилучення важких вуглеводнів і супутніх компонентів. Такі технології є особливо ефективними при розробці газоконденсатних родовищ, оскільки сприяють підвищенню ступеня вилучення корисних компонентів і покращенню техніко-економічних показників роботи промислових об'єктів.

У зв'язку з цим дослідження технологічних процесів підготовки газу та вдосконалення режимів роботи установок комплексної підготовки газу є актуальним завданням, що визначає практичну значущість даної кваліфікаційної роботи.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОЗМІЩЕННЯ ОБ'ЄКТА

1.1 Географічна та природно-кліматична характеристика району розташування

Семиренківська установка комплексної підготовки газу (УКПГ) розташована в межах Семиренківського газоконденсатного родовища на території Шишацького району Полтавської області, поблизу села Семиренки.

Полтавська область належить до найбільших регіонів України та займає шосте місце за площею серед областей держави. Вона межує з Чернігівською та Сумською областями на півночі, Харківською — на сході, Дніпропетровською та Кіровоградською — на півдні, а також Київською і Черкаською областями — на заході.

Загальна площа області становить 28,7 тис. км², що відповідає близько 4,8 % території України. Протяжність території з півночі на південь складає приблизно 213,5 км, а із заходу на схід — близько 245 км. Полтавська область розташована в межах Дніпровсько-Донецької западини та її схилів, які є однією з найважливіших нафтогазоносних структур України. Територія області повністю знаходиться в межах Східноєвропейської рівнини, що зумовлює переважно рівнинний характер рельєфу з абсолютними відмітками висот переважно від 50 до 150 м над рівнем моря.

Гідрографічна мережа області є досить розвиненою і включає 146 річок довжиною понад 10 км із загальною протяжністю близько 5100 км. Найбільшими водними артеріями є річки Дніпро та Псел. Південна і південно-західна частини області прилягають до Кременчуцького та Кам'янського водосховищ[1].

Клімат району помірно континентальний, що характерно для центральної частини України. Середня температура повітря в січні становить близько $-3,7$ °С, а в липні — $+21,4$ °С. Річна кількість атмосферних опадів коливається в межах 480–

580 мм, причому більша їх частина випадає в теплий період року у вигляді дощів. Формування кліматичних умов відбувається під впливом континентальних повітряних мас із території Євразії та морських повітряних мас, що надходять з Атлантичного океану, а також Чорного, Азовського і Середземного морів.

В адміністративному відношенні Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване на території Шишацького району Полтавської області, в 15 км на північ від райцентру м. Шишаки і в 50 км на північний захід від м. Полтава (рис. 1.1).

Найближчими населеними пунктами району робіт є села: Семиренки, Малий Перевоз, Великі Сорочинці, Маначиновка, Вертелецьке. Безпосередньо на території родовища розташоване село Ковалівка .

Поблизу від Семиренківського родовища розташовані такі відомі родовища, як Зах.Солохівське, Кавердинське, Кошевойське газоконденсатні та Радченківське газонафтове.

Родовище розташоване в районі з розвинутою нафтогазовидобувною галуззю промисловості, облаштоване УКПГ та трубопровідною системою. В 12 км на південь проходить магістральний газопровід Шебелинка-Київ, а в 15 км на схід – газопровід Слєць-Кременчук-Кривий Ріг.

В геоморфологічному відношенні родовище розміщене в Придніпровській низовині в долині р. Псьол, лівої притоки р. Дніпро.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою +7,2 °С[1].

В економічному відношенні район сільськогосподарський. Основний вид заняття населення – землеробство і тваринництво. Незначна частина населення зайнята в переробній промисловості.

Корисними копалинами район не багатий. Крім відкритих покладів вуглеводнів корисні копалини представлені будівельними пісками і глинами. В долині р. Псьол ведеться видобуток торфу.

Водозабезпечення бурових робіт здійснюється за рахунок вод бучацького водоносного горизонту. Через район робіт проходять електролінії достатньої потужності, що дозволяє використовувати електроенергію для роботи на промислі.
[1]

1.2 Геологічні особливості родовища

Бурові роботи на Семиреньківській площі розпочато у 1974 р. будівництвом свердловини 1. Родовище відкрито у 1990 році пошуковою свердловиною 2. У процесі випробування відкладів візейського ярусу нижнього карбону з інтервалу 5505-5600 м отримані промислові припливи газу. До державного балансу родовище включене в 1990 році.

В 1974 – 2000 рр. пробурено ще шість свердловин (1, 3, 4, 6, 9 – пошукові і 51-експлуатаційна), якими розкрито розріз від четвертинних до нижньокам'яновугільних відкладів. Продуктивними виявилися лише свердловини 4, 9, 51 з яких одержано промислові припливи газу з горизонтів верхньовізейського підярусу (В-16, В-17, В-19).

В дослідно-промислому розробку (ДПР) родовище введено в 1997 р. згідно із проектним документом, затвердженим АТ “Укргазпром” (протокол № 25/95 від 28.10.95 р.) терміном на 5 років (1998-2002 рр.). У зв'язку з відсутністю фінансування реалізація проекту ДПР здійснювалася сповільненими темпами. За період від 1990 до 2001 року проекти розвідки і дослідно-промислової розробки реалізовані не в повному обсязі. Згідно із проектом розвідки в межах продуктивної частини площі родовища пробурені свердловини 2, 4, 9, інші 1, 3, 6 виявилися законтурними і ліквідовані. Згідно із проектом ДПР введено в експлуатацію три свердловини (2, 4, 51) та пробурено одну (51) при запланованих чотирьох[1].

За результатами сейсмозвідувальних робіт, буріння та випробування свердловин, вивчення геологічного розрізу геофізичними методами у 2003 році побудована геологічна модель родовища і підраховані загальні та видобувні запаси

газу і конденсату[1].

Таблиця 1.1 – Координатні межі та площа ділянки надрокористування

З/п	Пн. ш.	Сх. д.
1	50°00'00''	33°55'20''
2	49°57'05''	34°05'38''
3	49°56'33''	34°06'32''
4	49°55'00''	34°05'00''
5	49°56'45''	33°57'10''
6	49°57'12''	33°53'20''



Рисунок 1.1 – Географічне положення Семиренківського родовищ

У геологічній будові Семиренківського родовища беруть участь осадові породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем із загальною потужністю до 8,5 км. За результатами пошукового та експлуатаційного буріння встановлено наявність кам'яновугільних і пермських відкладів палеозою, тріасових, юрських і крейдових відкладів мезозою, а також комплексу

кайнозойських порід, характерного для цієї частини Дніпровсько-Донецької западин.

Кам'яновугільні відклади (С) широко поширені в межах Семиренківського родовища та представлені породами нижнього, середнього і верхнього відділів. До складу нижнього відділу (С₁) входять візейський і серпуховський яруси. Візейський ярус представлений верхньовізейським під'ярусом, до якого належать XI та XII мікрофауністичні горизонти.

Згідно з даними кернових досліджень, XII мікрофауністичний горизонт складений чергуванням пісковиків, аргілітів та алевролітів, об'єднаних у літологічні пачки В-19–20, В-18 і В-17. Саме в цих відкладах виявлено газоносні пласти, розкриті свердловинами №2, №4, №9 та №51. Найбільша встановлена товщина горизонту становить 491 м у свердловині №4.

XI мікрофауністичний горизонт представлений переважно чергуванням аргілітів і вапняків. У верхній частині розрізу переважають алевроліти з поодинокими прошарками пісковиків та малопотужними пластами аргілітів. До складу горизонту входять літологічні пачки В-16, В-15 і В-14, причому саме з пачкою В-16 пов'язані основні газові поклади. Товщина відкладів горизонту змінюється в межах 429–454 м[1].

Серпуховський ярус (С_{1s}) поділяється на нижньосерпуховський і верхньосерпуховський під'яруси. Нижньосерпуховський під'ярус охоплює IX–X мікрофауністичні горизонти, нижня межа яких проводиться по покрівлі літологічної пачки В-14. Його розріз представлений переважно піщано-алевролітовими породами з прошарками аргілітів, а в нижній частині — поодинокими прошарками вапняків. Відклади об'єднані в літологічні пачки С-23, С-22, С-21, С-20, С-19 та С-18–17. Загальна товщина цих горизонтів становить 361–378 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (С_{1s2}) представлений VIII мікрофауністичним горизонтом, до складу якого входять літологічні пачки С-6–С-

9, а також VII–V горизонтами, що об'єднують пачки С-2–С-5. Нижня межа під'ярусу проводиться по підшві пачки С-9.

VIII мікрофауністичний горизонт складений переважно аргілітами та алевролітами з незначною кількістю пісковиків і вапняків. Його товщина змінюється від 169 до 200 м. Відклади VII–V мікрофауністичних горизонтів відрізняються переважанням піщано-алевролітових порід із прошарками аргілітів та вапняків. Потужність цих відкладів становить 208–230 м.

Відклади середнього карбону (С₂) на Семиренківському родовищі представлені башкирським і московським ярусами. Башкирський ярус (С_{2b}) включає світи С15, С21, С22, С23 і С24. Світа С15 складена чергуванням аргілітів, алевролітів і вапняків, які утворюють літологічні пачки Б-13, Б-12 та Б-11. Її товщина становить 81–98 м.

Світа С21 представлена потужними пластами вапняків із прошарками вапнистих аргілітів зеленувато-сірого кольору, що входять до складу пачки Б-10 та формують так звану «башкирську карбонатну плиту». Потужність відкладів становить 65–70 м.

Світа С22 характеризується чергуванням вапняків та аргілітів, а у верхній частині розрізу спостерігається зменшення кількості карбонатних порід і поява прошарків пісковиків. Відклади об'єднані в літологічні пачки Б-9 і Б-8. Їх товщина досягає 115–124 м.

Світа С23 представлена переважно піщано-глинистими породами з поодинокими тонкими прошарками вапняків. До її складу входять пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4 і Б-3. Потужність відкладів становить 266–296 м[1].

Світа С24 складена перешаруванням піщано-алевролітових порід, аргілітів та рідкісних прошарків вапняків. Відклади об'єднані в пачки Б-2 і Б-1 та мають товщину 98–112 м.

Московський ярус (С_{2m}) розкритий майже всіма свердловинами родовища, за винятком свердловини №51. Його розріз представлений переважно пісковиками з

прошарками аргілітів і алевролітів. Піщані пласти згруповані в літологічні пачки М-7 – М-1. Загальна товщина відкладів московського ярусу змінюється від 509 до 549 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (С_з) представлений відкладами світ С31, С32, С33 і С34. Керновий матеріал для цих відкладів відсутній, тому їх характеристика базується на даних геофізичних досліджень свердловин. Аналіз каротажних матеріалів свідчить про наявність потужних піщаних пластів товщиною до 80 м, які чергуються з глинистими товщами. Загальна потужність верхньокам'яновугільних відкладів становить 612–744 м.

Пермська система (Р) на території родовища представлена лише нижньопермськими відкладами картамиської світи (Р_{1кт}). Вони складені строкатоколірними глинами з прошарками алевролітів, доломітів і пісковиків. Товщина відкладів змінюється в межах 106–161 м.

Мезозойська ератема (Мz) включає відклади тріасової, юрської та крейдової систем.

Тріасова система (Т) залягає на породах нижньої пермі зі стратиграфічною та кутовою незгідністю. За літологічними особливостями тріасові відклади поділяються на піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну та глинисту товщі. Їх загальна потужність становить від 637 до 774 [1].

