

І. М. Купер, М. О. Псюк

**ФІЗИКА НАФТОВОГО І
ГАЗОВОГО ПЛАСТА**

ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ

**Івано-Франківськ
2024**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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

Кафедра видобування нафти і газу

І. М. Купер, М. О. Псюк

**ФІЗИКА НАФТОВОГО І
ГАЗОВОГО ПЛАСТА**

ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ

**Івано-Франківськ
2024**

УДК 622.276+622.279

К _____

Рецензент :

Тарко Я. Б. доктор технічних наук, професор кафедри
видобування нафти і газу Івано-Франківського
національного технічного університету нафти і газу

*Рекомендовано методичною радою університету
(протокол № від « » 2024 р.)*

Купер І.М.

К Фізика нафтового і газового пласта : Лабораторний
практикум / І.М.Купер, М.О.Псюк М.О.. – Івано-Франківськ :
ІФНТУНГ, 2024. – 136 с.

МВ 02070855 11094 - 2024

Даний лабораторний практикум з курсу “Фізика нафтового і газового пласта” складено для студентів (бакалаврів) стаціонарної і заочної форм навчання спеціальності 185 – “Нафтогазова інженерія та технології” (спеціалізація “Видобування нафти і газу”).

Лабораторні роботи, що утворюють лабораторний практикум, охоплюють такі важливі напрями і теми фізики нафтового і газового пласта:

1) підготовка зразків гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей; 2) фільтраційні і колекторські властивості гірських порід та фізичні властивості пластових флюїдів в пластових і поверхневих умовах; 3) визначення насиченості породи нафтою, газом та водою; 4) деємulsionація та визначення кількості води і бруду в нафті методом центрифугування; 5) пробовідбірники для відбирання проб пластової нафти; 6) установки та прилади для дослідження властивостей пластових нафт і установки для визначення проникності гірських порід в умовах їх залягання в пласті.

Лабораторний практикум містить опис обладнання і методику проведення лабораторних робіт з фізики нафтового і газового пласта, а також перелік необхідної літератури.

УДК 622.276+622.279

МВ 02070855 11094 - 2024

© Купер І.М., Псюк М.О.

© ІФНТУНГ, 2024

ЗМІСТ

Вступ	5
Лабораторна робота № 1. Підготовка зразків гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей (упакування, опис та екстрагування керна).	7
Лабораторна робота № 2. Визначення коефіцієнта абсолютної пористості гірської породи.	21
Лабораторна робота № 3. Визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи способом І.А.Преображенського (на устаткуванні ВУ-3).....	30
Лабораторна робота № 4. Визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірських порід (керна).....	34
Лабораторна робота № 5. Визначення коефіцієнта проникності гірських порід по рідині на устаткуванні ВКДВ-1.	44
Лабораторна робота № 6. Визначення карбонатності гірських порід газометричним способом.	50
Лабораторна робота № 7. Вивчення кінетики реакції соляної кислоти з гірськими породами.....	56
Лабораторна робота № 8. Визначення густини нафти, нафтопродуктів і пластової води при стандартних умовах.....	61
Лабораторна робота № 9. Калібрування капілярного віскозиметра та визначення кінематичної в'язкості нафти (пластової води).....	72
Лабораторна робота № 10. Визначення насиченості гірської породи нафтою, газом та водою з допомогою приладу Л.С.Закса ЛП-4.	81
Лабораторна робота № 11. Деемульсація та визначення кількості води і бруду в нафті методом центрифугування.....	88

Лабораторна робота № 12. Ознайомлення з обладнанням, технікою відбирання та зберігання глибинних проб нафт.	97
Лабораторна робота № 13. Вивчення установок та приладів для дослідження властивостей пластових нафт.....	115
Лабораторна робота № 14. Вивчення установки УДПК-1М для визначення проникності гірських порід в умовах їх залягання в пласті.	127
Перелік рекомендованих джерел.....	135

ВСТУП

Лабораторний практикум з “Фізики нафтового і газового пласта” призначений для студентів (бакалаврів) стаціонарної і заочної форм навчання спеціальності 185 – “Нафтогазова інженерія та технології” (спеціалізація “Видобування нафти і газу”) і являє собою практичний посібник при вивченні дисципліни “Фізика нафтового і газового пласта”, а також для студентів інших спеціальностей при вивченні дисциплін “Розробка і експлуатація нафтових і газових родовищ”, “Експлуатація нафтових і газових свердловин”, “Основи технології експлуатації нафтових і газових свердловин”.

Лабораторний практикум складений з 14 лабораторних робіт, кожна з яких вміщує мету роботи, опис приладів, обладнання та реагентів, коротку теоретичну частину, методику виконання роботи та послідовність оформлення результатів. Всі описані роботи базуються на обладнанні, наявному в лабораторіях кафедри “Видобування нафти і газу”, зокрема в лабораторії “Фізики нафтового і газового пласта”.

Виконання лабораторних робіт з “Фізики нафтового і газового пласта” є невід’ємною частиною вивчення та засвоєння відповідних теоретичних розділів дисципліни. Тому виконання кожної лабораторної роботи передбачає підготовку студента (самостійна робота), що полягає в опрацюванні методичних вказівок стосовно конкретної теми (напрямку), вивченні теоретичної частини, набутті знань за контрольними запитаннями та підготовці звіту по роботі, а вже після цього – ознайомлення зі змістом роботи, порядком її виконання, обладнанням, лабораторною установкою безпосередньо в лабораторії, і з методикою обробки одержаних даних та їх тлумаченням. Таким чином, студент повинен оформити звіт по роботі, вивчити теоретичну частину та обов’язково опрацювати контрольні запитання, отримати допуск до виконання лабораторної

роботи, і тільки після цього – приступити до виконання роботи під керівництвом викладача або лаборанта і після обробки одержаних результатів та написання висновків по роботі – захистити роботу в день її виконання, або на занятті, відведеному для захисту лабораторних робіт з даної теми чи напрямку.

