

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет

Кафедра екології та природозахисних технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА

зі спеціальності 101 «Екологія»

Тема: Технологія утилізації відхідних газів при підготовки нафти

Завідувач кафедри Пляцук Л. Д. _____
(підпис)

Керівник проекту Бурла О. А. _____
(підпис)

Консультанти:

з охорони праці Васькін Р. А. _____
(підпис)

з економічної частини Павленко О. О. _____
(підпис)

Виконавець

студент групи ТС.мз-91С Рижков С.А. _____
(підпис)

Суми 2020

Сумський державний університет
Факультет технічних систем та енергоефективних технологій
Кафедра екології та природозахисних технологій
Спеціальність 183 «Технології захисту навколишнього середовища»

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Зав. кафедрою _____
_____ 20__ р.
“ ____ ” _____

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА
Рижков Сергій Анатолійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Технологія утилізації відхідних газів при підготовки нафти

затверджена наказом по університету від «23» листопада 2020 р. № 1810-III

2. Термін здачі студентом закінченого проекту (роботи) 15 грудня 2020 року.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) удосконалення технології очищення відхідних газів при підготовки нафти

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їй належить розробити) вплив діяльності очисних споруд на навколишнє середовище;

аналіз ефективності утилізації відхідних газів при підготовки нафти та пошук шляхів інтенсифікації технологій, що є недостатньо ефективними;

аналіз можливих рішень по інтенсифікації процесу відхідних газів при підготовки нафти;
рекомендації щодо підвищення ефективності відхідних газів при підготовки нафти

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень

6. Консультанти по проекту (роботі), із значенням розділів проекту, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	Васькін Р.А.		
Економічна частина	Павленко О.О.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Літературний огляд за досліджуваною проблематикою	30 вересня 2020 р.	
2	Робота над розділом «Об'єкт та методи дослідження»	12 жовтня 2020 р.	
3	Робота над розділом «Результати дослідження»	23 жовтня 2020 р.	
4	Робота над розділом «Економічна частина»	20 листопада 2020 р.	
5	Робота над розділом «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»	27 листопада 2020 р.	
6	Оформлення роботи	14 грудня 2020 р.	

7. Дата видачі завдання _____

Студент _____

Керівник проекту _____

РЕФЕРАТ

Структура та обсяг випускної кваліфікаційної роботи магістра. Робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, переліку джерел посилання, який містить 48 найменувань. Загальний обсяг кваліфікаційної роботи магістра становить 64с., у тому числі 11 таблиць, 15 рисунків, список використаних джерел на 5 сторінках.

Мета роботи – підвищення рівня екологічної безпеки під час утилізації відхідних газів за рахунок вибору ефективних методів його використання; створення умов ефективного процесу розділення вуглеводнів в апаратах установки комплексної підготовки газу зі зменшенням вмісту важких вуглеводнів C3 +.

Завдання дослідження: провести літературний огляд за досліджуваною тематикою; виявити характерні особливості видобутку та утилізації нафтового газу; розробити критерії вибору ефективних методів утилізації нафтового газу і створення умов, що стимулюють реалізацію цих методів на родовищах; встановити причини неповної утилізації нафтового газу.

Об'єкт дослідження – техногенне навантаження на довкілля при утилізації попутного нафтового газу.

Предмет дослідження – системи промислового збору і утилізації попутного нафтового газу.

Методи дослідження. Експериментальні дослідження проводилися на діючій установці з використанням оригінальних методик і сучасної вимірювальної апаратури, методів математичного та фізичного моделювання.

У кваліфікаційній роботі запропоновано новий підхід до вибору найбільш ефективних методів утилізації нафтового газу і створення в країні умов, що стимулюють реалізацію цих методів на нафтовидобувних родовищах з урахуванням умов їх експлуатації.

Ключові слова: ОЧИСНІ СПОРУДИ, ПІДГОТОВКА НАФТИ, НАФТО-ГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ, НАФТОВЕ ЗАБРУДНЕННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ЗА ДОСЛІДЖУВАНОЮ ТЕМАТИКОЮ.....	8
1.1 Існуючі методи технології утилізації нафтового газу та підготовки газу.....	8
1.2 Визначення і обґрунтування чинників, що впливають на вибір методів утилізації нафтового газу на нафтовидобувних промислах.....	14
1.3 Обґрунтування вибору експлуатаційних об'єктів для закачування нафтового газу в умовах системи підготовки газу.....	22
1.4 Постановка завдань дослідження.....	29
РОЗДІЛ 2 ОБ'ЄКТ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	30
2.1 Характеристика об'єкту дослідження.....	30
2.2 Методи встановлення раціональних параметрів низькотемпературної сепарації газу із застосуванням системи динамічного моделювання.....	32
РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	36
3.1 Експериментальні дослідження технологічних процесів підготовки газу в промислових умовах.....	36
3.2 Експериментальне встановлення залежності низькотемпературної сепарації газу.....	40
3.3 Вплив керуючих параметрів на ефективність роботи установки низькотемпературної сепарації.....	45
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	50
4.1 Оцінка економічного ефекту від застосування динамічної моделі процесу..	
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	52
5.1 Аналіз екологічних аспектів системи утилізації та підготовки газу.....	52
5.2 Оцінка стану навколишнього середовища.....	55
ВИСНОВКИ.....	58
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	60

Підп. і дата	
Інв.№Фвбл.	
Взаєм.інв.№	
Підп. і дата	
Інв.№Фодл.	

ТС 19510236									
	<i>Вип.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дат</i>	Технологія утилізації відхідних газів при підготовки нафти	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
	Розроб.	Рижков						4	77
	Перев.	Бурла							
	Н.Конт	Васькін							
	Затв.	Пляцук					СумДУ, ф-т ТеСЕТ гр. ЕК.мз-91С		

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. В даний час, незважаючи на зростаючу потребу в газоподібному паливі та цінність вуглеводневій сировині, що отримується з нафтового попутного газу, значна його частка спалюється на газових факелах.

Крім економічних втрат, це призводить до значного забруднення повітряного басейну і зміни екосистеми нафтовидобувних регіонів, а також навколишніх територій. Забруднення природного середовища промисловими викидами погано впливає на людей, флору і фауну, ґрунт, знижує прозорість атмосфери, підвищує вологість повітря, збільшує число днів з туманами, зменшує видимість, викликає кислотні дощі.

Велика кількість похідних вуглеводневих сполук є потенційними мутагенами і канцерогенами. До них відносяться галогенопроізводний метан, етан та пропан, деякі містять хлор, а також кисень і азотовмісні сполуки.

Сьогодні не вирішене багатофакторне техніко-економічне завдання, що дозволяє забезпечити найбільш ефективну утилізацію нафтового газу в обсязі 95%. Необхідно розробити методологічні прийоми, що дозволяють зв'язати різноманіття існуючих методів утилізації нафтового газу з індивідуальними особливостями родовищ.

Мета роботи – підвищити рівень екологічної безпеки під час утилізації відхідних газів за рахунок вибору ефективних методів його використання; створення умов ефективного процесу розділення вуглеводнів в апаратах установки комплексної підготовки газу зі зменшенням вмісту важких вуглеводнів C3+.

Для досягнення зазначеної мети було поставлено та вирішено такі завдання:

- провести літературний огляд за досліджуваною тематикою;
- виявити характерні особливості видобутку та утилізації нафтового газу при експлуатації нафтових родовищ;

Підп. і дата
Інв. № 940дл.
Взаєм. інв. №
Інв. № 940дл.
Підп. і дата
Інв. № 940дл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
5

- розробити критерії вибору ефективних методів утилізації нафтового газу і створення умов, що стимулюють реалізацію цих методів на родовищах;
- встановити причини неповної утилізації нафтового газу.

Об’єкт дослідження – техногенне навантаження на довкілля при утилізації попутного нафтового газу.

Предмет дослідження – системи промислового збору і утилізації попутного нафтового газу.

Методи дослідження. Результати дослідження отримані на основі теоретичних і практичних положень теорії, на основі закономірностей фазових перетворень вуглеводневих систем і процесів теплопередачі в динамічних умовах. Експериментальні дослідження проводилися на діючій установці з використанням оригінальних методик і сучасної вимірювальної апаратури, методів математичного та фізичного моделювання.

Наукова новизна:

- вперше розроблено систему утилізації попутного нафтового газу зі створенням умов ефективного процесу розділення вуглеводнів в апаратах установки комплексної підготовки газу зі зменшенням вмісту важких вуглеводнів С3+;

- обґрунтовано аргументи щодо поліпшення низькотемпературної сепарації газу і по вилученню важких вуглеводневих компонентів з нафтового газу;

- визначено умови та чинники, що впливають на вибір техніки та технології видобутку нафти, системи утилізації попутного нафтового газу.

Практична цінність. Результати досліджень можуть бути використані під час проектування чи реконструкції утилізації попутного нафтового газу, що дасть можливість зменшити антропогенне навантаження на навколишнє середовище.

Особистий внесок магістранта. Усі результати, наведені у кваліфікаційній роботі магістра, одержані самостійно. Було створено нову

Підп. і дата	Підп. і дата	Взаєм.інв.№	Інв.№ФУБЛ	Інв.№Чодл.

Бун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат	EK 19510236	Арк 6

схему утилізації попутного нафтового газу зі створенням умов ефективного процесу розділення вуглеводнів в апаратах установки комплексної підготовки газу зі зменшенням вмісту важких вуглеводнів C3 +.

Інв. № чюдл.	Підп. і дата	Взаєм. інв. №	Інв. № ФУБЛ.	Підп. і дата
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк

7

РОЗДІЛ 1

ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ЗА ДОСЛІДЖУВАНОЮ ТЕМАТИКОЮ

1.1 Існуючі методи технології утилізації нафтового газу та підготовки газу

Процеси підготовки нафти - це зневоднення, знесолення, а також стабілізація нафти. Сутність стабілізації нафти полягає в відділенні від неї легких вуглеводнів (пропан-бутанової фракції), а також розчинних в нафти супутніх газів, що скорочує втрати нафти від випаровування, знижує інтенсивність процесу корозії апаратури, обладнання і трубопроводів по шляху руху нафти від родовища до нафтопереробного заводу, а також дозволяє отримувати цінну сировину для нафтохімії. При вакуумній сепарації від нафти відділяється широка газова фракція, в якій поряд з пропан-бутанової фракцією міститься велика кількість більш високомолекулярних вуглеводнів, вилучення яких з нафти покращує якість попутного нафтового газу. Тому з точки зору рентабельності, зручності обслуговування і наявності на родовища УПГ або УППНГ доцільно у багатьох випадках застосовувати оптимальну сепарацію при стабілізації нафти [4].

Попутній нафтовий газ являє собою суміш вуглеводнів з найменшою молекулярною масою (метан, етан, пропан, бутан та ін.). Міститься у пластовій рідині і виділяється з неї шляхом сепарування. ПНГ - цінний вуглеводневий ресурс, використовується і як паливо, і як сировина для отримання різних хімічних речовин.

Процес розгазування пластової нафти, тобто виділення з неї попутного газу, може починатися вже в насосно-компресорних трубах нафтових свердловин. По мірі руху продукції зі свердловин по нафтогазопроводів також відбувається виділення нафтового газу. Таким чином, потік пластової нафти переходить з однофазного стану в двофазне - розгазовану нафту і попутній нафтовий газ. Це відбувається в результаті падіння тиску і зміни температури

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
8

пластової рідини. При цьому обсяг газу, що виділяється з пластовою нафти, збільшується.

Однак спільне зберігання або транспортування нафти і ПНГ економічно недоцільно. Як правило, обсяг газу, що виділяється в кілька разів перевищує обсяг рідини. Потрібні були б величезні герметичні ємності і трубопроводи великого діаметру. Тому на об'єктах видобутку і підготовки нафтогазовий потік поділяють на два - нафтовий і газовий. Поділ потоку відбувається в спеціальних апаратах - сепараторах, в яких створюються умови для більш повного відділення ПНГ від нафти. Розгазування нафти при певних регульованих тисках і температурах називається сепарацією.

На кожному нафтовому родовищі, нафту, яка надходить зі свердловин, проходить попередню підготовку на дожимних насосних станціях (ДНС), або установках підготовки нафти (УПН). Далі вона транспортується в центральні пункти підготовки нафти (ЦППН). Справа в тому, що в нафті міститься ПНГ і вода, які необхідно витягти з метою підвищення її товарної якості. На даний момент попутній нафтовий газ вилучають із нафти шляхом її сепарації в один або кілька етапів.

Для вилучення ПНГ використовуються сепаратори різних типів (в основному горизонтальні циліндричні). На об'єктах підготовки нафти і газу сепарація нафти, як правило, здійснюється в кілька етапів (ступенів). Щаблем сепарації називається відділення газу від нафти при певному тиску і температурі. Багатоступенева сепарація дозволяє отримати більш стабільну нафту, ніж одноступенева. Кількість ступенів сепарації залежить від фізико-хімічних властивостей нафти, що видобувається, пластового тиску, обводнення і температури флюїду, а також вимог, що пред'являються до товарної нафти.

Ефективність багатоступінчастої сепарації особливо відчутна для родовищ легкої нафти з високими газовими факторами і тисками на голівках свердловин. Регульовані тиск і температура створюють умови для більш повного відділення газу від нафти. Тиск на сепараторі 1-го ступеня завжди

Підп. і дата
Інв. № в бл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № в бл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
9

Утилізація газу по газопроводу супроводжується зміною його тиску і температури, в результаті чого можливе утворення в системі рідкої фази. Для запобігання утворенню рідких фракцій вуглеводнів складу попутного газу може бути поліпшений за допомогою технологій розділення вуглеводнів по ТТР за рахунок зниження вмісту важких вуглеводнів в складі газу, таких як С6 +. Для поліпшення складу вуглеводнів і одночасного видалення води існує кілька технічних способів. Найбільше поширені отримали наступні технології: низькотемпературна сепарація - отримання низьких температур при дроселюванні або турборасширенні газу високого тиску, на установках штучного холоду, за рахунок абсорбція і адсорбція або їх поєднання.

Вибір технології обробки газу визначається в першу чергу складом сировини, необхідної глибиною сушкою, ступенем вилучення цільових компонентів і обумовлює проведення в кожному конкретному випадку всебічних техніко-економічних проробок. Для осушення «худих» газів застосовуються абсорбційні і адсорбційні процеси. У разі «жирного» газу його підготовка і виділення газового конденсату здійснюється із застосуванням низькотемпературних процесів. При цьому на стадії охолодження відбувається також конденсація водяної пари за рахунок зниження рівноважної вологості газу [7].

Адсорбційний спосіб підготовки нафтового газу.

Найбільш ефективними процесами осушки газу складного хімічного складу є адсорбційні процеси. Процес адсорбції відомий і широко застосовується в нафтогазовій промисловості (рисунок 1.2). Можна розрахувати швидкість адсорбції, час насичення, проте в разі, коли газ, такий як ПНГ, має складний хімічний склад, який змінюється в часі і в залежності від температури навколишнього середовища, достовірними можуть бути лише дані, отримані безпосередньо в ході експерименту в натурних умовах. Молекулярні сита є кристалічні алюмосилікати, відомі як цеоліти. Їх унікальна структура дозволяє легко видаляти кристаллизаційну воду, зберігаючи при цьому пористу

Підп. і дата
Інв. № 9/04дл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № 9/04дл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
11

кристалічну структуру речовини. Ці пори або «осередки» мають високу здатність повторно адсорбувати воду або інші полярні молекули. Іншим властивістю молекулярних сит є їх здатність розділяти гази або рідини в залежності від розміру і полярності молекул. Ступінь розкриття пір або «осередків» відповідає розміру різних молекул. Так наприклад, в разі парафінів, звичайні молекули з прямою ланцюгом можуть проникати в пори і адсорбуватися, в той час як молекули з розгалуженою ланцюгом не можуть увійти в пори, і, отже, проходять через шар молекулярних сит без адсорбції.