Юрська, крейдова та кайнозойська ератеми. Юрська система (J) представлена відкладами середнього та верхнього відділів. Відклади середньої юри (J₂) незгідно залягають на більш давніх породах і включають байоський, батський та келовейський яруси. Їхня потужність становить 169–200 м. Верхньоюрські відклади (J₃) представлені оксфордським і кімериджським ярусами з товщиною 292–322 м.

Крейдова система (К) залягає з кутовою та стратиграфічною незгідністю на еродованій поверхні верхньоюрських порід. У її складі виділяють нижній і верхній відділи. Потужність нижньокрейдових відкладів становить 116–135 м. Верхньокрейдовий комплекс включає сеноманський, туронський, коньякський,

сантонський, кампанський та маастрихтський яруси із загальною товщиною 434–460 м.

Кайнозойська ератема (KZ) незгідно перекриває верхньокрейдові породи та представлена відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем. Палеогенові відклади включають палеоцен, еоцен та олігоцен. Вони складені переважно сірими й зеленувато-сірими дрібно- та середньозернистими пісками з прошарками глин, пісковиків і мергелів київської серії. Загальна товщина палеогенових відкладів становить 203–233 м.

На регіональному тектонічному рівні Семиренківське родовище розташоване в приосьовій зоні центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини та приурочене до смуги північно-східного занурення Лубенсько-Білоцерківського виступу кристалічного фундаменту. Ця частина западини характеризується рядом специфічних особливостей, які відрізняють її від інших структурних елементів регіону [1].

Зокрема, тут спостерігається значна потужність осадового чохла фанерозойського віку, товщина якого досягає 8,0–8,5 км. Формування геологічної будови відбувалося в умовах відносно помірної тектонічної активності під час осадонакопичення. Для району характерний розвиток конседиментаційних переривчастих антиклінальних структур палеозойського віку, утворення яких переважно пов'язане з проявами блокової тектоніки.

По поверхні кристалічного фундаменту родовище приурочене до чітко вираженого північного схилу Сулимівського окремого блоку, який розташований у межах глибинного мисоподібного виступу фундаменту. Це положення значною мірою визначило особливості формування та локалізації покладів вуглеводнів на Семиренківському родовищі.

Семиренківське підняття є однією з локальних антиклінальних структур Дніпровсько-Донецької западини та входить до ланцюга піднять, що облямовують виступ кристалічного фундаменту. За даними сейсмозвідки та буріння воно має

форму брахіантикліналі, витягнутої в субширотному напрямку, з незначною асиметрією крил.

З глибиною структура стає більш вираженою: збільшуються її розміри та амплітуда підняття. На глибших горизонтах амплітуда складки досягає 125 м, тоді як у верхніх відкладах не перевищує 50 м. Від сусідніх структур Семиренківське підняття відокремлюється неглибокими прогинами та сідловинами.

Результати сейсмічних і гравіметричних досліджень свідчать про відсутність значних соленосних товщ у межах структури. Формування підняття пов'язують переважно з блоковими тектонічними рухами та деформацією осадових порід[1].

1.3 План реалізації робіт на Семиренківському родовищі

Метою планованої діяльності є продовження видобутку вуглеводнів і нарощування його обсягів у межах ділянки надр Семиренківського газоконденсатного родовища шляхом будівництва (спорудження) пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР, а також буріння і облаштування п'яти водних свердловин для забезпечення водопостачання під час їх спорудження. Передбачається також облаштування та підключення зазначених пошукових і розвідувальної свердловин з метою подальшого видобутку вуглеводнів, а також повернення супутньо-пластових вод у надра родовища через нагнітальну свердловину № 6 Семиренківську. Реалізація діяльності планується в адміністративних межах Шишацької селищної ради Шишацького району, Солонцівської сільської ради та Великосорочинської сільської ради Миргородського району Полтавської області.

1.3.1. Варіант технічного рішення №1

Збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у межах ділянки надр Семиренківського родовища планується забезпечити шляхом спорудження пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР. Буріння передбачається виконувати із

застосуванням бурового верстата типу «Уралмаш 3Д-76» вантажопідйомністю 320 т з дизельним приводом, із використанням комбінованого способу буріння — роторного та із застосуванням гідравлічного вибійного двигуна.

Буріння та облаштування п'яти водних свердловин, необхідних для забезпечення водопостачання процесу спорудження зазначених пошукових і розвідувальної свердловин, планується здійснювати за допомогою бурової установки УРБ-3А3 з дизельним приводом із застосуванням роторного способу буріння.

На етапі облаштування передбачається підключення пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 до Семиренківської УКПГ із прокладанням і під'єднанням газопроводів-шлейфів. Під час обв'язки свердловин планується використання фонтанної арматури типу АФК 6-65/50х70 К1.

Також передбачається повернення супутньо-пластових вод у надра Семиренківського родовища через нагнітальну свердловину № 6 Семиренківську із подальшим збільшенням обсягів закачування СПВ.

1.3.2. Варіант технічного рішення №2

Щодо видобування вуглеводнів шляхом спорудження (влаштування) пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР, а також п'яти водних свердловин для забезпечення процесу їх будівництва, розглядалася альтернатива застосування бурового верстата з електричним приводом. Однак через значну віддаленість об'єктів проєктування від електромережі необхідної потужності використання електроприводного бурового обладнання є обмеженим, тому перевага надана варіанту з дизельним приводом.

Щодо облаштування пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР, типи колонних головок і фонтанної арматури визначаються на основі виконаних гідравлічних та механічних розрахунків, у зв'язку з чим альтернативні варіанти обв'язки не розглядалися. Щодо

повернення супутньо-пластових вод у надра Семиренківського родовища через нагнітальну свердловину № 6 Кавердинську, встановлено, що зазначена свердловина має достатні глибини та приймальну здатність для закачування збільшених обсягів СПВ, тому розгляд альтернативних рішень у цьому випадку не здійснювався.

1.3.3. Територія здійснення планованої діяльності

Видобування вуглеводнів шляхом спорудження та подальшого облаштування пошукових свердловин № 7, № 8, № 12 Семиренківського ГКР планується здійснювати на майданчиках у межах адміністративного підпорядкування Миргородського району Полтавської області. Роботи зі спорудження та подальшого облаштування пошукової свердловини № 14 Семиренківського ГКР передбачається виконувати на майданчику в межах Солонцівської сільської ради Миргородського району Полтавської області. Спорудження та облаштування розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР планується здійснювати на майданчику в межах Великосорочинської сільської ради Миргородського району Полтавської області. На період виконання робіт зі спорудження свердловин передбачається оформлення договорів (угод) на право користування земельними ділянками.

Найближча житлова забудова розташована на таких відстанях від майданчиків свердловин:

- від майданчика пошукової свердловини № 7 Семиренківського ГКР — орієнтовно 995 м у північно-східному напрямку (с. Покровське);
- від майданчика пошукової свердловини № 8 Семиренківського ГКР — близько 3690 м у південно-західному напрямку (с. Мареничі);
- від майданчика пошукової свердловини № 12 Семиренківського ГКР — приблизно 730 м у південно-східному напрямку (с. Швадрони);
- від майданчика пошукової свердловини № 14 Семиренківського ГКР — близько 2500 м у південному напрямку (с. Мареничі);

– від майданчика розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР — орієнтовно 1180 м у південному напрямку (с. Мареничі).

Буріння та облаштування п'яти водних свердловин, необхідних для забезпечення водопостачання під час спорудження пошукових свердловин № 7, № 8, № 12, № 14 та розвідувальної свердловини № 15 Семиренківського ГКР, передбачається виконувати безпосередньо в межах відповідних майданчиків зазначених свердловин.

Повернення супутньо-пластових вод у надра Семиренківського родовища через нагнітальну свердловину № 6 Семиренківську планується здійснювати на майданчику в межах адміністративного підпорядкування Миргородського району Полтавської області. Загальна площа відведеної земельної ділянки становить 0,003 га.

Висновок до розділу 1

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в межах Шишацького району Полтавської області, у добре освоєному нафтогазоносному регіоні Дніпровсько-Донецької западини з розвиненою інфраструктурою видобутку та транспортування вуглеводнів. Район характеризується сприятливими природно-кліматичними умовами помірно-континентального типу, рівнинним рельєфом, розвиненою гідрографічною мережею та достатнім ресурсним забезпеченням для ведення бурових і промислових робіт.

Геологічна будова території є складною та багатоярусною, що включає потужний осадовий чохол палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів. Продуктивні горизонти приурочені переважно до кам'яновугільних відкладів, що підтверджується результатами буріння та геофізичних досліджень. Структурні особливості родовища визначаються наявністю локальної антиклінальної складки, яка сприяє формуванню промислових скупчень вуглеводнів. Адміністративне розташування об'єкта та близькість до існуючих населених пунктів і промислової

інфраструктури забезпечують можливість ефективної реалізації планованої діяльності. Водопостачання, енергозабезпечення та транспортні комунікації району є достатніми для виконання бурових і експлуатаційних робіт. природно-географічні, геологічні та інфраструктурні умови району є загалом сприятливими для реалізації проекту з продовження видобування та нарощування обсягів вуглеводнів на Семиренківському родовищі.

2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

2.1 Характеристика роботи установки комплексної підготовки газу

Установка комплексної підготовки газу (УКПГ) — це сукупність технологічного обладнання та допоміжних систем, призначених для збирання й підготовки природного газу та газового конденсату.

Товарною продукцією УКПГ є сухий газ газових родовищ, сухий відбензинений газ газоконденсатних родовищ, а також газовий конденсат.

На Семиренківській установці комплексної підготовки газу використовується схема низькотемпературної сепарації. Підготовка газу здійснюється на чотирьох технологічних лініях установки низькотемпературної сепарації (УНТС), які оснащені апаратами триступеневої сепарації газу типу ГП-643.00.000 з продуктивністю 5,0 млн м³/добу.

Процес підготовки природного газу до транспортування реалізується відповідно до технологічної схеми, наведеної на рис. 2.1.

Сирий газ зі свердловин надходить послідовно через газозбірний колектор (ГЗК), далі на майданчик арматури відключення (МАВ), потім до будівлі арматури переключення (ПАБ), після чого спрямовується в цех очищення газу (ЦОГ) ДКС.

Далі газ проходить установку охолодження газу (УТОГ), установку низькотемпературної сепарації (УНТС), потрапляє до цеху очищення газу ДКС II ступеня, апаратів попереднього охолодження II ступеня (АПО II ст.), установки заміру газу (УЗГ) і надходить у міжпромисловий колектор (МПК) [2].

Із колектора сирого газу діаметром $\varnothing 425 \times 22$ мм газоконденсатна суміш по трубопроводах $\varnothing 325 \times 16$ мм паралельно подається на чотири технологічні

лінії установки низькотемпературної сепарації. Оскільки технологічні схеми НТС та обладнання всіх робочих ліній є однаковими, опис процесу подається для однієї з них.

