

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

Кафедра видобування нафти і газу

**Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат,
А.В. Угриновський, Н.С. Дремлюх,
Л.І. Матіїшин**

**ТЕХНОЛОГІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І
ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН.
РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВИХ І
ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**

ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ

**Івано-Франківськ
2023**

УДК 622.279.5

К-64

Рецензент:

Купер І.М. кандидат технічних наук, доцент кафедри
видобування нафти і газу Івано-Франківського
національного технічного університету нафти і
газу

*Рекомендовано методичною радою університету
(протокол № 2/1 від 23.11.2023 р.)*

**Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Угриновський А.В.,
Дремлюх Н.С., Матішин Л.І.**

К-64 Технологія експлуатації газових і газоконденсатних
свердловин. Розробка та експлуатація газових і
газоконденсатних родовищ: лабораторний практикум. – Івано-
Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. – 133 с.

МВ - 02070855- 20335-2023

Лабораторний практикум містить методичні вказівки для
проведення лабораторних занять з дисциплін „Технологія
експлуатації газових і газоконденсатних свердловин”,
„Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних
родовищ”.

Призначено для підготовки здобувачів вищої освіти
першого (бакалаврського) рівня, які навчаються за
спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології»,
освітньою програмою «Видобування нафти і газу»

УДК 622.279.5

МВ - 02070855- 20335-2023

© Кондрат Р.М., Кондрат О.Р.,
Угриновський А.В., Дремлюх Н.С., Матішин Л.І.
ІФНТУНГ, 2023

З М І С Т

	С.
Вступ.....	5
Лабораторна робота №1. Ознайомлення з обладнанням і технікою відбирання і зберігання проб природного газу і газового конденсату	7
Лабораторна робота №2. Визначення густини природних вуглеводневих газів.....	18
Лабораторна робота №3. Визначення кінематичної в'язкості стабільного вуглеводневого конденсату....	28
Лабораторна робота №4. Визначення густини стабільного вуглеводневого конденсату.....	34
Лабораторна робота №5. Визначення фракційного складу стабільного вуглеводневого конденсату.....	43
Лабораторна робота №6. Визначення вмісту водяної пари у газі..	52
Лабораторна робота №7. Визначення вмісту сірководню і меркаптанів у природному газі.....	62
Лабораторна робота №8. Визначення температури точки роси природних і супутніх нафтових газів за вуглеводнями і вологою за допомогою індикатора кондиційності газів „Харків-ІМ”.....	69
Лабораторна робота №9. Визначення ефективності витіснення газу водою з пористого середовища.....	75
Лабораторна робота №10. Визначення піноутворювальних властивостей розчинів поверхнево-активних речовин.....	82
Лабораторна робота №11. Визначення швидкості винесення частинок піску з вибою модельної свердловини на поверхню газовим потоком	93
Лабораторна робота №12. Ознайомлення з обладнанням та особливостями роботи плунжерного	

піднімача для винесення рідини із свердловин	104
Лабораторна робота №13. Визначення швидкості руху газу для винесення рідини з пониженої ділянки газопроводу ...	116
Лабораторна робота №14. Визначення вибухонебезпечних концентрацій природного газу у повітрі	
Перелік рекомендованих джерел.....	126

ВСТУП

Лабораторний практикум призначений для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня вищої освіти, які навчаються за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» освітньо-професійною програмою і "Видобування нафти і газу", при вивченні дисциплін „Технологія експлуатації газових і газоконденсатних свердловин”, "Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ" і включає 13 лабораторних робіт.

Кожна лабораторна робота містить мету роботи, коротку теоретичну частину, опис приладів, установок та їх схеми, завдання для самостійної роботи студентів, порядок виконання роботи та методичні вказівки з оформлення результатів, контрольні запитання для самоперевірки знань студентів за темою роботи та рекомендовані джерела інформації. Всі лабораторні роботи базуються на наявному обладнанні кафедри "Видобування нафти і газу", що встановлено в навчальних лабораторіях.

Виконання лабораторних робіт є невід'ємною частиною вивчення та засвоєння отриманих знань з дисциплін „Технологія експлуатації газових і газоконденсатних свердловин” і „Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ”. Тому перед виконанням роботи необхідно насамперед засвоїти її теоретичні аспекти, а вже потім познайомитись зі змістом роботи, обладнанням, порядком виконання роботи, методикою обробки отриманих результатів та їх аналізом і тлумаченням.

Під час проведення лабораторних робіт студент повинен дотримуватись правил з техніки безпеки, охорони праці і протипожежної безпеки. За їх порушення студент може бути усунений викладачем від подальшого виконання роботи.

За результатами виконаної лабораторної роботи складається звіт, в якому обов'язково зазначаються назва роботи, її мета, основні теоретичні положення, схема приладу (установки), порядок виконання роботи, одержані результати, їхня обробка та висновки.

Самостійна робота студента полягає в опрацюванні методичних вказівок до лабораторної роботи, теоретичного матеріалу стосовно теми роботи, набуття знань за контрольними запитаннями та підготовці звіту по роботі.

Допуск до лабораторної роботи, рівень її виконання та захист оцінюються викладачем за рейтинговою системою згідно з кредитно-модульною системою і робочим планом відповідної дисципліни. Захист студентом лабораторної роботи проводиться після оформлення звіту.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1

ОЗНАЙОМЛЕННЯ З ОБЛАДНАННЯМ І ТЕХНІКОЮ ВІДБИРАННЯ І ЗБЕРІГАННЯ ПРОБ ПРИРОДНОГО ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

1.1 Мета роботи

Вивчення конструкції пристроїв для відбирання і контейнерів для зберігання проб природного газу і газового конденсату. Ознайомлення з методикою відбирання проб природного газу і газового конденсату. Набуття навичок відбирання проб природного газу і газового конденсату.

1.2 Теоретична частина

Відбирання проб природного газу і газового конденсату проводять на свердловинах, з апаратів і технологічних ліній промислових установок комплексної підготовки газу, з газопроводів і конденсатопроводів.

Проби транспортують в газохімічні лабораторії, де проводять їх аналіз. Результати аналізу проб природного газу і газового конденсату використовують для:

- підрахунку запасів газу і газового конденсату в родовищі;
 - прогнозування зміни у процесі розробки родовища складу і властивостей природного газу і газового конденсату (у пласті, видобутих із свердловин і після промислового підготовки);
 - контролю за процесами, що відбуваються у пласті, стовбурі свердловин, промислових газо- і конденсатопроводах і під час підготовки до транспорту газопромислової продукції;
- Проба – частина речовини, відібраної на аналіз з досліджуваної маси речовини.

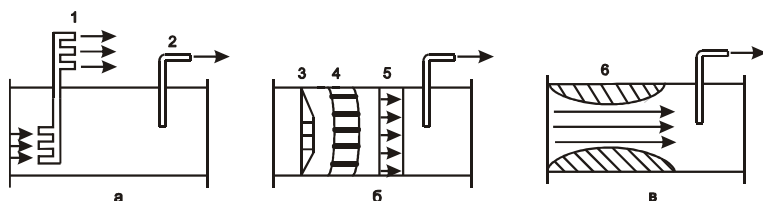
Представницька проба – це проба, яка за своїми властивостями і складом повністю характеризує досліджувану масу речовини в момент її відбирання.

Середня проба – сукупність представницьких проб за заданий інтервал часу.

Проби відбирають з однофазових (газ або конденсат) і двофазових (газоконденсатних, газоводяних, газоводоконденсатних) потоків.

Для відбирання проб застосовують пробовідбірні системи, в склад яких входять пробовідбірні пристрої, пробовідбірні лінії, контейнери-пробовідбірники.

Пробовідбірні пристрої конструюють і створюють, використовуючи в основному три принципові типові схеми: пробовідбірні зонди (рисунок 1.1 а); змішувачі і стабілізатори (рисунок 1.1 б); комплекси «змішувач+зонд» (рисунок 1.1 в).



а – пробовідбірні зонди: 1 – багатоканальний; 2 – одноканальний; б – змішувачі і стабілізатори: 3,5 – профіль швидкостей руху газорідного потоку до і після змішувача; 4 – змішувач (набір трубок); в – комплекси: «змішувач+зонд»; б – сопло

Рисунок 1.1 – Пробовідбірні пристрої

У роботі систематизовано матеріал понад 600 публікацій з питань відбирання проб. Кількість винаходів по пробовідбірних пристроях є досить великою, що зумовлено

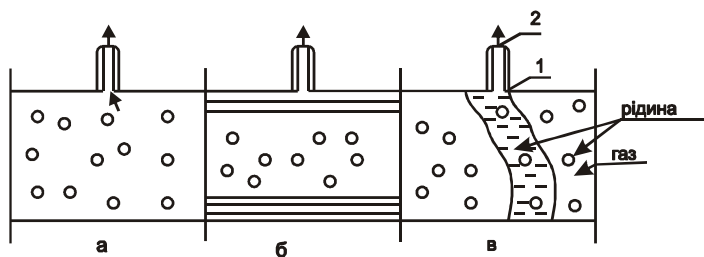
потребою промисловості, особливо газової. Перевага надається багатоканальним ізокінетичним зондам.

Крім конструкції пробовідбірних пристроїв, важливою умовою відбирання проб є дотримання певних правил відбирання проб. Головне з них – підтримування рівності швидкостей руху газорідного потоку в трубопроводі $W_{тр}$ і на вході в пробовідбірний наконечник зонда $W_{пр}$: $W_{тр}=W_{пр}$.

Такі ізокінетичні умови відбирання дають можливість відбирати представницькі проби як з однофазових, так і з двофазових потоків.

Інколи припускають, що з однофазового потоку будь-яким способом і пристроєм можна відбирати представницьку пробу. Нерідко відбирають проби через штуцер манометра. Це невірно. Однофазові потоки неоднорідні по перерізу трубопроводів і в різних точках перерізу можливі відмінності в складі і властивостях газу або конденсату.

Двофазові потоки ще більш неоднорідні за складом потоку в різних перерізах трубопровода. Розрізняють понад 20 структур (режимів) течії двофазових потоків, три з яких, найбільш характерні, зображені на рисунку 1.2.



а – крапельний; б – плівковий; в – пробковий.

1 – штуцер; 2 – проба непередставницька

Рисунок 1.2 – Схема режимів течії двофазового потоку

При відбиранні через штуцер манометра проба з двофазового потоку буде значно відрізнятись від середніх характеристик потоку.

Тому слід твердо засвоїти, що навіть найдосконаліший аналізатор не дає бажаних результатів, якщо неправильно відібрана проба. Більше того, такий аналіз дезорієнтує експериментатора.

Для відбирання проб як із двофазового, так і з однофазового потоків необхідно суворо дотримуватись принципів відбирання, викладених вище, а також керуватися в кожному випадку методичними вказівками по відбиранню проб.

Газоконденсатна суміш, яка поступає із пласта на поверхню через свердловини, знаходиться, як правило, у двофазовому газорідинному стані. Під час руху двофазового потоку по стовбуру свердловини і промислових комунікаціях газова і рідинна фази не завжди рівномірно перемішані між собою по причині їх гравітаційного розділення, зміни швидкості руху газорідинного потоку по площі перерізу трубопроводів і напрямів руху струменів газу і рідини (вертикального або горизонтального). Тому навіть у разі рівності в кожному перерізі трубопроводу або свердловини сумарної кількості вуглеводнів, що містяться в газовій і рідинній частинах потоку, їх кількості у пластовому газі неможливо відібрати представницьку пробу газорідинної суміші з любого вентиля на трубопроводі. Суміш, що відібрана з вентиля на верхній частині трубопровода, буде характеризуватись підвищеним вмістом газу, а суміш з вентиля в нижній частині трубопровода – підвищеним вмістом рідинної фази.

Для правильного відбирання середньої проби газоконденсатної суміші потрібно враховувати особливості руху двофазової суміші по вертикальних і горизонтальних

трубах. Існує декілька способів відбирання представницьких проб, які можна розділити на дві групи. Способи першої групи ґрунтуються на роздільному відбиранні проб газової і рідинної фаз з усього потоку суміші. Способи другої групи передбачають роздільне відбирання проб газу і рідини з невеликої частини газоконденсатного потоку, який відводиться з попередньо підготовленої всієї суміші в різних точках поперечного перерізу трубопровода.

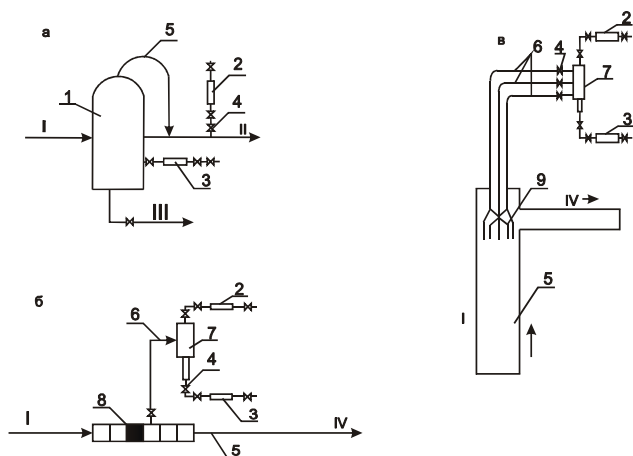
Схема відбирання проби з усього потоку (рисунки 1.3 а) така: трубопровід – промисловий газосепаратор – контейнери (один для газової фази, інші – для рідинної фази). У цьому випадку вся суміш із свердловини поступає в промисловий стаціонарний або пересувний газосепаратор, в якому вона розділяється на газ сепарації і нестабільний (сирий) газовий конденсат. Проби газу і газового конденсату окремо поступають у сталеві контейнери, в яких вони під тиском доставляються в лабораторію для аналізу.

Другий спосіб відбирання проб може здійснюватись за двома схемами.

Перша схема: трубопровід – змішувач – пробовідбірні трубки – малогабаритний сепаратор – контейнери високого тиску (рисунки 1.3 б).

Друга схема: трубопровід – пробовідбірні трубки різної конструкції для відбирання проб суміші з різних точок перерізу труби – малогабаритний газосепаратор – контейнери високого тиску (рисунки 1.3 в).

Метод відбирання представницьких проб із частини потоку газорідинної суміші під час дослідження газоконденсатних свердловин має значні переваги перед методом відбирання проб з усього потоку: зменшення габаритів і маси установок; скорочення термінів дослідження свердловин; збільшення об'єму досліджень.



I – суміш із свердловини; фаза: II – газова, III – рідинна; IV - суміш

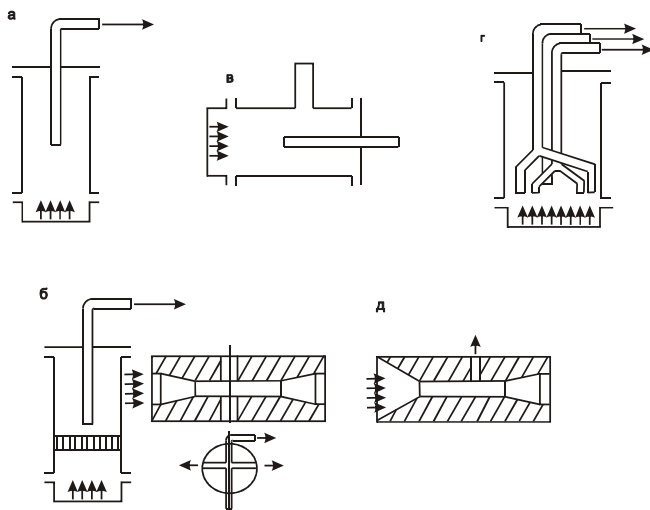
1 – промисловий газосепаратор; 2 – контейнер високого тиску (газовий); 3 – контейнер високого тиску (рідинний); 4 – вентиль; 5 – трубопровід; 6 – пробовідбірні трубки; 7 – малогабаритний газосепаратор; 8 – газорідинний змішувач; 9 – пробовідбірний пристрій

Рисунок 1.3 – Схеми відбирання проб пластового газу

На рисунку 1.4 зображено схеми відомих пробовідбірних пристроїв, які застосовуються під час дослідження газоконденсатних свердловин.

Проби з пробовідбірних пристроїв по транспортних лініях, зазвичай металічними трубками невеликого діаметру, направляють у контейнери-пробовідбірники.

Контейнери-пробовідбірники призначені для транспортування, зберігання і подавання проби в аналізатори. Їх виготовляють з міцних інертних і корозійностійких матеріалів: скла, пластмас, нержавіючої сталі.



а – пробовідбірна трубка із вертикального потоку; б – пробовідбірна трубка із вертикального потоку із змішувальною сіткою; в – пробовідбірна трубка із горизонтального потоку; г – багатоканальний пробовідбірник із вертикального потоку; д – змішувачі газорідинного потоку

Рисунок 1.4 – Схеми пробовідбірних пристроїв для відбирання представницьких проб газорідинної суміші із свердловини

Контейнери-пробовідбірники класифікують за наступними ознаками:

за тиском: низького – 0,1-0,2 МПа;
середнього – 1-3 МПа;
високого – до 20 МПа і більше;

за способом заповнення пробую:

продуванням;

витісненням;

заміною («прополіскуванням»)

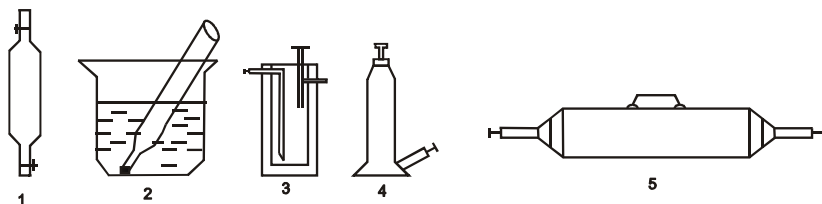
за об'ємом проби:

малого (мікрооб'єму) – кілька кубічних сантиметрів;

середнього – до 1000 см^3 ;

великого – до 60000 см^3 .

Контейнери-пробовідбірники різної конструкції зображено на рисунку 1.5.



1 – низького тиску, скляний, середнього об'єму (100 см^3), заповнюється продуванням за витісненням; 2 – низького тиску, скляний (пляшка), середнього об'єму (500 см^3), заповнюється витісненням; 3 – середнього тиску, пластмасовий, середнього об'єму (70 см^3), заповнюється витісненням; 4 – високого тиску ($35,0 \text{ МПа}$), металевий (нержавіюча сталь) середнього об'єму (100 см^3), заповнюється витісненням або продуванням; 5 – високого тиску, металевий, середнього об'єму (1000 см^3), заповнюється витісненням або продуванням

Рисунок 1.5 – Контейнери – пробовідбірники

Важливу роль відіграє транспортування в лабораторію відібраних на промислі проб газу і газового конденсату. У процесі транспортування контейнера з пробкою газу потрібно, щоб важкі вуглеводні не конденсувались в контейнері. Це досягається створенням у процесі відбирання проб такої температури сепарації, яка була би нижчою максимально можливої температури під час транспортування контейнерів. Інакше при зниженні температури навколишнього середовища важкі вуглеводні, які знаходяться в газі, будуть

конденсуватися, тобто осідати на стінках контейнера і не попадуть на аналіз, що призведе до зниження вмісту важких вуглеводнів у складі пластової газоконденсатної суміші.

Під час транспортування проб газового конденсату необхідно забезпечити збереження в контейнері тиску відбирання (тиску сепарації), що досягається надійною герметизацією контейнера.

Проби газу і газового конденсату повинні бути відібрані одночасно при однакових умовах сепарації. Тільки в цьому випадку можна отримати за результатами їх аналізу достовірний склад пластової газоконденсатної суміші.

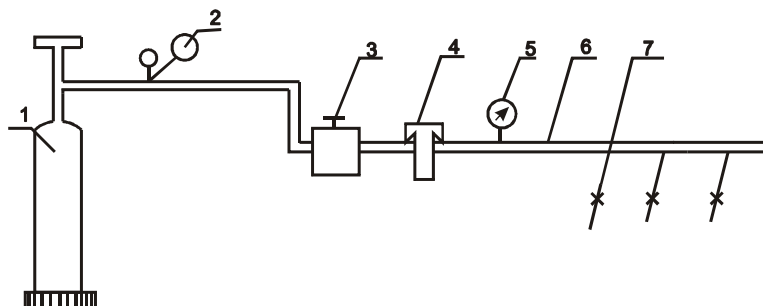
У процесі проведення лабораторних аналізів проб газу і газового конденсату використовуються: установка для дегазації газонасиченого газового конденсату, доставленого в контейнерах високого тиску; лабораторна скляна ректифікаційна колонка; хроматографи; стандартні прилади для визначення густини, в'язкості, температури застигання, групового хімічного складу та інших фізико-хімічних властивостей газу і конденсату.

1.3 Обладнання і прилади

Пробовідбірні пристрої, контейнери-пробовідбірники.

1.4 Методика проведення дослідів

Лабораторна робота полягає в заповненні контейнерів-пробовідбірників азотом з ліній низького і середнього тиску (рисунок 1.6). Пробовідбірники заповнюються методом продування або витіснення. Спочатку переконуються в тому, що тиск в пробовідбірних лініях не перевищує допустимих значень, відповідно, 0,2 і 3,0 МПа.



1 – балон з азотом; 2 – редуктор; 3 – регулятор тиску;
4 – манометр водяний; 5 – манометр зразковий; 6 – лінія
газова; 7 – пробовідбірні лінії

Рисунок 1.6 – Схема лабораторної установки по
проведенню відбирання проб газу низького (0,1 МПа) і
середнього тиску (1,0 МПа)

При методі продування пробовідбірник однієї із зображених на рисунку 1.6 конструкцій підключають до пробовідбірної лінії. Як правило, пробовідбірники ставлять вертикально. Пробовідбірна лінія підключається до нижнього вентиля пробовідбірника. Перевіряють герметичність з'єднань (наприклад намілюванням). Потім повільно відкривають нижній вентиль пробовідбірника, після невеликої паузи відкривають, також повільно, верхній вентиль пробовідбірника. Переконавшись в усталеному потоці газу через пробовідбірник (на слух або по кольору струменю, але ні в якому випадку не підставляючи руку під струмінь), витримують 2-3 хвилини струмінь в такому положенні. Після цього енергійно, але не різко, закривають верхній вентиль і потім після невеликої паузи – і нижній. Пробовідбірник-контейнер від'єднують від відбірної лінії і занурюють в ємність з водою. На герметичність контейнера вказує відсутність бульбашок газу на його штуцерах. Якщо контейнер не герметичний, то проба непридатна для аналізу.

Тому газ випускають з контейнера, перевіряють роботу вентилів, усувають причину пропускання і знову відбирають пробу.

1.5 Оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, навести схеми відбирання проб газу і пробовідбірних пристроїв, описати методику відбирання проб газу та особливості наповнення газом контейнерів-пробовідбірників.

Контрольні запитання

1. Наведіть мету відбирання проб газу і конденсату.
2. Охарактеризуйте поняття „проба”, „представницька проба”, „середня проба”.
3. Охарактеризуйте склад і конструкцію пробовідбірної системи.
4. Поясніть вплив фазового стану вуглеводнів на відбирання проб газу і конденсату.
5. Охарактеризуйте основні умови відбирання проб газу і конденсату.
6. Наведіть класифікацію контейнерів-пробовідбірників.
7. Поясніть послідовність операцій з відбирання проб газу і конденсату.
8. Як перевіряють герметичність контейнера-пробовідбірника.

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5 – 9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2

ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ ПРИРОДНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ

2.1 Мета роботи

Вивчити та засвоїти методику визначення густини вуглеводневих газів з допомогою ефузіометра.

2.2 Теоретична частина

Визначення густини газів проводять у промислових і науково-дослідних лабораторіях нафтогазовидобувних підприємств і науково-дослідних інститутів. Густина газів входить до багатьох розрахункових формул, які використовуються в газовій справі: при підрахунках запасів газу в покладі і кількості видобутого газу; при визначенні за аналітичними залежностями пластових і вибійних тисків; при розрахунках процесів фільтрації газу в пласті, руху його у свердловинах і в газозбірних мережах і т.д.

У нафтогазовій галузі для практичних розрахунків часто використовують відносну густину газу, під якою розуміють відношення густини газу до густини повітря за однакових умов (тиску і температури). Відносна густина газу є сталою величиною і не залежить від тиску і температури.