При проведенні лабораторних робіт даного практикуму студент повинен обов'язково виконувати вимоги з техніки безпеки при проведенні лабораторних робіт, охорони праці і протипожежної безпеки. За їх порушення викладач може не допустити студента до подальшого виконання роботи.

За результатами кожної роботи складається звіт, в якому обов'язково зазначається назва роботи, її мета, базові теоретичні положення, схема приладу (установки) та перелік необхідного обладнання і реагентів, порядок виконання роботи, одержані дані, їх обробка та висновки.

Допуск до лабораторної роботи, її виконання та захист оцінюються викладачем за рейтинговою системою у відповідності з програмою та навчальним планом дисципліни.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1

ПІДГОТОВКА ЗРАЗКІВ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ ДО ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ З ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ КОЛЕКТОРСЬКИХ ТА ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ (УПАКУВАННЯ, ОПИС ТА ЕКСТРАГУВАННЯ КЕРНА)

Тривалість виконання роботи – 2 години.

1.1 Мета роботи

1.1.1 Вивчення послідовності підготовки гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей (упакування, опис керну та відбір зразків для проведення лабораторних досліджень).

1.1.2 Ознайомлення з екстрагуванням гірських порід (вилучення з пор гірської породи насичуючих її флюїдів) в апараті Сокслета.

1.2 Теоретична частина

Керн (зразок гірської породи) являє собою циліндричний моноліт гірської породи, який отримують шляхом кільцевого руйнування вибою свердловини при бурінні.

Керновий матеріал відбирається із пласта при промиванні вибою буровим розчином, приготуванням на водній або нафтовій основі (залежно від завдань дослідження кернового матеріалу). Зокрема, для визначення початкової нафтоводонасиченості гірських порід керн відбирають при промиванні вибою безводними розчинами.

Керн є основним матеріалом для вивчення геологічної будови розрізу свердловини та головним прямим джерелом і носієм інформації про властивості гірських порід. Його використовують для визначення відносного і абсолютного віку, речовинного складу, петрографічних, фізичних, фізико-хімічних та інших характеристик гірських порід на всіх

стадіях геологорозвідувального і нафтопромислового процесу.

Планування відбору керн здійснюють геологічні служби нафтогазовидобувних підприємств. Відбір керн здійснюється буровою бригадою відповідно до геолого-технічного наряду на буріння свердловини. Контроль і спостереження за умовами і якістю керн здійснюють представники технологічної і геологічної служби підприємств.

На нових родовищах, у маловивчених районах з не-встановленою промисловою нафтогазоносністю при бурінні першої свердловини рекомендується проводити суцільний відбір керн рівномірно по всьому стовбуру, а в другій і третій – відбір керн обмежується і приурочується до певних стратиграфічних і літологічних границь або перспективних і промислових інтервалів. У наступних пошукових і розвідувальних свердловинах відбір керн проводиться лише в межах нафтогазоносних горизонтів. На родовищах, де верхня частина розрізу вивчена, а нижня ще підлягає дослідженню, у вивченому інтервалі потрібно відбирати керн лише в контактах свит (а також у зонах наявності маркуюючих прошарків) або застосовувати каротаж (електричний і радіоактивний), а в невивченому інтервалі – проводити суцільний відбір керн та інші зазначені вище дослідження.

Для відбору керн в свердловину на бурильних трубах опускають керновідбірний снаряд. Знизу до нього приєднують породоруйнуючий інструмент. Для запобігання згинання і підвищення збереження керн корпус керна-відбірного снаряда, що передає навантаження і обертання породоруйнуючому інструменту, виконується твердим товсто-стінним зі стабілізаторами.

Розрізняють керновідбірні снаряди зі знімними і стаціонарними кернаприймачами. Керновідбірний снаряд як правило складається з декількох секцій довжиною 7 – 8 м, що дозволяє відбирати керн значної довжини (за рейс до

13 – 14 м). Залежно від типу снаряда одержують керн різного діаметра та довжини. Діаметр керна, що відбирається, становить 40 – 120 мм. При бурінні на нафту і газ в основному використовуються роторні керновідбірні снаряди типу “Надра” (для свердловин діаметром 130 – 300 мм), турбінні керновідбірні снаряди (для свердловин діаметром 130 – 220 мм), а також снаряди серії КИМ. Останні забезпечують відбір керна підвищеної інформативності: керн відбирається без техногенних деформацій зі збереженою структурою і текстурою та з максимально можливим збереженням пластового флюїдонасичення.

Зруйнована по кільцевому затрубному або внутрішньому простору гірська порода виноситься на поверхню промивною рідиною або стиснутим повітрям (газом), що нагнітається у свердловину буровим насосом або компресором, а керн входить в колонкову трубу.

Періодично (через 0,5 – 6 м і більше) керн заклинюють, відривають від вибою, піднімають на поверхню разом з колонковим снарядом і вилучають із колонкової труби. Вилучення керна з бурового снаряда здійснюється працівниками бурової бригади в присутності геолога. Застосовується майже безперервне транспортування керна по внутрішній порожнині колони труб на поверхню; при цьому керн вилучається акуратно, без порушення його орієнтації з обов’язковою фіксацією глибини відбору керна в свердловині.

Первинна розкладка керна здійснюється на буровій. Керн очищають папером чи іншими засобами або відмивають від бурового розчину в ємності з водою, потім складають у спеціальні керноприймальні шухляди або на землю в точній послідовності його вилученню з колонкової труби. Для кожного керна виготовляють етикетку, на якій вказують глибину відбору, проходку і вихід керна. Дрібні шматочки та уламки керна, послідовність яких неможливо встановити, поміщають у мішечки або загортають у щільний

папір і складають у ящики в тій же послідовності, що й керн.

