

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра

на тему: **«Автоматизована система управління процесом підтримки пластового тиску в нафтодобувній промисловості»**

Виконав студент 2 курсу, групи АТ-29м
спеціальності 174 “ Автоматизація,
комп'ютерно-інтегровані технології
та робототехніка”

 Проценко Ярослав Віталійович

(прізвище та ініціали студента)

 Керівник: д.т.н., проф. Безвесільна О.М.

(науковий ступінь, вчене звання, посада,
прізвище та ініціали)

 Рецензент: д.т.н., проф., Подчашинський Ю.О.

(науковий ступінь, вчене звання, посада,
прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ “ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА”
Факультет комп’ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

Спеціальність 174 “Автоматизація, комп’ютерно-інтегровані технології та робототехніка”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри робототехніки,
електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна
к.т.н., доц. Громовий О.А.
« 12 » грудня 2025р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

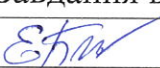
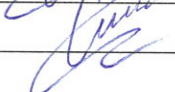
Студент Власюк Богдан Васильовч

1. Тема роботи: Автоматизована система управління процесом підтримки пластового тиску в нафтодобувній промисловості
2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру «1» грудня 2025 р.
3. Вихідні дані до роботи: матеріали звіту про переддипломну практику, технологічна схема підтримки пластового тиску закачуванням води, характеристики блочної кузової насосної станції та мережі нагнітальних свердловин, задані значення тиску й витрати води, параметри насосного обладнання та трубопроводів, засоби вимірювання тиску, витрати, температури, рівня, вібрації, струму й переміщення, регулюючий клапан, обчислювальні засоби керування, вимоги до надійності та аварійного захисту системи.
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці): технічне завдання, аналіз технологічного процесу підтримки пластового тиску закачуванням води, розробка функціональної та структурної схем системи автоматизації, вибір обчислювальних і вимірювальних засобів та регулюючого клапана, розробка схеми зовнішніх проводок, математичної моделі системи й методів розрахунку потокорозподілу, розробка схеми інформаційних потоків

насосної станції, вибір алгоритмів керування та розробка алгоритму автоматичного регулювання тиску, дослідження роботи системи

5. Перелік презентативного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових слайдів/креслень): технологічна схема підтримки пластового тиску, функціональна схема автоматизації, структурна схема системи керування, схема зовнішніх проводок, розрахункова схема потокорозподілу та математична модель системи, схема інформаційних потоків блочної кузової насосної станції, блок-схема алгоритму автоматичного регулювання тиску, результати дослідження системи

6. Консультанти з кваліфікаційної роботи магістра із зазначенням розділів роботи, що їх стосуються

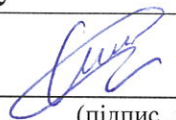
Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1, 2,	Безвесільна О.М		
3,4	Безвесільна О.М,		

7. Дата видачі завдання 22.09.2025

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Підготувати звіт про переддипломну практику	1 тиждень	виконано
2.	Збір та аналіз джерел за темою роботи, огляд існуючих систем	1 тиждень	виконано
3.	Вибір і обґрунтування технічних та програмних засобів	2 тиждень	виконано
4.	Розробка структурної, функціональної та блок-схеми	3 тиждень	виконано
5.	Аналіз отриманих результатів	4 тиждень	виконано
6.	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	4 тиждень	виконано

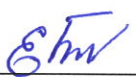
Студент


(підпис, дата)

Я.В. Проценко

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис, дата)

О.М. Безвесільна

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ .	9
1.1. Пластові тиски	9
1.2. Приплив рідини до свердловини.....	14
1.3. Водонапірний режим.....	18
1.4. Пружний режим	20
1.5. Технологія підтримки пластового тиску закачуванням води	23
1.5.1. Розміщення свердловин	23
1.5.2. Основні характеристики підтримання пластового тиску закачуванням води	25
1.6. Опис технологічного процесу підтримки пластового тиску.....	31
2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСОМ ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В НАФТОДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ	33
2.1. Розробка функціональної схеми системи автоматизації	33
2.2 Розробка структурної схеми системи системи автоматизації.....	35
2.3. Обчислювальні засоби системи	37
2.4. Вимірювальні засоби системи	40
2.4.1. Вибір витратоміра.....	40
2.4.2. Вибір датчика тиску	41
2.4.3. Вибір датчика температури	43
2.4.4. Вибір датчика рівня	45
2.4.5. Вибір датчика вібрації та струму	48
2.4.6. Вибір датчика переміщень.....	52
2.5. Вибір регулюючого клапана	53
2.6. Розробка схеми зовнішніх проводок	55
3. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИСТЕМИ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ	58

3.1. Вимоги до моделі системи підтримки пластового тиску	58
3.2. Метод «шляхової ув'язки» поточкорозподілу	59
3.3. Метод «вузлової ув'язки» поточкорозподілу	62
4. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСОМ ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В НАФТОДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ	71
4.1. Розробка схеми інформаційних потоків блокової кущової насосної станції	71
4.2. Вибір алгоритмів керування автоматизованою системою блочної кущової насосної станції	72
4.3. Алгоритм автоматичного регулювання тиску	76
ВИСНОВКИ	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	84
ДОДАТКИ	86

1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

1.1. Пластові тиски

Статичний тиск на забої свердловини

Статичний тиск - це тиск на забої свердловини, що встановлюється після тривалої її зупинки. Він дорівнює гідростатичному тиску стовпа рідини в свердловині висотою (по вертикалі), що дорівнює відстані від рівня рідини до глибини, на якій проводиться вимірювання. Зазвичай за таку глибину приймається середина інтервалу розкритої товщини пласта. З іншого боку, цей тиск дорівнює тиску всередині пласта, розкритого свердловинами, і тому він називається пластовим тиском.

Статичний рівень

Рівень стовпа рідини, що встановився в свердловині після її зупинки за умови, що на нього діє атмосферний тиск, називається статичним рівнем.

Якщо гирло свердловини герметизовано, то зазвичай у верхній частині свердловини накопичується газ, що створює деякий тиск на рівень рідини. У цьому випадку рівень рідини не називається статичним, хоча відповідає статичним умовам свердловини, і тиск на забої свердловини дорівнює сумі гідростатичного тиску стовпа рідини та тиску газу.

Динамічний тиск на забої свердловини

Цей тиск встановлюється на забої під час відбору рідини або газу зі свердловини або під час накачування рідини або газу в свердловину. Динамічне тиск на забої дуже часто називають вибійним тиском на відміну від статичного, який називають пластовим тиском. Однак і статичний, і динамічний тиск у той же час є забійними.

Динамічний рівень рідини

Рівень рідини, який встановлюється в свердловині, що працює, за умови, що на нього діє атмосферний тиск (міжтрубний простір відкрито), називається динамічним рівнем.

При герметизованому затрубному просторі динамічний тиск дорівнюватиме сумі гідростатичного тиску стовпа рідини від рівня до забою та тиску газу, що діє на рівень. Висота стовпа рідини вимірюється по вертикалі. Тому в похилих свердловинах при обчисленні гідростатичних тисків має робитися відповідне виправлення на кривизну свердловини.

Середній пластовий тиск

По середньому пластовому тиску оцінюють загальний стан пласту та його енергетичну характеристику, що обумовлює способи та можливості експлуатації свердловин. Статичні тиски в свердловинах, розташованих у різних частинах покладу і що характеризують локальні пластові тиски, можуть бути неоднаковими внаслідок різного ступеня виробленості ділянок пласту, його неоднорідності, уривчастості та інших причин. Тому використовують поняття середнього пластового тиску. Середній пластовий тиск P_{cp} обчислюють за вимірами статичних тисків P_i в окремих свердловинах.

Середній арифметичний тиск з m вимірів з окремих свердловин

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{m} \quad (1.1)$$

Ця величина неточно характеризує справжній середньо інтегральний пластовий тиск і може від нього сильно відрізнятися, наприклад, при групуванні свердловин в одній частині покладу.

Середньозважений за площею пластовий тиск

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (1.2)$$

де f_i - площа, що припадає на i -ю свердловину, P_i – статичний тиск у i -й свердловині, n – число свердловин.

Цей тиск повніше характеризує енергетичний стан пласту, проте не враховує того, що товщина пласту різних ділянках різна. Тому вводиться поняття про середньозважений за обсягом пластовий тиск. Середньозважений

за обсягом пласту тиск враховує не тільки площу f_i , що припадає на кожну свердловину, але й середню товщину пласта h_i в районі свердловини. Таким чином,

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i h_i}{\sum_{i=1}^n f_i h_i} \quad (1.3)$$

Середній пластовий тиск визначають за картами ізобар (ліній рівних тисків). Для цього вимірюють планіметром площу між кожними двома сусідніми ізобарами, розраховують середній пластовий тиск на цій площі, як середнє арифметичне значень тисків двох сусідніх ізобар, і, множачи його на площу між ізобарами, підсумовують. Загальну суму поділяють на сумарну площу, у межах якої проводиться обчислення. Визначений таким чином середній тиск нічим не відрізняється від того, що виходить за виразом (1.2), і також є середньозваженим по площі.

Якщо на карту ізобар накласти карту полів рівних товщин, то середній пластовий тиск можна обчислити як середньозважений за обсягом пласта, використовуючи формулу (1.3). У цьому випадку f_i - частина площі між двома ізобарами з однаковими товщинами h_i , P_i - середній тиск між двома ізобарами. Цей спосіб дає найбільш об'єктивну оцінку середнього пластового тиску.

Пластовий тиск у зоні нагнітання

При підтримці пластового тиску воду закачують у нагнітальні свердловини, які розташовують у ряди. У зонах розташування нагнітальних свердловин у пласті створюється підвищений тиск. Для характеристики процесу нагнітання та контролю над його динамікою користуються поняттям пластового тиску у зоні нагнітання. З цією метою на карті ізобар виділяють район розміщення нагнітальних свердловин, оточуючи їх характерною ізобарою, що має, наприклад, значення первісного пластового тиску. У межах цієї ізобари і визначають пластові тиски, як середньозважені за площею,

використовуючи формулу (1.2), або як середньозважені за обсягом, використовуючи формулу (1.3) та додатково карту полів рівних товщин.

Пластовий тиск у зоні відбору

За межами площі, обмеженою характерною ізобарою, тобто в районі свердловин, що добувають, також визначають середній пластовий тиск одним з трьох названих методів і називають його пластовим тиском в зоні відбору. У всіх випадках краще пластовий тиск визначати як середньозважений за обсягом пласта.

Початковий пластовий тиск

Середній пластовий тиск, визначений за групою розвідувальних свердловин на самому початку розробки, називається початковим пластовим тиском.

Поточний пластовий тиск

У процесі розробки та експлуатації пластовий тиск змінюється. Динаміка пластового тиску є найважливішим джерелом інформації про стан об'єкта експлуатації. Тому в різні моменти часу визначають середній пластовий тиск та будують графіки зміни цього тиску у часі. Цей тиск називають поточним пластовим тиском.

Наведений тиск

Для об'єктивної оцінки забійних тисків та можливості їх порівняння вводиться поняття наведеного тиску. Виміряні або обчислені забійні тиски приводяться (перераховуються) до умовної горизонтальної площини, якою може бути прийнята будь-яка площина в межах покладу, абсолютна відмітка якої відома.

Зазвичай за площину приведення приймають площину, що проходить через початковий водонафтовий контакт, абсолютна відмітка визначається при розвідці родовища. Якщо забої свердловин сполучаються через проникний пласт, то в них встановлюються однакові наведені статичні тиски.

Наведений тиск (рис. 1.1) у свердловині 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

а наведений тиск у свердловині 2 буде

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

ρ_n - щільність нафти у пластових умовах; g – прискорення сили тяжіння;
 $\Delta h_1, \Delta h_2$ - різниці гіпсометричних позначок забоїв свердловин 1, 2 та площини
 приведення.

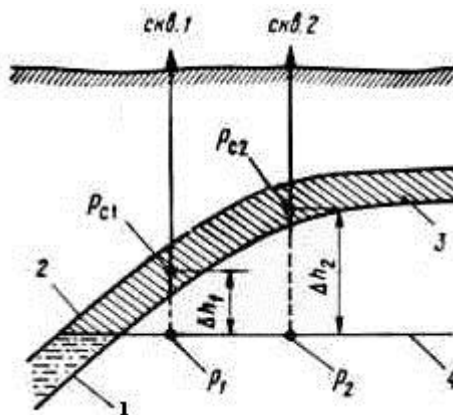


Рис. 1.1. Схема похилого пласта: 1 водо насичена частина пласта;
 2 – початковий контакт; 3 – нафто насичена частина; 4 – площина
 приведення

Якщо водо нафтовий контакт піднявся на Δz , а площина приведення залишилася колишньою, то наведений тиск

для свердловини 1
$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z ,,$$

для свердловини 2
$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z ,.$$

Тут Δh_1 та Δh_2 - різниця відміток забоїв свердловин і поточного положення водо нафтового контакту; ρ_v – щільність води у пластових умовах.

Крім перерахованих тисків необхідно знати також тиск на лінії нагнітання і лінії відбору.

1.2. Приплив рідини до свердловини

Приплив рідини, газу, води або їх сумішей до свердловин відбувається в результаті встановлення на забої свердловин меншого тиску, ніж у

продуктивному пласті. Течія рідини до свердловин винятково складний і не завжди піддається розрахунку. Лише при геометрично правильному розміщенні свердловин (лінійні або кільцеві ряди свердловин і правильні сітки), а також при ряді припущень (постійність товщини, проникності та інших параметрів) вдається аналітично розрахувати дебіти цих свердловин при заданих тисках на забоях або навпаки розрахувати тиск при заданих дебітах. Однак поблизу кожної свердловини в однорідному шарі течія рідини стає близькою до радіальної. Це дозволяє широко використовувати для розрахунків радіальну схему фільтрації.

Швидкість фільтрації, згідно із законом Дарсі, записаним у диференціальній формі, визначається наступним чином:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (1.4)$$

де k – проникність пласта; μ – динамічна в'язкість; dp/dr – градієнт тиску вздовж радіусу (лінії струму).

По всіх лініях струму течія буде однакова. Іншими словами, змінні, якими є швидкість фільтрації та градієнт тиску, при зміні кутової координати (у разі однорідного пласта) залишаться незмінними, що дозволяє оцінити об'ємну витрату рідини як добуток швидкості фільтрації на площу перерізу пласту. Як площа може бути взята площа перерізу циліндра $2\pi rh$ довільного радіусу r , проведеного з центру свердловини, де h – дійсна товщина пласта, через який відбувається фільтрація.

Тоді

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}. \quad (1.5)$$

Позначимо $\frac{kh}{\mu} = \varepsilon$.

У загальному випадку припустимо, що ε – гідро провідність – змінюється вздовж радіуса r , але так, що на однакових відстанях від осі

свердловини вздовж будь-якого радіусу величини однакові. Це випадок так званої кільцевої неоднорідності.

Припустимо, що ε задано у вигляді відомої функції радіусу, тобто

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r) \quad (1.6)$$

Вводячи (1.6) у (1.5) і поділяючи змінні, отримаємо

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp \quad (1.7)$$

Диференціальне рівняння (2.7) із розділеними змінними може бути проінтегровано, якщо задана функція $\varepsilon(r)$. Зокрема, якщо гідро провідність не залежить від радіусу і стала, то (2.7) легко інтегрується в межах області фільтрації, тобто від стінок свердловини r_c з тиском P_c до зовнішнього кола R_k , званої контуром живлення, на якому існує постійний тиск P_k . Таким чином,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp \quad (1.8)$$

При $\varepsilon = const$ маємо

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) \quad (1.9)$$

Вирішуючи (1.9) щодо q , отримаємо класичну формулу припливу до центральної свердловини у однорідному круговому пласті:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} \quad (1.10)$$

Якщо (1.8) проінтегрувати при змінних верхніх межах r і P , отримаємо формулу для розподілу тиску навколо свердловини:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp \quad (2.11)$$

Після інтегрування, підстановки меж та алгебраїчних перетворень маємо

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c) \quad (1.12)$$

Вирішуючи рівняння щодо $p(r)$ і підставляючи (1.10) (1.12), отримаємо рівняння розподілу тиску навколо свердловини:

$$P(r) = P_c + (P_\kappa - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (1.13)$$

Якщо в (2.8) як змінні межі прийняти не верхні, а нижні межі, то вираз для $p(r)$ можна записати в іншому вигляді:

$$P(r) = P_\kappa - (P_\kappa - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_\kappa}{r}}{\ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (1.14)$$

Підставляючи (1.13) або (1.14) R_κ замість змінного радіуса r , отримаємо $P(R_\kappa) = P_\kappa$; при $r = r_c$ маємо іншу граничну умову:

$$P(r_c) = P_c.$$

Отже, граничні умови виконуються. З (1.13) і (1.14) випливає, що функція $P(r)$ є логарифмічною, тобто тиск поблизу стінок свердловини змінюється сильно, але в віддаленій відстані – слабо. Це пояснюється збільшенням швидкостей фільтрації при наближенні струмків струму до стінок свердловини, на що витрачається більший перепад тиску.

Розглянемо випадок радіального припливу в свердловину при гідропровідності, що доволіно змінюється вздовж радіусу.

Про інтегруємо в (2.8) праву частину і перепишемо результат так:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_\kappa} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr} \quad (1.15)$$

Підінтегральна функція

$$y(r) = \frac{1}{r \varepsilon(r)} \quad (1.16)$$

може бути побудована графічно за заданими значеннями для різних радіусів і проінтегрована в межах від r_c до R_k будь-яким методом наближеного інтегрування або вимірюванням планіметром площі під кривою $y(r)$ в заданих межах.

У деяких випадках видобувна свердловина дренує одночасно кілька пропластів з різними проникненостями, товщинами, в'язкістю нафти, а також пластовими тисками. Однак приплив у такій складній системі відбуватиметься при однаковому забійному тиску (наведеному). При цьому деякі пропласти з меншим пластовим тиском, ніж на забой свердловини, здатні поглинати рідину. У будь-якому випадку загальний приплив такого багатопластового пласта дорівнюватиме алгебраїчній сумі приток з кожного пропласту:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_{i=1}^n q_i \quad (1.17)$$

Формули радіального притоку, внаслідок їхньої простоти, часто використовуються в інженерних розрахунках. При цьому похибки оцінки вихідних параметрів, таких як k , h , μ , $(P_k - P_c)$, безпосередньо впливають на величину q . Що ж до величин R_k і R_c , оскільки вони перебувають під знаком логарифму, щодо них допустимі значні похибки.

Допустимо справжнє значення $R_k = 100$ м, а в розрахунку помилково було прийнято $R_k = 1000$ м, тобто допущена 10-кратна помилка. Тоді справжній приплив

$$q_{\text{дж}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)} \quad (1.18)$$

де $R_c = 0,1$ м.

