

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Габурак Максим Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 532.61

(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Розроблення лабораторної установки для дослідження впливу
поверхнево-активних речовин на фізико-механічні властивості
нафтогазоносних колекторів

(назва роботи)

Метрологія та вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

175 - Інформаційно-вимірювальні технології

(шифр і назва спеціальності)

Габурак М.В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник

Барна Ольга Борисівна, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

О.Є. Середюк

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ, 2024

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Інститут інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Освітній
рівень магістр

Спеціальність 175 інформаційно-вимірювальні технології
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІВТ

Середюк О.Є.

« » 20 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Габураку Максиму Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Розроблення лабораторної установки для дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні властивості нафтогазоносних колекторів

керівник роботи Барна Ольга Борисівна, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” грудня 2024 року № 787/7

2. Строк подання студентом роботи 13 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: розчини поверхнево-активних речовин різних концентрацій для інтенсифікації нафтовилучення, взірці низькопроникних нафтоносних порід із збіднелих родовищ, пластові умови - тиск 4 МПа, температура 60-90.С

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Загальна характеристика інтенсифікації видобування нафтогазових флюїдів із низькопроникних колекторів 2. Теоретичні дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні властивості нафтогазоносних колекторів 3. Лабораторна установка для дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні параметри сланцевих порід 4. Розрахунок розширеної невизначеності розробленої лабораторної установки

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

МР.МТГм-14.00.00.001 –Математична модель впливу поверхневих властивостей на міцність гірської породи

МР.МТГм-14.00.00.002 – Етапи процесу відмивання нафти від стінок колектора

МР.МТГм-14.00.00.003 – Камера високого тиску. Складальне креслення

МР.МТГм-14.00.00.004 – Установка системи ПАР-заводнення. Схема функціональна

МР.МТГм-14.00.00.005 – Бюджет невизначеності розробленої установки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Нормо-контроль	Лютак З.П., професор кафедри		

7. Дата видачі завдання 15.10.2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Загальна характеристика інтенсифікації видобування нафтогазових флюїдів із низькопроникних колекторів	15.10.–25.10.2024р.	
2.	Теоретичні дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні властивості нафтогазоносних колекторів	26.10.–02.11.2024р.	
3.	Лабораторна установка для дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні параметри сланцевих порід	03.11–20.11.2024р.	
4.	Розрахунок розширеної невизначеності розробленої лабораторної установки	21.11-27.11.2024	
5.	Висновки по роботі	28.11–30.11.2024р.	
6.	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.12.–13.12.2024р.	

Студент _____

(підпис)

Габурак М.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Барна О. Б.

(прізвище та ініціали)

Реферат

Магістерська робота: 79с., 8 рис, 1 табл, 4 додатки, 28 джерел, 5 аркушів креслень.

Мета дослідження – покращення методів контролю поверхневих властивостей рідин, що взаємодіють з нафтовим пластом, для збільшення видобутку вуглеводнів.

Об'єктом дослідження є методи контролю поверхневих властивостей на межі розділу фаз: розчин ПАР – повітря – нафтовий пласт.

Предметом дослідження є вплив цих властивостей на фізико-механічні характеристики нафтових пластів.

Методи дослідження. У роботі використано такі методи наукового дослідження, як: порівняння, аналіз і синтез, математичне моделювання, історичний та логічний підходи.

Здійснений аналіз впливу поверхневих властивостей на фізико-механічні характеристики низькопроникних колекторів. Розроблено лабораторну установку для дослідження низькопроникних нафтогазоносних колекторів. Проаналізовано основні джерела невизначеності розробленої установки та на їх основі складено бюджет невизначеності.

НАФТОНОСНИЙ КОЛЕКТОР, ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНА РЕЧОВИНА, ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИДОБУТКУ НАФТИ

ABSTRACT

Master's thesis: 79 p., 8 figures, 1 table, 4 appendices, 28 sources, 5 sheets of drawings.

The **aim** of the study is to improve the methods of controlling the surface properties of liquids interacting with an oil reservoir to increase hydrocarbon production.

The **object** of the study is the methods of controlling surface properties at the interface: surfactant solution - air - oil reservoir.

The **subject** of the study is the influence of these properties on the physical and mechanical characteristics of oil reservoirs.

Research methods. The paper uses such methods of scientific research as: comparison, analysis and synthesis, mathematical modeling, historical and logical approaches.

The influence of surface properties on the physical and mechanical characteristics of low-permeability reservoirs was analyzed. A laboratory setup for the study of low-permeability oil and gas reservoirs has been developed. The main sources of uncertainty of the developed setup are analyzed and the uncertainty budget is compiled on their basis.

OIL RESERVOIR, SURFACTANT, OIL PRODUCTION EFFICIENCY

Зміст

ВСТУП.....	6
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ ФЛЮЇДІВ ІЗ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ.....	8
1.1 Характеристика низькопроникних колекторів.....	8
Основні типи природних резервуарів:.....	10
1.2 Аналіз відомих методів інтенсифікації нафтогазовилучення із низькопроникних колекторів.....	16
1.3 Роль поверхневих властивостей на межах розділу фаз у процесі нафтогазовилучення із низькопроникних колекторів.....	25
1.4 Постановка задачі на магістерську роботу.....	32
2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТОГАЗОНОСНИХ КОЛЕКТОРІВ.....	33
2.1 Ефект Ребіндера та його застосування для збільшення тріщинуватості низькопроникних нафтогазоносних колекторів.....	33
2.2 Ефект зниження міцності породи внаслідок адсорбції та причини його виникнення.....	36
Висновки до розділу 2.....	42
3. ЛАБОРАТОРНА УСТАНОВКА ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ПАРАМЕТРИ СЛАНЦЕВИХ ПОРІД.....	43
3.1 Опис структурної схеми лабораторної установки.....	43
3.2 Розроблення і розрахунок камери високого тиску.....	46
3.3 Опис блоку задання статичного надлишкового тиску у камері.....	52
3.4 Розроблення і розрахунок блоку задання пульсуючого тиску.....	56
3.5 Вибір приладів для вимірювання тиску і температури.....	61

	5
3.6 Опис блоку керування та обробки даних.....	64
3.7 Процес дослідження проникності нафтогазоносного колектора на установці.....	65
Висновки до розділу 3.....	67
4. РОЗРАХУНОК РОЗШИРЕНОЇ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ ЛАБОРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ.....	68
4.1 Аналіз джерел невизначеності розробленої лабораторної установки... 68	68
4.2 Оцінювання стандартної невизначеності за типом А.....	69
4.3 Оцінювання стандартної невизначеності категорії (типу) В.....	69
4.4 Визначення сумарної стандартної та розширеної невизначеностей.....	71
4.5 Складання бюджету невизначеності розробленої установки.....	73
Висновки до розділу 4.....	74
ВИСНОВКИ.....	75
Перелік використаних джерел.....	77

ВСТУП

Нафта та газ на даний час є найпоширенішими енергоносіями для забезпечення сучасної інфраструктури. Щорічний світовий видобуток цих ресурсів сягає мільярдів тонн і кубічних метрів. Для ефективного видобутку необхідно детально вивчати властивості нафтогазоносних пластів, флюїдів та умови їх залягання. Глибоке розуміння фізичних властивостей нафтогазоносних пластів та характеристик флюїдів є ключовим для успішної розробки родовищ. Знання пластових тисків, температур та інших параметрів дозволяє оптимізувати процеси видобутку і збільшити вилучення вуглеводнів. Ці дані отримують за результатами лабораторних аналізів та геофізичних досліджень.

Актуальність дослідження. Збільшення видобутку нафти та газу, а також відновлення збідніли родовищ, є однією з найважливіших проблем у нафтогазовій промисловості. Застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) є перспективним методом для підвищення ефективності цього процесу. Ця робота спрямована на розробку нових методів вимірювання поверхневого натягу для більш точного підбору ПАР та оптимізації процесу видобутку.

Основна мета дослідження – покращення методів контролю поверхневих властивостей рідин, що взаємодіють з нафтовим пластом, для збільшення видобутку вуглеводнів.

Завдання дослідження:

Аналіз відомих методів інтенсифікації нафтогазовилучення із низькопроникних колекторів та дослідження ролі поверхневих властивостей на межах розділу фаз у процесі нафтогазовилучення.

Розробка нових методів та обладнання для контролю впливу поверхневого натягу на тріщинуватість порід.

Підбір оптимальних типів і концентрацій ПАР для різних типів нафтових пластів.

Оцінка точності вимірювань та розробка установки для обробки пластів ПАР.

Об'єкт та предмет дослідження. *Об'єктом* дослідження є методи контролю поверхневих властивостей на межі розділу фаз: розчин ПАР – повітря – нафтовий пласт. *Предметом* дослідження є вплив цих властивостей на фізико-механічні характеристики нафтових пластів.

Методи дослідження. У роботі використано такі методи наукового дослідження, як: порівняння, аналіз і синтез, математичне моделювання, історичний та логічний підходи.

Наукова новизна магістерського дослідження полягає у створенні нових методів контролю поверхневих властивостей на межі розділу розчин ПАР - тверда порода - пластовий флюїд, що може значно підвищити ефективність видобутку нафти.

Практична цінність. Розроблені методи та обладнання можуть бути використані в нафтогазовій промисловості для збільшення видобутку з низькопроникних пластів.

Пропозиції для подальших досліджень:

Дослідження впливу різних факторів на поверхневий натяг.

Розробка нових типів ПАР з покращеними властивостями.

Експериментальна перевірка розроблених методів на промислових зразках.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНІ РЕЧОВИНИ, ПОВЕРХНЕВИЙ НАТЯГ, НАФТОВИДОБУТОК, НИЗЬКОПРОНИКНІ КОЛЕКТОРИ, МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ ФЛЮЇДІВ ІЗ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ

1.1 Характеристика низькопроникних колекторів

У сучасному світі нафта, природний газ і продукти їх переробки залишаються невід'ємною частиною глобальної економіки та промисловості. Ці ресурси мають ключове значення для забезпечення енергетичних потреб людства, адже вони є основними джерелами енергії. Їх використання суттєво впливає на розвиток технологій, транспортної інфраструктури та науково-технічний прогрес у ХХІ столітті.

Сьогодні немає практично жодної галузі економіки, яка б не залежала від нафти, газу чи їх похідних продуктів. Від виробництва електроенергії, транспортного палива до виготовлення пластмас, хімічних добрив і навіть медичних матеріалів – ці ресурси відіграють критично важливу роль. Обсяги видобутку цих ресурсів вражають: за останніми даними, щорічний світовий видобуток перевищує 4 мільярди тонн нафти та близько 4 трильйонів кубометрів природного газу. Видобуток ведеться у понад 90 країнах світу, зокрема у таких ключових регіонах, як Близький Схід, Північна Америка, Росія, Північна Африка, Центральна Азія та Південно-Східна Азія.

Однак, на тлі зростаючого споживання вуглеводнів посилюється увага до питань екології та сталого розвитку. Викиди парникових газів, спричинені спалюванням нафти й газу, значно впливають на глобальний клімат, що стимулює пошук альтернативних джерел енергії та впровадження «зелених» технологій. Хоча викопні енергоносії залишаються основою енергетичної інфраструктури, глобальні тенденції все більше схиляються до розвитку відновлюваних джерел енергії та скорочення залежності від традиційних вуглеводнів [1].

Для впровадження раціональної системи розробки та організації ефективного використання нафтогазоносних пластів необхідно володіти інформацією про їхні фізичні та колекторські властивості, а також про

фізико-хімічні характеристики флюїдів (нафти, газу, води), які вони містять. Важливими є також дані про розподіл флюїдів у пласті, гідрогеологічні та гідродинамічні особливості. У процесі видобування вуглеводнів, зокрема під час розробки та експлуатації пластів, особливого значення набувають пластові тиски і температури, які впливають на зміну характеристик пластових рідин і газів. Для визначення цих параметрів зазвичай виконуються лабораторні аналізи кернів і проб флюїдів, відібраних з вибоїв свердловин. Крім того, вагомий внесок у вивчення фізичних властивостей колекторів та їх насичення нафтою і газом роблять дані електричного, радіоактивного, акустичного та термокаротажу.

Гірські породи, які здатні накопичувати у своїх порожнинах нафту, газ та воду, а також віддавати їх у процесі розробки родовищ, називаються колекторами. Вони можуть бути теригенними (піски, алеврити, пісковики, алевроліти, певні глинисті породи) або карбонатними. Переважна більшість (приблизно 99 %) колекторів мають осадове походження, сформоване внаслідок руйнування магматичних порід і діяльності організмів. У земній корі вони разом із щільними породами утворюють складки або пастки, де накопичуються вуглеводні. Рідше (близько 1 %) колекторами виступають магматичні чи метаморфічні породи. Характерною властивістю колекторів є наявність порожнин – пор, тріщин або каверн, які утворюють систему пустот, відому як пористість. Ці пустоти зазвичай взаємопов'язані, що забезпечує можливість вилучення нафти і газу.

Залежно від характеру пустот колектори поділяють на три основні типи:

Гранулярні (порові) – включають уламкові породи з міжзерновими пустотами, до яких належать піщано-алевритові відклади, а також деякі різновиди вапняків і доломітів.

Тріщинуваті – здебільшого карбонатні відклади та сланці з порожнинами, створеними системою тріщин. Твердий матеріал між тріщинами зазвичай має низьку проникність і майже не бере участі у фільтрації.

Змішаного типу – містять пори, тріщини, каверни й карсти. Такі колектори додатково поділяються на підтипи, наприклад тріщинувато-пористі, тріщинувато-кавернозні, тріщинувато-карстові тощо.

Близько 60 % світових запасів нафти знаходяться у піщаних пластах і пісковиках, 39 % – у карбонатних відкладах, а лише 1 % – у вивітрілих метаморфічних і магматичних породах. Таким чином, основними колекторами нафти й газу є осадові породи.

Пористе середовище, яке накопичує вуглеводні, має важливі колекторські властивості, що впливають на обсяги запасів вуглеводнів, економічну доцільність розробки родовищ та продуктивність свердловин.

Гірські породи, які здатні вміщувати у своїх порожнинах нафту, газ і воду і віддавати їх під час розробки родовищ, називаються колекторами. Це – теригенні (піски, алеврити, пісковики, алевроліти, деякі глинисті породи) і карбонатні породи. Абсолютна їх більшість (біля 99 %) осадового походження, що утворилися в результаті руйнування магматичних порід і життєдіяльності організмів. У земній корі вони разом з оточуючими їх щільними породами утворюють складки або пастки, у яких скупчуються вуглеводні. Деколи колекторами бувають магматичні та метаморфічні породи (1 %). З визначення колектора випливає, що вони повинні мати *ємність*, тобто систему порожнин – пор, тріщин і каверн, - яка називається *пористістю*. Пустоти, як правило, з'єднані між собою, що дозволяє з породи видобувати нафту і газ [2].

У природі середовищем для флюїдів є колектор, який розташовується серед слабкопроникних порід. Колектор виконує функцію своєї посудини або труби, через яку переміщуються нафта, газ і вода. Така система отримала назву природного резервуара.

Природний резервуар — це комплекс породи-колектора і порід-флюїдоупорів, який у надрах створює сприятливі умови для руху флюїдів.

Основні типи природних резервуарів:

Резервуари поділяються залежно від будови породи-колектора та її співвідношення з флюїдоупорами на три головні типи:

Пластовий резервуар

Характеризується проникним пластом незначної товщини (до десятків метрів), який обмежується флюїдоупорами зверху (покрівля) і знизу (підшва). Для такого резервуара характерне залягання колектора під кутом до горизонтальної поверхні, а не горизонтально. Товщина пласта та його літологічний склад зазвичай залишаються стабільними на значній площі, хоча можуть зустрічатися окремі лінзоподібні прошарки непроникних порід. Основним типом руху флюїдів у цьому резервуарі є **боковий рух уздовж нашарування**.

Масивний резервуар

Складається з потужної товщі порід (до кількох сотень метрів) однакового або різнорідного літологічного складу, перекритої зверху породою-покришкою. Колекторські властивості у межах такої товщі значно варіюються. Головним для цього типу резервуара є **рух флюїдів по вертикалі**, оскільки боковий рух обмежується проникними зонами, через що флюїди не можуть переміщуватися на великі відстані. Окремим прикладом масивного резервуара є виковні рифи — поховані під шарами непроникних порід рифові споруди.