Якщо в певному інтервалі керн не відбирався, тоді в шухляду кладуть етикетку із вказанням, в якому інтервалі глибин винос керна був відсутній.

При бурінні снарядами серії КИМ вихід керна становить 90 % і більше (з неконсолідованих порід не менше 75 %). Стовідсотковий вихід керна дозволяє з повною вірогідністю вивчати гірські породи і визначати запаси нафти і газу.

Відбір герметизованого керна

Відбір герметизованого керна проводять у зв'язку із необхідністю прямого визначення по керну пластових значень нафто- і газонасиченості та встановлення фазового складу флюїдів. Інформативність герметизованого керна вища, ніж керна, відібраного без герметизації, тому що крім збереження залишкової водонасиченості в герметизованому керні можливе збереження нафто- і газонасиченості, а також і температури при термостатуванні керноприймача, завдяки чому забезпечується можливість:

- прямого визначення по керну пластових і поточних значень нафто- і газонасиченості;
- збереження фазового складу флюїдів, що є особливо важливим при відборі керна з газогідратних покладів.

Відбір герметизованого керна здійснюється герметичними керновідбірними снарядами. Вони забезпечують (після відділення керна від вибою) герметичне перекриття керноприймача в нижній і верхній частинах. При цьому виключається гідродинамічне сполучення порожнини керноприймача, заповненого керном, зі свердловиною і зберігається вибійний тиск.

При відборі герметизованого керна виконують такі операції: буріння з відбором керна герметичним керновідбірним снарядом, оснащеним апаратурно-вимірювальним комплексом запису термобаричних пара-

метрів у порожнині керноприймача; контроль герметичності керноприймача керновідбірною снарядом на поверхні; ступінчаста дегазація керноприймача з вимірюванням витрати та відбором проб газу для його послідуєчого аналізу; розгерметизація керноприймача і вилучення керна; зчитування даних апаратурно-вимірювального комплексу, їхня комп'ютерна обробка та інтерпретація; обробка, експрес-аналіз керна, препарування та консервація зразків.

При відборі герметизованого керна використовують спеціальні пластикові труби.

Упакування, опис керна та відбір зразків для досліджень

Підготовка відібраного із свердловини керна починається з його упаковки. Упакування включає операції по маркуванню і герметизації зразків та укладання їх в шухляди. Зразки керна можуть упаковуватися з герметизацією або без неї.

Якщо керн відібрано із свердловини без герметизації, то для зберігання залишкових флюїдів для визначення нафтонасиченості гірських порід прямим методом його герметизують. На практиці застосовується найбільш простий і розповсюджений спосіб герметизації – парафінізація керну (герметизація в розплавленому парафіні).

Герметизацію зразків керна рекомендовано здійснювати в такій послідовності. Керн вилучають із керноприймальної труби і складають на бурові містки або в спеціальні шухляди. Відразу після цього зразки за допомогою тканини, зволоженої в дизельному паливі, швидко очищають від бурового розчину і упаковують у поліетилен. На поверхню поліетилену прикріплюють етикетку із вказанням площі, номеру та інтервалу відбору керна, місця взяття зразка керна. Підготовлений у такий спосіб зразок обтягують марлею, перев'язують шпагатом і для рівномірного покриття декілька разів занурюють у розплавлений парафін, температура якого 70 – 90 °С.

Далі на парафін накладається нова етикетка (з тими ж вихідними даними), а зразок знову опускається в парафін. Занурення здійснюється неодноразово (щоразу стежать за тим, щоб парафін, що просочує марлю, затвердів) доти, поки зразок рівномірно не покриється шаром парафіну. При цьому потрібно стежити за тим, щоб напис на етикетці легко читався.

Запарафіновані зразки складаються в шухляди строго відповідно до їх розташування у керновій колонці. Для відправки на лабораторні дослідження запарафіновані зразки гірських порід поміщають у металеві банки із кришками, що щільно закриваються. З метою запобігання ушкодження парафінової оболонки зразки перекладають м'яким папером, ватою і т. п. Правильне виконання перелічених вище операцій забезпечує консервацію початкового вмісту води і нафти в керні протягом декількох тижнів.

Укладання і документація керна

Після герметизації керна піддається попередній підготовці. Вона полягає у складанні зразків у шухляди, їх упакуванні та виконанні операцій по їхньому маркуванню, а також у складанні документів, що супроводжують керна.

Укладання керна проводиться в спеціальні кернові шухляди, виготовлені з дерева і розділені на поздовжні секції шириною трохи більше діаметра керна з п'ятьма (для керна $d = 80$ мм), чотирма (для керна $d = 100$ мм) або шістьма (для керна $d = 60$ мм) поздовжніми секціями.

Шухляди обв'язують металевою стрічкою або дротом. Кришку закріплюють на шарнірах.

Крім дерев'яних шухляд, керни складають також у картонні коробки, що складаються із двох секцій довжиною по 1 метру і пластикові пенали.

Для кожної кернової шухляди виготовляються етикетки. Етикетка (бірка) складається у двох екземплярах: першу розміщують на початку інтервалу відбору керна, а другу – наприкінці. Написи на етикетках повинні бути

виконані кульковою ручкою, водостійким фломастером або маркером. Не можна робити написи на папері, картоні, тканині та інших підручних матеріалах.

Маркування кернових шухляд. Дерев'яні шухляди обов'язково повинні мати кришки, що забезпечують збереження керна при транспортуванні та зберіганні. Кришка закріплюється на шарнірах, інший край кришки при транспортуванні закріплюється цвяхами.

У дерев'яних шухлядах кришки після їх заповнення керном забиваються цвяхами, шухляди складаються в штабелі для відправлення на зберігання в керносковище.

Для уникнення плутанини всі шухляди нумеруються та маркуються, а при складанні в штабелі дотримуються їхнього послідовного розміщення.

Написи роблять на торцевих і лицьових сторонах шухляди, а також на її кришці.