Розрахунковий приплив

$$q_{\text{розр}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)} \quad (1.19)$$

Порівняння виробляємо за інших рівних умов, ділячи (1.18) на (1.19):

$$\frac{q_{\text{дж}}}{q_{\text{розр}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3} \quad (1.20)$$

Звідки $q_{\text{розр}} = 3/4 q_{\text{дж}}$, тобто розрахунковий дебіт становитиме 75% справжнього дебіту.

При застосуванні формули радіального припливу для свердловини, розташованої серед інших свердловин, що добувають, за R_k приймають половину відстані до сусідніх свердловин або середньозважену по куту величину цієї відстані. Формула радіального припливу часто використовується для визначення гідро провідності за відомими дебітами та тисками.

Оскільки формули описують радіальну фільтрацію в пласті, то в них необхідно підставляти значення в'язкості нафти за пластових умов, тобто при пластовій температурі та тиску з урахуванням відповідної кількості розчиненого газу. Обчислений дебіт q (об'ємна витрата рідини) також виходить за пластових умов. Для переведення дебіту до нормальних поверхневих умов необхідно обчислений дебіт розділити на об'ємний коефіцієнт пластової рідини.

1.3. Водонапірний режим

При цьому режимі фільтрація нафти відбувається під дією тиску крайових або за контурних вод, що мають регулярне живлення (поповнення) з поверхні за рахунок талих або дощових вод або за рахунок безперервного накачування води через систему нагнітальних свердловин.

Умови існування водонапірного режиму

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}},$$

де $P_{\text{пл}}$ - середній пластовий тиск, $P_{\text{нас}}$ - тиск насичення.

При цьому умови вільного газу в пласті немає і фільтрується лише нафта або нафта з водою. Проникний пласт 2 (рис. 1.2) забезпечує гідродинамічний зв'язок області відбору нафти 1 з областю живлення 3, якою може служити природне водоймище - русло річки. В результаті процесів складкоутворення пористий і проникний пласти можуть отримати вихід на денну поверхню в

районі, наприклад, річкового русла 3, з якого відбувається безперервне підживлення пласта водою при відборі нафти через свердловини 4. Пласт-колектор повинен мати достатню проникність протягом усього від покладу до місць поглинання. Це зумовлює активність за контурної води.

Як правило, пластовий тиск у подібних покладах дорівнює гідростатичному тиску стовпа води висотою, що дорівнює глибині залягання пласта. Причому тиск після деякого зниження в початковій стадії розробки залишається надалі практично постійним при встановлених темпах відбору рідини (2 - 8% від запасів, що витягуються на рік).

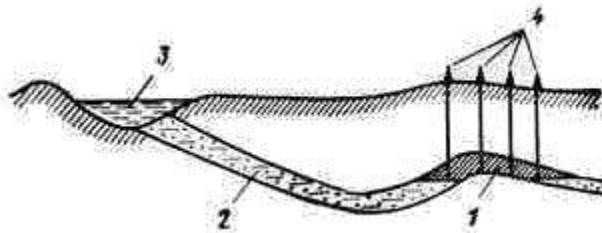


Рис. 1.2. Схема геологічних умов існування природного водонапірного режиму

При водонапірному режимі вилучення нафти супроводжуються її заміщенням за контурною або водою, що нагнітається, що пояснює досить стабільні в часі дебіти свердловин, пластовий тиск та газовий фактор. Стабільність газового фактора обумовлено ще й тим, що при $R_{пл} > R_{нас}$ виділення газу в пласті не відбувається, тому з кожної тонної нафти добувають тільки ту кількість газу, яка була в ній розчинена за пластових умов (рис. 1.3). Обводнення свердловини відбувається відносно швидко. Однак при сильній шаруватій неоднорідності пласта обводнення свердловин може розтягуватися в часі, так як по добре проникним прошаркам пластова вода швидко досягає забоїв свердловин, а по погано проникним - повільно. При водонапірному режимі відбувається досить ефективне витіснення нафти та досягаються найвищі коефіцієнти нафтовіддачі.

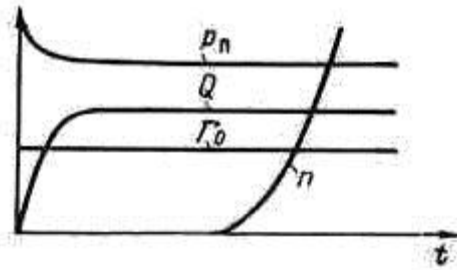


Рис. 1.3. Зміна в часі основних характеристик водонапірного режиму

На відміну від природного водонапірного режиму при штучному безперервний тиск води, що витісняє нафту, створюють її нагнітанням з поверхні через систему нагнітальних свердловин. У такому разі пластоколектор не обов'язково повинен мати вихід на денну поверхню для отримання безперервного живлення.

При водонапірному режимі кількість відібраної рідини з покладу (нафта, вода) завжди дорівнює кількості за контурної води, що вторглася в поклад, у пластових термодинамічних умовах.

Перерозподіл тиску в пласті, який відбувається при зміні відборів рідини зі свердловин, повинен при цьому режимі відбуватися швидко (теоретично миттєво), тому цей режим ще називають жорстким. Депресійна вирва навколо свердловини встановлюється також миттєво. Цей режим теоретично вивчено найповніше. Нині понад 80% всієї нафти, що видобувається, виходить з родовищ, що розробляються в умовах водонапірного режиму (головним чином штучного).

1.4. Пружний режим

У цьому режимі витіснення нафти відбувається під впливом пружного розширення самої нафти, води, що оточує нафтовий поклад та скелету пласту. Обов'язковою умовою існування цього режиму (як водонапірного) є перевищення пластового тиску над тиском насичення ($P_{пл} > P_{нас}$). Пласт має бути замкнутим, але досить великим, щоб його пружної енергії вистачило для отримання основних запасів нафти.

Об'ємний коефіцієнт пружності середовища визначається як частка початкового обсягу цього середовища, на яку змінюється цей обсяг при зміні тиску на одиницю, тобто.

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P} \quad (1.21)$$

де ΔV - збільшення обсягу (за рахунок пружного розширення);

ΔP - збільшення тиску (зниження тиску); V – початковий обсяг середовища.

Оскільки негативному збільшенню тиску відповідає позитивне збільшення обсягу, то попереду ставиться знак мінус.

Твердий скелет пористого пласта при зміні внутрішнього тиску деформується внаслідок зміни обсягу самих частинок осідання покрівлі пласта при зменшенні внутрішньо пористового тиску, що призводить до зменшення пористості та додаткового витіснення рідини. З експериментальних даних відомо:

$$\text{для води} \quad \beta_v = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для нафти} \quad \beta_n = (7 \div 30) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для породи} \quad \beta_p = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}.$$

Зазвичай з метою оцінки стисливості пласта користуються наведеним коефіцієнтом стисливості, який називають коефіцієнтом пружності пласта. Це усереднений коефіцієнт об'ємної стисливості деякого фіктивного середовища, що має об'єм, рівний об'єму реального пласта з рідинами, що насичують його, сукупне пружне збільшення яких дорівнює пружному приросту обсягу фіктивного середовища.

Відповідно до визначення можна знайти пружні збільшення обсягів води, нафти і породи для одиничного елемента об'єму пласта

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_v \cdot V_v \cdot \Delta P + \beta_n \cdot V_n \cdot \Delta P + \beta_p \cdot V_p \cdot \Delta P \quad (1.22)$$

де V - обсяг фіктивного середовища, що дорівнює сумі обсягів води, нафти та твердого скелета пласта; $V_{\text{п}}$, $V_{\text{в}}$, $V_{\text{н}}$ - загальні обсяги твердого скелета пласта і води, що насичують, і нафти відповідно; β^* - наведений коефіцієнт пружності пласта.

Позначаючи m , $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{н}}$ відповідно пористість, водо- та нафто насиченість пласта, можемо замість (2.22) записати

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_{\text{в}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{в}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{н}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{п}} \cdot V \cdot (1 - m) \cdot \Delta P \quad (1.23)$$

або

$$\beta^* = m \cdot (\beta_{\text{в}} \cdot \alpha_{\text{в}} + \beta_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}}) + \beta_{\text{п}} \cdot (1 - m) \quad (1.24)$$

Це буде найбільш загальний вираз для наведеного об'ємного коефіцієнта пружності пластової системи.

Пружний режим, що відноситься до режиму виснаження, істотно не встановлений. Тиск у пласті в міру відбору рідини падає. Для нього характерні воронка депресії, що безперервно розростається навколо свердловини, систематичне падіння дебіту в часі при збереженні сталості депресії або систематичне збільшення депресії в часі при збереженні дебіту. Однак у всіх випадках за пружного режиму газовий фактор повинен залишатися постійним з тих же причин, що і при водонапірному режимі. Темп падіння середнього пластового тиску може бути різним залежно від загального запасу пружної енергії у пласті (від розмірів навколишнього покладу водного басейну).



Рис. 1.4. Зміна у часі безрозмірного середньо-інтегрального пластового тиску за пружного режиму

Нескладно вивести наближену формулу, що описує падіння безрозмірного середньо інтегрального пластового тиску P за пружного режиму

в часі t , при постійному темпі відбору рідини ($q = \text{const}$). Можна отримати аналогічну формулу при змінному темпі відбору, коли функція зміни темпу відбору задана, наприклад, лінійно зростає або змінюється за будь-яким іншим законом. При $q = \text{const}$ зміна тиску $P(t)$ відповідає прямолінійному закону, тобто. прямої лінії, але з проходить через початок координат. При змінному темпі відбору закон зміни середньо інтегрального тиску у пласті буде криволінійним.

1.5. Технологія підтримки пластового тиску закачуванням води

1.5.1. Розміщення свердловин

За контурне заводнення. Вплив на пласт у разі здійснюється через систему нагнітальних свердловин, розташованих поза зовнішнім контуром нафтоносності. Лінія нагнітальних свердловин розташовується приблизно у 300 - 800 м від контуру нафтоносності до створення більш рівномірного впливу на нього, попередження утворення мов обводнення і локальних проривів води в експлуатаційні свердловини.

За контурне заводнення доцільно:

- при хорошому гідродинамічному зв'язку нафтоносного пласта з областю розміщення нагнітальних свердловин;
- при порівняно малих розмірах покладу нафти, коли відношення площі покладу до периметру контуру нафтоносності становить 1,5 - 1,75 км (хоча відомі випадки розробки родовищ при інших співвідношеннях цих величин);
- при однорідному пласті з хорошими колекторськими властивостями як за товщиною пласта, так і за площею.

У цих умовах система за контурного заводнення дозволяє найбільш повно виробити запаси і витіснити нафту до центральної піднесеної частини пласта, до так званого стягуючого ряду свердловин, що видобувають, або до однієї свердловини.

За контурне заводнення має недоліки. До них можна віднести такі:

- підвищена витрата енергії (додаткові витрати потужностей насосних установок) на вилучення нафти, так як воді, що нагнітається, доводиться долати фільтраційний опір зони пласта між контуром нафтоносності п лінією нагнітальних свердловин;
- сповільнений вплив на поклад через віддаленість лінії нагнітання;
- підвищена витрата води внаслідок її відтоку у зовнішню ділянку пласта за межі лінії нагнітання.

При контурне заводнення. Прискорення на поклад можна досягти розміщенням нагнітальних свердловин в безпосередній близькості від контуру нафтоносності або навіть між зовнішнім і внутрішнім контурами нафтоносності. При контурне заводнення застосовується:

- при погіршеному гідродинамічному зв'язку пласта із зовнішньою областю;
- при порівняно малих розмірах покладу (див. За контурне заводнення);
- для інтенсифікації процесу експлуатації, оскільки фільтраційні опори між лініями нагнітання та відбору зменшуються за рахунок їхнього зближення.

Однак ймовірність утворення мов обводнення та прориву води до окремих свердловин експлуатаційних рядів збільшується. З цим пов'язані деякі можливі втрати нафти внаслідок утворення ціликів між нагнітальними свердловинами. Нафта з цих пластів може бути витіснена тільки при дуже ретельному регулюванні процесу вироблення, включаючи буріння додаткових свердловин.

З енергетичної точки зору при контурне заводнення більш економічне, хоча при хорошій гідро провідності зовнішньої області втрати води, що нагнітається, неминучі.

Внутрішньо контурне заводнення. Вплив на пласт у цьому випадку здійснюється через систему нагнітальних свердловин, розташованих за тією

чи іншою схемою всередині контуру нафтоносності. Це інтенсивніша система впливу на поклад нафти, що дозволяє скоротити терміни вироблення запасів і швидко нарощувати видобуток нафти.

Розрізняють кілька різновидів внутрішньо контурного заводнення: розрізання покладу лініями нагнітальних свердловин на смуги, кільця, створення центрального ряду, що розрізає, декількома поперечними рядами і в поєднанні з при контурним заводненням.

Вибір схеми розташування нагнітальних свердловин визначається конкретними геологічними умовами, економічно доцільними термінами виробітку запасів і величиною необхідних капвкладень. Як правило, лінії нагнітальних свердловин розташовують в зонах пласта з покращеними колекторськими властивостями і перпендикулярно до домінуючого простягання лінз і проникних пісковиків, що дозволяє усунути або зменшити блокування води, що нагнітається, і підвищити охоплення пласта впливом.

За контурне заводнення за наявності внутрішньо контурного має запобігти витіснення нафти у зовнішню - за контурну область, і навіть інтенсифікувати процес. З енергетичної точки зору використання внутрішньо контурного заводнення більш ефективно, ніж за контурного і приконтурного, так як майже вся вода, що нагнітається, використовується в цьому випадку для витіснення нафти по обидва боки розрізає ряду. При внутрішньо контурному заводненні свердловини рядів, що розрізають, експлуатуються на нафті «через одну» для формування фронту витіснення, тобто смуги водо насиченої частини пласта.

1.5.2. Основні характеристики підтримання пластового тиску закачуванням води

Техніка і технологія ППТ закачуванням води пов'язана з деякими поняттями та визначеннями, які характеризують процес, його масштаби, ступінь компенсації відборів закачуванням, терміни вироблення запасів, кількість нагнітальних і видобувних свердловин та ін. До таких характеристик

відноситься кількість води, що нагнітається. При штучному водонапірному режимі, коли відбір нафти відбувається при тиску в пласті вище тиску насичення, обсяг рідини, що відбирається, наведений до пластових умов, повинен дорівнювати обсягу рідини, що нагнітається, також приведеної до пластових умов, тобто до пластової температури і тиску. Оскільки в цих умовах пластова продукція складається тільки з нафти та води, а газ знаходиться в розчиненому стані, то можна написати наступне рівняння балансу витрат рідин, наведених до пластових умов:

$$Q_{\text{наг}} \cdot b_v = (Q_n \cdot b_n + Q_v \cdot b'_v + Q_{\text{ут}}) \cdot k \quad (1.25)$$

$Q_{\text{наг}}$ - об'ємна витрата води, що нагнітається, за стандартних умов (наприклад, $\text{м}^3/\text{г}$); b_v - об'ємний коефіцієнт води, що нагнітається, який враховує збільшення об'єму води при нагріванні до пластової температури і зменшення її об'єму при стисканні до пластового тиску (для звичайних пластових температур і тисків $b_v = 1,01$); Q_n - об'ємний видобуток нафти (сумарний дебіт) за стандартних умов (дебіт товарної нафти); b_n - об'ємний коефіцієнт нафти, що враховує її розширення за рахунок розчинення газу, підвищення температури та незначне стиснення тиску; Q_v - об'ємний видобуток води, що видобувається з пласта, виміряна за стандартних умов; b'_v - об'ємний коефіцієнт видобутої мінералізованої води, який може відрізнятися від об'ємного коефіцієнта для прісної води; $Q_{\text{ут}}$ - об'ємна витрата води, що йде у зовнішню область (витік); k - коефіцієнт, що враховує втрати води, при періодичній роботі нагнітальних свердловин на само вилив, при поривах водоводів та інших технологічних причин. Зазвичай коефіцієнт $k = 1,1 - 1,15$.

З рівняння (1.25) знаходять витрату води, що нагнітається $Q_{\text{наг}}$. Очевидно, кількість нагнітальних свердловин $n_{\text{наг}}$, їх середній дебіт $q_{\text{наг}}$ і витрата води, що нагнітається $Q_{\text{наг}}$ пов'язані співвідношенням

$$Q_{\text{наг}} = q_{\text{наг}} \cdot n_{\text{наг}} \quad (1.26)$$

Якщо за результатами дослідної експлуатації нагнітальних свердловин або за результатами розрахунку відомий їх дебіт $q_{\text{наг}}$, то (1.26) визначають необхідну кількість нагнітальних свердловин $n_{\text{наг}}$. Якщо $n_{\text{наг}}$ зумовлено схемою

розміщення свердловин, то (1.26) визначають середній дебіт нагнітальної свердловини $q_{\text{наг}}$, який залежить від гідро провідності пласта в районі нагнітальної свердловини і від репресії, тобто від величини тиску нагнітання води.

Дебіт нагнітальної свердловини знаходять гідродинамічними розрахунками всієї системи видобувних та нагнітальних свердловин або приблизно за формулою радіального припливу, перетвореної для репресії. Тиск нагнітання та дебіти повинні перебувати в технічно здійснених межах та не повинні перевищувати можливостей технологічного обладнання. Деяке регулювання цих величин можливе впливом на призабійну зону нагнітальних свердловин для поліпшення їх поглинальної здатності (кислотні обробки, гідророзриви та ін.).

Для оцінки ступеня компенсації відборів рідин із пласта закачуванням вводиться поняття коефіцієнта компенсації.

Коефіцієнт поточної компенсації

$$m_T = \frac{Q_{\text{наг}} \cdot b_B}{(Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b'_B + Q_{\text{ут}}) \cdot k} \quad (1.27)$$

- відношення дебіту води, що нагнітається, до дебіту рідин, що відбираються, наведених до пластових умов за одиницю часу (рік, місяць, добу і т.п.). Цей коефіцієнт показує, наскільки компенсований відбір закачуванням на даний момент часу. Якщо $m_T < 1$, закачування відстає від відбору і слід очікувати падіння середнього пластового тиску. Якщо $m_T > 1$, закачування перевищує відбір і тиск у пласті має зростати. При $m_T = 1$ повинна спостерігатись стабілізація поточного пластового тиску на існуючому рівні, незалежно, яким він був на початку розробки.

Коефіцієнт накопиченої компенсації

$$m_H = \frac{\int_0^t Q_{\text{наг}} \cdot b_B \cdot dt}{\int_0^t (Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b'_B + Q_{\text{ут}}) \cdot k \cdot dt} \quad (1.28)$$

Чисельник (1.28) - сумарна кількість закачаної в пласт води від початку закачування до моменту часу t . Знаменник - сумарна кількість відібраної із пласта нафти та води, наведена до пластових умов, а також сумарні витoki за час нагнітання протягом усієї експлуатації покладу, включаючи відбір рідини розвідувальними свердловинами. При цьому, якщо $m_n < 1$, поточний середній пластовий тиск менший за початковий, оскільки закачування не компенсувало сумарний відбір. Якщо $m_n = 1$, середнє пластове тиск відновлюється до початкового пластового тиску, оскільки закачування повністю компенсує сумарний відбір рідин.