Літологічно обмежений резервуар (або неправильної форми)

У цьому випадку колектор з усіх боків оточений непроникними породами. Прикладом такого резервуара є лінза піщаних порід у товщі глинистих відкладів.

Ці типи резервуарів є ключовими в розумінні природи руху флюїдів у надрах та в організації ефективної розробки родовищ [3].

Флюїдоупори — це практично непроникні породи, які при наявних у земній корі перепадах тисків між пластами, здатні утримувати нафту і газ в колекторі. Флюїдоупори перешкоджають виходу нафти і газу з колектору. Якщо флюїдоупор перекриває колектор згори, то він називається покришкою. Наявність покришки є необхідною умовою існування в надрах скупчень

нафти і газу. Якість покриття, тобто її екранувальні й утримувальні здатності, залежать від складу породи, ступеня її однорідності, структури порожнинного простору і здатності породи розтріскуватись або пластично деформуватись, а також від товщини і характеру поширення на площі. Для газу, який має набагато більшу рухливість, ніж нафта, при інших рівних умовах, покриття повинна мати більшу товщину. Особливо це стосується газових покладів з великими поверхами газоносності і аномально високими тисками [3].

Більшість покладів нафти і газу зосереджено у породах-колекторах, які містять флюїди і спроможні віддавати їх при створенні перепадів тисків. Найважливішою властивістю колекторів є *пористість*, яка характеризує спроможність порід містити флюїди завдяки наявності у них різних порожнин (міжзернових пор, тріщин, каверн тощо не заповнених твердою речовиною). Пористість віддзеркалює ємнісні властивості породи і характеризується коефіцієнтом пористості k_n – відношенням об'єму вільного простору (пор) до загального її об'єму:

$$k_n = \frac{V_{пор}}{V_n} . \quad (1.1)$$

Звичайно пористість виражають у відсотках. У різних колекторах вона змінюється від часток до 30 – 35%.

Для характеристики нафтогазоносних колекторів опишемо їх за ознаками і параметрами, за якими можна їх розділити на групи, згідно рис.1.1. Класифікаційними ознаками колекторів є їх склад, а також умови акумуляції і фільтрації в них пластових флюїдів [4].

За літологічним складом порід виділяють 2 основні групи колекторів:

теригенні (уламкові), які складені в основному пісковиками і алевролітами (99,5 % в Україні). Вони характеризуються наявністю пор, іноді тріщин. З такими колекторами пов'язано приблизно 60% світових розвіданих запасів нафти і приблизно 75 % запасів газу;

карбонатні, які складені вапняками і доломітами. Значну роль в них відіграють каверни і тріщини, що зумовлює складний характер ємнісного простору і вельми нерівномірний його розподіл.

Крім того, своєрідні колектори пов'язані з вулканогенно–осадовими (туфи), глинистими і дуже рідко кристалічними породами кори вивітрювання фундаменту.

За природою порожнинного простору колектори поділяють на 4 типи:

- порові (гранулярні), у яких порожнинний простір утворений первинними міжгранулярними (міжзерновими) порами;
- кавернозні, у яких порожнинний простір утворюють каверни, з'єднані вузькими каналами або ізольовані один від одного.;
- тріщинні, порожнинний простір яких утворений тріщинами. В чистому вигляді трапляються рідко;
- змішані, у яких порожнинний простір утворений одночасно двома або трьома видами порожнин (наприклад, тріщинно–порові, тріщинно–кавернозні і т. д.) [5].

Окремо можна виділити техноколектори, які створюються людиною у привибійній зоні свердловин. Шляхом проведення у свердловині різноманітних заходів для інтенсифікації видобутку нафти (газу) збільшення порожнинного простору та проникності порід.



Рисунок 1.1 – Класифікація нафтогазоносних колекторів

За величиною проникності виділяють 5 класів колекторів [4]:

- 1 клас — $> 1 \text{ мкм}^2$ ($> 1000 \text{ мД}$);
- 2 клас — $0,1 \div 1 \text{ мкм}^2$ ($100 \div 1000 \text{ мД}$);
- 3 клас — $0,01 \div 0,1 \text{ мкм}^2$ ($10 \div 100 \text{ мД}$);
- 4 клас — $0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2$ ($1 \div 10 \text{ мД}$);
- 5 клас — $< 0,001 \text{ мкм}^2$ ($< 1 \text{ мД}$).

Часто використовують таку класифікацію на практиці [6]:

- низькопроникувані колектори (до $0,050 \text{ мкм}^2$ — 50 % в Україні);
- проникувані колектори ($0,050 \div 0,150 \text{ мкм}^2$ — 38 % в Україні);
- високопроникувані колектори ($> 0,150 \text{ мкм}^2$ — 12 % в Україні).

За ємністю (величиною відкритої пористості) виділяють 5 підкласів колекторів:

- 1-й підклас — $> 25\%$;
- 2-й підклас — $20 \div 25\%$;
- 3-й підклас — $15 \div 20\%$;

4-й підклас — 10÷15%;

5-й підклас — <10% [6].

Проникність — це властивість породи пропускати через себе флюїди при наявності перепаду тиску. Вона кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору та визначається через коефіцієнт проникності. Проникність служить мірою флюїдної провідності породи через себе і є одним із найважливіших параметрів колектору нафти і газу [6].

Фільтрацію рідин у пористому середовищі досліджував француз Анрі Дарсі, який встановив названий його іменем закон, що виражається рівнянням

$$Q = \frac{k \cdot F \cdot \Delta p}{\mu L}, \quad (1.2)$$

де Q — об'ємна витрата рідини, $\text{м}^3/\text{с}$; k - коефіцієнт пропорційності (коефіцієнт проникності), м^2 ; F — площа поперечного перерізу, м^2 ; μ — в'язкість рідини, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; Δp — перепад тиску в напрямку витікання, Па ; L — довжина зразка породи, м .

Одиниця виміру коефіцієнта проникності в системі СІ — м^2 . Пористе середовище має проникність 1 м^2 , якщо однофазний флюїд в'язкістю $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ фільтрується через породу зі швидкістю 1 м/с при площі поперечного перерізу 1 м^2 і при градієнті тиску 1 Па . Величина проникності в 1 м^2 дуже велика, тому в нафтопромисловій практиці прийнята одиниця дарсі (Д) і мілідарсі (мД). При цьому справедливі такі співвідношення :

$$1\text{Д} \approx 10^{-12}\text{м}^2 \approx 1\text{мкм}^2,$$

$$1\text{мД} = 10^{-3}\text{Д} \approx 10^{-15}\text{м}^2 \approx 10^{-3}\text{мкм}^2.$$

Варто звернути увагу на те, що проникність є властивістю середовища (породи), яке пропускає через себе флюїд, але не характерною особливістю самого флюїду.

Визначають коефіцієнт проникності порід в лабораторії (за керном) або спеціальними промисловими дослідженнями свердловин (пластів) на продуктивність.

Проникність суттєво залежить від розмірів і форми порових каналів, а також від тріщинуватості породи.

Проникність нафтоносних пісковиків здебільшого змінюється від 0,01 до 0,5 мкм² (10–500 мД), тріщинуватих вапняків — від 0,005 до 0,02 мкм² [5].

У зв'язку з тим, що при русі газованої рідини або суміші двох рідин характер фільтрації змінюється, розрізняють такі види проникності:

1) *абсолютна* (фізична) *проникність* — це проникність пористого середовища для газу або однорідної рідини, хімічно інертних стосовно породи. Вона характеризує тільки фізичні властивості породи і не залежить від природи флюїдів. Абсолютна проникність визначається здебільшого лабораторними методами, які ґрунтуються на моделюванні процесу фільтрації через керн на спеціальній установці;

2) *фазова* (ефективна) *проникність* — це проникність породи для однієї із фаз двофазної або багатфазної системи, що рухається в пористому середовищі. Вона залежить від властивостей породи, фізико–хімічних властивостей флюїдів, а також від ступеня насиченості порожнинного простору кожної із фаз;

3) *відносна* *проникність* — це відношення фазової проникності до абсолютної. Вона використовується для гідродинамічних розрахунків процесів нафтовилучення [5].

1.2 Аналіз відомих методів інтенсифікації нафтогазовилучення із низькопроникних колекторів

Однією з ключових умов ефективної розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ є максимально можливе вилучення нафти з надр. Ступінь використання нафтових запасів оцінюється через коефіцієнт нафтовилучення, який має кілька частинних значень. Найважливішими серед них є поточний та кінцевий коефіцієнти нафтовилучення.

Проблема підвищення нафтовіддачі пластів, тобто ступеня вилучення нафти, залишається актуальною і складною протягом усієї історії розвитку

нафтової промисловості. На кожному етапі її розвитку спеціалісти прагнули збільшити нафтовіддачу пластів за допомогою різних технологій: покращення продуктивності свердловин, якісного розкриття пластів, обробки зон навколо свердловин, оптимізації розташування свердловин, а також застосування штучних впливів на пласти за допомогою різноманітних агентів. Методи впливу за своїм призначенням і характером дії можна класифікувати на такі, що працюють у макро- та мікромасштабах. У першому випадку ефект досягається через зменшення в'язкості та збільшення об'єму нафти, а також підвищення в'язкості витісняючого агента. У другому — через зниження міжфазного натягу на границі нафти і витісняючого агента, гідрофілізацію колектора, підвищення фазової проникності для нафти та зменшення цієї проникності для води.

Оскільки геолого-фізичні умови покладів та властивості нафти, води й газу в них суттєво відрізняються, універсальний метод підвищення нафтовилучення, який вирішив би всі причини залишкової нафтонасиченості, поки що недосяжний. Серед основних проблем — розчленованість і переривчастість пластів, макронеоднорідність, висока в'язкість нафти, великий міжфазний натяг, молекулярні сили та мікронеоднорідність пластів.

Розвиток методів вилучення нафти, як і інших технологічних процесів, відбувається у двох напрямках: горизонтальному і вертикальному. У горизонтальному напрямку технологічні вдосконалення підвищують ефективність або покращують економічні показники, не змінюючи фундаментальних механізмів процесу. Цей розвиток базується на аналізі досягнутих результатів, які переходять від нововведень до інженерної практики. При цьому необхідності в теоретичних або пошукових дослідженнях зазвичай немає. Прикладом таких удосконалень є штучне заводнення пластів.

Рух у вертикальному напрямку характеризується пошуком принципово нових методів вилучення нафти, які базуються на фізико-хімічних процесах іншої якості. Перехід до таких методів є стрибком на новий технологічний рівень, що дозволяє досягати більшої ефективності видобутку. [7].

Процес підвищення нафтовіддачі пластів - це складний комплекс взаємопов'язаних процесів, що відбуваються в пористих середовищах пластів. Це адсорбція та десорбція різних речовин, зміна структури розчинів, фазові переходи, хімічні реакції, тепломасообмін та багато інших явищ. Кожен з цих процесів впливає на ефективність видобутку нафти і вимагає детального вивчення.

Сучасні методи збільшення нафтовіддачі, такі як міцелярне витіснення, закачування вуглекислого газу чи пари, відрізняються від традиційного заводнення набагато складнішими механізмами і, як наслідок, вищою ефективністю. Вони дозволяють вилучити з пласта значно більший об'єм нафти. Методи, що базуються на використанні поверхнево-активних речовин, полімерів чи лугів, хоча і є модифікаціями заводнення, також включають складні фізико-хімічні процеси і дозволяють покращити показники видобутку.

Для розробки нових ефективних методів збільшення нафтовилучення необхідно глибоко розуміти не тільки геологічну будову родовища та властивості пластів, але й фізико-хімічні процеси, що відбуваються в них під впливом різних агентів. Тільки на основі фундаментальних досліджень можна створити математичні моделі, які дозволять прогнозувати поведінку пласта при різних режимах розробки і розробляти оптимальні технології видобутку нафти.

Заводнення – це один з найпоширеніших методів збільшення ефективності видобування нафти з пластів, який полягає у закачуванні води в нафтовий пласт для витіснення нафти до продуктивних свердловин. Цей метод має тривалу історію і продовжує розвиватися до сьогодні. У заводнених нафтоносних пластах утворюються різні види залишкової нафти. Залишкова нафта – це нафта, яка залишається в порах пласта після вичерпання основних методів видобутку, таких як первинне і вторинне заводнення. Розподіл залишкової нафти в пласті є досить неоднорідним і залежить від багатьох факторів, включаючи геологічні особливості пласта, фізико-хімічні властивості нафти і води, а також технологію розробки

родовища. Приблизне оцінення відсоткового вмісту залишкової нафти подано нижче.

Тип залишкової нафти	Опис	Відсотковий вміст (орієнтовно)
Капілярна залишкова нафта	Розташована в дрібних порах і капілярах, утримується силами поверхневого натягу.	30-50% від загального об'єму залишкової нафти
Залишкова нафта, утримувана дисперсними частинками	Розташована в порах, заповнених дисперсними частинками (глиною, асфальтенами тощо).	10-20%
Залишкова нафта, утримувана в непроникних зонах	Розташована в зонах з низькою проникністю (глинисті прошарки, тріщини).	10-20%
Інші типи (наприклад, плівкова нафта, нафта, утримувана в мертвих зонах)		Решта

Основний обсяг залишкової нафти (близько 70%) недоступний для видобутку через значну неоднорідність пластів. Ця нафта, як правило, локалізована в зонах з низькою проникністю або ізольованих ділянках. Саме цей об'єм нафти є найбільшим потенціалом для збільшення видобутку і вимагає вдосконалення технологій розробки родовищ. Решта 30% залишкової нафти утримується в порах через мікронеоднорідність колектора, капілярні сили та інші фізико-хімічні фактори. Ця нафта, хоча й вважається важкодоступною, може бути мобілізована за допомогою спеціальних методів, таких як полімерне заводнення або міцелярне витіснення.

Заводнення пройшло довгий шлях розвитку від простих емпіричних методів до сучасних високотехнологічних процесів. Продовжуються дослідження і розробки нових технологій, які дозволять підвищити ефективність видобутку нафти і зберегти довкілля.

Перші спроби застосування води для збільшення нафтовіддачі були зроблені ще в XIX столітті, коли нафтодобуток був переважно кустарним. Однак, тоді це були радше спонтанні дії, ніж систематичні технології. З

розвитком нафтової промисловості (поч. ХХ століття) заводнення стало більш систематичним. Були проведені перші дослідження, які показали ефективність цього методу для збільшення видобутку нафти.

Середина ХХ століття ознаменувалася масовим застосуванням заводнення у нафтовидобутку. Були розроблені різні схеми заводнення (лінійна, площадна, циклічна) і підібрані оптимальні параметри процесу.

Паралельно з розвитком технології заводнення проводилися інтенсивні наукові дослідження. Були розроблені теоретичні основи процесу, створені математичні моделі для прогнозування результатів заводнення.

Наприкінці ХХ століття – на початку ХХІ століття з розробкою все більш складних родовищ, що характеризуються низькою проникністю, високою в'язкістю нафти і неоднорідністю пластів, виникла необхідність у більш ефективних методах заводнення. Були розроблені нові технології заводнення, такі як полімерне заводнення, міцелярне заводнення, заводнення газом. Ці технології дозволили підвищити ефективність видобутку нафти з важкодоступних запасів [8].

Широке застосування комп'ютерного моделювання дозволило оптимізувати процеси заводнення, прогнозувати результати і розробляти індивідуальні схеми для кожного родовища.

На даний час сучасний підхід до заводнення базується на комплексному використанні різних методів і технологій. Вибір оптимального методу залежить від конкретних геолого-фізичних умов родовища. Заводнення часто поєднується з іншими методами збільшення нафтовіддачі, такими як горизонтальне буріння, гідророзрив пласта, теплові методи. Зростає увага до екологічних аспектів заводнення. Розробляються технології, які мінімізують негативний вплив на довкілля.

Ефективність витіснення нафти водою оцінюється коефіцієнтом витіснення. Навіть при цьому процесі частина нафти (близько 35-40%) залишається в пласті. Інший важливий показник – охоплення пласта водою. Він залежить від того, наскільки легко вода рухається в пласті порівняно з нафтою. Чим більша різниця в їхній рухливості, тим ефективніше

відбувається витіснення. Крім того, якість води, що використовується для заводнення, також впливає на результати процесу.