Значення величини відносної густини газу використовують при розрахунку критичних параметрів газу (псевдокритичних тиску і температури), для визначення коефіцієнта стисливості і динамічного коефіцієнта в'язкості та інших характеристик природних вуглеводневих газів. Для цього використовуються графічні та аналітичні залежності характеристик газу від його відносної густини. Таким чином, випускники нафтогазових спеціальностей у практичній роботі будуть постійно оперувати величинами густини газів,

самостійно визначати густину газу або використовувати результати її визначень. Тому мета лабораторної роботи полягає в тому, щоб студенти отримали необхідні теоретичні знання і практичні навички з визначення густини газу. Для цього в лабораторному практикумі наведено теоретичні основи і виконано огляд методів визначення густини газів, описано стандартний і спрощений методи визначення густини газів і наведено приклади і необхідні таблиці. Для самостійної роботи студентів наведено контрольні запитання і джерела інформації.

Густина газу – це один з основних параметрів газу, що залежить від його складу, тиску і температури. Природні гази за складом і вмістом окремих компонентів поділяються на три групи: 1) гази, які видобувають із суто газових родовищ (сухі гази) і складаються в основному з метану (82-98 % об.); 2) гази, які видобувають із газоконденсатних родовищ і є сумішшю сухого газу та рідкого газового (вуглеводневого) конденсату, що складається з бензинових, газових і лігроїнових фракцій, а іноді й важких масляних фракцій (солярного масла) – цей газ також містить значну кількість метану (70-85 % об. і більше); 3) гази, які видобувають разом з нафтою з нафтових родовищ, – це супутні нафтові гази, які представляють собою суміші сухого газу, пропан-бутанової фракції і газового бензину і містять тільки (30-70 % об.) метану.

Густина природного вуглеводневого газу ρ_z це маса одиниці об'єму газу за певних тиску і температури і визначається як відношення маси газу M до об'єму V , який він займає,:

$$\rho_z = \frac{M}{V} . \quad (2.1)$$

Густина газу залежить від його складу, тиску і температури. Густина газу визначають лабораторними

методами (піднометричним, ефузивним). За відомого складу густину газу (кг/м^3) визначають як відношення молярної маси газу M_z (кг/моль) до об'єму одного моля ($\text{м}^3/\text{моль}$) за формулами:

- за нормальних умов (тиск $P_{\text{ат}}=0,101325$ МПа, температура $T_0=273,15$ К або $t_0=0$ $^{\circ}\text{C}$):

$$\rho_{z.o} = \frac{M_z}{22,4141} \quad (2.2)$$

- за стандартних умов (тиск $P_{\text{ат}}=0,101325$ МПа, температура $T_{\text{ст}}=293,15$ К або $t_{\text{ст}}=20$ $^{\circ}\text{C}$):

$$\rho_{z.ст} = \frac{M_z}{24,055}, \quad (2.3)$$

де

$$M_z = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (2.4)$$

y_i – об'ємна (молярна) частка i -ого компонента в газі;

M_i – молекулярна маса i -того компонента;

n – кількість компонентів у газовій суміші;

22,4141; 24,055 – об'єм, який займає один моль газу відповідно за нормальних і стандартних умов.

У газовій промисловості облік газу проводиться за стандартних фізичних умовах.

Густину газу за заданих тиску P і температури T можна визначити, використовуючи рівняння стану газу, наприклад, рівняння Клапейрона-Менделєєва:

$$\rho_z(P, T) = \rho_{z.ст} \frac{P \cdot T_{ст}}{Z \cdot P_{ат} \cdot T}, \quad (2.5)$$

де Z – коефіцієнт стисливості газу відповідного складу при заданих тиску P і температури T .

Для визначення відносної густини газу використовують значення густини повітря за нормальних умов ($\rho_{п.0}=1,293$ кг/м³) і за стандартних умов ($\rho_{п.ст}=1,205$ кг/м³).

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.0}}{\rho_{п.0}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.0}}{1,293}; \quad (2.6)$$

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.ст}}{\rho_{п.ст}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.ст}}{1,205}. \quad (2.7)$$

За обома формулами отримують однакові значення відносної густини газу.

Відносну густину газу можна також визначити, як відношення молекулярної маси газу M_z до молекулярної маси повітря M_n ($M_n=28,979$ кг/моль) за формулою:

$$\bar{\rho}_r = \frac{M_z}{M_n} = \frac{M_z}{28,979}. \quad (2.8)$$

Вираз (2.8) для визначення відносної густини газу $\bar{\rho}_z$ можна також отримати із спільного розв'язку рівнянь (2.2) і (2.6), (2.3) і (2.7):

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.0}}{1,293} = \frac{M_z}{22,4141 \cdot 1,293} = \frac{M_z}{28,979}; \quad (2.9)$$

$$\bar{\rho}_r = \frac{\rho_{z.ст}}{1,205} = \frac{M_z}{24,055 \cdot 1,205} = \frac{M_z}{28,979}. \quad (2.10)$$

Ефузіометричний метод визначення густини газу ґрунтується на вимірюванні швидкості (часу) витікання через вузький отвір (капіляр) однакових об'ємів двох різних газів, густина одного з яких відома. Фізична суть ефузіометричного методу вимірювання густини газу полягає в наступному. Газ, знаходячись в посудині під тиском P_1 , витікає з неї через вузький отвір площею S у простір, де є тиск P_2 . Позначимо лінійну швидкість витікання газу через W , а густину газу

через ρ_z . Тоді за одиницю часу через отвір протікає маса газу:

$$M = W \cdot S \cdot \rho_z. \quad (2.11)$$

Робота А, яка витрачається при цьому, дорівнює:

$$A = W \cdot S \cdot (P_1 - P_2). \quad (2.12)$$

За законом збереження енергії:

$$\frac{M \cdot W^2}{2} = W \cdot S \cdot (P_1 - P_2). \quad (2.13)$$

Підставимо в рівняння (2.13) вираз для маси газу з рівняння (2.11). Отримаємо:

$$\frac{\rho_z \cdot W^2}{2} = P_1 - P_2. \quad (2.14)$$

Звідси отримуємо наступний вираз для швидкості витікання газу через вузький отвір:

$$W = \sqrt{\frac{2 \cdot (P_1 - P_2)}{\rho_z}}. \quad (2.15)$$

З виразу (2.15) слідує, що швидкість витікання газу через вузький отвір, обернено пропорційна квадратному кореню з його густини.

Якщо через вузький отвір будуть витікати послідовно рівні об'єми різних газів за однакових тисках P_1 і P_2 і температурах, то з рівняння (2.15) можна отримати наступне співвідношення:

$$\frac{\rho_{z,1}}{\rho_{z,2}} = \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (2.16)$$

Наведене співвідношення (2.16) називається законом Грема.

Швидкість витікання певного об'єму газу через вузький капіляр обернено пропорційна часу витікання. Тому співвідношення (2.16) можна записати у вигляді:

$$\frac{\rho_{e.1}}{\rho_{e.2}} = \frac{t_1^2}{t_2^2}. \quad (2.17)$$

Із закону Генрі витікає, що співвідношення густин різних газів обернено пропорційне співвідношенню квадратів швидкостей витікання однакових об'ємів цих газів через вузькі отвори і прямо пропорційне співвідношенню квадратів часу витікання цих газів. Тому, знаючи густину одного газу і визначивши час витікання кожного з них, можна визначити густину іншого (досліджуваного) газу. В основному в якості відомого газу береться повітря.

2.3 Обладнання та прилади

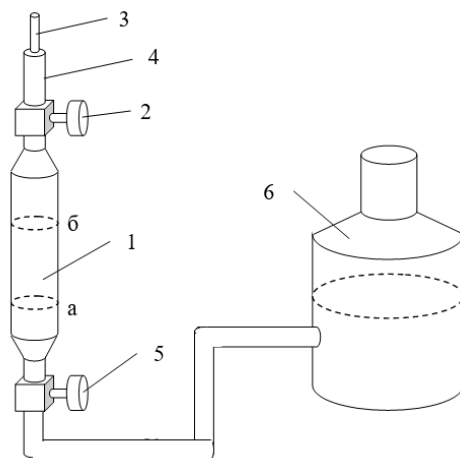
Ефузіометр призначений для визначення густини вуглеводневих газів. Схема приладу зображена на рисунку 2.1. Прилад складається з вимірювальної ємності (посудини) 1 з двома мітками „а” і „б”, триходового крана 2, діафрагми (капілярного відводу) 3, відводу 4 для заповнення вимірювальної ємності досліджуваним газом, двоходового крана 5, зрівнювальної склянки 6.

2.4 Порядок виконання роботи

2.4.1 Вимірювальну склянку 1 при верхньому положенні зрівнювальної склянки 6 заповнюють розсолем - насиченим розчином повареної солі (кран 5 відкритий, кран 2 в положенні ”в”). Відвідні трубки, які йдуть до джерела досліджуваного газу, також повинні бути заповнені розсолем.

2.4.2 Відвідну трубку з'єднують із джерелом газу, зрівнювальну склянку 6 опускають і засмоктують газ у вимірювальну посудину 1 так, щоб рівень води був нижче мітки “а”.

2.4.3 Закривають крани 5 і 2, зрівнювальну склянку 6 піднімають у верхнє положення, потім відкривають кран 5, а кран 2 ставлять у положення “г”.



1 – вимірювальна ємність з двома мітками “а” і “б”; 2 – триходовий кран; 3 – капілярний відвід (діафрагма); 4 – відвід для заповнення ефузіометра газом, що досліджується; 5 – двоходовий кран; 6 – зрівнювальна склянка

Рисунок 2.1 – Прилад для вимірювання густини вуглеводневих газів

При цьому рівень рідини (розсолу) у вимірювальній склянці почне підніматися. Коли рівень розсолу співпаде з міткою „а”, включають секундомір, а при досягненні рівнем розсолу мітки “б” секундомір виключають.

Таким чином визначають час витікання t_z заданого об’єму газу від мітки “а” до мітки „б”. Вимірювання часу витікання газу повторюють три рази і вираховують його середнє значення. Результати вимірювань заносять у таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати дослідів та обчислень

Номер дослідів	Час витікання досліджуваного газу, с	Час витікання повітря, с	Густина повітря, кг/м ³	Густина газу, кг/м ³	Відносна густина газу
1			1,205		
2			1,205		
3			1,205		
середнє значення					

2.4.4 Від'єднують джерело досліджуваного газу, заповнюють вимірювальну ємність 1 повітрям і повторюють дослідження за п.2.4.3 з повітрям. Результати вимірювання заносять у таблицю 2.1.

2.5 Обробка результатів

Густина газу ρ_z за умов досліду визначають за формулою:

$$\rho_z = \rho_{\Pi} \cdot \frac{t_z^2}{t_{\Pi}^2}, \quad (2.17)$$

де ρ_{Π} – густина повітря за умов досліду, кг/м³.

t_z – середнє значення часу витікання газу, с.

t_{Π} – середнє значення часу витікання повітря, с.

В основному визначають густина газу за стандартних умов, за яких густина повітря дорівнює $\rho_{\Pi}=1,205$ кг/м³.

Відносну густина газу визначають за формулою:

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_z}{\rho_{\Pi}} = \frac{t_z^2}{t_{\Pi}^2}. \quad (2.18)$$

За результатами досліджень необхідно визначити абсолютну та відносну похибки вимірювання густини газу (часу витікання газу).

Абсолютна похибка вимірювання – це абсолютне значення різниці між середнім значенням вимірюваної величини і значенням окремих вимірів.

Наприклад, в результаті вимірювань густини газу отримано такі значення: $\rho_1=0,683 \text{ кг/м}^3$; $\rho_2=0,690 \text{ кг/м}^3$; $\rho_3=0,685 \text{ кг/м}^3$. Середнє значення густини газу дорівнює $\rho_{\text{ср}}=0,686 \text{ кг/м}^3$.

Абсолютна похибка дорівнює

$\Delta \rho_1=|0,686-0,683|=0,003 \text{ кг/м}^3$; $\Delta \rho_2=|0,686-0,690|=0,004 \text{ кг/м}^3$.

$\Delta \rho_3=|0,686-0,685|=0,0001 \text{ кг/м}^3$.

Середня абсолютна похибка $\Delta \rho_{\text{ср}}$ – це середнє арифметичне абсолютних похибок кількох вимірів:

$$\Delta \rho_{\text{ср}} = \frac{\Delta \rho_1 + \Delta \rho_2 + \Delta \rho_3}{3}, \quad (2.19)$$

$\Delta \rho_{\text{ср}}=0,00266 \text{ кг/м}^3$.

Відносна похибка – це відношення середньої абсолютної похибки до середнього значення вимірюваної величини :

$$\delta = \frac{\Delta \rho_{\text{ср}} \cdot 100}{\rho_{\text{ср}}}, \quad \delta = 0,39 \, \%.$$

Вимоги, яких необхідно дотримуватись під час проведення роботи для отримання точних результатів :

1) рівність тиску і температури в ефузіометрі при витіканні повітря і газу;

2) забезпечення чистоти каліброваного отвору в діафрагмі;

3) багаторазове промивання ефузіометра гасом перед початком вимірювань;

4) забезпечення точності проведення вимірювань.

Контрольні запитання

1. Що розуміють під густиною природного вуглеводневого газу?
2. З якою метою визначають густину природного вуглеводневого газу?
3. Наведіть основні залежності для визначення густини газу.
4. Охарактеризуйте методи визначення густини газу.
5. Охарактеризуйте поняття „відносна густина газу”, як її визначають?
6. В чому полягає закон Грема?
7. Охарактеризуйте порядок визначення густини газу з допомогою ефузіометра.
8. Як обробляють результати дослідів з визначення густини газу за допомогою ефузіометра?
9. На які основні показники розробки газових і газоконденсатних родовищ впливає густина вуглеводневого газу?
10. Охарактеризуйте схему приладу для визначення густини газу ефузіометричним методом і методику вимірювання.
11. Як визначають абсолютну і відносну похибки вимірювань?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 3

ВИЗНАЧЕННЯ КІНЕМАТИЧНОЇ В'ЯЗКОСТІ СТАБІЛЬНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО КОНДЕНСАТУ

3.1 Мета роботи

Вивчити та засвоїти методику визначення кінематичної в'язкості стабільного вуглеводневого (газового) конденсату за допомогою віскозиметра.

3.2 Теоретична частина

Значна кількість родовищ природних газів належить до числа газоконденсатних родовищ. Пластові гази цих родовищ містять в розчиненому стані велику кількість важких вуглеводнів від пентану і вище, які при зниженні тиску і температури частково виділяються з газу у вигляді газового (вуглеводневого) конденсату. Вуглеводневий конденсат складається із суміші бензинових, газових, лігроїнових і більш важких масляних фракцій (солярного масла) і є цінною сировиною для нафтохімічної промисловості.

У процесі розробки газоконденсатних родовищ продукція свердловин по шлейфах поступає на установку комплексної підготовки газу і конденсату, де відбувається розділення газу і вільного конденсату та їх подальша підготовка до дальнього транспортування шляхом вилучення з газу несконденсованих важких вуглеводнів методами низькотемпературної сепарації, абсорбції та адсорбції. Сконденсована в промисловому сепараторі за тиску і температури сепарації рідина не є товарним продуктом і являє собою нестабільний (сирий) конденсат, який містить значну кількість легких вуглеводнів (метану, етану, пропану, бутану).

Стабілізація конденсату є основним етапом його підготовки до транспортування і зберігання. Вона полягає у вилученні з конденсату легких вуглеводнів, які за стандартних умов (тиск – 0,101325 МПа, температура – 293,15 К або 20 °С) знаходяться в газоподібному стані. Стабільним вважається конденсат, який за стандартних умов містить суміш рідких вуглеводнів (пентан+вищі). Пропан-бутанова фракція, яку отримують у процесі стабілізації конденсату, є цінною сировиною для нафтохімічної промисловості.

Для розрахунку технологічних процесів і апаратів промислового підготовки конденсату і проєктування конденсатопроводів необхідно знати в'язкість конденсату за різних температур.

3.3 Обладнання та прилади

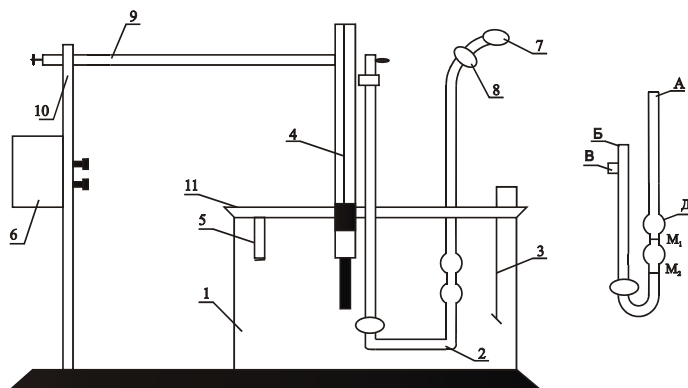
Прилад для визначення кінематичної в'язкості стабільного вуглеводневого конденсату показано на рисунку 3.1. Він складається з водяної бані 1, віскозиметра типу Пінкевича 2, електромішалки 3, електроконтактного термометра 4, електронагрівника 5, панелі управління 6, гумової груші 7, триходового крана 8. Віскозиметр 2 затискується в держаку 9 штатива 10. Електронагрівник 5 і електромішалка 3 монтуються на покриві 11. Панель управління має два тумблери. Лівий служить для включення електронагрівника, правий – для включення електромішалки.

3.4 Порядок виконання роботи

Перед початком досліду віскозиметр ретельно промивають послідовно бензином, етиловим спиртом і просушують продуванням чистим підігрітим повітрям або в сушильній шафі.

Для набирання проби конденсату на відповідну трубку В одягають гумову трубку з грушею. Потім, затиснувши

пальцем коліно Б, перевертають віскозиметр і опускають коліно А в посудину з конденсатом. За допомогою гумової груші засмоктують конденсат у віскозиметр до мітки M_2 . При цьому необхідно слідкувати, щоб у капілярі і в розширеннях Д не утворились бульбашки повітря, розриви і плівки.



1 - водяна баня; 2 - віскозиметр типу Пінкевича; 3 - електромішалка; 4 - електроконтактний термометр; 5 - електронагрівник; 6 - панель управління; 7 - гумова груша; 8 - триходовий кран; 9 - держак; 10 - штатив; 11 - покришка.

Рисунок 3.1 – Прилад для вимірювання кінематичної в'язкості стабільного конденсату

В той момент, коли рівень конденсату доходить до мітки M_2 , віскозиметр виймають з посудини з конденсатом і швидко ставлять у нормальне положення. Знімають резинову трубку з відповідної трубки. Витирають зовнішню сторону коліна А і одягають на нього гумову трубку з грушею.

Підготовлений віскозиметр з пробом конденсату за допомогою штатива і затискувача встановлюють у строго вертикальне положення у водяній бані таким чином, щоб

верхнє розширення Д знаходилося під рівнем рідини в термостаті (бані).

Для проведення досліду підключають вилку приладу до розетки живлення, задають (за допомогою електроконтактного термометра) необхідне значення температури і включають в роботу електронагрівник і мішалку. Після встановлення необхідної температури знімають виміри. Для цього при відкритому триходовому крані запомповують грушею конденсат в коліно А, приблизно до однієї третьої висоти верхнього розширення Д. Потім за допомогою триходового крана з'єднують коліно А віскозиметра з атмосферою. Під дією власної ваги конденсат починає перетікати із коліна А через капіляр в коліно Б. Точно в момент, коли рівень конденсату досягне мітки М₁, включають секундомір і зупиняють його в той момент, коли рівень конденсату досягне мітки М₂. Час, який зафіксовано секундоміром, записують. Визначення часу витікання конденсату через капіляр повторюють кілька разів. Згідно з ГОСТ 33-66, число паралельних вимірів встановлюється залежно від часу витікання конденсату: п'ять вимірів при часі витікання від 200 до 300 секунд, чотири – при часі витікання від 300 до 600 секунд, три – при часі витікання понад 600 секунд.

Аналогічні виміри проводять при семи-восьми різних температурах.

3.5 Обробка результатів роботи

3.5.1 Визначають для кожного значення температури середній арифметичний із проведених відліків час витікання конденсату.

3.5.2 Вираховують кінематичний коефіцієнт в'язкості конденсату за формулою:

$$V_t = C \cdot t_\tau, \quad (3.1)$$

де C – постійна віскозиметра, $\text{м}^2/\text{с}^2$ (10^{-6} сст/с).

t_r – середній арифметичний відлік часу витікання рідини за температури t , с.

3.5.3 Будують графік емпіричної залежності $\nu_t = f(t)$ і підбирають для неї аналітичний вираз.

3.5.4 Визначають абсолютну та відносну похибки результатів вимірювань кінематичної в'язкості конденсату:

Абсолютна похибка виміру - це абсолютне значення різниці між середнім значенням вимірюваної величини і значенням окремого виміру.

Наприклад, в результаті вимірювань кінематичної в'язкості конденсату отримали такі значення: $\nu_1 = 1,316 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; $\nu_2 = 1,328 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; $\nu_3 = 1,325 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Середнє значення $\nu_{\text{ср}} = 1,323 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Абсолютна похибка дорівнює:

$$\Delta \nu_1 = \left| 1,323 \cdot 10^{-6} - 1,316 \cdot 10^{-6} \right| = 0,007 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\Delta \nu_2 = \left| 1,323 \cdot 10^{-6} - 1,328 \cdot 10^{-6} \right| = 0,005 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\Delta \nu_3 = \left| 1,323 \cdot 10^{-6} - 1,325 \cdot 10^{-6} \right| = 0,002 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Середня абсолютна похибка $\Delta \nu_{\text{ср}}$ – це середнє арифметичне абсолютних похибок кількох вимірів:

$$\Delta \nu_{\text{ср}} = \frac{\Delta \nu_1 + \Delta \nu_2 + \Delta \nu_3}{3}, \quad (3.2)$$

$$\Delta \nu_{\text{ср}} = 0,00467 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Відносна похибка – це відношення середньої абсолютної похибки до середнього значення вимірюваної величини :

$$\delta = \frac{\Delta \nu_{\text{ср}} \cdot 100}{\nu_{\text{ср}}}, \quad (3.3)$$

$$\delta = 0,353 \text{ \%}.$$

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте поняття „газовий (вуглеводневий) конденсат” і його склад.
2. Яка різниця між нестабільним і стабільним конденсатом?
3. Що представляє собою віскозиметр Пінкевича?
4. Охарактеризуйте порядок підготовки віскозиметра Пінкевича до визначення кінематичної в'язкості вуглеводневого конденсату.
5. Охарактеризуйте порядок визначення кінематичної в'язкості вуглеводневого конденсату за допомогою віскозиметра Пінкевича.
6. Як обробляють результати визначення кінематичної в'язкості вуглеводневого конденсату за допомогою віскозиметра Пінкевича?
7. Які інженерні задачі можна вирішувати, знаючи в'язкість конденсату?
8. З якими характеристиками конденсату і яким чином пов'язана його в'язкість?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9 /

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ СТАБІЛЬНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО КОНДЕНСАТУ

4.1 Мета роботи

Набуття навичок визначення густини стабільного вуглеводневого конденсату, різними методами.

4.2 Теоретична частина

Густина вимірюється масою тіла, заключеного в одиницю його об'єму, і в системі СІ має розмірність кг/м^3 . Густина – одна з головних характеристик газового (вуглеводневого) конденсату. В інженерних розрахунках використовують значення густини стабільного конденсату. Для визначення цієї густини на промислі відбирають пробу нестабільного конденсату в контейнери-пробовідбірники середнього тиску. В лабораторії пробу стабілізують шляхом термостатування контейнера і повільного випускання газу через охолоджувальні пастки. Конденсат з контейнера зливають у мірний циліндр і додають до нього рідину, що накопичилась у пастках. Це і є стабільний конденсат, густину якого потім визначають одним з методів, описаних нижче.

Конденсат, який отримують на промислі після вивітрювання в мірних ємностях, відрізняється від стабілізованого в лабораторії. Інколи помилково густину вивітреного конденсату приймають за густину стабільного. Це недопустимо, оскільки умови вивітрювання значно відрізняються від умов температурної стабілізації конденсату. Тому можна отримати різні значення густини конденсату.

За значенням густини стабільного конденсату підраховують його запаси, прогнозують видобуток, перераховують об'ємну кількість конденсату в масову і т.д.

Деякі характеристики конденсату, наприклад в'язкість, пов'язані певною залежністю з його густиною.

Густина конденсату, що видобувається, змінюється у процесі розробки газоконденсатного покладу, а також залежить від тиску і температури сепарації. Тому по зміні густини конденсату можна прогнозувати наближення газоводяного контакту до свердловини і контролювати ефективність промислової сепарації газоконденсатної суміші.