Якщо $m_n > 1$, поточний середній пластовий тиск перевищує початковий, оскільки закачано в пласт рідини більше, ніж відібрано.

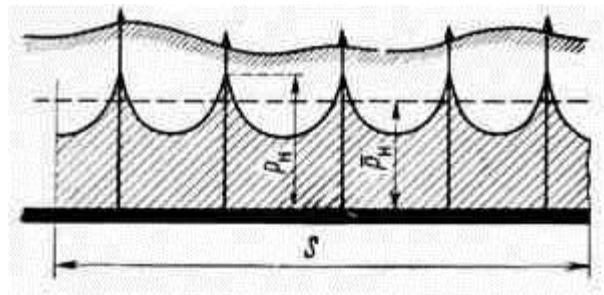


Рис. 1.5. Зміна тиску вздовж лінії нагнітання

У технології видобутку нафти часто користуються такими поняттями, як тиск на лінії нагнітання і тиск на лінії відбору. Введення цих понять спрощує фізичну картину фільтрації рідини від лінії розташування нагнітальних свердловин до рядів свердловин, що добувають, а також дозволяє однозначно характеризувати депресію зумовлює приплив рідини до ліній відбору. Тиск на лінії нагнітання - це середньо інтегральний тиск у пласті вздовж лінії нагнітальних свердловин. Навколо нагнітальних свердловин утворюються репресійні лійки, звернені вгору з найбільшим тиском (вершина лійки) на вибоях нагнітальних свердловин (рис. 1.5). На малюнку ординати заштрихованої частини епюри - абсолютні величини тисків у пласті, що

змінюються вздовж S . Середня ордината, тобто висота P_n прямокутника довжиною S і площею $P_n S$ - середньо інтегральний тиск.

За визначенням

$$\bar{P}_n = \frac{\int_0^S P(S) \cdot dS}{S} \quad (1.29)$$

або

$$\bar{P}_n = \frac{F}{S} \quad (1.30)$$

де F - заштрихована площа епюри тисків.

Вибійні тиски нагнітальних свердловин можуть бути різні. Закон розподілу тиску навколо вибою свердловин близький до логарифмічного. Використовуючи формулу для розподілу тиску при радіальній течії, можна побудувати криві розподілу тиску між нагнітальними свердловинами. Таким чином, по епюрі розподілу тиску вздовж лінії нагнітання в реальному конкретному випадку може бути визначена площа епюри F , а за формулою (1.30) знайдено тиск лінії нагнітання. Існують дуже прості розрахункові методи визначення тиску на лінії нагнітання, проте ці методи справедливі тільки при однакових вибійних тисках у всіх нагнітальних свердловинах, рівних відстанях між свердловинами та однорідним пластом. Розрахункова формула має вигляд

$$\bar{P}_n = P_n - Q \cdot \omega \quad (1.31)$$

де P_n - тиск на вибоях нагнітальних свердловин (у всіх свердловинах однаковий); Q - сумарний дебіт нагнітального ряду;

$\omega = \frac{\mu}{2\pi k h n} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}}$ - внутрішній фільтраційний опір нагнітального ряду.

Тут μ - в'язкість води; k - проникність; h - товщина пласта; n - число свердловин у ряду; σ - половина відстані між нагнітальними свердловинами; r_{np} - наведений радіус нагнітальної свердловини.

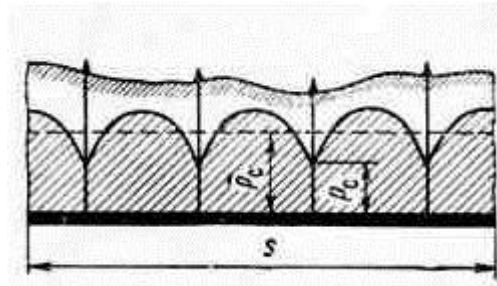


Рис. 1.6. Зміна тиску вздовж лінії відбору

Зміна тиску вздовж лінії відбору

$$\bar{P}_c = \frac{\int_0^S P(S) \cdot dS}{S} \quad (1.32)$$

або

$$\bar{P}_c = \frac{F}{S}, \text{ де } F - \text{площа заштрихованої епюри.}$$

При аналітичних розрахунках

$$\bar{P}_c = P_n + Q \cdot \omega$$

де P_c - тиск на вибоях видобувних свердловин даного ряду (однакові у всьому ряді); Q - дебіт видобувних свердловин даного ряду, розташованих у межах довжини S .

Середній тиск на лінії нагнітання менший від вибійних тисків у свердловинах нагнітальних ($P_n' < P_n$), а середній тиск на лінії відбору більше вибійних тисків у видобувних свердловинах ($P_c' > P_c$). Розмір $P_n' - P_c' = \Delta P$, називається депресією між лінією нагнітання та лінією відбору. Від величини цієї депресії залежить дебіт видобувних рядів свердловин, який збільшується із зростанням ΔP . Збільшення депресії може бути досягнуто як за рахунок збільшення тиску лінії нагнітання P_n , так і за рахунок зниження тиску на лінії відбору P_c .

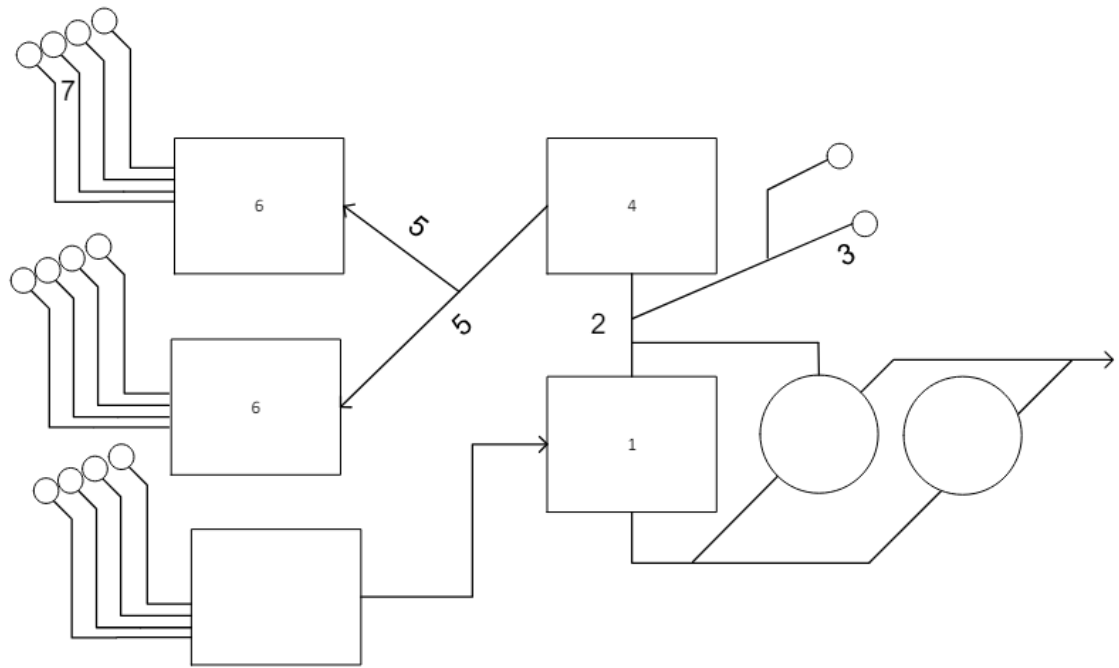
1.6. Опис технологічного процесу підтримки пластового тиску

Блочні кущові насосні станції (БКНС) є невід'ємною частиною технологічних систем підтримки пластового тиску (ППТ) в нафто- і газовидобутку, оскільки їх головне завдання – перекачування та закачування пластової або прісної води у нагнітальні свердловини, що допомагає підтримувати необхідний пластовий тиск, підвищуючи видобуток вуглеводнів. БКНС створюються в блоках на заводах-виробниках і так само блоково встановлюються на нафтопромислах. Комплекс ППТ складається з наступних блоків: УПСВ - установка попереднього скидання води; БКНС - блочні кущові насосні станції; ВРБ – водорозподільні блоки; БГ – блоки гребінки.

На рис. 1.7. представлена схема роботи ППТ. Із водозабірної свердловини або УПСВ вода по промисловому трубопроводу надходить на БКНС, далі на ВРБ (БГ) і через них – на свердловини нагнітальні. БКНС є основним елементом ППТ і перекачує воду трубопроводом у нафто несучий пласт, без чого не можлива ефективна робота з видобутку нафти.

БКНС ділиться на:

- Машинний зал (насосні блоки): виконує функцію підвищення тиску технологічної води до рівня, що забезпечує нагнітання води в свердловини системи підтримки пластового тиску (заводнення).
- Енергетичний зал (блоки енергозабезпечення): служить для автоматичного управління роботою насосних агрегатів, контролю параметрів і сигналізації стану технологічного обладнання, захисту технологічного обладнання при зміні параметрів технологічного процесу понад допустимих меж, автоматичного відключення насосного агрегату і включення резервного.



1 – установка попереднього скидання води; 2 – водовод низького тиску; 3 – водозабірні свердловини; 4 – блочна кушова насосна станція; 5 – водоводи високого тиску; 6 – водорозподільні блоки; 7 – нагнітальні свердловини

Рис. 1.7. Принцип роботи комплексу ПТТ

До складу БКНС входять насосні блоки; станції фільтрації води; блок дренажних (допоміжних) насосів; блок для розміщення ЩСУ; блок для розміщення збудників синхронних електродвигунів; блок комплектної трансформаторної підстанції; блок розподільного пристрою (6 кВ або 10 кВ) на осередках К63, К-98, «Аврора», Schneider electric з мікропроцесорної захистом; блок плавного пуску; блок гребінки (блок колекторів); блок операторний; блок масло господарства; блок апаратурний; блок механічної майстерні; блок відкачування промивної води; комплект площадок обслуговування для ремонту насосів та двигунів; ємність аварійного зливу масла з трансформаторів; ємності сепараційні; ємності дренажні підземні; станція підпірних насосів.

2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСОМ ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В НАФТОДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

2.1 Розробка функціональної схеми системи автоматизації

БКНС обладнана системою контролю і автоматизації роботи технологічного обладнання, яка передбачає:

- Роботу станції без постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- Ручне місцеве управління насосами, вентиляторами, електрообігрівачами, засувками;
- Автоматичний контроль технологічних параметрів насосів, електродвигунів, системи мастила, водяного тракту (витрата, тиск, температура, рівень вібрації, величина струму електродвигуна і ін.);
- Автоматичне спрацьовування електричних захистів і аварійної сигналізації.

Система автоматики забезпечує автоматичний облік, контроль і передачу на диспетчерський пункт наступних параметрів:

- Тиск води на вході і виході кожного насоса;
- Температура води;
- Тиск масла в маслосистемі кожного насоса;
- Температура масла;
- Облік споживаної електроенергії;
- Стан засувки на вході – відкрито/закрито;
- Стан засувки на виході – відкрито/закрито;
- Стан всіх електродвигунів – включений/відключений;
- Стан основних і резервних насосних агрегатів – включений/відключений;

Функціональна схема системи зображена на рис. 2.1.

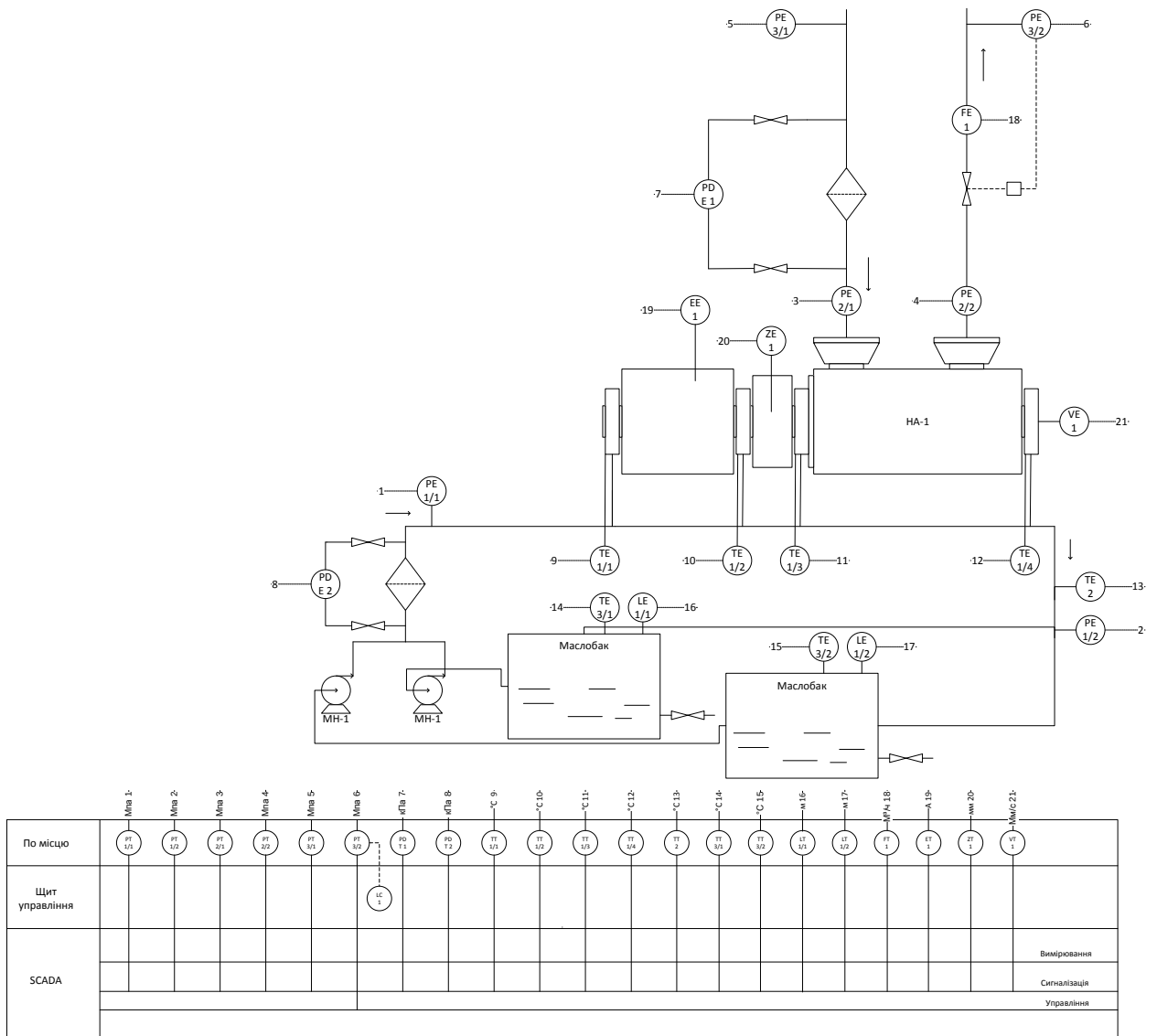


Рис 2.1 Функціональна схема системи

БКНС призначена безпосередньо для нагнітання води в пласт при нафтовидобуванні, блоки збираються на заводах та у готовому вигляді транспортуються до місця їх встановлення. За допомогою комплексу засувов, електро засувов та клапанів вода подається на насос через систему фільтрації. Насосами тиск води підвищують до робочих величин. Вода проходить через систему обліку, зворотні клапани, комплекс засувов, електро засувов та 28 клапанів у систему ППТ на свердловини, що нагнітають. Також у обладнання БКНС входять дубльовані насоси однакового класу та типу [4]. У насосів передбачена система подачі мастила до підшипників, яка за допомогою окремого масляного насоса подає мастило із баків і охолодження його після

підшипників в масло охолоджувачах, від них масло надходить знову в бак і цикл повторюється. В масло системі обов'язково передбачений резервний масло насос та фільтрація домішок. Охолодження здійснюється повітрям.

2.2. Розробка структурної схеми системи автоматизації

Рівні автоматизованої системи (АС) складаються з рівнів:

1. Нижній (польовий) рівень, де знаходяться контрольно-вимірювальні прилади (КВП), які збирають дані про параметри технологічного процесу. До них належать:

- Витратоміри
- Датчики положення
- Термометри
- Датчики рівня
- Перетворювачі тиску (надлишкового та диференціального)
- Інші датчики

Рівень призначений для збору первинних даних про стан технологічного процесу, які необхідні для його контролю та управління.

2. Середній (контролерний) рівень де знаходяться програмовані логічні контролери (ПЛК), які виконують обробку даних, отриманих з польового рівня. До їх функцій належать:

- Збір та аналіз даних з КВП;
- Формування керуючих сигналів для виконавчих механізмів;
- Взаємодія з верхнім рівнем АС;
- Зберігання даних (тренди та уставки).

Забезпечується локальний контроль та управління технологічним процесом на основі даних з польового рівня.

3. Верхній (інформаційно-обчислювальний) рівень включає комп'ютери та сервери, які зберігають, обробляють та візуалізують дані про технологічний процес. До їх функцій належать:

- Зберігання та архівація даних;
- Візуалізація даних для оперативного персоналу;
- Надання інструментів для аналізу та прийняття рішень;
- Взаємодія з нижніми рівнями АС.

Рівень забезпечує централізоване управління та моніторинг технологічного процесу, а також надає інформацію для прийняття рішень.

Різні рівні АС взаємодіють між собою за допомогою локальної мережі Ethernet. Дані передаються від нижнього рівня до верхнього через ПЛК, де вони обробляються, візуалізуються та зберігаються. Оператор може керувати технологічним процесом з верхнього рівня, надсилаючи команди на ПЛК, які потім передають їх на виконавчі механізми на польовому рівні.

Для роботи АС використовується програмне забезпечення:

- Modbus RTU: протокол для передачі даних між ПЛК та приладами КВП.
- MasterSCADA: SCADA-система для візуалізації та управління технологічним процесом.
- OPC сервер: програмне забезпечення для обміну даними між ПЛК та іншими системами.
- Драйвери RS-485, AC4: драйвери для підключення ПЛК до приладів КВП.
- Excel: програмне забезпечення для обробки та аналізу даних.

На рис. 2.2 представлена розроблена структурна схема автоматизації.