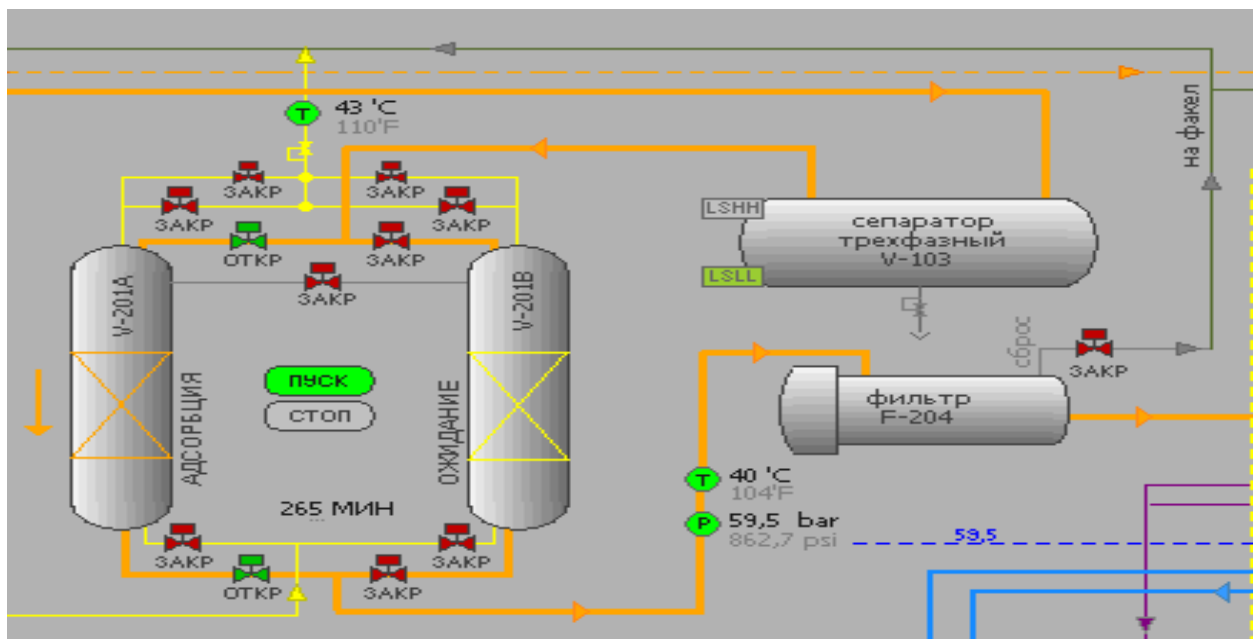


Рисунок 1.2 Мнемосхема технологічного процесу адсорбції на УПГ

Один із сучасних способів і пристрій для осушення і очищення природних газів включає змішання з рециркулюємих газом регенерації, сепарацію від крапельної рідини і механічних домішок, двоступеневу адсорбцію парів важких вуглеводнів і води на синтетичному вуглецевому адсорбенті і адсорбент композитного типу, відповідно, при одночасному непрямому охолодженні адсорбентів холодоагентом до температури адсорбції, регенерацію адсорбентів при зниженому тиску шляхом непрямого нагріву адсорбентів теплоносієм до температури регенерації, і віддуву десорбування парів очищеним газом, рециркуляцію газу регенерації за допомогою рідинно-кільцевого насоса з використанням конденсату водяної пари в якості робочої

Інв.№Ч/одл.	Підп. і дата
Взаєм.інв.№	Інв.№Ф/вбл.
Підп. і дата	Підп. і дата

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

EK 19510236

рідини, а регеновані адсорбенти охолоджують шляхом непрямого охолодження холодоагентом до температури адсорбції [10].

Незважаючи на багаторічну експлуатацію адсорбційних установок (рисунок 1.3), слід зазначити її «мінуси» - неефективна глибина осушки газу, «чутливість» до домішок, невеликий термін служби адсорбенту, що викликає необхідність його частішої заміни. Поступове необоротне зниження адсорбційної ємності цеоліту з кожним циклом «адсорбція- регенерація» викликано утворенням в ньому нерегенованих відкладень, що утворюються за рахунок деструкції різних домішок осушуваного газу.

Нерівномірний розподіл потоку газу призводить до неоднакового вироблення адсорбенту і надмірного навантаження певних зон в адсорбері [11].

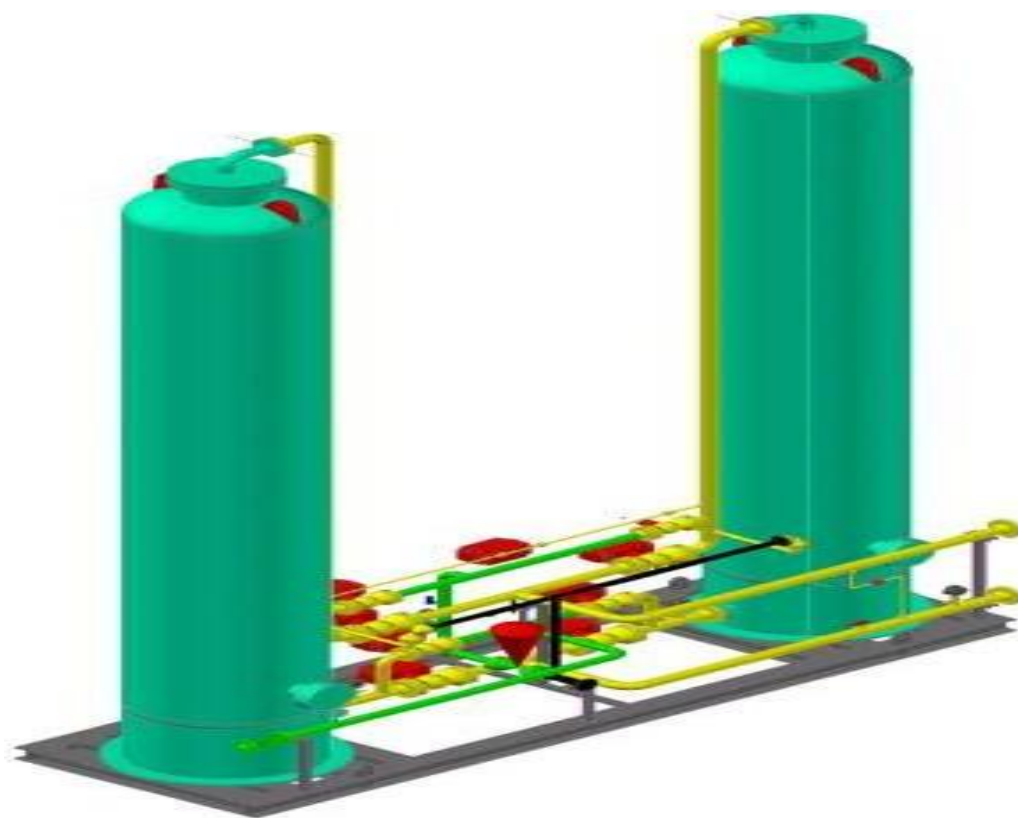


Рисунок 1.3 - Молекулярно-ситові осушувачі газу

Підп. і дата	
Інв. №	Інв. №
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. №	Чюдл.

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

1.2 Визначення і обґрунтування чинників, що впливають на вибір методів утилізації нафтового газу на нафтовидобувних промислах

За результатами аналізу існуючих техніко-технологічних рішень по утилізації нафтового газу, нормативно-правових документів, що регулюють його видобуток і утилізацію і фактичних показників видобутку та використання нафтового газу в країні і за кордоном і їх динаміки, виявлено, що низький рівень утилізації в країні пояснюється нерентабельністю впроваджуваних заходів щодо утилізації нафтового газу через специфічних особливостей його видобутку і використання і відсутності при цьому відповідної законодавчої бази, що стимулює використання газу [14, 15]. При існуючих в даний час податковій політиці і законодавчій базі для багатьох надрокористувачів економічно не вигідно використовувати утилізацію, тому що більшість проектів в цьому напрямку залишаються інвестиційно непривабливими і непосильними для них. В країні потрібна дієва державна політика, що змушує надрокористувача використовувати весь видобутий газ. Світова практика надрокористування показує, що високий рівень утилізації нафтового газу можна досягти тільки шляхом прийняття жорстких законодавчих обмежень на спалювання нафтового газу, що реалізуються у вигляді штрафних санкцій і в той же час з метою збереження ресурсів та екологічної безпеки необхідно застосовувати і заохочувальні санкції для реалізації неефективних заходів. Причому ці заходи дають позитивний ефект лише при строго адресному диференційований підхід до кожного конкретного родовища [16]. Високі капітальні витрати на будівництво об'єктів підготовки і утилізації нафтового газу обумовлені їх специфічною особливістю і пояснюються в основному наступними причинами: відсутністю відповідної інфраструктури в районі розташування родовищ; роз'єднаністю родовищ; низькими тисками газу різних ступенів сепарації; високим вмістом в газі не вуглеводневого включень: сірчистих сполук, вологи і важких вуглеводнів. Утилізація газу вимагає створення розгалуженої трубопровідної мережі газозбору, багатоступінчастої

Підп. і дата	
Інв. № 99/06/01	
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. № 99/06/01	

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк

14

системи компримування і застосування спеціальних технологій з його очищення і осушення. В кінцевому підсумку собівартість підготовки і утилізації попутного газу в залежності від величини родовищ, місця їх розташування і якісних показників у багато разів вище в порівнянні з підготовкою природного газу [17].

З метою врахування всіх цих особливостей пропонується скористатися критеріями ПНГ по кожному конкретному родовищу стосовно як до вибору засобу утилізації нафтового газу, так і до адміністративно правовому відношенню до нього з боку державних структур. Науково обґрунтовані критерії ПНГ дозволять закріпити на законодавчому та адміністративному рівнях положення нормативно-правових актів, вказівок, інструкцій, що стимулюють заходи щодо його утилізації [18].

Аналіз фактичних показників видобутку та утилізації нафтового газу в країні і за кордоном, літературний огляд публікацій і монографій у цій галузі показав, що до основних факторів, що визначають вибір заходів щодо утилізації нафтового газу, і які оцінюватимуть їх рентабельність, відносяться шість основних показника (критерію) [19]:

- А - інфраструктура району розташування родовища;
- Б - стадія розробки родовища;
- В - характеристика газу за обсягом;
- Г - характеристика газу за складом;
- Д - економічна характеристика;
- Е - інституційні характеристики.

Критерій А - Інфраструктура району розташування родовища. Собівартість видобутку і утилізації по регіонах значно відрізняється. Суворі кліматичні умови, відсутність інфраструктури, відсутність споживачів газу, роз'єднаність родовищ і малі дебіти свердловин значно підвищують вартість впроваджуваних заходів зі збору, підготовці і утилізації газу.

Підп. і дата
Інв. № 10236
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № 10236

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

ЕК 19510236

Важливим критерієм оцінки ПНГ для вирішення проблем утилізації нафтового газу і основним критерієм, що визначає собівартість впроваджуваних технологій, є наявність в районі видобутку вуглеводнів відповідної інфраструктури, до якої можна віднести наявність доріг, в тому числі автодоріг, залізниці або водного транспорту; наявність і близькість магістральних нафтогазопроводів, населених пунктів, ГПЗ, НПЗ, КС. Особливо значимо наявність ГПЗ, магістральних нафтогазопроводів і компресорів, будівництво яких вимагає великих капітальних вкладень і термінів реалізації.

Родовища, розташовані в районах з розвинутою інфраструктурою, віднесені до групи А1.

Відомо, що найбільш економічно вигідним методом утилізації ПНГ є його переробка, ніж більш глибокої переробки піддається газ, тим економічно вигідніше. Багато наявні установки не орієнтовані на переробку нафтового газу.

Будівництво ГПЗ для багатьох великих компаній економічно доступно, наприклад, будівництво заводу з обсягом 100 млн. м³ / рік обходиться 20-25 млн. доларів. Окупність витрат на будівництво заводу сама по собі швидка - близько 5-6 років. Але, на жаль, ГПЗ сам по собі не є самодостатнім, необхідна відповідна інфраструктура по транспортуванні рідин, які виходять в результаті переробки ПНГ; з транспортування сухого відбензинового газу по газопроводом до споживача газу і т.п.

Розташувати завод так, щоб ПНГ і магістральний газопровід були близько розташовані, практично неможливо. В результаті через необхідність будівництва зовнішньої інфраструктури окупність проектів з будівництва ГПЗ збільшується до 10-11 років.

Проблема ця може бути вирішена шляхом розробки і реалізації комплексу заходів по державному стимулюванню транспортування і переробки ПНГ на газопереробних заводах, в тому числі, використовуючи різні форми приватно-державного партнерства з можливістю реалізації спільних

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
16

інвестиційних проектів із залученням коштів інвестиційного фонду для будівництва інфраструктури.

Газопереробні заводи розташовані в основному біля великих родовищ, на яких видобуваються великі обсяги газу. Нафтовий газ, що видобувається на дрібних, малодобітних і віддалених родовищах, неможливо доставити до існуючих ГПЗ, тому що будівництво газопроводів при малих обсягах газу на великі відстані не вигідно, для них важливо хоча б наявність промислових нафтогазопроводів для здійснення збору газу і впровадження для зібраного газу на центральних збірних пунктах альтернативних методів утилізації газу на місцях, до яких можна віднести: вироблення електроенергії на власні потреби для поставки на місцеві електромережі; переробка на УУПНГ з отриманням з сухого газу зрідженій пропан-бутанової фракції, бензинової фракції, які можна використовувати на власні потреби і т.п. Такі родовища за критеріальною оцінкою віднесені до групи з недостатньо розвинутою інфраструктурою А2.

До останньої групи родовищ за критеріальною оцінкою, розташованої в районі з нерозвинутою інфраструктурою А3, віднесені родовища, в яких відсутні всі необхідні для утилізації ПНГ зовнішні і внутрішні умови, зазначені вище, в тому числі відсутні споживачі газу, автодороги і т.п. В цьому випадку нафтовий газ може використовуватися на власні паливні та виробничо-технологічні потреби, при видобутку важкої нафти можна відбити з газу фракції С5 + вище і подавати в нафту для поліпшення споживчих властивостей нафти і зменшення її в'язкості при перекачуванні.

Результати досліджень, проведених по нафтогазодобувним підприємствами, показали, що для впровадження методів використання газу в районах з нерозвинутою інфраструктурою, попутний газ в яких оцінюється критерієм А3, потрібні в 3-4 рази більше інвестицій в порівнянні з реалізацією цих же методів в районах з розвинутою інфраструктурою (критерій А1).

Критерій Б - Стадія розробки родовища. Недостатня економічна ефективність методів утилізації ПНГ пояснюється не тільки їх високою

Підп. і дата
Інв. №/Убл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №/Убл.

Вин.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.

ЕК 19510236

Арк
17

вартістю і невідповідністю ціни на газ і витратами на його утилізацію, а й мінливістю його кількісних і якісних характеристик в період експлуатації родовища.

Розробка родовищ нафти і газу характеризується чітко вираженою нерівномірністю обсягів видобутку в різні періоди. Це обумовлено природними особливостями цих видів корисних копалин і організаційно-технічними умовами їх освоєння.

За час експлуатації родовища відбувається зміна також і якісних характеристик нафтового газу, наприклад, з'являється або збільшується в газі вміст води, сірководню, вуглекислого газу і т.п. Устаткування, що впроваджується для утилізації газу, на період експлуатації родовища буде нерівномірно розподілено: в початковій стадії буде спостерігатися резерв потужності, в подальшому запас потужностей буде відповідати, і на пізній стадії необхідно буде впроваджувати інші методи використання газу через брак газу для функціонування існуючої техніки .

За результатами досліджень було встановлено, що питомі капітальні вкладення і показники економічної ефективності методів використання газу, впроваджуваних на початковій (критерій Б1) і середньої (критерій Б2) стадіях розробки родовищ практично не відрізняються. При реалізації цих же методів на пізній стадії розробки родовища, що характеризується падаючої здобиччю, питомі капітальні вкладення впроваджуваних методів утилізації ПНГ збільшуються в 1,5-2,0 рази, при цьому більшість з них через великі термінів їх окупності стають збитковими.

Впровадження методів, що дозволяють використовувати будь-які обсяги газу і будь-якої якості - це ідеальне технічне рішення, на жаль таких немає. У цьому випадку використання блочного обладнання з можливістю поетапного підключення або відключення блоків дозволить в якійсь мірі врегулювати зазначену особливість утилізації попутного газу. Однак і ці заходи також економічно малоефективні при малих обсягах газу.