Порівнюючи густину конденсату, відібраного з газопроводу, з густиною конденсату, що видобувається, можна встановити причини поступлення конденсату в газопровід і т.д.

Таким чином, знання густини конденсату дає змогу вирішувати ряд практичних задач.

Густину конденсату в лабораторних умовах визначають методами, призначеними для визначення густини нафтопродуктів.

В інженерних розрахунках з нафтопродуктами також використовують поняття відносна густина. Відносна густина конденсату за стандартних умов $\bar{\rho}_{к.см}$ – це відношення густини конденсату за стандартних умов $\rho_{к.см}$ (тиск $P_{ат}=0,101325$ МПа, температура $T_{ст}=293,15$ К або 20 °С) до густини води за атмосферного тиску ($P_{ат}=0,101325$ МПа) і температури 4 °С $\rho_{6,4}$.

$$\bar{\rho}_{к.см} = \frac{\rho_{к.см}}{\rho_{6,4}} \quad (4.1)$$

Оскільки в міжнародній системі одиниць СІ за одиницю маси (1 кг) прийнята маса одного дециметра кубічного

дистильованої води за температури 4 °С, то $\rho_{\text{в.д.}}=1000$ кг/м³.
Тоді:

$$\rho_{\text{к.см}} = 1000 \bar{\rho}_{\text{к.см}} \quad (4.2)$$

Якщо густина конденсату визначена за температури t , відмінній від 20 °С, то її значення можна перерахувати в стандартні умови (атмосферний тиск, $t=20$ °С) за формулою:

$$\rho_{\text{к.см}} = \rho_{\text{к.}(t)} + \gamma(t - 20), \quad (4.3)$$

де $\rho_{\text{к.}(t)}$ – густина конденсату за температури досліджень, кг/м³;

t – температура дослідів, °С;

γ – температурна поправка кг/(м³·°С), значення якої наведено в таблиці 4.1.

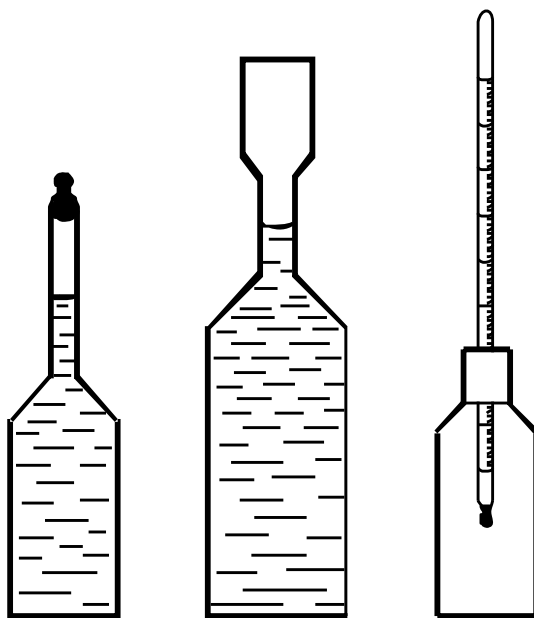
Таблиця 4.1 – Середні температурні поправки густини нафтопродуктів

Густина, кг/м ³	Температурна поправка на 1 °С, кг/(м ³ ·°С)	Густина, кг/м ³	Температурна поправка на 1 °С, кг/(м ³ ·°С)
690,0-699,9	0,910	840,0-849,9	0,712
700,0-709,9	0,897	850,0-859,9	0,699
710,0-719,9	0,884	860,0-869,9	0,686
720,0-729,9	0,870	870,0-879,9	0,673
730,0-739,9	0,857	880,0-889,9	0,660
740,0-749,9	0,844	890,0-899,9	0,647
750,0-759,9	0,831	900,0-909,9	0,655
760,0-769,9	0,818	920,0-929,9	0,607
770,0-779,9	0,805	930,0-939,9	0,594
780,0-789,9	0,792	940,0-949,9	0,584
790,0-799,9	0,778	950,0-959,9	0,567
800,0-809,9	0,765	960,0-969,9	0,554
810,0-819,9	0,752	970,0-979,9	0,541
820,0-829,9	0,738	980,0-989,9	0,528
830,0-839,9	0,725	990,0-1000,0	0,515

Густину конденсату визначають, в основному, двома методами: за допомогою пікнометрів та ареометрів. Густину конденсату можна визначити також гідростатичним зважуванням.

4.3 Опис приладів для визначення густини вуглеводневого конденсату

Пікнометри представляють собою скляні посудини різної форми і мають точний строго визначений об'єм. Пікнометри можуть бути з термометром або без нього (рисунок 4.1).



a

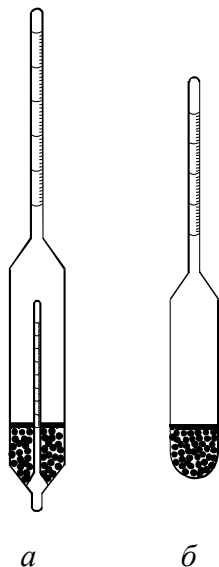
б

в

a – на 5мл; *б* – на 10мл; *в* – пікнометр з термометром

Рисунок 4.1 – Пікнометри

Ареометр являє собою скляну трубку, в нижній частині якої знаходиться розширення, заповнене свинцевим дробом, ртуттю або іншою речовиною (рисунок 4.2). Всередині трубки є шкала з поділками, що показують значення густини. Інколи ареометри обладнані термометром для вимірювання температури, при якій визначають густину конденсату, оскільки густина залежить від температури.



а – з термометром; б – без термометра

Рисунок 4.2 – Ареометри для вимірювання густини конденсату

4.4 Методика проведення досліду та обробка результатів

Перед визначенням густини конденсату пікнометр ретельно миють і просушують. Після цього його зважують на аналітичній вазі з точністю до 0,0002 г.

Потім визначають „водне число” пікнометра, тобто масу води в об’ємі пікнометра при 20 °С. Для цього пікнометр заповнюють дистильованою водою до мітки і витримують в термостаті при 20 °С не менше ніж 30 хв. Надлишок води відбирають фільтрувальним папером. Рівень води в пікнометрі встановлюють по верхньому краю меніска.

Пікнометр з встановленим рівнем води за 20 °С ретельно витирають ззовні і зважують з точністю 0,0002 г.

За результатами дослідження визначають „водне число” пікнометра за формулою:

$$G = G_2 - G_1, \quad (4.4)$$

де G_1 – вага порожнього пікнометра, г;

G_2 – вага пікнометра з водою, г.

Після цього воду з пікнометра виливають, пікнометр висушують.

Сухий і чистий пікнометр заповнюють конденсатом дещо вище мітки за допомогою піпетки і витримують в термостаті впродовж 30 хв. Надлишок конденсату відбирають фільтрувальним папером. Після того, як рівень конденсату перестав змінюватись, його встановлюють по верхньому краю меніска. Пікнометр ззовні добре витирають і зважують з точністю до 0,0002 г.

Розраховують „видиму” густину конденсату за формулою:

$$\bar{\rho}_k = \frac{G_3 - G_1}{G}, \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_k = \frac{G_3 - G_1}{G_2 - G_1}, \quad (4.5)$$

де G_3 – вага пікнометра з конденсатом, г.

„Видима” густина дає тільки наближене значення густини, оскільки зважування проводиться в атмосфері повітря.

„Видиму” густину конденсату перераховують у дійсну густину за формулою:

$$\rho_{\kappa}(t) = (998,23 - 1,205) \cdot \bar{\rho}_{\kappa} + 1,205 \text{ або} \\ \rho_{\kappa}(t) = 997,025 \cdot \bar{\rho}_{\kappa} + 1,205, \quad (4.6)$$

де 998,23 – густина води при 20 °С, кг/м³;

1,205 кг/м³ – густина повітря за 20 °С і барометричного тиску 760 мм.рт.ст.

Якщо густину конденсату визначають за температури t , то здійснюють перерахунок густини конденсату за температури 20 °С за формулою (4.3).

На лабораторних заняттях студенти отримують пікнометри, проводять всі зважування і розрахунки.

Розходження між паралельним визначенням густини конденсату не повинно перевищувати 0,4 кг/м³.

Результати визначення густини конденсату заносяться в таблицю 4.2.

Для визначення густини конденсату ареометром необхідно в скляний циліндр (без поділок) ємністю не менше 300 см³ налити конденсат, попередньо зведений за допомогою термостата до температури 20 °С. Перевіривши температуру, обережно опускають у конденсат ареометр, притримуючи його рукою до тих пір, поки не стане очевидним, що він плаває. При цьому потрібно слідкувати, щоб ареометр знаходився якраз у центрі циліндра і ні в якому випадку не торкався його стінок (рисунок 4.3).

Коли ареометр встановився, проводять визначення густини конденсату по діленнях шкали ареометра. Ділення, напроти якого встановився верхній меніск рідини, характеризує значення густини досліджуваної рідини. Визначення густини конденсату проводять з точністю до третього знаку. Ще раз перевіряють температуру, виймають ареометр з конденсату, обмивають його водою, обережно обтирають і вкладають у футляр.

Таблиця 4.2 – Результати визначення густини конденсату за допомогою пікнометра

Номер дослідів	Маса порожнього пікнометра G_1 , г	Маса пікнометра з водою G_2 , г	Маса пікнометра з конденсатом G_3 , г	„Водне число” пікнометра G , г	„Видима” густина конденсату, ρ_k	Густина конденсату при температурі вимірювання, $\rho_k(t)$, кг/м ³	Густина конденсату, зведена до стандартних умов, $\rho_{k,ст}$, кг/м ³	Різниця між паралельними дослідями, $\Delta\rho$, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Якщо температура конденсату відрізняється від 20 °С, то визначену по шкалі ареометра густину конденсату за температури дослідження необхідно привести до густини за температури 20 °С за формулою (4.3).

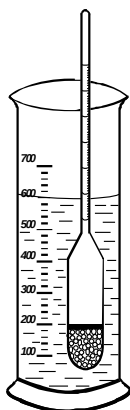


Рисунок 4.3 – Визначення густини конденсату ареометром

Результати досліджень зводяться в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати визначення густини конденсату за допомогою ареометра

Температура дослід, °C	Густина конденсату при температурі визначення $\rho_k(t)$, кг/м ³	Середня температурна поправка, кг/(см ³ ·°C)	Густина конденсату при 20 °C $\rho_{k,20}$, кг/м ³

Студенти проводять визначення густини однієї і тієї ж проби конденсату за допомогою пікнометра та ареометра.

Контрольні запитання

1. Чому густину нестабільного конденсату не можна приймати за значення густини стабільного конденсату, яка з них більша?

2. З якими характеристиками конденсату і яким чином пов'язана його густина?

3. Якими методами визначають густину конденсату?

4. Що представляють собою пікнометр та ареометр?

5. Охарактеризуйте методику визначення густини конденсату за допомогою пікнометра?

6. Охарактеризуйте методику визначення густини конденсату за допомогою ареометра.

7.Що характеризує „водне число” пікнометра?

8. Які залежності використовують для визначення густини конденсату?

9. Як обробляють результати дослідів з визначення густини конденсату за допомогою пікнометра?

10. Як обробляють результати дослідів з визначення густини конденсату за допомогою ареометра?

11. Які інженерні задачі можна розв'язувати, знаючи густину конденсату?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5

ВИЗНАЧЕННЯ ФРАКЦІЙНОГО СКЛАДУ СТАБІЛЬНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО КОНДЕНСАТУ

5.1 Мета роботи

Вивчення методів визначення фракційного складу газового (вуглеводневого) конденсату і набуття навичок визначення фракційного складу конденсату методом його лабораторної перегонки.

5.2 Теоретична частина

Одним із найважливіших показників, які характеризують товарні властивості газового (вуглеводневого) конденсату, є його фракційний склад.

Від фракційного складу конденсату залежить напрям його використання в нафтохімічній і хімічній промисловості.

За зміною фракційного складу конденсату можна судити про інтенсивність і стадію ретроградних процесів, пов'язаних з випаданням з газу частини важких вуглеводнів у пласті і на шляху руху газоконденсатної суміші з пласта до установки комплексної підготовки газопромислової продукції, про наближення фронту води до свердловини і ступінь вилучення конденсату з газу на промислових установках.

Таким чином, визначення фракційного складу конденсату дозволяє отримати необхідну інформацію для контролю і регулювання процесу розробки газоконденсатного покладу, вдосконалення технології експлуатації свердловин та промислової підготовки свердловинної продукції.

Фракціонуванням називається розділення складної суміші компонентів на суміші менш простого складу. Наприклад, до складу вуглеводневого конденсату входять бензинова, гасова, лігроїнова, газойлева фракції, а іноді й

фракція дизельного пального (солярного масла). Таким чином, фракціонування конденсату – це розділення конденсату на вище перелічені фракції, що википають у різних інтервалах температури. Для вуглеводневого конденсату таке розділення можна проводити різними методами, які базуються на різних фізичних і фізико-хімічних властивостях складових конденсату (перегонка і ректифікація, молекулярна перегонка, тонкошарове випаровування, хроматографія, екстракція та ін.).

У технічному аналізі вуглеводневого конденсату основним методом фракціонування є розділення за температурами кипіння, тобто перегонка і ректифікація. Тому і встановилось поняття про фракційний склад нафти і конденсату, як про вихід (за об'ємом і масою) окремих температурних фракцій, які википають у певних температурних інтервалах або за відповідної температури.

За фракційним складом конденсати можуть бути розділені на дві неоднакові групи:

1) для більшості конденсатів вихід бензинових фракцій перевищує 50 % і становить в основному 60-80 %;

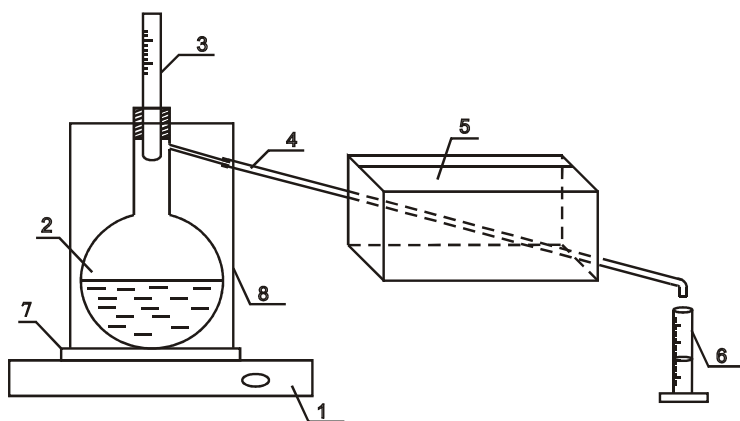
2) у деяких конденсатах, які видобуваються з газоконденсатних покладів, розташованих на значних глибинах, склад бензинових фракцій менше 50 %, тобто вони складаються в основному з гасовогазойлевих фракцій.

У процесі фракціонування визначають точки початку і кінця кипіння конденсату, вміст бензинових фракцій, які википають у межах температур: початок кипіння – 180 °С, вміст гасових фракцій, які википають у межах температур 180-240 °С, вміст лігроїнових фракцій, які википають у межах температур 240-350 °С, вміст високомолекулярних вуглеводнів, які википають у межах температур 350-500 °С, вміст вуглеводнів, які википають за температур понад 500 °С. За цими даними встановлюють тип вуглеводневого

конденсату і видають рекомендації щодо його подальшої переробки і використання.

5.3 Опис приладу для визначення фракційного складу вуглеводневого конденсату

Перегонку вуглеводневих конденсатів проводять згідно з ГОСТ 2177-66 в апараті Енглера, який показано на рисунку 5.1. Він складається з електронагрівника з плавним регулюванням потужності 1, колби 2 для перегонки нафтопродуктів без шліфа (типу РН згідно з ГОСТ 10394-63), термометра 3, відвідної трубки 4, холодильника 5, вимірного циліндра 6 місткістю 100 мл. Холодильник має наскрізну трубку і патрубки для введення і виведення води. Колба 2 ставиться на азбестову прокладку 7 і зверху закривається кожухом 8.



1 - електрична плита; 2 – колба з конденсатом; 3 – термометр; 4 – відвідна трубка; 5 – водяний холодильник; 6 – мірний циліндр; 7 – азбестова прокладка; 8 - кожух

Рисунок 5.1 – Установа для визначення фракційного складу вуглеводневого конденсату

5.4 Методика проведення досліду

Оскільки конденсат містить воду, то перед перегонкою її потрібно видалити відстоюванням. Повністю осушування конденсату проводять збовтуванням із свіжопрокаленим сульфатом натрію або зернистим хлористим кальцієм і подальшим фільтруванням.

Перед перегонкою для видалення рідини, яка залишилася від попередньої перегонки, трубку холодильника протирають всередині м'якою тканиною, яку прикріплюють до мідного або алюмінієвого дроту. Колбу промивають легким бензином і просушують.

Відмірюють сухим чистим мірним циліндром 100 мл конденсату і обережно переливають його в колбу так, щоб конденсат не попав у відвідну трубку колби. Об'єм конденсату в циліндрі визначають по нижньому краю меніска.

Встановлюють у шийку колби термометр на щільно припасованому корку так, щоб вісь термометра співпадала з віссю шийки колби, а верх ртутного меніска знаходився на рівні нижнього краю відвідної трубки в місці її припаювання.

Колбу з конденсатом ставлять на азбестову прокладку з внутрішнім діаметром 30 мм. Відвідну трубку колби з'єднують з верхнім кінцем трубки холодильника за допомогою щільно припасованого корка так, щоб відвідна трубка входила в трубку холодильника на 25-40 мм і не торкалася стінок останньої. Потім колбу закривають кожухом, який ставлять на азбестову прокладку.

Циліндр, яким відмірювався конденсат, кладуть під нижній кінець трубки холодильника так, щоб трубка холодильника входила в циліндр не менше як на 25 мм, але не нижче мітки 100 мл і не торкалася його стінок. На час перегонки отвір циліндра закривається ватою або листом фільтрувального паперу.

Циліндр встановлюють у скляну посудину з водою.

Вводять в роботу холодильник шляхом подачі у ванну холодильника проточної води через нижній патрубок і її витікання через верхній патрубок. Швидкість подачі води регулюється в процесі досліду так, щоб температура води, яка витікає, не перевищувала 30 °С.

Після підготовки приладу для перегонки починають рівномірно нагрівати колбу. Конденсат випаровується, конденсується в холодильнику і попадає в мірний циліндр. Для підтримування стандартних умов перегонки необхідно регулювати нагрівання колби таким чином, щоб від початку нагрівання до падіння першої краплі дистиляту в циліндр пройшло не менше 5 хв. і не більше 10 хв. (для гасу і легких дизельних палив – 10-15 хв.).

Температуру, яку показує термометр у момент падіння першої краплі дистиляту з кінця трубки холодильника в мірний циліндр, записують як температуру початку перегонки (початку кипіння). Далше перегонку ведуть з рівномірною швидкістю 4-5 мл дистиляту за 1 хв. (приблизно 20-25 крапель за 10 с.).

У процесі перегонки записують значення температур, які відповідають моментам, коли рівень рідини в циліндрі доходить до мітки, чисельно рівної відсоткам, які вказані в технічних вимогах на досліджуваний нафтопродукт.

Після того, як рівень рідини в циліндрі досягне 90 мл, нагрівання колби регулюють з таким розрахунком, щоб від цього моменту до кінця перегонки пройшло від 3 до 5 хв. Нагрівання колби проводять до того часу, поки ртутний стовпчик термометра не зупиниться на деякій висоті, після чого почне знижуватися. Максимальну температуру, яку показував при цьому термометр, записують як температуру кінця кипіння. Після цього нагрівання колби припиняють, впродовж 5 хв. дають стекти дистиляту і записують об'єм рідини в циліндрі. Залишок з колби виливають у циліндр

місткістю 10 мл, охолоджують до 20 °С і записують об'єм з точністю до 0,1 мл. Різницю між 100 мл і сумою об'ємів дистилату і залишку записують як втрати в процесі перегонки.

Якщо перегонка проводиться за барометричного тиску, вищому 770 мм.рт.ст. або нижчому 750 мм. рт. ст., то вводять поправку на покази термометра:

$$C = 0,00012 \cdot (760 - P) \cdot (273 + t), \quad (5.1)$$

де t – температура, яку показує термометр, °С;

P – барометричний тиск у процесі перегонки, мм рт.ст.

Поправка C додається до показів термометра за барометричного тиску нижче 750 мм рт.ст. і віднімається від показів термометра за барометричного тиску понад 770 мм рт.ст.

За результатами досліду визначають:

- температуру початку кипіння;
- температуру відгону 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 і 97 % фракцій конденсату;
- температуру кінця кипіння конденсату;
- кількість відгону;
- залишок;
- втрати.

Для визначення фракційного складу конденсату потрібно провести не менше трьох паралельних розгонок. При паралельних дослідженнях однакової проби конденсату допускаються такі розходження в значеннях окремих характеристик:

для температури початку кипіння – плюс (мінус) 4 °С;

для кінцевої і проміжних точок фракційного складу – 2 °С або 1 см³;

для залишку – 0,2 см³.

Результати досліду заносяться в таблиці 5.1 – 5.3.

Таблиця 5.1 – Результати дослід з визначення фракційного складу вуглеводневого конденсату

Температура, °C	Кількість конденсату в мірному циліндрі, мл	Час дослід, с
t п.к. ----- t к.к.	Перша крапля -----	0 -----

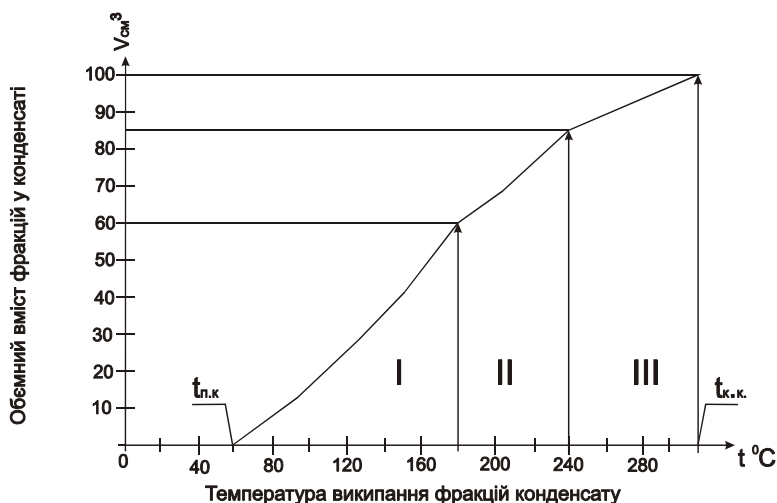
Таблиця 5.2 – Температура відгону фракцій вуглеводневого конденсату (з врахуванням температурної поправки), °C

Температура початку кипіння t п.к., °C	Температура відгону фракцій, °C										Температура кінця кипіння t к.к., °C	Залишок V _{зал.} , см ³	Втрати V _{втр.} , см ³
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	97%			

Таблиця 5.3 - Об'єми відгону фракцій вуглеводневого конденсату при температурі

Температура початку кипіння t п.к., °C	Об'єми відгону фракцій при температурі (°C), см ³						Температура кінця кипіння t к.к., °C	Залишок V _{зал.} , см ³	Втрати V _{втр.} , см ³
	t п.к. – 150°C	150-200°C	200-300°C	300-350°C	350-500°C	>500°C			

За результатами дослідів будують графічну залежність об'ємного вмісту окремих фракцій у конденсаті від температури википання фракцій (рисунк 5.2), за яким визначають вміст у конденсаті бензинових, газових і лігроїнових фракцій.



I – бензинові; II – газові; III – лігроїнові фракції

Рисунок 5.2 – Вміст фракцій у конденсаті

5.5 Обробка результатів дослідів

5.5.1 Вводять у покази термометра температурну поправку на барометричний тиск.

5.5.2 Визначають вміст у вуглеводневому конденсаті окремих температурних фракцій, які википають у визначених температурних інтервалах.

5.5.3 Встановлюють тип вуглеводневого конденсату.

5.5.4 Видають рекомендації щодо переробляння і використання конденсату.