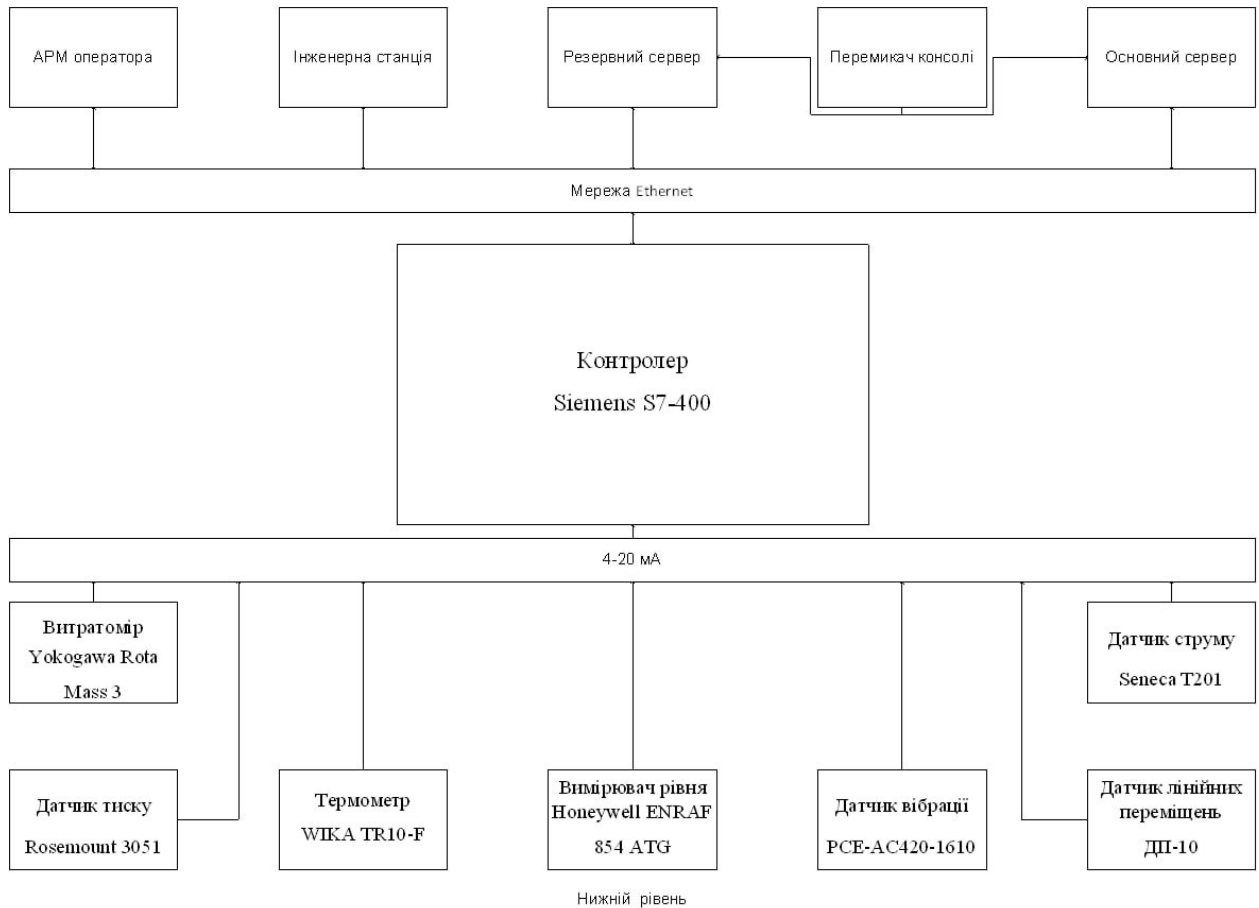


Рис 2.2 Структурна схема автоматизації

2.3. Обчислювальні засоби системи

Для вибору контролера розглянемо наступні ПЛК:

- Siemens S7-400;
- Mitsubishi Electric MELSEC L;

Порівняння контролерів наведено у табл. 2.1. Зупинимо свій вибір на Siemens S7-400, оскільки це якісний контролер з набором необхідних функцій, що має можливість нарощування та великий запас надійності.

Таблиця 2.1. Порівняння контролерів

Контролери	Siemens S7-400	Mitsubishi Electric MELSEC L
------------	----------------	------------------------------

Модулі вводу та виводу	Модульного типу до 4000 точок	Підключення додаткових модулів до 1024 точок
Час циклу	0,1 мс	0,2 мс
Резервування	128 МБ на flash пам'ять	128 МБ на flash пам'ять
Протокол	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet
Мови програмування	FBD, LD, CFC, STL	
Час роботи у відмову	170 000годин	150 000годин

ПЛК Siemens S7-400 (рис. 2.3) здатний реалізовувати прийом та первинну обробку інформаційних сигналів від пристроїв нижнього рівня, алгоритми регулювання, логічного управління та захисту, видачу керуючих сигналів на виконавчі механізми та підтримує стандартні протоколи обміну інформацією як між технологічними контролерами, так та з верхнім рівнем АСУ ТП [15].

ПЛК забезпечує введення/виведення наступних типів сигналів:

Вхідні сигнали:

- уніфікований аналоговий сигнал 4-20 мА, 0-10, ± 10 В;
- сигнали від термометрів опору;
- дискретні сигнали типу "сухий контакт" або "відкритий колектор";
- дискретні сигнали в діапазоні від 24 до 220 В;
- цифрові сигнали;
- число імпульсні сигнали.

Вихідні сигнали:

- уніфікований аналоговий сигнал 4-20 мА;
- дискретні сигнали постійного струму в діапазоні від 24 до 220 В струмом до 3,5 А;

- дискретні сигнали змінного струму в діапазоні від 24 до 220 В струмом до 5,0 А;
- цифрові сигнали.



Рис. 2.3 ПЛК Siemens SIMATICS7-400

ПЛК Siemens SIMATIC S7-400 - це модульний програмований контролер, призначений для побудови систем автоматизації середнього та високого ступеня складності. Модульна конструкція дозволяє використовувати у своєму складі модулі центральних процесорів, модулі блоків живлення, комунікаційні, функціональні, інтерфейсні та сигнальні модулі.

Набір комунікаційних процесорів S7-400 дозволяє проводити підключення контролера до мереж Industrial Ethernet, PROFINET, PROFIBUS, AS-Interface, підтримувати обмін даними через Internet, підтримувати зв'язок через послідовні інтерфейси RS-232, RS-422/RS-485 або TTY (20 мА).

Сигнальні модулі призначені для введення та виведення дискретних та аналогових сигналів контролера. Вони включають до свого складу [15]:

- модулі введення дискретних сигналів SM 421;
- модулі виведення дискретних сигналів SM 422;
- модулі введення аналогових сигналів SM 431;
- модулі виведення аналогових сигналів SM 432.

2.4. Вимірювальні засоби системи

2.4.1. Вибір витратоміра

Як витратоміри розглянемо такі:

- SITRANS FX300;
- Yokogawa Rota Mass 3.

Відповідно до властивостей витратомірів, при більшості рівних параметрів, виграє за середніми термінами служби та ціною Yokogawa Rota Mass 3, крім того він відповідає і за іншими необхідними нам параметрами: за ступенем захисту, вихідним сигналом, класом точності, діапазоном робочих температур і можливістю роботи в агресивних середовищах.

Порівняння витратомірів наведено у Таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Порівняння витратомірів

Параметр	SITRANS FX300	Yokogawa Rota Mass 3
Похибка	$\pm 0,75 \%$	$\pm 0,1 \%$
Вихідний сигнал	(4-20) мА + HART	(4-20) мА + HART
Міжповірочний інтервал	4 роки	4 роки
Середній строк роботи	10 років	12 років
Ступень захисту	IP66/67	IP68
Середній час роботи у відмову	10 000 год.	10 000 год.

Принцип роботи Yokogawa Rota Mass 3: (рис 2.4) при проходженні вимірюваного продукту через магнітне поле, оскільки середовище електропровідна, створюється напруга за законом індукції Фарадея. Кількісний показник цієї напруги пропорційний розрахунковій середній величині швидкості потоку, а отже, і об'ємній витраті.



Рис 2.4. Yokogawa Rota Mass 3

2.4.2. Вибір датчика тиску

Розглянемо наступні датчики тиску:

- Rosemount 3051
- Vega VEGAPULS 68

Результати порівняння зведено до табл. 2.3. В результаті аналізу вибираємо датчик тиску Rosemount 3051 (рис 3.6.), так як Vega VEGAPULS 68 поступається за параметрами іншим. Rosemount 3051 має можливість вимірювати як різницю тиску, так і абсолютний тиск, що дає можливість використовувати один вид датчиків для вимірювання різних видів тиску).

До складу датчика тиску входить перетворювач тиску та електронний перетворювач з уніфікованим сигналом.

Принцип роботи приладу: середовище, що вимірюється, проходить в камеру сенсорного блоку і перетворюється на зміну фізичного стану тензоперетворювача, що в свою чергу викликає зміну опору. Далі перетворювач датчика тиску перетворює дану зміну опору струмовий вихідний сигнал.

Таблиця 2.3. Порівняння датчиків тиску

Назва параметра	Rosemount 3051	Vega VEGAPULS 68
Виробник	Rosemount	Vega
Модель	3051	VEGAPULS 68
Тип датчика	Диференціальний	Радарний
Діапазон вимірювання	Від -1 до +1000 бар	Від -0,1 до +200 бар
Точність вимірювання	0,25% від діапазону	0,1% від діапазону
Тип підключення	G1/2, G3/4, M20x1.5	G1/2, G3/4, M20x1.5
Електричний сигнал	4-20 мА, 0-10 В, HART	4-20 мА, HART
Матеріал корпусу	Нержавіюча сталь	Нержавіюча сталь

Захист від вибуху	ATEX	ATEX
Робоча температура	Від -40 °C до +85 °C	Від -40 °C до +80 °C
Ступінь захисту	IP68	IP68



Рис 2.6 Rosemount 3051

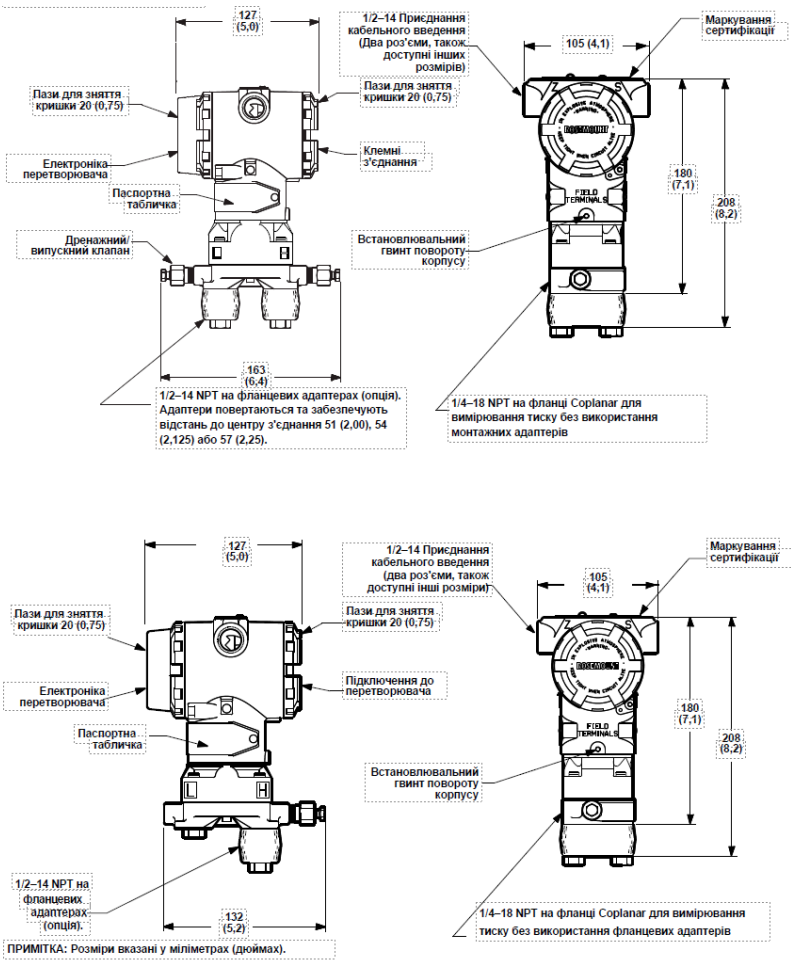


Рис. 2.7 Габаритні креслення моделі Rosemount 3051

2.4.3. Вибір датчика температури

Для вимірювання температури проведемо порівняльний аналіз наступних датчиків:

- Siemens Sitrans TF;
- WIKA TR10-F;

Результати порівняння зведені до табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Порівняння датчиків температури

Критерії вибору	WIKA TR10-F	Siemens Sitrans TF
-----------------	-------------	--------------------

Вимірювані середовища	Нейтральні та агресивні середовища	Нейтральні та агресивні середовища
Діапазон вимірюваних температур	Від - 200 °C до + 600 °C	Від -100 °C до +300 °C
Межа допустимої похибки	0,1 %	0,15% від діапазону або 0,25% від вимірюваної величини
Вихідний сигнал	(4-20)мА+HART	(4-20)мА+HART
Вибухозахищеність	ExiaIICT6	ExdIICT6
Строк служби	5 років	5 років
Ступінь захисту від пилу та води	IP67	IP65

Siemens Sitrans TF підходять за всіма параметрами, але Wika TR10-F більш дешевий та зручний у плані експлуатації, тому вибираємо його.



Рис. 2.8. Wika TR10-F

Температурні можливості: TR10-F може вимірювати температуру від -196°C до +600°C (від -320°F до 1112°F), що робить його придатним для найпоширеніших температур в маслі. Надійне вимірювання температури: резистивні датчики температури (RTD) відомі хорошими та послідовними вимірюваннями температури. TR10-F розроблено з гнучкими датчиками для легкого обслуговування та моделювання без видалення всього датчика з труби.

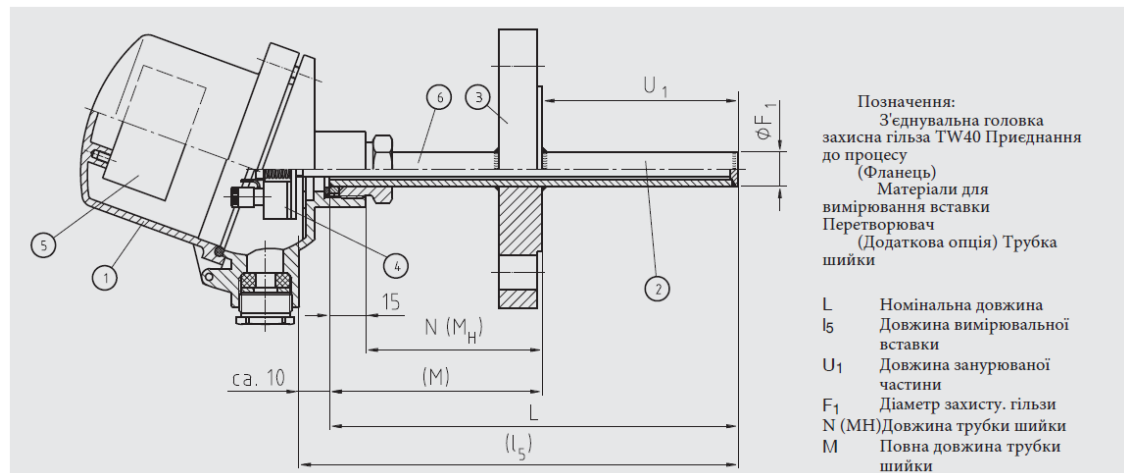


Рис. 2.9 Елементи TR10-F із захисною гільзою

Характеристики датчика температури WIKА TR10-F:

- стандартизований вихідний сигнал (4-20) мА;
- наявність первинних перетворювачів:
- TC(100M, 50M) з можливістю вимірювання температури до 600° C;
- TC(Pt100) із можливістю вимірювання температури до 500 °C;
- ТХА(К) із можливістю вимірювання температури до 600 °C;
- термостійкі та корозійностійкі захисні арматури;
- вибухозахищені виконання Exd або Exi.

2.4.4. Вибір датчика рівня

Розглянемо наступні датчики рівня:

- Honeywell ENRAF 854 ATG;
- SITRANS Probe LU

Порівняльний аналіз датчиків рівня показаний у табл. 2.5.

В результаті порівняння виберемо рівнемір Honeywell ENRAF 854 ATG, який є більш економічний, простий в обслуговуванні. Для установки в маслбак не потрібна велика точність, тому що основна його функція сигналізувати про різке зниження або збільшення обсягу масла в маслбаку.

Таблиця 2.5. Порівняння датчиків рівня

Назва	Honeywell ENRAF 854 ATG	SITRANS Probe LU
Вимірювані середовища	Рідина	Рівень рідини, об'єм
Діапазон вимірюваних рівнів	(0–27000) мм	6 або 12 метрів (20 або 40 футів)
Межа допустимої похибки	±0,04 %	0,15% від діапазону або 6 мм (0,25 дюйма)
Вихідний сигнал	(4–20) мА +HART	4-20 мА HART
Вибухозахисне виконання	ExibIIBT6	ExiibIIBT6
Температура навколишнього середовища	Від - 45 °С до + 75 °С	Від -45 °С до +75 °С
Термін роботи	15 років	10 років
Можливість вимірювання рівня поділу двох рідин	Так	Ні

Метод виміру	Безконтактний	Безконтактний
--------------	---------------	---------------

Принцип дії Honeywell ENRAF 854 ATG: під час робочого процесу змінюється рівень рідини, що змінює вплив гідростатичної сили(за законом Архімеда), що виштовхує, що додається до буйка. Дане зміщення через важіль транслюється на тензоперетворювач, що знаходиться у вершині датчика (вимірювальному блоці), в ньому відбувається перетворення цього сигналу в електроопір тензорезисторів. Блок перетворення модифікує електроопір стандартний струмовий сигнал (4-20) мА. Для усунення можливих коливань в рівнемірі встановлений гідравлічний демпфер, заповнений спеціальною рідиною.