Підп. і дата	
Інв. №	№ вкл.
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. №	№ вкл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
18

Критерій Б - Стадія розробки родовище. Недостатня економічна ефективність методів утилізації ПНГ пояснюється не тільки їх скроню вартістю і невідповідністю ціни на газ и витратами на его утилізацію, а й мінливістю его кількісних и якісних характеристик в період експлуатації родовища.

Розробка родовища нафти и газу характеризується чітко вираженій нерівномірністю обсягів видобутку в Різні періоді. Це обумовлено природними особливо цих видів корисних копалин и організаційно-технічними умів їх освоєння.

За годину експлуатації родовище відбувається зміна також і якісних характеристик нафтового газу, наприклад, з'являється або збільшується в газі вміст води, сірководню, вуглекислий газу тощо. Устаткування, яке впроваджується для утилізації газу, на період експлуатації. Родовище буде нерівномірно розподілено: в початковій стадії буде спостерігатися резерв потужності, в подалі запас потужного буде відповідати, та на пізній стадії необхідно буде впроваджувати інші методи використання газу через брак газу для функціонування існуючої техніки.

За результатами досліджень було встановлено: питомі капітальні вкладення та показники економічної ефективності методів використання газу, впроваджуваних на початковій (критерій Б1) та середньої (критерій Б2) стадіях розробки родовища практично не відрізняються. При реалізації цих же методів на пізній стадії розробки родовища, які характеризуються падаючої здобиччю, питомі капвкладення впроваджуваних методів утилізації ПНГ збільшуються в 1,5-2,0 рази, при цьому більшість з них через великі терміни їх окупності стають збитковими.

Впровадження методів, які дозволяють використовувати будь-які обсяги газу и будь-якої якості - це ідеальне технічне рішення, на жаль таких немає. У цьому випадку використання блоків дозволило в якійсь мірі врегулювати зазначення особливості утилізації попутного газу. Однак ці заходи також економічно малоефективні при малих обсягах газу.

Підп. і дата
Інв. №99/04
Взаєм. інв. №99
Підп. і дата
Інв. №94/04

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Критерій Б - Стадія розробки родовища. Недостатня економічна ефективність методів утилізації ПНГ пояснюється не тільки їх вартістю і невідповідністю ціни на газ і витратами на його утилізацію, а й мінливістю його кількісних та якісних характеристик в період експлуатації родовища.

Розробка родовища нафти і газу характеризується чітко вираженою нерівномірністю обсягів видобутку в різні періоди. Це обумовлено природними особливостями цих видів корисних копалин і організаційно-технічними умовами їх освоєння.

За годину експлуатації родовища відбувається зміна також і якісних характеристик нафтового газу, наприклад, з'являється або збільшується в газі вміст води, сірководню, вуглекислий газ тощо. Устаткування, що впроваджується для утилізації газу, на період експлуатації. Родовище буде нерівномірно розподілено: в початковій стадії буде спостерігатися резерв потужності, в подалі запас потужності буде відповідати, і на пізній стадії необхідно буде впроваджувати інші методи використання газу через негідність газу для функціонування існуючої техніки.

За результатами досліджень було встановлено, що питомі капітальні вкладення і показники економічної ефективності методів використання газу, впроваджуваних на початковій (критерій Б1) і середньої (критерій Б2) стадіях розробки родовища практично не відрізняються. При реалізації цих же методів на пізній стадії розробки родовища, що характеризується падаючої здобиччю, питомі капітальні вкладення впроваджуваних методів утилізації ПНГ збільшуються в 1,5-2,0 рази, при цьому більшість з них через великі терміни їх окупності стають збитковими.

Впровадження методів, що дозволяють використовувати будь-які обсяги газу і будь-якої якості - це ідеальне технічне рішення. У цьому випадку використання блочного обладнання з можливістю поетапного підключення або відключення блоків дозволить, в якійсь мірі, врегулювати зазначених

Інв. № чюдл.	Підп. і дата
	Взаєм. інв. №
Інв. № 99/08.	Підп. і дата
	Інв. № 99/08.

Вун.	Арк.	№ докум.	Підп.	Лат.

EK 19510236

Арк
20

особливостей утилізації попутного газу. Однак і ці заходи також економічно малоефективні при малих обсягів газу.

Критерій Д - Економічна характеристика. Фактори, що впливають безпосередньо - це перераховані вище технологічні чинники, які жорстко обмежують можливості використання тих чи інших методів утилізації. Технологічні чинники мають властивість великої інерційності - так, будівництво трубопроводу (а звідси факт наявності / відсутності) доступу до ГТУ має тривалий характер і процес зміни стану займає тривалий термін.

В даному розділі будуть розглядатися фактори, які впливають на вибір користувача, але не обмежують його. Такими факторами можна назвати економічні чинники. Вони змінюються в часі, і можуть змінюватися інтенсивно, але при цьому вплив має певний критерій, який буде вивчений в даній роботі.

Економічні чинники, які можуть впливати на рівень утилізації попутного газу - це в першу чергу цінові фактори. Виходячи з визначення ПНГ як попутного від нафтовидобутку газу, і відсутністю ринку ПНГ як такого, на утилізацію будуть впливати ціни нафти. Головним ціновим фактором Української нафтовидобутку є вартість на міжнародному ринку бареля нафти марки Brent, і саме цей фактор буде досліджуватися в даній роботі. Виходячи з припущення, що при зростанні цін на нафту кількість видобутої нафти зростає, а, отже, зростає і кількість видобутого попутного газу, який є не основним продуктом - зростання вартості бареля нафти повинен зменшувати відсоток утилізації попутного газу.

Критерій Е - Інституційні характеристика. Інституційні фактори, що розглядаються в даній роботі - це фактори внутрішнього і зовнішнього середовища підприємств. Внутрішнє середовище характеризується формою організації і формою власності. Це можуть бути великі вертикально інтегровані компанії (з точки зору форми організації), або незалежні виробники. Так само форма власності може бути державної або приватної. Виходячи з припущення

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
21

про те, що великі вертикально інтегровані компанії (ВІНК) мають більше можливостей і фінансових коштів для реалізації програм з утилізації, висунемо гіпотезу, що приналежність підприємства до ВІНК збільшує рівень утилізації. Щодо форми власності зробимо припущення, що держава є менш ефективним власником, а так само державні підприємства мають більшу вагу в відносинах з регуляторами - таким чином, припустимо, що державна форма власності веде до зниження рівня утилізації. Зовнішніми факторами служать законодавча база, яка регламентує цю сферу, а так само наявність взаємозв'язків підприємств з іншими економічними суб'єктами. Виходячи з того, що загальна логіка політики уряду спрямована на зниження кількості спалювання попутного газу, законодавчі акти повинні бути спрямовані на збільшення ступеня утилізації. Зв'язки з іншими підприємствами та іншими споживачами служать додатковим ступенем свободи в утилізації попутного газу і так само повинні збільшувати ступінь утилізації ПНГ. Таким чином, з інституційних фактором можна зробити наступні припущення впливу на ступінь утилізації ПНГ: зміна законодавства, зв'язки з підприємствами та іншими споживачами - зростання утилізації, державна власність, вертикальна інтеграція - падіння утилізації.

1.3 Обґрунтування вибору експлуатаційних об'єктів для закачування нафтового газу в умовах системи підготовки газу

Сучасні технології дають можливість використовувати попутний газ в нафтохімії, виробництві хімічних продуктів, отриманні електро- і теплоенергії. Незважаючи на це в Україні поки простіше позбавлятися від попутного газу, ніж відправляти його на переробку. Одним з варіантів корисного використання попутного нафтового газу є його зворотна закачування в пласт. Закачування попутного нафтового газу розглядається як один з методів підвищення видобутку нафти. Застосування закачування видобутого газу здійснюється для підтримки пластового тиску, що сприяє максимальному вилучення з надр нафти і такого цінного сировини, як конденсат. Спосіб закачування газу має

Підп. і дата									
Інв.№ФУбл.									
Взаєм.інв.№									
Підп. і дата									
Інв.№Чодл.									
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат					Арк
									22

EK 19510236

багато технічних особливостей. У процесі розвитку цього способу за кордоном накопичено значний досвід, який може бути використаний при реалізації подібних проектів в Україні. Експлуатуючими та екологічними організаціями за кордоном проводиться моніторинг можливих витоків закачаного газу. До сих пір не спостерігалось проблемних випадків, економічна та екологічна ефективність заходів із закачування газу визнається позитивною. Спалювання ПНГ призводить до значного збитку навколишньому середовищу і сприяє парниковому ефекту, завдає шкоди здоров'ю населення, а також в цілому економіці країни [23]. Газові методи впливу на нафтові пласти в світовій практиці застосовуються досить давно. Закачування газу високого тиску застосовується з 1949 р при витісненні залишкової нафти в обводнених пластах. Ефективним методом є закачування розчиненого газу, що містить проміжні вуглеводні (C2-C4). Ефективність витіснення багато в чому визначається складом газу: чим більше етан-пропан бутанових компонентів, тим вище ефективність. При закачуванні газу високого тиску частина газу розчиняється в нафті, а частина нафтових компонентів випаровується в парову фазу [24]. Завдяки такому компонентного обміну в пласті утворюється суміш вуглеводнів змінного складу, що призводить до зміни властивостей фаз, а саме їх гідродинамічних характеристик. Найбільша ефективність газового впливу досягається в умовах змішуючого режиму витіснення, коли парова і рідка фази перемішуються, утворюючи один суперкритичний флюїд. Під попутним нафтовим (розчиненим) газом розуміється суміш легких і середніх вуглеводнів, що знаходяться в пластових умовах в розчиненому стані в нафті. Вміст розчиненого газу може коливатися від декількох одиниць до декількох тисяч кубічних метрів на тонну нафти. Розчинений газ містить крім метану більше 15% (мольних часток) етану, пропану, бутану та інших вуглеводнів.

Всього в світі повторно закачується близько 11% видобутого газу. Частка газу, що закачується в пласт (по відношенню до валового видобутку в країні), найбільш велика в Алжирі, Норвегії, Венесуелі, Ірані та ОАЕ. Більше 15%

Підп. і дата
Інв. №/вбл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №/подл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
23

видобутого в США газу знову закачується в пласт для підтримання пластового тиску і підвищення нафтовіддачі [25].

Автор даної роботи провів дослідження із закачування ПНГ в пласт для родовища «Леляківське» в Чернігівській області. В процесі застосування даного способу за кордоном накопичено значний досвід, який може бути використаний при реалізації подібних проектів на багатьох промислах процес здійснюється в кліматичних умовах, що відповідають умовам Чернігівській області [26]. За своїми властивостями ПНГ є цінним вуглеводневим сировиною, проте його використання може бути нерентабельно для надрокористувачів через високий вміст домішок, малих обсягів видобутку (недостатніх для продажу) і т.п.

Крім того, для використання ПНГ необхідно транспортувати його на найближчий газопереробний завод, що вимагає будівництва нових об'єктів трубопровідного транспорту, а значить, чималих капіталовкладень, які можуть і не окупитися, особливо для невеликих або віддалених родовищ. Внаслідок вищесказаного до недавніх пір великі обсяги газу спалювалися на факелах в межах промислу. В останні роки різко загострився інтерес світового енергетичного, екологічного і ділового співтовариства до проблеми утилізації попутного газу, як з екологічних, так і з фінансових міркувань. З одного боку, спалювання попутного газу в факелах дає близько 1% всіх світових викидів парникового вуглекислого газу [27]. З іншого боку, це знищення цінних невідновлюваних природних ресурсів. У статті пропонується розглянути питання, пов'язані з оцінкою ефективності витіснення нафти і зниження обводнення продукції видобувних свердловин допомогою ПНГ при його утилізації. Для оцінки ефективності запропонованої технології розглядалася гідродинамічна модель в програмному комплексі Eclipse.

Загальні відомості про родовище.

Промислова нафтогазоносність на родовищі «Леляківське» встановлена в двох нижньокрейдових продуктивних горизонтах (М-II-2 і М-II-1), в товщі

Підп. і дата
Інв. № в бл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № чюдл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

порід арикумського горизонту і продуктивному горизонті в корі вивітрювання у верхній частині розрізу доюрського відкладень (Ф-I).

Вихідні дані по об'єкту дослідження були взяті з даних геолого-фізичної характеристики родовища «Леляківське» нафтогазоконденсатне родовище – належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Розташоване в Чернігівській області на відстані 8 км від смт Варва поблизу села Леляки. Знаходиться в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Побудована гідродинамічна модель являє собою продуктивний пласт з характеристиками горизонту М-II-1. Тектонічна структура родовища «Леляківське» і ускладнена невеликими локальними склепіннями. У зв'язку з цим чисельна модель буде ґрунтуватися на антиклинальній структурі, відповідній глибині обраного горизонту [28, 29]. У таблиці 1.1 представлена коротка геолого-фізична характеристика моделі.

Таблиця 1.1 - Геолого-фізична характеристика моделі

Параметр	Значення
Середня глибина залягання, м	1461
Пластова температура, °С	64,7
Початковий пластовий тиск, МПа	11,0
Пористість, д.ед.	0,21
Середня проникність по керну, mD	25,3
Коефіцієнт песчаності, д.ед.	0,43

Дані, які стосуються петрофізическое властивостями колектора, відносним фазовим проникність і коефіцієнтам стисливості порід були взяті для характерних типів порід даного об'єкта і можуть мати певний рівень неточності.

Таблиця 1.2 - Фізико-хімічні властивості нафти, середні значення для горизонту м-ii-1

Параметр	Значення
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	814
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	677
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа*с	6,3

Підп. і дата
Інв.№ФУбл.
Взаєм.інв.№
Підп. і дата
Інв.№Чодл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

ЕК 19510236

Арк
25

Gocad. Розмір сітки моделі являє собою $50 \times 38 \times 25$ осередків. Осередкам сітки присвоєні середні значення властивостей порід для горизонту М-II-

Профільний розріз моделі представлений на малюнку 1.3.

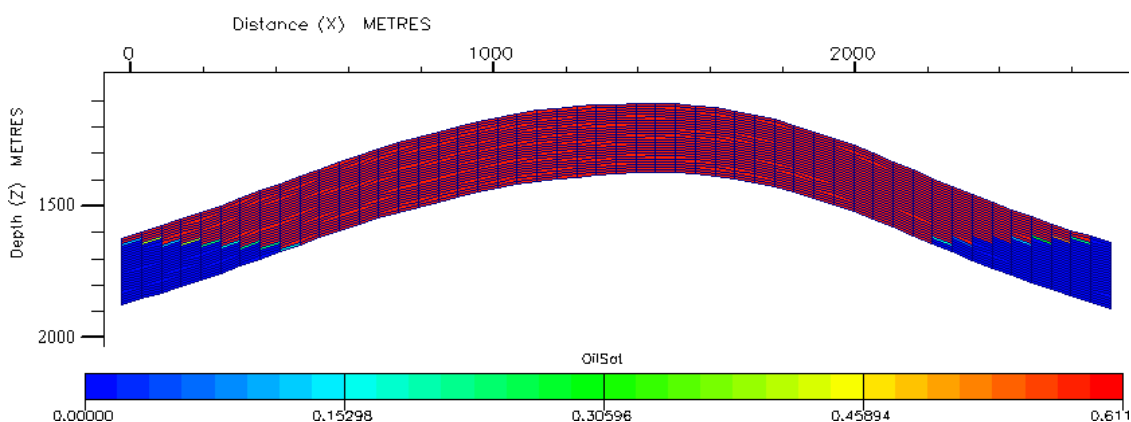


Рисунок 1.3 - Профільний розріз гідродинамічної моделі; колірною шкалою позначена нафтонасиченість

Композиційні зміни складу нафти в моделі Blackoil розраховуються за кількістю розчиненого газу в нафті (газосодержание), яке змінюється зі зміною тиску в пласті.