Методи підвищення нафтовилучення за механізмом процесів або видом використання енергії можна класифікувати на чотири основні групи:

Фізико-гідродинамічні методи: Ця група об'єднує методи, засновані на зміні гідродинамічних умов у пласті шляхом маніпуляцій з режимами закачування води, тиском у пласті та іншими параметрами. До них відносяться різні види заводнення, включаючи циклічне, зміннонаправлене та інші.

Фізико-хімічні методи: Ці методи передбачають зміну властивостей нафти, води та породи за допомогою хімічних реагентів. До них відносяться методи, засновані на застосуванні поверхнево-активних речовин, полімерів, лугів, кислот, міцелярних розчинів та двоокису вуглецю.

Газові методи: Ця група методів передбачає використання різних газів (сухий вуглеводневий, збагачений, зріджений газ, двоокис вуглецю та інші) для витіснення нафти з пласта. Двоокис вуглецю, завдяки своїм властивостям, може бути віднесений як до фізико-хімічних, так і до газових методів.

Теплові методи: Ці методи засновані на використанні теплової енергії для зниження в'язкості нафти і поліпшення її рухливості. Розрізняють теплофізичні методи (витіснення нафти гарячою водою і паром) та термофізичні (витіснення нафти шляхом внутрішньопластового горіння та рідкофазного окислення).

Ефективність застосування кожного з цих методів залежить від комплексу геолого-фізичних факторів, включаючи властивості пласта, нафти, води та газу, а також від стадії розробки родовища.

Для підвищення видобутку газу, конденсату та нафти з газоконденсатних пластів застосовують різноманітні методи, які можна об'єднати в такі групи:

Методи підвищення газовилучення: Ці методи спрямовані на збільшення видобутку газу як на початкових стадіях розробки родовища (газовий режим), так і на пізніх стадіях (водонапірний режим).

Методи збільшення конденсатовилучення: До цієї групи належать методи, що дозволяють підвищити видобуток конденсату і супутніх вуглеводнів. Це досягається шляхом закачування в пласт газу (сайклінг-процес), води або комбінацією цих агентів.

Методи підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ з нафтовою обляміркою: Ці методи спрямовані на додатковий видобуток нафти, яка залишається в пласті після видобутку газу і конденсату.

Після вичерпання основних запасів нафти на родовищі, видобуток часто стає неефективним. Залишкова нафта, що міститься в пласті, стає важкодоступною через зниження пластового тиску, збільшення в'язкості нафти та появу вільного газу. Однак, додаткове вилучення цієї нафти може значно збільшити економічну ефективність розробки родовища.

Фізико-гідродинамічні методи принципово можна застосовувати на всіх родовищах, що розробляються, завдяки штучній дії на пласти. Незалежно від того, який робочий агент (вода, газ, пара, повітря, розчини тощо) застосовувати для витіснення нафти з пластів, нагнітати його на будь-якій стадії розробки доцільно циклічно або зі зміною напрямків фільтраційних потоків у покладах. Це пов'язано з тим, що практично всі продуктивні пласти тією чи іншою мірою неоднорідні, а тому стабільна дія на них не забезпечує повного охоплення продуктивної товщі витісненням і навіть дренаванням.

Промисловий досвід показує, що ефективність фізико-гідродинамічних методів, які застосовувалися на початковій стадії розробки для підвищення нафтовилучення пластів, може досягати 5-6 % і більше, тоді як на пізній стадії вона складає біля 1-1,5 % [7].

Вода, що нагнітається у неоднорідні пласти, проривається до видобувних свердловин через високопроникні прошарки і зони, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних прошарках, ділянках, зонах. Це явище може мати місце і в однорідних пластах за підвищеної в'язкості нафти,

завдяки нестійкості фронту витіснення. Це призводить до утворення за фронтом заводнення ділянок безсистемного чергування заводнених високопроникних і менш проникних нафтонасичених прошарків [8].

Додаткове охоплення заводненням тих нафтонасичених зон і ділянок, які наразі не залучені до розробки, може призвести до підвищення нафтовіддачі пластів в умовах традиційного заводнення. Одним із дієвих шляхів досягнення цієї мети є використання циклічного або імпульсного нестационарного заводнення, яке було запропоноване в 50-х роках минулого століття. Цей метод спрямований на прошарково неоднорідні продуктивні пласти та включає зміни в напрямках фільтраційних потоків рідин.

Суть циклічної дії полягає у тому, що в неоднорідних за проникністю пластах, зонах чи ділянках, які мають нерівномірне нафтонасичення (обводнення), штучно створюється нестационарний тиск. Це здійснюється шляхом зміни об'єму води, що нагнітається у свердловини, чи вакуується з неї, завдяки періодичному підвищенню та зниженню тиску закачування в певному порядку .

Тиск у пластах періодично змінюється внаслідок таких дій і це призводить до утворення перепадів тиску між водонасиченими зонами і пластами, зонами та ділянками з низькою проникністю, але насиченими нафтою. Оскільки такі зони розташовані в покладах без певної системи, швидкість зміни тиску в таких зонах значно повільніша, аніж у високопроникних водонасичених пластах. Ці перепади тиску стимулюють перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті, направляючи процес до вирівнювання насичення і усунення капілярної нерівноваги між нафтонасиченими та водонасиченими ділянками. Виникнення перепадів тиску між різними зонами сприяє активізації капілярного просочування води у нафтонасичені зони, що зумовлює переміщення води з заводнених зон через дрібні пори у нафтонасичені та перетікання нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі пори.

Відомо, що чим раніше розпочнеться циклічне заводнення, тим більше нафтових ресурсів можна буде додатково видобути. Збільшення амплітуди

коливання витрат води практично пропорційне ефективності циклічної дії на пласти, проте зі збільшенням часу проведення ефективність нафтовилучення зменшується. Цей метод може підвищити нафтовилучення, згідно з експертними оцінками, на 5-6% на початковій стадії розробки та до 1-1,5% на заключній стадії. Метод є найбільш ефективним при видобутку нафти з низькопроникних колекторів, а також у тріщинувато-пористих колекторах, насичених малов'язкою нафтою з високим вмістом газу. Додатковою позитивною якістю може виступати гідрофільність колекторів.

Дослідження процесу витіснення нафти водою дозволили встановити важливу залежність між швидкістю витіснення і тиском у пласті. Виявилось, що для досягнення максимальної нафтовилучення необхідно підтримувати оптимальний градієнт тиску, який залежить від стадії розробки родовища. На початкових етапах, коли пласт ще не затоплений водою, оптимальним є менший градієнт тиску, а в період заводнення – більший. Це пов'язано з тим, що високий градієнт тиску сприяє залученню до розробки малопроникних ділянок пласта.

Особливе значення має часткове зниження пластового тиску нижче тиску насичення нафти. Такий підхід дозволяє збільшити видобуток нафти, особливо з низькопроникних колекторів. При зниженні тиску нафта частково розгазовується, що призводить до зменшення її в'язкості і поліпшення рухливості. Крім того, виділений газ створює додатковий тиск, який сприяє витісненню нафти з порових каналів.

Однак, надмірне зниження тиску може мати негативні наслідки. Збільшення в'язкості нафти і зменшення проникності для неї можуть призвести до зниження нафтовилучення. Тому важливо підтримувати оптимальний рівень тиску, який залежить від властивостей нафти і геологічних умов родовища.

Оптимальний градієнт тиску залежить від стадії розробки родовища. Часткове зниження пластового тиску може значно підвищити нафтовилучення.

Існує оптимальне значення зниження тиску, при перевищенні якого ефективність видобутку знижується.

1.3 Роль поверхневих властивостей на межах розділу фаз у процесі нафтогазовилучення із низькопроникних колекторів

Нафтогазовий пласт – це складна система, що складається з гірських порід, нафти, газу та води. Пориста структура пласта створює величезну площу поверхні контакту між цими фазами. Саме на цих поверхнях відбуваються різноманітні фізико-хімічні процеси, які значно впливають на видобуток вуглеводнів.

Поверхневі явища на межі розділу фаз відіграють значну роль у нафтовилученні по багатьом притчинам. Зокрема, в умовах мікроскопічних розмірів пор пласта, поверхневі сили починають домінувати над об'ємними. Це означає, що властивості речовин у приповерхневих шарах можуть суттєво відрізнитися від їх властивостей у об'ємі.

Також через велику кількість пор і тріщин, питома поверхня контакту між фазами в пласті є надзвичайно великою. Це призводить до того, що значна частина молекул нафти, газу та води знаходиться в приповерхневих шарах, де їх поведінка відрізняється від поведінки молекул у об'ємі. Поверхневі явища впливають на змочуваність породи, капілярні явища, адсорбцію, розчинення та інші процеси, які визначають рух флюїдів в пласті.

У нафтогазоносному пласті відбуваються такі основні поверхневі явища:

Змочування - це явище характеризує ступінь прилипання рідини до поверхні твердого тіла. Змочуваність впливає на розподіл фаз у порах, на проникність пласта для різних флюїдів та на ефективність витіснення нафти водою.

Капілярні явища - капілярні сили виникають в результаті дії сил поверхневого натягу на межі розділу фаз в капілярах. Ці сили впливають на

рух флюїдів у порах, на утримання залишкової нафти в пласті та на розподіл фаз.

Адсорбція - явище полягає в накопиченні молекул речовини на поверхні розділу фаз. Адсорбція впливає на властивості поверхневого шару, на змочуваність породи і на рух флюїдів.

Розчинення - Розчинення речовин в пластових флюїдах може змінювати їх властивості і впливати на процеси витіснення.

Поверхневі явища мають значний вплив на всі стадії розробки нафтогазових родовищ. Вони визначають ефективність витіснення нафти водою; розподіл запасів вуглеводнів у пласті; продуктивність свердловин; тривалість експлуатації родовища [9].

Детально вивчаючи поверхневі явища в пласті для ефективного видобутку вуглеводнів необхідно дозволити оптимізувати технологічні режими розробки родовищ, підбирати ефективні методи підвищення нафтовидобутку, збільшити коефіцієнт вилучення вуглеводнів. Таким чином, поверхневі явища відіграють важливу роль у процесах, що відбуваються в нафтогазових пластах. Глибоке розуміння цих явищ є необхідною умовою для розробки ефективних технологій видобутку вуглеводнів.

Силу, яка необхідна для утворення одиниці довжини периметра нової поверхні (виражають в Н/м), або роботу, яку необхідно затратити для утворення одиниці площі нової поверхні (виражають в Дж/м²), називають вільною поверхневою енергією або поверхневим (міжфазним) натягом. У системі СІ міжфазний (поверхневий) натяг виражається в мН/м [10].

Вимірювання поверхневого натягу є важливим етапом дослідження властивостей нафтових систем. Завдяки розвитку експериментальних методів і теоретичних моделей, вчені отримують все більш детальну інформацію про поверхневі явища в нафтогазових пластах. Ці знання дозволяють розробляти більш ефективні технології видобутку вуглеводнів.

Пряме вимірювання поверхневого натягу на границі твердого тіла та флюїду є досить складним завданням. Тому для дослідження цих явищ

використовують різноманітні непрямі методи, які дозволяють оцінити поверхневий натяг за іншими, більш доступними параметрами. Наприклад:

Визначення роботи адгезії: Робота адгезії – це енергія, необхідна для розділення двох фаз, що контактують. Вимірюючи роботу адгезії, можна отримати інформацію про сили взаємодії між фазами, а отже, і про поверхневий натяг.

Дослідження теплоти змочування: При змочуванні твердого тіла рідиною виділяється або поглинається теплота. Величина цієї теплоти залежить від поверхневого натягу на межі розділу фаз.

Вимірювання кутів змочування: Кут змочування характеризує ступінь змочування твердої поверхні рідиною. За значенням кута змочування можна оцінити поверхневий натяг.

Визначення капілярного тиску: Капілярний тиск – це додатковий тиск, який виникає в капілярах через дію сил поверхневого натягу. Вимірюючи капілярний тиск, можна отримати інформацію про поверхневий натяг.

Поверхневий натяг є залежною величиною і змінюється під впливом різних факторів, зокрема:

Температура: З підвищенням температури поверхневий натяг зменшується. Це пов'язано з тим, що при підвищенні температури зростає кінетична енергія молекул, що послаблює міжмолекулярні взаємодії.

Тиск: Вплив тиску на поверхневий натяг більш складний і залежить від конкретної системи. Зазвичай, зі збільшенням тиску поверхневий натяг збільшується, але в деяких випадках може спостерігатися протилежна залежність.

Склад фаз: Наявність домішок у фазах значно впливає на поверхневий натяг. Наприклад, розчинення поверхнево-активних речовин у рідині призводить до зниження поверхневого натягу.

Для вимірювання поверхневого натягу рідин найчастіше використовують такі методи:

Метод висячої краплі: Краплю рідини підвішують на кінці капіляра і вимірюють її форму. За формою краплі можна розрахувати поверхневий натяг.

Метод спливаючої краплі: Краплю однієї рідини опускають в іншу рідину. За формою краплі можна розрахувати міжфазний натяг.

Метод платиного кільця: Кільце з платини або іншого матеріалу опускають у рідину і вимірюють силу, необхідну для відриву кільця від поверхні рідини. За цією силою можна розрахувати поверхневий натяг.

Вимірювання поверхневого натягу нафти має свої особливості, пов'язані зі складним складом нафти і наявністю в ній розчинених газів. Для вимірювання поверхневого натягу нафти часто використовують спеціальні прилади, які дозволяють проводити вимірювання при різних температурах і тисках.

Вимірювання поверхневого натягу має велике значення для розуміння процесів, що відбуваються в нафтових пластах. Знання величини поверхневого натягу дозволяє оцінити змочуваність породи; передбачити розподіл фаз у пласті; оптимізувати технологічні процеси видобутку нафти.

Величина поверхневого натягу σ_t чистої рідини на границі з парою залежить від температури і визначається за формулою:

$$\sigma_t = \sigma_0(1 - \gamma t), \quad (1.3)$$

де σ_0 – величина поверхневого натягу, виміряна при 20°C; γ – температурний коефіцієнт, 1/град; t - температура дослідів.

Поверхневий натяг на границі двох рідин можна визначити за даними експериментальних досліджень на сталагмометрі за формулою:

$$\sigma_{\Gamma-\text{ПАР}} = kV_{\Gamma-\text{ПАР}}(\rho_{\text{ПАР}} - \rho_{\Gamma}), \quad (1.4)$$

де $\sigma_{\Gamma-\text{ПАР}}$ - поверхневий натяг на границі гас (нафта) – ПАР (поверхнево-активна речовина), мДж/м²; $V_{\Gamma-\text{ПАР}}$ - об'єм краплі гасу (нафти), продавленої через капіляр сталагмометра у розчин ПАР, м³; k – постійна

капіляра приладу, мДж/м²·кг; $\rho_{\text{ПАР}}$ і $\rho_{\text{Г}}$ – відповідно, густина ПАР і гасу (нафти), кг/м³ [8].

Поверхневий натяг на границі твердого тіла та флюїду безпосередньо виміряти важко. Тому для дослідження процесів взаємодії твердих тіл з рідинами і газом використовують непрямі (опосередковані) методи вивчення поверхневих явищ, які протікають на контактах між ними. До таких методів відносяться: вивчення роботи адгезії, дослідження теплоти змочування, кутів вибіркового змочування, капілярного тиску та ін.

Адгезія – це зчеплення поверхонь різнорідних тіл. Адгезія вимірюється роботою, яку необхідно затратити, щоб відірвати тверде тіло від рідини в напрямку нормалі до поверхні розділу.

Адгезія визначає, яка з двох досліджуваних фаз вибірково краще змочує поверхню твердого тіла.

Робота адгезії визначається за рівнянням Допре-Юнга:

$$W_a = \sigma_{1,2}(1 + \cos\theta), \quad (1.5)$$

де θ – крайовий кут змочування на границі поділу фаз (1-2) [5].

Під час повного змочування рідина рівномірно розтікається по твердій поверхні (кут змочування наближається до нуля) і залишається в контакті з нею. У разі спроби відриву рідина розривається сама по собі, а не відокремлюється від твердої поверхні. Поверхні з такими властивостями називаються **гідрофільними**.