Контрольні запитання

1. Що називається фракціонуванням?
2. Які фракції входять до складу вуглеводневого конденсату?
3. Які інженерні задачі можна вирішувати, знаючи фракційний склад конденсату?
4. Як здійснюється підготовка до роботи установки для визначення фракційного складу конденсату?
5. Як визначають температуру початку кипіння конденсату?
6. Охарактеризуйте послідовність операцій з перегонки конденсату.
7. У яких випадках вноситься поправка у виміряні значення температури перегонки конденсату?
8. Як проводиться обробка результатів дослідів з перегонки конденсату?
9. Які є типи вуглеводневого конденсату?
10. Для чого визначають фракційний склад вуглеводневого конденсату?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ ВОДЯНОЇ ПАРИ У ГАЗІ

6.1 Мета роботи

Засвоїти основні поняття вологості газу, вивчити методи визначення вмісту водяної пари у газі, набути навички визначення вмісту водяної пари у газі ваговим методом.

6.2 Теоретична частина

У пластових умовах природний газ постійно контактує з пластовими водами (зв'язаною, підшовною, крайовою) і завжди насичений парами води. У процесі видобування газу внаслідок зміни термодинамічних умов (тиску і температури) можливе виділення з газу крапельної вологи по всьому шляху його руху з пласта до споживача (у стовбурі і викидних лініях (шлейфах) свердловин, на установці промислової підготовки газу, у внутрішньопромислових і магістральних газопроводах).

Після осушування газу на промислових установках вміст водяної пари у газі повинен бути доведений до величини, яка регламентується технічними умовами. Тому на виході з промислу, а також на головних спорудах магістральних газопроводів повинен здійснюватись контроль за вмістом водяної пари у газі.

Дотримування технічних умов попереджує виділення з газу крапельної вологи, поява якої в системі транспортування газу призводить до зниження пропускної здатності газопроводу внаслідок утворення водяних корків і порушення роботи контрольновимірювальних приладів, сприяє корозії металу і може призвести до утворення льоду та гідратів і часткового чи повного закупорювання трубопровода.

Основними характеристиками вологості природного газу є його абсолютна і відносна вологість, вологоємність і температура точки роси за вологою.

1 Абсолютна вологість (вологовміст) характеризує кількість водяної пари, яка фактично міститься в одиниці маси (кг/кг) або в одиниці стандартного об'єму (кг/м³) сухого газу за заданих тиску і температури.

2 Вологоємність – це максимально можлива кількість водяної пари, яка міститься в одиниці маси або об'єму газу за заданих тиску і температури. Газ при цьому повністю насичений парами води.

3 Відносна вологість – відношення вологовмісту (абсолютної вологості) газу до його вологоємності у відсотках або в частках одиниці за заданих тиску і температури. Характеризує ступінь насичення газу водяною парою.

Відносну вологість φ виражають також як відношення парціального тиску водяної пари в газі p_r до тиску насиченої пари p_n за такої самої температури:

$$\varphi = p_r / p_n. \quad (6.1)$$

4 Температура точки роси за вологою – характеризує найвищу температуру, за якої починається утворення у вологій газовій суміші крапель води за заданого тиску. Газ при цьому містить максимально можливу кількість водяної пари і називається насиченим.

Вологоємність газу (максимально можливий вміст водяної пари у газі) залежить від тиску, температури, складу газу та складу води. Вологоємність газу зростає із збільшенням температури і зменшується із збільшенням тиску, густини (молекулярної маси) газу і мінералізації (солоності) води. Вплив молекулярної маси газу на його вологоємність зростає з підвищенням температури. Всі природні гази від метану до газу з відносною густиною 1,0 мають молекулярну масу між 16 і 30. В цьому інтервалі зміни

вплив молекулярної маси на вміст водяної пари у газі не перевищує 3-4 %. Наявність у складі газу сірководню та діоксиду вуглецю сприяє збільшенню вмісту водяної пари у газі, а за наявності азоту вологоємність газу зменшується.

Вміст водяної пари у газі знаходять експериментально, за аналітичними залежностями і по номограмах, складених за результатами обробки експериментальних даних чи за результатами розрахунків.

Найбільш поширеним в інженерній практиці аналітичним методом розрахунку вмісту водяної пари у газі є метод Р.Бюкачека, який дозволяє визначати вологоємність газу в межах тиску від 0,1 до 70 МПа і температур від мінус 40 до 230 °С. Помилка у визначенні вмісту водяної пари у газі за цим методом не перевищує 4 %. Для визначення вмісту водяної пари у газі використовується рівняння:

$$W = \frac{A}{P} + B, \quad (6.2)$$

де W – вміст водяної пари у газі, г/м³;

P – тиск газу, МПа;

A – коефіцієнт, який дорівнює вологовмісту ідеального газу;

B – коефіцієнт, який залежить від складу газу.

Значення коефіцієнтів A і B наведено в роботах [1, 8, 12] і в таблиці 6.1.

Рівняння (6.2) отримане для природного газу з відносною густиною 0,6, який знаходиться в контакті з прісною водою. Для природних газів більшої густини і наявності мінералізованої води рівняння (6.2) записується у вигляді:

$$W = \left(\frac{A}{P} + B \right) C_p \cdot C_s \cdot C_t, \quad (6.3)$$

де C_p , C_s , C_t – поправочні коефіцієнти відповідно на густину газу, солоність води (вміст у воді солей) і на температуру (в області мінусових температур), частка одиниці. $C_p < 1$, $C_s < 1$, $C_t < 1$.

Значення поправочних коефіцієнтів C_p , C_s і C_t наведено в роботах [1, 3, 8].

Таблиця 6.1 – Значення коефіцієнтів A і B у рівнянні вологовмісту газу

Температура, °C	A	B	Температура, °C	A	B
– 40	0,01451	0,00347	32	3,610	0,1895
– 38	0,01780	0,00402	34	4,050	0,207
– 36	0,02189	0,00465	36	4,520	0,224
– 34	0,02670	0,00538	38	5,080	0,242
– 32	0,03235	0,00623	40	5,625	0,263
– 30	0,03930	0,00710	42	6,270	0,285
– 28	0,04715	0,00806	44	6,925	0,310
– 26	0,05660	0,00921	46	7,670	0,335
– 24	0,06775	0,01043	48	8,529	0,363
– 22	0,08090	0,01168	50	9,400	0,391
– 20	0,09600	0,01340	52	10,300	0,422
– 18	0,11440	0,01510	54	11,400	0,454
– 16	0,1350	0,01705	56	12,60	0,487
– 14	0,1590	0,01927	58	13,80	0,521
– 12	0,1868	0,021155	60	15,20	0,562
– 10	0,2188	0,02290	62	16,65	0,599
– 8	0,2550	0,0271	64	18,33	0,645
– 6	0,2990	0,3035	66	20,05	0,691
– 4	0,3480	0,03380	68	21,90	0,741
– 2	0,4030	0,03770	70	23,85	0,793
– 0	0,4670	0,04180	72	26,00	0,841
2	0,5400	0,04640	74	28,30	0,902
4	0,6225	0,0515	76	30,60	0,965
6	0,7150	0,0571	78	33,50	1,023
8	0,8200	0,0630	80	36,30	1,083
10	0,9390	0,0696	82	39,40	1,148
12	1,072	0,0767	84	42,70	1,205
14	1,239	0,0855	86	46,20	1,250
16	1,394	0,0930	88	50,10	1,290
18	1,575	0,1020	90	53,75	1,327
20	1,787	0,1120	92	58,25	1,327
22	2,015	0,1227	94	62,40	1,405
24	2,280	0,1343	96	67,20	1,445
26	2,550	0,1453	98	72,50	1,487
28	2,870	0,1595	100	77,60	1,530
30	3,230	0,1740	110	109,30	2,620

Всі методи визначення вмісту водяної пари у газі ґрунтуються на двох явищах:

зміні фізико-хімічних властивостей речовин, які взаємодіють з вологим газом;

зміні властивостей системи “водяна пара - газ” при зміні його параметрів або під зовнішнім впливом.

Одержані в дослідженнях зміни властивостей фіксуються візуальним, ваговим, електричним, оптичним, акустичним та спектрографічним способами. До методів, які базуються на взаємодії речовин з вологим газом, можна віднести такі методи.

1 **Ваговий метод** – газ пропускають через трубки, які заповнені поглиначем вологи (сорбентом). За зміною ваги трубок, тобто за кількістю поглинутої вологи з виміряного об'єму пропущеного газу, вираховують вміст водяної пари у газі.

2 **Метод Фішера і карбідний** – ґрунтуються на даних реакції взаємодії водяної пари з реактивом Фішера або карбідом кальцію.

3 **П'єзоелектричний метод** – базується на законі зміни частоти власних коливань залежно від ваги тіла, яке коливається.

4 **Електричний метод** – ґрунтується на зміні електропровідності розчину (хлористого літію, бромистого літію та ін.) залежно від кількості поглинутої вологи.

5 **Сорбційний метод** – ґрунтується на використанні оксидної поглинальної пластинки.

6 **Термоелектричний метод** - базується на зміні електропровідності при фазовому переході в системі “пара – насичений розчин – тверда фаза”.

7 **Хроматографічний метод** – базується на реакції пари води з яким-небудь з реагентів, в результаті чого одержують

газоподібний продукт, який направляється в калібровану хроматографічну колонку.

8 **Кулонометричний метод** – базується на законі Фарадея, згідно з яким кількість електрики для електролітичного розкладання одного моля води, який міститься в газі, становить від 2,965 до 19300 кулонів.

Основні недоліки методів визначення вмісту в газі водяної пари, які ґрунтуються на взаємодії з вологим газом, такі:

у взаємодію вступають не тільки пари води, а й домішки, які містяться в газі: H_2S , CO_2 , органічні кислоти та ін.;

на сорбенти і реактиви впливають пари метанолу, ДЕГу та інгібіторів корозії і солевідкладень;

конденсат і важкі вуглеводні газів також вступають у взаємодію з реактивами.

У найменшій мірі цих впливів зазнає кулонометричний метод, і він рекомендований для стандартизації.

Суть кулонометричного методу полягає у пропусканні певної кількості газу, який очищений від механічних домішок, через трубку, заповнену одним з осушувачів (таблиця 6.2).

Таблиця 6.2 – Характеристика осушувачів природного газу

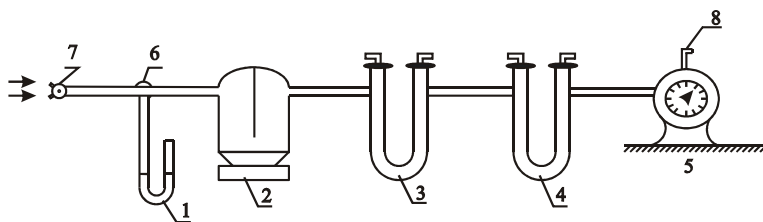
Осушувач	Залишкова волога, г/м ³
Хлористий кальцій обезводнений	0,36
Силікагель	0,066
Хлорат натрію	0,002
Окис алюмінію	0,001
Фосфорний ангідрид	0,00025

Приважку, яка одержана в трубках, приймають за вагу води. По приважці розраховують вміст водяної пари у газі.

6.3 Обладнання та прилади

Для проведення роботи необхідно мати вагу аналітичну, U-подібні скляні трубки, секундомір, газовий лічильник ГСБ-400, силікагель.

Установка для визначення вмісту водяної пари у газі (рисунок 6.1) складається з двох U-подібних трубок 3, 4. Трубки заповнюються висушеним хлористим кальцієм (осушування при 200°C впродовж 4-6 годин). Одна трубка 3 є робочою, друга трубка 4 являється контрольною і служить для перевірки повноти вбирання вологи в першій робочій трубці. Перед робочою трубою розміщений скруббер 2, який служить для видалення з газу механічних домішок. Для вимірювання витрати газу використовують газовий лічильник 5. Контроль за надлишковим тиском на установці здійснюється за допомогою U-подібного манометра 1. Для попередження похибки, пов'язаної з випаровуванням рідини в U-подібному манометрі, його підключають до системи періодично на нетривалий період часу. Газ в установку поступає через триходовий кран 6. Триходовий кран 7 використовується для продування U-подібних трубок сухим повітрям.



1 - U-подібний манометр; 2 - скруббер; 3 - робоча U-подібна трубка; 4 - контрольна U-подібна трубка; 5 - газовий лічильник; 6,7 - триходові крани; 8 - вихід з лічильника

Рисунок 6.1 – Установка для визначення вмісту водяної пари у вуглеводневих газах ваговим методом

6.4 Порядок виконання роботи та обробка результатів

Спочатку на аналітичній вазі з точністю 0,0001г зважують U-подібні трубки 3, 4, які заповнені силікагелем. Результати зважування трубок заносять в таблицю 6.3. Потім збирають установку і перевіряють її на герметичність. Для цього закривають гумовим корком вихід з лічильника 8, запускають в установку через кран 6 порцію газу, що аналізується, і піднімають тиск до 300-400 мм водяного стовпа. Закривають кран 6 і залишають установку в такому положенні на 30 хв. Якщо за цей час тиск впаде не більше, ніж на 5-10 мм водяного стовпа, то схему можна вважати герметичною. Потім виймають гумовий корок з виходу лічильника, записують показ лічильника, відкривають кран 6, який підключено до джерела газу, включають секундомір і пропускають через установку від 10 до 100 л газу із швидкістю 10 л/год. За допомогою секундоміра контролюють швидкість руху газу. Періодично записують температуру і тиск газу, та температуру в приміщенні. Після пропускання заданого об'єму газу закривають триходовий кран 6 і одночасно записують показ лічильника 5. Потім продувають через кран 7 U-подібні трубки сухим повітрям в кількості 0,5-1 л. Трубки від'єднують і кожен зважують на аналітичній вазі. Якщо збільшилась вага контрольної трубки, то це свідчить про поглинання нею водяної пари внаслідок високої швидкості руху газу під час проведення роботи або про перенасиченість водою осушувача першої (робочої) трубки. В цьому випадку необхідно замінити осушувач в обох трубках і повторити роботу. Визначення вважається вдалим якщо вага контрольної трубки не змінюється.

За результатами виконання роботи (таблиця 6.3) визначають вміст водяної пари у газі за формулою:

$$W = \frac{\Delta G}{Q}, \quad (6.4)$$

де $\Delta G = (G_{p2} - G_{p1}) + (G_{k2} - G_{k1})$,

де G_{p1} , G_{k1} – вага відповідно робочої і контрольної трубок до пропускання газу, г;

G_{p2} , G_{k2} – вага відповідно робочої і контрольної трубок після пропускання газу, г;

Q – кількість пропущеного газу, м^3 .

Таблиця 6.3 – Результати дослідів та обчислень

Вага трубок (робочої і контрольної) до пропускання газу		Вага трубок (робочої і контрольної) після пропускання газу		Приважка трубок	Кількість пропущеного газу	Температура	Тиск	Густина газу за стандартних умов	Вміст водяних парів у газі
G_{p1} , г	G_{k1} , г	G_{p2} , г	G_{k2} , г	$\Delta G = (G_{p2} - G_{p1}) + (G_{k2} - G_{k1})$, г	Q , м^3	t , $^{\circ}\text{C}$	P , мм вод. стовпа	ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$	W , $\text{г}/\text{м}^3$

Контрольні запитання

1. Наведіть визначення абсолютної і відносної вологості газу, вологоємності і температури точки роси газу за вологою.

2. До яких наслідків під час видобування, транспортування та підземного зберігання газу може призвести наявність в ньому водяної пари?

3. З якою метою визначають вологовміст вуглеводневих газів?

4. Які є методи визначення вмісту водяної пари в газі і в чому вони полягають?

5. Охарактеризуйте ваговий метод визначення вмісту водяної пари в газі?

6. Як обробляють результати дослідів з визначення вмісту водяної пари у газі ваговим методом?

7. Охарактеризуйте промислові методи осушування природних вуглеводневих газів.

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 7

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ СІРКОВОДНЮ І МЕРКАПТАНІВ У ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

7.1 Мета роботи

Набуття навичок визначення вмісту сірководню і меркаптанів у природному газі.

7.2 Теоретична частина

Природні вуглеводневі та супутні нафтові гази складаються переважно з вуглеводнів метанового ряду (C_nH_{2n+2}). Крім цього, до складу природних газів можуть також входити інші гази: азот N_2 , діоксид вуглецю CO_2 , сірководень H_2S , інертні гази (гелій He , аргон Ar , ксенон Xe , криптон Kr) та різні домішки.

В останні роки у нашій країні і за кордоном відкрито ряд родовищ природних газів з великим вмістом неуглеводневих компонентів: сірководню, двоокису вуглецю, азоту та інших. У світі відкрито понад 400 родовищ сірководневмісних газів.

Сірководень є вибухонебезпечним, токсичним, викликає корозійне пошкодження обладнання в результаті електрохімічної корозії і вуглеводневого розтріскування (охрупчування) металу і „отруєння” каталізаторів установок переробки газу.

Сірководень є сильною отрутою, яка викликає смерть, подразнюючи діє на дихальні шляхи та очі. Вдихання людиною повітря, яке містить $0,001 \text{ г/м}^3$ сірководню, викликає отруєння, що проявляється в головній болі. Гранична допустима концентрація сірководню в повітрі становить $0,01 \text{ г/м}^3$.

Згідно з діючим галузевим стандартом максимальний вміст сірководню в газі, який подається в магістральний

газопровід, не повинен перевищувати $0,006 \text{ г/м}^3$ або $0,000396 \% \text{ об.}$, вміст меркаптанової сірки – $0,02 \text{ г/м}^3$.

У зв'язку з високими корозійними і токсичними властивостями сірководневмісні гази перед подачею в магістральний газопровід очищують від сірководню на промислових установках, а при великому вмісті сірководню в газі здійснюється переробка газу на побудованих поблизу родовищ газопереробних заводах з метою одержання сірки.

Для вибору і проектування технології вилучення з газу сірководню необхідно знати його вміст у газі.

Метод визначення вмісту сірководню і меркаптанів у газі полягає у поглинанні сірководню з газу розчином підкисленого хлористого кадмію, а меркаптанів – лужним розчином хлористого кадмію з наступним йодометричним визначенням утворених сульфідів і меркаптиду кадмію в поглинальних розчинах. Чутливість методу – $0,001 \text{ г/м}^3$.

7.3 Обладнання і прилади

Для виконання лабораторної роботи використовується лабораторна установка, схема якої зображена на рисунку 7.1.

7.4 Методика проведення досліду

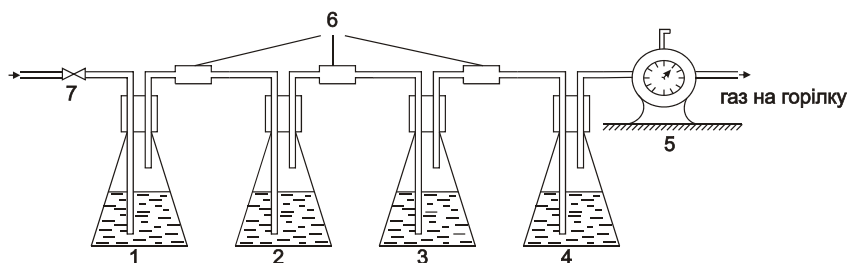
1 Перед початком досліду заливають у чотири поглинальні склянки по 50 мл розчину хлористого кадмію. У дві перші склянки, які служать для поглинання сірководню, додають по 15 мл $0,1\text{Н}$ розчину соляної кислоти, а в інші дві склянки для поглинання меркаптанів – по 15 мл розчину їдкого натрію. Склянки з'єднують послідовно гумовими муфтами 6 (рисунок 7.1).

2 Зібрану схему перевіряють на герметичність. До вихідного відводу останньої склянки під'єднують газовий лічильник 5.

3 Відкривають вентиль 7 і пропускають через поглинальні склянки досліджуваний газ. Витрату газу регулюють таким чином, щоб вона не перевищувала 20 л/год.

4 Вміст склянок 2 і 4 повинен залишатися прозорим. Під час досліду реєструють барометричний тиск, температуру і кількість пропущеного газу.

5 Після закінчення пропускання певного об'єму газу, величина якого визначається згідно з таблицею 7.1, закривають вентиль 7 і від'єднують поглинальні склянки.



1, 2, 3, 4 – поглинальні склянки; 5 – газовий лічильник;
6 – з'єднувальні гумові муфти; 7 – запірний вентиль

Рисунок 7.1 – Схема лабораторної установки

Таблиця 7.1 –Залежність об'єму пропущеного газу від передбачуваної концентрації сірководню в газі

Передбачувана концентрація Сірководню в газі, г/м ³	Об'єм газу, л
0-0,01	понад 200
0,01-0,1	200-100
0,1-0,25	100-50
0,25-0,5	50-20
0,5-2,0	20-5

1 Для визначення вмісту сірководню вміст склянки 1 виливають у конічну колбу з притертим корком, ретельно змивають склянку дистильованою водою, яку зливають у ту ж колбу. Додають 10 мл розчину йоду і, переконавшись у його надлишку, залишають колбу на 5 хвилин у темному місці. Потім, сполоснувши корок і стінки колби дистильованою водою, титрують надлишок йоду розчином тіосульфату натрію до світло-жовтого кольору, доливають 1 мл розчину крохмалю і продовжують титрування до зникнення синього забарвлення.

2 Паралельно проводять контрольне титрування за описаною методикою вмісту склянки 2 (таблиця 7.2).

Таблиця 7.2 – Залежність концентрацій розчину йоду і тіосульфату натрію від вмісту сірководню чи меркаптанів у досліджуваному газі

Передбачувана концентрація сірководню чи меркаптанів у газі, г/м ³	Рекомендована нормальність реактиву
0-0,01	0,01
0,01-0,05	0,05
0,05-2,0	0,1

3 Для визначення вмісту меркаптанів з вмістом склянки 3 проводять аналогічну обробку, але додатково, додають 10 мл розчину соляної кислоти, розведеної у співвідношенні 1:1, після додавання 10 мл розчину йоду. Паралельно проводять титрування вмісту склянки 4.

7.5 Обробка результатів дослідів

Обробка результатів лабораторної роботи полягає в наступному.

1 Розраховують вміст сірководню в газі (y), у відсотках за формулою:

$$y = \frac{(V_1 - V_2) \cdot H \cdot 11,88 \cdot 100}{V \cdot 1000}.$$

2 Розраховують вміст сірководню в газі (y_1), в грамах на 100 м³ за формулою:

$$y_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot H \cdot 0,017 \cdot 1000 \cdot 100}{V}.$$

3 Розраховують вміст меркаптанів у газі (y_2), в перерахунку на сірководень в грамах на 100 м³ за формулою:

$$y_2 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot H \cdot 0,032 \cdot 1000 \cdot 100}{V},$$

де V – об'єм пропущеного досліджуваного газу, зведений до температури 20 °С і тиску 760 мм.рт.ст., л;

V_1 – об'єм 0,1 (0,05 або 0,01) нормального розчину тіосульфату натрію, витраченого на контрольне титрування, мл;

V_2 – об'єм 0,1 (0,05 або 0,01) нормального розчину тіосульфату натрію, витраченого на титрування досліджуваного розчину, мл;

H – нормальність розчину тіосульфату натрію;

11,88 – кількість сірководню, еквівалентна 1 мл 1 н розчину тіосульфату натрію, мл;

0,017 – кількість сірководню, еквівалентна 1 мл 1 н розчину тіосульфату натрію, г;

0,032 – кількість меркаптанової сірки, еквівалентна 1 мл 1 н розчину тіосульфату натрію, г.

4 Результати досліджень заносять у таблицю 7.3.

Таблиця 7.3 – Результати проведених досліджень

Об'єм пропущеного газу при Р і t, л	Тиск, мм.рт.ст	Температура, °С	Об'єм пропущеного газу при Р=760 мм рт.ст., t=20°С	Об'єм витраченого тіосульфату натрію на титрування, мл		Нормальність розчину тіосульфату натрію	Вміст сірководню або меркаптанів в перерахунку на сірку	
				контро- льне	дослід- жувано-го розчину		% об.	г/100м ³

Таблиця 7.4 – Норма допустимих розходжень між паралельними визначеннями концентрацій сірководню або меркаптанів у газі

Концентрація сірководню або меркаптанів у газі, г/100 м ³	Допустиме розходження, г/100 м ³
0,5	0,1
1,0	0,15
2,0	0,25
5,0	0,4
10,0	0,75

Контрольні запитання

1. Чому необхідно визначати вміст сірководню і меркаптанів у природному і супутньому нафтовому газі?
2. Наведіть норми вмісту сірководню в газі, що подається в магістральний газопровід.
3. Охарактеризуйте властивості сірководню.
4. Поясніть суть методу визначення вмісту сірководню в газі.
5. Яка чутливість методу визначення вмісту сірководню в газі.
6. Охарактеризуйте порядок виконання роботи.
7. Наведіть методику обробки результатів дослідів.
8. Які допустимі розходження при паралельних вимірюваннях вмісту сірководню і меркаптанів у газі з різною їх концентрацією.