На лицьовій стороні вказують: номер шухляди; назва площі (родовища); номер свердловини; номер керна (його початок, продовження, кінець керна); інтервал відбору керна; проходка (метри); вихід (винос) керна (метри, %).

Приклад маркування кернової шухляди:

ШУХЛЯДА № 17. ВОЛОХІВСЬКА ПЛОЩА,
СВ. № 26, 1989 р. (КЕРН № 1 – ПОЧАТОК).
ІНТ. 2720 – 2730 м. ПРОХОДКА 10 м.
ВИНОС КЕРНА 7,4 м (74 %).
НАЗВА ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ – ПІЩАНИК.

Початок керна відзначають стрілкою на торці перегородки шухляди, що вказує напрям укладання керна.

Опис керна проводиться представниками геологічної служби підприємства. При описі керна необхідно дотримуватись такої послідовності: назва гірської породи, колір, характер насичення зразка нафтою, склад, текстура і структура гірської породи, наявність тріщин, їхня

спрямованість і характер заповнення, характер органічних залишків і їх розподіл, різні включення в гірську породу, кути падіння порід. При описі керна особливу увагу необхідно приділяти ознакам породи, що можуть не зберегтися при тривалому зберіганні та перевезенні керна, наприклад, присутність включень, що легко випадають з гірської породи, вологість, запах, ознаки нафтогазо-насиченості, слабкі ознаки шаруватості та інші ознаки, що спостерігаються іноді лише у вологому стані.

Зразки керна, які направляють на дослідження, підбираються окремо для кожної лабораторії. Частота відбору зразків керна для комплексних лабораторних досліджень визначається літологічним складом, мінливістю фізичних властивостей, і характером насиченості досліджуваних порід. Як правило, зразки гірських порід відбирають не менше, ніж через 0,5 м товщини продуктивної частини витриманого пласта і неконсолідованих (нестійких) гірських порід. В анізотропних пластах (колекторах флішового типу) інтервал відбору потрібно зменшити до не менше одного зразка на кожен прошарок. У тріщинуватих і кавернозних нафтоводонасичених пластах інтервал відбору зразків повинен бути знижений до 0,1 м.

Дослідження фізичних властивостей гірських порід починають з опису зернистості, ступені зцементованості, кольору та інших її петрофізичних характеристик. Крім того, визначаються гранулометричний склад, пористість, проникність (впоперек і вздовж напластування), питома поверхня, карбонатність і нафтоводонасиченість гірських порід.

Перед початком проведення дослідження фізичних властивостей гірської породи із шматка керна виготовляють окремі зразки для всіх видів дослідження. З цією метою використовуються свердлильний верстат з алмазною коронкою і каменерізальний верстат з відрізними алмазними кругами.

Із центральної частини шматка керна висвердлюють два зразки циліндричної форми, орієнтовані паралельно і пе-

рпендикулярно нашаруванню для визначення проникності гірської породи. Діаметр зразків як правило дорівнює 30 мм, а довжина не менше, ніж 25 мм. Ці ж зразки надалі використовують для визначення залишкової водонасиченості та коефіцієнта нафтовитіснення гірської породи. Проникність точніше визначається при довжині зразків більше 30 мм. Для оцінки нафтоводонасиченості бажано мати зразки масою 30 – 40 г, а для визначення гранулометричного складу – 50 г. Деякі характеристики визначаються за одним і тим самим зразком (наприклад, початкова водонасиченість, пористість, проникність).

Дослідження ємнісних характеристик гірської породи проводять на зразках, виготовлених із центральної частини шматка керна правильної геометричної форми висотою не менше, ніж 25 мм. Зразки довільної форми повинні мати масу 20 – 100 г. Керн, що залишився після виготовлення зразків для визначення проникності та пористості, застосовують для інших видів досліджень.

Для проведення комплексного дослідження керна розміри зразка повинні становити: діаметр не менше 60 мм і довжина не менше 110 – 120 мм.

Всі зразки керна маркують чорною тушшю або спеціальною фарбою, а за необхідності із вказанням орієнтації відносно нашарування. Всім зразкам з одного шматка керна присвоюють один лабораторний номер, під яким їх і маркують. На відібраний із свердловини kern у робочому журналі складається відомість відбору керна, у якій в табличній формі фіксується інформація, одержана при проходці свердловини: номер керна, інтервали відбору керна, винос керна. Основними джерелами цих даних є записи в бурових журналах і на етикетках, що супроводжують керновий матеріал.

У відомості вказують також кількість шухлядів, наводяться відомості поінтервальної укладки керна в шухляди, загальна довжина пройденого з відбором керна

інтервалу і загальний вихід керна. Всю складену документацію підписує документатор керна і проставляє дату.

Підготовка зразків для дослідження

Для проведення більшості видів досліджень з визначення фізичних властивостей гірської породи необхідно мати сухий мінеральний скелет зразка, тобто зразок без будь-яких слідів присутності нафти, води чи інших органічних домішок. Зокрема, це необхідно при визначенні гранулометричного складу гірських порід, пористості, проникності та інших параметрів нафтоводовміщуючих порід.

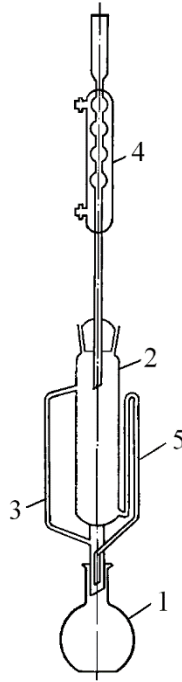
Вилучення органічного вмісту (води, нафти і газу) з пор гірської породи за допомогою розчинника називається екстрагуванням і для його проведення використовується апарат Сокслета (ОСТ 10075-39).

Апарат Сокслета (рис. 1.1) складається із трьох основних частин: скляної колби 1, екстрактора 2 і холодильника 4. Всі три частини апарату з'єднуються за допомогою шліфів.