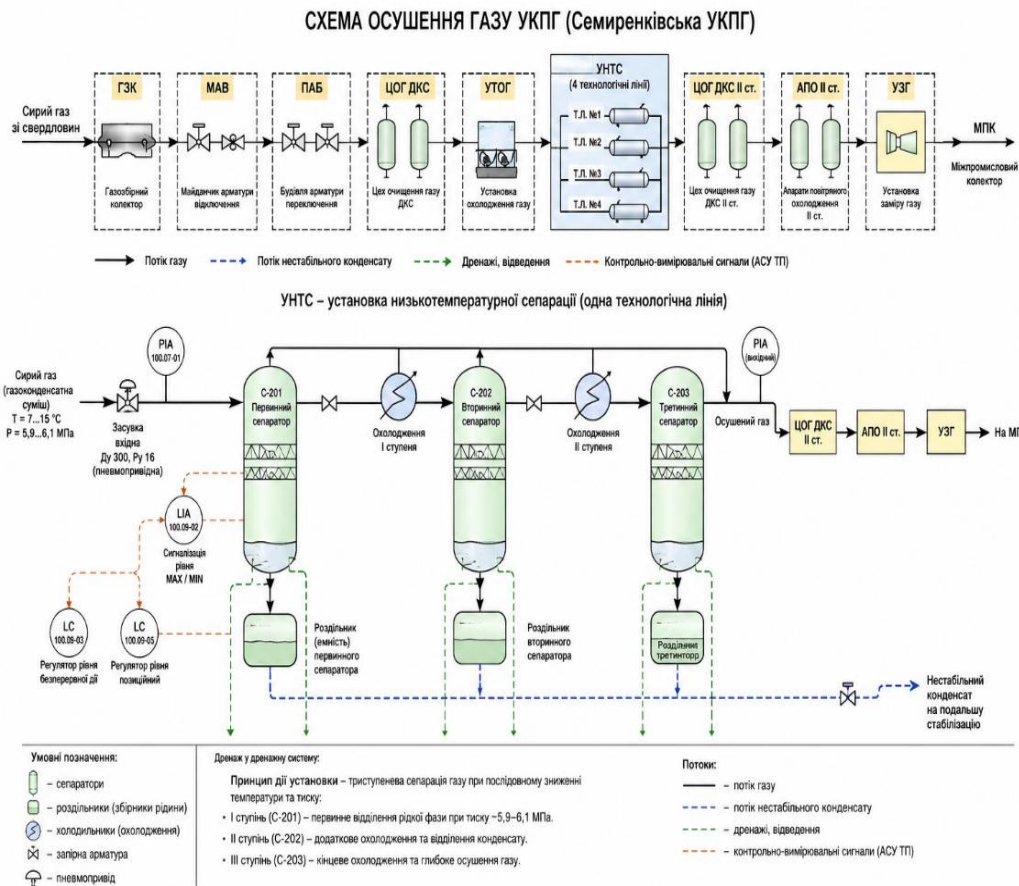


Рисунок 2.1- Технологічна схема осушення газу (Семиренківське УКПГ)

Установка низькотемпературної сепарації (НТС) призначена для розділення сирової газоконденсатної суміші на підготовлений (осушений) газ та нестабільний газовий конденсат. Робота установки базується на послідовному проходженні газового потоку через три ступені сепарації, які відрізняються значеннями тиску та температури. На кожному ступені створюються оптимальні умови для максимальної конденсації вуглеводнів і відокремлення рідкої фази необхідного складу [3].

СХЕМА УСТАНОВКИ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ (НТС)

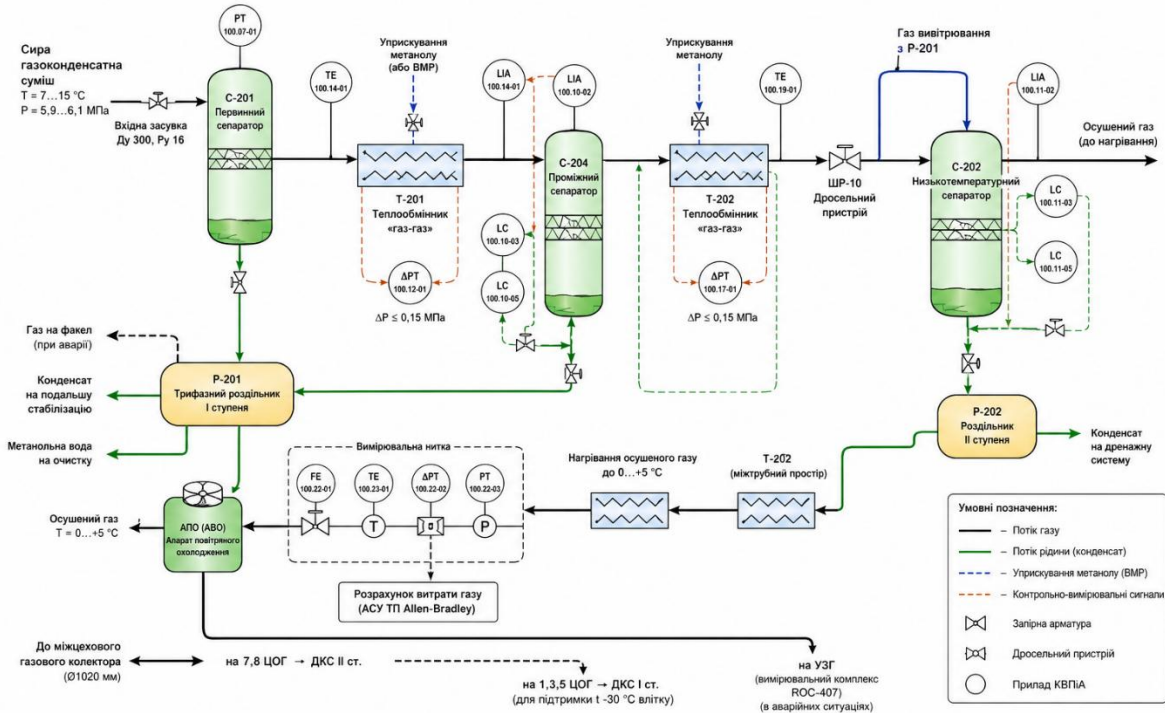


Рисунок 2.2 - Схема роботи установки низькотемпературної сепарації на дотискувальній компресорній станції

Сира газоконденсатна суміш через вхідну пневмопривідну засувку Ду 300, Ру 16 надходить до первинного сепаратора С-201 з температурою 7–15 °С та тиском 5,9–6,1 МПа. Тиск газу на вході до сепаратора контролюється приладом РІА (100.07-01), а інформація передається до автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСУ ТП).

Первинний сепаратор С-201, розташований у верхній частині агрегату триступеневої сепарації газу ДП 643.00.000, являє собою вертикальний жалюзійний апарат. До його складу входять відбійник рідини, сітчастий коагулятор, жалюзійна насадка та збірник рідини в нижній частині апарата.

У відбійнику відокремлюються великі краплі рідини та механічні домішки, а дрібнодисперсна рідина після коагуляції вилучається в сітчастій та жалюзійній

насадках. Відокремлена рідина накопичується в нижній частині сепаратора та відводиться до роздільної ємності.

Рівень рідини в сепараторі підтримується автоматичними регуляторами безперервної та позиційної дії LC (100.09-03) і LC (100.09-05). Для контролю роботи обладнання передбачено сигналізацію мінімального та максимального рівнів рідини за допомогою приладу LIA (100.09-02) з передачею даних до АСУ ТП.

Конденсат і метанольна вода, відокремлені на першому ступені сепарації, відводяться до трифазного роздільника Р-201.

Газ після первинного сепаратора С-201 з тиском 5,9–6,1 МПа та температурою 7–15 °С надходить до теплообмінника Т-201 типу «газ–газ». У ньому газ охолоджується зустрічним потоком осушеного газу до температури від -18 до -25 °С. Температура газу до та після теплообмінника контролюється відповідними датчиками і відображається в системі АСУ ТП.

Для запобігання утворенню газових гідратів у теплообміннику Т-201 передбачено впорскування метанолу або водно-метанольного розчину через спеціальні форсунки. Перепад тиску на теплообміннику контролюється приладом dPT (100.12-01) і не повинен перевищувати 0,15 МПа.

Після охолодження в теплообміннику Т-201 газ надходить до проміжного сепаратора С-204, розташованого в середній частині агрегату триступеневої сепарації. Сепаратор С-204 є відцентровим апаратом прямоочного типу та призначений для відокремлення краплинної рідини, яка утворилася внаслідок охолодження газу.

Рівень рідини в проміжному сепараторі С-204 автоматично підтримується регуляторами безперервної та позиційної дії LC (100.10-03) і LC (100.10-05). Для контролю технологічного процесу передбачена сигналізація мінімального та максимального рівнів рідини, інформація про які відображається в АСУ ТП за допомогою приладу LIA (100.10-02).

Після сепаратора С-204 газ надходить до теплообмінника Т-202 типу «газ–

газ», де додатково охолоджується зустрічним потоком осушеного газу до температури від -18 до -25 °С. Температура газу на виході з теплообмінника контролюється датчиком ТЕ (100.19-01), а результати вимірювань передаються до АСУ ТП.

Для запобігання утворенню гідратів у трубному пучку теплообмінника Т-202 передбачене впорскування метанолу через форсунки, розташовані в розподільній камері. Подача метанолу регулюється вручну за допомогою блоку розподілу метанолу.

Перепад тиску в теплообміннику Т-202 контролюється приладом dPT (100.17-01) з виведенням сигналу на монітор АСУ ТП. Допустиме значення перепаду тиску не повинно перевищувати 0,15 МПа.

Для більш повного вилучення вуглеводневого конденсату з природного газу на установці застосовується додаткове охолодження газу за рахунок дроселювання, яке ґрунтується на ефекті Джоуля–Томсона. Суть цього ефекту полягає в тому, що під час зниження тиску газу його температура також зменшується, що сприяє додатковій конденсації важких вуглеводнів.

Як дроселювальний пристрій використовується регулювальний штуцер ШР-10 (Ру 16, Ду 200). Після проходження через теплообмінник Т-202 газ із температурою від -18 до -25 °С надходить до штуцера ШР-10, де його тиск знижується з 5,9–6,1 МПа до 4,7–5,3 МПа. У результаті дроселювання температура газу додатково знижується до -25...-30 °С. Перед надходженням до низькотемпературного сепаратора С-202 в потік охолодженого газу подається газ вивітрювання з роздільника Р-201. Температурний режим у сепараторі С-202 регулюється зміною ступеня відкриття штуцера ШР-10, роботою регулювального клапана «Mokveld» на вході сухого газу в міжтрубний простір теплообмінника Т-201, а також за допомогою байпасного крана Ду 300 з ручним керуванням.

Тиск у низькотемпературному сепараторі С-202 підтримується автоматичним регулювальним клапаном «Mokveld». Для захисту обладнання від перевищення

допустимого тиску на вхідному трубопроводі встановлено два запобіжні клапани, через які надлишковий газ у разі необхідності відводиться на факельну систему.

Рівень рідини в нижній частині сепаратора контролюється регулятором безперервної дії LC (100.11-03). Для забезпечення безпечної роботи передбачена сигналізація мінімального та максимального рівнів рідини з передачею інформації до АСУ ТП за допомогою приладу LIA (100.11-02). Відокремлений конденсат через теплообмінник Т-203 «конденсат–конденсат» направляється до роздільника другого ступеня Р-202.

Осушений газ із сепаратора С-202 послідовно проходить через міжтрубний простір теплообмінників Т-202 і Т-201, де нагрівається зустрічним потоком сирого газу від температури близько $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $0\dots-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Після цього газ надходить на вузол вимірювання витрати, де за показами діафрагми, датчиків температури, тиску та перепаду тиску автоматизовано визначається його кількість. Результати розрахунків відображаються в системі АСУ ТП.

Далі осушений газ із технологічних ліній по трубопроводу діаметром 325×16 мм подається до апаратів повітряного охолодження (АВО), де за необхідності додатково охолоджується до температури $0\dots+5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Після АВО потоки осушеного газу об'єднуються в міжцеховому газовому колекторі діаметром 1020 мм, звідки газ надходить до цеху очищення газу та на другу ступінь дотискувальної компресорної станції УКПГ. У літній період для підтримання необхідного температурного режиму газ також може спрямовуватися на першу ступінь ДКС. В аварійних режимах подача газу на компресорні цехи здійснюється через вузол заміру газу з вимірювальним комплексом ROC-40[3].