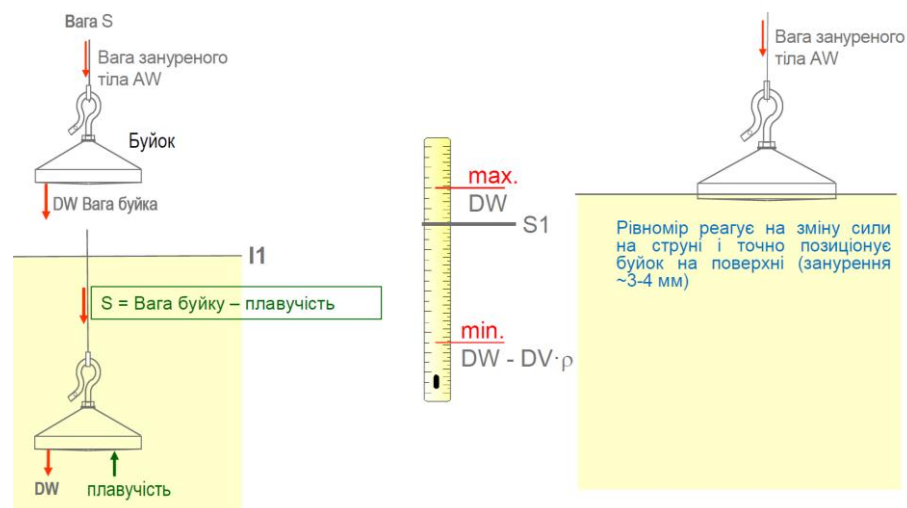


Рис. 2.11. Принцип дії рівноміра



Рис. 2.15. Honeywell ENRAF 854 ATG

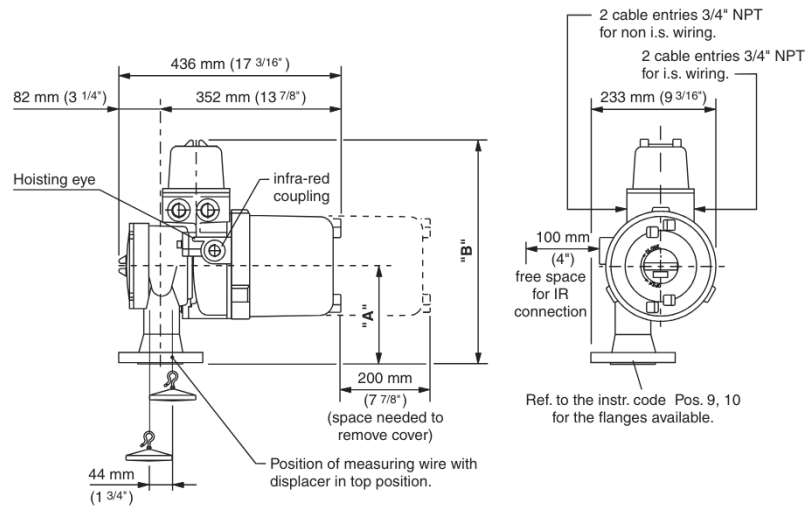


Рис. 2.16. Розміри датчика Honeywell ENRAF 854 ATG

2.4.5. Вибір датчиків вібрації та струму

Розглянемо наступні датчики вібрації:

- PCE-AC420-1610;
- VK-310C.

Таблиця 2.6. Порівняння датчиків вібрації

Назва	PCE-AC420-1610	VK-310C
Діапазон перетворення віброшвидкості	(0,1-100) мм/с	(0,1-30) мм/с
Діапазон робочих частот	(2-1000) Гц	(10-1000) Гц
Тип вихідного сигналу	(4-20) мА	(4-20) мА
Вибухозахист	0ExiaIICT5...T6 Ga X	0ExiaIICT5 X

Діапазон робочих температур	Від - 60 °С до + 80 °С	Від - 40 °С до + 80 °С
Строк служби	12 років	10 років

Для вимірювання віброшвидкості вибираємо датчик PCE-AC420-1610 (Рис 2.17.). Датчик призначений для вимірювання середньоквадратичного значення віброшвидкості у системах протиаварійного захисту. Складається із герметичного корпусу, в якому знаходяться інтегральний датчик прискорення та плата перетворення. Завдяки виконанню зі сполучною клемною колодкою всередині корпусу, кабель, що приходить, швидко і зручно монтується.



Рис. 2.17. PCE-AC420-1610

В якості датчика струму виберемо датчик Seneca T201 (Рис. 2.18.). Він може безконтактно встановлюватися на кабель електроживлення електродвигуна.

Переваги датчика Seneca T201:

- має кілька видів вихідних сигналів, у тому числі (4-20) мА, (0-10), RS-485 і протокол Modbus RTU;
- має високий клас точності;
- у лінійці датчиків Seneca також є моделі, які працюють не тільки зі змінним струмом, але й спільно з ним на постійному струмі;
- наявність у датчиків Seneca T201 великого запасу перевантаження (до 800 А);

- у приладах цієї моделі передбачено підстроювання перемикачами DIP, що може змінити діапазон вимірювань, фільтр тощо, що у свою чергу робить його більш універсальним.

Таблиця 2.9. Характеристики датчика Seneca T201

ВХІД		
Тип вимірювання	АС випрямлене середнє	
Діапазон	5 А, 10 А, 15 А, 20 А, 25 А, 30 А, 35 А, 40 А (вибраний DIP-перемикач).	
Піковий фактор	2	
Пропускна здатність	20 - 1000 Гц	
Ізоляція	Коли використовується екранований провід, ізоляція vol.tage визначається властивостями оболонки. На неізольованому дроті заявлено 3 кВА.	
Надток	800 А постійний	
ВИХІД І ЖИВЛЕННЯ		
Тип	4 - 20 мА, макс. навантаження R=600 Ом. Гвинтові клеми: p та m.	
Роз'єми	Крок гвинтових клем 5.08 мм для кабелів з максимальним перерізом 2.5 мм²	
Діаметр отвору	12.3 мм	
Джерело живлення	5 - 28 вп (між п і м.)	
Протектори	– Зміна полярності – Over-Voltage	
Максимум. індикація	<28 мА	
ТОЧНІСТЬ (1)		
	Частота: 40 - 400 Гц	Частота: 20 - 1000 Гц
Діапазон < 5 А	0.1 % м + 0.1 % оц	0.1 % м + 0.3 % оц
Діапазон > 5 А	0.2 % м + 0.1 % оц	0.2 % в.м. + 0.3 % о.с.

Температурний коефіцієнт	< 150 частин на мільйон/°C.
Помилка через електромагнітні перешкоди	<40 мА
Час реакції	- Фільтр "швидкий": 100 мс - Фільтр "повільний": 2500 мс
Залишкова пульсація	< 10 мкА (середньоквадратичне значення) при 20 мА та 50 Гц
Само споживання	<50 мВт
Примітки (1)	Застосовуються такі скорочення: om = виміри, ots = шкали.



Рис. 2.18. Seneca T201

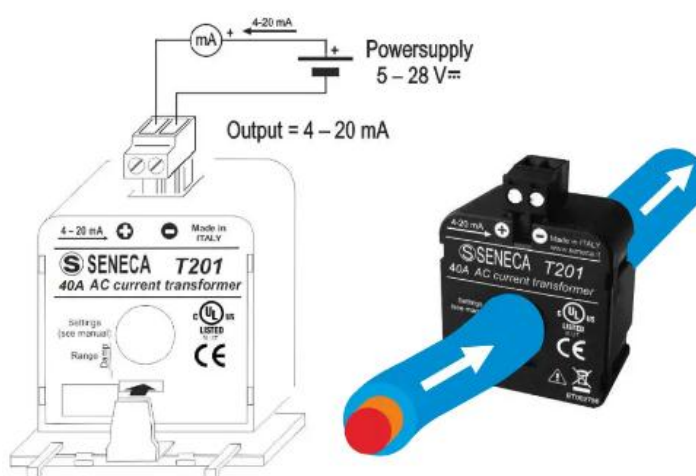


Рис. 2.19 Електричне підключення Seneca T201

2.4.6. Вибір датчика переміщень

Для фіксації осьового зсуву використовуватимемо ДП-10 (ДП-16) (рис. 2.20.) – датчик осьового зсуву (вихрострумівий датчик лінійних переміщень). Датчик перетворює параметр відносного осьового зсуву у стандартний сигнал (4-20) мА або в сигнал (1- 5) мА.

Вихрострумові датчики переміщень серії ДП застосовуються для безконтактного вимірювання наступних величин:

- вібрація валу;
- викривлення валу;
- осьовий зсув;
- вимір оборотів.

Датчик складається з: корпусу датчика; кінцевої котушки; контрольної гайки; сполучного кабелю; сальника; захисного ковпачка.

Принцип дії датчика заснований на використанні явища вихрових струмів, які збуджуються на контрольованій поверхні високочастотним електромагнітним полем котушки перетворювача і створюють поле, що екранує. Ступінь взаємодії цих високочастотних полів лінійно залежить від зазору між котушкою перетворювача та контрольованою поверхнею. Зміна величини зазору перетворюється на пропорційну зміну вихідного струму.

Таблиця 2.8. Технічні характеристики ДП-10

Характеристика	Значення
Діапазон вимірювання осьового зсуву ротора	- 0,5...0...+0,5 мм до - 3,0...0...+3,0 мм
Початковий зазор	1,35 мм $\pm$ 0,15 мм або 2,5 $\pm$ 0,25 мм
Границі дозвленої основної зведеної похибки	Не більше $\pm 1\%$

Робочий температурний діапазон для датчиків	+1 - +180 °C
Ступінь захисту оболонок	IP-67
Кабель датчика	Стійкий до агресивних середовищ (кислот, лугів, нафтопродуктів), захищений метало рукавом з нержавіючої сталі з підвищеним показником навантаження на розрив, стандарт DIN EN 50281-1-2



Рис. 2.20. ДП-10 (ДП-16)

2.5. Вибір регулюючого клапана

Призначення клапанів в технологічному процесі полягає в тому, щоб за допомогою впливу електроприводу на регулюючий елемент реагувати на сигнали, що надходять від пристроїв керування та команд операторів.

В даному проекті запірна арматура не модифікується, тому будемо проводити підбір електропривода, який на неї встановимо (табл. 2.9.).

Таблиця 2.9 Порівняння клапанів

Параметр	AUMA SA 07.2/RWG	BF-9036
Температурний діапазон	Від -40 °C до +80 °C	Від -30 °C до +50 °C
Обертний момент	(10-1000) Нм	(25-5000) Нм
Швидкість обертання	(4-180) об/хв	(0,15-150) об/хв
Час повного ходу	(7-80) с	(10-160) с
Термін служби	15 років	10 років

Обираємо AUMA SA 07.2/RWG (рис 2.21.)

Регулюючий клапан AUMA SA 07.2/RWG – це прецизійний клапан з електричним приводом. Він має номінальний крутний момент до 1000 Нм і працює при напрузі 380-480 В. Завдяки класу захисту IP68, цей клапан призначений для роботи в екстремальних умовах, в діапазоні температур від -25 °C до +70. °C. Його інтерфейси дозволяють безперебійно підключатися до систем автоматизації за допомогою стандартних протоколів, таких як Modbus і Profibus. Корпус клапана виготовлено з антикорозійних матеріалів, що забезпечує довговічність і надійність у критичних випадках.



Рис 2.21. AUMA SA 07.2/RWG

2.6. Розробка схеми зовнішніх проводок

Схема зовнішньої проводки наведена на рис.2.22.

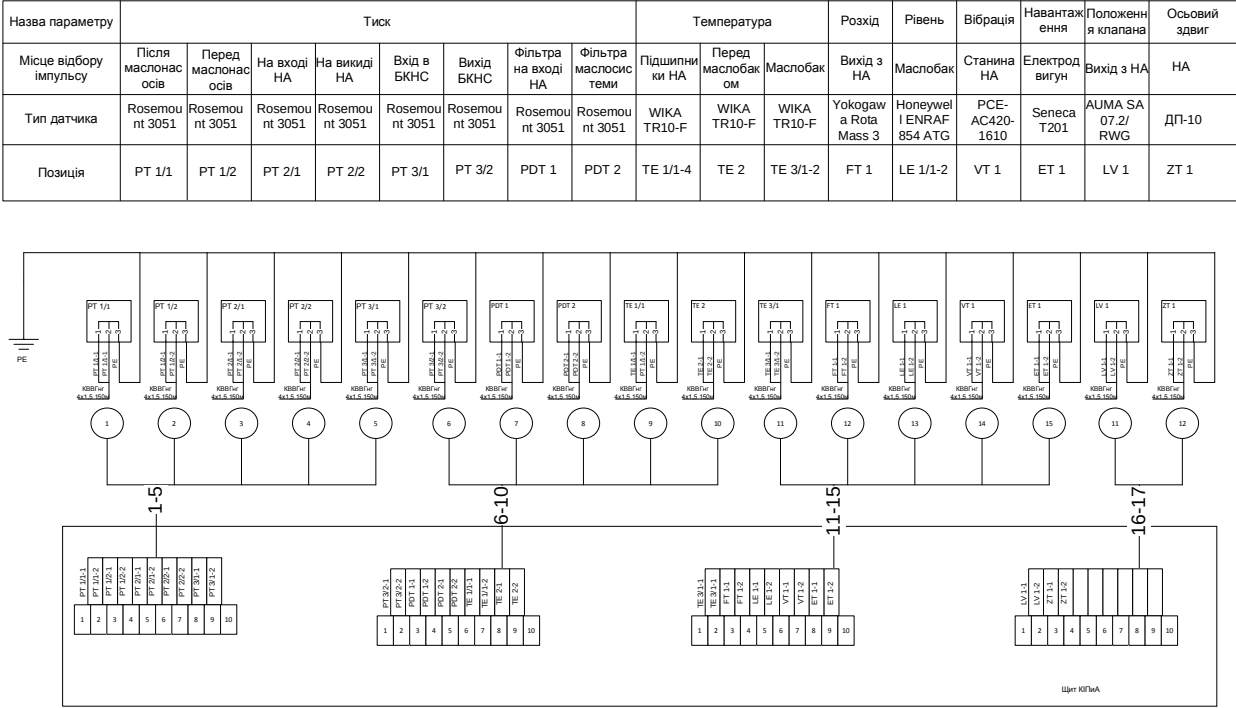


Рис. 2.22. Схема зовнішніх проводок

Прилади, що знаходяться за місцем:

Датчики тиску Rosemount 3051 розташовані, на вході та виході трубопроводу, на системі подачі олії з маслобака до підшипників, на всасі та викиді насосів, а також на перепаді фільтрів перед насосами;

Датчики температури Wika TR10-F, розташовані на польових підшипниках двигуна, робочих підшипниках двигуна, робочих підшипниках насоса, польових підшипниках насоса, а також на загальній лінії трубопроводу та в масло системі;

- Датчики витрати Yokogawa Rota Mass 3, розташовані на виході з насосів;
- Датчик рівня Honeywell ENRAF 854 ATG, розташований на маслобаку;
- Датчики вібрації PCE-AC420-1610, розташовані на станині насосів;

- Датчики навантаження Seneca T201, розташовані на кабелі підключення електродвигунів насосів;
- Датчики осевого зсуву ДП-10, розташовані на станині насосів;
- Датчики положення електроприводу AUMA SA 07.2/RWG, розташовані на виході насоса [9].

Для транслявання сигналів від датчиків на щит управління КВП використовуються по три жили з проводу: (4-20) мА і заземлення, одна залишається в 54 резерві. Як кабель обраний КВВГ нг 4х1,5 (Рис 3.24.). КВВГ нг 4х1,5 – кабель контрольний з 4 мідними жилами, перетином 1,5 мм квадратних, в ізоляції та оболонці з полівінілхлоридного пластикату. Кабель КВВГ нг 4х1, 5 відповідає вимогам ДСТУ 1508-78 [10].

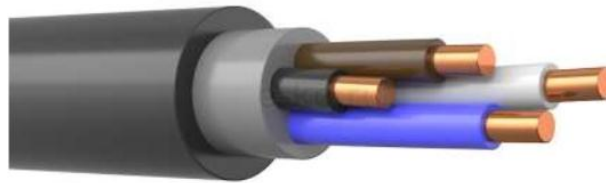


Рис 2.23. Провід КВВГ нг 4х1,5

Температурний діапазон експлуатації:

- Мінімальна температура: -50 °С
- Максимальна температура: +50 °С

Вологість повітря не повинна перевищувати 98%

Монтаж:

- Мінімальний радіус вигину при монтажі: 55,2 мм
- Прокладка допускається при температурі не нижче -15 °С

Характеристики кабелю:

- Номінальна товщина ізоляції жили: 0,6 мм
- Вага: 0,15 кг/м

- Клас пожежної безпеки: О1.8.2.5.4 по ГОСТ 31565-2012
- Зовнішній діаметр: 9,2 мм
- Термін служби: не менше 25 років з дати виготовлення
- Активний опір жили: 12,6 Ом/км
- Опір ізоляції жили: 10 МОм/км
- Частота струму: до 100 Гц
- Номінальна напруга: 660 В

Будова кабелю:

Кабель КВВГ нг 4х1,5 складається з:

- Чотирьох мідних жил перетином 1,5 мм² кожна
- Ізоляції з ПВХ товщиною 0,6 мм
- Загальної оболонки з ПВХ

Застосування:

Кабель КВВГ нг 4х1,5 використовується для підключення до електричних приладів, щитів автоматики та інших електроустановок в мережах змінного струму з частотою до 100 Гц і напругою до 660 В.

Кабель можна прокладати в:

- Землі
- Каналах
- Тунелях
- Агресивному середовищі
- На відкритому повітрі

3. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИСТЕМИ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

3.1. Вимоги до моделі системи підтримки пластового тиску

Особливий інтерес для розробок у галузі моделювання представляють складні системи з розвиненою структурою і складаються з безлічі елементів, які поєднують процеси руху рідин у наземних трубопровідних мережах, свердловинах з фільтраційно-енергетичними процесами пластових систем. Цільові параметри таких систем зазвичай важко передбачувати і сильно змінюються при зміні властивостей хоча б одного елемента системи [20].

У зв'язку з тим, що найбільший рівень впливу на пластову систему і найбільшу енергоємність мають системи заводнення, основним аспектом практичного застосування описаних тут моделей є підвищення ефективності систем підтримки пластового тиску (ППТ) з позиції мінімізації енергетичних витрат і максимізації ефективності процесу нафтовидобування.

Більшість обмежень у відомих моделях теорії гідравлічних ланцюгів (ТГЛ) [23] пов'язані з фіктивними граничними умовами, обмеженнями на вигляд структури системи, вимогами до виду функцій (замикаючих відносин), відсутність взаємозв'язку між гідравлічними режимами і важливими технічними перемерзання ділянок, аварійні режими роботи насосних агрегатів, зміна стану зворотних клапанів, перехід гідравлічної енергії в теплову і т. п.).

Розглянемо можливості підвищення рівня контролю та управління систем ППТ за допомогою створення універсальної моделі, за допомогою якої стало б можливо контролювати систему та передбачати її поведінку при внесенні будь-яких змін. Використання цієї моделі насамперед дозволило б збільшити енергозбереження систем і точність відповідності технологічним режимам заводнення за рахунок комплексної оптимізації.

Розглядається ТГЛ з довільною структурою [21-23], що складається з m вузлів, з яких t вузлів є транзитивними, n ланок і s шляхів можливого переміщення текучого середовища між активними вузлами. Будемо вважати,

що для кожної ланки $i \in [j_{ib}, j_{ie}]$ (ланки i належить вузлам j_{ib} та j_{ie}), де j_{ib} та j_{ie} її початковий і кінцевий вузли, заданий закон гідравлічного впливу, що зв'язує перепад тиску $\Delta p'_i$ (обумовлений технічними властивостями елемента i) на кінцях ланки та встановлена витрата q_i :

$$\Delta p'_i = f_i(q_i). \quad (3.1)$$

Функції $f_i(q_i)$ - замикаючі відносини характеризують взаємозв'язок перепаду тиску від витрати обумовлену внутрішніми параметрами ланки i . Вид $f_i(q_i)$, наприклад, залежить від параметрів гідравлічного опору трубопроводної арматури, продуктивності насосів тощо.