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5, 6, 7, 8, 9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 8

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ТОЧКИ РОСИ ПРИРОДНИХ І СУПУТНІХ НАФТОВИХ ГАЗІВ ЗА ВУГЛЕВОДНЯМИ І ВОЛОГОЮ З ДОПОМОГОЮ ІНДИКАТОРА КОНДИЦІЙНОСТІ ГАЗІВ «ХАРКІВ-1М»

8.1 Мета роботи

Набуття навичок визначення температури точки роси природних і супутніх нафтових газів за вуглеводнями і вологою.

8.2 Теоретична частина

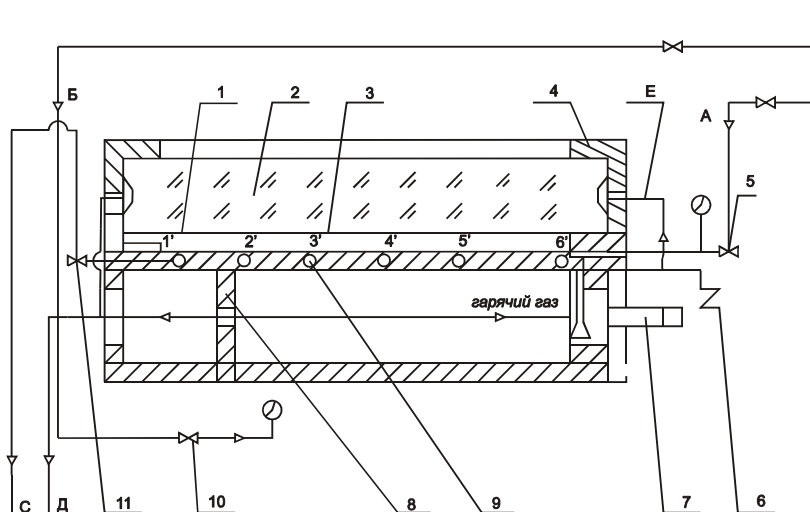
Точка роси характеризує максимальну температуру, за якої починається утворення у газовій фазі крапель рідини за заданого тиску.

Для визначення точки роси використовуються прилади конденсаційного типу – ДДН-1, ДДН-2, 8ШЗ1, «Харків-1М» та інші. Принцип їх роботи полягає в конденсації вуглеводнів і води з неперервного потоку газу на охолоджуваній дзеркальній поверхні і вимірюванні температури початку конденсації за умови рівних тисків над охолоджуваною дзеркальною поверхнею і в точці відбирання газу.

Індикатор кондиційності газів «Харків-1М» призначений для контролю якості природних і супутніх нафтових газів за вуглеводнями і вологою. Індикатор використовується для контролю роботи промислових установок підготовки газу і головних споруд магістральних газопроводів, визначення ефективності застосування інгібіторів гідратуутворення і при визначенні фазових характеристик газів.

8.3 Обладнання і прилади

Прилад «Харків-1М» складається (рисунок 8.1) з двох корпусів: основного, який разом з покриттям 4 і склом 2 утворює робочу камеру 1, і допоміжного, на якому встановлені елементи контролю і управління (вентилі 5, 10, 11 і кран 7). Основа робочої камери представляє собою дзеркальну поверхню, на якій візуально видно границі випадання вологи і вуглеводнів. Для вимірювання температури дзеркальної поверхні конденсаційної (робочої) камери призначені термокишені 9, в які вставляють термометри. Діапазон зміни температур від мінус 30 °С до плюс 50 °С.



а

1 – робоча камера; 2 – оглядове скло; 3 – конденсаційна дзеркальна поверхня; 4 – покриття; 5, 10, 11 – вентилі; 6 – запобіжний клапан; 7 – кран; 8 – втулка; 9 – термокишеня;

А - досліджуваний газ; Б - газ на вихрову трубку;
С - відвід досліджуваного газу; Д - відвід суміші холодного газу і гарячого газу з оглядового скла; Е - гарячий газ на обігрівання лінії А.



Рисунок 8.1 – Структурна схема індикатора кондиційності газів „Харків-1М” (а) та схема розташування границь випадання вологи і вуглеводнів на конденсаційній дзеркальній поверхні приладу (б)

Робота індикатора

Газ по двох підвідних лініях А і Б поступає відповідно на вхід робочої камери 1 і на вхід вихрової трубки з установленою в ній втулкою 8. Проходячи через вихрову трубку, газ розділяється на холодний і гарячий потоки. Холодний потік проходить через центральний отвір втулки 8 і відводиться в атмосферу по лінії Д. Гарячий газ поступає через кран 7 на обігрівання лінії А і оглядового вікна 2, а потім також відводиться в атмосферу. Гарячий і холодний потоки газу відповідно нагрівають одну і охолоджують іншу частини конденсаційної дзеркальної поверхні 3 робочої камери 1. Величина перепаду температур регулюється краном 7.

Досліджуваний газ попадає через вентиль 5 в робочу камеру 1, проходить над конденсаційною поверхнею 3 і через вентиль 11 відводиться в атмосферу по лінії С.

Границі конденсації фіксуються візуально по шкалі скла 2. Кожному із шести чисел на шкалі скла 2 відповідають покази термометрів.

Вуглеводні і вологу на конденсаційній дзеркальній поверхні визначають за кольором:

- плівка вуглеводнів має на межі райдужний відтінок;
- волога має сірувато-матовий відтінок і представляє собою запітніле дзеркало.

8.4 Методика проведення дослідів

Схема підключення індикатора кондиційності газів «Харків-1М» наведена на рисунку 8.2.

Порядок виконання лабораторної роботи наступний.

1 Встановити кран 9 на позначці 0.2.

2 Відкрити вентиль 5 лінії відведення досліджуваного газу «С».

3 Відкрити вентиль 4 лінії подавання досліджуваного газу «А».

4 Відкрити вентиль 1 і здійснити продування лінії впродовж 20-40 с.

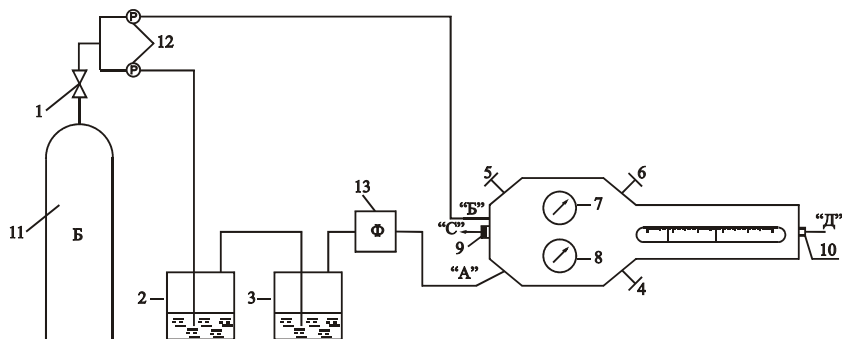
5 Прикрити вентиль 5 таким чином, щоб витрата газу, який проходить через робочу камеру, була не більше 0,06 м³/год, а його тиск, контрольований манометром з маркуванням «Р Досліджуваного газу» 8, майже не відрізнявся від тиску газу в місці його відбирання.

6 Відкрити вентиль 6 лінії подавання газу на вихрову трубку «Б».

7 Візуально перевірити стабільність усталених меж плівок вологи і вуглеводнів на дзеркальній поверхні. Схема розташування границь випадання вологи і вуглеводнів з газу на конденсаційній дзеркальній поверхні показана на рисунку 8.1.

8 Вимірювані температури дзеркальної поверхні конденсаційної камери в місцях знаходження границь вуглеводнів і вологи є шуканими температурами точок роси газу за вуглеводнями і вологою.

9 Якщо за заданого температурного режиму на дзеркальній поверхні плівки вуглеводнів і вологи не спостерігаються, то ручкою 9 необхідно перевести вихрову трубку на більш «холодний» режим роботи і повторити вимірювання до отримання позитивного результату.



А - лінія досліджуваного газу; Б - лінія газу на вихрову трубу;
 С - лінія відведення досліджуваного газу; „Д” - лінія
 відведення газу з вихрової трубки; 1, 4, 5, 6 – вентилі; 2, 3 –
 циліндри насичення газу вуглеводнями і вологою; 7, 8 –
 термометри; 9 – кран; 10 – корок; 11 – балон; 12 – газові
 регулятори; 13 - фільтр

**Рисунок 8.2 – Схема підключення індикатора
 кондиційності газів „Харків-1М”**

10 Якщо за заданого температурного режиму вся дзеркальна поверхня покриється конденсатом (вуглеводнями, вологою), то вентилем 6 і ручкою 9 необхідно перевести вихрову трубку на більш «гарячий» режим роботи і повторити вимірювання.

11 Після отримання якісних результатів закрити вентилі 1, 4, 5, 6.

12 Відкрити корок 10 отвору для чищення дзеркальної поверхні і протерти дзеркальну поверхню та оглядове скло чистою білою лляною тканиною.

13 Вставити корок 10 в отвір для чищення дзеркальної поверхні конденсаційної камери.

8.5 Оформлення результатів роботи

У звіті вказати мету роботи, навести необхідні схеми, описати методику визначення температури точки роси природних газів за вуглеводнями і вологою з допомогою індикатора кондиційності газів «Харків-1М», навести значення температури точок роси досліджуваного природного газу за вуглеводнями і вологою.

Контрольні запитання

1. Що називається точкою роси газу за вуглеводнями і вологою?
2. Які прилади використовують для визначення температури точки роси газу?
3. Яка необхідність визначення температур точок роси газу за вуглеводнями і вологою?
4. Яке призначення індикатора кондиційності газів «Харків-1М»?
5. Наведіть характеристику і принцип роботи індикатора кондиційності газів «Харків-1М».
6. Який порядок проведення роботи з визначення температур точки роси газу за вуглеводнями і вологою з допомогою індикатора кондиційності газів „Харків-1М”?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3, 5–9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 9

ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ГАЗУ ВОДОЮ З ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА

9.1 Мета роботи

Вивчення особливостей витіснення газу водою з пористого середовища, впливу капілярних сил на процес формування залишкової газонасиченості та значення кінцевого коефіцієнта газовилучення покладів в умовах водонапірного режиму.

9.2 Теоретична частина

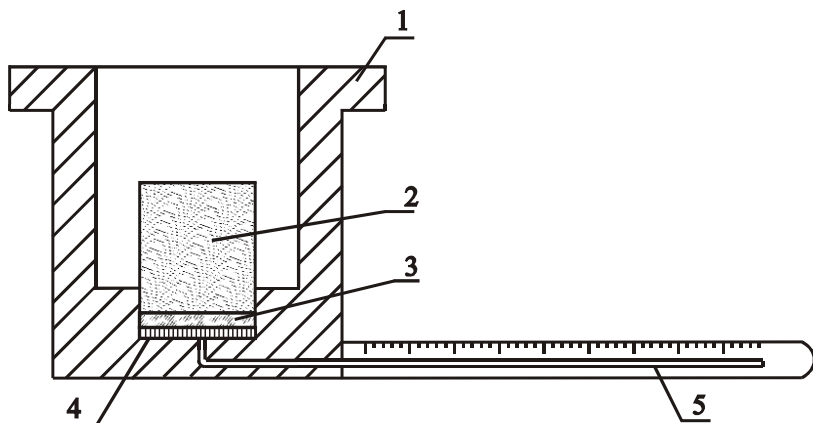
Значна кількість газових і газоконденсатних покладів пов'язана з пластовими водонапірними системами і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. Він характеризується надходженням у поклад у процесі розробки підшовних або крайових вод, зменшенням газонасиченого порового об'єму покладу, обводненням частини видобувних свердловин, неповним витісненням газу водою з пористого середовища та іншими специфічними особливостями.

Для визначення основних показників розробки газового покладу в умовах водонапірного режиму і прогнозуванні кінцевого коефіцієнта газовилучення необхідно мати дані про ефективність витіснення газу водою з пористого середовища. Значення коефіцієнтів витіснення газу водою і залишкової газонасиченості можна отримати за результатами капілярного насичення водою взірців порід – колекторів.

9.3 Обладнання та прилади

На рисунку 9.1 зображена схема лабораторної установки. Прилад для дослідження капілярного витіснення

газу водою з пористого середовища складається з корпусу 1, взірця пісковика 2, шару піску 3, фільтра 4 і капіляра з мірною шкалою 5.



*1-корпус; 2-взірець пісковика; 3-шар піску; 4-фільтр;
5-капіляр*

Рисунок 9.1 – Установка для вивчення ефективності капілярного витіснення газу водою із взірців порідколекторів

9.4 Порядок виконання роботи та обробка результатів

До початку проведення роботи в корпус приладу обережно заливають дистильовану воду і доводять положення меніска в капілярі до нульової відмітки. Залишок води вибирають з допомогою фільтрувального паперу.

Для дослідів використовується взірець пісковика у вигляді циліндра діаметром і висотою близько 3 см. Досліди можуть проводитися як із сухим взірцем, так і з моделюванням насичення взірця зв'язаною водою. До початку дослідів вимірюють діаметр та висоту взірця, визначають

методами фізики нафтового і газового пласта коефіцієнти відкритої пористості, проникності і насиченості взірця зв'язаною водою і зважують взірець.

Під час дослідів підготовлений взірець пісковика (сухий або попередньо насичений зв'язаною водою) обережно ставлять у корпус приладу на шар піску.

У момент початку переміщення меніска в капілярі включають секундомір і фіксують положення меніска в капілярі в різні моменти часу.

Після припинення переміщення меніска в капілярі фіксують час з початку дослідів, виймають взірець пісковика з корпусу приладу, обережно очищують його від піщинок і зважують.

Результати дослідів заносять в таблицю 9.1.

Таблиця 9.1 – Результати дослідів та обчислень

Час t , с	Положення рівня води в капілярі приладу $l(t)$, см	Середня висота підняття фронту води у взірці пісковика h , см	$\sqrt{t}$, $\text{с}^{1/2}$

9.5 Обробка результатів дослідів

9.5.1 Визначають коефіцієнт залишкової газонасиченості взірця пісковика за формулою:

$$\alpha_{\text{з}} = 1 - \frac{V_B}{V_{\text{газ.пор}}}, \quad (9.1)$$

де
$$V_{\text{газ.пор}} = (1 - S_{\text{зв.в.}}) \cdot m_0 \cdot V_{\text{вз.}} \quad (9.2)$$

$$V_{вз.}=0,785 \cdot d^2 \cdot H \quad (9.3)$$

$$V_B = \frac{P_2 - P_1}{\rho_B}, \quad (9.4)$$

де V_B - об'єм води, яку ввіврав взірець, см³;

$V_{газ.пор}$ - об'єм газонасичених пор взірця, см³;

$V_{вз.}$ - об'єм взірця, см³;

H – висота взірця, см;

d – діаметр взірця, см;

m_0 – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

$S_{зв.}$ – коефіцієнт насиченості взірця зв'язаною водою, частка одиниці;

P_1 – маса взірця до проведення дослідів, 10⁻³ кг (г);

P_2 – маса взірця після дослідів, 10⁻³ кг (г);

ρ_B – густина води, 10⁻³ кг/м³; (г/см³).

9.5.2 Знаходять коефіцієнт витіснення газу водою із взірця піскови́ка за формулою:

$$\beta = 1 - \frac{\alpha_3}{\alpha_n}, \quad (9.5)$$

$$\alpha_{поч} = 1 - S_{зв.в} \quad (9.6)$$

де α_n – коефіцієнт початкової газонасиченості, частка одиниці;

α_3 – коефіцієнт залишкової газонасиченості обводненого зразка, частка одиниці.

9.5.3 Визначають висоту капілярного підняття води в капілярах взірця піскови́ка за формулою:

$$h(t) = \frac{H}{L} \cdot l(t), \quad (9.7)$$

де $h(t)$ – висота капілярного підняття води в капілярах взірця піскови́ка, см;

L – загальне переміщення меніска води в капілярі приладу за час досліду, см

$l(t)$ – положення меніска води в капілярі приладу в момент часу t , см.

Результати визначення $h(t)$ і $\sqrt{t}$ заносять у таблицю 9.1.

9.5.4 Будують графічні залежності висоти капілярного підняття води у взірці пісковики $h(t)$ від часу t і $\sqrt{t}$.

9.5.5 За тангенсом кута нахилу дотичної, проведеної з нульової точки до кривої $h(t)=\varphi(t)$ визначають початкову швидкість капілярного всмоктування води W_0 , а по тангенсу кута нахилу прямолінійної ділянки залежності $h(t)=\psi(\sqrt{t})$ знаходять параметр капіляропровідності D .

Параметри W_0 і D характеризують інтенсивність проявлення капілярних сил у пористому середовищі. В реальних умовах капілярні сили мають вирішальний вплив на процес формування залишкової газонасиченості. Параметри W_0 і D взаємопов'язані. Проте перевагу слід віддати параметру капіляропровідності D , оскільки цей параметр є інтегральною характеристикою інтенсивності всмоктування води для взірця в цілому, а початкова швидкість капілярного всмоктування води W_0 характеризує властивості взірця тільки в зоні, близькій до поверхні його контакту із шаром піску в корпусі приладу і не відображає внутрішньої структури порового простору взірця.

Приклади побудови графічних залежностей $h(t)=\varphi(t)$ і $h(t)=\psi(\sqrt{t})$ зображено на рисунку 9.2.

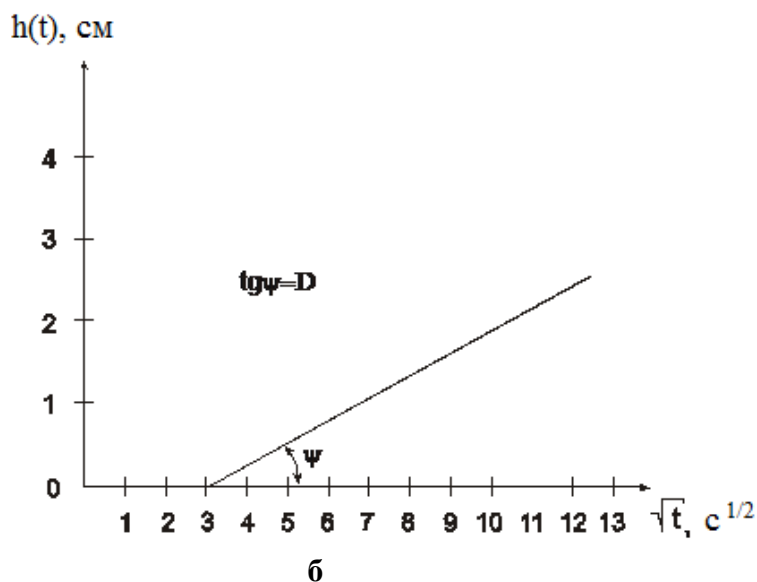
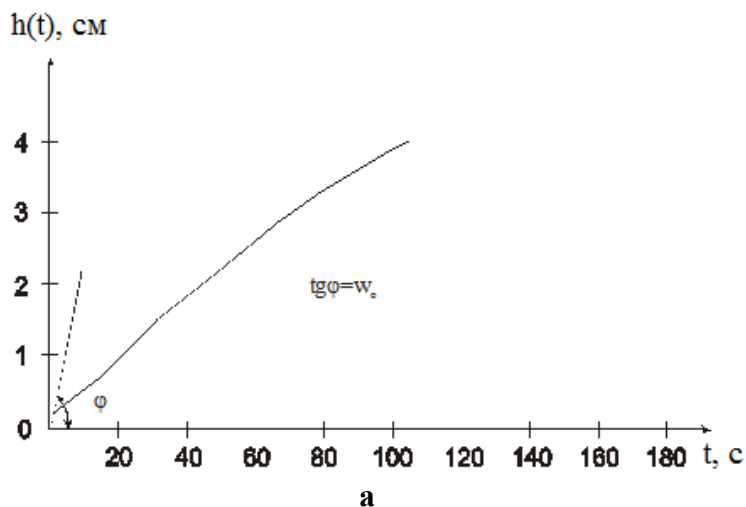


Рисунок 9.2 – Приклад побудови графічних залежностей $h(t) = \varphi(t)$ (а) і $h(t) = \psi(\sqrt{t})$ (б) і визначення по них W_0 і D .

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте режими розробки газових і газоконденсатних покладів.
2. Наведіть характерні ознаки прояву газового і водонапірного режимів розробки газових покладів?
3. Охарактеризуйте причини неповного витіснення газу водою з пористого середовища.
4. Наведіть значення коефіцієнта газовилучення покладів в умовах газового і водонапірного режимів.
5. Охарактеризуйте методи визначення коефіцієнта залишкової газонасиченості пористого середовища в умовах водонапірного режиму розробки газових і газоконденсатних покладів.
6. Охарактеризуйте порядок проведення дослідів з капілярного витіснення газу водою із взірця пористого середовища.
7. Охарактеризуйте порядок обробки результатів дослідів з капілярного витіснення газу водою із взірця пористого середовища.
8. Якими параметрами характеризується ефективність капілярного витіснення газу водою з пористого середовища, як вони фізично та аналітично пов'язані між собою?
9. Для вирішення яких задач необхідно мати дані про ефективність витіснення газу водою з пористого середовища?

Рекомендовані джерела інформації

/1–6, 10/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 10

ВИЗНАЧЕННЯ ПІНОУТВОРЮВАЛЬНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РОЗЧИНІВ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

10.1 Мета роботи

Набуття навичок визначення піноутворювальних властивостей розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) на лабораторній моделі свердловини і вивчення впливу на характеристики піноутворення типу і концентрації ПАР у спінюваній рідині, температури, складу і мінералізації води, вмісту у спінюваній рідині вуглеводневого конденсату та його фізико-хімічних властивостей.

10.2 Теоретична частина

Одним з основних ускладнень у процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є їх обводнення пластовими водами, а у разі газоконденсатних покладів, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії, також конденсація з газу важких вуглеводнів. З появою рідини (води і вуглеводневого конденсату) у пластовій продукції зменшується фазова проникність привибійної зони пласта для газу і товщина газовіддаючої частини розрізу, зростають втрати тиску у процесі руху газорідинного потоку у привибійній зоні і стовбурі свердловин та системі збору пластової продукції. В результаті зменшуються дебіти газу і конденсату. Коли дебіт газу стає нижчим мінімально необхідного значення для винесення рідини із свердловин на поверхню, починається накопичення її на вибої, утворення завислих "пульсуючих" рідинних пробок в насосно-компресорних трубах (НКТ) і поступове самоглушіння свердловини.

Для отримання високих значень коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення в умовах обводнення свердловин і конденсації з газу важких вуглеводнів необхідно забезпечити стабільну роботу свердловин шляхом винесення рідини з вибою на поверхню. Одним з найбільш простих у застосуванні і ефективних методів винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин є застосування піноутворюваних поверхнево-активних речовин (ПАР). Шляхом подачі на вибій свердловин рідких або твердих ПАР досягається спінення рідини, що поступає разом з газом з пласта. Для винесення піни потрібна значно менша витрата газу, ніж для винесення рідини. В результаті попередження скупчення рідини на вибої і створення однорідної високодисперсної структури газорідинного потоку в НКТ зменшуються втрати тиску у стовбурі свердловини, що призводить до збільшення дебітів газу і конденсату та продовження періоду стабільної експлуатації свердловини з використанням власної енергії пластового газу.

При проєктуванні технології експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин із застосуванням спіноутворювальних ПАР потрібно вибрати тип ПАР, його оптимальну концентрацію у спінюваній рідині і спосіб введення у свердловину.

Вибір типу ПАР і його концентрації у спінюваній рідині залежить від загальної мінералізації і складу пластової води, тиску, температури, вмісту у спінюваній рідині вуглеводневого конденсату і його фізико-хімічних властивостей.

Піноутворювальні ПАР повинні характеризуватись високими поверхнево-активними, стабілізуючими і диспергуючими властивостями за термодинамічних умов у стовбурі свердловини, не утворювати осаду при змішуванні з пластовою водою, не сприяти корозії газопромислового

обладнання, гідратоутворенню і солевідкладенням, бути доступними і дешевими.