Для побудови моделі фазового поведінку пластового флюїду застосовується модуль PVTi пакета ECLIPSE. Для моделі пластового флюїду використовувався усереднений склад нафти для горизонту М-II-1, тиск насичення нафти і щільність нафти. За даними складу була побудована композиційна модель з трьома псевдо-компонентами, що відповідають за поведінку середніх і важких вуглеводнів [32]. Потім поведінку даної композиційної моделі було корельовано за властивостями до поведінки нафти з горизонту М-II-1, а саме по тиску насичення, по щільності нафти, за кількістю розчиненого газу в нафті і по в'язкості нафти в умовах пласта. За цими даними була побудована фазова діаграма поведінки вуглеводневої системи в координатах тиск - температура, яка представлена на малюнку 1.4. На даній діаграмі вертикальною лінією позначена постійна температура в резервуарі, $T = 337,85 \text{ }^\circ \text{K}$; сірою лінією позначена лінія насичення нафти газом, або bubble point line, а чорною лінією позначена лінія роси, dew point line. На малюнку 1.7

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

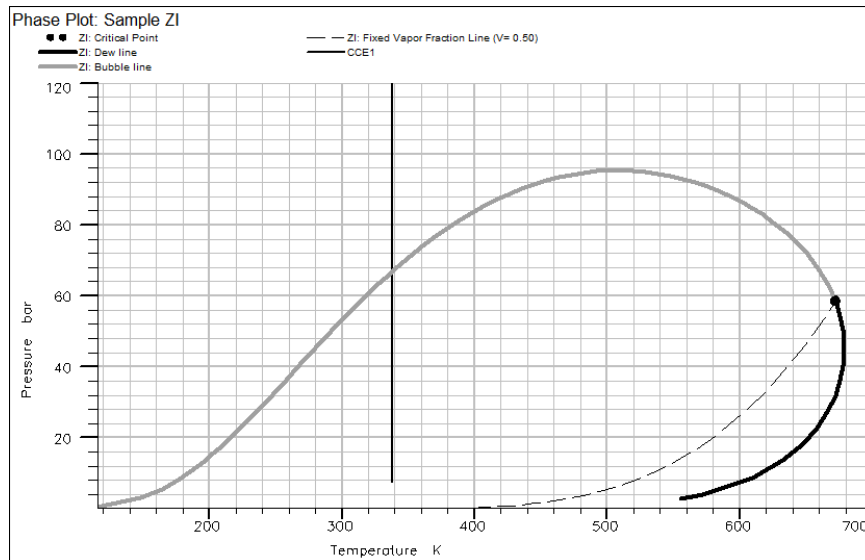
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

EK 19510236

Арк
27

точкою позначена критична точка, яка має значення $P_c = 58,57 \text{ bar}$ і $T_c = 572,05 \text{ }^\circ \text{K}$; пунктирна лінія позначає процентне відношення 50:50 рідкої і газової фаз.

Рисунок 1.4 Фазова діаграма поведінки вуглеводневої системи родовища, горизонту М-II-1



Далі, за допомогою модуля PVTi, дана композиційна модель була переведена в модель Blackoil. Оскільки температура в резервуарі залишається незмінною протягом усього періоду експлуатації, то замість вирішення рівнянь фазового стану в моделі Blackoil використовує таблиці параметрів стану нафти і газу як функцій від тиску. На рисунку 1.5 показано поведінку об'ємного коефіцієнта нафти як функція від тиску і газозбереження [33].

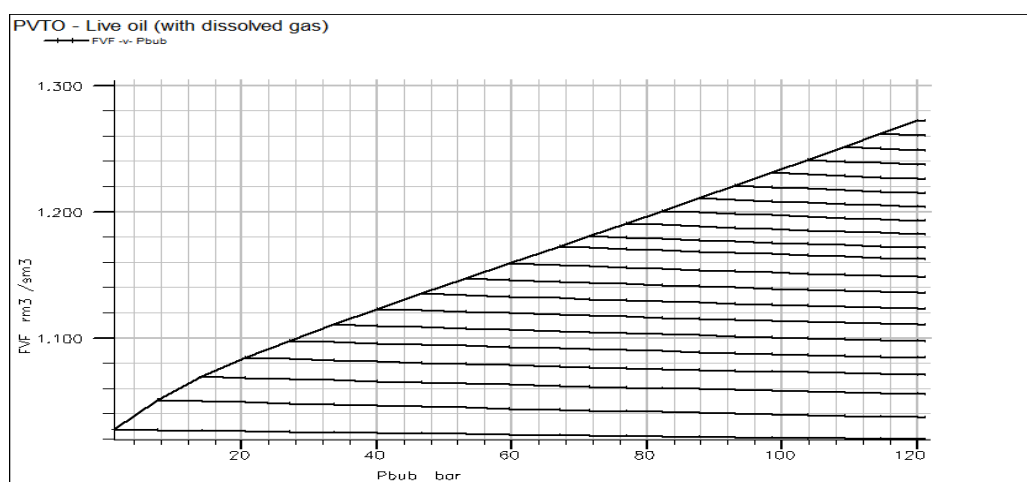


Рисунок 1.5 – Поведінка об'ємного коефіцієнта для нафти (FVF) для горизонту М-II-1

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дат
-----	-----	-----------	-------	-----

EK 19510236

Арк
28

1.4 Постановка завдань дослідження

На підставі проведеного літературного огляду встановлено, чинники, що впливають на вибір ефективних методів утилізації ПНГ: стадія розробки родовища, кількісна та якісна характеристика газу. Виявлено характерні особливості видобутку та утилізації нафтового газу при експлуатації нафтових родовищ: розглянуті і проаналізовані існуючі технології підготовки і переробки попутного нафтового газу, що використовуються для виділення важких вуглеводневих газів стосовно промислового облаштування нафтових родовищ; визначено ряд процесів, які необхідно розглядати при промисловій підготовці попутного нафтового газу, що направляється на підготовку або переробку з метою вилучення з попутного нафтового газу легких рідких вуглеводнів. Розроблено критерії вибору ефективних методів утилізації нафтового газу і створення умов, що стимулюють реалізацію цих методів на родовищах.

Для досягнення поставленої мети зазначені такі завдання дослідження:

- виявити характерні особливості видобутку та утилізації нафтового газу при експлуатації нафтових родовищ;
- розробити критерії вибору ефективних методів утилізації нафтового газу і створення умов, що стимулюють реалізацію цих методів на родовищах;
- встановити причини неповної утилізації нафтового газу.

Підп. і дата	Інв. №	№ док.	№ докум.	Підп.	Дат.
Інв. №	№ док.	№ докум.	Підп.	Дат.	
Взаєм. інв. №					
Підп. і дата					
Інв. №	№ док.	№ докум.	Підп.	Дат.	

ЕК 19510236

Арк
29

РОЗДІЛ 2

ОБ'ЄКТ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

2.1 Характеристика об'єкту дослідження

Під час утилізації попутного нафтового газу, основними чинниками, що визначають режим роботи установки в динамічних умовах, є: тиск і температура, склад і кількість сировини, що надходить на переробку, конструкційні особливості обладнання.

Тиск і температура.

Дані параметри є основними факторами, що визначають режим роботи установки. Змінюючи їх в послідовно встановлених апаратах, можна домогтися оптимальних режимів роботи, що сприяють досягненню максимального виходу цільових продуктів і відповідності вимогам якості. Так, на збільшення виходу сухого відбензиненого газу і газового конденсату істотно впливає зниження тиску в системі [50].

Склад сировини, що надходить на сепарацію.

Середня молекулярна маса сировини (що залежить від компонентного складу) значним чином впливає на температуру конденсації. При збільшенні молекулярної маси зростає температура, при якій відбувається конденсація.

Також склад впливає на нормальний режим роботи. Так, наявність великої кількості парафінів при відносно низьких температурах викликає утворення пробок всередині апаратури. Волога є причиною утворення гідратів, що також порушує нормальну роботу установки.

Кількість сировини, що надходить на сепарацію.

Для кожної конкретної установки існують норми технологічного режиму. Один з основних показників роботи - це кількість сировини, що надходить. Даний показник впливає на ефективність сепарації, тому що пов'язаний з часом перебування сировини в апараті. Оптимальний час перебування забезпечує

Підп. і дата	
Інв. № ФУ бл.	
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. № Чодл.	

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
30

максимальну ефективність процесу, при цьому мінімізуючи винесення рідини і газу [51].

Також необхідно розуміти, що конкретне обладнання розраховане на певні витрати. У разі необґрунтованого підвищення витрат в апаратах, ефективність сепарації знижується.

Конструкція сепараційних апаратів

Основними апаратами процесу НТС є: сепаратори, Дегазатори, вивітрювачі. Правильно підібрана конструкція сепараторів визначає ефективність процесу поділу газу і рідини. Залежно від конкретних умов, в конструкцію можуть входити циклони, відцентрові пристрої, фільтри різної будови.

Таким чином, у розглянутій технологічній схемою основними вузлами, що визначають ефективність процесу сепарації є: сепаратори, теплообмінники. Математичний опис обладнання зводиться до визначення основних процесів, в них протікають, а також обліку різних чинників, які є причиною неідеальної роботи обладнання. Так, для сепараторів основним процесом є поділ газової і рідкої фаз, яке можна описати рівняннями фазового рівноваги. Чи не ідеальність процесу враховується введенням коефіцієнтів віднесення.

Дослідження процесу низькотемпературної сепарації газу засноване на використанні стратегії системного аналізу та методу математичного моделювання масообмінних і теплових процесів.

Матеріальний баланс.

Нехай в i -й апарат хіміко-технологічної системи надходить як угодне безліч потоків M і виходить як угодне безліч R потоків.

Матеріальні потоки i -го апарату хіміко-технологічної системи. Відповідно до закону збереження мас, в апараті накопичується кількість речовини за рахунок різниці матеріальних потоків на виході в апарат і на виході з нього (рисунок 2.1).

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

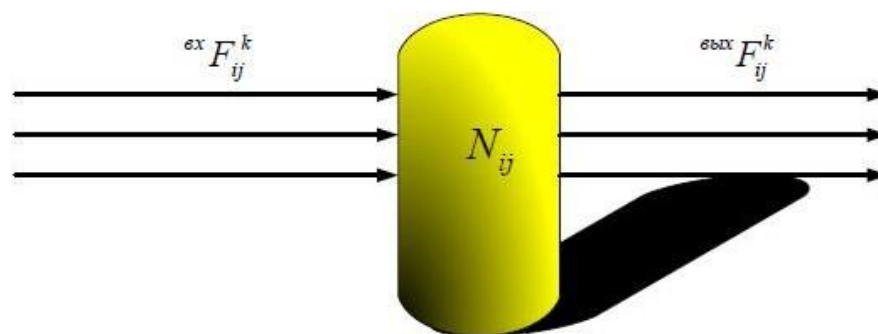


Рисунок 2.1 – Схема матеріальних потоків і-го апарату хіміко технологічної системи

При відомій кількості речовини і геометричних розмірах апарату можна розрахувати такі параметри:

- 1) фазовий рівновагу і розподіл газової і рідкої частин потоку;
- 2) рівень рідини в апаратах;
- 3) тиск у апаратах.

На першому етапі для вирішення поставленого завдання було проведено комплексний аналіз системи:

- Обґрунтовано методики розрахунку фізико-хімічних властивостей компонентів (щільність, плинність і ін.), що надходять в систему.

Також для опису системи зроблений вибір методик для розрахунку основних термодинамічних властивостей речовин, а також процесів, що протікають в апаратах (сепарація, теплообмін, фазовий розподіл речовини). Далі на основі фізико-хімічних закономірностей процесів в ході НТС, побудовані математичні моделі апаратів.

2.2 Методи встановлення раціональних параметрів низькотемпературної сепарації газу із застосуванням системи динамічного моделювання

Розрахункові методи дослідження фазових перетворень дозволяють вирішувати такі завдання, відповіді на які неможливо отримати при

Підп. і дата
Інв. № докл.
Взаєм. інв. №
Інв. № докл.
Підп. і дата
Інв. № докл.

Вун	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дат
-----	-----	-----------	-------	-----

EK 19510236

Арк
32

використанні тільки експериментальних методів. Однак заміна експериментів розрахунками на персональному комп'ютері можлива лише при наявності адекватних математичних моделей. Розробка комплексу математичних моделей всіх процесів первинної підготовки нафти, таких як: сепарація, зневоднення, дозволяє створити інформаційно моделює систему. Розрахунки динамічної моделі Холодного і низькотемпературних сепаратора наведені в таблиці 2.3.

На реальних установках комплексної підготовки газу сепаратор є апаратом для фізичного поділу газорідинної суміші на фази. Зміна термобаричних умов, при яких порушується фазовий рівновагу, супроводжуване виділенням з газу рідини або навпаки, відбувається до сепараторів: в теплообмінниках, запірно-регулюючої арматури, ежекторів, інжекторів, різного роду охолоджуючих пристроях, включаючи детандери, в місцях зсуву різних потоків, в тому числі, при подачі різних реагентів. Новоутворена в даних умовах рідка фаза складається з найдрібніших крапель-зародків, які продовжують збільшуватися за допомогою коагуляції і / або конденсаційного росту. Зростання крапель відбувається до певних розмірів і визначається безліччю обставин: витратою газорідинної суміші, розмірами і конструкцією апарату, змістом рідини в газі, фізико-хімічними властивостями фаз, наявністю або відсутністю змін термобаричних умов.

Інв. № чюдл.	Підп. і дата	Взаєм. інв. №	Інв. № ФУ бл.	Підп. і дата

Вун	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Таблиця 2.2 – Розрахунок динамічної моделі для Холодного сепаратора з різним компонентним складом ПНГ

Назва компонентів	Частка компонента у вихідній суміші, u, об.%	Константа фазового рівноваги, K	Частка відгону, e	Частка в рідкій фазі, x, об.%	Частка в паровій фазі, y, об.%
Метан	57,150	2,084	0,53	36,300	75,639
Етан	14,370	0,491	0,53	19,679	9,662
Пропан	9,070	0,175	0,53	16,122	2,816
Ізобутан	0,370	0,083	0,53	0,720	0,060
н-Бутан	1,780	0,063	0,53	3,536	0,222
н-Пентан	0,360	0,025	0,53	0,745	0,019
С6+	6,530	0,003	0,53	13,844	0,044
Азот	3,080	5,353	0,53	0,931	4,985
Углекіс. газ	3,020	0,972	0,53	3,065	2,980
Кисень	3,270	0,810	0,53	3,636	2,945
Інші	до 100			до 100	до 100
Метан	62,091	2,084	0,53	39,438	82,177
Этан	17,690	0,491	0,53	24,225	11,895
Пропан	7,392	0,175	0,53	13,139	2,295
Ізобутан	1,403	0,083	0,53	2,730	0,227
н-Бутан	2,346	0,063	0,53	4,661	0,293
н-Пентан	0,418	0,025	0,53	0,865	0,022
С6+	5,048	0,003	0,53	10,702	0,034
Азот	3,121	5,353	0,53	0,944	5,052
Углекіс. газ	0,421	0,972	0,53	0,427	0,415
Кисень	0,059	0,810	0,53	0,066	0,053
Інші	до 100			до 100	до 100

Інв. № 19/04дл. Підп. і дата
 Взаєм. інв. № Інв. № 99/04дл. Підп. і дата

Вин. Арк. № докум. Підп. Дат

EK 19510236

Арк
34

Таблиця 2.3 Розрахунок динамічної моделі низькотемпературного сепаратора з різним компонентним складом ПНГ

Назва компонентів	Частка компонента у вихідній суміші, ц, об.%	Константа фазового рівноваги, К	Частка відгону, е	Частка в рідкій фазі, х, об.%	Частка в паровій фазі, у, об.%
Метан	75,639	3,574	0,88	23,166	82,795
Етан	9,662	0,423	0,88	19,644	8,301
Пропан	2,816	0,090	0,88	14,113	1,276
Ізобутан	0,060	0,030	0,88	0,408	0,012
н-Бутан	0,222	0,020	0,88	1,617	0,032
н-Пентан	0,019	0,005	0,88	0,151	0,001
С6+	0,044	0,001	0,88	0,368	0,000
Азот	4,985	13,844	0,88	0,405	5,610
Углекіс. газ	2,980	0,800	0,88	3,617	2,893
Кисень	2,945	1,128	0,88	2,647	2,986
Інші	до 100			до 100	до 100
Метан	82,177	3,574	0,88	25,169	89,951
Этан	11,895	0,423	0,88	24,182	10,219
Пропан	2,295	0,090	0,88	11,502	1,040
Ізобутан	0,227	0,030	0,88	1,549	0,046
н-Бутан	0,293	0,020	0,88	2,131	0,043
н-Пентан	0,022	0,005	0,88	0,176	0,001
С6+	0,034	0,001	0,88	0,285	0,000
Азот	5,052	13,844	0,88	0,411	5,685
Углекіс. газ	0,415	0,800	0,88	0,504	0,403
Кисень	0,053	1,128	0,88	0,048	0,054
Інші	до 100			до 100	до 100

Інв.№ч/одл. Підп. і дата
 Взаєм.інв.№ Інв.№ФУбл. Підп. і дата

Вин. Арк. № докум. Підп. Дат

EK 19510236

Арк
35

РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Експериментальні дослідження технологічних процесів підготовки газу в промислових умовах

В даний час все більшу частку сировини в нафтохімічній промисловості займають природний і попутний нафтовий газ. У зв'язку з цим розробка схем підготовки і переробки газу набуває все більшого значення і є важливим і актуальним завданням розвитку всієї галузі. Рішення даного завдання дозволить наблизитися до якісно нового вирішення однієї з актуальних проблем в нафтогазовому комплексі - утилізації ПНГ [53].