Повний перепад тиску на кінцях ланки i буде залежати від функції $f_i(q_i)$ гідростатичного перепаду, за умови знаходження ТГЛ в полі гравітації

$$\Delta p_i = \Delta p'_i - \Delta z_i = f_i(q_i) - \Delta z_i, \quad (3.2)$$

де Δz_i - гідростатичний перепад тиску $\Delta z_i = \rho g(z_{jib} - z_{jie})$; ρ - щільність текучого середовища; g - прискорення вільного падіння; z_{jib} та z_{jie} - висоти вузлів j_{ib} та j_{ie} над рівнем моря. Вплив факторів «гідростатичного парадоксу» не береться до уваги.

3.2. Метод «шляхової ув'язки» розподілу потоку

Відповідно до цього методу для будь-якого розподілу потоку повинні виконуватися такі умови. По-перше, у кожному транзитивному (з'єднаному з більш, ніж однією ланкою) вузлі j повинен дотримуватися матеріальний баланс, що відповідає принципу нерозривності (суцільності) потоку текучого середовища.

$$\sum_{i \in j} q_i = 0, j = 1, 2, \dots, t, \quad (3.3)$$

де зліва стоїть алгебраїчна сума витрат по всіх ланках, що мають загальний (незалежно від того, кінцевий це або початковий) транзитивний вузол j . Причому, якщо ланка входить у вузол, то знак перед q_i береться позитивним, і якщо виходить - негативним. Для активних вузлів рівняння матеріального балансу не записуються.

По-друге, сума перепадів тиску $\Delta p'_i$ на кінцях ланок, що входять в шлях r , повинна дорівнювати сумі гідростатичних перепадів тиску на кінцях ланок, що входять в цей шлях і перепадів тиску між вузлом початку шляху і вузлом кінця шляху. Ними є активні вузли, що символізують накопичувачі текучого середовища (НТС), тиск у яких задано на момент розрахунку. Для шляху r можна записати:

$$\sum_r \Delta p'_i = \sum_r f_i(q_i) = P_{rb} - P_{re} + \sum_r \Delta z_i, \quad (3.4)$$

де ліворуч стоїть алгебраїчна сума перепадів тиску (обумовлених технічними властивостями об'єктів) на кінцях ланок, що входять в шлях r ; справа - різницю тисків в активних вузлах, що утворюють шлях (P_{rb} - тиск у вузлі початку обходу шляху, P_{re} - тиск у вузлі кінця обходу) і сума гідростатичних перепадів тиску на кінцях ланок, що входять у шлях. Якщо гідростатичний перепад виключається праворуч, то підсумовування зліва береться згідно з формулою (3.2).

Напрямок «обходу» шляху задається вибором одного з пари активних вузлів початковим, а іншого кінцевим, тобто як і в ланках, але вже для ланцюжка від одного НТС до іншого. Оскільки активні вузли відображають елемент НТС, то згідно з першою властивістю НТС, значення P_{rb} і P_{re} , що характеризують стабілізований потенціал текучого середовища, повинні бути задані на поточний момент часу (тиск у точках можливого припливу/відтоку - в річках, озерах, ємностях, пластах і т.д.). Введемо вектор $\bar{Q}$ витрат, вектор перепадів тисків $\bar{Y}'$ зумовлених внутрішніми властивостями елементів, вектор

повних перепадів тисків $\bar{Y}$, вектор тисків $\bar{P}$ у всіх вузлах моделі і вектор $\bar{Z}$ гідростатичних перепадів тисків на кінцях усіх ланок, рис.3.1.

$$\bar{Q} = \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_i \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix}; \quad \bar{Y}' = \begin{bmatrix} y'_1 \\ y'_2 \\ y'_i \\ \vdots \\ y'_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p'_1 \\ \Delta p'_2 \\ \Delta p'_i \\ \vdots \\ \Delta p'_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(q) \\ f_2(q) \\ f_i(q_i) \\ \vdots \\ f_n(q_n) \end{bmatrix}; \quad \bar{P} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_j \\ \vdots \\ p_m \end{bmatrix},$$

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_i \\ \vdots \\ \Delta z_n \end{bmatrix}; \quad \bar{Y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_i \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_1 \\ \Delta p_2 \\ \Delta p_i \\ \vdots \\ \Delta p_n \end{bmatrix} = \bar{Y}' - \bar{Z} = \begin{bmatrix} \Delta p'_1 \\ \Delta p'_2 \\ \Delta p'_i \\ \vdots \\ \Delta p'_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_i \\ \vdots \\ \Delta z_n \end{bmatrix},$$

Рис.3.1 Вектор: i - номер ланки; n - кількість ланок у структурній схемі;
 j - номер вузла; m - кількість вузлів у структурній схемі ТГС

Система рівнянь у загальному матричному вигляді зведеться до системи нелінійних рівнянь алгебри щодо вектора невідомих витрат - Q .

$$\begin{cases} A\bar{Q} = 0 \\ B\bar{Y}' = \bar{E} + \bar{U} \end{cases}, \quad (3.5)$$

де A - прямокутна матриця (тп) з'єднань t вузлів і p ланок, що однозначно описує структуру системи [2]; B - прямокутна матриця шляхів, де на перетині стовпця i , що відповідає ланці i і рядку r , відповідної шляху r , міститься елемент: 0, якщо ланка i не з'єднана з вузлом j ; -1, якщо ланка i виходить із вузла j ; +1, якщо вузол i для ланки i кінцевим; $\bar{E}$ - вектор, складений з різниці тисків $P_{rb} - P_{ze}$ між активними вузлами відповідного шляху r ; $\bar{U}$ - вектор гідростатичних перепадів між активними вузлами, що утворюють шлях.

З матриці A виключаються рядки, що відповідають активним вузлам для забезпечення енергетичного балансу гідравлічних енергій (4): різниця суми гідравлічних енергій в одиницю часу, що надходять в активні вузли ззовні, і суми гідравлічних енергій в одиницю часу дорівнювати сумі гідравлічних потужностей N_s ланок гідросистеми

$$N_s = \sum_{i=1}^n \Delta p_i q_i = \sum_{i=1}^n f_i(q_i) q_i - \Delta z_i q_i.$$

Єдиним недоліком вихідної системи рівнянь (3.5) є необхідність пошуку системи із $c=n-m$ лінійно-незалежних шляхів. Рішення системи (3.5) здійснюється чисельним методом Ньютона при нульовому початковому наближенні з корекцією прирощень визначення приватних похідних замикаючих відносин (3.1) у кінцевому вигляді.

3.3. Метод «вузлової ув'язки» розподілу потоку

Основою для запису системи рівнянь є матеріальний баланс у транзитивних вузлах, виражений через залежності $q_i = S_i(\Delta p_i)$ витрати у ланці i від перепаду тиску на його кінцях. Функція $S(\Delta p)$ є зворотною функції $f(q)$, тобто для її визначення в довільній точці - Δp_0 необхідно в загальному випадку вирішити нелінійне рівняння $f(q) - \Delta p_0 = 0$ щодо невідомої витрати q .

Виразивши невідомі витрати в (3.3) через функції $q_i = S_i(\Delta p_i)$ і замінивши $\Delta p_i = p_{j_b} - p_{j_e}$, отримаємо рівняння для t транзитивних вузлів, де в кожному рівнянні додаються $S(\Delta p)$ для ланок, з'єднаних (суміжних) з транзитивним вузлом j .

$$\sum_{i \in j} S_i(p_{j_{ib}} - p_{j_{ie}}) = 0, j = 1, 2, \dots, t. \quad (3.6)$$

Причому тиску в транзитивних вузлах є невідомими, а тиску в активних вузлах константами або функціями від часу, які розраховуються в моделі гідросистеми продуктивних пластів.

Після приведення (3.6) до більш зручного для вирішення вигляду остаточно отримаємо однорідну систему нелінійних рівнянь алгебри щодо невідомих тисків в транзитивних вузлах:

$$\begin{cases} F_1(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \\ \vdots \\ F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0, \\ \vdots \\ F_l(p_1, p_2, \dots, p_j, p_m) = 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

де $F_j(p_1, p_2, \dots, p_j, \dots, p_m)$ функції залежності суми масових або об'ємних витрат потоків, що сходяться в транзитивному вузлі j від тисків у суміжних з ним вузлах (у тому числі і активних).

Для опису умов стисливості текучого середовища необхідно функціонально визначити залежність фізичних властивостей середовища, що впливають на розподіл потоків від тиску. Для цього задамося функціями $\rho(p)$ - залежності щільності від тиску та $\nu(p)$ - залежності кінематичної в'язкості від тиску. Для води систем ППТ отримано емпіричні залежності

$$\rho(p, T) = 1000,26 - 0,009 T^{1,837 - 0,0002135 p} + 0,4306 p,$$

$$\nu(p, T) = 0,1846 + \frac{1,5778}{e^{0,03131 \cdot T}} - p \frac{0,00138}{T^{0,238}},$$

де p - безрозмірний тиск рівновелике абсолютному, 1 д.е. = 1 МПа; T - температура рівновелика абсолютної, 1 д.е. = °C; ρ - щільність, кг/м³; ν - кінематична в'язкість, мм²/с. Емпіричні константи беруться з відповідної розмірності.

Тут необхідні інші замикаючі відносини: функції $S_i'(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$, що зв'язують масовий витрата M_i , тиску та позначки висот кінців ланок. Підставивши дані функції (3.6) отримаємо систему з рівнянь виду

$$\sum_{i \in j} a_{ji} S_i'(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie}) = 0, \quad (3.8)$$

де z_{jib}, z_{jie} - абсолютні позначки положення вузлів початку і кінця ланки відносно відлікової площини. Задавшись вектором абсолютних позначок всіх вузлів - $\bar{V} = (z_1, z_2, \dots, z_j, \dots, z_m)$, то в матрично-векторному поданні (3.8) буде

$$A \cdot \bar{S}'(\bar{P}, \bar{V}) = 0. \quad (3.9)$$

Для знаходження залежностей $S_i'(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$ при формуванні моделі кожної ланки необхідно чисельно вирішити рівняння, що зв'язує масову витрату у ланці i , з тисками на його кінцях. Розділимо ланку i , на N частин. Будемо нумерувати кожну ділянку ланки індексом k , починаючи від вузла початку (рис.3.2).

На кожній малій ділянці ланки - $\Delta l = l/N$ будемо вважати величини щільності і кінематичної в'язкості постійними, тобто незалежними від зміни тиску. Розглядаючи функцію залежності перепаду тиску на ділянці Δl ланки i , від масової витрати у ланці M_i , щільності ρ і кінематичної в'язкості ν на цій ділянці у вигляді функції $f_i(M_i, \rho, \nu, \Delta l)$, отримаємо наступне співвідношення

$$\begin{aligned} w_i(M_i) &= \sum_{k=1}^N f_i(M_i, \rho_k, \nu_k, \Delta l, \Delta z_k) = \\ &= P_0 - P_N = P_{jib} - P_{jie}, \end{aligned} \quad (3.10)$$

де $M_i = q_{ik} \rho_i$ - масова витрата у ланці дорівнює добутку об'ємної витрати на ділянці k та щільності; $\rho_k = \rho(\bar{p}_k)$ - середня щільність ділянки k ; $\nu_k = \nu(\bar{p}_k)$ - середня кінематична в'язкість на ділянці k .

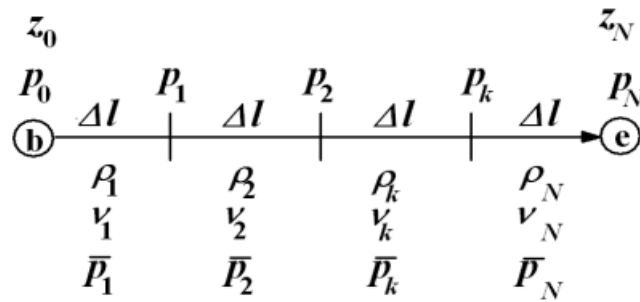


Рис.3.2. Схема розрахунку для умов стисливості текучого середовища

Тут - $(p - p)/2$ - середній тиск на ділянці k . Тиск до початку наступного ділянки визначаються послідовно, виходячи з замикаючих відносин (1) для ТС, що не стискається:

$$P_k = P_{k-1} - f_i(q_{i_k}, \rho_k, \nu_k, \Delta l) + \Delta z_k. \quad (3.11)$$

При рішенні (3.10) у момент знаходження вхідних (7-9) $S_i'(p_{jib}, p_{jie}, z_{jib}, z_{jie})$ величини p_0, z_0, p_N, z_N є константами, однозначно визначальними від

залежності від M_i зліва. Таким чином, функцію $w_i(M_i)$ за допомогою чисельного рішення можна звернути, тобто вирішити щодо невідомих тисків у вигляді функції $M_i = S_i(p_{jib}, p_{jie}, Z_{jib}, Z_{jie})$.

Порядок розрахунку $w_i(M_i)$ залежить від співвідношення напрямку потоку та орієнтації ланки. Так, при протилежній орієнтації ланки потоку послідовність розрахунку РК слід починати з вузла - кінця ланки, так як причинно-наслідковий зв'язок простежується відповідно до напрямку потоку. Внаслідок такої неоднозначності, вид функцій $S_i(p_{jib}, p_{jie}, Z_{jib}, Z_{jie})$ буде дещо змінюватися при послідовному наближенні розподілу потоку ході чисельного рішення (8), (9).

Для систем ППТ облік теплового обміну важливий внаслідок необхідності врахування зміни властивостей текучого середовища та виявлення можливих фактів перемерзання ділянок ТГС.

Припустимо, що для кожної ланки i відомо розподіл температури навколишнього середовища по довжині ланки l , що описується функціональною залежністю $Hi(l)$. Такі залежності можуть бути представлені у довільному вигляді: алгебраїчно табульованої множини $[H_k, l_k]$, у вигляді констант, інтерполяційної залежністю емпіричних даних і т. п. Передбачається, що теплопередача між текучим середовищем у ланці і навколишнім ланка середовищем відбувається під дією перепаду температури потоку і навколишнього середовища і може бути описана для кожної ділянки Δl виходячи з його морфологічних властивостей (наприклад, площі поверхні контакту середовищ - ψ), властивостей матеріалу (наприклад, коефіцієнт теплопередачі - γ), властивостей текучого середовища та перепаду температури між потоком і навколишнім середовищем - Δt як функцій $Gi(M_i, \Delta l, \gamma, \psi, \Delta t)$.

Також передбачається, що нагрівання потоку обумовлено переходом частини гідравлічної енергії потоку в теплову («термо гідравлічний» перехід) внаслідок гідравлічного опору, а також, внаслідок кінетичного впливу активних елементів насосів на потік. Для трубопроводної арматури термо

гідравлічний перехід енергії буде описуватися, виходячи з втрат гідравлічної енергії у ланці i на ділянці Δl для рідини, що не стискається, в одиницю часу, як

$$g_i(M_i, \Delta l) = f_i \left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right) \frac{M_i}{\rho}, \text{ Вт.} \quad (3.12)$$

Для ділянки k довжиною Δl ланки i зміна температури буде складатися з двох складових: зростання температури внаслідок гідротермічного переходу $\Delta T_{ik}^{(g, \Delta l)}$ зростання або падіння температури внаслідок передачі тепла між потоком і навколишнім середовищем $\Delta T_{ik}^{(m, \Delta l)}$.

$$\begin{aligned} \Delta T_{ik}^{(g, \Delta l)} &= \frac{g_i(M_i, \Delta l)}{M_i C_v} = \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i \left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right) \frac{M_i}{\rho}}{M_i C_v} = \\ &= \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i \left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right)}{\rho C_v}, \end{aligned} \quad (3.13)$$

де C_v - питома теплоємність текучого середовища, Дж/(кг.К).

Зміна температури внаслідок теплопередачі з навколишнім середовищем на ділянці до довжиною Δl ланки

$$i - \Delta T_{ik}^{(m, \Delta l)} = \frac{G_i[M_i, \Delta l, \gamma, \psi, \Delta t_k]}{M_i C_v}, \text{ где } \Delta t_k = T_k - H_i(l_k) - \quad (3.14)$$

різниця температур потоку і навколишнього середовища у ланці i на ділянці k . Таким чином, для знаходження температури потоку на ділянці k ланки i , необхідно підсумовувати всі збільшення температури на ділянках c від 1 до k :

$$T_{i_k} = T_{i_{jb}} + \sum_{c=1}^k (\Delta T_{i_c}^{(g, \Delta l)} + \Delta T_{i_c}^{(m, \Delta l)}), \quad (3.15)$$

причому, якщо вважати сталість в'язкості і щільності ділянки, то величина $\Delta T_{ik}^{(g,\Delta l)}$ за ланкою змінюватися нічого очікувати. Тут T_{ijb} - температура у вузлі (він може бути початковим або кінцевим для ланки), у якому потік входить у ланку. Для визначення температури на виході із ланки:

$$T_{ije} = T_{ijb} + \sum_{k=1}^N (\Delta T_{ik}^{(g,\Delta l)} + \Delta T_{ik}^{(m,\Delta l)}). \quad (3.16)$$

Для трубопроводів без урахування гідротермічного переходу в залежності від температури потоку попередньої ділянки k

$$T_{i_{k+1}} = T_M + (T_{i_k} - T_M) e^{\frac{-\psi\gamma}{M_i C_v}}, \quad (3.17)$$

де T_M - температура навколишнього середовища ланки i на ділянці k ; γ - коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²К); $\psi = \pi \Delta l d$ - поверхня контакту потоку та зовнішнього середовища для труб круглого перерізу, м².

Таким чином, після заміни T_M на $H_i(\Delta l k)$, остаточно отримаємо формулу для визначення температури потоку у ланці - круглому трубопроводу для рідини, що не стискається на ділянці k відносно ділянки $k-1$:

$$T_{i_k} = H_i(\Delta l k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l k)] e^{\frac{-\Delta l \pi \gamma d}{M_i C_v}} + \frac{[1 - \Omega(\omega)] f_i \left(\frac{M_i}{\rho}, \Delta l \right) k}{\rho C_v} \frac{1}{N}, \quad (3.18)$$

де $\Omega(\omega)$ - функція, що описує частку розсіяваної частини гідравлічної енергії, яка не переходить у теплову, залежно від швидкості потоку ω .

Для розрахунку комплексного розподілу потоку опри неізотермічному перебігу рідини, що стискається або стискається, необхідно поєднати потоко- і теплорозподіл у системі. Для цього описані вище залежності для кожної ланки i інтегруються у функції $\Delta T_i = \theta_i; (M_i, T_{jio})$, що описують перепад температури ΔT_i потоку між температурою на вході - T_{jio} та виході з ланки. Наприклад, для трубопроводу цією функцією буде

$$\theta_i(M_i, T_{j_{i0}}) = \sum_{k=1}^N \left\{ \begin{aligned} & H_i(\Delta l_k) + [T_{i_{k-1}} - H_i(\Delta l_k)] e^{\frac{-\Delta l_k \gamma d}{M_i C_v}} + \\ & + \frac{1}{M_i C_v} \left[1 - \Omega\left(\frac{q_{i_k}}{\psi}\right) \right] \Delta p_{i_k} q_{i_k} \end{aligned} \right\}. \quad (3.19)$$

Причому тут при $k=0$ $T_{i0}=T_{j0}$, тобто температура на вході у ланку.