Приготовлені зі шматка керна зразки завантажуються в екстрактор. Екстрактор з'єднують із колбою і заливають у нього таку кількість розчинника, щоб він почав виливатися через сифон 5 у колбу і додають ще невеликий надлишок розчинника (приблизно 50 мл). До екстрактора приєднують холодильник, до якого підключають воду і починають нагрівати колбу.

Колбу нагрівають на водяній бані або електроплитці закритого типу у витяжній шафі.

Основною частиною апарату Сокслета є екстрактор. Він має дві трубки. Через одну, більш широку, пари розчинника надходять із колби в екстрактор, а через іншу, вигнуту трубку (сифон), рідина, що сконденсувалася, стікає назад у колбу.



1 – колба; 2 – екстрактор; 3 – трубка;
4 – холодильник; 5 – сифон

Рисунок 1.1 – Апарат Сокслета для екстрагування
із гірських порід нафти і води

Як розчинник найчастіше використовують суміш спирту з бензолом, а також хлороформ або чотирьохлористий вуглець. Принцип роботи апарату Сокслета полягає в наступному. Розчинник, що міститься в колбі, нагрівають до кипіння, його пари надходять у холодильник, в якому вони конденсуються, стікають в екстрактор, конденсуються і заливають зразок гірської породи, що є в екстракторі. При

цьому розчинник, а також нафта і бітум, що є в зразку, збираються в екстракторі і при досягненні коліна відвідної трубки (сифона) стікають назад у колбу. Таким чином, можна використовуючи обмежену кількість розчинника, вилучити необмежену кількість екстрагованої речовини, тому що вона весь час обробляється чистим розчинником.

Якщо речовина, яку вилучають із пор гірської породи, зафарбована, то і розчин в екстракторі може бути зафарбований. У цьому випадку екстрагування продовжують до того моменту, коли рідина, що залишається в екстракторі, стане безколірною.

Якщо екстрагована речовина безколірна, то тривалість екстрагування визначається шляхом аналізу проби. Для цього через холодильник опускають в екстрактор тонку довгу скляну паличку, відбирають дві-три краплі екстракту, переносять його на скло і випаровують. Якщо на склі не буде нальоту, то екстрагування завершують. При розбиранні апарату Сокслета, насамперед, припиняють нагрівання, дають приладу охолонути, потім закривають воду і обережно знімають холодильник. Після того як рідина стече з екстрактора в колбу, його від'єднують.

Проекстраговані зразки гірської породи витягують із екстрактора і поміщають у сушильну шафу, де їх висушують протягом 12 годин, при температурі 102 – 105 °С. Після висушування та охолодження зразки готові до подальших лабораторних досліджень.

Для екстрагування зразків гірських порід великого розміру (до 80 мм), що використовуються при дослідженнях трі-

щинуватості, електричних та акустичних властивостей гірських порід, а також для визначення радіальної газо-

проникності, застосовують спеціальні екстрактори, принцип дії яких подібний до принципу дії апарату Сокслета.

Процес екстрагування з підігріванням триває досить довго (від декількох годин до декількох діб). Значно швидше здійснити екстрагування зразка гірської породи можна методом центрифугування (з використанням центрифуги з частотою обертання до 15000 об/хв.). Зразки гірської породи поміщають в камеру, яку закріплюють на валу електродвигуна. Під дією відцентрових сил вода і нафта разом із розчинником, що подається в камеру, витікають у пастку. При цьому тривалість повного екстрагування зразка гірської породи становить 30 – 40 хв.

1.3 Обладнання, прилади, матеріали та реагенти

Апарат Сокслета, електроплитка, шматок керна, спирто-бензольна суміш.

1.4 Самостійна робота студентів

Необхідно вивчити теоретичну частину до лабораторної роботи, що наведена в цьому методичному посібнику. При цьому необхідно використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до лабораторної роботи.

1.5 Порядок виконання роботи

1.5.1 Перш ніж приступити до роботи, студенти повинні ознайомитися з правилами з техніки безпеки і обов'язково дотримуватись їх при проведенні роботи.

1.5.2 Детально вивчити конструкцію апарату Сокслета.

1.5.3 Шматки керна покласти в екстрактор. Екстрактор з'єднати з колбою і залити у нього необхідну кількість розчинника. До екстрактора приєднати холодильник. До

холодильника підключити воду. Включити електроплитку і почати нагрівати колбу.

1.5.4 Якщо екстрагована речовина зафарбована, то процес екстрагування завершити тоді, коли рідина, що залишається в екстракторі, стане безколірною. У випадку, якщо рідина, яку вилучають із пор гірської породи, безколірна, то тривалість екстрагування визначити шляхом аналізу проби згідно з п. 1.2.

1.5.5 Припинити нагрівання і розібрати апарат Сокслета згідно з п. 1.2.

1.6 Контрольні запитання

1.6.1 Що таке керн? Значення керна в нафтогазовій справі.

1.6.2 Для чого здійснюють відбір керна із свердловини?

1.6.3 Яка служба нафтогазовидобувного підприємства відповідає за роботу з керном?

1.6.4 Як проводиться відбір керна?

1.6.5 Перерахувати види і типи керновідбірних снарядів.

1.6.6 Для чого відбирають герметизований керн?

1.6.7 Перелічити операції, які виконуються при відборі герметизованого керна.

1.6.8 З якою метою проводять парафінізацію керна?

1.6.9 Що розуміють під екстрагуванням гірських порід? Порядок екстрагування нафти і води із гірських порід в апараті Сокслета.

1.6.10 Конструкція і принцип роботи апарату Сокслета.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА АБСОЛЮТНОЇ ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

2.1. Мета роботи : Вивчити методику визначення густини гірської породи пікнометричним способом, густини мінералів, які складають породу, визначити уявну густину гірської породи та розрахувати абсолютну пористість зразка гірської породи.