Навпаки, поверхні, які не змочуються водою, називають **гідрофобними** або **олеофільними**. Для гідрофобних поверхонь характерний відрив рідини без прикладання зовнішньої сили. У випадку повного незмочування твердої поверхні рідиною адгезія відсутня, тобто робота адгезії дорівнює нулю.

Під час змочування твердої поверхні рідиною виділяється певна кількість тепла. Це пов'язано з тим, що на межі "тверде тіло – рідина" різниця полярностей більша, ніж на межі "тверде тіло – повітря". Виділення тепла під

час змочування називається теплотворною реакцією, і ця теплота змочування відображає ступінь дисперсності твердої речовини та особливості її поверхні.

Кількість тепла, що виділяється, є більшою у випадку, якщо рідина добре змочує тверду поверхню. Теплота змочування залежить від ступеня дисперсності твердої поверхні та властивостей рідини. Її значення може варіювати в широких межах, від 1 до 125 кДж/кг.

Більш точну оцінку ступеня гідрофільності чи гідрофобності поверхні гірських порід отримують шляхом порівняння теплоти змочування керну водою із теплотами змочування повністю гідрофілізованої та гідрофобізованої породи. Відношення теплоти змочування є термічною характеристикою, яка використовується для оцінки властивостей змочування твердої поверхні [8].

Властивість змочування гірських порід пластовими рідинами може дуже змінюватися внаслідок впливу великої кількості факторів на властивості їх поверхні. Наприклад, деякі породи мають водовідштовхувальні властивості спричинені наявністю нафти, тоді як більшість досліджуваних колекторів газових родовищ складаються з гідрофільних порід.

У пластових умовах переважно спостерігаються невстановлені процеси, що протікають на поверхнях розділу фаз. Це явище проявляється у зміні кута змочування залежно від напрямку руху менісків і їхньої швидкості в капілярних каналах. Така поведінка рідини обумовлена явищем гістерезису змочування.

Гістерезис кута змочування — це його зміна, яка відбувається під час переміщення трифазної точки контакту по твердій поверхні. Встановлено, що величина гістерезису залежить від напрямку руху трифазної точки (тверде тіло-рідина-газ). Це, своєю чергою, визначається тим, чи відбувається витіснення води нафтою, чи нафти водою. Кут змочування, що формується при витісненні нафти водою, називається кутом **натікання**, а кут, що утворюється при витісненні води нафтою, називається **відтікання**.

У дослідженнях капілярно-поверхневих явищ важливо враховувати, що якщо енергія контакту рідини з твердою поверхнею перевищує енергію

взаємодії між молекулами рідини, то рідина, яку витісняють, залишається на твердій поверхні у вигляді плівки. Товщина цієї плівки пропорційна радіусу дії молекулярних сил. Саме цей процес є однією з причин утворення залишкової, або плівкової, нафти в пласті.

Таким чином, досліджуючи взаємодію розчинів ПАР із взірцем гірської породи із залишками нафти при змодельованих пластових умовах, можна встановити такі концентрації ПАР і їх види, застосування яких дозволить максимально збільшити нафтовидобування, що є актуальною задачею на сьогодні.

1.4 Постановка задачі на магістерську роботу

Актуальність проблеми видобутку нафти і газу вимагає створення нових методів, розрахунків та технічних засобів для підвищення нафтогазовіддачі пластів та інтенсифікації розробки нафтових родовищ. Оскільки можливості зміни дії на пласти досить обмежені, то збільшення нафтогазовилучення закономірно пов'язується з фізичною та хімічною дією на пластову систему.

Все вище викладене визначає значущість та актуальність теми даних досліджень. Саме тому основними завданнями на магістерську роботу є:

- 1) дослідити вплив поверхневих властивостей на фізико-механічні параметри низькопроникних колекторів;
- 2) удосконалити засоби і методики контролю поверхневого натягу при видобуванні нафти і газу;
- 3) розробити методики підбору ПАР і його концентрацій у розчинах для оброблення низькопроникних колекторів при нафтогазовилученні;
- 4) оцінити достовірність контролю метрологічних характеристик результатів і засобів контролю поверхневих властивостей на межах розділу фаз;
- 5) вдосконалювати методику вибору оптимальних розчинів ПАР з урахуванням їх впливу на характеристики низькопроникних колекторів;
- 6) розробити систему прогнозування ефективності використання ПАР в процесах збільшення тріщинуватості нафтогазоносних колекторів;
- 7) розробити структурну схему установки для дослідження низькопроникних нафтогазоносних колекторів.

2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТОГАЗОНОСНИХ КОЛЕКТОРІВ

2.1 Ефект Ребіндера та його застосування для збільшення тріщинуватості низькопроникних нафтогазоносних колекторів

Міцність твердих тіл, яка може знижуватися в результаті адсорбції з навколишнього середовища поверхнево-активних речовин є відомим фактом вже багато років. Цей ефект спостерігався на найрізноманітніших матеріалах – гірських породах, різних видах скла, металах. Певне середовище, що викликає пониження міцності, може бути газоподібної і рідкої форми.

Ефект Ребіндера – явище адсорбційного впливу середовища на механічні властивості і структуру твердих тіл. Сутність цього явища полягає в полегшенні деформування і руйнування твердих тіл і мимовільному протіканні в них структурних змін. Це явище відбувається в результаті пониження їх вільної поверхневої енергії при контакті з середовищем, що містить речовини, здатні до адсорбції на міжфазній поверхні. Ефект виявляється лише при спільній дії середовища і механічних напруг. Суть ефекту полягає в зниженні міцності і виникненні крихкості, зменшенні довговічності, полегшення диспергування [11].

Рідина, в якій відбуваються процеси деформування і руйнування твердого тіла, може активно брати участь у цих процесах, полегшуючи і прискорюючи їх. Ця активна участь є наслідком проникнення рідини в глиб тіла, що деформується, в зону, яка названа зоною попереднього руйнування [11].

Усі реальні тверді тіла містять безліч неоднорідностей, починаючи від дефектів або слабких місць в структурі кристалу - в кристалічній ґратці - і закінчуючи мікротріщинами різних розмірів, що пронизують кристалічні

зерна, а також зосередженими на межах між ними. Розриви при руйнуванні твердого тіла відбуваються по місцях найменшого опору.

У процесах механічного руйнування твердого тіла під впливом зовнішніх зусиль, в деформованих шарах, прилеглих до поверхні руйнування, утворюється зона попереднього руйнування, створюється область підвищеної тріщинуватості. У зародкові мікротріщини цієї зони проникає зовнішнє середовище, наприклад рідина, що змочує дане тверде тіло або окремі молекули ПАР, що входять до складу цієї рідини. Підвищуючи молекулярну спорідненість цієї рідини до поверхні твердого тіла, можна значно полегшити процеси його деформування і руйнування, викликаючи розм'якшення твердого тіла в зоні підвищеної тріщинуватості, і таким чином викликати зниження твердості або міцності тіла, що деформується під впливом проникнення рідини в зону попереднього руйнування [11].

Міцність визначається критичним напруженням P_k , яке рівне

$$P_k = \frac{F_k}{S}, \quad (2.1)$$

тобто зусиллям F_k , що викликає руйнування при даному виді деформації, віднесеним до одиниці площі S і вимірюється в дин/см² або кг/см². Для пружно-крихких або ідеально-пружних тіл, тобто для таких тіл, в яких пластичні деформації не виникають і всі деформації аж до розриву є пружними, міцність однозначно визначається максимальною напругою P_k , яка може бути створена в деформованому тілі зовнішніми зусиллями. Для твердих тіл, які володіють за даних умов значною пластичністю, таке максимальне напруження – межа текучості – залежить від швидкості деформації, тобто від часу прикладання зусиль.

При бурінні, подрібненні, шліфуванні і ін. випадках, а також при вимірюваннях «місцевої» міцності, при випробуваннях механічних властивостей твердого тіла вдавлюванням або дряпанням – основною

характеристикою стає твердість H_s . Твердість визначається роботою A , при утворенні нової поверхні ΔS подрібнювального твердого тіла:

$$H_s = \frac{A}{\Delta S}. \quad (2.2)$$

У практичних умовах роботою руйнування A (подрібнення) одиниці об'єму гірської породи Δv :

$$H_v = \frac{A}{\Delta v}. \quad (2.3)$$

Ці два вирази твердості пов'язані один з одним простою відповідністю

$$H_s = S_1 \cdot H_v, \quad (2.4)$$

причому коефіцієнт пропорційності $S_1 = \frac{\Delta S}{\Delta v}$ - питома поверхня або дисперсність частинок, що утворюються при руйнуванні. S_1 є змінною величиною.

Твердість, обумовлена енергетично як коефіцієнт пропорційності між енергією, що витрачається на подрібнення A , і площею, яка знову утворюється, що характеризує ступінь подрібнення у відомому законі Ребіндера:

$$A = H_s \cdot \Delta S, \quad H_s = \frac{A}{\Delta S}. \quad (2.5)$$

Полегшення деформацій і руйнування твердих тіл під впливом даної рідини можуть бути ще значно посилені невеликими добавками до неї особливих активних речовин. Ці речовини є поверхнево – активними (ПАР), вони адсорбуються з розчину поверхнями руйнованого твердого тіла, скупчуючись на них під впливом молекулярних сил.

Регулювання складу промивної рідини правильним підбором малих добавок ПАР ґрунтує новий метод інтенсифікації процесів буріння з використанням фізико-хімічної (молекулярної) взаємодії рідини з поверхнями, що руйнуються [7].

ПАР проникають у мікротріщини в зоні попереднього руйнування, які утворюються під час деформації породи в низькопроникаючому колекторі. Це проникнення ПАР спричиняє додаткові деформації та руйнування породи, як показано на рисунку А.1 додатку А.

Час перебування породи в розчині ПАР залежить від їх концентрації. За наявності ПАР зона попереднього руйнування розвивається, а тріщинуватість у цій зоні збільшується — мікротріщини стають глибшими, а їх кількість на одиницю об'єму зростає.

2.2 Ефект зниження міцності породи внаслідок адсорбції та причини його виникнення

Дослідження впливу розчину ПАР на деформацію кристалів з'ясувало можливість утворення зони попереднього руйнування вже в пружній області. Ефект полегшення деформації, тобто зниження модуля пружності, зростає із збільшенням початкової деформації, тобто з розвитком зони попереднього руйнування при наближенні до межі міцності.

Ефект зниження міцності внаслідок адсорбційних явищ значно зростає при переході до більш повільних деформацій - при зменшенні швидкості деформації. Це може бути пояснено лише поступовістю проникнення в зону попереднього руйнування.

Ефект адсорбційного розм'якшення твердих тіл під впливом активного середовища зводиться до своєрідного набухання тіла в даному середовищі, тобто до проникнення найбільш поверхнево-активних компонентів у глиб тіла, в мікротріщини.

Твердість, міцність і межа плинності щодо відповідних закономірностей поводять себе аналогічно при зміні поверхневого натягу рідини.

Рушійною силою при «втягуванні» у мікрощілини адсорбційних шарів є викликане зниження поверхневої енергії або «двовірний тиск»:

$$\Delta\sigma = \sigma_h(0) - \sigma_h(\Gamma), \quad (2.7)$$

де $\Delta\sigma$ - значення поверхневої енергії на внутрішній поверхні; $\sigma_h(0)$ - питома вільна поверхнева енергія зовсім непокритої поверхні; $\sigma_h(\Gamma)$ – поверхнева енергія поверхні, покритої адсорбційним шаром даної степені ущільнення Γ .

При цьому на підставі термодинамічного рівняння Гіббса [7] для розбавлених розчинів:

$$\Gamma = \frac{d\Delta\sigma}{dc} \cdot RT, \quad (2.8)$$

де c - концентрація ПАР в розчині; R – універсальна газова стала; T – температура.

В області розріджених адсорбційних шарів, що відповідають двовірно-газоподібному стану речовини:

$$\Delta\sigma = RT \cdot \Gamma. \quad (2.9)$$

Тобто вираз для двовірного тиску є цілком аналогічним відомому виразу для тиску звичайного «об'ємного» ідеального газу p :

$$p = RTc. \quad (2.10)$$

Тільки дуже незначна частина всієї поверхневої енергії E рівна:

$$E = \sum \sigma_h \cdot S_h, \quad (2.11)$$

де S_h - площа деформованої поверхні, в деформованому об'ємі твердого тіла, зберігається в цьому тілі після закінчення руйнування (розриву) у вигляді вільної поверхневої енергії.

Поверхнева енергія всіх зародкових поверхонь, що розвиваються у твердому тілі при деформації переходить в тепло, розсіюючись в навколишній простір. Зрозуміло, що чим інтенсивніше діють ПАР, тобто чим міцніше пов'язані з деформованою поверхнею в мікрощілинах адсорбційні шари активних молекул, тим важче і повільніше відбувається змикання мікрощілин зони попереднього руйнування після зняття зусиль під дією молекулярних сил. Внаслідок цього особливо виразний ефект полегшення процесів руйнування під дією ПАР досягається при повторному (періодичному) навантаженню.

Співвідношення:

$$\eta = \frac{\Delta\sigma S_e}{\sum \sigma_h \cdot S_h} \approx \frac{\Delta S}{\Delta S + \Delta S_i} = \frac{\Delta S}{\Delta S_i}, \quad (2.12)$$

де ΔS - зовнішня, ΔS_i - внутрішня поверхня, що розвивається в процесі руйнування, визначає коефіцієнт корисної дії процесів механічного руйнування (диспергування), що є вельми малою величиною, часто порядку 0,001 і навіть менше.

Проте ця величина може значно зростати завдяки впливу ПАР. Полегшуючи розвиток мікрощілин (див. Додаток Б), ці речовини сприяють збільшенню кількості утворених мікрощілин в одиниці об'єму, що, у свою чергу, збільшує зовнішню поверхню, яка утворюється під час руйнування. Наприклад, шлам, що утворюється при бурінні, містить значно більшу кількість дрібних частинок, якщо при бурінні використовуються розчини ПАР у промивній рідині. Це також є підтвердженням механізму, за допомогою якого ПАР полегшують деформації та знижують твердість матеріалу під впливом активного середовища. Коли рідина наближається до мікротріщин, молекули, що містяться в ній, адсорбуються на твердих поверхнях і заповнюють внутрішню поверхню тріщини, навіть у її найбільш вузьких частинах. Ця двомірна міграція, яка передбачає поширення ПАР з утворенням мономолекулярного адсорбційного шару, може відбуватися з великою швидкістю. Процес вбирання рідини в гирло мікрощілин

відбувається під впливом капілярного тиску. Важливо зазначити, що поширення окремих молекул ПАР по поверхнях під час двомірної міграції не залежить від умов змочування поверхонь твердого тіла рідиною [12]. Вбирання рідкого середовища визначається змочуванням в тому випадку, коли воно є неповним, тобто характеризується певним крайовим кутом змочування. При повному змочуванні капілярний тиск p_{σ} є найбільшим і визначається величиною:

$$p_{\sigma} = p_{\max} = \frac{2\sigma}{h}, \quad (2.13)$$

де σ – поверхневий натяг рідини, h – товщина плівки.

При змочуванні рідиною великої «внутрішньої» поверхні твердого тіла в мікротріщинах, що розвиваються, може звільнитися значна кількість вільної енергії, пропорційної цій поверхні.

Чим більша спорідненість за фізико-хімічними властивостями твердої породи до рідини, тим більшою на одиницю змочуваної поверхні є енергія змочування. Вона є кількісною мірою здатності даної рідини насичувати вільні молекулярні сили, що утворюються на поверхнях у твердому тілі. Величина енергії змочування залежить від молекулярної природи як твердого тіла, так і рідини.

Коли рідина проникає у вузькі мікросцілини у вигляді тонкої змочувальної плівки, відбувається трансформація «об'ємної» рідини в тонку плівку з некомпенсованою енергією. У цьому процесі енергія змочування внутрішніх поверхонь мікросцілин не переходить у тепло, а частково накопичується як надлишкова енергія тонкої плівки, що також називається енергією розклинювального тиску [12].