Щоб уникнути виникнення ситуації безкінечного ΔT_i при $M_i = 0$, будемо вважати, що при нульовому масовому витраті розподіл температури потоку по довжині ланки буде еквівалентно розподілу температури зовнішнього середовища, тобто згідно $H_i(l_i)$.

Розглянемо задачу терморозподілу при поточному знайденому потокорозподілі. Допустимо, після рішення (3.19) маємо розподіл тиску $\bar{P}$ і масових витрат $\bar{M}$ для всіх вузлів і ланок моделі. Також задані граничні умови терморозподілу: температури в активних вузлах, в яких відбувається приплив (при даному потокорозподілі) гідросистему. На підставі залежностей (3.19) для кожної ланки 1 можна розрахувати розподіл температури у всій системі.

Для цього вводяться функції температури $\tau_j(T_1, T_2, \dots, T_j, \dots, T_m)$, що визначають на підставі (3.19) всіх ланок, залежність температури у вузлі j від температури у всіх вузлах.

$$\tau_j(T_{k1 \in j}, T_{k2 \in j}, \dots, T_{kn \in j}) = \frac{\sum_{k \in j}^n |M_{i \in k}| [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)]}{\sum_{k \in j}^n M_{i \in k}}, \quad (3.20)$$

де $k \in j$ - індекси вузлів інцидентних вузлу j , з яких у вузол j є приплив; $i \in k$ - індекси ланок що з'єднують вузли k і вузол j ; n - кількість вузлів інцидентних вузлу j , з яких у вузол j є приток.

Причому що задають температуру у вузлі j вважаються вузли, суміжні з ним, з яких j вузол має місце приплив.

Для знаходження температур T_j у вузлах пропонується система нелінійних алгебраїчних рівнянь, розв'язувана методом простої ітерації:

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_1(T_{k1 \in 1}, T_{k2 \in 1}, \dots, T_{kn \in 1}) = \\ = \frac{\sum_{k \in 1}^n |M_{i \in k}| [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_1 \varepsilon_1}{\sum_{k \in 1}^n M_{i \in k} + x_1} \\ \vdots \\ \tau_m(T_{k1 \in m}, T_{k2 \in m}, \dots, T_{kn \in m}) = \\ = \frac{\sum_{k \in m}^n |M_{i \in k}| [T_k + \theta_{i \in k}(M_{i \in k}, T_k)] + x_m \varepsilon_m}{\sum_{k \in m}^n M_{i \in k} + x_m} \end{array} \right. \quad (3.21)$$

Для використання комплексної моделі системи ППТ необхідно об'єднання граничних умов моделі ТГС та моделі ГПП. З цією метою для моделі ТГС зручно в найбільш простій схемі розглядати тиск в активних вузлах у вигляді залежності від часу - $P(l)$, яка зумовлюватиметься моделлю ГПП, для якої граничну умову зручно задати залежністю $Q(t)$ прийомистості від часу для кожної ланки - свердловини.

Необхідно також враховувати динаміку провідностей або замикаючих відносин $f(q)$ для при забійних зон пласта нагнітальних свердловин. Слід вважати, що проникність при забійних зон також повинна описуватися залежністю $k(t)$, яка буде розраховуватись у моделі ГПП на кожному кроці часу.

При перерахунку комплексного розподілу потоку - КПР у часі будемо мати динаміку термо гідравлічного стану ТГС у вигляді комплексних функцій $KnP(t)$, що залежать, як від внутрішніх властивостей ТГС так і від стану ГПП.

Відмінністю запропонованої моделі від відомих аналогів є повноцінний облік потоко- і теплорозподілу в гідросистемах довільного виду, тобто структури та характеристик елементів, що описуються у вигляді функцій

повних гідравлічних характеристик. У відомих моделях не враховується двосторонній взаємозв'язок фізичних властивостей рідини з тепло розподілом. Тобто змінна температура потоку по довжині ланок змінює щільність і в'язкість середовища і навпаки зміна в'язкості і щільності змінює характеристики теплопередачі і температуру. Також внаслідок переходу частини гідравлічної енергії в теплову відбувається додатковий нагрівання середовища, який у свою чергу веде до зміни її в'язкості та щільності, що далі призводить до зміни режиму перебігу та втрат тиску на тертя.

Математичний опис даної моделі дозволяє скоротити розмірність основної системи рівнянь в два рази, що дозволяє вирішити її з більшою точністю, швидкістю і надійністю збіжності чисельного методу.

4. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПРОЦЕСОМ ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В НАФТОДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

4.1 Розробка схеми інформаційних потоків блокової кушової насосної станції

Створюючи схему інформаційних потоків АСУ, потрібно враховувати, що до неї входять нижній рівень (відповідає за збір та обробку даних), середній рівень (відповідає за оперативне зберігання даних) та верхній рівень (відповідає за архівне корпоративної інформаційної системи (КІС) зберігання даних). Параметри, що транслуються в локальну обчислювальну мережу з використанням стандарту OPC (Open Platform Communications), включають: тиск (надлишковий) на вході насосів;

- Тиск (надлишковий) на виході насосів;
- Тиск (диференціальний) на фільтрах;
- Рівень олії в баку;
- Витрата води на виході БКНС;
- Температура підшипників;
- Температура олії;
- Вібрація насосного агрегату;
- Осьовий зсув електродвигуна;

Навантаження на електродвигун насоса.

Кожен елемент контролю та управління має свій ідентифікатор (ТЕГ), що складається із символного рядка.

Знак підкреслення _ у цьому поданні служить відділення однієї частини ідентифікатора з іншого і несе у собі будь-якого іншого сенсу.

Кодування всіх сигналів у SCADA-системі представлено у Таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Кодування всіх сигналів у SCADA-системі

Кодування	Розшифрування
DAV_VHD_WORK_VOD	Тиск води на вході насосів
DAV_VHD_WORK_VOD	Тиск води на виході насосів
URV_MAS_WORK_MASL	Рівень олії в маслобаках
RAS_VYH_WORK_VOD	Витрата води на виході БКНС
TEM_DVG_WORK_POD	Температура підшипників
TEM_MAS_WORK_MASL	Температура масла в маслосистемі

Для полегшення роботи персоналу та наочності інформація, що виводиться, візуалізована за допомогою зображення інформативних об'єктів і частин системи, що впливають на них. Також на АРМ оператора автоматично компонуються різноманітні форми звітів у форматі Excel. Компіляція звітів проводиться кожні 2 години, кожну зміну, кожну добу, кожен місяць і на вимогу (оперативний звіт) [8].

Складаються звіти з обов'язковим включенням до них інформації:

- зведення актуального стану обладнання;
- зведення актуальних вимірів.

4.2. Вибір алгоритмів керування автоматизованою системою блочної кушової насосної станції

В автоматизованій системі на різних рівнях керування використовуються різні алгоритми [12].

У даному проекті розроблені наступні алгоритми АС:

- алгоритм збору даних вимірювань.
- алгоритм пуску/зупинки технологічного обладнання.

Алгоритм збору даних вимірювань.

Каналом вимірювання будемо вважати канал вимірювання тиску на трубопроводі після насоса. Алгоритм збору даних з каналу вимірювання тиску після насосного агрегату представлений на рис. 4.1.

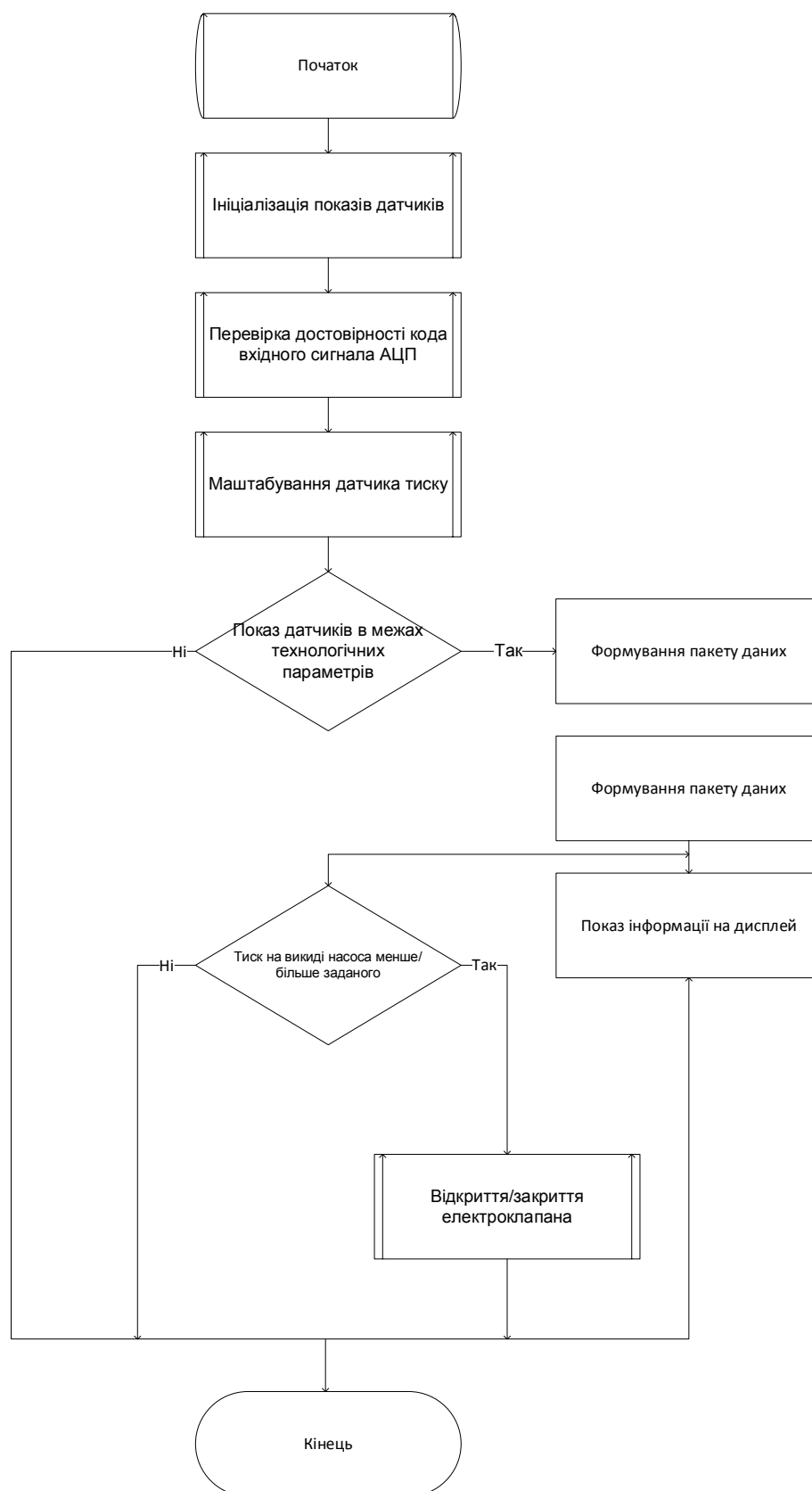


Рис. 4.1. Алгоритм збору даних вимірювань

Алгоритм пуску/зупинки технологічного обладнання.

Технологічним обладнанням будемо вважати насосні агрегати. Для обраного технологічного обладнання розробимо алгоритм пуску/зупинки. Алгоритм пуску/зупинки насосних агрегатів представлений на рис. 4.2.

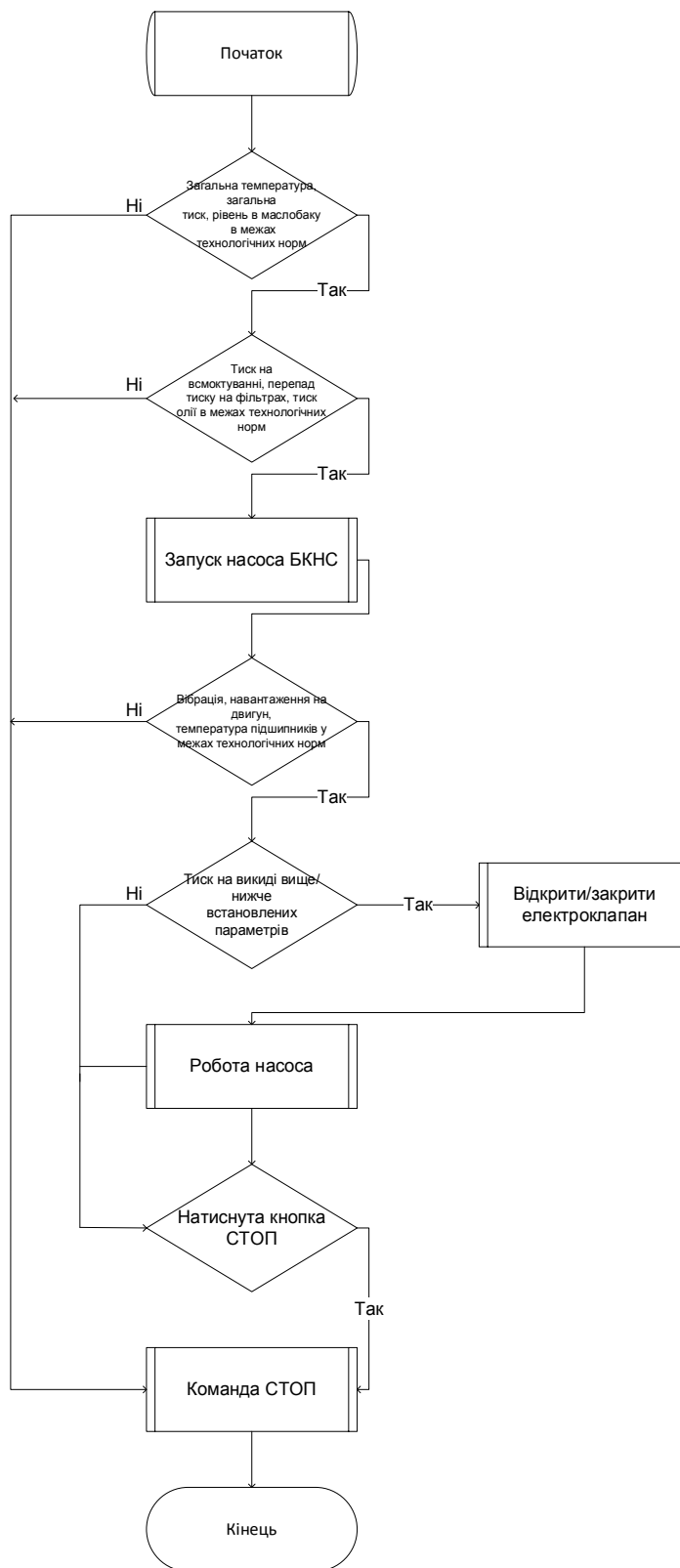


Рис. 4.2. Алгоритм пуску/зупинки технологічного обладнання

4.3 Алгоритм автоматичного регулювання тиску

Найбільш поширеним є ПІД-регулювання. Добре підібраний процес ПІД-регулювання – близький до універсального засіб, який підтримує необхідне значення зазначеного параметра в системах автоматичного керування.

Регулятор реагує на відхилення зазначеного параметра від необхідного значення (уставки) і посиляє сигнал, що коригує, на виконавчий механізм. Цей сигнал складається з трьох частин: пропорційної відхилення, пропорційної інтегралу відхилення та пропорційної похідної відхилення.

Для АСУ основним параметром роботи є тиск після насосних агрегатів, тому, регулюючи тиск, ми будемо фіксувати його після регулювання на виході з насоса. Параметр, до якого буде прагнути система, буде заданий з АРМ оператора за допомогою уставки. Поточний параметр вимірюється датчиком тиску на виході з насоса – система прагне зрівняти уставку з сигналом датчика. Сигнал з датчика є струмовим (4-20 мА) і передається на контролер Siemens S7-400, у якому відбувається порівняння значень датчиків і уставок, заданих оператором, після чого формується керуючий сигнал на електропривод.

На об'єкт управління впливає збурення у вигляді потоку рідини, що проходить. Об'єкт управління – аперіодична ланка 1 порядку із запізненням і являє собою ділянку трубопроводу між точкою вимірювання тиску та регулюючим органом (електроприводом із засувкою). Довжина цієї ділянки визначається правилами встановлення датчика та регулюючих органів та становить 5 метрів. Динаміка об'єкта управління $W(s)$, виражена як відношення «витрата речовини через клапан» (об'ємна витрата рідини після клапана) до «витрати речовини через витратомір» (об'ємна витрата рідини, що вимірюється) і наближено описується аперіодичною ланкою першого порядку з чистим запізненням. Скориставшись типовою передатною функцією трубопроводу, згідно з схемою управління насосом дроселювання

поток на лінії нагнітання, передатна функція ділянки регульованої об'ємної витрати рідини трубопроводу буде:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(d)} = \frac{1}{Tp + 1} e^{-\tau_0 p}, \quad (4.1)$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{p}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (4.2)$$

де: $Q_k(p)$ - Об'ємна витрата рідини після клапана ($\text{м}^3/\text{с}$)

$Q(p)$ - Вимірювана об'ємна витрата рідини ($\text{м}^3/\text{с}$)

P - Щільність рідини ($\text{кг}/\text{м}^3$)

L - Довжина ділянки трубопроводу між точкою вимірювання та точкою регулювання (м)

d - Діаметр труби (м)

f - Площа перерізу труби (м^2)

Δp - Перепад тиску на трубопроводі (Па)

τ_0 - Запізнення (с)

T - Постійна часу (с)

Паспортні дані для розрахунку передавальних ланок наведено у табл.

4.2.

Таблиця 4.2. Паспортні дані для розрахунку передавальних ланок

Назва параметра	Одиниця вимірювання	Значення
Щільність зневодненої нафти	$\text{кг}/\text{м}^3$	850
Робочий тиск у трубопроводі	МПа	10
Об'ємний розхід рідини	$\text{м}^3/\text{год}$	205
Довжина ділянки трубопроводу	м	5
Діаметр труби	мм	250
Перепад тиску на трубопроводі	МПа	0,2

Площа перерізу труби:

$$F = \frac{3.14 * 0.2502}{4} = 0.05 \text{ м}^2.$$

$$c = 0.655 \text{ с}, T = 0.1 \text{ с}, \tau_0 = 0,12 \text{ с}.$$

Передатна функція ділянки регульованої об'ємної витрати рідини трубопроводу:

$$W_T(s) = \frac{1}{0,1s + 1} e^{-0,12s}. \quad (4.3)$$

Засувка, що регулює процес, описується як інтегруюча ланка:

$$W_3(s) = \frac{1}{s}. \quad (4.4)$$

Електропривод представлено аперіодичною ланкою першого порядку:

$$W_{ED}(s) = \frac{k_{ED}}{T_{ED}s + 1}, \quad (4.5)$$

$$T_{ED} = \frac{JM}{\omega}, K_{ED} = \frac{\omega}{f_{max}}, \quad (4.6)$$

де K_{ED} - коефіцієнт підсилення двигуна;

T_{ED} - постійна часу двигуна;

J – момент інерції двигуна;

M - крутний момент двигуна;

ω – номінальна швидкість двигуна;

f_{max} – максимальна частота керування.