Як дослідження було обрано процес низькотемпературної сепарації газу в зв'язку з поширеністю даної технології при підготовці газу. Однак існує ряд проблем, які характерні для низькотемпературної сепарації. В першу чергу це неможливість роботи на постійному сталому режимі, як наслідок постійного зниження тиску на родовищі, постійний введення в експлуатацію і відключення свердловин, роботи по оптимізації і ремонту системи збору промисловий продукції, надходження рідинних пробок із системи збору та багато іншого. Зміна параметрів на вході в установку, що відбуваються з різними характерними часом - від секунд до днів і місяців, вимагає грамотного підходу до розрахунку коригувальних дій для збереження оптимальних режимів роботи установки і гарантування необхідної якості продукції на виході. Крім того, так як в даній технології застосовуються низькі температури і високий тиск, в обладнанні та трубопроводах утворюються гідратів пробки. Вони здатні перекривати частину вільного перетину трубопроводів і призводити до негативних наслідків в результаті догляду режиму роботи установки за рамки допустимих відхилень. Рішенням є підтримання необхідних термобарических параметрів у всіх вузлах і апаратах установки і додавання в потік інгібіторів

Підп. і дата	
Інв. № 9/04 бл.	
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. № 9/04 бл.	

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
36

гідратоутворення (метанолу) і, таким чином, запобігання утворенню гідратів, але інгібітори гідратоутворення дорогі, крім того, будучи спиртами, відносяться до летючим і токсичних речовин. Ведення процесу в безгідратном режимі є складним завданням, так як прогнозувати параметри роботи установки в перехідному стані не просто і вимагають високої кваліфікації інженерно технічного персоналу.

Перетворення внутрішньої енергії в механічну при охолодженні здійснюється в основному одним з двох способів: або стиснений газ піддається розширенню через отвір (сопло), і його температура знижується внаслідок ефекту Джоуля-Томсона, або енергія відбирається шляхом здійснення роботи розширюється газом в двигуні. Скраплення газу можливе лише при охолодженні його нижче критичної температури. Охолодження до мінус 100 ° С (173 К) прийнято вважати помірним, а нижче мінус 100 ° С - глибоким [55].

Розширення ідеального газу в порожнечу не супроводжується зміною його температури. Невелика зміна температури, що спостерігається при точних вимірах, пояснюється неідеальної газу. Наступне видозміна досвіду щодо розширення газу, запропоноване Джоулем і Томсоном, дозволяє досягти помітного зміни температури газу, зокрема охолодження, обумовленого його неідеальної. Газ при досить великому, але постійному тиску змушують протікати через теплоізолювану пористу перегородку. Це означає, що перебіг газу відбувається адіабатично. Гідродинамічний опір перегородки призводить до того, що на ній втрачається частина тиску газу і газ виходить з перегородки при більш низькому тиску. Газ, отже, розширюється або, як кажуть в техніці, дроселірується. Дроселем називається будь-який пристрій, що представляє опір для протікання газу. У технічних установках для охолодження газів замість пористої перегородки часто використовується досить вузькі сопла.

Явище зміни температури газу при його адіабатні розширенні дроселюванням від одного постійного тиску до іншого називається ефектом Джоуля-Томсона. Зміна температури неідеального газу в процесі Джоуля-

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

ЕК 19510236

Арк
37

Томсона пояснюється тим, що при розширенні газу збільшується відстань між молекулами і, отже, відбувається внутрішня робота проти взаємодії між молекулами. За рахунок цієї роботи змінюється кінетична енергія молекул, а, отже, і температура газу.

Кількісно ефект Джоуля-Томсона характеризується диференціальним коефіцієнтом Джоуля-Томсона μ , який визначається відношенням зміни температури газу ΔT викликав його зміна тиску Δp .

$$\mu = \Delta T / \Delta p$$

Автором роботи були проведені експериментальні та лабораторні дослідження щодо подальшого підвищення ефективності низькотемпературної сепарації газу при утилізації ПНГ. Для того щоб тиск газу було стаціонарним, тобто відбувалося при постійних значеннях тисків по обидва боки дроселя, необхідний будь-якої компресор, який підтримував би постійними ці тиску. Цей компресор виробляє зовнішню роботу стиснення газу, яка витрачається на подолання опору дроселя. Цим процес дроселювання відрізняється від розширення газу в порожнечу, при якому зовнішня робота дорівнює нулю.

На момент проведення дослідження підготовка і переробка ПНГ здійснювалася за такою технологічною схемою (рисунок 3.1): після доведення газу до необхідних параметрів (точка роси мінус 40 0С), газ з тиском 60 бар і з температурою 40 0С надходить в багатопотоковий теплообмінник. Багатопотоковий теплообмінник є п'ятиходовим. Пройшовши багатопотоковий теплообмінник, газ охолоджується до температури мінус 11 0С і надходить в Пропановий охолоджувач, охолоджується до температури мінус 18 0С і надходить в Блок низькотемпературного і холодного сепаратора. Для охолодження потоку газу використовується зовнішній холодильний цикл. В якості холодоагенту використовується пропан [56].

Блок низькотемпературного і холодного сепаратора є ємнісні апарати вертикального типу - Холодний сепаратор і Низькотемпературний сепаратор, розташовані на одному блоці (рисунок 3.1). Основне призначення апаратів - це

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

EK 19510236

Арк
38

відділення конденсату (важких вуглеводнів) від газу. Газ з температурой мінус 18 0С і з тиском 60 бар, виходить з верху холодного сепаратора, пройшовши регулювальний клапан (JT), надходить в низькотемпературний сепаратор. Газ, охолоджений до температури мінус 38 0С і зі значним перепадом тиску (25 бар), виходить з верху низькотемпературного сепаратора надходить в багато-теплообмінник. Конденсат, що відокремився в холодному і низькотемпературному сепараторі надходить двома потоками в багато-теплообмінник, і далі на фракціонування. Параметри процесу наведені в малюнку 3.2.

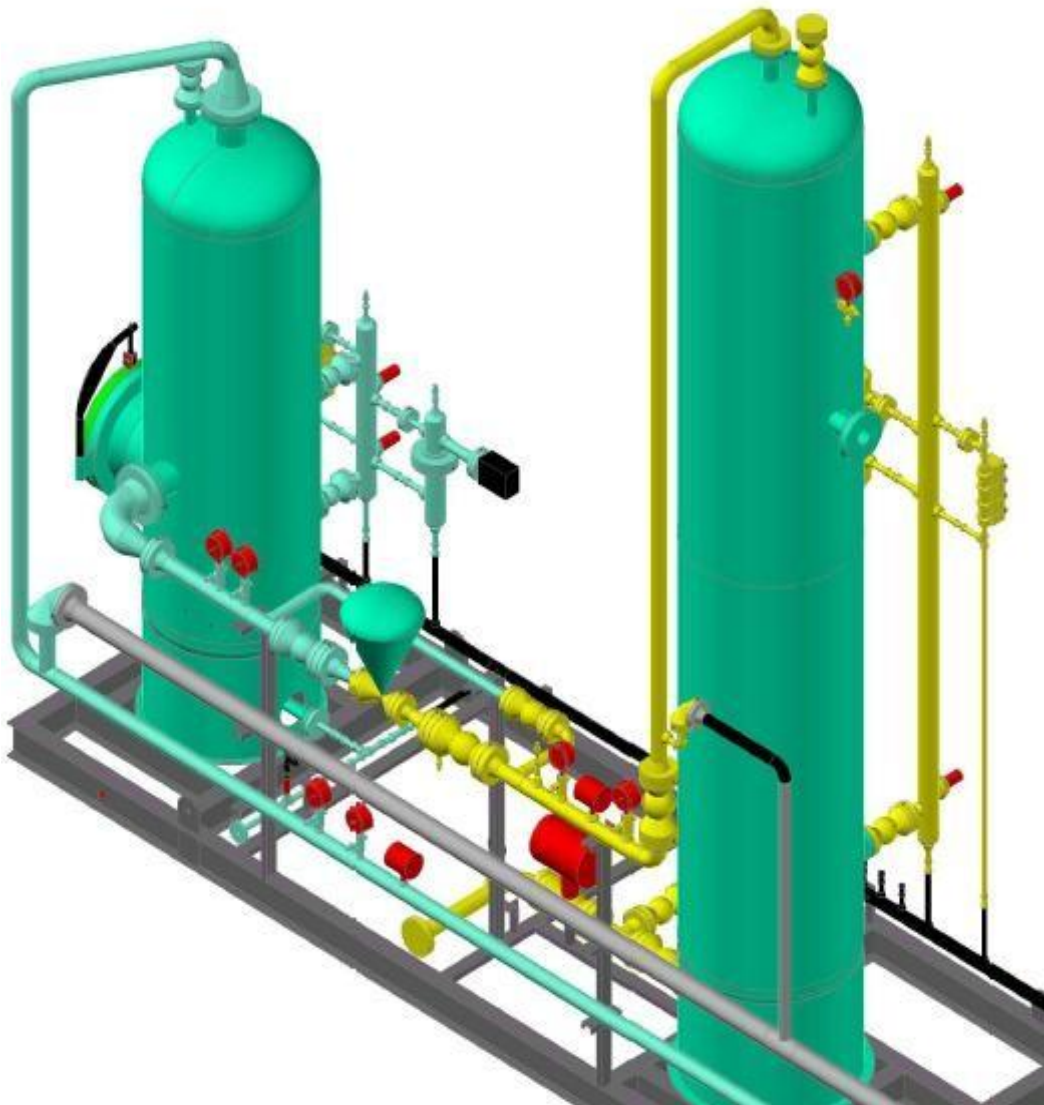


Рисунок 3.1 Блок низькотемпературного і холодного сепаратора

Інв. №	Чодл.	Підп. і дата	Взаєм. інв. №	Інв. №	Фабл.	Підп. і дата	Інв. №	Фабл.	Підп. і дата	ЕК 19510236	Арк
											39
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат							

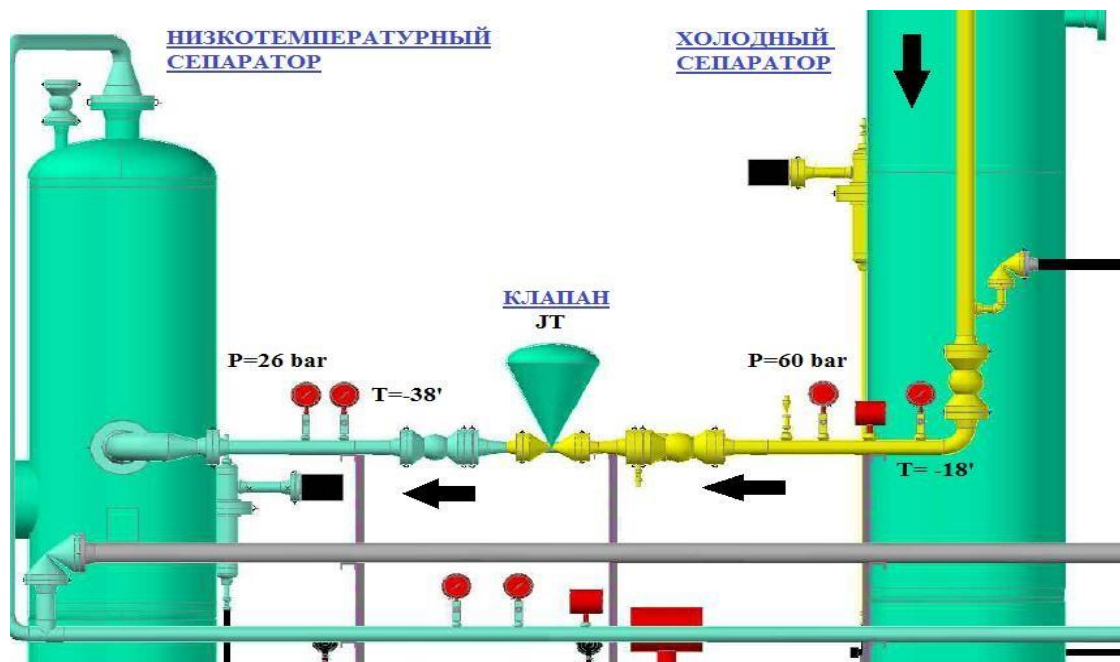


Рисунок 3.2 Технология низкотемпературной сепарации газа

3.2 Экспериментальное восстановление зависимости низкотемпературной сепарации газа

При промышленной подготовки и утилизации газов наиболее часто используется технология низкотемпературной сепарации (НТС). Независимо от того, что данная технология достаточно хорошо изучена, широко применяется на практике и экономически обоснована, возможно повышение эффективности работы действующих установок и обеспечения необходимой качества и количества товарной продукции за счет оптимизации технологических режимов установки комплексной подготовки газов.

Выбор оптимальных режимов, которые при НТС определяются, в основном, сочетанием термобарических условий, не является простым заданием. Известно, что технология НТС предусматривает многоступенчатую сепарацию со сложной последовательно-параллельной схемой обработки материальных потоков в сепараторах и разделителях жидкости, а также учитывает потоки, которые поступают на установку

Підп. і дата	
Взаєм. інв. №	Інв. № 99/Убл.
Підп. і дата	
Інв. № 9/Убл.	

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

ЕК 19510236

Арк
40

дистанізації. Таким чином, технологічна схема передбачає широкий діапазон зміни режимних параметрів. У зв'язку з цим при підборі оптимальної технології установки підготовки газу (УПГ) одним з можливих шляхів вирішення поставлених завдань може служити оцінка параметричної чутливості основних показників процесу до зміни температури і тиску в апаратах. Мнемосхема УПГ представлена на малюнку 3.3.

Дослідження показали, що існуюча технологія низькотемпературної сепарації з поточними параметрами не дає можливість ефективного використання ПНГ, зокрема доведення до 95% рівня утилізації.

З метою визначення оптимальних технологічних режимів УПГ, нами були проведені дослідження з використанням технологічної моделює системи. Моделююча система підготовки ПНГ, має модульний принцип побудови. Математичні моделі, що становлять основу технологічної моделює системи, дозволяють розраховувати процеси: сепарації і поділу рідин.

При проведенні досліджень варіювалися значення температури і тиску, як на окремих ступенях сепарації, так і при одночасній зміні параметрів на декількох ступенях сепарації, щодо поточного режиму роботи промислової установки. У таблицях 3.1, 3.2 і 3.3 приведені варіанти варіювання технологічних параметрів при розрахунку процесів НТС щодо базового варіанту.

Таблиця 3.1 – Значення параметрів поточного режиму

Сепаратор	Параметр	
	Температура, °С	Дасвление, бар
Холодный сепаратор (ХС)	-18	59,8
Низкотемпературный сепаратор (НТС)	-38	24,5

Склад сировини та продуктів установки комплексної підготовки газу визначався методом газової хроматографії.

Підп. і дата
Інв. №9/04дл.
Взаєм. інв. №
Інв. №9/04дл.
Підп. і дата
Інв. №9/04дл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат	ЕК 19510236	Арк
						41

Таблиця 3.2 – Варіанти варіювання температури і тиску при розрахунку ХС

Номер варіанту	1	2	3	4	5	6
Варійований параметр: температура, °С	-18	-19	-20	-21	-22	-23
Варійований параметр: тиск, бар	59,8	59,8	59,8	59,6	59,5	59,2

Таблиця 3.3 – Варіанти варіювання температури і тиску при розрахунку НТС

Номер варіанту	1	2	3	4	5	6
Варійований параметр: температура, °С	-38	-39	-40,5	-42	-45	-49
Варійований параметр: тиск, бар	24,7	24,5	24,1	23,8	23,5	23,2

Для оцінки ефективності роботи УПГ були розраховані такі показники як вихід ЗВГ, вихід СОГ, вміст вуглеводнів С3 + в сухому газі, теплота згорання і число Воббе сухого газу. Залежність основного показника роботи установки - виходу СОГ від варійованих технологічних параметрів представлена на рис. 3.5. За даними, отриманим в результаті експерименту, виконаний аналіз параметричної чутливості і зміни показників СОГ. Параметрична чутливість розраховувалася, як відношення зміни витрати СОГ і теплоти згорання з вуглеводнів (УВ) до інтервалу зміни змінними параметрами. Результати протоколу аналізу СОГ наведені в таблиці 3.4.