У кожному конкретному випадку тип і витрату ПАР слід вибирати залежно від вибієйних тиску і температури, типу, кількості і фізико-хімічних властивостей спінюваної рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату). До цього часу відсутня уніфікована методика оцінки піноутворювальних властивостей ПАР. Одним з простих і доступних методів вибору типу ПАР та їх оптимальної концентрації у спінюваній рідині „вода-вуглеводневий конденсат” за різних температур є проведення лабораторних експериментів на моделях свердловини, за результатами яких визначають характеристики піни: кратність піни K (відношення об'єму піни до об'єму рідини, з якої вона утворилась) та стійкість піни S (величину, яка зворотня об'ємній швидкості виділення 50% рідини, пов'язаної у піну) або визначають кількість рідини, винесеної з моделі свердловини за певний період часу. Досліди проводять з використанням пластової рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату) переважно за атмосферних умов (атмосферному тиску і стандартній температурі), або з моделюванням тільки вибієйної температури чи з одночасним моделюванням тиску і температури. Для практичного впровадження вибирають із числа досліджених таку поверхнево-активну речовину, яка характеризується найбільшими значеннями кратності і стійкості піни або найбільшим об'ємом рідини, винесеної з моделі свердловини за певний період часу.

10.3 Опис приладу для визначення піноутворювальних властивостей розчинів поверхнево-активних речовин

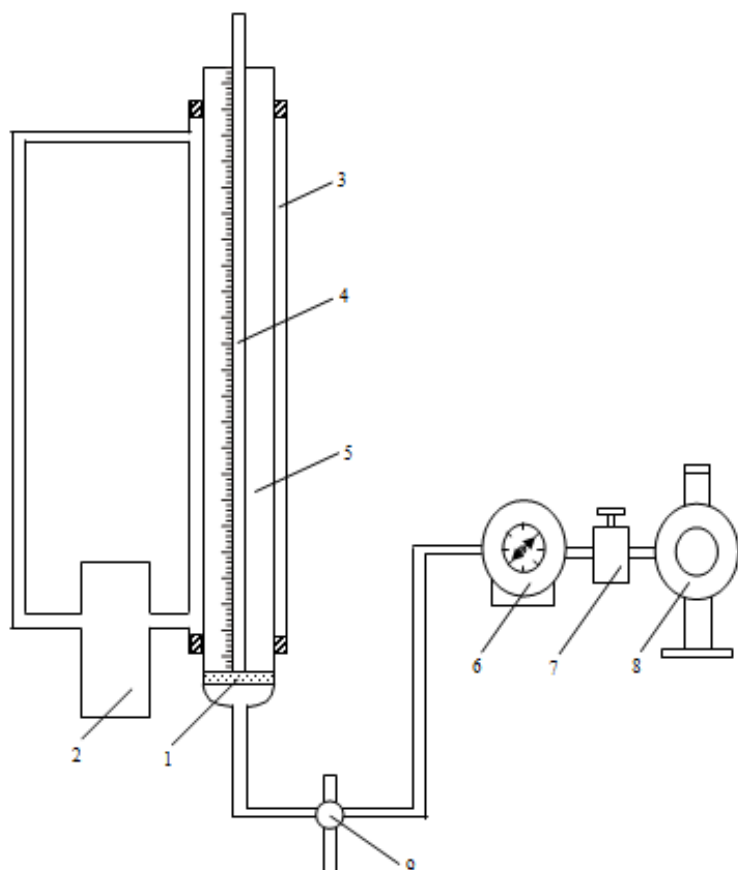
Досліди із спінення рідини проводять на установці (рисунок 10.1), основною частиною якої є вертикальна скляна

колонка 5 внутрішнім діаметром 0,036 м і висотою 1 м з кварцевим пористим фільтром 1 у нижній частині.

Колонка розміщена в кожусі-термостаті 3 із скляної труби, ущільненої з двох сторін гумовими манжетами. Потрібна температура в колонці створюється підігрітим діетиленгліколем, який подають у кільцевий простір між колонкою і кожухом з допомогою термостата 2. В колонку заливають 20 см³ досліджуваного розчину ПАР. Під час експериментів через колонку знизу вверх пропускають газ (повітря) за постійної витрати 16,6 см³/с (1 л за 60 с). Подача повітря здійснюється через розміщені в термостаті змійовики та електричний нагрівник (на рисунку 10.1 для спрощення схеми установки не зображено), що забезпечує нагрівання його до температури досліду. Витрату повітря регулюють за допомогою регулятора витрати газу 7 та фіксують за допомогою лічильника газу 6. Джерелом повітря для проведення досліджень служить компресор 8. Після пропускання 0,5 л повітря (через 30 с від початку досліду) подачу його в колонку припиняють і визначають характеристики піни, яка утворилася (кратність і стійкість).

10.4. Методика проведення досліду

Досліди проводяться з розчинами ПАР у прісній або мінералізованій воді з додаванням до води або без додавання вуглеводневого конденсату. В дослідах використовуються ПАР неіоногенного типу (наприклад, савенол, сольпен, стінол та ін.). Масова концентрація ПАР у спінюваній рідині „вода-вуглеводневий конденсат” становить 0,0625; 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 4 %, об'ємний вміст вуглеводневого конденсату – 10; 20; 30; 40; 50 %, температура – 20; 30; 40; 50; 60; 70 °С.



1 – кварцевий пористий фільтр; 2 – термостат; 3 – кожух - термостат; 4 – мірна лінійка; 5 – скляна колонка; 6 – лічильник газу; 7 – регулятор витрати газу; 8 – компресор; 9 – триходовий кран.

Рисунок 10.1 – Лабораторна установка для дослідження піноутворювальних властивостей розчинів поверхнево-активних

Кожен студент виконує лабораторну роботу тільки з одним з наведених значень досліджуваних параметрів (тип спінюваної рідини, тип ПАР, концентрація ПАР у спінюваній рідині, температура).

При проведенні експериментів використовують принцип рандомізації, що дає змогу уникнути можливих систематичних похибок у кінцевих результатах. Цей принцип передбачає випадковий порядок реалізації дослідів.

Методика проведення експериментів полягає в наступному.

1. Готують розчин досліджуваної ПАР у досліджуваній пластовій рідині об'ємом 20 см^3 і заливають його в колонку так, щоб він не стікав по стінках колонки.

2. Створюють за допомогою термостата необхідну температуру в колонці і після її стабілізації визначають висоту рівня спінюваної рідини в колонці $H_{\text{поч.}}$.

3. Пропускають через колонку знизу вверху газ (повітря) за постійної витрати $16,6 \text{ см}^3/\text{с}$ (1 л за 60 с).

4. Після пропускання 0,5 л повітря (через 30 с від початку досліду) подачу його в колонку припиняють і визначають висоту піни $H_{\text{піни}}$ по верхньому краю і висоту рівня рідини в колонці, що не спінилася, $H_{\text{зал.}}$. Одночасно включають секундомір.

5. Виключають секундомір у момент часу t_s , коли рівень рідини в колонці стане рівним $H_s = H_{\text{зал.}} + \frac{H_{\text{поч.}} - H_{\text{зал.}}}{2}$. При цьому з піни виділяється половина об'єму спіненої рідини. Значення часу t_s записують.

Якщо спінюється вся рідина в колонці, то $H_{\text{зал.}}=0$,

$$H_s = \frac{H_{\text{поч.}}}{2}.$$

10.5 Обробка результатів дослідів

10.5.1 За результатами експериментів розраховують кратність піни K і стійкість піни S за формулами:

$$K = \frac{H_{\text{піни}} - H_{\text{зал}}}{H_{\text{поч}} - H_{\text{зал}}}, \quad (10.1)$$

$$S = \frac{2 H_{\text{поч}} \cdot t_s}{(H_{\text{поч}} - H_{\text{зал}}) \cdot V_p}. \quad (10.2)$$

При спінюванні всієї рідини в колонці ($H_{\text{зал}}=0$) кратність K і стійкість S піни визначають за формулами:

$$K = \frac{H_{\text{піни}}}{H_{\text{поч}}}, \quad (10.3)$$

$$S = \frac{2 \cdot t_s}{V_{\text{рід}}}, \quad (10.4)$$

де K – кратність піни, одиниці;

S – стійкість піни, с/м³;

$V_{\text{рід}}$ – об'єм розчину ПАР, що заливається в колонку, (20 см³);

$H_{\text{поч}}$ – початкова висота рівня спінюваної рідини в колонці, см;

$H_{\text{зал}}$ – висота рівня рідини в колонці в кінці спінювання, см;

$H_{\text{піни}}$ – висота верхнього рівня піни в колонці, см;

t_s – час виділення з піни половини об'єму рідини, пов'язаної у піну, с.

Результати лабораторних досліджень заносять у таблицю 10.1.

10.5.2 За результатами лабораторних досліджень піноутворювальної здатності розчинів різних поверхнево-активних речовин у прісній і мінералізованій воді, прісній воді з додаванням вуглеводневого конденсату і мінералізованій

воді з додаванням вуглеводневого конденсату за різних концентрацій ПАР у спінюваній рідині і температурах, виконаних студентами групи, будують відповідні графічні залежності кратності і стійкості піни від концентрації ПАР у спінюваній рідині, температури та вмісту в рідині вуглеводневого конденсату.

За даними таблиці 10.1 будують графічні залежності кратності K і стійкості S піни від масової концентрації ПАР у водному розчині для різних температур.

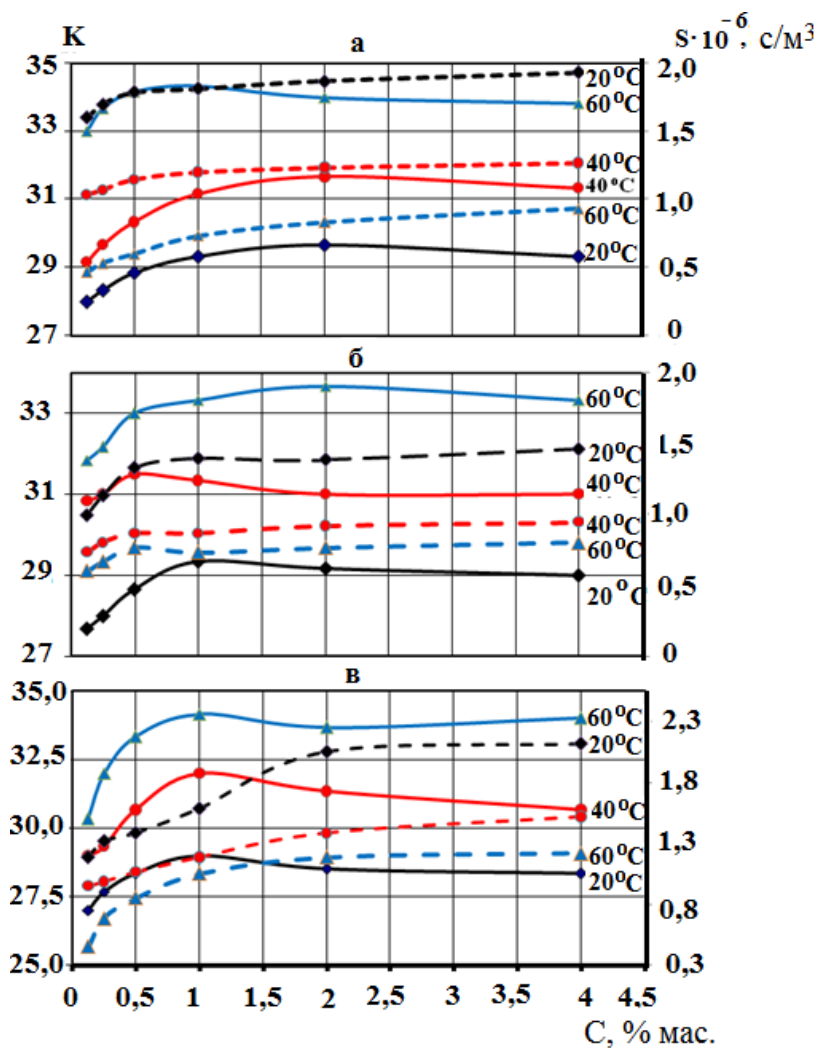
На рисунку 10.2 як приклад наведено залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації різних ПАР у прісній воді за різних температур

10.5.3 За результатами експериментальних досліджень оцінюють вплив різних факторів (мінералізація води, вміст вуглеводневого конденсату, температура) на процес піноутворення і визначають оптимальну концентрацію ПАР у спінюваній рідині.

10.5.4 Видають рекомендації щодо застосування певного типу ПАР для винесення рідини з газових і газоконденсатних свердловин.

Таблиця 10.1 – Результати дослідів та обчислень

Мінералізована вода з додаванням вуглекислого конденсату	Прісна вода з додаванням вуглекислого конденсату	Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	Прісна вода	Тип спінюваної рідини
				Об'єм розчину ПАР $V_{\text{рід}}, 10^{-6} \text{ м}^3$
				Тип ПАР
				Масова концентрація ПАР у спінюваній рідині, %
				Температура, $^{\circ}\text{C}$
				Висота рівня рідини в колонці, см
				початкова до спінювання $H_{\text{поч}}, \text{см}$
				залишкова в кінці спінювання $H_{\text{зал}}, \text{см}$
				Висота верхнього рівня піни в колонці в кінці спінювання $H_{\text{пін}}, \text{см}$
				Час виділення з піни половини об'єму рідини, яка спінилася $t_s, \text{с}$
				Кратність піни, К
				Стійкість піни S, 10^{-6} с/м^3



а) савенол SWP; б) стінол; в) софір M2; ———
кратність піни; - - - стійкість піни

Рисунок 10.2 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР у прісній воді за різних температур:

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте причини появи рідини в продукції газових і газоконденсатних свердловин.
2. Охарактеризуйте методи боротьби з обводненням газових і газоконденсатних свердловин.
3. Які є типи поверхнево-активних речовин ?
4. Які параметри характеризують піноутворювальну здатність розчинів ПАР?
5. Як визначають кратність і стійкість пін?
6. Що розуміють під критичною концентрацією міцелоутворення?
7. З якою метою визначають піноутворювальну здатність розчинів ПАР?
8. Охарактеризуйте порядок визначення піноутворювальних властивостей розчинів ПАР на лабораторній моделі свердловини.
9. Охарактеризуйте порядок обробки результатів визначення піноутворювальних властивостей розчинів ПАР на лабораторній моделі свердловини.
10. Як вибирають за результатами лабораторних досліджень на моделі свердловини тип ПАР і концентрацію ПАР у спінюваній рідині?

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3–5, 6/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №11

ВИЗНАЧЕННЯ ШВИДКОСТІ ВИНЕСЕННЯ ЧАСТИНОК ПІСКУ З ВИБОЮ МОДЕЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА ПОВЕРХНЮ ГАЗОВИМ ПОТОКОМ

11.1 Мета роботи

Дослідження умов винесення частинок твердої фази різного діаметра газовим потоком . Співставлення результатів експериментальних досліджень і розрахованих за формулою Рітінгера критичної швидкості руху газу для винесення частинок піску із свердловини.

11.2 Теоретична частина

У процесі експлуатації свердловин з нестійкими породами-колекторами при перевищенні депресією тиску на пласт критичного значення порода у привибійній зоні свердловини руйнується. Частинки породи виносяться з пласта у свердловину.

Руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) відбувається на всіх етапах „життя” експлуатації свердловини – від початку розкриття продуктивного пласта бурінням та перфорації, під час освоєння та експлуатації свердловини і до закінчення розробки покладу.

Тенденція до винесення піску послаблюється зі збільшенням глибини залягання пластів. Це пов'язано з підвищенням гірничого тиску, більш сильним стисненням піску.

Основною причиною руйнування привибійної зони є виникнення високих напружень у породі при фільтрації пластових флюїдів (газу, нафти, води) через породу або перепаду тиску біля стінки свердловини. Руйнування ПЗП

відбувається тоді, коли ці напруження перевищують межу міцності гірської породи.

Інтенсивне винесення твердої фази з пласта призводить до абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ), зминання експлуатаційної колони, забивання піском захисних пристроїв насосів, піднімальних труб і утворення піщаних корків на вибоях, що, у свою чергу, веде до зниження продуктивності свердловини аж до її повної зупинки.

Простими і доступними методами запобігання надходженню піску з пласта у свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення. До них відноситься обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої шляхом намівання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби. Фільтр повинен затримувати 70-80% (за масою) великих частинок породи пласта і пропускати дрібні частинки (не більше 20-30%). За цієї умови буде збережено механічну стійкість скелета пласта, хоча слід намагатися затримувати усі частинки породи. Фільтр повинен пропускати пластові флюїди і створювати при цьому мінімальний гідравлічний опір, запобігати проникненню твердої фази в свердловину, утворенню піщаних корків на вибоях і суттєвому зниженню дебіту свердловини. За конструкцією і технологією виготовлення розрізняють трубні, гравійні і металокерамічні фільтри.

Трубні фільтри виготовляють з труб і опускають у свердловину на експлуатаційній колоні під час спорудження свердловини або з допомогою колони НКТ всередину експлуатаційної колони.

У фільтрах найважливішими конструктивними параметрами є розміри щілин по відношенню до діаметру частинок пластового піску, що виноситься з пласта.

В останній час на практиці широко застосовують наливні гравійні фільтри. До основного їх недоліку відносять закупорювання глинистими частинками і мулом, які виносяться з пласта з подальшим руйнуванням каркаса і утворенням локальних каналів фільтрації.

Хімічні методи запобігання надходженню піску у свердловини ґрунтуються на штучному закріпленні порід у привибійній зоні свердловин різними хімічними складами. Вітчизняні та закордонні компанії активно застосовують для кріплення слабкозцементованих гірських порід полімерні композиції, суміші цементу з різними наповнювачами, синтетичні смоли, а також суміші їх з піском. Найбільший інтерес представляють суміші портландцементів, як найдешевшого і доступного в'язучого агента. Він нетоксичний, зручний у застосуванні і формує досить міцний камінь, який зберігає свої властивості в часі.

Більшість відомих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують достатньо високу ефективність зміцнення породи за одночасного збереження фільтраційних характеристик пласта.

За недостатніх швидкостей руху газу (нафти) на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові пластових флюїдів. Водночас корок може не утворитися, якщо швидкість руху газу на вході в НКТ буде вище критичної, за якої швидкість висхідного потоку газу в НКТ дорівнює швидкості падіння піщинки під дією сили тяжіння.

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Ріттинґера:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{2(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}})g \cdot d_{\text{ч}}}{\rho_{\text{г}} \cdot \varphi}} = 2,557 \sqrt{\frac{(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}})d_{\text{ч}}}{\rho_{\text{г}} \cdot \varphi}}, \quad (11.1)$$

де φ – аеродинамічний коефіцієнт ковзання, величина якого залежить від форми частинок породи, для частинок кульової форми $\varphi=0,25$.

$\rho_{\text{г}}$ – густина газу за вибієного тиску і вибієної температури, кг/м³;

$\rho_{\text{ч}}$ – густина частинки піску, ($\rho_{\text{ч}} = 2400 - 2600$ кг/м³);

$d_{\text{ч}}$ – діаметр частинки піску, м.

Густину газу за вибієного тиску і вибієної температури визначають за формулою:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{г.ст}} \frac{p_{\text{виб}} \cdot T_{\text{ст}}}{z_{\text{виб}} \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{виб}}} \quad (11.2)$$

де $\rho_{\text{г.ст}}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

$p_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої свердловини, К;

$T_{\text{ст}}$ – температура за стандартних умов, К;

$p_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, МПа;

$z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт стисливості газу за вибієного тиску і вибієної температури.

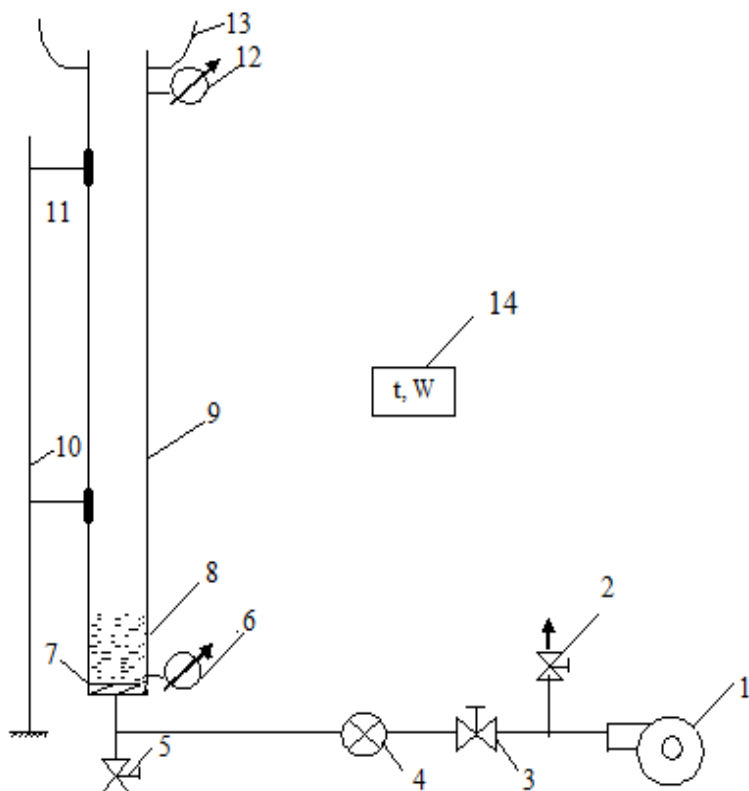
11.3 Обладнання та прилади

Швидкість винесення частинок твердої фази газовим потоком визначали на установці, яка наведена на рис. 11.1. Основним елементом установки є колонка 9 із зовнішнім

діаметром 25 мм і довжиною 0,9 м, яка моделює колонку ліфтових труб. Колонка виготовлена зі скла, що дає змогу здійснювати візуальний контроль за процесами всередині колонки. Колонка 9 закріплена за допомогою двох кріплень до штатива 10.

Для нагнітання газу в колонку використано компресор 1 відцентрового типу. Для перепускання надлишку газу в атмосферу, використовують сферичний кран 2. За допомогою сферичного крану 3 здійснюється додаткове регулювання величини витрати газу, що подається в колонку. У нижній частині колонки розміщений дротяний фільтр 7. Перед подачею газу в колонку 9 засипали кварцовий пісок.

Реєстрацію тиску в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали за допомогою аналогових датчиків диференційного перепаду тиску 6 і 12. Для визначення температури повітря і його відносної вологості використовується цифровий датчик температури і відносної вологості повітря SHT15. Передача даних з датчиків на комп'ютер здійснюється за допомогою мікроконтролерного блоку керування з подальшим їх конвертуванням в середовище Microsoft Excel.



1 – відцентровий компресор; 2, 3, 5 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 6, 12 – аналогові давачі тиску; 7 – дрітятий фільтр; 8 – піщаний корок; 9 – скляна колонка; 10 – штатив; 11 – монтажні кріплення; 13 – ємність для винесеного піску; 14 – цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15

Рисунок 11.1 – Схема установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу з моделі свердловини

11.4 Порядок виконання роботи

Перед початком лабораторної роботи необхідно включити комп'ютер і запустити програму GMCOM. Програма розроблена в середовищі об'єктно-орієнтованого програмування DELPHI. Основне вікно програми GMCOM зображено на рис. 11.2.

ГМСОМ - Програма зчитування даних з блоку керування АСП

Номер активного порта: 1 Open Close

☒ Циклічний запит

Пауза: 0 мс

Зчитати

Кількість запитів: 0

Запит температури: 10

☐ Калібрування

☐ Усереднення даних

Кожні: 10 режимів

Давачі:

☒ Температура і волог.

☒ Витрата, тиск

☒ використати АЦП 0 і 1

давач тиску № 1

☒ тиск до 10 кПа

☐ тиск до 100 кПа

давач тиску № 2

☒ тиск до 10 кПа

☐ тиск до 100 кПа

Зупинити цикл

Зсув нульового значення

Витрата, л/с: 0 Тиск 1, В: 0,1836 Тиск 2, В: 0 Маска датчиків: 1111 Вид

Результати зчитування даних

№	Температура	Вологість	Витрата	Тиск 1	Тиск 2
134	24.25	66.11	15.00	23.44	0
135	24.25	66.11	55.73	24.41	0
136	24.25	66.11	44.71	20.55	0
137	24.25	66.11	81.20	20.56	0
138	24.25	66.11	41.91	19.75	0
139	24.25	66.11	80.19	19.94	0
140	24.25	66.11	70.66	22.48	0
141	24.27	66.53	25.97	21.22	0
142	24.27	66.53	-0.00	20.16	0

Очистити таблицю Конвертувати дані в Ексел

Усереднені значення

№	Температура	Вологість	Витрата	Тиск 1	Тиск 2
1	24.234	66.194	-0.062	7.614	0
2	24.24	66.188	-0.061	7.871	0
3	24.244	66.158	-0.062	7.924	0
4	24.246	66.14	-0.062	7.849	0
5	24.244	66.128	-0.062	7.762	0
6	24.25	66.11	-0.06	7.634	0
7	24.246	66.098	-0.061	7.542	0
8	24.244	66.08	35.291	7.625	0

Очистити таблицю Конвертувати дані в Ексел

Рисунок 11.2 – Основне вікно програми GMCOM

Методика виконання досліджень винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу на установці:

1. Засипають підготовлену фракцію піску у скляну колонку 9.
2. Включають відцентровий компресор 1.