2.2 Конструкція та принцип роботи сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації

Первинний сепаратор С-201 (рис. 2.3) призначений для відокремлення основної кількості рідкої фази з газоконденсатного потоку. Газ надходить у

середню частину апарата та потрапляє на відбійне ребро, внаслідок чого різко змінюються напрямок його руху та швидкість. Це сприяє осадженню значної частини крапельної рідини, яка стікає вниз по поверхні відбійника [4].

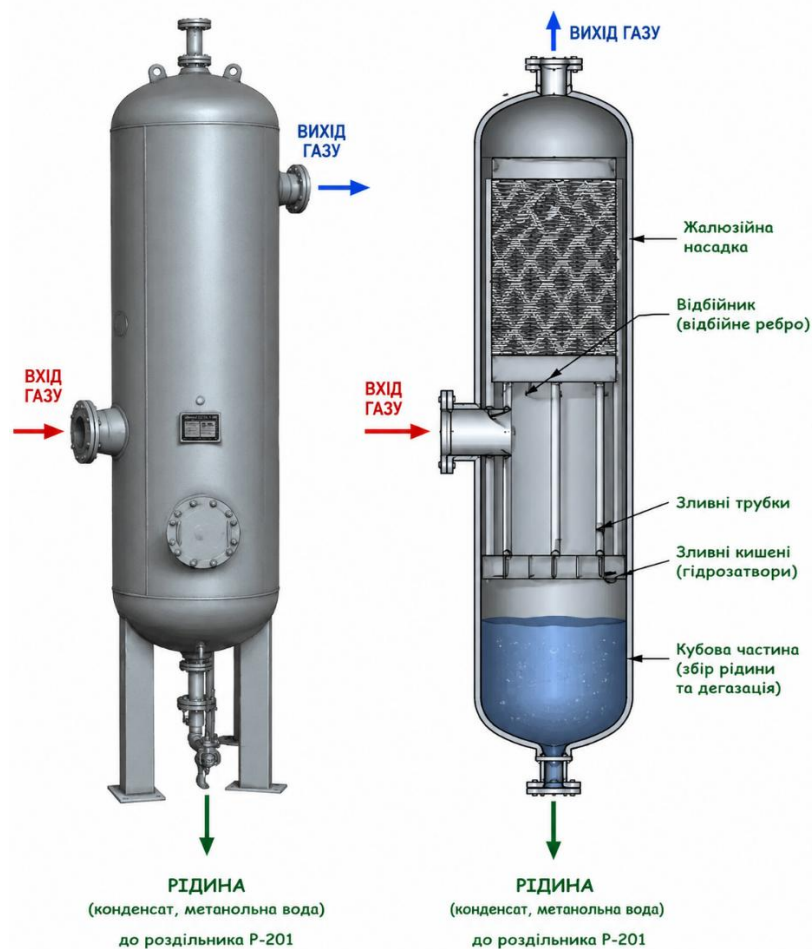


Рисунок 2.3 – Первинний сепаратор

Для підвищення ефективності сепарації в апараті встановлена жалюзійна насадка. Під час проходження через неї газовий потік багаторазово змінює напрямок руху, що забезпечує додаткове відокремлення дрібнодисперсних крапель рідини. Відокремлені краплі укрупнюються, утворюють рідинну плівку на поверхні насадки та через зливні трубки надходять до зливних кишень, які виконують функцію гідрозатворів.

Із зливних кишень рідина потрапляє до кубової частини сепаратора, де відбувається її накопичення та часткова дегазація. Підтримання необхідного рівня рідини здійснюється автоматичним регулятором безперервної дії. Крім того, передбачено сигналізацію мінімального та максимального рівнів, а контроль тиску виконується за допомогою технічного манометра[4].

Після охолодження в теплообміннику Т-201 газ надходить до проміжного сепаратора С-204, призначеного для видалення краплинної рідини, що утворилася внаслідок зниження температури газу. Для інтенсифікації процесу сепарації на вході в апарат встановлено завихрювач, який надає потоку обертального руху. Під дією відцентрових сил краплі рідини переміщуються до периферії потоку, укрупнюються та осідають у нижню частину сепаратора. Відокремлена рідина збирається в нижній частині апарата та відводиться до блоку розділення.

Рівень рідини в сепараторі С-204 підтримується автоматично, а значення мінімального та максимального рівнів контролюються системою сигналізації. Температура газу вимірюється термометром опору, а тиск контролюється технічним манометром.

Після дроселювання через штуцер ШР-10 та проходження ежектора ЕГ-9 газ надходить до низькотемпературного сепаратора С-202, де здійснюється остаточне відділення краплинної вологи. На вході в апарат встановлено сітчастий відбійник, який забезпечує уловлювання рідинних крапель. Для запобігання винесенню вологи разом з осушеним газом на виході із сепаратора змонтована сітчаста тарілка.

Контроль роботи низькотемпературного сепаратора здійснюється за показниками тиску, температури та перепаду тиску на сітчастій тарілці. Отримані дані реєструються та відображаються в системі автоматизованого керування технологічним процесом, що забезпечує безпечну та ефективну роботу установки.

2.3 Модернізація низькотемпературного сепаратора для підвищення ефективності вилучення конденсату

З метою зменшення втрат газового конденсату на УКПГ було виконано модернізацію сепаратора другого ступеня низькотемпературної сепарації першої технологічної лінії. Для цього проведено перепідключення трубопроводів, що забезпечило подачу конденсату з першого ступеня сепарації до сепаратора другого ступеня, а також замінено штатну коагуляційну насадку на тарілку з відцентровими сепараційними елементами типу ГПР-515.

Низькотемпературний сепаратор серійного виконання, який експлуатується на УКПГ, був розроблений у 1982 році. Він являє собою вертикальний циліндричний апарат діаметром 2400 мм, оснащений коагулятором для укрупнення дрібнодисперсних крапель рідини, сітчастим відбійником та захисним листом над рівнем рідини. За проєктних умов роботи апарат забезпечує ефективне очищення газу при продуктивності до 208 тис. м³/год і тиску 5,5–7,5 МПа. Однак зі зниженням робочого тиску або збільшенням продуктивності його ефективність суттєво зменшується, що призводить до зростання втрат конденсату.

Для підвищення ефективності роботи було запропоновано модернізацію сепаратора на основі використання відцентрових сепараційних елементів із рециркуляцією газу. У новій конструкції встановлено вдосконалений вузол введення газу, який забезпечує попереднє відділення рідини та коагуляцію

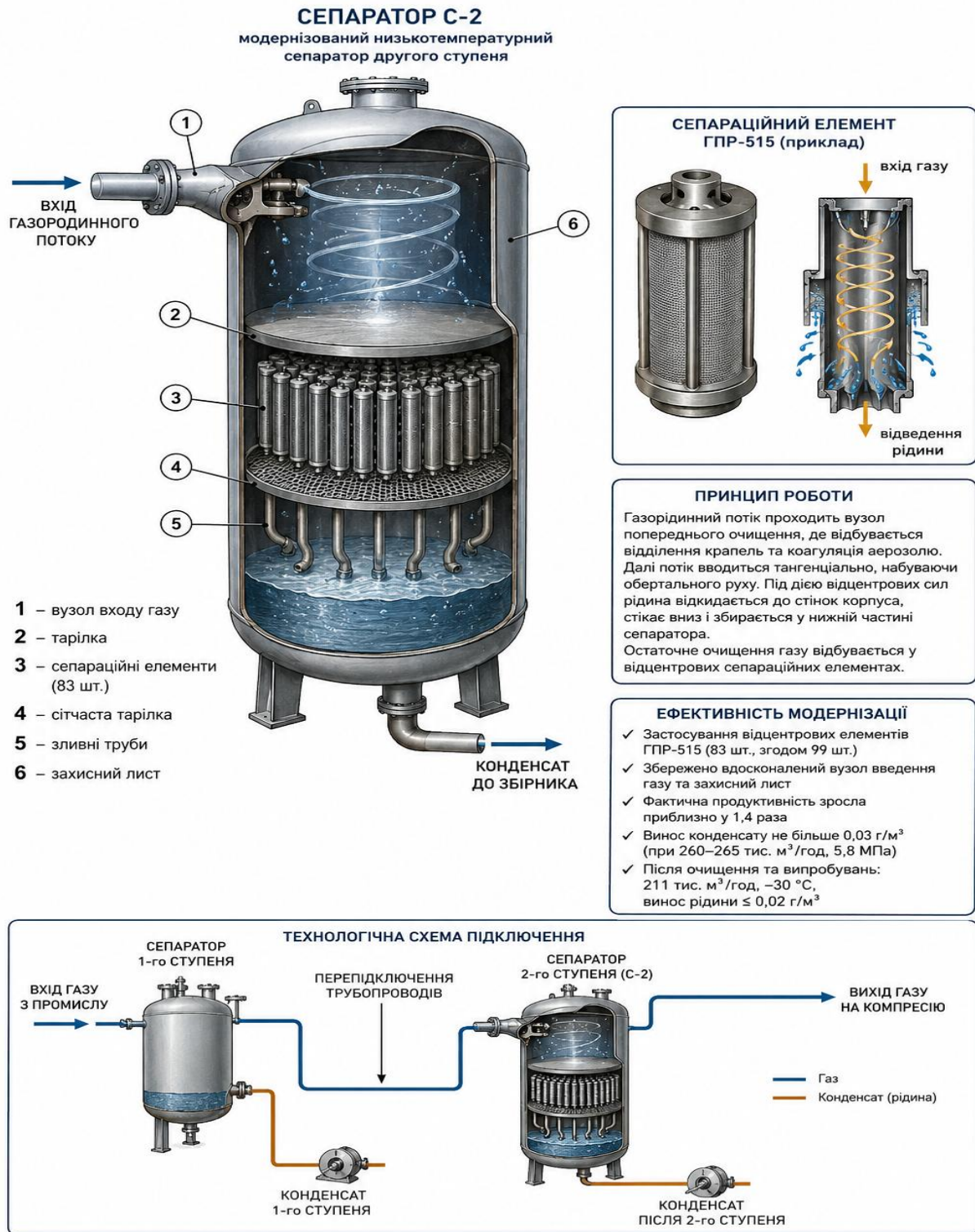


Рисунок 2.3 - Сепаратор С-2 модернізований низькотемпературний сепаратор другого ступеня

Замість стандартного сітчастого відбійника змонтовано тарілку з 83 відцентровими сепараційними елементами ГПР-515. Додатково під нею була встановлена сітчаста тарілка та система зливних труб для відведення конденсату до збірника рідини.

Принцип роботи модернізованого апарата полягає в тому, що газорідинний потік спочатку проходить вузол попереднього очищення, після чого надходить до коагулятора, де відбувається укрупнення дрібних крапель рідини. Далі потік вводить в апарат тангенціально, набуваючи обертального руху. Під дією відцентрових сил рідина відкидається до стінок корпусу, стікає вниз і збирається в нижній частині сепаратора. Остаточне очищення газу відбувається у відцентрових сепараційних елементах. Результати випробувань показали, що модернізований сепаратор здатний ефективно працювати при витраті газу до 260–265 тис. м³/год за тиску близько 5,8 МПа, забезпечуючи винос конденсату не більше 0,03 г/м³. Таким чином, фактична продуктивність апарата зросла приблизно у 1,4 раза порівняно з проектною.

Подальший аналіз експлуатації показав, що подача конденсату на сітчасту тарілку не забезпечує додаткового покращення роботи сепаратора та навіть сприяє збільшенню виносу рідини. У зв'язку з цим сітчасту тарілку було демонтовано, а конструкцію спрощено. Під час наступної модернізації встановлено 99 відцентрових сепараційних елементів, збережено вдосконалений вузол введення газу та захисний лист над рівнем рідини.