Оцінка адекватності проводилась по хроматографічним дослідженням проб газу, відібраних після апаратів Сепаратор вхідного газу, Холодний сепаратор, Низькотемпературний сепаратор, Багатопотоковий теплообмінник в

Підп. і дата
Інв. № ФУБЛ.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № Чюдл.

п'яти різних часових моментах шляхом порівняння з результатами розрахунків моделі при завданні відповідних режимів.

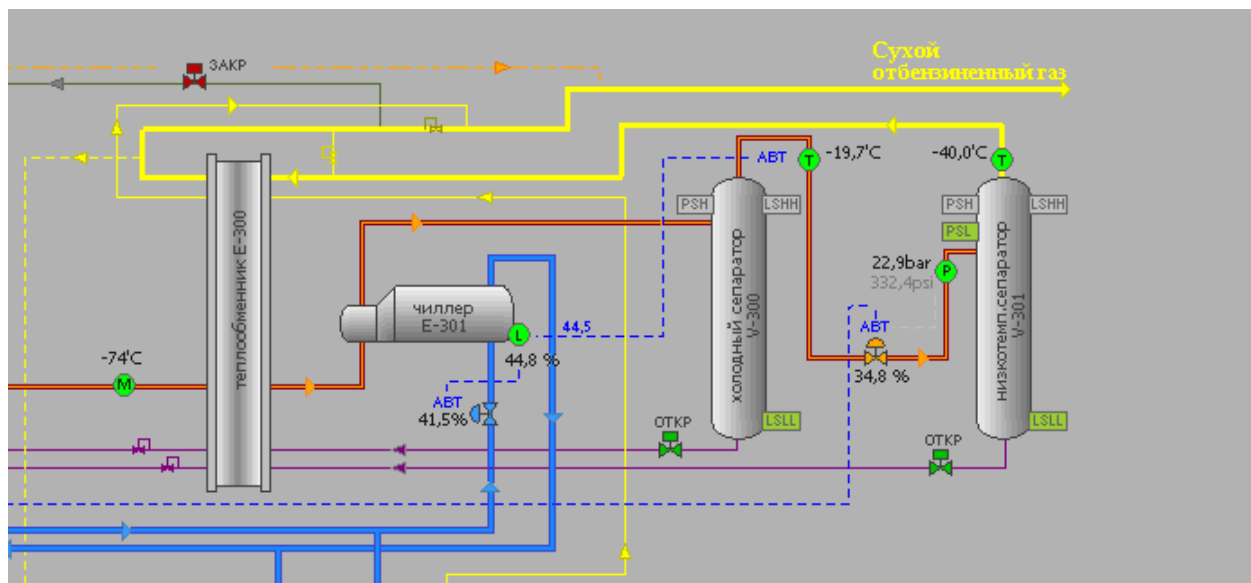


Рисунок 3.4 – Мнемосхема технологічного процесу

Таблиця 3.4 – Показники СОГ при різних варіантах

Назва компонентів	1	2	3	4	5
Пропан, об. %	6,62	5,69	4,86	4,78	2,46
н-Бутан, об. %	1,40	1,71	1,37	1,29	0,31
2-метилпропан, об. %	0,89	0,83	0,65	0,68	0,17
C5+, об. %	0,82	1,71	0,53	0,52	0,01
Теплота спалювання:					
вища, МДж/м ³	47,11	46,45	45,20	43,17	41,91
низча, МДж/м ³	42,86	42,24	41,03	39,20	37,94
Число Воббе, МДж/м ³	51,45	50,97	52,50	49,56	51,16

Показано, що на вихід СОГ в дослідженому діапазоні варіювання параметрів помітний вплив робить зміна температури і тиску в низькотемпературному сепараторі, причому, параметрична чутливість по тиску вище, ніж по температурі. Зменшення температури призводить до зниження виходу сухого газу. Показниками, які характеризують якість підготовки газу, є зміст C3 +. Зниження температури призводить до підвищення якості підготовленого сухого газу по відділенню важких вуглеводнів. Зниження тиску негативно впливає на якість підготовки газу та параметри споживання газу на ГТУ. Однак, при цьому, значення теплоти згорання відповідають ГОСТ.

Підп. і дата
 Інв.№Чюдл.
 Взаєм.інв.№ Інв.№ФУвбл.
 Підп. і дата
 Інв.№Чюдл.

Вун Арк № докум. Підп. Дат

ЕК 19510236

Арк
 43

Дослідження показали, що при промисловій підготовці нафтового газу доцільно виконувати одночасне варіювання параметрів на декількох ступенях сепарації. Найбільш ефективні режими роботи установки з точки зору виходу СОГ і показників якості наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Оптимальні режими роботи установки

Варіант	Параметр	Вміст C ₃ H ₈ , об.%	Вміст C ₄ H ₁₀ , об.%	Вихід СОГ, нм ³ /час
1	t _{XC} = -18°C t _{HTC} = -38°C P _{HTC} =24,7 бар	6,62	1,40	3540
4	t _{XC} = -21°C t _{HTC} = -42°C P _{HTC} =23,8 бар	4,78	1,29	3235
5	t _{XC} = -22°C t _{HTC} = -45°C P _{HTC} =23,5 бар	2,46	0,31	3180

Порівняльний аналіз результатів розрахунку з поточним варіантом показав, що збільшення виходу товарного газу спостерігається при зниженні температури в ХС, одночасному зниженні температури в НТС. Найбільш ефективними з усіх наведених варіантів розрахунку є технологічні режими, відповідні 4 і 5 варіантів (табл. 3.5). Поєднання параметрів в даних технологічних режимах забезпечує істотне збільшення виходу товарного газу при незначному зниженні показників його якості, що допустимо і узгоджується з ГОСТ. В результаті досліджень було показано, що найбільший вплив робить зміна температури і тиску на другому ступені сепарації. Показано що залежність параметричної чутливості від температури має екстремальний характер. Максимальне значення спостерігається в інтервалі температур -42 ...-45 ° С. Подальше зниження температури вже не призводить до істотної зміни виходу товарного газу. При збільшенні тиску в С3 + вихід товарного газу зменшується, а параметричну чутливість на окремих інтервалах значень тиску характеризується різною динамікою.

Підп. і дата
Інв. №99/вбл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №94/одл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Таблиця 3.6 Параметрична чутливість виходу товарного газу від температури і тиску

Температура в НТС, °С	Тиск в НТС, бар	Тиск СОГ на ГТУ, бар	Вихід товарного газу (СПБТ), кг/час
-38	24,7	11,8	221,6
-42	23,8	11,2	249,3
-45	23,5	10,6	262,5

Таким чином, аналіз параметричної чутливості дозволяє виявити закономірності впливу зміни технологічних умов при експлуатації УПГ і використовувати їх при оцінці оптимальних режимів роботи установки.

Показано, що значення параметричної чутливості може служити кількісною оцінкою виходу і якості товарної продукції процесу низькотемпературної сепарації. Встановлено, що для даної установки підготовки нафтового газу найбільш істотно впливає зміна температури і тиску на останньому щаблі сепарації. Визначено оптимальні режими роботи УПГ, які дозволяють поліпшити якість СОГ і збільшити вихід товарного газу на 981 кг на добу в порівнянні з базовим варіантом при витраті ПНГ 6500 м³ / год.

3.3 Вплив керуючих параметрів на ефективність роботи установки низькотемпературної сепарації

За допомогою розробленої динамічної моделі виконано дослідження впливу керуючих параметрів на режими роботи установки низькотемпературної сепарації.

При підвищенні температури в сепараторі третього ступеня витрата газу збільшується, при цьому витрата рідини падає. Це пояснюється випаровуванням легших компонентів і переходу їх в газоподібний стан (рис. 3.6).

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат	ЕК 19510236	Арк
						45

При підвищенні тиску в сепараторі третього ступеня витрата газу зменшується, при цьому витрата рідини зростає. Це пояснюється конденсацією більш важких компонентів і переходу їх в рідкий стан (рис. 3.7).

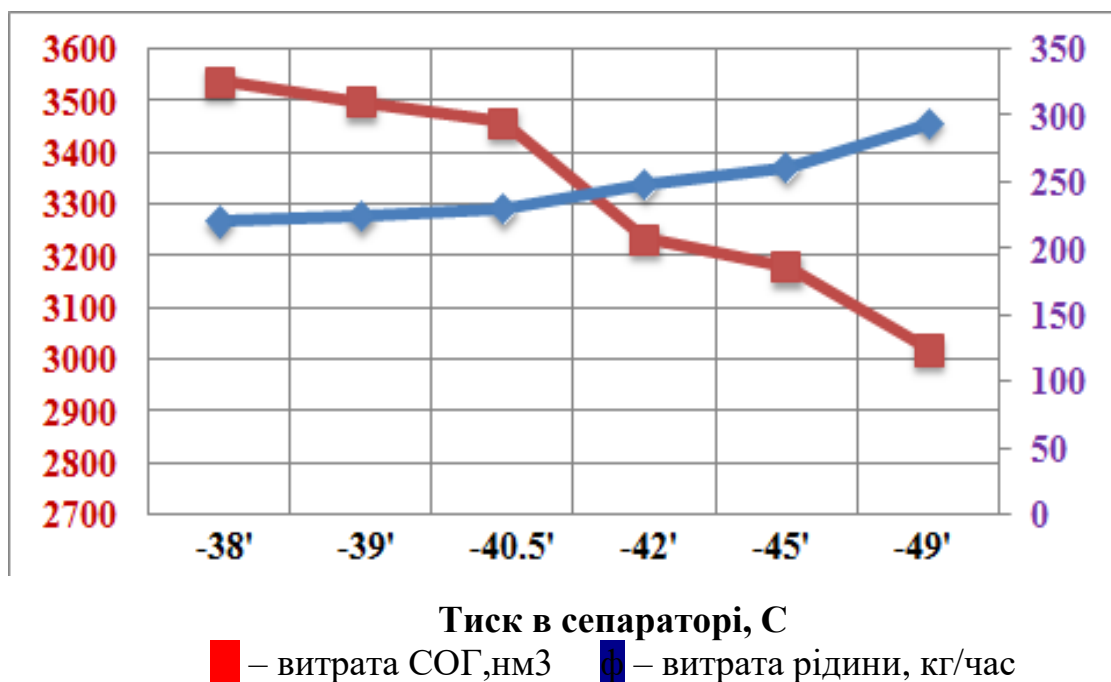
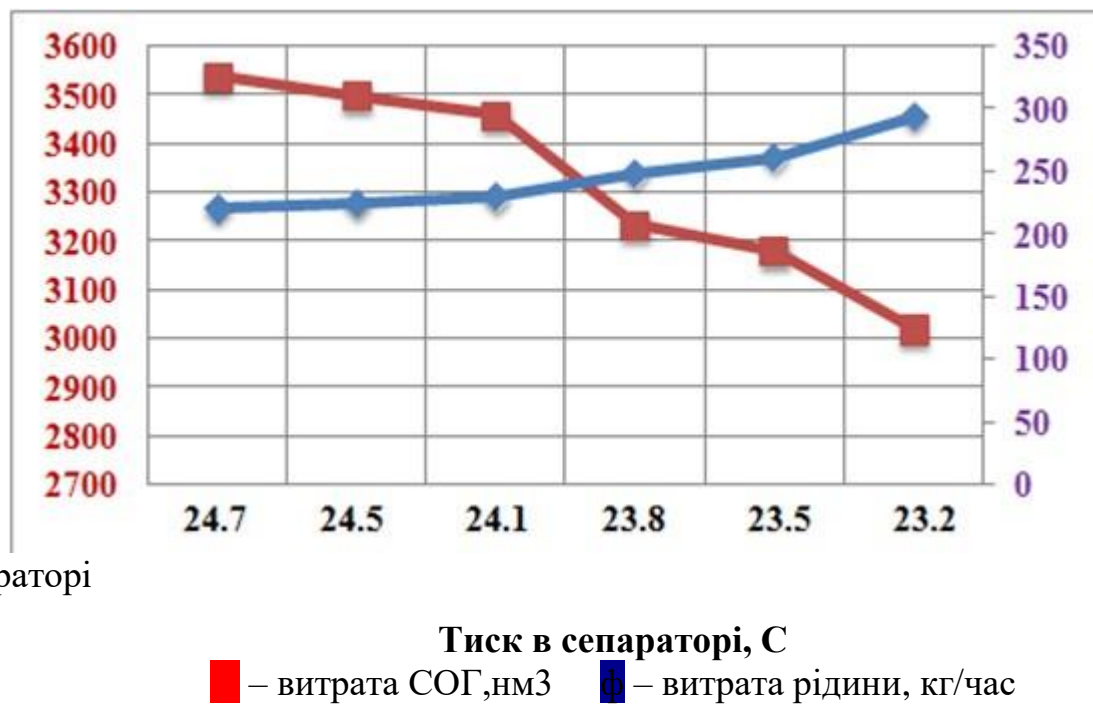


Рисунок 3.6 – залежність витрати рідини і СОГ від температури в



сепараторі

Рисунок 3.7 – Залежність витрати рідини і СОГ від тиску в сепараторі

Підп. і дата	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №
Підп. і дата	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №
Підп. і дата	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №
Підп. і дата	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №	№ Інв. №

Вип.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.

ЕК 19510236

Для експериментального визначення концентрацій вуглеводнів застосовується метод хроматографії. Точність методу - до сотої частки% мас., похибка методу $\pm 5\%$.

При підвищенні тиску і при зниженні температури в сепараторі НТС якість СОГ поліпшується. Це пояснюється зменшенням концентрації і зниженням вологості газу. Графік зміни наведено на малюнку 3.8.

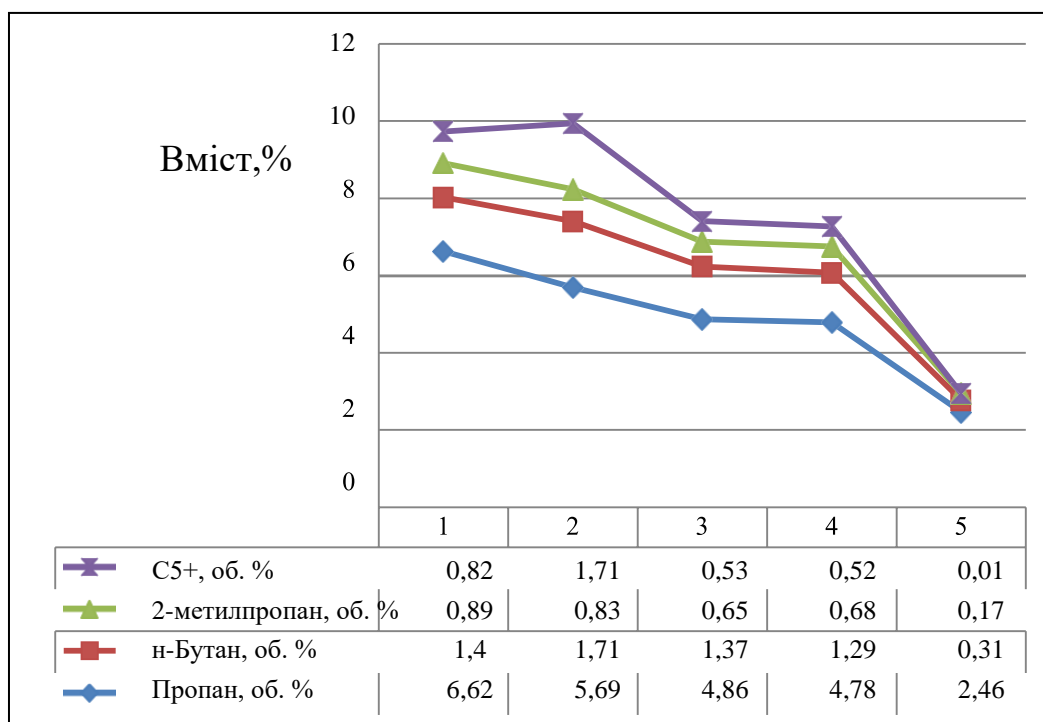


Рисунок 3.8 – Залежність якості СОГ від параметрів в сепараторі

Для експериментального визначення концентрацій вуглеводнів застосовується метод хроматографії. Точність методу - до сотої частки% мас., похибка методу $\pm 5\%$.