2.2 Теоретична частина

Наявність у гірській породі пор (порожнин) характеризується пористістю. Розрізняють абсолютну (повну) і відкриту (ефективну) пористість.

Коефіцієнтом абсолютної пористості m_{Π} називається відношення об'єму всіх наявних у зразку породи пор V_{Π} до об'єму зразка $V_{зр.}$.

$$m_{\Pi} = \frac{V_{\Pi}}{V_{зр.}}, \quad (2.1)$$

Коефіцієнт пористості визначається у частках одиниці або у відсотках. Враховуючи те, що

$$V_{\Pi} = V_{зр.} - V_{зер.}, \quad (2.2)$$

одержимо

$$m_{\Pi} = \frac{V_{зр.} - V_{зер.}}{V_{зр.}} = 1 - \frac{V_{зер.}}{V_{зр.}}, \quad (2.3)$$

де $V_{зер.}$ – об'єм зерен, що складають гірську породу.

Маса зразка породи практично дорівнює масі її зерен. Тоді формулу (2.3) можна переписати у вигляді:

$$m_{\Pi} = 1 - \frac{\rho_{зр.}}{\rho_{зер.}}, \quad (2.4)$$

де $\rho_{зр.}$ і $\rho_{зер.}$ – відповідно, густина зразка (уявна густина гірської породи) і густина мінералів, що складають гірську породу (густина зерен).

Крім абсолютної і відкритої пористості нафтогазоносною гірської породи, розрізняють так звану корисну пористість (корисну ємність колектора), під якою розуміють об'єм пор, що зайняті нафтою і в яких можливий рух нафти, тобто різниця відкритої пористості і частки об'єму пор, зайнятих залишковою (зв'язаною) водою. Розрізняють статичну і динамічну корисну ємність колектора.

Статична корисна ємність колектора $K_{ст}$ характеризує об'єм пор і пустот, які можуть бути зайняті нафтою або газом.

$$K_{ст} = \frac{V_{в.п.}}{V_{зр.}} - \frac{V_{з.в.}}{V_{зр.}}, \quad (2.5)$$

де $V_{в.п.}$ – об'єм відкритих пор (пор, що з'єднуються між собою і із зовнішнім середовищем), $м^3$; $V_{з.в.}$ – об'єм залишкової води всередині зразка гірської породи, $м^3$.

Під динамічною корисною ємністю колектора $K_{дин}$ розуміють лише той об'єм пор і пустот, через який можливий рух рідини (нафти або води) під дією тієї чи іншої сили, співрозмірної з природними або технічними умовами. Це пояснюється тим, що в пластових умовах залежно від перепадів тиску, що існують в пористому середовищі, фізичних властивостей рідин, характеру поверхні гірських порід та розміру порових каналів певна частина рідини (нерухомі плівки біля поверхні гірської породи; рідина, що утримується молекулярно-поверхневими силами та за рахунок капілярних явищ) не може вільно рухатися в порах.

Пористість гірської породи залежить від таких факторів:

- 1) взаємного розміщення і укладки зерен;
- 2) форми зерен;
- 3) ступеня відсортваності частинок, що утворюють гірську породу (ступінь відсортваності визначають за допомогою механічного аналізу і виражають коефіцієнтом неоднорідності);
- 4) кількості і типу цементу (контактний, плівковий, поровий, базальний, змішаний);
- 5) тріщинуватості гірської породи;
- 6) наявності каверн і каналів розмивання;
- 7) наявності пор всередині мінеральних зерен.

2.3 Обладнання та прилади

Аналітична вага; електрична плитка або газовий пальник; фарфорова чашка з парафіном; металевий або скляний місток і склянка ємністю 100 мл для зважування зразка у воді; агатова ступка; пікнометр на 50 см³ (100 см³); циліндр для створення водяної бані ємністю 500 см³; тонкий (волосяний) дріт або капронова нитка для підвішування зразка.

2.4 Порядок виконання роботи та обробка даних

Попередньо екстрагований і висушений при 150 °С зразок гірської породи розділяють на дві частини. Більшу з них (об'ємом 3 – 6 см³) очищують від крихких частинок і використовують для визначення $\rho_{зр}$ у – уявної густини гірської породи.

2.4.1 Підв'язують зразок гірської породи волоссяним дротиком або капроною ниткою довжиною 15 – 16 см.

2.4.2 Визначають масу сухого зразка P_1 , кг.

2.4.3 Занурюють зразок гірської породи у розплавлений парафін на 1 – 2 с, тримаючи його за дротик (температура парафіну не повинна перевищувати 60 °С). При утворенні на

парафіновій оболонці дефектів, їх усувають нагрітим дротом або повторно занурюють у парафін.

2.4.4 Визначають масу запарафінованого зразка у повітрі P_2 , кг.

2.4.5 Зважують запарафінований зразок у дистильованій воді за схемою, показаною на рисунку 2.1, P_3 , кг.

2.4.6 Визначають уявну густину гірської породи :

$$\rho_{\text{зр у}} = \frac{P_1}{\frac{P_2 - P_3}{\rho_{\text{в}}} - \frac{P_2 - P_1}{\rho_{\text{пар}}}} \quad (2.6)$$

де $\rho_{\text{в}}$ і $\rho_{\text{пар}}$ – відповідно, густина води і парафіну, кг/м^3 .

Дані вимірювань та обчислень для визначення уявної густини гірської породи заносять у таблицю 2.1.