Після проведення модернізації та очищення обладнання від парафінових відкладень випробування підтвердили високу ефективність роботи сепаратора. При витраті газу 211 тис. м³/год і температурі близько –30 °С винос рідини не перевищував 0,02 г/м³. Отримані результати свідчать, що застосування відцентрових сепараційних елементів є ефективним рішенням для підвищення продуктивності низькотемпературних сепараторів та зменшення втрат газового конденсату під час підготовки природного газу.

Висновок до розділу 2

У даному розділі розглянуто технологічний процес збору та підготовки природного газу до транспортування на прикладі Семиренківської установки комплексної підготовки газу. Описано загальну схему роботи УКПГ, яка базується на багатоступеневій системі очищення, охолодження та низькотемпературної сепарації, що забезпечує отримання товарного сухого газу та стабільного газового конденсату.

Встановлено, що основним елементом технологічного процесу є установка низькотемпературної сепарації, в якій послідовне охолодження та ступенева сепарація дозволяють ефективно видаляти краплинну вологу та важкі вуглеводні з газового потоку. Використання теплообмінного обладнання типу «газ–газ», дроселювання та впорскування метанолу забезпечує стабільність процесу та запобігає утворенню гідратів.

Також розглянуто конструктивні особливості сепараційного обладнання, зокрема первинного, проміжного та низькотемпературного сепараторів, а також їхні принципи роботи та системи автоматичного контролю, які забезпечують безпечну та ефективну експлуатацію установки.

Окремо проаналізовано заходи з модернізації низькотемпературного сепаратора другого ступеня, спрямовані на підвищення ефективності вилучення газового конденсату. Встановлено, що впровадження відцентрових сепараційних елементів суттєво покращує продуктивність апарата та зменшує втрати конденсату, що підтверджується результатами промислових випробувань.

Технологічний процес підготовки газу на УКПГ є складною багатоступеневою системою, ефективність якої значною мірою визначається рівнем сепарації та конструктивними рішеннями обладнання, а проведена модернізація дозволяє підвищити надійність роботи установки.

3 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

3.1 Теплотехнічний розрахунок процесу дроселювання газу

Для визначення ефекту Джоуля–Томсона необхідно розрахувати псевдокритичні параметри природного газу, середню теплоємність суміші, приведені параметри та коефіцієнт Джоуля–Томсона.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку

Компоненти	y_i	$T_{к}, ^\circ\text{K}$	$P_{к}, \text{МПа}$	$C_p^0, \text{Дж/кг}\cdot^\circ\text{K}$
CH_4	0,9030	190,5	2,7	2,22
C_2H_6	0,0487	206,0	4,9	1,79
C_3H_8	0,0220	369,0	4,3	1,56
C_4H_{10}	0,0108	420,0	3,8	1,49
C_5H_{12}	0,0155	470,2	3,4	1,45

Псевдокритична температура визначається за формулою:

$$T_{пк} = \sum y_i \cdot T_{ki} \quad (3.1)$$

$$T_{пк} = 0,9030 \cdot 190,5 + 0,0487 \cdot 206,0 + 0,0220 \cdot 369,0 + 0,0108 \cdot 420,0 + 0,0155 \cdot 470,2$$

$$T_{пк} = 172,022 + 10,032 + 8,118 + 4,536 + 7,288 = 202,0\text{K}$$

де T_{ki} – критична температура компонента;

y_i – доля компонента у складі газу.

Визначення псевдокритичного тиску суміші :

$$P_{пк} = \sum y_i \cdot P_{ki} \quad (3.2)$$

$$P_{ПК} = 0,9030 \cdot 2,7 + 0,0487 \cdot 4,9 + 0,0220 \cdot 4,3 + 0,0108 \cdot 3,8 + 0,0155 \cdot 3,4$$

$$P_{ПК} = 2,4381 + 0,2386 + 0,0946 + 0,0410 + 0,0527 = 2,865 \text{ МПа}$$

Визначення середньої молярної теплоємності суміші:

$$C_{0p\text{сум}} = \sum y_i \cdot C_{0p,i} \quad (3.3)$$

$$C_{0p\text{сум}} = 0,9030 \cdot 2,22 + 0,0487 \cdot 1,79 + 0,0220 \cdot 1,56 + 0,0108 \cdot 1,49 + 0,0155 \cdot 1,45$$

$$C_{0p\text{сум}} = 2,00466 + 0,08727 + 0,03432 + 0,01609 + 0,02248$$

$$C_{0p\text{сум}} = 2,165 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Визначення приведених параметрів:

Приведена температура:

$$T_{пр} = T_p / T_{ПК} \quad (3.4)$$

Приймаємо $T_p = 303 \text{ К}$:

$$T_{пр} = 303 / 202 = 1,50$$

Приведений тиск:

$$P_{пр} = P_p / P_{ПК} \quad (3.5)$$

Приймаємо $P_p = 6,0 \text{ МПа}$:

$$P_{пр} = 6,0 / 2,865 = 2,09$$

Ізотермічна поправка теплоємності:

За графічною залежністю:

$$\Delta C_p = 10,63 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$$

Визначення коефіцієнта Джоуля–Томсона:

Коефіцієнт Джоуля–Томсона визначається за формулою:

$$\mu_{JT} = (C_{0p\text{сум}} + \Delta C_p / T_{пк}) \cdot \varphi (P_{пр}, T_{пр}) \quad (3.6)$$

Підставимо значення:

$$C_{0p\text{сум}} + \Delta C_p = 2,165 + 10,63 = 12,795$$

$$\mu_{JT} = (12,795 / 202) \cdot 52,0$$

Розрахунок температурного ефекту дроселювання:

$$\Delta T = \mu_{JT} \cdot \Delta P \quad (3.7)$$

При $\Delta P = 4,5 \text{ МПа}$:

$$\Delta T = 3,3 \cdot 45 = 148,5^\circ\text{C}$$

Отримано, що коефіцієнт Джоуля–Томсона для даного складу природного газу становить приблизно $3,3 \text{ }^\circ\text{C}$ на $0,1 \text{ МПа}$, що підтверджує високу ефективність дросельного охолодження. При зниженні тиску на $4,5 \text{ МПа}$ можливе зниження температури приблизно на $-28 \text{ }^\circ\text{C}$, що забезпечує необхідні умови для роботи низькотемпературного сепаратора [4].

3.2 Розрахунок сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації

Метою даного розрахунку є визначення необхідної кількості сепараційних елементів, а також оцінка гідравлічного опору сепараційного апарата. Розрахункова схема сепаратора наведена на рис. 3.1.

Густина газу при робочих умовах [5]:

Густина газу при робочих умовах визначається за рівнянням стану:

$$P_p = \rho_0 \cdot P_r / P_n \cdot T_n / T_r \cdot Z_n / Z_r \quad (3.8)$$

де $P_n = 0,1013$ МПа, $T_n = 273,15$.

Критична швидкість газу в сепараційному елементі:

$$W_{кр} = T_s \cdot \sqrt[4]{\frac{g \cdot \sigma_k}{\rho_p}}, \quad (3.9)$$

де $T_s = 12$ – коефіцієнт структурних змін потоку, $g=9,81$ м/с².

Підставляючи значення:

$$W_{кр} = 12,0 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 13 \cdot 10^{-3}}{150,087}} = 2,05 \text{ м/с.}$$

Витрата газу в робочих умовах:

$$Q_c = Q_{ном} / 86400 \quad (3.10)$$

$$Q_c = 8,897 \cdot 10686400 / = 102,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

Необхідна площа сепараційних елементів:

$$F_c = q_c / W_{кр} \quad (3.11)$$

$$F_c = 102,9 / 2,05 = 50,2 \text{ м}^2$$

Площа одного сепараційного елемента:

$$F_c = \pi d_c^2 / 4 \quad (3.12)$$

де $d_c = 0,1$ м:

$$f_c = 3,14 \cdot 0,1^2 = 0,0314 \text{ м}^2$$

Кількість сепараційних елементів:

$$N_c = F_c / f_c \quad (3.13)$$

$$N_c = 50,2 / 0,0314 \approx 1600 \text{ шт}$$

З урахуванням конструктивних обмежень та ефективності роботи апарата приймається: $n_c = 43$ шт

3.3 Розрахунок гідравлічного опору апарата

Опір входу газу[5]

$$\Delta P_{вх} = \xi \cdot \rho_g W_g / 2 \quad (3.14)$$

$$W_g = 4q_c / \pi d_g^2 \quad (3.15)$$

Опір сепараційних матеріалів

$$\Delta P_c = \zeta_c \cdot \frac{W_c^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g \cdot 10^5}, \quad (3.16)$$

де $\zeta_c = 9,0$

Опір виходу газу:

$$\Delta P_{\text{вих}} = \xi_{\text{вих}} \cdot (\rho g W g^2) / 2 \quad (3.17)$$

Повний гідравлічний опір:

$$\Delta P = \alpha (\Delta P_{\text{ВХ}} + \Delta P_{\text{С}} + \Delta P_{\text{Вих}})$$

де $\alpha=1,1$

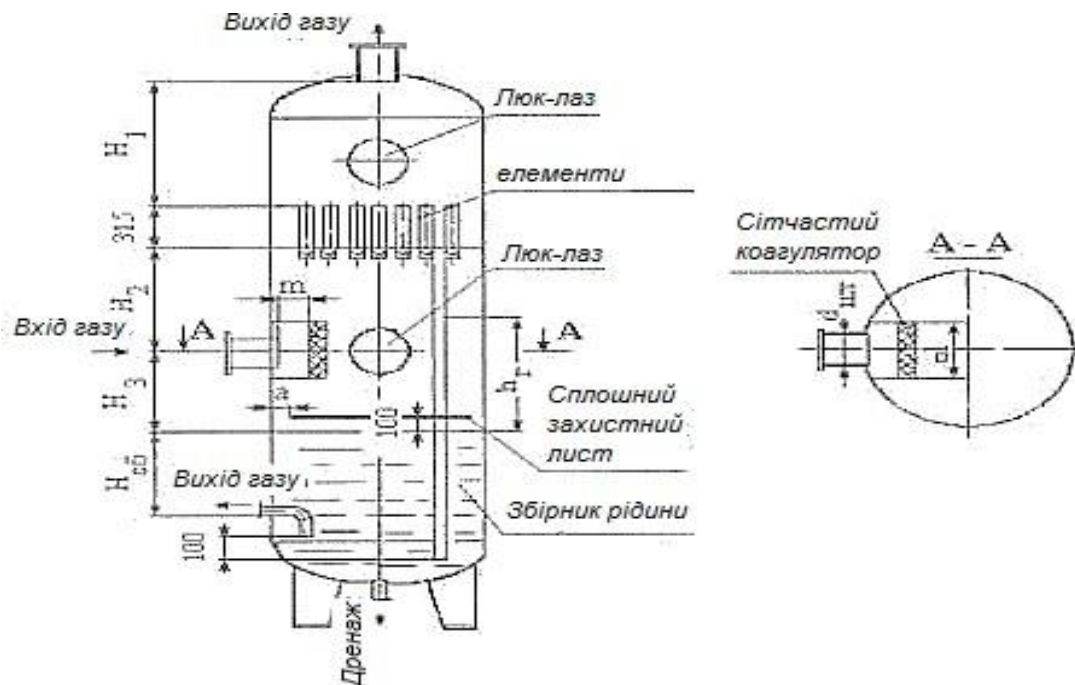


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема сепаратора

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку сепаратора

Параметр	Значення
1	2
Кількість сепараційних елементів пс, шт.	43

Продовження таблиці 3.1

1	2
Площа елементів F , м ²	0,330
Критична швидкість $W_{кр}$, м/с	2,05
Об'єм збірника $V_{ж}$, м ³	3,052
Повний гідравлічний опір ΔP , МПа	0,0303

Проведений розрахунок низькотемпературного сепаратора показав, що прийнята конструкція з 43 сепараційними елементами забезпечує ефективне відділення рідкої фази при допустимому гідравлічному опорі апарата. Отримані значення параметрів підтверджують працездатність та відповідність сепаратора технологічним вимогам установки.