Надлишкова енергія тонких плівок $E(h)$, яка різко зростає із зменшенням товщини плівки h , може бути описана як результат існування нормального розклинювального тиску $P(h)$. Цей тиск протидіє подальшому зменшенню товщини плівки:

$$P(h) = -\frac{dE(h)}{dh}, \quad (2.14)$$

$$E(h) = -\int_{h_0}^h P(h)dh. \quad (2.15)$$

Максимальне значення розклинювального тиску наближено визначається з такої умови:

$$p_{\max} = \frac{2(\sigma_{23} - \sigma_{13})}{h_{\min}}, \quad (2.16)$$

де для води $h_{\min} = 2\delta = 6 \cdot 10^{-8}$ см² - бімолекулярна плівка, яка співрозмірна із найменшим зазором тріщини; σ_{13} - поверхневий натяг на межі розділу рідина – тверде тіло; σ_{23} - поверхневий натяг на межі рідина - тверде тіло [13].

Сучасні дослідження демонструють, що значне збільшення товщини шару, змоченого розчином, і підвищення розклинювального тиску при тій самій товщині шару під впливом орієнтованого адсорбційного шару молекул поверхнево-активних речовин (ПАР) підтверджено головним чином для вуглеводневих органічних рідин. Це відкриття має практичну цінність, зокрема для підвищення ефективності мастильних матеріалів, які забезпечують роботу мастильних плівок на зовнішніх поверхнях тертя.

Одним із перспективних напрямів сучасної науки в галузі гірничої справи є розробка методів керування фізико-механічними властивостями та станом масивів гірських порід. Ефективним інструментом у цьому процесі є використання ПАР. Згідно з ефектом Ребіндера, розчини ПАР завдяки механізму адсорбції активно проникають у тріщини порід, знижуючи їхню поверхневу енергію. Результати численних досліджень свідчать, що цей ефект суттєво змінює механічні характеристики гірських порід, відкриваючи нові можливості для вдосконалення технологій гірничого видобутку.

Використання розчинів ПАР як промивної рідини збільшує швидкість буріння шпурів і свердловин у 1,16–1,52 рази [14].

Завдяки зменшенню затуплення і абразивного зносу інструментів, пробіг бурових коронок до їх заміни зростає більш ніж удвічі, а знос знижується в 1,2–1,4 рази.

Адсорбційна активність молекул ПАР та покращені умови буріння і різання сприяють зменшенню запиленості в шахтах у 1,6–3,7 рази.

Використання ПАР сприяє збільшенню концентрації тріщин у породах, що дозволяє знизити витрати вибухової речовини під час підривного дроблення на 1,4 рази, забезпечуючи водночас ту саму якість дроблення.

ПАР використовуються для зниження напружень у приконтурних масивах порід, що допомагає запобігати гірничим ударам та переведенню порід у безпечний стан [14].

Таким чином, впровадження ПАР у гірничі процеси не тільки підвищує їхню ефективність, але й сприяє безпечнішому та екологічнішому веденню робіт, що є особливо важливим у контексті сучасних викликів.

Висновки до розділу 2

У даному розділі детально досліджено ефект Ребіндера, який полягає у зниженні міцності твердих тіл під впливом адсорбції поверхнево-активних речовин (ПАР) з навколишнього середовища. Адсорбція поверхнево-активних речовин (ПАР) на поверхнях твердих тіл знижує їх міцність, полегшуючи процеси деформації і руйнування. Це відбувається через зменшення вільної поверхневої енергії твердого тіла при контакті з адсорбованими молекулами. Процеси деформування та руйнування твердих тіл можуть значно прискорюватися, коли рідина (особливо з ПАР) проникає в зони попереднього руйнування. Це призводить до виникнення мікротріщин і посилення їх розвитку. Тверді тіла містять різноманітні неоднорідності, такі як дефекти, слабкі місця або мікротріщини, через які відбувається руйнування при механічних навантаженнях. ПАР сприяють проникненню в ці мікротріщини, що полегшує їх подальший розвиток. ПАР, проникаючи у мікротріщини, формують адсорбційні шари на поверхні, що знижує поверхневу енергію і, таким чином, зменшує міцність матеріалу. Це також пов'язано з молекулярними силами, які допомагають руйнувати тверде тіло. Використання ПАР в рідинах для буріння або шліфування може значно підвищити ефективність цих процесів. Вони зменшують знос інструментів, покращують умови для буріння, знижують запиленість шахтної атмосфери та навіть дозволяють зменшити витрати вибухових речовин для дроблення порід. Ефективність ПАР залежить від їх концентрації. Неправильний вибір концентрації або складу ПАР може призвести до неефективних результатів або навіть до негативного впливу на механічні властивості матеріалів. Висновки з досліджень можуть бути корисними для гірничої промисловості, зокрема для покращення процесів буріння, шліфування, підричних робіт та боротьби з гірськими ударами.

У загальному підсумку, використання ПАР для керування властивостями твердих тіл через адсорбційне зниження міцності є перспективним методом, що може бути ефективно застосований у різних галузях, таких як гірничча справа, буріння та інші механічні процеси.

3. ЛАБОРАТОРНА УСТАНОВКА ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ПАРАМЕТРИ СЛАНЦЕВИХ ПОРІД

3.1 Опис структурної схеми лабораторної установки

Одним з найбільш перспективних напрямів науки і практики вдосконалення процесу руйнування гірських порід є використання поверхнево-активних речовин.

Відомо, що водні розчини поверхнево-активних речовин (ПАР) сприяють збільшенню тріщинуватості гірських порід при їх навантаженні пластивим тиском з одночасними додатковими механічними збуреннями на ці породи. В технологічному процесі видобування сланцевого газу із сланцевих порід з метою збільшення їх тріщинуватості, передбачається проведення гідророзривів сланцевих порід за допомогою відповідних водних розчинів із піском для фіксації утворених тріщин при таких гідророзривах, що сприяє суттєвій інтенсифікації виділення сланцевого газу із сланцевих порід [11].

Установка розробляється для оптимального вибору як виду ПАР рослинного чи тваринного походження, так і їх концентрацій у водних розчинах для проведення гідророзривів сланцевих порід із створенням при цьому пластивих тисків і температур, а також додаткових імпульсно-хвильових тисків, які відтворюють як процеси гідророзриву, так і інші можливі додаткові механічні збурення на сланцеві породи.

Функціональна схема запропонованої лабораторної установки показана на рисунку 3.1. Установка складається з двох основних блоків: А1 - механічного та А2 - керування.

До блоку А1 входять камера із змодельованими пластивими умовами; система створення надлишкового тиску; манометр для контролю тиску; термометр для контролю температури; система нагнітання тиску. Блок А2 складається з блоку завантаження даних; комп'ютера (системи опрацювання

даних); а також блок з'єднаний із системою для запису, зберігання та передавання даних.

Надлишковий тиск в камері може змінюватися в діапазоні від 40 МПа до 60 МПа, крок зміни тиску - (0,5-1,0) МПа; зміна температури допустима в межах 90°C-100°C.

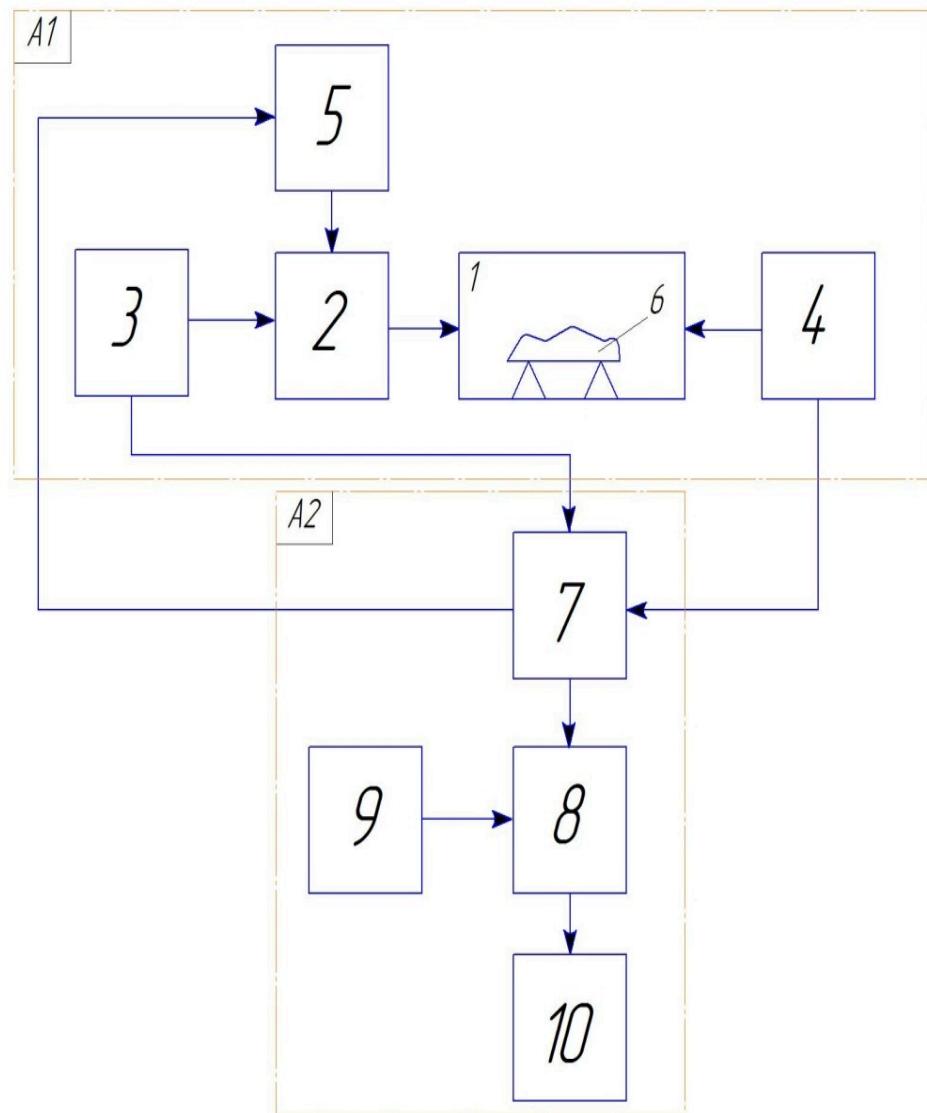
Опис роботи установки:

Взірець досліджуваної сланцевої породи поміщується в камеру надлишкового тиску, до якої приєднується давач температури з одного боку та рукав високого тиску з іншого. Вільний кінець рукава високого тиску приєднується до манометра МП-600.

Далі робочою рідиною заповнюють камеру і систему створення тиску. Як робоча рідина у даній роботі пропонується використовувати розчин ПАР – рібоксу у воді (концентрація якого може змінюватися в діапазоні від 0,05% до 0,5%). За допомогою системи створення тиску досягається значення надлишкового тиску 40 МПа розчину ПАР в камері.

Важіль, що кріпиться на валу крокового двигуна, при обертанні валу тиснутиме на пружину, таким чином тиск буде плавно наростати до максимального значення 60 МПа і знову повертатись до початкового значення. Максимальна частота обертання валу – 2 об/с.

Давачі надлишкового тиску і температури служать для реєстрації відповідних параметрів у камері, їхні покази, а також значення частоти обертання крокового двигуна відобразатимуться на екрані блоку керування та обробки даних, що передаються на комп'ютер для подальшої їх обробки.



A1 – блок механічний ; A2 – блок керування;

1 – камера із досліджуваним взірцем; 2 – система створення надлишкового тиску; 3 – манометр для контролю тиску; 4 – термометр для контролю температури; 5 – система нагнітання тиску; 6 – досліджуваний взірець сланцевої породи; 7 - блок опрацювання даних; 8 – компютер (система опрацювання даних); 9 – попередньо опрацьована база даних; 10 – система для запису, зберігання та передавання даних.

Рисунок 3.1 – Функціональна схема розроблюваної установки

3.2 Розроблення і розрахунок камери високого тиску

Камера високого тиску являє собою роз'ємну товстостінну посудину. Конструктивно камера складається з корпусу та двох плоских кришок, що кріпляться до корпусу з допомогою фланцевого з'єднання.

Розрахунки всіх елементів конструкції проводились згідно [15-17].

3.2.1 Розрахунок товщини стінки корпусу

Розрахункові формули застосовуються при наступному відношенні товщини стінки до діаметра:

а) для труб при $D \geq 200$ мм

$$\frac{s-c}{D} \leq 0,1, \quad (3.1)$$

де s – виконавча товщина стінки корпусу, мм;

c – сума надбавок до розрахункових товщин стінок, мм;

D – внутрішній діаметр посудини, мм.

б) для труб при $D < 200$ мм

$$\frac{s-c}{D} \leq 0,3, \quad (3.2)$$

Товщину стінки корпусу, що навантажена внутрішнім надлишковим тиском, слід розраховувати за формулою:

$$s \geq s_p + c, \quad (3.3)$$

враховуючи, що

$$s_p = \frac{pD}{2\sigma_p - p}, \quad (3.4)$$

де s_p – розрахункова товщина стінки корпусу, мм;

p – допустимий внутрішній надлишковий тиск, мПа;

D – внутрішній діаметр посудини, мм;

σ – допустиме напруження при розрахунковій температурі, мПа;

φ_p – коефіцієнт міцності зварних швів, для безшовних елементів посудин і апаратів $\varphi_p = 1$ [17].

Надбавку до розрахункових товщин слід визначати за формулою:

$$c = c_1 + c_2 + c_3. \quad (3.5)$$

де c_1 – надбавка для компенсації корозії та ерозії;

c_2 – надбавка для компенсації мінусового допуску;

c_3 – технологічна надбавка.

Допустимий внутрішній надлишковий тиск слід розраховувати за формулою:

$$p = \frac{2\sigma\varphi_p(s-c)}{D+(s-c)}. \quad (3.6)$$

Знайдемо розрахункове значення товщини стінки корпуса для таких умов: $p = 60$ МПа, $t = 90^\circ\text{C}$, $D = 103$ мм, $\sigma = 204$ МПа (для матеріалу – аустенітна сталь, марки 08X22H6T). Згідно (2.4) отримаємо:

$$s_p = \frac{60 \cdot 10^6 \cdot 103 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot 204 \cdot 10^6 - 60 \cdot 10^6} = 17,76 \cdot 10^{-3} \text{ (м)}.$$

Прийнявши, що $c = 2,5$ мм, виконавча товщина стінки корпуса згідно (3.3) становитиме:

$$s \geq 17,76 + 2,5 = 20,26 \text{ (мм)}.$$

Отже, приймемо $s=21,5$ мм.

Тоді максимальне значення надлишкового внутрішнього тиску згідно (3.6) становить:

$$[p] = \frac{2 \cdot 221,5 \cdot 10^6 \cdot 1(21,5 - 2,5) \cdot 10^{-3}}{103 \cdot 10^{-3} + (21,5 - 2,5) \cdot 10^{-3}} = 63,54 \text{ (МПа)}.$$

Алгоритм розрахунку товщини стінки корпуса наведений на рис. 3.2.

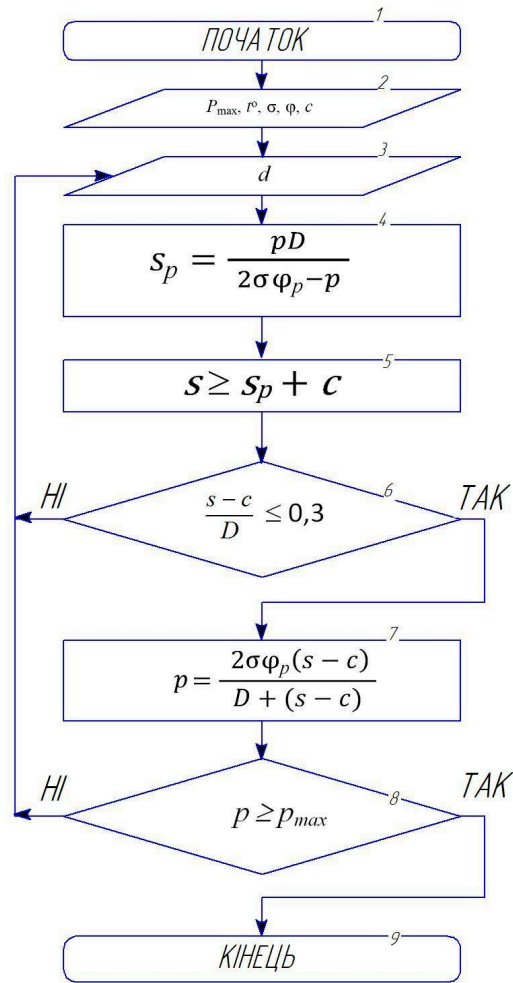


Рисунок 3.2 – Алгоритм розрахунку товщини стінки корпусу

3.2.2 Вибір фланцевого з'єднання

Конструкція і параметри фланцевих з'єднань регламентуються нормативними документами, методика описана у [16-17].