Значення параметрів взято з документації виробів (паспортів).

$$J=0,5 \text{ кг/м}^2 ; M=70 \text{ Н*м}; \omega=1000 \text{ рад/с}; I_{max}=150 \text{ мА}$$

Передатна функція електроприводу:

$$W_{ED}(s) = \frac{2}{0,035s + 1}, \quad (4.7)$$

Частотний перетворювач представлено аперіодичною ланкою першого порядку:

$$W_{ED}(s) = \frac{k_{чп}}{T_{чп} + s + 1}, \quad (4.8)$$

$$T_{чп} = \frac{T_{ED}}{2}, k_{чп} = \frac{f_{max}}{I_{max}}, \quad (4.9)$$

де $k_{чп}$ - коефіцієнт посилення частотного перетворювача;

$T_{чп}$ - постійна часу частотного перетворювача;

f_{max} – максимальна частота керування;

I_{max} – максимальний струм керування.

Передатна функція частотного перетворювача:

$$W_{чп}(s) = \frac{3}{0,0175s + 1}. \quad (4.10)$$

Структурна схема САР наведена рис. 4.3. , графік перехідного процесу рис 4.4., рис. 4.5. – характеристики перехідного процесу графіку, рис 4.6. – параметри блоку PID структурної схеми САР.

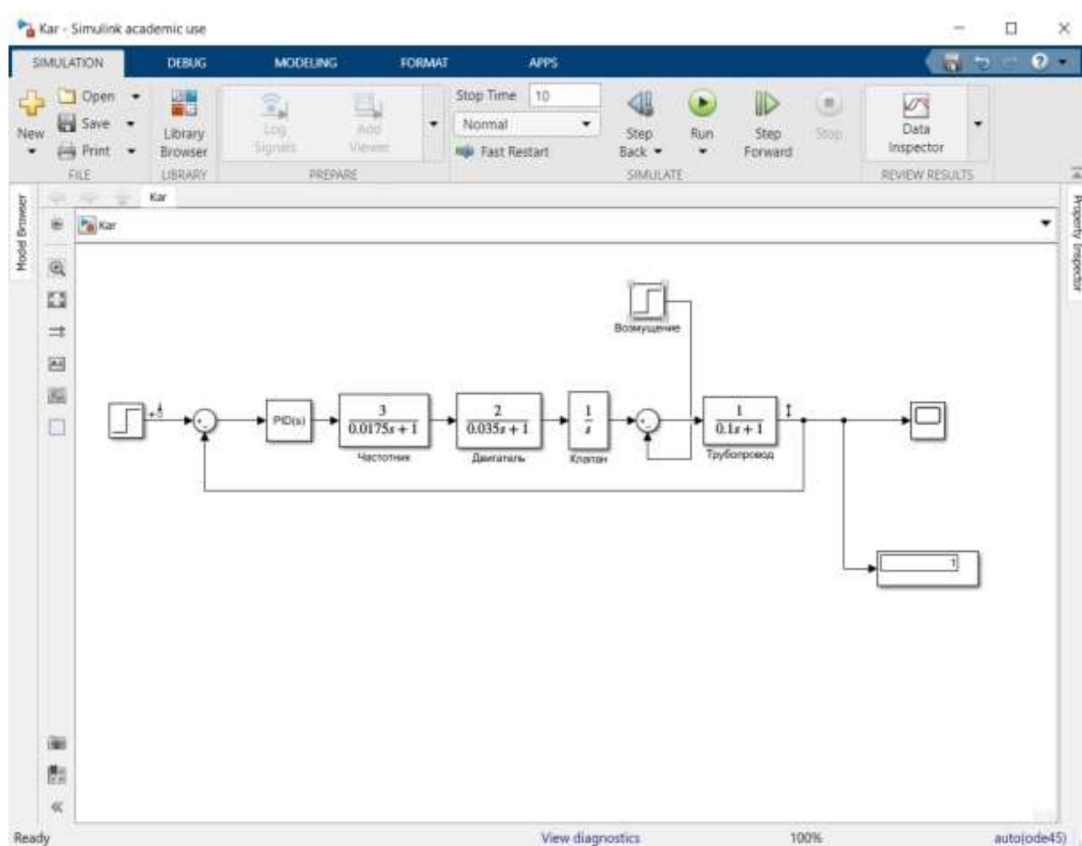


Рис. 4.3. Структурна схема САР

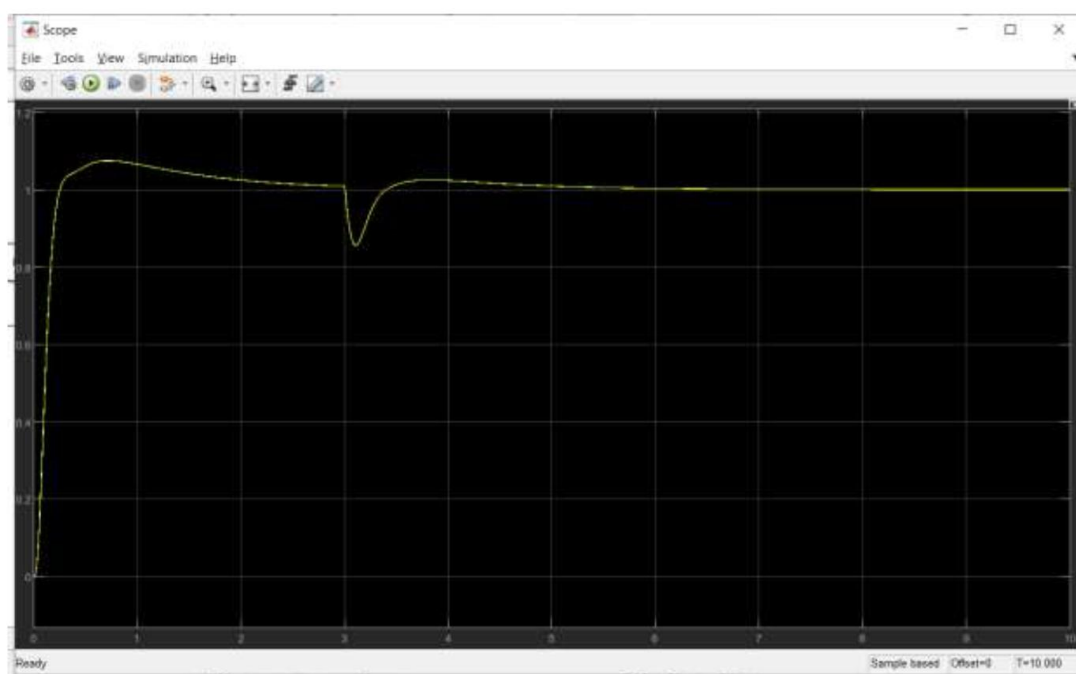


Рис. 4.4. Графік перехідного процесу

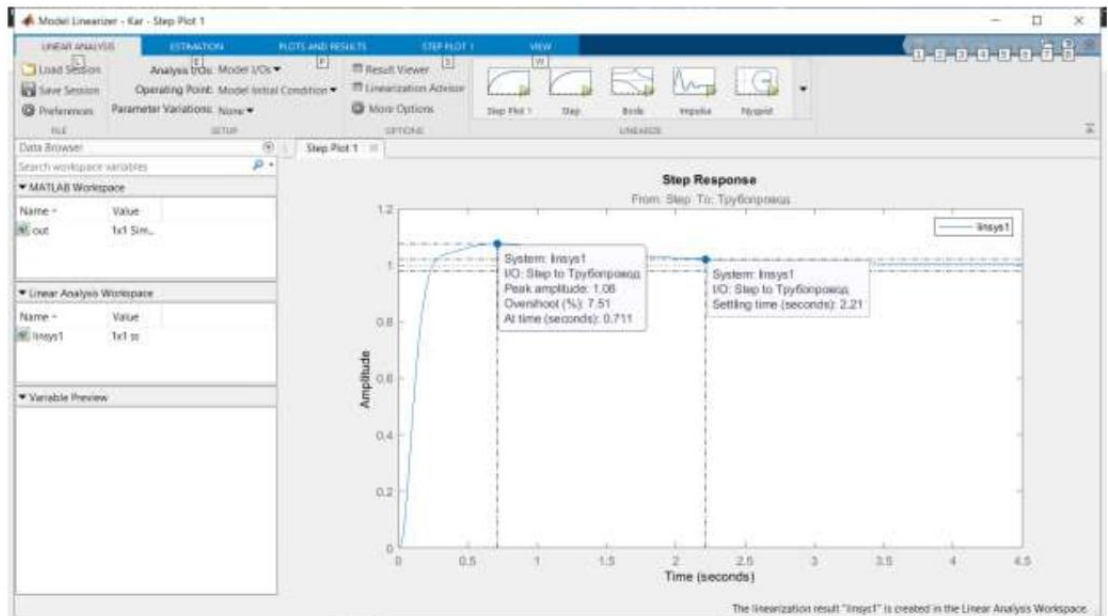
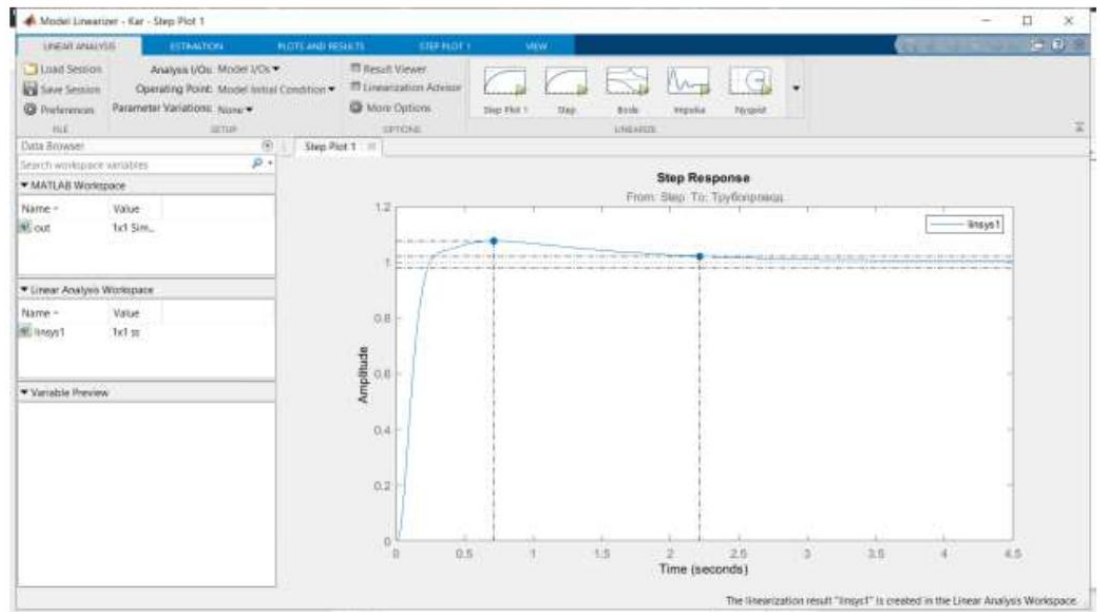


Рис 4.5. Графіки з даними

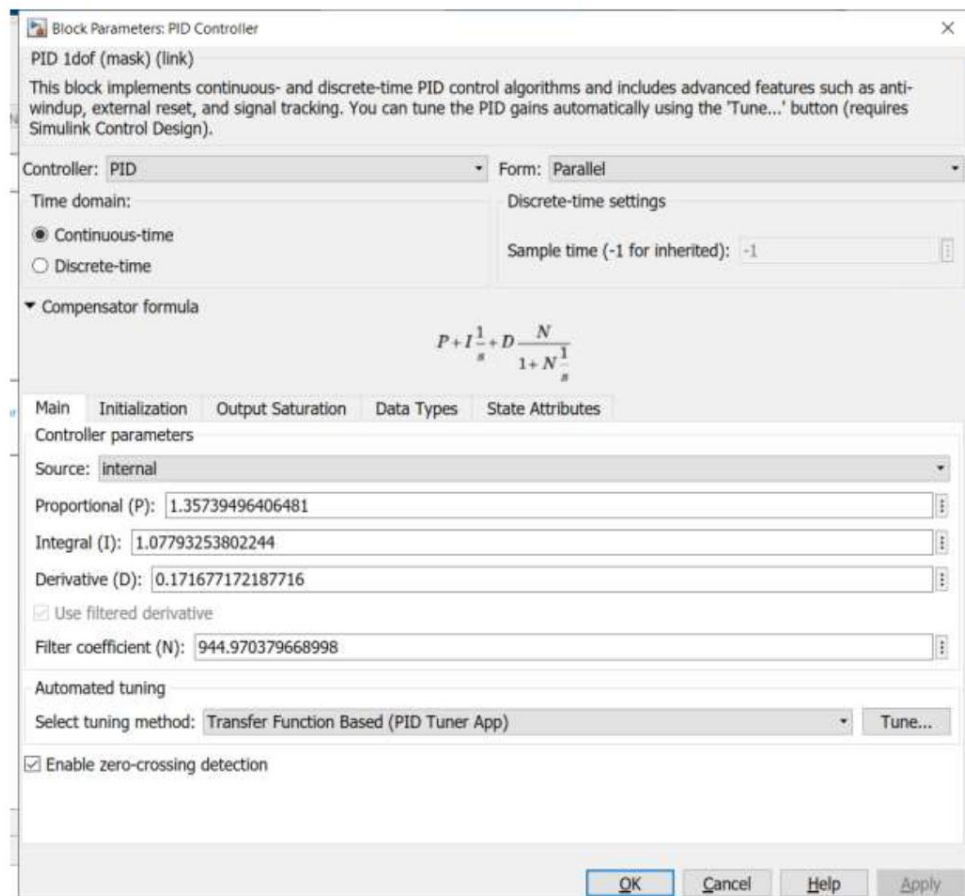


Рис. 4.6. Параметри блока PID

Час перехідного процесу становить приблизно 2,2 секунди. Статична помилка дорівнює нулю. Пере регулювання 7,5%. Дані показники відповідають вимогам до системи, система стійка і, як ми бачимо за графіками, легко регулює внесене на 3 секунді збурення.

ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської дипломної роботи була створена автоматизована система управління процесом підтримки пластового тиску в нафтодобувній промисловості.

Під час виконання роботи були розглянуто технологічний процес підтримки пластового тиску, технологічний процес блокової кущової насосної станції (БКНС), обладнання для підтримання пластового тиску, зокрема насоси.

Виконано розробку функціональної та структурної схеми системи. Обрано відповідні обчислювальні та вимірювальні засоби автоматизації, включаючи датчики витрати Yokogawa Rota Mass 3, розташовані на виході з насосів. Датчик рівня Honeywell ENRAF 854 ATG, розташований на маслобаку. Датчики вібрації PCE-AC420-1610, розташовані на станині насосів. Датчики навантаження Seneca T201, розташовані на кабелі підключення електродвигунів насосів. Датчики осьового зсуву ДП-10, розташовані на станині насосів. Датчики положення електроприводу AUMA SA 07.2/RWG, розташовані на виході насоса.

Розроблено алгоритми керування автоматизованою системою блокової кущової насосної станції.

Розроблено алгоритм автоматичного регулювання тиску.

Результати показують, що час перехідного процесу становить приблизно 2,2 секунди, статична помилка дорівнює нулю, а перерегулювання складає 7,5%. Ці показники відповідають вимогам до системи, яка є стійкою і ефективно регулює внесені зміни, як видно з графіків.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ <https://core.ac.uk/reader/289224620>
2. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко . – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
3. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко , Р. В. Бойко. – Т. 1 – 2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.
4. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.
6. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.
8. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Київ, 2004 – 2006. – Т. 1 : А-К: близько 4800 ст. – Київ: Міжнар. екон. фундація, 2004. — 551 с.
9. Технологія видобування нафти: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.
10. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу: [монографія] / Гришаненко В. П., Зарубін Ю. О., Дорошенко В. М., Гунда М. В., Прокопів В. Й., Бойко В. С. [та ін.]. — Київ: Науканафтогаз, 2014. – 456 с. : іл., рис., табл.
11. Онищенко О. Г., Матвієнко А. М. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу: Навчальний посібник. – Полтава: Видавництво ПолтНТУ, 2009. — 409 с.
12. Блочно-кущова насосна станція (БКНС) - <https://yak.bono.odessa.ua/articles/blochno-kushhova-nasosna-stancija-bkns.php>

13. <https://www.siemens.com/ua/uk/produkty/avtomatyzatsiya-promyslovosti/systemy-avtomatyzatsiyi/systemy-promyslovoyi-avtomatyzatsiyi-simatic/plc-kontrolery-simatic/simatic-s7-400.html>
14. Датчик тиску Rosemount 3051 - <https://trade-control.com.ua/ua/rosemount-3051>
15. https://www.auma.com/index.php?eID=ix_product_ajax&action=download&fileUID=17162
16. Датчик Auma - https://manuals.plus/ru/seneca/t201-2-wire-loop-alternated-current-transducer-manual#general_specifications
17. PCE-AC420-1610 датчик вібрацій - https://pragmatic.com.ua/pce_ac420_1610
18. Датчик WIKA_TR10F - https://celmet.com.ua/files/WIKA_TR10F_tekh._dokumentacija.pdf
19. Системи збору і підготовки нафти - https://uk.wikipedia.org/wiki/Системи_збору_і_підготовки_нафти
20. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с.
21. Журавчак Л., Струк А. Математичне моделювання зміни тиску у пласті з урахуванням дебіту свердловини та гідронепроникності зовнішньої криволінійної межі Вісник Національного університету «Львівська політехніка» «Комп'ютерні науки та інформаційні технології», 2011, Випуск 710, с. 149-151.
22. Бомба А. Я. Комплексне дослідження поведінки системи «свердловини - тріщини» при витісненні однієї рідини іншою у горизонтальному пласті / А. Я. Бомба, А. М. Сінчук, С. В. Ярощак // Математичне та комп'ютерне моделювання. Серія: технічні науки. – Кам'янець-Подільський : Кам'янець-Подільський національний університет імені Івана Огієнка, – 2012. – Вип.6. – С. 11 – 26.
23. Сінчук А. М. Моделювання фільтраційних процесів з урахуванням впливу тріщин гідророзриву чисельними методами квазі конформних

відображень. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук: 01.05.02 - Математичне моделювання та обчислювальні методи / А. М. Сінчук – Рівне, 2015. – 157 с.

24. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

25. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 374 с.

Додатки