3. Здійснюють нагнітання газу в нижню частину колонки 9 за допомогою компресора 1, плавно збільшуючи швидкість руху газу від 0,295 до 10,2 м/с.

4. За допомогою аналогового давача AWM720P1 4 вимірюють витрату газу.

5. Ресстрацію тисків в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснюють за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску 6 і 12.

6. Винесені частинки піску збирають у ємність 13 і зважують на електронній вазі.

Дослід закінчують, коли виноситься весь пісок із скляної колонки.

Результати дослідів заносять в таблицю 11.1

Таблиця 11.1 – Результати дослідів з визначення швидкості винесення частинок піску газовим потоком з моделі свердловини

Діаметр частинок піску (фракція піску), мм	Середня температура, оС	Витрата повітря, л/хв	Тиск в нижній частині колонки, Па	Тиск в верхній частині колонки, Па	Перепад тиску, Па	Середній тиск, Па	Коефіцієнт стисливості за Рер, Тер	Середня швидкість руху повітря, м/с

11.5 Обробка результатів роботи

Визначають середній тиск в свердловині:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) \quad (11.3)$$

де P_1 – тиск у нижній (перед корком) частині колонки, Па;

P_2 – тиск у верхній частині колонки, Па.

Коефіцієнт стисливості повітря за середнього тиску та температури приймають рівним 1.

$$Z_{cp} = 1$$

Визначають середню швидкість руху повітря:

$$W_{cp} = \frac{4 \cdot q \cdot Z_{cp} \cdot P_{at} \cdot T_{cp}}{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot P_{cp} \cdot T_{ст}} \quad (11.4)$$

де q – витрата повітря, м³/с;

P_{at} – атмосферний тиск, Па;

T_{cp} – середня температура повітря у свердловині, К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр моделі свердловини, м;

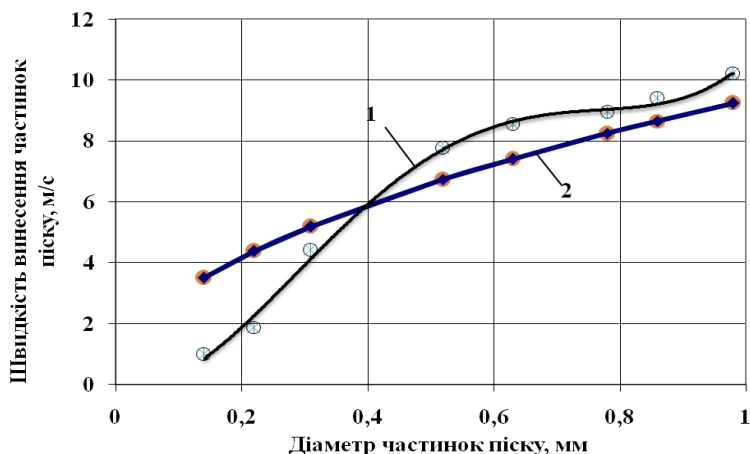
$T_{ст}$ – стандартна температура, К.

За результатами таблиці 11.1 будують графічну залежність швидкості винесення частинок піску потоком газу від їх діаметру (приклад наведено на рис.11.3, лінія 1).

Визначають критичну швидкість руху газу за формулою Рітінгера (рис.11.3, лінія 2).

Для підняття частинок піску на поверхню необхідно, щоб швидкість газового потоку перевищувала критичну швидкість більше 20%.

Порівнюють між собою критичну швидкостей руху газу за формулою Рітінгера, яка необхідна для попередження скупчення піщинок на вибої, і співставляють її з результатами лабораторних досліджень.



1 – за експериментальними даними;
2 – за формулою Рітінгера

Рисунок 11.3 – Залежності швидкості винесення частинок піску (1) і критичної швидкості (2) від діаметру піщинок

Контрольні запитання

1. Наведіть причини руйнування привибійної зони пласта.
2. Охарактеризуйте методи запобігання руйнування привибійної зони пласта.
3. Дайте визначення критичної швидкості руху газу.
4. Напишіть і поясніть формулу Рітінгера для визначення критичної швидкості руху газу.
5. Наведіть елементи установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу з моделі свердловини.

6. Охарактеризуйте порядок виконання досліджень з винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу на установці.
7. Як обробляють результати досліду з визначення швидкості винесення частинок піску з вибою свердловини на поверхню газовим потоком

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3–5/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №12

ОЗНАЙОМЛЕННЯ З ОБЛАДНАННЯМ ТА ОСОБЛИВОСТЯМИ РОБОТИ ПЛУНЖЕРНОГО ПІДНІМАЧА ДЛЯ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ СВЕРДЛОВИН

12.1 Мета роботи

Вивчення будови, принципу роботи установки, а також конструктивних особливостей плунжерів для плунжерного піднімача для винесення рідини з газових свердловин

12.2 Теоретична частина

До основних проблем, що ускладнюють процес видобування газу із свердловини, відноситься накопичення води та вуглеводневого конденсату на вибої. Ця проблема особливо актуальна на завершальній стадії розробки родовищ, коли вже пластової енергії є недостатньо для створення високих швидкостей руху газового потоку.

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин в умовах накопичення рідини на вибої призводить до прогресуючого зменшення поточного дебіту газу, і зниження робочого гирлового тиску. Таким чином подальша нестабільна робота свердловини призводить до припинення її природного фонтанування (зупинки) та зменшення продуктивного часу роботи свердловини.

На сьогоднішній день для боротьби з накопиченням рідини на вибої газових і газоконденсатних свердловин розроблено досить широкий ряд методів. Методи, які дозволяють видалити рідину із свердловини на поверхню, поділяють на газодинамічні, фізико-хімічні та механізовані. Одним з механізованих методів інтенсифікації роботи таких свердловин є застосування плунжерного піднімача.

Для переведення свердловини на експлуатацію плунжерним піднімачем необхідно встановити спеціальне наземне та підземне обладнання. Підземне обладнання включає насосно-компресорні труби (НКТ), стопор НКТ, вибійний якір, та вибійний амортизатор. Типове наземне обладнання, яке запропоноване компанією, Weatherford зображено на рис. 12.1.

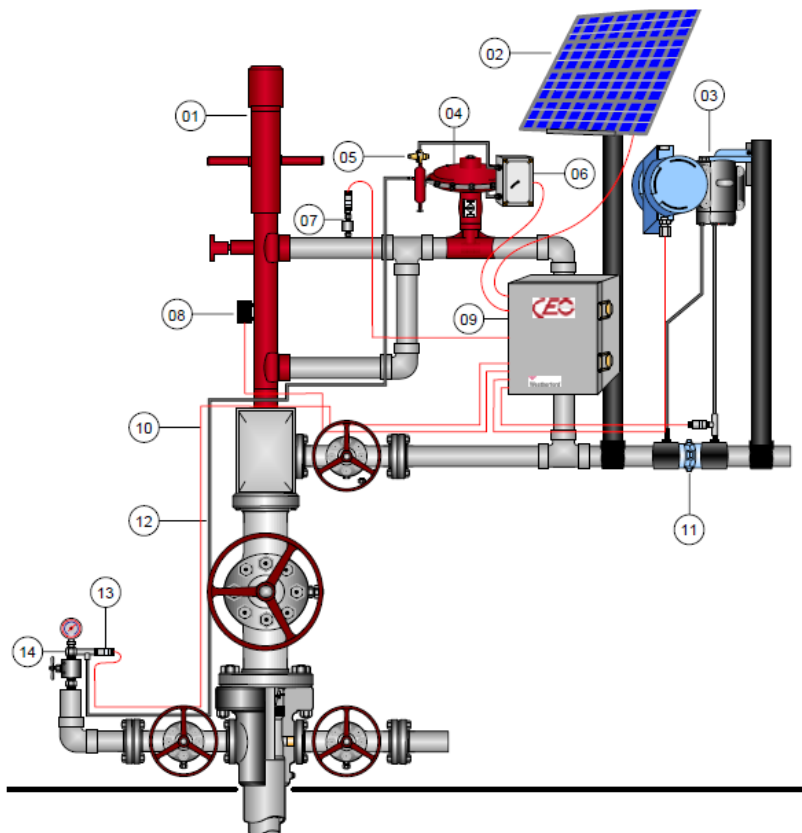
Робота системи плунжерного піднімача залежить від природного підвищення тиску в газовій свердловині протягом певного часу, коли свердловина закрита. Накопичений тиск в свердловині має бути достатньо вищим, ніж тиск у викидній лінії, щоб підняти плунжер і стовп рідини на поверхню. Клапанний механізм, керований мікропроцесором, регулює надходження газу із свердловини у шлейф і автоматизує процес.

Контролер зазвичай живиться від сонячної акумуляторної батареї та може працювати циклами від налаштування таймера часу або мати твердотільну пам'ять і програмовані функції.

Робота системи типового плунжерного піднімача включає в себе наступні етапи:

1. При русі газу із свердловини в збірну лінію плунжер знаходиться на нижньому амортизаторі, рідина накопичується в стовбурі свердловини. При цьому поступово збільшується протитиск на пласт, який зменшує дебіт газу.

2. Свердловина відключається автоматичним контролером і починається процес наростання тиску в колоні НКТ та затрубному просторі. Як тільки досягається певне значення тиску, свердловина відкривається і плунжер із стовпом рідини рухається на поверхню.



1 – лубрикатор; 2 – сонячна панель; 3 – диференціальний перетворювач; 4 – клапан з приводом; 5 – дозатор/регулятор; 6 – запірний клапан; 7 – голковий клапан; 8 – датчик прибуття плунжера; 9 – контролер; 10 – лінії датчиків тиску; 11 – монтажне кріплення; 12 – імпульсні трубки; 13 – перетворювач; 14 – T-трубка

Рисунок 12.1 – Типове наземне обладнання, яке використовується для експлуатації свердловини плунжерним піднімачем від компанії Weatherford

3. Коли плунжер піднімається на поверхню, газ і накопичена рідина над ним рухається верхнім і нижнім виходами на маніфольді.

4. Плунжер надходить до гирла і захоплюється в лубрикаторі, який розташований навпроти верхнього вихідного отвору.

5. Газ, який підняв плунжер, рухається через нижній вихід до збірної лінії.

6. Коли потік газу стабілізується, автоматичний контролер відпускає плунжер і він опускається назад в НКТ.

7. Цикл повторюється.

Основна тенденція при конструюванні плунжерів – це застосування ущільнення, що розширюється, яке при ході плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при ході вгору також автоматично розширюється і контактує із стінками труб.

Для кращого контактування плунжера зі стінками труб запропоновано плунжер з підпружиненими лопатями, що розсуваються (рис. 12.2). Крім того в корпусі плунжера встановлені розділювальні затвори, які запобігають різким ударам плунжера до стиків труб.



Рисунок 12.2 – Плунжер, що розширюється

Для малодібних свердловин, у продукції яких є пісок, солі та тверді механічні частинки, запропоновано застосовувати плунжер, покритий гнучкою нейловою щетиною (рис. 12.3). Щіткове покриття ефективно відчищає відкладення піску, солей та дрібних глинисто-піщаних фракцій, які накопичились всередині піднімальних труб. Діаметр щетини дещо більший за діаметр корпусу плунжера, тому він створює ефективне ущільнення завдяки кращому приляганню до стінок труб.



Рисунок 12.3 – Плунжер з покриттям з нейлової щетини

Американська компанія «Production control services» для запобігання відкладанню парафіну вздовж колони НКТ пропонує використовувати Ring Plunger – „кільце плунжер” (рис. 12.4) і Solid Plunger – „цільний плунжер” (рис. 12.5).



Рисунок 12.4 – Ring Plunger

Ring Plunger має більш ніж 20 пружинних витків, які ефективно видаляють відкладення парафіну і постійно контактують зі стінкою НКТ, створюючи високоефективне ущільнення.



Рисунок 12.5 – Solid Plunger

Solid Plunger також ефективно видаляє відкладення парафіну і має міцний цільний корпус, який дозволяє плунжеру швидше опускатись до вибою свердловини порівняно з плунжером попередньої конструкції.

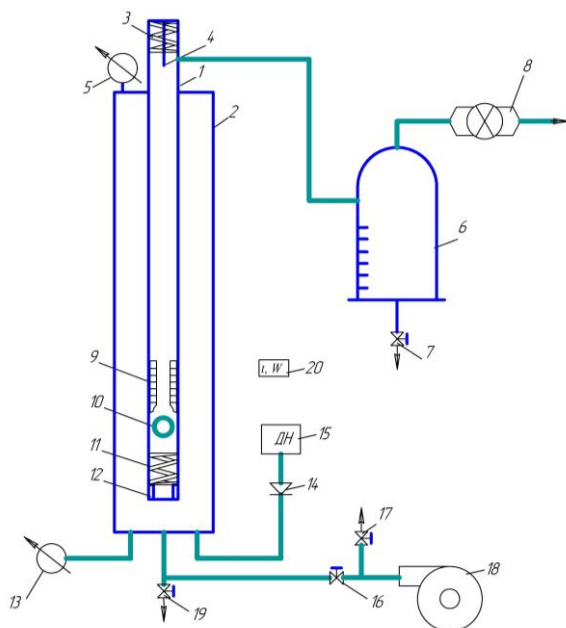
12.3 Обладнання та прилади

Установка плунжерного піднімача для проведення лабораторної роботи зображена на рис. 12.6. Вона працює в режимі безперервної дії та являє собою зменшену модель свердловини. Основним елементом установки є плунжер, який складається з корпусу плунжера 9 у вигляді пустотілого циліндра з рядом поперечних канавок на зовнішній поверхні та кульки 10. Наявність клапана в корпусі плунжера забезпечує опускання його під власною вагою до вибою і піднімання під тиском газу до гирла. Після досягнення плунжером гирла свердловини клапан відкривається, і плунжер падає вниз, пропускаючи крізь себе рідину і газ, які поступають у свердловину. Клапан плунжера механічно закривається у момент удару плунжера до нижнього амортизатора. При цьому плунжер стає ніби суцільним поршнем, здатним підняти розгазовану рідину, що накопичилась у піднімальних трубах за попередній цикл роботи плунжера.

Для зменшення ударних навантажень, які виникають при роботі плунжера, використовуються верхній 3 та нижній 11 амортизатори. Шток 4 служить для відокремлення кульки від корпусу плунжера на дві механічно не скріплені секції. Плунжер є головним елементом у процесі піднімання рідини плунжерним ліфтом.

Внутрішня 1 та зовнішня 2 колонки, виготовлені з товстостінного прозорого скла. Для нагнітання газу в установку використовується компресор 18 відцентрового типу, для перепускання надлишку газу в атмосферу використовується сферичний кран 17. За допомогою сферичного крану 16 здійснюється додаткове регулювання величини витрати газу, що подається в установку.

Подача і регулювання витрати води здійснюється за допомогою малопродуктивного дозувального насоса 15 – Peripamp Electronic через зворотний клапан 14.



1 – внутрішня скляна колонка $35 \times 1,5$ мм; 2 – зовнішня скляна колонка 60×5 мм; 3, 11 – верхній та нижній амортизатори; 4 – шток; 5, 13 – аналогові датчики диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP; 6 – газорідинний сепаратор; 7, 16, 17, 19 – сферичні крани; 8 – аналоговий датчик витрати газу AWM720P1; 9 – корпус плунжера; 10 – куля; 12 – обмежувач ходу плунжера; 14 – зворотний клапан; 15 – малопродуктивний дозувальний насос Peripamp Electronic; 18 – відцентровий компресор; 20 – цифровий датчик температури і відносної вологості газу SHT15

Рисунок 12.6 – Лабораторна установка плунжерного піднімача

Розділення газорідинної суміші відбувається в сепараторі 6, після чого вимірюється витрата газу аналоговим давачем витрати газу 8. За необхідності можна вимірювати об'єм води, що виноситься з моделі свердловини за допомогою поділок, які нанесені на корпусі сепаратора 6.

Вимірювання тиску в нижній частині внутрішньої колони та в затрубному просторі здійснюється за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску газу, а для визначення температури газу і його відносної вологості використовується цифровий давач температури і відносної вологості газу.

Для передачі інформації від давачів витрати, тиску та температури на комп'ютер використовується мікроконтролерний блок керування (рис. 12.7), функцією якого є збір даних з давачів і посилення пакету даних на комп'ютер.



Рисунок 12.7 – Схема підключення датчиків витрати, тиску та температури через мікроконтролерний блок керування до комп'ютера

12.4 Порядок виконання роботи

Перед початком лабораторної роботи необхідно включити комп'ютер і запустити програму GCOM. Програма розроблена в середовищі об'єктно-орієнтованого

програмування DELPHI і є незалежним файлом. Основне вікно програми GMCOM зображено на рис. 12.8.

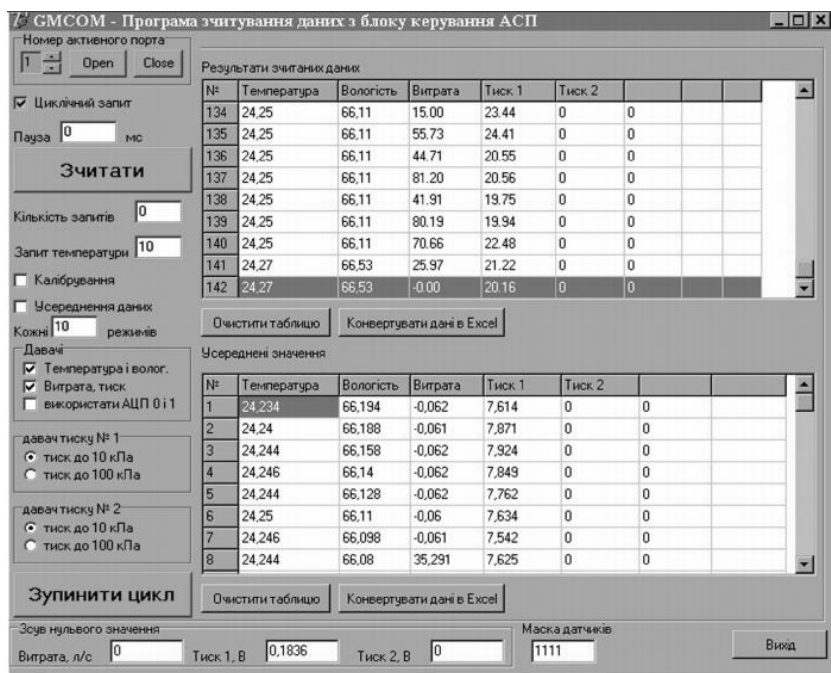


Рисунок 12.8 – Основне вікно програми GMCOM

Після підготовки етапу засобів зняття даних можна включити компресор 18 і дозувальний насос 15. Шляхом плавного збільшення витрати газу за допомогою редуктора на компресорі, необхідно встановити режим руху плунжера, який відповідатиме мінімальній витраті газу. Витрату газу, тиски в нижній частині колони та в затрубному просторі необхідно вимірювати в реальному часі при роботі плунжера в режимі безперервного руху вниз/вверх. Витрату рідини при цьому необхідно задати в межах 4 – 10 мл/с. Експеримент можна завершувати при знятті 8-10 циклів роботи плунжера.

12.5 Обробка результатів роботи

Для математичної обробки результатів лабораторної роботи необхідно провести конвертування даних з основного вікна програми GMCOM в середовище Microsoft Excel (табл. 12.1).

Таблиця 12.1 – Параметри роботи установки плунжерного піднімача

№ досліду	Час, с	Температура, °C	Витрата повітря, л/хв	Тиск на вибої, Па	Затрубний тиск, Па	Витрата води, мл/с

За даними таблиці 12.1 будують графічну залежність (приклад наведено на рис. 12.9) зміни в часі витрати повітря, тисків на вибої та в затрубному просторі при безперервній роботі плунжера за постійної подачі рідини на вибій. Аналіз побудованої графічної залежності дозволяє зробити висновок про такі основні параметри роботи установки плунжерного піднімача: кількість циклів роботи плунжера, об'єм винесеної рідини за цикл, тривалість циклу піднімання та опускання плунжера.

Q, л/хв

Pв, Pзт, Па

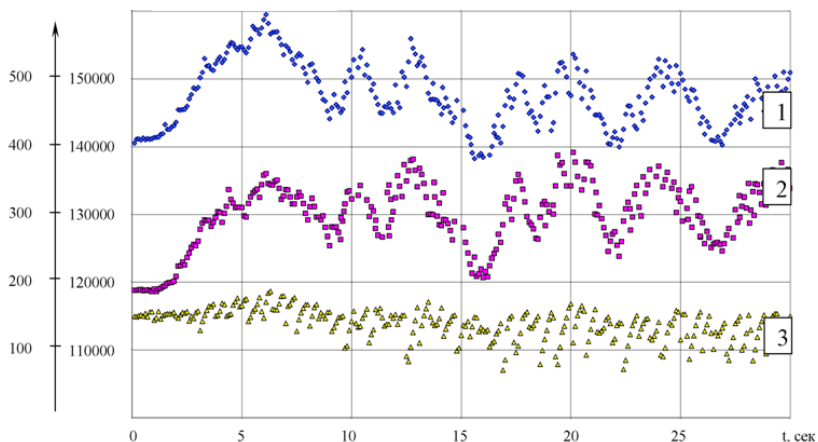


Рисунок 12.9 – Зміна в часі витрати газу (1), тисків на вибої (2) та в затрубному просторі (3) при безперервній роботі плунжера за постійної подачі рідини 7 мл/с на вибій

Контрольні запитання

1. Наведіть методи боротьби з накопиченням рідини на вибої газових чи газоконденсатних свердловин.
2. Охарактеризуйте обладнання яке додатково необхідно встановити на свердловину для переведення її на експлуатацію плунжерним піднімачем.
3. Наведіть етапи при роботі плунжера у свердловині із циклом вниз-вверх?
4. Охарактеризуйте типи плунжерів для плунжерного піднімача?
5. Яку роль відіграє ущільнення між плунжером та колоною НКТ? Які типи ущільнень застосовуються для плунжерів?
6. Охарактеризуйте поверхнєве обладнання установки плунжерного піднімача.
7. Який тип плунжера використовується для проведення лабораторної роботи?
8. Наведіть порядок виконання роботи.

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3–5/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №13

ВИЗНАЧЕННЯ ШВИДКОСТІ РУХУ ГАЗУ ДЛЯ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ З ПОНИЖЕНОЇ ДІЛЯНКИ ГАЗОПРОВОДУ

13.1 Мета роботи

Вивчення особливостей руху газорідинної суміші в газопроводі, впливу наявності рідини на пропускну здатність газопроводу та швидкості руху газу для винесення рідини з пониженої ділянки газопроводу.

13.2 Теоретична частина

Природний газ, який рухається по шлейфах газових свердловин, несе із собою пісок, окиси заліза, воду, вуглеводневий конденсат та ін. Тверді і рідкі домішки осідають в понижених ділянках газопроводу і в інших місцях, де наявні відповідні умови, що призводить до зменшення “живого” перерізу трубопроводу, зниження його пропускну здатності і збільшення втрат тиску при русі газового потоку. Накопичення води і конденсату в газопроводі в осінньо-зимовий період може призвести до утворення гідратних і льодяних корків, що значно зменшує пропускну його здатність, а в деяких випадках може призвести до повного закупорювання газопроводу.

Джерелом рідини, що накопичується у викидних лініях, може бути крапельна рідина (вода і конденсат), що надходить із свердловин разом з газом, а також конденсаційна вода і сконденсовані вуглеводні, що випадають з газу при зниженні температури і тиску.

Найбільший об'єм рідини накопичується на висхідних ділянках шлейфів свердловин. Тут вона утворює гідравлічний затвор, який частково або повністю перекриває переріз труби,

що збільшує гідравлічні опори і гідростатичний перепад тиску. Внаслідок цього загальний перепад тиску на висхідних ділянках промислового газопроводу може бути в десятки і сотні разів більшим, ніж перепад тиску при русі сухого газу.