При підвищенні тиску і при зниженні температури в сепараторі НТС якість СОГ поліпшується. Це пояснюється зменшенням концентрації важких вуглеводнів за рахунок конденсації і зниженням вологості газу.

Зіставлення результатів моделювання процесу низькотемпературної сепарації газу

Для отримання попередніх результатів про адекватність проведених численних досліджень, виконано порівняння основних показників роботи

Підп. і дата
 Інв. №
 Взаєм. інв. №
 Підп. і дата
 Інв. №
 Підп. і дата

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат
-----	-----	----------	-------	-----

EK 19510236

Арк
47

установки НТС, розрахованих за моделлю, з одним із сучасних моделюючих пакетів хіміко-технологічних процесів - HYSYS, широко поширеним в області проектування нових об'єктів нафтогазової галузі і характеризується високою адекватністю розрахунків.

При використанні динамічного моделювання в HYSYS Dynamics досягаються такі цілі, як:

- скорочення циклу пуско-налагодження і виходу на робочий режим;
- настройка регуляторів і визначення оптимальних експлуатаційних режимів;

• перевірка безпеки роботи виробництва в динаміці. Основні особливості HYSYS Dynamics:

- використання строгих термодинамічних моделей;
- моделювання в стаціонарному і динамічному режимі;
- розрахунок властивостей потоку в динамічному режимі;
- розрахунок динаміки роботи окремих апаратів і установки.

Основним недоліком програмного забезпечення - це його ціна. Не кожна компанія може собі дозволити Aspen HYSYS (рисунок 3.9).

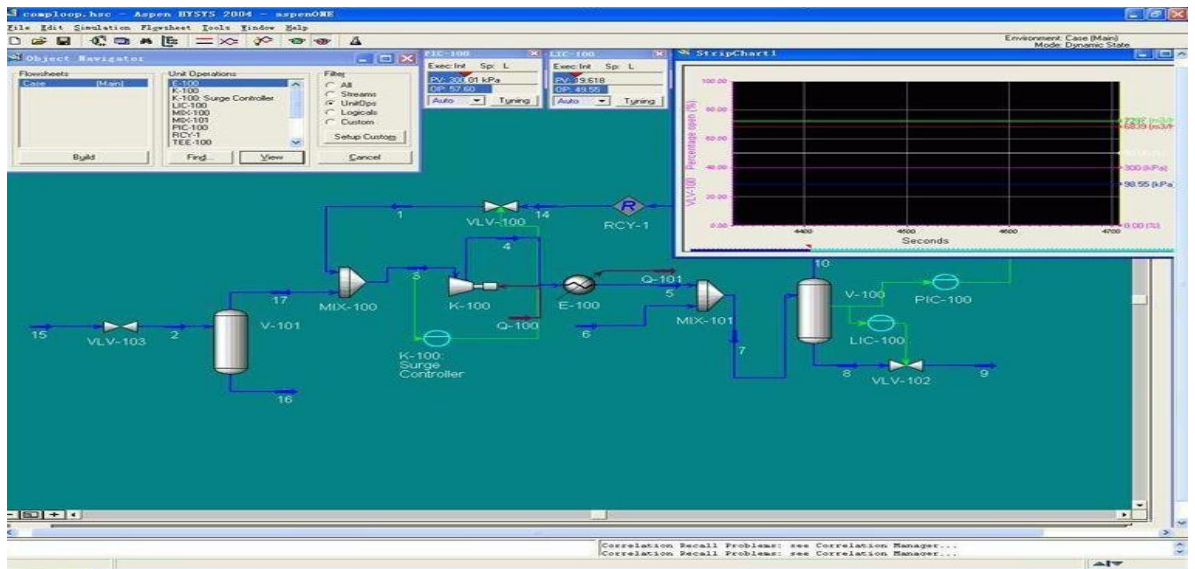


Рисунок 3.9 - Интерфейс Aspen HYSYS Dynamics

Підп. і дата
 Інв.№Ч/одл.
 Взаєм.інв.№
 Інв.№Ч/одл.
 Підп. і дата
 Інв.№Ч/одл.

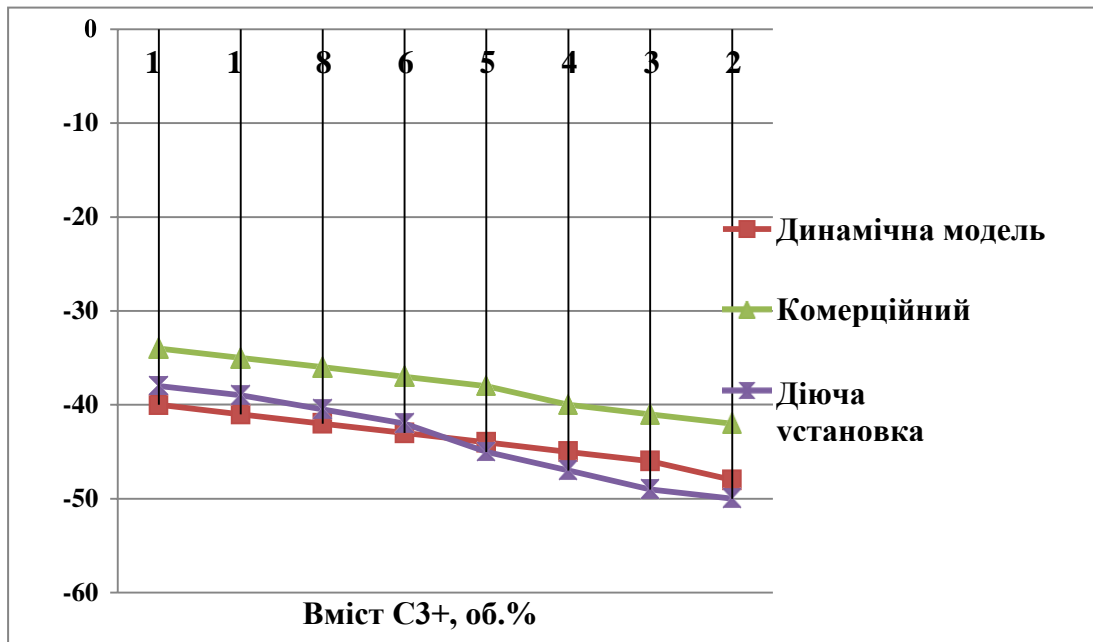


Рисунок 3.10 Вміст C3 + в складі СОГ залежно від критичної температури

З рисунку 3.10 представлена найбільша розбіжність спостерігається в області з високою температурою. Це можна пояснити відмінностями в методах розрахунку фазового рівноваги, а також в способі обліку явищ виносу в процесі сепарації. В цілому, середня похибка складає близько 10%, що допустимо з точки зору напрямків використання розробленої динамічної моделі. Якісна зміна показників технології сепарації газу відповідає теоретичним закономірностям процесу НТС.

Інв. № чюдл.	Підп. і дата	Взаєм. інв. №	Інв. № ФУ бл.	Підп. і дата	EK 19510236					Арк
										49
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат						

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Комерційна ефективність обліку перехідних процесів оцінювалася з використанням системи показників, що відображають діяльність підприємства з урахуванням умов ринкової економіки, з включенням в економічні розрахунки платежів і податків, передбачених чинним законодавством. При цьому, процедури, пов'язані з урахуванням перехідних процесів, спрямовані на оптимізацію роботи установки з метою підвищення стабільності вихідних параметрів продукції за якістю і кількісними параметрами оцінювалися як «acceleration project», спрямований на збільшення доходу без додаткових капітальних і експлуатаційних витрат.

Разом з тим, як було показано в попередніх розділах, дані явища можуть значним чином впливати на параметри вихідних продуктів установки підготовки газу як в частині зміни параметрів, що впливають на якість (точки роси), так і в частині обсягів продукції на виході - обидва явища є наслідком зміни вуглеводневого складу газу і конденсату на виході установки при зміні режиму роботи апаратів за рахунок перерозподілу окремих вуглеводнів між рідким і газоподібним продуктом.

Розрахунок економічного ефекту оцінювався як зміна потоку чистого прибутку при змінах обсягів вихідних потоків ЗВГ і газу. Ризики і ефекти, пов'язані з короткочасними (кілька годин) виходами за грань допустимих показників за якістю газу і, як наслідок, зростання швидкості утворення рідинних пробок в трубопроводі на виході установки - не враховувалися.

Аналізуючи отримані розрахунки, ми досягаємо наступних ефектів за технологічним режимом: у порівнянні зі звичайним режимом продуктивність СПБТ підвищиться на 40,9 кг / год (980 кг / добу).

З огляду на витрати за транспортування, зберігання і ціну поточного ринку, пропонується прийняти такі дані:

Підп. і дата	
Інв. №99/06Л.	
Взаєм. інв. №99	
Підп. і дата	
Інв. №99/06Л.	

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
50

1 тонна СПБТ - 110 000 тенге.

Очікуваний приріст добового доходу складе - 108 000 тенге оптимізація процесу сепарації газу дозволяє додатково отримувати

39 мільйони тенге в рік за рахунок недопущення виносу важких вуглеводнів C5 + в сухому газі. Економічні оцінки ефективності застосування технології методів утилізації наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 4.1 Оцінка ефективності застосування технології

Показники	Технологія закачування газу в пласт	оптимізація технології НТС
Витрати на будівництво, тенге	600 000 000	0
Очікуваний приріст добового доходу, тенге / сут	433333	36 000
Економічний ефект, тенге / рік	158166 тис.	13140 тис.
Окупність, рік	4	-

Підп. і дата	Інв. № докл.
Підп. і дата	Взаєм. інв. №
Підп. і дата	Інв. № докл.
Підп. і дата	Взаєм. інв. №
Підп. і дата	Інв. № докл.
Підп. і дата	Взаєм. інв. №

Вин.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.
------	------	----------	-------	------

EK 19510236

Арк
51

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих чинників, що виникають під час експлуатації очисних споруд

Повітря робочої зони. Згідно ДСН 3.3.63042-99 працівники виконують роботу категорії середньої важкості Пб, працівники лабораторії виконують роботу категорії легкої важкості Іб, роботи в цеху відносяться до категорії Па.

Кількість технологічних та вентиляційних викидів в атмосферне повітря не значна і не чинить негативний вплив на оточуюче середовище [33].

Для зменшення шкідливих виробничих факторів передбачені наступні заходи:

– все обладнання та робочі місця із застосуванням шкідливих речовин оснащені системами витяжної вентиляції, що забезпечує вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони нижче ГДК.

– хлораторні, що розташовані у блоках очисних споруд ізолюють від інших приміщень. В них передбачена аварійна вентиляція.

Виробниче освітлення. При роботі на очисних спорудах недостатнє освітлення не лише втомлює очі, а й призводить до зниження продуктивності праці, надмірна яскравість може спричинити головний біль. Порухення гостроти зору та навіть тимчасове засліплення.

Усі агрегати та механізми у приміщеннях насосних станцій забезпечуються природним та штучним освітленням. Окрім робочого освітлення передбачається аварійне освітлення електричними ліхтарями [34].

Захист від виробничого шуму та вібрації. Основними законодавчими документами з охорони праці стосовно вібрації є ДСН 3.3.6.039-99 [35].

Щоб послабити вібрацію, яка може передаватися на робоче місце застосовують амортизуючі сидіння та вібропоглинаючі настили.

Підп. і дата
Інв. №
№ вх. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк

52

Для індивідуального захисту використовують рукавиці та спеціальне взуття. При роботі з ручними машинами, сумарний час роботи в контакті з вібрацією не повинен перевищувати 2/3 робочої зміни.

На виробничих об'єктах для боротьби з шумом проводять такі заходи:

- усунення джерел шуму чи послаблення в процесі конструювання обладнання;
- застосовувати засоби індивідуального захисту;
- профілактичні заходи медичного характеру;
- раціональне планування приміщень та цехів.

Електробезпека. Електричне обладнання живиться від трьохфазної електричної мережі. Напруга в мережі $U = 220\text{--}380$ В, потужність $N = 380$ кВт.

Потужність споживається електродвигунами насосів, вентиляторів і повітродувок. Електроприймачі станції очистки води відносяться до споживачів першої категорії по безперебійності електропостачання. Електротехнічне обладнання приміщень метантенків повинно мати резервне електроживлення, щоб забезпечити постійну роботу вентиляторів.

Для попередження ураження робочих електричним струмом передбачаються наступні заходи:

- для забезпечення електробезпеки застосовується захисне заземлення корпусу обладнання;
- при обслуговуванні електричних установок передбачається використання діелектричних рукавичок, інструментів з ізольованими рукоятками, діелектричної взуття та ізолюючих підставок;
- ізоляція струмоведучих частин і огорожу обладнання [36].

Пожежна безпека. Пожежний захист об'єктів та споруд повинен відповідати вимогам Закону України «Про пожежну безпеку» та ДБН 360-92. Пожежні крани повинні бути справними та доступними для використання. Об'єкти водопостачання та каналізації треба забезпечувати пожежними щитами та стендами, укомплектованими пожежним інвентарем [37].

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вин.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.

ЕК 19510236

Арк
53

У приміщенні насосної станції потрібно вивісити загальну схему протипожежного водопостачання та схему обв'язки насосів.

Не дозволяється користуватись відкритим вогнем та палити в приміщеннях резервуарів та решіток, в приміщеннях де знаходяться хлораторні установки. Не дозволяється паління біля відкритого колодязя, застосовувати вогонь у колодязі та над відкритим люком.

Під час експлуатації будівель виробничого та складського призначення в усіх приміщеннях повинні дотримуватись вимог правил пожежної безпеки в Україні. Майданчики, де розміщені метантенки та газгольдери повинні мати огорожу.

Безпека обслуговування обладнання. Проводити експлуатацію двигунів можуть лише працівники, які мають відповідну кваліфікацію і пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці.

Усі роботи, пов'язані із розвантаженням сипучих реагентів і приготування розчинів виконуються у захисних окулярах, спецодязі та гумових рукавичках. Робочі проходи навколо піскоуловлювачів влаштовують з огороженнями, що дозволяють зручно і безпечно перекривати шибери й очищати камери від піску. Решітки очищають лиш граблями. У разі механічного очищення решіток відходи, що залишилися на граблях, скидають у спеціально призначену тару.

Піскоуловлювачі в міру нагромадження осаду очищають вручну бригадою не менше трьох чоловік.

Хлораторні та амонізаційні установки обслуговуються кваліфікованими працівниками, вони повинні знати поводження із захисними засобами. Методами усунення витоків хлору та аміаку.

Відходи до вивезення необхідно зберігати в контейнерах з кришками і щодня посипати хлорним вапном, використовуючи при цьому засоби індивідуального захисту. Контейнери підлягають перевірці на справний стан не рідше одного разу на рік.

Підп. і дата
Інв. № Ф/вбл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № Ч/одл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
54

Відбір проб стічних вод з відкритих споруд повинен проводитися з робочих площадок, що мають захисні огороження. Обертові частини приводів мулові скребки відстійників повинні мати захисні огороження. Забороняється ручна очистка ходового шляху візків мулових скребок, мулососів відстійників.

Споруди мулових майданчиків для сушіння осаду повинні мати зручні підходи і огорожу, що забезпечують безпечну роботу оператора.

Охорона вод включає систему заходів, які спрямовані на попередження й усунення наслідків забруднення, засмічення й виснаження вод. На основі комплексного системного підходу розроблено комплекс стандартів у галузі охорони вод. Цілями цього комплексу є забезпечити водокористувачів водою необхідної якості та достатньої кількості, раціональне використання вод, збереження водних об'єктів та екосистем. Також важливим є застосування заходів щодо охорони малих річок. Для малих річок існує велика небезпека замулення, так як вони мають невеликі витрати води та слабе розбавлення стоків [36, 38].