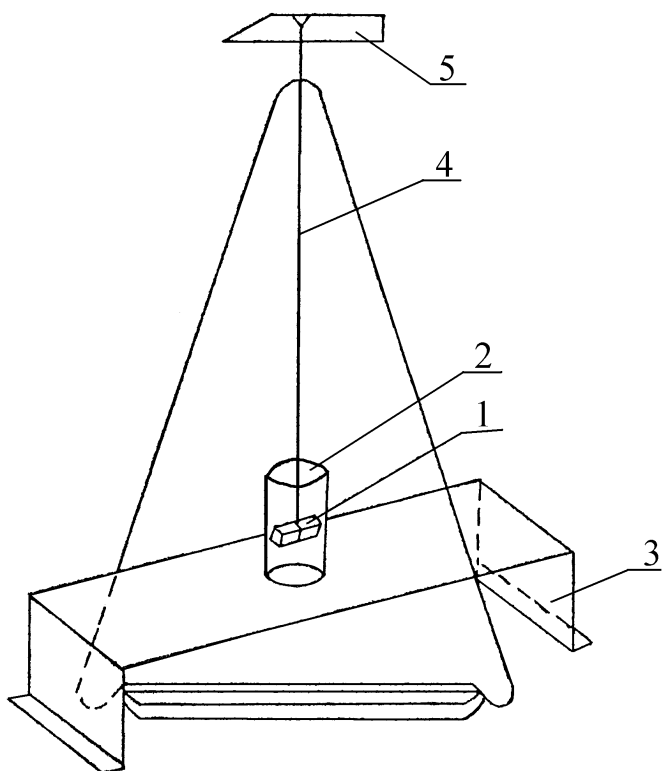
2.4.7 Визначають масу чистого висушеного пікнометра ємністю 50 см^3 , P_1' , кг.

2.4.8 Роздрібнюють у фарфоровій ступці сухий чистий зразок.

2.4.9 Насипають у пікнометр наважку порошку.

2.4.10 Визначають масу пікнометра з зернами P_2' , кг.

2.4.11 Заповнюють пікнометр з зернами на дві третини водою, вміщують у киплячу баню і витримують там до припинення виділення пухирців повітря з породи. Рівень води у пікнометрі доводять до мітки і витримують у водяній бані при 20°C на протязі 30 хвилин.



1 – зразок гірської породи; 2 – склянка з рідиною; 3 – підставка (металевий або скляний місток); 4 – капронова нитка або тонкий дріт; 5 – коромисло ваги.

Рисунок 2.1 – Схема зважування зразка гірської породи в рідині

Таблиця 2.1 – Дані вимірювань та обчислень для визначення уявної густини гірської породи

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірювань
1	2	3	4
1	Маса першої частинки гірської породи, кг	P_1	
2	Маса в повітрі першої частинки гірської породи у парафіновій оболонці, кг	P_2	
3	Маса у воді першої частинки гірської породи (запарафінованої), кг	P_3	
4	Маса води, що витіснена запарафінованою гірською породою, кг	$P_B = P_2 - P_3$	
5	Температура води, °C	t	
6	Густина води при 20 °C, кг/м ³	ρ_B	
7	Об'єм запарафінованого зразка, м ³	$V_{з\ зр} = P_B / \rho_B$	
8	Густина парафіну, кг/м ³	$\rho_{пар}$	
9	Маса запарафінованої оболонки, кг	$P_{п} = P_2 - P_1$	
10	Об'єм парафінової оболонки, м ³	$V_{п} = P_{п} / \rho_{пар}$	
11	Об'єм частинки гірської породи без парафіну, м ³	$V_o = V_{з\ зр} - V_{п}$	
12	Уявна густина зразка гірської породи, кг/м ³	$\rho_{зр\ у} = P_1 / V_o$	

Другу половинку зразка (маса $\approx 3 - 5$ г) використовують для визначення густини зерен гірської породи (густини мінералів) $\rho_{зп}$ у такій послідовності:

2.4.12 Виймають з бані пікнометр з зернами і водою і визначають його масу, P_3' , кг.

2.4.13 Пікнометр звільняють від води і зерен, наповнюють дистильованою водою до мітки і після витримки у водяній бані при 20 °С протягом 30 хвилин визначають його масу P_4' , кг.

2.4.14 Визначають густину мінералів (зерен) $\rho_{\text{зер}}$, кг/м³.

$$\rho_{\text{зер}} = \frac{P_2' - P_1'}{P_4' - P_1' - \frac{P_3' - P_2'}{\rho_{\text{в20}}}} \quad (2.7)$$

2.4.15 Приведення об'єму зерен другого зразка до об'єму зерен першого проводиться тому, що у суміжних зразках ваги пропорційні об'ємам:

$$\frac{P_1'}{P_2' - P_1'} = \frac{V_{\text{зп}}}{V_{\text{зп}}'}, \quad (2.8)$$

звідки

$$V_{\text{зп}} = \frac{P_1'}{P_2' - P_1'} \cdot V_{\text{зп}}', \quad (2.9)$$

2.4.16 Визначають дійсну густину зерен гірської породи :

$$\rho_{\text{зп}} = \frac{P_1}{V_{\text{зп}}}, \quad (2.10)$$

Дані вимірювань та обчислень для визначення густини зерен гірської породи і коефіцієнта абсолютної пористості заносять у таблицю 2.2.

Після визначення $\rho_{\text{зр}}$ у та $\rho_{\text{зп}}$ за формулою (2.4) використовуючи дані з таблиць 2.1 і 2.2 визначають коефіцієнт абсолютної пористості гірської породи.

Іноді значення густини зерен гірської породи $\rho_{\text{зер}}$ приймають в діапазоні від 2250 до 2800 кг/м³ (густина піщаника), використовують дані з таблиці 2.1 і за формулою (2.4) визначають коефіцієнт абсолютної пористості гірської породи.

В таблиці 2.2 наведено дані вимірювань та обчислень для визначення густини зерен гірської породи.