До факторів, які призводять до накопичення рідини в понижених ділянках промислових газопроводів, відносяться:

- конденсаційна рідина, яка випадає з газорідинного потоку при створенні відповідних термодинамічних умов;
- низька швидкість руху газу внаслідок поступового зменшення дебіту свердловини;
- бувають випадки, коли рідина присутня у газопроводі ще перед введенням його в роботу;
- наявність місцевих опорів по всій довжині газопроводу.

Спільний рух газу і рідини трубопроводом характеризується наявністю різних форм течії, які визначаються в основному розподілом фаз по поперечному перерізу труби, що, у свою чергу, залежить від об'ємного вмісту рідкої фази в газорідинному потоці, швидкості течії, фізичних властивостей обох фаз та інших факторів.

Різноманітні структури течії, характерні для спільного руху рідини і газу трубопроводом, описані як вітчизняними так і зарубіжними науковцями. До них відносяться наступні основні структури руху газорідинних потоків у горизонтальних трубах:

- роздільна (з гладкою і хвилювою поверхнею розділу);
- кільцева (плівкова, плівково-дисперсна);
- коркова (снарядна, чоткова);
- бульбашкова.

Крім наведених форм руху газорідинних потоків у горизонтальних трубах, в багатьох роботах вказується існування емульсійного, розпиленого і деяких інших видів потоків.

Механізм впливу рідинних скупчень на пропускну здатність газопроводів майже не залежить від кількості рідини, яка поступає в газопровід. Навіть при незначному вмісті рідини ($2-3 \text{ см}^3/\text{м}^3$) в газовому потоці, скупчення її можливе повною мірою відповідно до швидкості руху газу, але цей процес буде розтягнутий в часі.

Для забезпечення нормальної роботи промислових газопроводів за наявності в газі крапельної рідини необхідно проводити заходи, спрямовані на попередження скупчення рідини або періодичне її видалення.

Попереджувальні заходи здійснюються шляхом:

- вибору оптимального режиму роботи газопроводу, який забезпечує необхідну швидкість руху газу;
- встановлення розширювальних камер безпосередньо біля гирла свердловини;
- вибору траси прокладання газопроводу з найбільш рівним рельєфом;
- безперервного або періодичного подавання в газопровід піноутворювальних ПАР.

Для очищення порожнини газопроводу від рідини та інших забруднень (піску, частинок корозії металу і т.д.) здійснюють наступні заходи:

- продування в атмосферу на амбар;
- продування свердловин в газозбірні мережі низького тиску;
- продування шлейфу на установку збору і підготовки газу;
- продування через ежектор;
- продування через сепаратор, обв'язаний на гирлі свердловини;
- продування через сепаратор, що знаходиться в обв'язці на установках збору і підготовки газу;

- продування шлейфу свердловини шляхом пуску газу з іншої свердловини через перемичку;
- продування шляхом різкого підвищення швидкості руху газу;
- закачування розчинів ПАР (поверхнево- активної речовини);
- очищення за допомогою різних пристроїв (очисна куля, еластичні поршні, поршні-сфери, поршні-йорші і т.д).

13.3 Обладнання та прилади

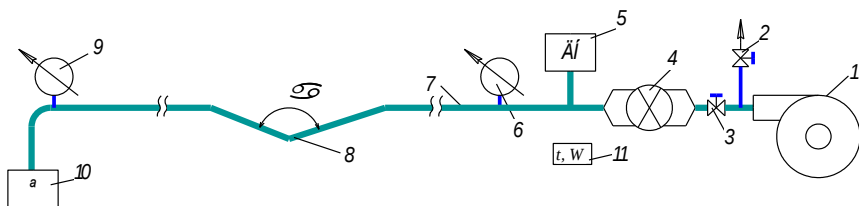
Установка для вивчення процесу руху газорідинної суміші в рельєфному газопроводі зображена рисунку 13.1. Вона складається з відцентрового компресора 1, сферичних кранів 2 та 3, аналогового давача витрати газу 4, низькопродуктивного дозувального насоса 5, аналогових давачів диференційного перепаду тиску газу 6 та 9, скляного трубопроводу 28×1,5 мм, ділянки з пониженою частиною трубопроводу 8, ємності для рідини 10, цифрового давача температури і відносної вологості газу 11.

Процес передачі даних з давачів на комп'ютер і конвертування їх в Microsoft Excel описано в лабораторній роботі №12.

13.4 Порядок виконання роботи

Як газову фазу під час виконання лабораторної роботи використовують повітря (враховуючи результати досліджень багатьох науковців про тотожність природного газу і повітря як робочих середовищ), як рідинну фазу – прісну воду.

Для регулювання необхідної витрати газу на вході в газопровід 7 передбачено сферичний кран 2, через який здійснюється перепускання частини повітря в атмосферу.



1 – відцентровий компресор; 2, 3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу; 5 – низькопродуктивний дозувальний насос; 6, 9 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску газу; 7 – скляний трубопровід $28 \times 1,5$ мм; 8 – ділянка пониженої частини трубопроводу; 10 – ємність для рідини; 11 – цифровий давач температури і відносної вологості газу

Рисунок 13.1 – Схема установки для дослідження процесу руху газорідинного потоку в газопроводі

Зміна витрати повітря на вході в газопровід здійснюється шляхом перепускання частини потоку повітря на крані 3.

Для вимірювання витрати повітря в лабораторній установці використовується аналоговий давач витрати газу AWM720P1, для визначення перепаду тиску газу – аналоговий давач диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP, а для визначення температури газу і його відносної вологості – цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15.

Подача і регулювання витрати води здійснюється за допомогою низькопродуктивного дозувального насоса 5.

Перша частина роботи. Понижену ділянку газопроводу необхідно заповнити водою, послідовно перекриваючи поперечний переріз труби на 25, 50 та 75%. Після цього на вхід в установку подати повітря із швидкістю руху потоку від 1 м/с до 15 м/с. При покроковій зміні витрати робочого середовища фіксується температура та відповідні значення

тисків (на початку і в кінці досліджуваної ділянки) аж до повного винесення рідини з пониженої ділянки, про що візуально видно через скляну стінку трубопроводу. Експеримент необхідно закінчити, коли з пониженої ділянки винесеться вся рідина. Результати дослідів заносять в таблицю 13.1.

Друга частина роботи. На вхід в установку одночасно необхідно подати воду та повітря, тобто змодельовати двофазний потік. Витрату води слід задати 2 мл/с, а витрату повітря слід змінювати покроково із швидкістю руху потоку від 1 м/с до 15 м/с. Як і в першій частині дослідів слід фіксувати температуру, витрату та тиски на початку і в кінці ділянки. Аналогічний дослід слід повторити при витраті води 4 мл/с. Результати дослідів заносять в таблицю 13.2.

Таблиця 13.1 – Результати дослідів та обчислень першої частини дослідів

Середня температура, °С	Витрата повітря, л/хв	Тиск на початку газопроводу, Па	Тиск в кінці газопроводу, Па	Перепад тиску, Па	Середній тиск, Па	Коефіцієнт стисливості за $P_{ср}, T_{ср}$	Середня швидкість руху повітря, м/с
за відсутності рідини в пониженій ділянці							
ступінь заповнення рідиною – 25 %							
ступінь заповнення рідиною – 50 %							
ступінь заповнення рідиною – 75 %							

Таблиця 13.2 – Результати дослідів та обчислень другої частини досліду

Середня температура, °C	Витрата повітря, л/хв	Тиск на початку газопроводу, Па	Тиск в кінці газопроводу, Па	Перепад тиску, Па	Середній тиск, Па	Коефіцієнт стисливості за $P_{\text{ср}}$, $T_{\text{ср}}$	Середня швидкість руху повітря, м/с
за відсутності подачі рідини							
витрата води 2 мл/с							
витрата води 4 мл/с							

13.5 Обробка результатів роботи

1. Визначають для кожного значення тиску перепад тиску в газопроводі:

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (13.1)$$

де P_1 – тиск на початку газопроводу, Па;

P_2 – тиск в кінці газопроводу, Па.

2. Обчислюють середній тиск в газопроводі за формулою:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) \quad (13.2)$$

3. Коефіцієнт стисливості повітря за середнього тиску та середньої температури приймають рівним 1

$$Z_{\text{ср}} = 1$$

4. Визначають середню швидкість руху повітря:

$$W_{cp} = \frac{4 \cdot q \cdot Z_{cp} \cdot P_{at} \cdot T_{cp}}{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot P_{cp} \cdot T_{ст}} \quad (13.3)$$

де q – витрата повітря, м³/с;

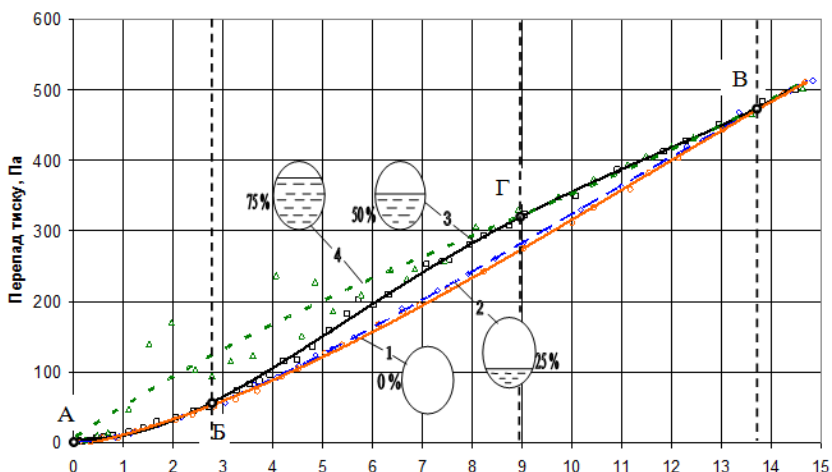
P_{at} – атмосферний тиск, Па;

T_{cp} – середня температура повітря в газопроводі, К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$T_{ст}$ – стандартна температура, К.

За результатами таблиці 13.1 будують графічну залежність загального перепаду тиску в газопроводі від швидкості руху повітря (приклад залежності наведено на рис. 13.2) за відсутності рідини, а також за різного ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною. Із побудованої графічної залежності визначають необхідну швидкість руху повітря для винесення рідини з пониженої ділянки за параметрами спільної точки перетину усіх чотирьох ліній. Екстраполяція вертикальної лінії з отриманої точки на вісь абсцис дозволяє отримати шукане значення швидкості руху повітря.



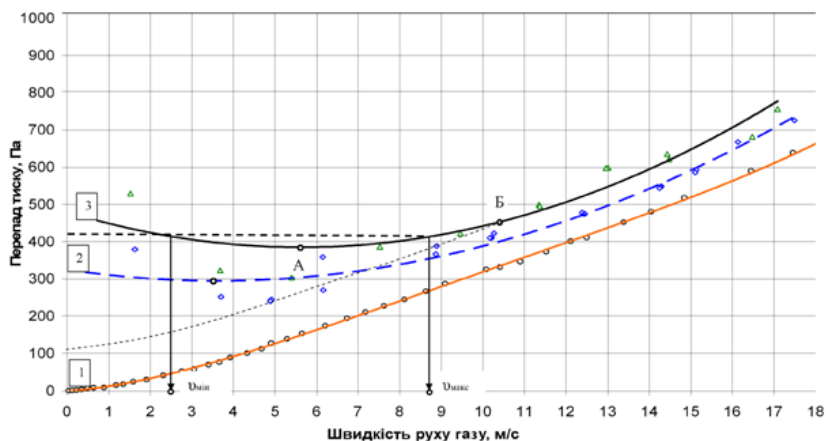
1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25 %; 3 – ступінь заповнення рідиною – 50 %; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75 %

Рисунок 13.2 – Графічна залежність загального перепаду тиску в промисловому газопроводі від швидкості руху газу за різного ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною для кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5°

За результатами таблиці 13.2 будують графічну залежність перепаду тиску в газопроводі під час руху газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини (приклад залежності наведено на рис. 13.3).

На отриманих залежностях можна виділити дві характерні точки: точку А, яка відповідає мінімальному перепаду тиску, за якого можливий рух газорідинної суміші газопроводом заданого діаметру і кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, та точку В (яка лежить на паралельній до кривої лінії 1, яка побудована для подачі тільки повітря), що характеризує найменшу кількість питомої

енерговитратності на одиницю об'єму або маси суміші. Під питомою енерговитратністю розуміють відношення втрат тиску на тертя по довжині газопроводу до витрати повітря.



1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – витрата рідини 1,5 мл/с; 3 – витрата рідини 4,2 мл/с

Рисунок 13.3 – Залежність загального перепаду тиску в рельєфному газопроводі (кут нахилу – $\alpha=10^\circ$) під час руху газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте фактори, які призводять до накопичення рідини в понижених ділянках траси промислових газопроводів.
2. Які заходи слід проводити для попередження скупчення рідини в пинижених ділянках траси газопроводів?
3. Охарактеризуйте структури течії газорідинного потоку в горизонтальних трубах.
4. Які можуть бути джерела надходження рідини у викидні лінії свердловин?

5. Наведіть порядок обробки результатів дослідів?

6. Які графічні залежності необхідно побудувати в роботі та яким чином визначається швидкість руху повітря, необхідна для винесення рідини з пониженої ділянки газопроводу?

7. Наведіть методи, які використовують для видалення рідини з порожнини газопроводу.

Рекомендовані джерела інформації

/1, 3–5, 9/

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №14

ВИЗНАЧЕННЯ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ ПРИРОДНОГО ГАЗУ У ПОВІТРІ

14.1 Мета роботи

Вивчення принципу роботи сигналізатора-експлозиметра СТХ-17 та визначення вибухонебезпечних концентрацій природного газу у повітрі

14.2 Теоретична частина

Небезпечною властивістю природних газів є їх токсичність, яка залежить від складу газу, здатності при змішуванні з повітрям утворювати вибухонебезпечні суміші, які здатні займатись від електричної іскри, полум'я та інших джерел вогню.

Крім того, природні гази утворюють вибухонебезпечні суміші з повітрям.

Природні гази у поєднанні з киснем утворюють горючу суміш, яка за наявності джерела вогню (іскри, полум'я) може спричиняти вибух великої сили. Температура запалювання природних газів тим менша, чим вища їх молекулярна маса. Сила вибуху зростає пропорційно до тиску газоповітряної суміші.

Природні гази можуть вибухати лише за певних інтервалів концентрації газу в газоповітряній суміші від деякого мінімуму (нижня межа вибуху) до деякого максимуму (верхня межа вибуху).

Для газових сумішей нижню і верхню межу вибуховості можна обчислити за такими формулами:

$$L_{\text{н}} = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{\frac{n_1}{l_{1\text{н}}} + \frac{n_2}{l_{2\text{н}}} + \dots + \frac{n_i}{l_{i\text{н}}}}; \quad (14.1)$$

$$L_{\text{в}} = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{\frac{n_1}{l_{1\text{в}}} + \frac{n_2}{l_{2\text{в}}} + \dots + \frac{n_i}{l_{i\text{в}}}}, \quad (14.2)$$

де $n_1, n_2, \dots, n_i$ – об’ємний вміст окремих компонентів у газі, %;

$l_{1\text{н}}, l_{2\text{н}}, \dots, l_{i\text{н}}$ – нижня межа вибуховості окремих компонентів у газі, %;

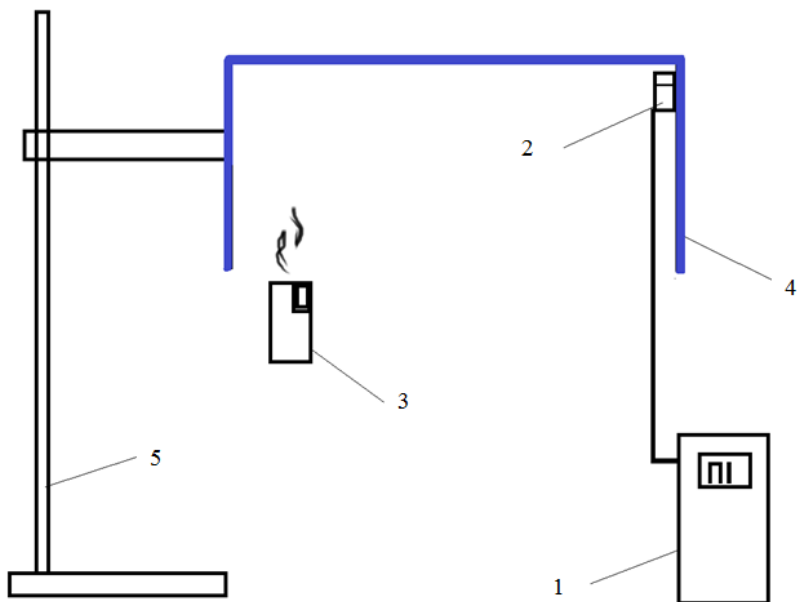
$l_{1\text{в}}, l_{2\text{в}}, \dots, l_{i\text{в}}$ – верхня межа вибуховості окремих компонентів у газі, %.

Горіння і вибух – однотипові хімічні процеси, що значно відрізняються за інтенсивністю проходження реакції.

Швидкість розповсюдження детонаційної хвилі горіння під час вибуху становить 900-3000 м/с, у той час, як швидкість розповсюдження фронту хвилі горіння за атмосферного тиску складає близько 0,3-2,4 м/с.

14.3 Обладнання та прилади

Установка для визначення вибухонебезпечних концентрацій природного газу зображена на рисунку 14.1. Вона складається з сигналізатора-експлозиметра СТХ-17 1, виносного датчика 2, джерела газу 3, колби 4 із штативом 5.



*1 – сигналізатор-експлозиметр СТХ-17; 2 – виносний датчик;
3 – джерело газу; 4 – колба; 5 – штатив*

Рисунок 14.1 – Схема установки для визначення вибухонебезпечних концентрацій природного газу

Сигналізатор-експлозиметр СТХ-17 (рис. 14.2) призначений для контролю до вибухонебезпечних концентрацій горючих газів та парів горючих рідин та їх сукупності у повітрі та видачі сигналізації про перевищення встановлених значень концентрації.



Рисунок 14.2 – Загальний вигляд сигналізатора-експлозиметра CTX-17

Область застосування CTX-17 – виробничі приміщення підприємств хімічної, нафтової, газової та інших галузей промисловості, а також судна, плавучі споруди та інші об'єкти. За допомогою CTX-17 можна контролювати наявність метану, етану, пропану, бутану, ацетону, бензину, сольвенту, толуолу та ін. компонентів.

CTX-17 являє собою індивідуальний переносний одноканальний безперервної дії прилад зі світловою та звуковою сигналізацією, з двома порогамі спрацьовування сигналізації, з конвекційною або примусовою (із застосуванням насадки та ручного насоса) подачею

контрольованого середовища, призначений для контролю не агресивних середовищ з нормальними температурами.

СТХ-17 має два режими роботи: сигналізатора та експлозиметра.

Режим сигналізатора (положення перемикача режимів, при якому видно букву"С")

В режимі сигналізатора **СТХ-17** забезпечує видачу світлових і звукових сигналів "ПОРОГ-1" відображає на цифровому індикаторі значення "1" , "ПОРОГ-2" відображає на цифровому індикаторі значення "2".

Сигналізатор видає сигнал "ПОРОГ-1" при появі в місці установки датчика сигнальної концентрації горючих речовин і їх суміші з повітрям значенням 20 % від нижньої межі вибуху газу (нижньої концентраційної межі поширення полум'я тобто від 5% по об'єму природного газу в повітрі) та "ПОРОГ-2" при появі в місці установки датчика сигнальної концентрації горючих речовин і їх суміші з повітрям значенням 40 % (заводські налаштування).

Отже в режимі сигналізатора можна визначити і кількість газу у відсотковому значенні від загального об'єму тобто "ПОРОГ-1" дорівнює 1 % ($20\% \text{ від нижньої межі вибуху (5\%)} \text{ буде становити } 20/100 \times 5 = 1 \%$), і відповідно "ПОРОГ-2" – 2 % ($40\% \text{ від нижньої межі вибуху (5\%)} \text{ буде становити } 40/100 \times 5 = 2 \%$)

Режим експлозиметра (положення перемикача режимів, при якому видно букву"Э")

В режимі експлозиметра прилад відображає на цифровому індикаторі значення **концентрації газу** від 0-99 % від "НКПР" (нижньої концентраційної межі поширення полум'я тобто від 5% по об'єму природного газу у повітрі) та забезпечує видачу світлових і звукових сигналів "ПОРОГ-1" , "ПОРОГ-2"

Отже, якщо на світловому табло приладу висвітлиться цифра "50"- це буде означати що значення концентрації газу становить 50 % від (нижньої концентраційної межі поширення полум'я тобто від 5% по об'єму природного газу в повітрі), або у відсотковому значенні від загального об'єму концентрація газу дорівнює 2,5 % ($50\% \text{ від нижньої межі вибуху (5\%) буде становити } 50/100 \times 5 = 2,5 \%$).

СТХ-17 – в процесі роботи може видавати такі сигнали:

"Норма" індикація букви "**Н**" на цифровому індикаторі при концентрації в контролюючій точці нижче порогової.

"Розряд"- індикація букви "**Р**" на цифровому індикаторі та видача звукового сигналу при пониженні напруги на джерелі живлення до 2,25 В.

"Отказ"- індикація букви "**О**" на цифровому індикаторі та видача звукового сигналу при обриві ланцюга живлення датчика або перегоранні чутливого елементу.

3.4 Порядок виконання роботи

Підготовка **СТХ-17** до роботи включає наступні операції, які виконуються в такій послідовності:

- зовнішній огляд;
- включення **СТХ-17**;
- тестова перевірка.

Підготовка **СТХ-17** до роботи проводиться в невибуховонебезпечній зоні.

Зовнішній огляд включає в себе цілісність приладу, наявність всіх кріплень, цілісність захисного кожуха чутливого елементу.

Тестова перевірка включає: встановити клавішу Э/С в нижнє положення (режим експлозиметру). Включити **СТХ-17** встановити клавішу ВКЛ в нижнє положення. По закінченні прогріву повинен короткочасно включитися короткочасний звуковий сигнал, а на цифровому індикаторі індикація букви "**Н**". Виконати установку нульових показів натиснувши кнопку біля індикатора.

Перед початком роботи розмістити датчик СТХ-17 в точці вимірювання концентрації (верхня точка колби 4). Установити з допомогою клавіші Е/С необхідний режим роботи – сигналізатор або експлозиметр. Встановити клавішу Е/С в нижнє положення режим експлозиметра в верхнє режим сигналізації. Включити СТХ-17 встановити клавішу ВКЛ в нижнє положення. По закінченні прогріву повинен короткочасно включитися короткочасний звуковий сигнал, а на цифровому індикаторі індикація букви "Н". Протягом 4-5 секунд за допомогою джерела газу 3, випустити деякий об'єм газу у колбу 4. Через кілька секунд **СТХ-17** видасть один із інформаційних сигналів "Норма", "Поріг 1", "Поріг 2". Дослід повторити 3-4 рази для досягнення значень на табло "Поріг 1", "Поріг 2". Результати вимірювань заносять у таблицю 14.1.

Таблиця 14.1 – Результати дослідів та обчислень

Номер дослідів	Гранично допустима концентрація, %	Покази СТХ-17, %	Фактична концентрація, %
1			
2			
3			
4			

Контрольні запитання

1. Перелічіть небезпечні властивості природного газу.
2. Запишіть та поясніть формули для визначення верхньої та нижньої границь вибуховості природного газу..
3. Поясніть різницю між процесом горіння та вибухом природного газу.
4. Охарактеризуйте режими в яких може працювати СТХ-17.
5. Які сигнали може видавати в процесі роботи СТХ-17 та що вони означають?
6. Які етапи включає тестова перевірка СТХ-17?

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2023. 568 с.
2. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.
3. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Дремлюх Н.С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 288 с.
4. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / Під ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
6. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Технологія видобування газу. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : лаборатор. практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ Факел, 2008. 79 с.
7. Гриценко А.И., Алиев З.В., Ермилов О.М., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
8. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А Зотов., З.С. Алиев. М.: Недра, 1980. 301 с.
9. Коротаев Ю.П, Гвоздев В.П., Гриценко А.И., Саркисян Л.М. Подготовка газа к транспорту. М.: Недра, 1973. 240с.
10. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.