Розмірний ряд фланцевих з'єднань характеризується двома параметрами – умовним діаметром і робочим тиском. Стандарт передбачає два типи конструктивного виконання фланцевих з'єднань:

- тип 1 – фланцеві з'єднання з зазором між торцями фланців ;
- тип 2 – фланцеві з'єднання без зазору між торцями фланців.

Фланцеві з'єднання із зазором між торцями використовуються для робочих тисків 14, 21, 35 МПа. З'єднання передбачає використання сталевих ущільнювальних прокладок ортогонального поперечного перерізу з двостороннім контактом. Ущільнення з'єднання досягається в результаті створення контактних напружень на спряжених поверхнях, величина яких залежить від зусилля затягування фланців і внутрішнього тиску.

При робочих тисках, більших ніж 35 МПа, використовуються фланцеві з'єднання типу 2 без зазору між торцями і прокладками типу БХ ортогонального поперечного перерізу з одностороннім контактом [19].

Використаємо готове фланцеве з'єднання 100×70 типу 2, яке задовольняє наступним умовам: діаметр прохідного отвору – 103 мм, максимальний робочий тиск – 70 МПа.

3.2.3 Розрахунок плоских круглих кришок

Формули застосовуються для розрахунку плоских круглих кришок за умови, що:

$$\frac{s_1 - c}{D_p} \leq 0,11 \quad , \quad (3.7)$$

де s_1 – виконавча товщина стінки кришки, мм;

c – сума надбавок до розрахункової товщини стінки кришки, мм;

D_p – розрахунковий діаметр кришки, мм [17].

Товщину плоских круглих кришок посудин і апаратів, що працюють під внутрішнім надлишковим тиском, розраховують за формулами [16]:

$$s_1 \geq s_{1p} + c, \quad (3.8)$$

враховуючи, що

$$s_{1p} = \frac{s_p}{K_n} \quad (3.9)$$

де K – коефіцієнт, що залежить від конструкції кришки, визначається з таблиць (табл.2.2);

K_n – коефіцієнт послаблення плоскої кришки отвором.

Значення коефіцієнта послаблення K_n для днищ і кришок, які мають декілька отворів, визначають за формулою:

$$K_n = \sqrt{\frac{1 - \sum \left(\frac{d_i}{D_p} \right)^2}{1 - \frac{\sum d_i}{D_D}}}, \quad (3.10)$$

де d_i – діаметр i -го отвору в днищі або кришці, мм.

Коефіцієнт K_n визначають для найбільш ослабленого перерізу.

У всіх випадках приєднання днища до корпусу мінімальна товщина плоского круглого днища повинна бути більшою або дорівнювати товщині корпусу [17].

Допустимий тиск на плоске днище або кришку визначають за формулою [17]:

$$p = \left(\frac{s_1 - c}{K \cdot K_n \cdot D_d} \right)^2 \cdot \sigma \varphi. \quad (3.11)$$

Розрахуємо значення коефіцієнта послаблення плоскої кришки отворами K_n , прийнявши тип з'єднання 11, при якому $D_p = D_3 = 258,5$ мм, D_3 – діаметр болта. Згідно формули (3.10) отримаємо:

$$K_n = \sqrt{\frac{1 - \left(2 \left(\frac{32}{258,5}\right)^2 + \left(\frac{12,5}{258,5}\right)^2\right)}{1 - \frac{32 + 32 + 12,5}{258,5}}} = 1,16$$

Визначимо розрахункову товщину кришки s_{1p} згідно (3.9):

З урахуванням надбавки $c = 2,5$ мм, виконавча товщина стінки кришки згідно (3.8) становить:

$$s_1 \geq 65,01 + 2,5 = 67,51(\text{мм}).$$

Отже, прийmemo $s_1 = 68$ мм.

Розраховуємо тиск, що діятиме на кришку:

$$p = \left(\frac{(66 - 2,5) \cdot 10^{-2}}{0,4 \cdot 1,12 \cdot 258,5 \cdot 10^{-2}} \right)^2 \cdot 204 \cdot 10^6 \cdot 1 = 61,33(\text{МПа}).$$

Алгоритм розрахунку товщини стінки кришки наведений на рис. 3.7.

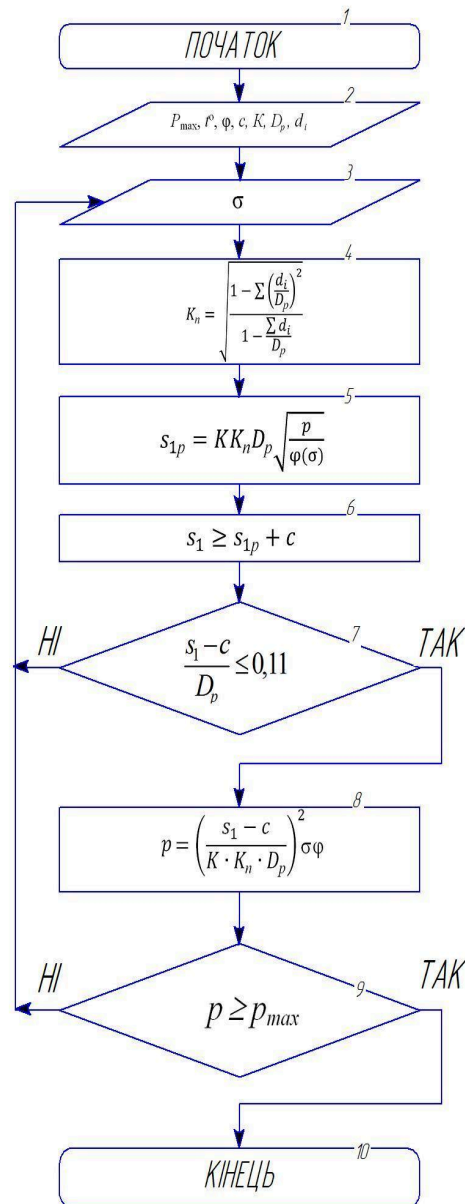


Рисунок 3.7 – Алгоритм розрахунку товщини стінки кришки

3.3 Опис блоку задання статичного надлишкового тиску у камері

Статичний тиск у системі ми створюватимемо за допомогою вантажопоршневого манометра МП-600 (характеристики і загальний вигляд подані у додатку В).

Манометр (дод. В, рис. В.1) складається з пристрою для створення тиску і чутливого елемента – неущільненої поршневої пари (колонки).

Колонка складається з корпусу, циліндра, поршня, гайки, фільтра, вантажоприймального пристрою, з покажчиком робочого положення поршня. На корпусі є дві кругові риски-обмежувачі робочого ходу поршня. Між поршнем і циліндром є радіальний зазор, в який під час переміщення і одночасного обертання поршня потрапляє робоча рідина, рівномірно змочуючи спряжувані поверхні. У цих умовах сили гідравлічного тертя між поршнем і циліндром не впливають на точність манометра. Для виключення сухого тертя, яке впливає на точність манометра, під час вимірювань поршень повинен обертатися. Приводити поршень в обертання потрібно рукою за годинниковою стрілкою зі швидкістю не менше 30 об/хв.

Пристрій для створення тиску – це гідравлічна система з латунних трубок, прикріплена до станини 1 (дод. В, рис. В.1), яка забезпечена центральною стійкою 2 для установки колонки 3 з набором вантажів 4, лівою 5 і правою 6 стійками для установки повірювальних манометрів, ручним скальчатим насосом 7. Станина встановлюється на чотири опорні ніжки 9 з регулювальними гвинтами 10.

Гідравлічна схема пристрою для створення тиску складається подана у дод. Г, рис. Г.1.

Перед початком роботи необхідно виконати наступні дії:

1) Вивернути транспортні заглушки із стійок (дод. В, рис. В.1) і заповнити гідросистему робочою рідиною. Для цього необхідно:

- відкрити запірний вентиль 3, всі інші закрити;
- у бачок 1 залити робочу рідину так, щоб її рівень був вище рівня фільтра не менш ніж на 10-15 мм;
- обертаючи маховик 10 за годинниковою стрілкою до упору, встановити поршень 9 гідропреса 8 у крайнє положення. Закрити вентиль 3 і відкрити вентилі 7, 12, 14, 16;
- за допомогою ручного насоса 4 заповнити гідросистему робочою рідиною, хитаючи рукояткою 5 до тих пір, поки робоча рідина не з'явиться в

отворах стійок 11, 13, 15. При заповненні гідросистеми необхідно стежити за рівнем рідини в бачку, підливаючи її при необхідності;

- закрити вентилі 12, 14, 16, залишивши відкритим вентиль 7;
- обертаючи маховик 10 проти годинникової стрілки до упору (при необхідності підкачуючи робочу рідину ручним насосом), заповнити гідропрес рідиною;

- обертаючи маховик гідропреса за годинниковою стрілкою на кілька оборотів, створити в гідросистемі невеликий тиск, потім відкрити вентиль 3 та, якщо у бачку виявиться піна або окремі повітряні бульбашки, повторно заповнити робочою рідиною гідропрес і повторити операцію. Прокачувати гідросистему до тих пір, поки не переконаємося у відсутності повітря.

2) Встановити колонку 3 на стійку 2 пристрою для створення тиску, попередньо перевіривши наявність ущільнювальної прокладки.

3) За допомогою регульовальних гвинтів 10 опорних ніжок 9 виставити манометр в горизонтальній площині, допустиме відхилення від горизонтальної площини не повинне перевищувати 5'.

Прилади для перевірки та калібрування підключають до стійок 13 і 15 за допомогою перехідних гайок (муфт) з комплекту поставки, до стійки 13 підключатиметься шланг високого тиску, до стійки 15 – давач тиску.

Після підключення необхідно відкрити вентилі 7, 12, 14, 16.

Обертаючи маховик 10 проти годинникової стрілки, спостерігаючи при цьому за рівнем масла в бачку 1, вивести поршень 9 в крайнє (або достатнє) положення. Ручним насосом 4 створити в системі тиск не більше 5 МПа (50 кгс/см²). Закрити вентиль 7.

При роботі, обертаючи маховик гідропреса за годинниковою стрілкою, плавно підвищується тиск у гідросистемі, обертаючи маховик проти годинникової стрілки, тиск плавно знижується.

Необхідний тиск задається набором відповідної кількості вантажів, відградуйованих в одиницях тиску, плюс тиск, що створюється самим поршнем. Один вантаж створює тиск 5 МПа.

За допомогою гідропреса поршень колонки під час роботи необхідно підтримувати в робочому положенні (показчик положення поршня 7 знаходиться в середньому положенні між круговими рисками-обмежувачами робочого ходу поршня 8).

По закінченні роботи обертанням маховика гідропреса опустити поршень колонки в крайнє нижнє положення, відкрити вентиль 3 і скинути тиск.

Характеристики манометра МП-600:

верхня межа вимірювання: 60 МПа (600 кгс/см²);

нижня межа вимірювання: 1 МПа (10 кгс/см²);

номінальнє значення площі поршня: 0,05 см²;

тиск, що створюється поршнем з вантажоприймальним пристроєм: 1 МПа (10 кгс/см²).

Габаритні розміри, не більше:

- довжина – 1070 мм;
- ширина – 550 мм;
- висота – 770 мм.
- маса манометра, не більше - 117,1 кг.

Межі основної похибки:

- при тисках від 10 до 100% від верхньої межі вимірювання: $\pm 0,05\%$ від значення вимірюваного тиску;

- при тиску до 10% від верхньої межі вимірювання: $\pm 0,05\%$ від 0,1 верхньої межі вимірювання.

Для з'єднання манометра з камерою високого тиску ми використаємо шланг для високого тиску (рукав високого тиску (РВТ)), що являє собою гнучкий трубопровід для транспортування спеціальних рідин.

Виробництво гідравлічних шлангів високого тиску (рукавів) орієнтовано переважно на нафтогазодобувну і переробну промисловість, будівництво, гірничодобувне, деревообробне виробництво, металургію, машинобудування та інші. Крім того, РВТ знаходять застосування в техніці комунального забезпечення.

Рукав 1058 HYDROSCAND 352 застосовується для гідравлічних систем високого тиску. Цей тип шланга має чудову пристосованість до всього діапазону температури, так само як і до низького об'ємного розширення, що надає йому хорошу гідравлічну характеристику.

Конструктивно шланг складається з двох шарів. Внутрішній шар – це поліефірний еластомер. Зовнішній шар – це маслостійкий, атмосферостійкий і зносостійкий поліуретан. Армування представлене одним обплетенням з поліаміду та одним обплетенням зі сталевого дроту.

Внутрішній діаметр становить 6,6 мм, зовнішній – 13,7 мм.

Характеристики шланга:

- Робочий тиск: до 70 МПа.
- Температура робочої рідини: $-40^{\circ}\text{C} \div +100^{\circ}\text{C}$.
- Довжина шлангу – 0,5 м.
- Вага шлангу – 0,12 кг.

Додатково для кріплення шлангу нам знадобляться наступні комплектуючі:

- фітінг перехідний BSP 1/4 IR 1/4
- втулка 1/4– 2 шт.;
- адаптер GAI 08 S – M 14;
- адаптер R 1/4 F M14 UF – 2 шт.

3.4 Розроблення і розрахунок блоку задання пульсуючого тиску

Він складається із крокового двигуна, на валу якого закріплюється важіль, та пружини стиснення, що розміщується між двома металевими пластинами.

3.4.1 Розрахунок пружини стиснення

Гвинтова пружина [20] має форму просторової спіралі. Розрізняють гвинтові циліндричні пружини і спіральні фасонні пружини.

За видами навантаження гвинтові пружини поділяють на пружини розтягу, стиснення, кручення і згину.

Пружини стиснення розраховані на зменшення та деформацію в результаті впливу на них певного навантаження. Цей вид пружин характеризується діаметром витка і товщиною перетину дроту, а також відстанню між витками.

Крім діаметра витка і перетину дроту, пружини стиснення можна характеризувати також міжвитковою відстанню, тобто кроком пружини. У спокійному стані витки пружини стиснення знаходяться на відстані один до одного, а безпосередньо при стисненні витки стягуються. Це і є міжвиткова відстань або ж крок пружини.

Для пружин стиснення також здійснюють шліфування підібганих витків пружини.

Геометричні розміри пружини пов'язані між собою співвідношенням:

$$\begin{aligned} \tan \alpha &= \frac{H}{\pi \cdot D_i}, \\ l &= \frac{H}{\sin \alpha} = \frac{\pi \cdot D_i}{\cos \alpha}, \end{aligned} \quad (3.12)$$

де H – висота робочої частини пружини;

D – середній діаметр;

l – робоча довжина дроту;

φ – центральний кут пружини;

i – число робочих витків;

α – кут підняття гвинтової лінії.

При стисканні пружини може наступити втрата стійкості, і вісь пружини при деякому критичному навантаженні раптово скривиться. Втрата стійкості неприпустима для нормальної роботи пружини.

Для пружин з круглого дроту гранична висота:

$$\frac{H_0}{D_0} = \frac{2,62}{\nu}, \quad (3.13)$$

де $\frac{H_0}{D_0}$ – гранична відносна висота, ν – коефіцієнт, що залежить від способу кріплення пружини.

Для пружин з дроту круглого поперечного перерізу малого кута

$$\left(\frac{H}{D}\right)_{\text{ад}} = 2,62$$

При проектуванні вимірювальних пружин зазвичай виходять із заданої жорсткості, максимального навантаження і робочого ходу пружини. В залежності від вибраного матеріалу і умов роботи пружини визначають величину допустимого напруження τ . Його розраховують так:

$$\tau = \frac{\tau_{\delta}}{n_{\delta}}, \quad (3.14)$$

де $\tau_{\delta} = (0,5 \div 0,6)\sigma_{\delta}$ – границя текучості при зсуві,

n_{δ} – коефіцієнт запасу.