Висновок до розділу 3

У даному розділі виконано розрахунок основних технологічних параметрів процесу підготовки природного газу на установці низькотемпературної сепарації. Проведено теплотехнічний розрахунок процесу дроселювання газу з визначенням псевдокритичних параметрів, приведених характеристик газової суміші, теплоємності та коефіцієнта Джоуля–Томсона. За результатами розрахунку встановлено, що псевдокритична температура природного газу становить ($T=202,0$) К, а псевдокритичний тиск — ($P=2,865$) МПа. Визначений коефіцієнт Джоуля–Томсона склав приблизно (0,1) МПа, що підтверджує можливість ефективного використання дросельного охолодження для зниження температури газу. При перепаді тиску близько 4,5 МПа забезпечується досягнення температурного режиму порядку (-28 С), необхідного для стабільної роботи низькотемпературного сепаратора.

Виконано розрахунок сепараційного обладнання установки низькотемпературної сепарації. Визначено необхідну площу сепараційних

елементів, кількість відцентрових елементів, об'єм збірника рідини та гідравлічний опір апарата. За результатами розрахунку встановлено, що для забезпечення необхідної продуктивності сепаратора достатньо встановлення 43 сепараційних елементів, при цьому площа сепараційної зони становить 0,330 м². Розрахований повний гідравлічний опір апарата складає 0,0303 МПа, що є допустимим значенням та відповідає вимогам до роботи сепараційного обладнання. Отриманий об'єм збірника рідини (3,052) м³ забезпечує ефективне накопичення та відведення конденсату під час експлуатації установки.

Ефективність застосування процесу дроселювання для підготовки природного газу до транспортування. Отримані параметри забезпечують необхідні умови для вилучення рідкої фази, зниження втрат газового конденсату та надійну роботу установки низькотемпературної сепарації.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці являє собою комплекс правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки працівників, збереження їхнього здоров'я та працездатності під час виконання трудових обов'язків.

Ефективне управління охороною праці базується на системному підході, відповідно до якого вона розглядається як сукупність взаємопов'язаних елементів і підсистем. У зв'язку з цим важливе значення має функціонування системи управління охороною праці, яка забезпечує координацію заходів щодо створення безпечних і здорових умов праці.

В умовах сучасного економічного розвитку та глобалізації питання безпеки праці залишаються одним із пріоритетних напрямів державної політики та важливою складовою соціально-економічного розвитку країни.

Як і будь-яка управлінська система, система управління охороною праці включає суб'єкт та об'єкт управління. Крім того, її складовими є органи державного нагляду і контролю, а також інформаційне забезпечення у сфері охорони праці. Сукупність цих елементів формує цілісну систему працезахоронного менеджменту, спрямовану на запобігання виробничому травматизму та професійним захворюванням.

Система управління охороною праці формується на основі двох ключових складових: нормативно-правової бази у сфері охорони праці та організаційно-управлінських структур, які забезпечують реалізацію відповідних вимог. До її складу входять працівники, засоби й предмети праці, а також сукупність суспільних відносин, що визначають санітарно-гігієнічні, організаційно-технічні, соціально-економічні та виробничі умови трудової діяльності[9].

Аналіз функціонування системи охорони праці свідчить, що на всіх рівнях

вона має соціально-економічний характер. Це пояснюється тим, що центральним елементом системи є людина, яка в процесі праці реалізує власні професійні та економічні інтереси, водночас сприяючи досягненню цілей підприємства, суспільства та держави.

Важливою особливістю системи управління охороною праці є її ієрархічна структура. Кожен нижчий рівень управління підпорядковується вищому, що забезпечує послідовний контроль та координацію діяльності у сфері безпеки праці. Залежно від управлінських функцій виділяють такі рівні: вищий управлінський персонал, керівників середньої ланки, керівників первинного рівня та безпосередніх виконавців робіт.

Управління охороною праці здійснюється за двома основними напрямками: територіальним та функціональним. За територіальним принципом розрізняють індивідуальний, локальний, регіональний та державний рівні управління. Така структура забезпечує організацію та контроль заходів з охорони праці від окремого працівника до загальнодержавного масштабу[10].

За функціональною (виробничою) ознакою система управління охороною праці будується відповідно до відомчої належності підприємств та організацій. У цьому випадку виділяють декілька рівнів управління, включаючи керівників структурних підрозділів, керівників підприємств і керівництво відповідних галузевих відомств, що забезпечує реалізацію державної політики у сфері охорони праці на всіх рівнях виробничої діяльності.

На виробничих підприємствах, де чисельність персоналу становить 50 і більше працівників, обов'язково створюється служба охорони праці. Якщо кількість працюючих менша, виконання її функцій може бути покладене на працівника за сумісництвом, який має необхідну підготовку та практичний досвід. Служба охорони праці підпорядковується безпосередньо керівнику підприємства, має статус однієї з основних виробничо-технічних служб і припиняє свою діяльність лише у разі ліквідації підприємства.

До основних завдань служби охорони праці належить розроблення спільно зі структурними підрозділами комплексу заходів щодо забезпечення нормативних умов праці, проведення вступного інструктажу для новоприйнятих працівників, а також забезпечення персоналу необхідною нормативною документацією з питань безпеки праці.

Служба організовує паспортизацію виробничих підрозділів і робочих місць на відповідність вимогам охорони праці, веде облік та аналіз нещасних випадків, професійних захворювань і аварійних ситуацій, готує статистичну звітність та бере участь у розслідуванні причин виробничого травматизму. Важливим напрямом її діяльності є також популяризація культури безпечної праці серед працівників.

Контрольні функції служби охорони праці охоплюють нагляд за дотриманням вимог чинного законодавства, виконанням приписів органів державного нагляду, своєчасним проведенням навчання та інструктажів, забезпеченням працівників засобами індивідуального захисту, проходженням медичних оглядів, а також виконанням заходів і розпоряджень, спрямованих на підвищення рівня безпеки праці.

Сучасні виробничі процеси вимагають застосування науково-технічних досягнень у сфері охорони праці. У зв'язку з цим на підприємствах активно впроваджуються автоматизовані та напівавтоматизовані системи керування, сучасне обладнання та безпечні технологічні процеси. Використання таких рішень сприяє зниженню фізичного навантаження на працівників, підвищує комфортність умов праці та мінімізує ризик виникнення виробничого травматизму. За таких умов основна роль працівника полягає у контролі, налаштуванні та управлінні технологічними процесами і роботою обладнання[10].

4.1 Система охорони праці на об'єктах нафтогазового комплексу

Сучасні підприємства нафтової та газової промисловості характеризуються наявністю значної кількості небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Джерелами ризику можуть бути як незадовільний технічний стан будівель і споруд, так і несправність машин, механізмів та технологічного обладнання. Аварійні ситуації, що виникають у процесі експлуатації виробничих об'єктів, створюють потенційну загрозу для життя та здоров'я виробничого й обслуговуючого персоналу.

Проблема виробничого травматизму залишається актуальною для промислового сектору України. Основними причинами нещасних випадків є недостатній рівень організації робіт, недосконалий контроль за дотриманням вимог безпеки, відсутність належних профілактичних заходів, а також вплив людського фактора. Окремий вплив має і складне фінансове становище підприємств, що часто обмежує можливості модернізації обладнання та покращення умов праці.

Одним із найбільш ефективних напрямів зниження виробничого травматизму є впровадження механізованих та автоматизованих технологічних процесів. Використання сучасних систем автоматичного захисту, блокувань та аварійного відключення обладнання дозволяє своєчасно запобігати виникненню небезпечних ситуацій. Важливу роль також відіграють захисні огороження та інші технічні засоби колективного захисту.

Охорона праці в нафтогазовидобувній галузі має низку специфічних особливостей, пов'язаних із використанням і транспортуванням вуглеводневої сировини. На виробничих об'єктах накопичуються горючі гази та рідини, які можуть проникати через незначні нещільності обладнання, створюючи небезпеку виникнення пожеж і вибухів. Саме тому велике значення має герметизація технологічного обладнання, що дозволяє запобігти витокам, забрудненню повітря робочої зони та отруєнню персоналу[11].

Значна частина технологічних операцій у нафтогазовій галузі виконується на відкритих виробничих майданчиках, де працівники зазнають впливу несприятливих погодних умов. Крім того, бурове та промислове обладнання постійно піддається дії атмосферних факторів, корозії та температурних коливань,

що може негативно впливати на його технічний стан і скорочувати термін експлуатації.

Для технологічних процесів у галузі характерні високі робочі тиски та температури, використання токсичних і агресивних речовин, а також значних обсягів горючих рідин і газів. Додатковими факторами ризику є застосування великогабаритного та важкого обладнання, яке потребує регулярного монтажу, демонтажу, ремонту та транспортування.

З метою забезпечення безпечних умов праці та зниження рівня виробничого травматизму на підприємствах нафтогазової промисловості необхідно постійно підвищувати професійну підготовку працівників з питань охорони праці, удосконалювати систему навчання та інструктажів, розширювати застосування автоматизованих технологій, своєчасно проводити технічні огляди й випробування обладнання, ефективно використовувати кошти, спрямовані на реалізацію заходів з охорони праці, а також забезпечувати працівників необхідними засобами індивідуального захисту та відповідними компенсаціями за роботу у шкідливих умовах[12].

4.2 Заходи з охорони праці на об'єктах видобутку та підготовки газу

До виконання робіт на об'єктах нафтогазовидобувної галузі допускаються лише працівники, які пройшли обов'язковий медичний огляд та не мають медичних протипоказань для виконання своїх професійних обов'язків. Відбір персоналу здійснюється відповідно до встановлених вимог щодо професійної придатності, а також з урахуванням обмежень для окремих категорій працівників при виконанні робіт зі шкідливими та небезпечними умовами праці.

Додатковою умовою допуску до роботи є проходження обов'язкового наркологічного огляду. Особи, які не пройшли відповідне навчання, інструктажі та перевірку знань з питань охорони праці й пожежної безпеки, до виконання виробничих завдань не допускаються.

Керівництво роботами з буріння, освоєння та ремонту свердловин, проведенням геофізичних досліджень, а також процесами видобування і підготовки нафти та газу можуть здійснювати лише фахівці, які мають відповідну освіту, професійну підготовку та успішно пройшли перевірку знань з питань охорони праці.

Працівники забезпечуються спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту відповідно до характеру виконуваних робіт. Під час трудової діяльності вони зобов'язані використовувати видані засоби індивідуального та колективного захисту згідно з установленими вимогами безпеки.

Технологічне обладнання на виробничих об'єктах повинно розміщуватися таким чином, щоб забезпечувались зручність, безпечність його експлуатації та можливість проведення ремонтних робіт. При цьому відстань між окремими одиницями обладнання, а також між обладнанням і стінами приміщень має бути не меншою за 1 м, тоді як ширина робочих проходів повинна становити щонайменше 0,75 м[11].