5.2 Оцінка стану навколишнього середовища

Відповідно до норм проектування, для оцінки впливу викидів забруднюючих речовин на якість атмосферного повітря використовується математичне моделювання. Розрахунок вмісту шкідливих речовин в атмосферному повітрі повинен проводитися відповідно до вимог «Методики розрахунку концентрацій в атмосферному повітрі шкідливих речовин, що містяться у викидах підприємств». Забруднення приземного шару повітря, створюваного викидами промислових об'єктів, залежить від обсягів і умов викидів забруднюючих речовин в атмосферу, природно-кліматичних умов і особливостей циркуляції атмосфери [77].

Підп. і дата
Інв. №
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
55

Моделювання розсіювання забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери проводилося на персональному комп'ютері з програмного комплексу «ЕРА» версія 1.7, що реалізує основні вимоги та положення.

Значення коефіцієнта А, що залежить від стратифікації атмосфери і відповідного несприятливих метеорологічних умов, прийнято в розрахунках рівним 200.

Проведені розрахунки за програмою дозволили отримати наступні дані:

- рівні концентрації забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери за всіма джерелами, отримані в вузлових точках контрольованої зони з використанням середніх метеорологічних даних по 8-ми румбовій розі вітрів і при штилі;
- максимальні концентрації в вузлах прямокутної сітки;
- ступінь небезпеки джерел забруднення;
- поле розрахункової площадки із зображенням джерел і ізоліній концентрацій.

Розрахунки рівня забруднення атмосфери виконані за джерелами забруднення атмосферного повітря. При виконанні розрахунків враховувалися метеорологічні характеристики і коефіцієнти, що визначають умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосфері, району розташування підприємства [78, 79, 80].

Для розрахунку прийняті наступні фонові концентрації:

- діоксид азоту - 0,00415 мг / м³;
- діоксиду сірки - 0,0045 мг / м³;
- оксиду вуглецю - 0,5075 мг / м³.

У розрахунок розсіювання включені існуючі майданчики видобувних свердловин (неорганізовані джерела), ДЕС на майданчиках видобувних свердловин (організовані джерела). При проведенні розрахунків враховувалася одночасність проведення технологічних операцій.

Метод оцінки впливу життєвого циклу

Підп. і дата
Інв. № 99/Убл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № 9/одл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
56

Оцінка впливу життєвого циклу (основі LCIA) обмежується оцінкою потенціалу глобального потепління і сукупного попиту на викопну енергію трьох альтернативних сценаріїв. Ці категорії впливу обрані, оскільки скорочення викидів ПГ та збереження викопних ресурсів є основними рушійними силами для обробки та утилізації ПНГ. ПГП розраховується з загальноприйнятими коефіцієнтами еквівалентності CO₂ для 100-річного періоду часу, рекомендованого Міжурядовою групою експертів зі зміни клімату (МГЕЗК) [82]. Згідно МГЕЗК, потенціал глобального потепління CH₄ і N₂O протягом 100-річного часового горизонту становить 25 і 298 відповідно. Кумулятивний попит на викопну енергію оцінюється з використанням методу сукупного попиту на енергію [83].

Регулювання питань використання ПНГ здійснюється нормативними документами, законами, постановами Уряду України, директивними вказівками Міністерства охорони навколишнього середовища.

За програмою пріоритетним рішенням утилізації газу було будівництво установки підготовки попутного газу (УПГ) з реалізацією товарної продукції і максимальним використанням сухого паливного газу на власні потреби на існуючих об'єктах споживання (печі на ЦППН і котельні, ГТУ на вироблення електроенергії).

Програма розвитку переробки попутного газу передбачає максимальне використання попутного нафтового газу на УПГ з отриманням товарної продукції.

Зріджений пропан-бутан в якості палива для комунально-побутового споживання та в промислових цілях.

Проведений аналіз дозволив виділити аспекти, на підставі яких було отримано орієнтовний максимальну кількість валових викидів забруднюючих речовин в атмосферу в період реалізації проектних рішень. При цьому в якості основного документа використовувався узгоджений проект «ПДВ шкідливих речовин в атмосферу».

Підп. і дата
Інв. №/Убл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №/Убл.

Вин.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.

EK 19510236

Арк
57

ВИСНОВКИ

Проведені дослідження і отримані результати дозволяють зробити наступні висновки:

1. Вперше визначено ряд процесів, які необхідно розглядати при промисловій підготовці попутного нафтового газу, що направляється на підготовку або переробку з метою вилучення з попутного нафтового газу легких рідких вуглеводнів.

2. Виявлено характерні особливості видобутку та утилізації нафтового газу при експлуатації нафтових родовищ, розглянуто та проаналізовано існуючі технології підготовки і переробки попутного нафтового газу, що використовуються для виділення важких вуглеводневих газів стосовно промислового облаштування нафтових родовищ;

3. Встановлено, що основними факторами, що впливають на ефективність процесу низькотемпературної сепарації газу, є: тиск, температура, склад і витрата сировини, конструкційні особливості апаратів.

4. На підставі аналітичних досліджень вуглеводневих газів виявлено, що на вихід СОГ в дослідженому діапазоні варіювання параметрів помітний вплив робить зміна температури і тиску в низькотемпературному сепараторі, причому, параметрична чутливість по тиску вище, ніж по температурі. Зменшення температури призводить до зниження виходу сухого газу. Показниками, які характеризують якість підготовки газу, є зміст С3 +. Зниження температури призводить до підвищення якості підготовленого сухого газу по відділенню важких вуглеводнів. Зниження тиску негативно впливає на якість підготовки газу та параметри споживання газу на ГТУ. Дослідження показали, що при промисловій підготовці нафтового газу доцільно виконувати одночасне варіювання параметрів на декількох ступенях сепарації.

5. Результати експериментального дослідження показали, що динамічна модель процесу низькотемпературної сепарації газу дозволяє оцінювати час досягнення нового усталеного режиму, враховувати всі супутні

Підп. і дата
Інв. №99/вбл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. №94/одл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
58

коливання параметрів роботи апаратів, що входять до складу установки і прогнозувати роботу діючих апаратів технологічної схеми.

Отримані наукові результати вносять певний вклад в теорію і практику низькотемпературної сепарації нафтового газу.

Інв. № чюдл.	Підп. і дата	Взаєм. інв. №	Інв. № ФУБЛ.	Підп. і дата
Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
59

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Аблєєва І. Ю. Підвищення рівня екологічної безпеки при утилізації відходів нафтогазового видобутку: 21.06.01. – Суми, 2016, – 194 с.
2. Биків Д. Е. Комплексна багаторівнева система дотримання і переробки промислових відходів. 2003.
3. Біологічний контроль довкілля : біоіндикація і біотестування. О.П. Мелехова. Видавничий центр "Академія", 2010. 288 с.
4. Васильєв А. "Зелена політика": проблеми і структуру. Pro et Contra. 2002. Т. 7. С. 28.
5. Васильєв А. В. Дослідження токсичності органічних відходів на території колишнього ВАТ "Фосфор". 27. Хаустов А. П., Редіна М. М. Охорона довкілля при видобутку нафти. М. Видво "Справа", 2006. 552 с.
6. Васильєв А. В. Комплексний екологічний моніторинг як чинник забезпечення екологічної безпеки. Академічний журнал Західного Сибіру. 2014. Т. 10. С. 23.
7. Велика сланцева революція. Споживання видобуток та запаси газу у світі. С. Лук'янчук. URL: <http://texty.org.ua/pg/article / newsmaker/read/30608/>.
8. Влияние шламовых амбаров на геохимическое состояние болотных экосистем в бассейне реки Васюган. В. А. Базанов, О. Г. Савичев, Д. В. Волостнов и др. Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 2. – С. 72–75.
9. Воробьева С. Ю., Шпинькова М. С., Мерициди И. А Переработка нефтешламов, буровых шламов, нефтезагрязненных земель методом реагентного капсулирования. Территория Нефтегаз. Экология. – 2011. – № 2. – С. 68–71.
10. Гречко О. В. Сучасні методи термічної переробки твердих побутових відходів. О. В. Гречко. – Промислова енергетика, №9, 2006. – С. 25–29.

Підп. і дата
Інв. № ФУБЛ.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № Чодл.

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
60

11. ДБН 360–92. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень : наказ Держкоммістобудування від 17 квітня 1992 р. № 44. *Офіційний вісник України*. Київ. 1995.

12. ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення [На заміну СНІП П-4-79; чинний з 2006-10-01]. Вид. офіц. Київ : Мінбуд України, 2006.

13. Дослідження складу та структури бурового шламу з метою обґрунтування вибору методу його подальшої утилізації І. Ю. Аблєєва, Л. Д. Пляцук, О. П. Будьоний. ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА. Вісник крну імені Михайла Остроградського. Випуск 2/2014 (85). С 72–78.

14. ДСН 3.3.6. 037–99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку : пост. Головного Державного санітарного лікаря України від 1.12.1999 р. № 37. Київ. 1999.

15. ДСН 3.3.6.042–99 Санитарные нормы микроклимата производственных помещений : постанова Главного государственного санитарного врача Украины от 01.12.1999 р. № 42. Київ. 1999.

16. Екогеохімія Чорного моря. О. Ю. Митропольський, Є.І. Наседкін, Н. П. Осокіна – К.: Академперіодика НАН України, 2006. – 279 с.

17. Ермаков В.В. Класифікація нафтешламонакопитель и прогнозирование процесс биодеструкции отходов при их ликвидации. 21. Утилізація відходів бурення. М.В. Жуковская, А.В. Львов, Т.В. Маджар. Весник севнту: сбор. Науч. Трудов. Серия: Механика, энергетика, экология. – Севастополь, 2010. – Вып. 106. – С. 193–196.

18. Койшыбаев А.Д. Анализ выбора оптимального метода сепарации нефти при утилизации попутного нефтяного газа на месторождении Кенлык. Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2017. - №2(98). -С. 93–97.

19. Кондауров С.Ю. Перспективы использования адсорбционных технологий для подготовки газа к транспорту. Газовая промышленность. – 2010. – №10. – С. 52–55;

20. Критерії віднесення небезпечних відходів до класу небезпеки для

Підп. і дата
Інв. № Ф/вбл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № Ч/одл.

Вин	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
61

довкілля, затверджені наказом від 15.06.01, №511.

21. Кулікова Д.В., Павличенко А.В. Природоохоронні та ресурсозберігаючі технології. Методичні рекомендації до виконання курсової роботи для студентів спеціальностей 101 «Екологія» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища». Дніпро: Національний гірничий університет. 2018. 84 с.

22. М. Я. Магун, С.А. Гурський, О.М. Верста, Р.В. Зіньков, О.Є. Забильська, Н.В. Магун. Сучасні технології регенерації та знешкодження відпрацьованих бурових промивальних рідин ЕКОЛОГІЧНА ХІМІЯ 2013. 101-105 с. <http://journals.pu.if.ua/index.php/chem/article/viewfile/1580/1567>.

23. Мазлова Е. А., Мещери С.В. Проблеми утилізації нафтошламів і способи їх переробки. М., 2001. 180 с.

24. Напрямки покращення екологічної ситуації на підприємствах нафтогазового комплексу України. М. М. Орфанова – ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ • ЭНЕРГЕТИКА • ЭНЕРГОАУДИТ, №4 (122) 2014. – С. 69 – 75.

25. Окремі аспекти екологічної безпеки геологічного середовища при пошуках та видобутку сланцевого газу. В.Р. Хомин, Б.Й. Маєвський, Л.Є. Шкіца, Л.І. Челядин. Науковий вісник НЛТУ України : зб. Наук.-техн. Праць. – Львів : РВВ НЛТУ України. – 2013. – Вип. 23.3. – С. 92–97.

26. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности. П.Д. Алексеев, В.И. Гридин, В.И. Бараз, Б.А. Николаев. – М.: “Нефтяник”, 1994. – 474 с.

27. Охрана природы. Гидросфера. Правила утилизации отходов бурения и нефтегазодобычи в море : ОСТ 51.01-06-85. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 10 с.

28. Оцінка токсичності відходів буріння. А.В. Пукіш. Экотехнологии и ресурсосбережение : сб. Науч. Тр. – 2008. – Вып. 1. – С. 52–55.

29. Правила охорони праці при виробництві, зберіганні, транспортуванні та застосуванні хлору (НПАОП 0.00-1.23-10) : наказ

Підп. і дата
Інв. № в бл.
Взаєм. інв. №
Підп. і дата
Інв. № в бл.

Вип.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат.
------	------	----------	-------	------

ЕК 19510236

Арк
62

Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 12.03.2010 № 56. *Офіційний вісник України*. 2010. № 264/17559.

30. Природно-техногенні процеси та економічні збитки від шкідливих впливів нафтогазових підприємств на навколишнє середовище. Н. О. Гавадзин *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2010. № 1(23) С.125 –130.

31. Про Основні напрями державної політики України у галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів та забезпечення екологічної безпеки : постанова Верховної Ради України від 5 березня 1998 року № 188/98-ВР Київ.1998. № 38–39, 248 с.

32. Стельмахович Г. Д. Основи екології: Конспект лекцій. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 94 с.

33. Сучасні методи переробки та утилізації відходів буріння нафтових свердловин. Н. І. Рикусова. – *Екологічні науки* №1(20), Том 2 , 2017. – С.130 – 135.

34. Сушко А. Р. Мікроорганізми як деструктори та індикатори токсичності гетероциклічних сполук. А. Р. Сушко, О. М. Дуган, Л. Р. Журлахівська, Н. Г. Марінцова. – *Журнал Національного університету «Львівська політехніка»*. Серія хімії, технології матеріалів та їх застосування, Вип. 841, 2016. – С. 249 – 257.

35. Хомин В.Р. Екологічні ризики під час буріння та освоєння свердловин / В. Р. Хомин. *Науковий вісник НЛТУ України*. – 2015. – Вип. 25.4 С.110 –114.

36. Шматько В.Г., Нікітін Ю.В. Екологія і організація природоохоронної діяльності: навчальний посібник. К.: Національна академія управління, 2005 р. 304 с.

37. Экологическая идентификация источников загрязнений нефтяными углеводородами. В. В. Семёнов, М. А. Пименова, П. К. Ивахнюк,

Підп. і дата	
Інв.№ФУбл.	
Взаєм.інв.№	
Підп. і дата	
Інв.№Члодл.	

Вип	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ЕК 19510236

Арк
63

А. В. Носевич. Разведка и охрана недр. М.: Недра. – 2005. – №5. – С. 57–61.

38. Экологические последствия добычи сланцевого газа. – 01.03.2010.
URL: <http://energyfuture.ru/ekologicheskie-posledstviya-dobychi-slancevogo-gaza>.

39. Якунина, И.В. Методы и приборы контроля окружающей среды. Экологический мониторинг : учебное пособие / И. В. Якунина, Н. С. Попов. Тамбов : Изд-во ТГТУ, 2009. 188 с.

40. Arutyunov V.S. Utilization of associated petroleum gas via small-scale power generation // Russ J Gen Chem. – 2011. – №81(12). – P.2557–2563;

41. Cogen Europe EDUCOGEN. The European Educational Tool on Cogeneration Consulted. – 2009;

42. Dincer I., Rosen MA. Thermodynamic aspects of renewables and sustainable development // Renew Sustain Energy Rev. – 2005. – №9(2). – P.169–189;

43. Dones R., Heck T., Emmenegger MF., Jungbluth N. Life cycle inventories for the nuclear and natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis Int. J Life Cycle Assess. – 2005. – №10(1). – P.10–23;

44. Ite A.E., Ibok U.J. Gas flaring and venting associated with petroleum exploration and production in the Nigeria's Niger Delta // Am J Environ Protection. – 2013. – №1(4). – P.70–77;

45. Rosen MA. Reductions in energy use and environmental emissions achievable with utility-based cogeneration: simplified illustrations for Ontario // Appl Energy. – 1998. – №61(3). – P.163–174;

46. Solov'yanov A.A. Associated petroleum gas flaring: environmental issues // Russ J Gen Chem. – 2011. – №81(12). – P.2531–2541.

47. GESAMP. 1993. Impact of oil and related chemicals and wastes on the marine environment. GESAMP Reports and Studies. – №50. London: IMO. – P.180.

Підп. і дата	
Інв. №	Убл.
Взаєм. інв. №	
Підп. і дата	
Інв. №	Убл.

Вун	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

EK 19510236

Арк
64