Для визначення розмірів пружин з дроту круглого перерізу користуються номограмою дод. Ж, рис. Ж.1. Верхня частина номограми дає

значення діаметра d дроту в залежності від індексу $c = \frac{D}{d}$ при різних співвідношеннях допустимого напруження до найбільшого робочого

навантаження $\frac{\tau}{P_{\max}}$. В нижній частині номограми вказане відношення числа

робочих витків до діаметра дроту $\frac{i}{d}$ в залежності від індексу c і відношення

$\frac{G}{k}$ – модуля пружності матеріалу при зсуві до жорсткості пружини.

Задаючись певним значенням індексу c , що відповідає по кривій $\frac{\tau}{P_{\max}}$.

стандартному діаметру дроту, визначаємо відношення $\frac{i}{d}$ по кривій $\frac{G}{k}$ звідки знаходимо число витків i .

Спроектовану таким чином пружину слід перевірити згідно габаритних умов, по стійкості. В ході даних розрахунків вибрані розміри пружини уточнюються.

Задаємось вихідними значеннями:

- $P = 20\text{кг}$ – навантаження, що діє на пружину;
- $\lambda = 70\text{мм}$ – осадка пружини;
- габаритні розміри по висоті – не більше 150мм , по діаметру – не більше 70мм ;
- коефіцієнт запасу по текучості $n_\sigma \geq 1,5$;
- матеріал – сталь 50ХФА, дріт круглого поперечного перерізу, межа текучості $\tau_m = 108\text{кг} / \text{мм}^2$, модуль пружності $G = 21,8 \cdot 10^3\text{кг} / \text{мм}^2$.

Визначаємо допустиме напруження згідно (3.14):

$$\tau = \frac{\tau_m}{n_m} = \frac{108}{1,5} = 72(\text{кг} / \text{мм}^2).$$

Жорсткість пружини становить:

$$k = \frac{P}{\lambda} = \frac{20}{70} = 0,29(\text{кг} / \text{мм}). \quad (3.15)$$

Знайдемо наступні відношення:

$$c = \frac{D}{d} \quad (3.16)$$

$$\frac{G}{k} = \frac{21,8 \cdot 10^3}{0,29} = 7,5 \cdot 10^4 \quad (3.17)$$

По кривій в верхній частині номограми встановлюємо, що зміні індекса c від 4 до 20 відповідають діаметри дроту від 1,9 до 3,5 мм. Виберемо діаметр дроту $d = 3,2$ мм при індексі $c = 14$. При цьому середній діаметр пружини буде:

$$D = d \cdot c = 3,2 \cdot 14 = 44,8(\text{мм}) \quad (3.18)$$

а зовнішній

$$D_3 = D + d = 44,8 + 3,2 = 48\text{мм}. \quad (3.19)$$

По відповідній кривій $\frac{G}{k} = 7,5 \cdot 10^4$ в нижній частині номограми при

$\tilde{n} = 14$ знаходимо $\frac{i}{d} = 3,5 \frac{1}{\text{мм}}$. $\frac{i}{d} = 3,5 \frac{1}{\text{мм}}$. Звідси число витків становитиме $i = 3,5 \cdot d \approx 11,5$.

Повна висота пружини стиснення рівна:

$$H_n = d \cdot i + \lambda_{\max} + \Delta, \quad (3.20)$$

де λ_{\max} – найбільша осадка пружини;

Δ – величина, що залежить від висоти кінцевих витків і враховує проміжок між витками при найбільшій осадці пружини, $\Delta = 3 + 3 = 6$ (мм).

Отже, згідно (2.20) повна висота пружини рівна:

$$H_n = 3,2 \cdot 12 + 70 + 6 \quad H_n = 3,2 \cdot 12 + 70 + 6 \approx 115 \text{ мм.}$$

$$H_n = 3,2 \cdot 12 + 70 + 6 \approx 115 \text{ мм.} \approx 115 \text{ мм.}$$

Висота H робочої частини пружини рівна повній H_n з відрахуванням висоти кінцевих витків: $H = 115 - 3 = 112 \text{ мм.}$

Кут підняття α знаходимо зі співвідношення (2.12):

$$\text{tg} \alpha = \frac{H}{\pi D_i} = \frac{112}{3,14 \cdot 44,8 \cdot 11,5} = 0,068,$$

звідки $\alpha = 4^\circ$.

Для оцінки стійкості пружини визначимо відносну висоту пружини:

$$\frac{H}{D} = \frac{112}{44,8} = 2,46. \quad (3.21)$$

Якщо кріплення торців не допускає повороту в осьовій площині, то коефіцієнт $\nu = 0,5$. Пружина стійка при будь-якому прогині, оскільки втрата

стійкості при $\nu = 0,5$ можлива лише при $\frac{H}{d} \geq 5,24$.

Для додаткового забезпечення стійкості пружини нижню її частину ми помістимо в металеву трубу діаметром $d = 50 \text{ мм}$ і довжиною $l = 45 \text{ мм}$. Між пластинами встановимо направляючі ходу – чотири сталеві трубки ($d_{\text{вн.мет.}} = 18$

мм, $d_{\text{зовн.мет.}} = 22\text{мм}$, $l_{\text{мет.}} = 70\text{мм}$), які ковзатимуть по внутрішній поверхні чотирьох фторопластових трубок ($d_{\text{вн.}} = 22\text{мм}$, $d_{\text{зовн.}} = 28\text{мм}$, $l_{\text{ф}} = 70\text{мм}$).

Сталеві трубки приваримо до верхньої пластини, а фторопластові – запресуємо у спеціальне фторопластове кріплення, яке в свою чергу з'єднаємо з нижньою пластиною.

3.4.2 Вибір крокового двигуна та розрахунок моменту сил.

Змінювати тиск в системі ми будемо за допомогою крокового двигуна. На його вал ми закріпимо важіль, який при обертанні валу двигуна тиснутиме на верхню пластину. Таким чином пружина стискатиметься і передаватиме додаткове зусилля.

Якщо довжина важеля становитиме 100 мм і сила, яку необхідно додатково створити дорівнює 200 Н, то момент сили становитиме [21]:

$$M = F \cdot r \cdot \sin \alpha = 200 \cdot 0,1 \cdot 1 = 20(\text{Н} \cdot \text{м}), \quad (3.22)$$

де F – прикладена сила, Н ;

r – віддаль від центру обертання до місця прикладення сили, м

α – кут, між вектором сили F і вектором положення r .

Отже, необхідно вибрати кроковий двигун з моментом утримання. Відповідні характеристики має двигун A200K-M599(W)-G7.2 фірми Autonics.

3.5 Вибір приладів для вимірювання тиску і температури

3.5.1 Вибір давача надлишкового тиску

Для вимірювання надлишкового тиску, створюваного в камері, використовуємо перетворювач тиску Danfoss MBS 3000 [21].

Перетворювач призначений для загальнопромислового застосування, забезпечує надійні і точні вимірювання. Відмінною рисою цих перетворювачів є висока вібростійкість.

Особливості перетворювача :

- призначений для використання в складних промислових середовищах;
- корпус з кислотостійкої нержавіючої сталі (AISI 316L);
- температурна компенсація й лазерне калібрування;
- типові області застосування: насоси, компресори, гідравліка, пневматика.

Механічні та метрологічні характеристики MBS 3000 060G1110:

- вимірюване середовище: повітря, газу, рідини;
- тип вимірюваного тиску: абсолютний/відносний;
- діапазони вимірювань тиску: 0-10,0-16, 0-25, 0-40, 0-60, 0-100, 0-160, 0-250, 0-400, 0-600 бар;
- діапазони допустимих температур робочого середовища: від -40 до +95 °C;
- діапазон компенсованих температур: від 0 до 80 °C;
- точність вимірювань: $\leq \pm 0,5-1\%$ діапазону вимірювань;
- напруга живлення: 10-30 В, постійний струм 4 - 20 мА;
- час реакції: <4 мс;
- граничний тиск перевантаження: 6-кратний діапазон вимірювань, але не більш як 1500 бар;
- тиск розриву чутливого елемента: не більше 2000 бар;
- приєднання тиску: зовнішня різьба G 1/2" A DIN 3852 стандартно;
- тип електричного під'єднання: Pg 9, EN 175301-803-A;
- матеріал частин, що контактує із середовищем: нержавіюча сталь AISI 316L;
- корпус: нержавіюча сталь AISI 316L;
- вібростійкість : синусоїдальний вплив 5-25 Гц амплітудою 15,9 mm-pp, 25-2000 Гц з прискоренням 20 g, випадковий вплив 5-1000 Гц з прискоренням 7,5 g;
- стійкість до ударів: удар 500g протягом 1мс;
- маса: 0,2-0,3 кг [21].

3.5.2 Вибір давача температури

Для вимірювання температури розчину ПАР в камері, ми використовуватимемо термометр, що вкручується, модель TF 35.

При виробництві TF35 використовуються наступні стандартні вимірювальні елементи:

NTC, R25 = 2,5 кΩ ±5%;

NTC, R25 = 10 кΩ ±5%;

Pt100, клас B по DIN EN 60 751;

Pt1000, клас B по DIN EN 60 751.

Перевагою платинових вимірювальних елементів є те, що вони відповідають міжнародним нормам (IEC 751/DIN EN 60751). Через специфіку виробництва та застосування матеріалів міжнародна стандартизація вимірювальних елементів типу NTC неможлива. Тому дані типи елементів взаємозамінні тільки в певних межах.

До інших переваг платинових елементів відносяться велика довготривала стабільність і стійкість до впливу температурних циклів, а також ширший вимірювальний діапазон.

Елементи типу NTC також відрізняються високою точністю вимірювання та лінійністю, проте їх температурний діапазон дуже обмежений.

Особливості давача TF-35:

Надзвичайно висока вібростійкість. Завдяки особливому способу вбудовування вимірювального елемента термометри серії TF-35 відрізняються дуже високою вібростійкістю.

Значення прискорення 3g для підвищених вимог, визначені за DIN EN 60751 (IEC 751), можуть бути багаторазово перевищені. В залежності від умов монтажу, вимірювального середовища, температури і довжини занурення вібростійкість може досягати 10g;

Компактна конструкція термометра TF-35, яка гарантує оптимальну теплопередачу від вимірювального процесу до вимірювального елемента.

Області застосування: мобільна гідравліка, машинобудування, компресори, автомобілебудування, опалювальне, холодильне та кліматичне обладнання.

Технічні характеристики термометра:

- діапазони вимірювання від -50 до $+200^{\circ}\text{C}$;
- матеріал захисної гільзи: латунь, нержавіюча сталь 1.4571;
- діаметр захисної гільзи: 7.5 мм, 5,0 мм;
- підключення до процесу: різьбове приєднання (M12x1,5; M14x1,5; G 1/4 B; G 3/8 B);
- довжина занурення: 28 мм; 40 мм; 60 мм; 100 мм;
- робочий тиск: максимально 600 бар.

3.6 Опис блоку керування та обробки даних

В даній загальній електричній схемі блоку керування та обробки даних використовується 8-ми бітний мікроконтролер AVR ATmega8 фірми Atmel. Даний мікроконтролер має 8 кбайт флеш пам'яті, шестиканальний 10-розрядний АЦП, 3 восьмибітні порти вводу-виводу і вбудований ШІМ. В даній схемі, контролер тактується від зовнішнього кварцового резонатора частотою 12МГц.

Резистор $R2$ і терморезистор $R1$ утворюють подільник напруги, спад якої залежить від опору терморезистора. Для підсилення цієї напруги служить операційний підсилювач $DA2$. Його живлення організовано через інтегральний стабілізатор напруги на $9B$ $DA1$. Підстроювальний резистор $R4$ дозволяє відкалібрувати необхідний рівень сигналу. Далі підсилений сигнал поступає на вхід АЦП мікроконтролера. В якості опорної напруги використовується зовнішнє стабілізоване джерело напруги на $5B$. Контролер перетворює вимірне значення напруги і виводить це значення на рідкокристалічний індикатор марки $WH1602$. Індикатор дозволяє одночасно виводити 2 рядки, по 16 символів, і має вбудовану світлодіодну підсвітку та

регульовану контрастність. Завдяки цьому забезпечується хороше читання при будь якому освітленні. Даний індикатор побудований на базі внутрішнього контролера KS0066, і обмінюється даними зі схемою по чотирьохпровідній лінії. Значення тиску також відображається на індикаторі.

Живлення мікроконтролера організовано через інтегральний стабілізатор напруги на $5B$ $DA4$.

Так як порти контролера не можуть на пряму забезпечити достатній струм, що необхідний для роботи крокового двигуна, в схемі використовується драйвер $DA3$. Він представляє собою збірку електронних ключів і дозволяє комутувати струм порядку $1A$, що є достатнім для роботи обраного крокового двигуна. Для зміни частоти обертання використовуються кнопки $SB1$ та $SB2$. За їх допомогою можна збільшувати або зменшувати частоту, значення якої при цьому відображається на індикаторі.

Для вимірювання тиску використовується датчик тиску фірми Danfoss, моделі MBS 3000 060G1110, що живиться від напруги $24B$. В даній моделі вихідним сигналом є напруга від 0 до $5B$, що якраз дозволяє на пряму підключати його до АЦП мікроконтролера.

Датчик тиску, терморезистор і кроковий двигун підключаються до мікроконтролерного блоку через роз'єм $X1$. Даний роз'єм має бути розрахований на достатньо великий струм, оскільки при роботі схеми через контакти крокового двигуна протікає струм порядку $1A$.

Сама схема живиться від мережі змінного струму $220B$, через стабілізований блок живлення на $24B$.

3.7 Процес дослідження проникності нафтогазоносного колектора на установці

Порядок роботи на установці наступний:

1. Взірець певної форми досліджуваної сланцевої породи розміщують по центру камери надлишкового тиску.

2. З одного боку камери під'єднується давач температури, з іншого рукав високого тиску. Вільний кінець рукав високого тиску приєднують до манометра МП-600.

3. Камеру і систему створення тиску заповнюють робочою рідиною. Як робочу рідину в даних дослідженнях використовують розчин ПАР – Рібоксу у воді.

4. За допомогою системи створення тиску розчину ПАР в камері досягатимемо значення надлишкового тиску 40МПа.

5. Важіль, що кріпиться на валу крокового двигуна, при обертанні валу тиснутиме на пружину, таким чином тиск буде плавно наростати до максимального значення 60 МПа і знову повертатись до початкового значення. Максимальна частота обертання валу – 2 об/с.

6. Давачі надлишкового тиску і температури служать для реєстрації відповідних параметрів у камері.

7. Покази давача тиску та температури, а також значення частоти обертання крокового двигуна відобразатимуться на рідкокристалічному екрані блоку керування та обробки даних.

8. Далі всі необхідні дані передаються на персональний комп'ютер для подальшої їх обробки.

Висновки до розділу 3

У 3-му розділі магістерського дослідження розроблено та описано функціональну схему лабораторно установаки для дослідження впливу розчину поверхнево-активних речовин та низькочастотних механічних збурень на нафтогазоносні колектори. Розроблено та розраховано камеру високого тиску для моделювання пластових умов, в яку розміщують взірець породи. Розроблено блок задання статичного надлишкового тиску у камері, а також розроблено і розраховано блок задання пульсуючого тиску. На основі проведених досліджень і розрахунків вибрано давачі та прилади для вимірювання тиску та температури, та описано процес проведення досліджень на розробленій лабораторній установці.

4. РОЗРАХУНОК РОЗШИРЕНОЇ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ ЛАБОРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

При роботі на даній лабораторній установці використовується базовий алгоритм оцінювання розширеної невизначеності [22].

4.1 Аналіз джерел невизначеності розробленої лабораторної установки

При попередньому аналізі у розробленій установці виявлені такі джерела невизначеності, що дають можливість побудувати модельне рівняння для розрахунку розширеної невизначеності:

- границі допустимої похибки манометра;
- границі допустимої похибки термометра;
- неточність зчитування показів оператором (роздільна здатність шкал манометра і термометра);
- неточність приготування розчину ПАР;
- вплив випадкових причин;
- інші джерела невизначеностей (наприклад, з нормативної документації на засоби вимірювальної техніки, що використовуються в установці).