Усі робочі місця, виробничі об'єкти, джерела протипожежного водопостачання, засоби пожежогасіння, а також підходи та проїзди до них повинні бути належним чином освітлені, особливо в темний час доби. На об'єктах, які експлуатуються лише вдень і працюють в автоматичному режимі, встановлення стаціонарних світильників може не передбачатися. Для виконання аварійно-відновлювальних робіт у нічний час біля свердловин необхідно передбачати точки підключення переносних світильників.

У виробничих приміщеннях, окрім основного освітлення, повинна бути передбачена система аварійного освітлення. Робоче та аварійне освітлення мають живитися від незалежних джерел електроенергії. Як альтернативу стаціонарним аварійним системам допускається використання автономних акумуляторних світильників.

Контроль рівня освітленості здійснюється перед введенням об'єкта в експлуатацію, а також після проведення реконструкції приміщень або модернізації систем освітлення. Для безпечного доступу до обладнання, розташованого на висоті, передбачаються сходи або сходи з поручнями: при висоті підйому до 0,75 м використовуються сходи, а при більшій висоті — стаціонарні сходи з огороженням[213].

4.3 Розрахунок світлового потоку прожекторного освітлення.

Для виконання розрахунку прожекторного освітлення використовуються криві приведеної освітленості ξ , які характеризують освітленість, приведену до висоти встановлення прожектора $h = 1$ м та кута $\tau = 1^\circ$. У процесі розрахунку визначаються оптимальні значення кута нахилу θ , межі світлових пучків і кут τ , що характеризує світлову потужність прожекторного пучка.

Розрахунок виконується за такою схемою. Після вибору місця розташування освітлювальних щогл визначається контрольна точка, аналогічно методиці розрахунку освітлення звичайними світильниками. Для кожної щогли, що освітлює контрольну точку, визначається відстань x , після чого обчислюється відношення x/h та за відповідними графіками знаходиться значення приведеної освітленості ξ [14].

З метою забезпечення максимальної освітленості контрольної точки підбирається таке значення кута θ , при якому для заданого співвідношення x/h значення ξ буде найбільшим. Сумарна приведена освітленість визначається як сума внесків від усіх щогл:

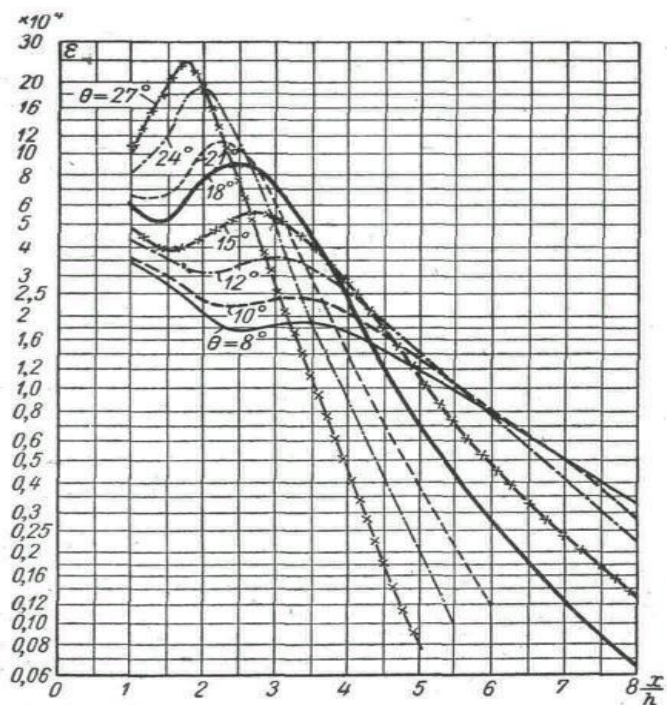


Рисунок 5.1 – Крива приведеної освітленості для прожектора ПЗМ-45 потужністю 1000 Вт при напрузі 220 В

$$\sum \xi = \xi_1 + \xi_2 + \dots + \xi_n \quad (4.1)$$

Оскільки розподіл освітленості при прожекторному освітленні є нерівномірним і підпорядковується складнішим закономірностям, ніж при використанні звичайних світильників, після визначення параметра τ необхідно виконати перевірку освітленості в декількох характерних точках майданчика. Якщо коефіцієнт нерівномірності перевищує допустимі значення (1,5–2) або мінімальна освітленість спостерігається не в контрольній точці, необхідно вжити заходів щодо вирівнювання освітленості.

Для підвищення рівномірності освітлення можуть застосовуватись такі технічні рішення:

- збільшення кута θ для перерозподілу світлового потоку між центральними та периферійними зонами;

- використання на одній щоглі декількох прожекторних пучків з різними параметрами θ і τ ;
- зміна світлової потужності окремих частин пучка або застосування декількох пучків з різними характеристиками;
- коригування меж перекриття світлових потоків від сусідніх освітлювальних щогл.

Для розрахунку прийнято такі вихідні дані: довжина майданчика — 50 м, ширина — 30 м, площа — 1500 м², нормативна освітленість на гирлі свердловин — 100 лк, коефіцієнт запасу — 1,5, кількість освітлювальних щогл — 3, висота щогл — 10 м. Для освітлення застосовуються прожектори типу ПЗМ-45 потужністю 1000 Вт. Контрольну точку обрано в центрі майданчика, де відношення x/h становить 1,3. За результатами розрахунків оптимальне значення кута нахилу прожекторів становить $\theta = 27^\circ$. Для цієї точки сумарна приведена освітленість дорівнює:

Після визначення τ було виконано розрахунок необхідної кількості прожекторів. Встановлено, що для забезпечення нормативного рівня освітленості на кушовому майданчику площею 1500 м² необхідно встановити три освітлювальні щогли висотою 10 м, на яких розміщується десять прожекторів типу ПЗМ-45 потужністю 1000 Вт кожний.

Розрахована питома потужність освітлювальної установки становить 24 Вт/м², що відповідає вимогам чинних нормативних документів з охорони праці та безпеки в нафтогазовидобувній промисловості. Запропонована схема освітлення забезпечує безпечне виконання виробничих операцій у нічний час та створює необхідні умови для проведення технологічних робіт на свердловинному майданчику[14].

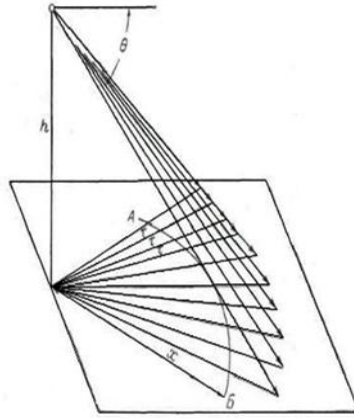


Рисунок 4.2- Схема організації прожекторного освітлення майданчика

Після визначення параметра τ розраховується необхідна кількість прожекторів шляхом ділення кутової ширини світлового пучка на отримане значення τ .

За результатами розрахунку встановлено, що для забезпечення нормативного рівня освітлення кущового майданчика площею 1500 м² під час виконання робіт у нічний період необхідно встановити три освітлювальні щогли висотою 10 м. На зазначених щоглах слід розмістити десять прожекторів типу ПЗМ-45 потужністю 1000 Вт кожний, що забезпечить необхідні умови освітлення для безпечного та ефективного проведення технологічних робіт[13].

4.4. Природоохоронні заходи під час експлуатації та реконструкції УКПГ

Заходи з охорони навколишнього природного середовища на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) спрямовані на мінімізацію негативного впливу виробничої діяльності на атмосферне повітря, водні ресурси та ґрунтовий покрив. Вони охоплюють як природоохоронні заходи під час експлуатації технологічного обладнання, так і комплекс рішень, спрямованих на запобігання забрудненню довкілля під час проведення капітальних ремонтів і реконструкції виробничих об'єктів.

Для зменшення впливу УКПГ на навколишнє середовище в процесі експлуатації необхідно забезпечувати суворе дотримання встановлених параметрів технологічного режиму, підтримувати в справному стані дощоприймальні пристрої та систему виробничо-зливової каналізації, контролювати герметичність фланцевих з'єднань і ущільнювальних елементів обладнання. Важливе значення має також виконання вимог пожежної безпеки, своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів і технічного огляду обладнання, що працює під тиском. Додатково впроваджуються заходи, спрямовані на підвищення рівня утилізації природного газу та скорочення обсягів шкідливих викидів в атмосферу.

Під час виконання капітальних ремонтів і реконструкції виробничих об'єктів особлива увага приділяється підготовці технологічного обладнання та робочих майданчиків до проведення ремонтних робіт. Для збереження земельних ресурсів здійснюється рекультивация тимчасово зайнятих земельних ділянок і відновлення їхнього стану до рівня, придатного для подальшого використання, зокрема в сільськогосподарських цілях. З метою запобігання розвитку вітрової ерозії проводиться укріплення укосів насипів шляхом засівання багаторічними травами. Стічні води, що утворюються під час випробування емнісного обладнання та трубопроводів, відводяться до існуючої системи каналізації для подальшого очищення та утилізації.

Таким чином, реалізація комплексу природоохоронних заходів під час експлуатації, ремонту та реконструкції УКПГ забезпечує зниження техногенного навантаження на навколишнє середовище, сприяє раціональному використанню природних ресурсів і підвищує рівень екологічної безпеки виробництва[12].

4.5 Природоохоронні вимоги при експлуатації об'єктів газовидобування

Під час провадження виробничої діяльності необхідно забезпечувати виконання комплексу екологічних та природоохоронних вимог, спрямованих на

мінімізацію негативного впливу на навколишнє природне середовище та раціональне використання природних ресурсів.

Однією з основних вимог є застосування обладнання, сертифікованого відповідно до чинних нормативних документів України та такого, що відповідає встановленим екологічним стандартам. У процесі експлуатації об'єктів необхідно здійснювати роздільне збирання відходів з подальшою передачею їх спеціалізованим підприємствам для утилізації або видалення відповідно до вимог природоохоронного законодавства та санітарно-гігієнічних норм.

Особлива увага приділяється раціональному використанню водних ресурсів. Споживання привізної води питної якості повинно бути обмежене господарсько-питними потребами персоналу, а використання підземних вод здійснюватися виключно на підставі відповідного дозволу на спеціальне водокористування.

Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел допускаються лише за наявності чинного дозволу та за умови дотримання встановлених нормативів. Після завершення будівельних або монтажних робіт необхідно проводити рекультивацію порушених земельних ділянок з метою відновлення їхнього природного стану та господарської цінності[13].

У процесі експлуатації виробничих об'єктів обов'язковим є дотримання вимог пожежної безпеки, правил раціонального використання надр і природних ресурсів, а також забезпечення нормативних розмірів санітарно-захисних зон. Для газових параметричних, пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин із дизельним приводом санітарно-захисна зона повинна становити 500 м, тоді як для газових свердловин, підключених до газотранспортної системи, її нормативний розмір складає 300 м.

Необхідно також забезпечувати належний захист водозабірних свердловин, контролювати рівні шумового впливу та не допускати перевищення гранично допустимих концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів.

Для тимчасового зберігання відходів мають бути облаштовані спеціально відведені майданчики та контейнери, які відповідають класу небезпеки відходів і вимогам чинних санітарних норм. Подальше поводження з відходами повинно здійснюватися на підставі договорів зі спеціалізованими організаціями, що мають відповідні дозволи на виконання таких робіт.

Дотримання зазначених вимог забезпечує екологічну безпеку виробництва, знижує рівень техногенного навантаження на довкілля та сприяє сталому використанню природних ресурсів.

4.6 Інженерно-екологічні заходи під час облаштування та експлуатації об'єктів газовидобування

З метою забезпечення екологічної безпеки території та належної інженерної підготовки виробничих майданчиків необхідно реалізувати комплекс організаційних, технічних і природоохоронних заходів, спрямованих на мінімізацію впливу виробничої діяльності на навколишнє середовище.

На етапі підготовки майданчика до будівництва свердловин проводяться інженерно-геологічні вишукування, що дають змогу оцінити геологічні та гідрогеологічні умови території. Важливим природоохоронним заходом є зняття та збереження родючого шару ґрунту для його подальшого використання під час рекультивації земель. Для контролю стану земельних ресурсів здійснюється паспортизація земельної ділянки з відбором проб ґрунту до початку робіт і після їх завершення.

Для запобігання забрудненню території передбачається організація систем відведення дощових і талих вод, а також облаштування спеціальних амбарів для накопичення бурових стічних вод, технічної води та бурового шламу. З метою недопущення проникнення забруднювальних речовин у ґрунти та підземні води влаштовуються протифільтраційні екрани.

Безпечна експлуатація виробничого майданчика забезпечується шляхом

облаштування захисного обвалування по його периметру, встановлення огорожі та будівництва під'їзних доріг із покриттям зі збірних залізобетонних плит. Для охорони підземних вод організовуються зони санітарної охорони навколо водозабірних свердловин.

Усі трубопроводи, резервуари та металеві конструкції підлягають антикорозійному захисту, що дозволяє збільшити термін їх експлуатації та знизити ризик аварійних ситуацій. Надійність і безпечність роботи виробничих об'єктів забезпечується завдяки впровадженню комплексу технологічних, технічних та організаційних рішень, спрямованих на попередження аварій і порушень технологічного процесу.

Важливим елементом екологічного контролю є проведення регулярного моніторингу стану атмосферного повітря, поверхневих і підземних вод, а також ведення обліку утворених відходів з подальшою передачею їх спеціалізованим підприємствам для утилізації або видалення. Для підтримання належного рівня виробничої та екологічної безпеки проводиться систематичне навчання і атестація персоналу з питань експлуатації обладнання, охорони праці, техніки безпеки та охорони навколишнього середовища[11].

Під час проектування та розміщення технологічного обладнання враховуються вимоги виробничої санітарії та безпеки праці. Крім того, дороги, проїзди та виробничі майданчики облаштовуються бетонним покриттям, що сприяє зменшенню пиловиділення, покращує умови експлуатації техніки та підвищує екологічну безпеку території.

4.7 Характеристика потенційних екологічних впливів, їх джерел та сфер прояву

Потенційний вплив на якість атмосферного повітря може виникати внаслідок роботи дизель-генераторних установок, будівельної та спеціалізованої техніки, блоку приготування бурового розчину, шламових і факельних амбарів, дихальних

клапанів резервуарів для зберігання дизельного палива, виконання зварювальних робіт, газового різання металу, земляних і навантажувально-розвантажувальних операцій, а також фарбування металоконструкцій. Основними забруднюючими речовинами можуть бути оксид вуглецю, діоксид азоту, діоксид сірки, насичені вуглеводні, сажа, бенз(а)пірен, оксиди заліза, сполуки марганцю, діоксид кремнію, розчинні та нерозчинні фториди, фтористий водень, суспендовані тверді частинки, метан, діоксид вуглецю та оксид діазоту.

Вплив на геологічне середовище пов'язаний із порушенням природної структури геологічного розрізу під час буріння свердловин, а також із поверненням супутньо-пластових вод у надра.

Негативний вплив на підземні води можливий у разі порушення технологічних регламентів буріння або виникнення аварійних ситуацій, що можуть призвести до потрапляння бурового розчину в навколишнє середовище.

Основними факторами впливу є відведення земельних ділянок для виробничих потреб, облаштування бурового майданчика, прокладання газопроводів, будівництво амбарів для збору бурових стічних і технічних вод, шламових амбарів, влаштування протифільтраційних екранів та обвалування території. Зазначені роботи супроводжуються порушенням ґрунтового-рослинного покриву та можуть бути джерелом потенційного забруднення ґрунтів.

Шумове навантаження може створюватися роботою дизель-генераторів, будівельної техніки та транспортних засобів, що здійснюють обслуговування об'єкта.

У процесі будівництва можливе утворення металевої тари, бурового шламу, бурових стічних вод, залишків електродів, осадів септиків, промасленого ганчір'я та твердих побутових відходів. Перед ліквідацією шламових амбарів буровий шлам підлягає нейтралізації. Інші відходи тимчасово зберігаються у спеціально обладнаних місцях відповідно до класу небезпеки та передаються ліцензованим підприємствам для подальшої утилізації або видалення.

Джерелами впливу є процеси спалювання газу на факельних установках, робота дизель-генераторів, ємнісного обладнання, наливних стояків, свічок стравлювання та димових труб. До основних забруднюючих речовин належать оксид вуглецю, діоксид азоту, діоксид сірки, насичені вуглеводні, сажа, тверді суспендовані частинки, метан, діоксид вуглецю та оксид діазоту.

Вплив на надра обумовлений видобуванням природного газу та використанням запасів корисних копалин.

Істотний вплив на поверхневі та підземні води може виникати лише у випадку порушення технологічних процесів або внаслідок аварійних ситуацій.

За нормальних умов експлуатації вплив на ґрунтовий покрив є незначним. Потенційне забруднення можливе лише в разі порушення технологічного режиму роботи обладнання або під час виконання ремонтних робіт[9].

Джерелами шумового впливу є дизель-генераторні установки та технологічне обладнання виробничого майданчика.

У процесі експлуатації утворюються відходи, пов'язані з діяльністю обслуговуючого персоналу та здійсненням технологічних операцій. Поводження з відходами здійснюється відповідно до вимог природоохоронного законодавства України, а їх кількісний і якісний склад уточнюється в процесі виробничої діяльності.

Потенційні впливи на компоненти довкілля обмежуються межами санітарно-захисної зони та земельних ділянок, відведених для реалізації планованої діяльності, і пов'язані з експлуатацією виробничого обладнання, техніки та інженерної інфраструктури.

Висновок до розділу 4

Аналіз джерел та видів потенційного впливу планованої діяльності на довкілля свідчить, що на етапах будівництва та експлуатації об'єкта можливий вплив на атмосферне повітря, геологічне середовище, водні ресурси, ґрунти,

ландшафт, а також утворення відходів і шумове навантаження. Найбільш інтенсивний вплив очікується під час будівництва, що пов'язано з проведенням земляних робіт, бурінням свердловин, використанням будівельної техніки та облаштуванням виробничої інфраструктури.

На етапі експлуатації вплив матиме переважно локальний характер і буде пов'язаний з роботою технологічного обладнання, видобуванням природного газу, викидами забруднюючих речовин в атмосферне повітря, утворенням виробничих і побутових відходів, а також шумовим навантаженням. За умови дотримання проєктних рішень, технологічних регламентів, вимог природоохоронного законодавства та впровадження передбачених природоохоронних заходів вплив на компоненти довкілля не перевищуватиме нормативно допустимих значень і матиме обмежений характер у межах санітарно-захисної зони та відведеної земельної ділянки.

ВИСНОВОК

У роботі розглянуто питання підвищення ефективності підготовки природного газу до транспортування на прикладі Семиренківського газоконденсатного родовища. Проведений аналіз природно-географічних, геологічних та виробничих умов району дослідження показав, що родовище розташоване в межах одного з найбільш освоєних нафтогазоносних регіонів України та має сприятливі умови для подальшої розробки і нарощування видобутку вуглеводнів.

У роботі детально досліджено технологічний процес збору та підготовки природного газу на Семиренківській установці комплексної підготовки газу. Встановлено, що ефективність підготовки газу значною мірою залежить від роботи установки низькотемпературної сепарації, яка забезпечує вилучення вологи та важких вуглеводнів із газового потоку. Проаналізовано конструктивні особливості сепараційного обладнання та обґрунтовано доцільність модернізації низькотемпературного сепаратора шляхом застосування відцентрових сепараційних елементів для підвищення ступеня вилучення газового конденсату.

Виконані технологічні розрахунки підтвердили ефективність використання дросельного охолодження природного газу в процесі низькотемпературної сепарації. Визначено основні параметри газової суміші, розраховано коефіцієнт Джоуля–Томсона та встановлено можливість досягнення необхідного температурного режиму для ефективного виділення рідкої фази. Розрахунок модернізованого сепараційного обладнання показав, що запропоновані конструктивні рішення забезпечують необхідну продуктивність установки, допустимий гідравлічний опір та ефективне відведення газового конденсату.

Проведена оцінка потенційного впливу планованої діяльності на довкілля засвідчила, що основні екологічні ризики пов'язані з викидами забруднюючих

речовин в атмосферне повітря, можливим впливом на ґрунти, водні ресурси та геологічне середовище, а також утворенням відходів і шумовим навантаженням. Водночас за умови дотримання технологічних регламентів, впровадження природоохоронних заходів та виконання вимог чинного екологічного законодавства вплив на навколишнє природне середовище залишатиметься в межах допустимих нормативів.

Запропонована модернізація низькотемпературного сепаратора дозволяє підвищити ефективність вилучення газового конденсату, зменшити втрати цінної вуглеводневої сировини, покращити техніко-економічні показники роботи установки комплексної підготовки газу та забезпечити надійну й екологічно безпечну експлуатацію Семиренківського газоконденсатного родовища.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. Львів : Центр Європи, 1998. Т. 1. 494 с.
2. Кисельова С.О., Бондаревська Л.О., Летюк Є.О., Тюрін В.В. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на базі відцентрових сепараційних елементів. *Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр.:УкрНДІгаз.* 2009. Вип. XXXVII. С. 225-230.
3. Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції : Навчальний посібник. Івано-Франківськ : Факел, 2009. 194 с.
4. Бойко В. С. Збірник задач з технології видобування нафти : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. Частина V. 92 с.
5. Довідник. Експлуатаційникові газонафтового комплексу / В.В. Розгонюк В.В. та ін. Київ : РОСТОК, 1998. 432 с.
6. Основи нафтогазової справи : навчальний посібник / В. С. Білецький та ін. Полтава : ПолтНТУ, 2017. 312 с.
7. Патент на корисну модель № 53649 - СИСТЕМА ОЧИЩЕННЯ природного газу. Автори: Вайсберг Григорій Львович, Ленкевич Юрій Євгенович, Куцай Олександр Григорович, Богуславець Олег Миколайович, Хай Василь Васильович. Опис до патенту на корисну модель.
8. Ткаченко І. Г., Шабля С.Г., Шатокин О. О., Гераськин В.Г., Малахова О.В., Завалинська І.С. Хімічні перетворення компонентів природного газу в процесі адсорбційної осушки силікагелями. *Газова промисловість.* 2017. № 1. С. 36-39.
9. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 р. № 2694-ХІІ : станом на 12 вер. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text> (дата звернення: 09.06.2026).

10. Охорона праці в Україні : Нормативні документи/ Упоряд. О. М. Роїна, Ред. О. А. Кривенко. 2-ге вид., виправлене і доповнене. Київ: КНТ, 2006. 418 с.

11. Основи охорони праці: Навч. посіб. / В.В. Березуцький та ін. Видавництво «Факт», 2007.

12. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. Чинний від 2019-03-01. Вид. офіц. Київ : ДП «НДІБК», 2018.

13. ДСТУ EN 12464-1:2016 Світло та освітлення. Освітлення робочих місць. Чинний від 2017-12-01. Вид. офіц. Київ : Технічний комітет стандартизації «Лампи та відповідне обладнання» (ТК 137), 2016.

14. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. Чинний від 2001-06-21. Вид. офіц. Київ : Міністерство праці та соціальної політики України, 2001.

15. НАПБ В.01.056-2005/111 Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок. Чинний від 2005-05-11. Вид. офіц. Київ : ДНДПДТІ «Енергоперспектива», 2005.