З урахуванням цих джерел модельне рівняння набуде вигляду:

$$L = L_{P,T,C} + \Delta_P + \Delta_T + \Delta_C \quad (4.1)$$

де $L_{P,T,C}$ - результати випробування взірця породи у розробленій установці, що залежить від тиску, температури в камері та концентрації ПАР у буровому розчині. Це якісний показник, значення якого може встановлюватися рівним 0 (у випадку збереження цілісності взірця), або 1 (якщо взірець зруйнувався). У даному рівнянні приймемо ;

Δ_P - невизначеність контролю тиску манометром МП 600;

Δ_T - невизначеність контролю температури;

Δ_c - невизначеність приготування розчину.

4.2 Оцінювання стандартної невизначеності за типом А

Оцінювання стандартної невизначеності за типом А, характер виникнення якої є випадковим, передбачає проведення серії повторних вимірювань, на основі яких розраховується:

найкраща оцінка математичного очікування - середнє значення з n спостережень

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i; \quad (4.2)$$

оцінка вибіркової дисперсії

$$\sigma^2(x) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (4.3)$$

найкраща оцінка дисперсії середнього значення

$$\sigma^2(\bar{x}) = \frac{\sigma^2(x)}{n}. \quad (4.4)$$

Тоді оцінка значення стандартної невизначеності типу А рівна:

$$u_A(x) = \sigma(\bar{x}) = \sqrt{\frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}. \quad (4.5)$$

Оскільки у даній лабораторній установці контрольований параметр (цілісність взірця породи) є якісною величиною, то розрахунок стандартної невизначеності типу А є неможливою задачею.

4.3 Оцінювання стандартної невизначеності категорії (типу) В

У випадку, коли вхідні величини не отримані у результаті багаторазових повторних вимірювань, значення оцінки дисперсії $u^2(x_i)$ або стандартної невизначеності $u(x_i)$ одержують у результаті узагальнення й аналізування

всієї доступної інформації про можливу змінність x_i . Така інформація може містити [23]:

- дані попередніх вимірювань;
- відомості про властивості матеріалів і характеристики приладів, отримані в результаті досвіду або теоретично;
- характеристики, що заявляє виробник;
- дані, наведені в сертифікатах про калібрування або інших документах;
- невизначеності, приписані довідковим даним, узятим із довідників [23].

Для зручності оцінки $u^2(x_i)$ та $u(x_i)$, отримані в такий спосіб, називають дисперсією за типом B та стандартною невизначеністю за типом B відповідно. Правильне використання доступної інформації для оцінювання стандартної невизначеності за типом B потребує інтуїції, що ґрунтується на досвіді й загальних знаннях, які приходять із накопиченою практикою. Оцінка стандартної невизначеності за типом B може бути такою ж надійною, як і оцінка стандартної невизначеності за типом A , особливо якщо останню отримано в умовах невеликої кількості статистично незалежних спостережень [23].

Невизначеність може бути виражена у вигляді довірчого інтервалу із попередньо обраним рівнем довіри 90, 95, 99 %. Для нормального закону розподілу вибирають наступні множники СКВ: 1,64; 1,96; 2,58 відповідно .

Якщо прийняти, що ймовірність належності значення x_i в інтервалі від a_- до a_+ рівна одиниці, то можна певним чином оцінити границі (верхню і нижню) для x_i . У випадку відсутності інформації про розподіл, використовують характеристики рівномірного (прямокутного) розподілу. Тоді об'єднана дисперсія для середньої точки інтервалу $x_i = (a_- + a_+)/2$ [24]:

$$u^2(x_i) = (a_+ - a_-)^2 / 12. \quad (4.6)$$

Якщо різниця між границями $a_+ - a_-$ відповідає $2a$, то $u^2(x_i) = a^2 / 3$.

Отже, складову невизначеності за типом В $u_B(x_i)$, що входить у бюджет невизначеності, оцінимо за вказаною у документації похибкою кожного ЗВТ Δ_{x_i} , що використовується у даній лабораторній установці:

$$u_B(x_i) = \Delta_{x_i} / \sqrt{3}. \quad (4.7)$$

Зчитування показів ЗВТ лаборантом відбувається з точністю, що відповідає найменшій поділці шкали для аналогових ЗВТ або значенню одиниці найменшого розряду для цифрових ЗВТ. Тоді помилка (error) зчитування показів аналогового ЗВТ рівна половині величини одиниці найменшого розряду, а для цифрових ЗВТ рівна одиниці найменшого розряду цифрового табло ЗВТ.

Враховуючи це, стандартна невизначеність за типом В, що зумовлена неточністю зчитування показів ЗВТ при прийнятому рівномірному закону розподілу рівна:

$$\begin{aligned} u_{\text{р.з.}}(x_i) &= \frac{\Delta_{\text{р.з.}}(x_i)}{2\sqrt{3}} - \text{для аналогового ЗВТ,} \\ u_{\text{р.з.}}(x_i) &= \frac{\Delta_{\text{р.з.}}(x_i)}{\sqrt{3}} - \text{для цифрового ЗВТ.} \end{aligned} \quad (4.8)$$

4.4 Визначення сумарної стандартної та розширеної невизначеностей

Сумарна стандартна невизначеність $u_c(y)$ являє собою додатний квадратний корінь із сумарної дисперсії $u_c^2(y)$, яку отримують із формули [23]:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) \quad (4.9)$$

де f - функція, наведена у модельному рівнянні (4.1), $u(x_i)$ - стандартні невизначеності вхідних величин, оцінені за типом А або за типом В. Сумарна стандартна невизначеність $u_c(y)$ являє собою оцінку стандартного

відхилення контрольованого параметра Y і характеризує розкид значень, які можуть відповідати цьому параметру з достатньою ймовірністю.

Часткові похідні $\partial f/\partial x_i$ функціональної залежності вихідної оцінки y по кожному із вхідних параметрів x_i називаються коефіцієнтами чутливості або впливу і показують, як змінюється вихідна оцінка y зі зміною значень вхідних оцінок x_1, x_2, \dots, x_N . Визначення коефіцієнтів впливу залежить від методу вимірювання, оскільки у даному випадку використовується прямий метод вимірювання, то всі коефіцієнти чутливості, що входять у рівняння (4.9) будуть рівні 1.

При аналізі джерел невизначеності було досліджено, що вхідні параметри є слабокорельованими, отже коефіцієнт кореляції приймемо рівним 0.

Отже, сумарна стандартна невизначеність рівна:

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N u^2(x_i)} \quad (4.10)$$

$$u_c(y) = \sqrt{u_B^2(P) + u_{p.з.}^2(P) + u_B^2(T) + u_{p.з.}^2(T) + u_B^2(P)}.$$

Розширена невизначеність рівна добутку сумарної стандартної невизначеності $u_c(y)$ і коефіцієнта охоплення k , визначається за формулою:

$$U = k u_c(y), \quad (4.11)$$

де k – коефіцієнт охоплення, який обчислюється в загальному випадку як коефіцієнт Ст'юдента з ефективним числом ступенів свободи. Згідно з ЕА-4/02 оцінювання невизначеності вимірювань під час калібрування ЗВТ визначається з рівнем довіри 0,95% [РМУ 13-064-2008].

4.5 Складання бюджету невизначеності розробленої установки

Вхідна величина	Оцінка вхідної величини	Стандартна невизначеність	Тип оцінки (A, B)	Число ступенів свободи	Розподіл ймовірностей вх. величини	Коеф. чутливості
Похибка контролю тиску	Δ_P	$u_B(P) = \Delta_P / \sqrt{3}$	B	∞	норм.	1
Неточність зчитування показів манометра	$\Delta_{p.z.}(P)$	$u_{p.z.}(P) = \frac{\Delta_{p.z.}(P)}{2\sqrt{3}}$	B	∞	рівномір.	1
Похибка контролю температури	Δ_T	$u_B(T) = \Delta_T / \sqrt{3}$	B	∞	норм.	1
Неточність зчитування показів термометра	$\Delta_{p.z.}(T)$	$u_{p.z.}(T) = \frac{\Delta_{p.z.}(T)}{\sqrt{3}}$	B	∞	рівномір.	1
Похибка мірних посудин	Δ_C	$u_B(P) = \Delta_C / \sqrt{3}$	B	∞	рівномір.	1
Сумарна стандартна невизначеність	$u_c(y) = \sqrt{u_B^2(P) + u_{p.z.}^2(P) + u_B^2(T) + u_{p.z.}^2(T) + u_B^2(P)}$					
Розширена невизначеність	$U = k u_c(y), \quad P=095, \quad k(p)=1,96$					

Висновки до розділу 4

У цьому розділі проведено аналіз та розрахунок розширеної невизначеності розробленої лабораторної установки. Здійснений детальний аналіз джерел невизначеності, які виникають під час функціонування установки, дозволив сформулювати модельне рівняння для розрахунку розширеної невизначеності. Основними джерелами невизначеності визначено: похибки вимірювальних засобів (манометрів, термометрів, мірного посуду); неточності зчитування показів оператором; випадкові впливи та інші чинники, зазначені в нормативній документації.

Розрахунки стандартної невизначеності за типом А не проводилися, оскільки контрольований параметр має якісний характер визначення.

Оцінювання невизначеностей за типом В проводиться на основі даних технічної документації та довідкових джерел. Зокрема, враховано похибки засобів вимірювальної техніки та ймовірні розподіли їх вхідних величин.

Сумарна стандартна невизначеність визначена як квадратний корінь суми квадратів усіх стандартних невизначеностей, оціночні значення яких отримано для кожного джерела впливу. З урахуванням рівня довіри 95% розширена невизначеність є добутком сумарної стандартної невизначеності на коефіцієнт охоплення 1,96.

Побудований бюджет невизначеності включає всі основні вхідні величини, їхні оцінки, стандартні невизначеності, типи оцінювання, розподіли ймовірностей та коефіцієнти чутливості. Отримані результати показують, що більшість невизначеностей має типовий характер для лабораторних установок та обґрунтовано методологічно.

Таким чином, розроблений підхід до розрахунку невизначеності дозволяє якісно оцінити точність роботи лабораторної установки та її відповідність вимогам до метрологічного забезпечення.

ВИСНОВКИ

У першому розділі розглянуто актуальність проблеми підвищення ефективності видобутку нафти та газу, яка зумовлює необхідність створення нових методів, інженерних рішень і технічних засобів для збільшення нафтовіддачі пластів та інтенсифікації розробки нафтових родовищ. В умовах обмежених можливостей впливу на пласти фізичними методами, збільшення нафтогазовилучення значною мірою пов'язується із застосуванням фізико-хімічного впливу на пластові системи.

У другому розділі розглянуто ефект Ребіндера, який полягає у зменшенні міцності твердих тіл через адсорбцію поверхнево-активних речовин (ПАР) із навколишнього середовища. Адсорбція ПАР на поверхні твердих тіл знижує їх міцність, сприяючи процесам деформації та руйнування. Це явище зумовлене зменшенням вільної поверхневої енергії твердого тіла під впливом адсорбованих молекул.

Висновки цих досліджень мають практичну цінність для гірничої промисловості, зокрема для вдосконалення процесів буріння, шліфування, підричних робіт та боротьби з гірськими ударами.

Узагальнюючи, застосування ПАР для керування властивостями твердих тіл шляхом адсорбційного зниження міцності є перспективним підходом. Він може ефективно використовуватися в гірничій справі, бурінні та інших механічних процесах, забезпечуючи покращення технологічних і економічних показників.

Також було здійснено аналіз джерел невизначеності, які впливають на функціонування розробленої лабораторної установки, та сформовано модельне рівняння для розрахунку розширеної невизначеності.

Отримані результати свідчать, що більшість невизначеностей має типовий характер для лабораторних установок, а методологія їх оцінювання є обґрунтованою та відповідає вимогам нормативної документації.

Запропонований підхід до розрахунку розширеної невизначеності дозволяє забезпечити якісну оцінку точності роботи лабораторної установки

та підтвердити її відповідність метрологічним вимогам. Це відкриває можливості для її подальшого використання в практичних дослідженнях.

У загальному в процесі виконання магістерської роботи було виконано всі поставлені задачі, а саме:

- Здійснений аналіз впливу поверхневих властивостей на фізико-механічні характеристики низькопроникних колекторів.
- Удосконалено методику і засоби контролю поверхневого натягу під час видобутку нафти й газу.
- Розроблення методик підбору типу та концентрації ПАР у розчинах для обробки низькопроникних колекторів.
- Розроблено лабораторну установку для обробки низькопроникних нафтогазоносних колекторів.
- Проаналізовано основні джерела невизначеності розробленої установки та на їх основі складено бюджет невизначеності.

Перелік використаних джерел

1. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім.О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Куровець С.С., Лозинський О.Є. Основи нафтогазової геології: Конспект лекцій. 2-ге вид. зі змін. і доповн. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 82 с.
3. Соломчак Я.В. Нафтогазова механіка. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. - 204 с.
4. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
5. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
6. Довідник з нафтогазової справи. За загальною редакцією В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. - :Львів, 1996. - 620 с.
7. Соломчак Я.В. Нафтогазова механіка. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. - 204 с.
8. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
9. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія / В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. –141 с.
10. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Нафтогазова механіка» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. –29 с.
11. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. –

Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с. – Режим доступу : <http://ntu.org.ua> (дата звернення: 03.10.2024). – Назва з екрану.

12. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160с.

13. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення.- Львів, 2008. – 374 с.

14. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія /В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУімені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.

15. Постанова від 28.12.2016 № 1025 Про затвердження Технічного регламенту простих посудин високого тиску

16. Технічного регламенту безпеки простих посудин високого тиску, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25 березня 2009 року No 268

17. ДНАОП 0.00-1.07-94. Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском

18. Мікульонок І. О. Конструювання фланцевих з'єднань сталевих посудин та апаратів. Київ : ІЗМН, 1997. 152 с.

19. Конструювання і розрахунків сталевих зварних посудин та апаратів. Фланцеві з'єднання. – Луганськ : Вид – во Східноукр. нац. ун – ту ім. В. Даля , 2007. – 306 с .

20. Березін Л. М. До розрахунків гвинтових циліндричних пружин на міцність та стійкість / Л. М. Березін // Наукові нотатки : міжвузівський збірник (за галузями знань "Технічні науки"). – 2019. – Вип. 67. – С. 13-18.

21. Neumann A.W., Robert David, Yi Zuo Applied surface thermodynamics. 2nd ed. N.Y.: CRC Press Taylor & Francis Group, 2011. 768 p.

22. Кісіль І.С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань. Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. Івано-Франківськ : Вид-во “Факел”, 2002. 400 с.

23. Поджаренко В.О., Васілевський М.В., Кучерук В.Ю. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності : навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.

24. Основи теорії невизначеності вимірювань : підручник / О. М. Васілевський, В. Ю. Кучерук, Є. Т. Володарський. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 230 с.

25. ДСТУ ISO/IEC Guide 98-3:2018 Невизначеність вимірювань. Частина 3. Настанова щодо подання невизначеності у вимірюванні (GUM:1995) (ISO/IEC Guide 98-3:2008, IDT)

26. Основи метрології та вимірювальної техніки. Навчальний підручник / За заг. ред. Н.А. Яремчук. – К: Видавництво «Політехніка», 2012. - 266 с/

27. РМУ 13-064-2008. Метрологія. Методика розрахунку невизначеності вимірювань при проведенні калібрувань засобів вимірювальної техніки

28. Ціделко В.Д., Яремчук Н.А. Невизначеність вимірювання. Обробка даних і подання результату вимірювання : монографія. Київ : ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2002. 176 с.

Бібліографічна довідка

Тема магістерської роботи "Розроблення лабораторної установки для дослідження впливу поверхнево-активних речовин на фізико-механічні властивості нафтогазоносних колекторів".

Об'єм пояснювальної записки складає 79 сторінки.

Перелік аркушів графічної частини (5 аркушів):

Аркуш 1. МР.МТТм-14.00.00.001 – Математична модель впливу поверхневих властивостей на міцність гірської породи;

Аркуш 2. МР.МТТм-14.00.00.002 – Етапи процесу відмивання нафти від стінок колектора;

Аркуш 3. МР.МТТм-14.00.00.003 – Камера високого тиску. Складальне креслення;

Аркуш 4. МР.МТТм-14.00.00.004 – Установка системи ПАР-заводнення. Схема функціональна;

Аркуш 5. МР.МТТм-14.00.00.005 – Бюджет невизначеності розробленої установки.

13.12.2024.

(Підпис) Габурак М.В.
(П.І.Б.)