Таблиця 2.2 – Дані вимірювань та обчислень для визначення густини зерен гірської породи

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірювань
1	2	3	4
1	Маса пікнометра, кг	P_1'	
2	Маса пікнометра з зернами від другої частини гірської породи, кг	P_2'	
3	Маса зерен гірської породи, кг	$P_3 = P_2' - P_1'$	
4	Маса пікнометра з зернами породи і водою, яка налита у пікнометр до мітки, кг	P_3'	
5	Маса пікнометра з водою, кг	P_4'	
6	Маса води у пікнометрі (без зерен), кг	$P_B = P_4' - P_1'$	
7	Маса води у пікнометрі (з зернами), кг	P_B'	
8	Маса води, що витіснена зернами, або маса зерен у пікнометрі, кг	P_B'	
9	Об'єм води, що витіснена зернами гірської породи, або об'єм зерен у пікнометрі, м ³	$V_{зп}'$	
10	Густина мінералів, які складають породу (по другій частині зразка гірської породи), кг/м ³	$\rho_{зп}$	

Продовження табл. 2.2

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірювань
1	2	3	4
11	Об'єм зерен першої частинки гірської породи, м ³	$V_{зп}$	
12	Дійсна густина зерен гірської породи, кг/м ³	$\rho_{зп} = P_1/V_{зп}$	

2.5 Контрольні запитання

2.5.1. Що Ви розумієте під пористістю, коефіцієнтом пористості?

2.5.2. Назвіть види пористості та дайте їм визначення.

2.5.3. Які залежності використовуються для визначення коефіцієнта пористості?

2.5.4. У яких процесах, визначеннях нафтогазової справи використовують значення та поняття пористості?

2.5.5. Від яких факторів залежить пористість гірських порід?

2.5.6. Що розуміють під статичною та динамічною корисною ємністю колектора?

2.5.7. Як, на Вашу думку, можна спростити (прискорити) виконання лабораторної роботи?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 3

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВІДКРИТОЇ ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ СПОСОБОМ І.А.ПРЕОБРАЖЕНСЬКОГО (НА УСТАТКУВАННІ ВУ-З)

Тривалість виконання роботи – 2 години.

3.1 Мета роботи: Засвоєння поняття відкритої пористості гірської породи та набуття навиків визначення її способом насичення взірця гірської породи гасом з допомогою вакуумування.

3.2 Теоретична частина

Коефіцієнт відкритої пористості – це відношення об'єму відкритих пор, що з'єднуються між собою та із зовнішнім середовищем $V_{\text{в.пор}}$, до загального об'єму взірця $V_{\text{зр}}$:

$$m_{\text{ВП}} = \frac{V_{\text{в.пор}}}{V_{\text{зр}}} \quad (3.1)$$

За І.А.Преображенським об'єм відкритих пор визначається об'ємом гасу, що наповнює поровий простір зразка гірської породи при насиченні його під вакуумом, а об'єм зразка – зважуванням насиченого гасом зразка гірської породи у повітрі і в гасі. При цьому для розрахунку об'єму зразка гірської породи використовується закон Архімеда.

3.3 Апаратура та прилади

Аналітична вага з важками; установка для вакуумування (рисунок 3.1); металевий або скляний місток і склянка ємністю 100 мл для зважування зразка гірської породи у гасі; тонкий (волосяний) дріт.

3.4 Порядок виконання роботи

3.4.1 Сухий екстрагований зразок гірської породи приймають за кінець тонкого дроту і зважують у повітрі (P_1 , г).

3.4.2 Зразок 1 підвішують до поршня 2, який вставлений у циліндр 3 (рисунок 3.1). Циліндр з поршнем закріплюють з допомогою гумової пробки 4 в колбі Бунзена 5. Довжину дротику підбирають таким чином, щоб зразок знаходився над рівнем гасу, яким заповнена колба Бунзена.

3.4.3 Для вакуумування (рис. 3.1) установку з'єднують через трьохходовий кран 6 з вакуумним насосом і вмикають електродвигун вакуумного насоса. Розрідження в колбі контролюють за показами вакуумметра 7. Через 15 – 20 хвилин вакуумування відкривають кран 8, який з'єднує простір над поршнем з атмосферою. Поршень під дією атмосферного тиску опускається вниз і зразок занурюється під рівень гасу. Після цього кран 8 закривають. Насичують зразок гасом під вакуумом до припинення виділення бульбашок повітря з нього. Потім вимикають вакуумний насос і, відкриваючи кран 6, з'єднують установку з атмосферою. Склянка Тищенко 9 служить індикатором відкачки повітря.

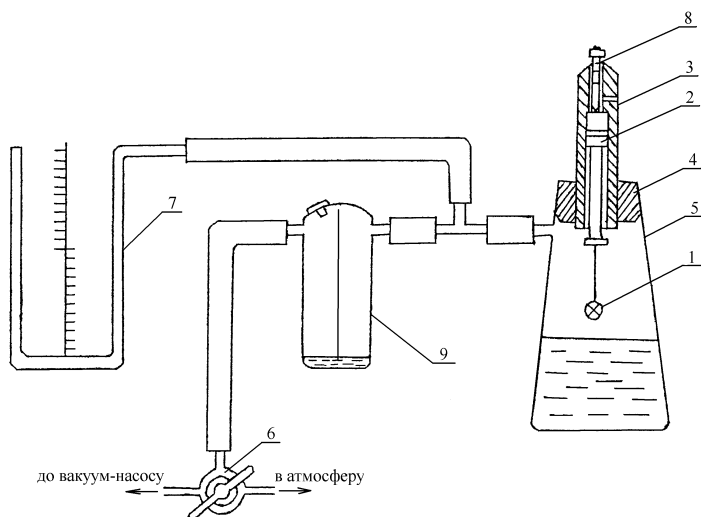
3.4.4 Зразок виймають із колби Бунзена, звільняють від надлишку гасу на ньому з допомогою фільтрувального паперу, кладуть його у склянку з гасом, так, щоб він був занурений у гасі, і зважують (P_2 , г).

3.4.5 Зразок виймають із склянки, витирають фільтрувальним папером до одержання матової поверхні і знову зважують у повітрі (P_3 , г).

3.4.6 Коефіцієнт відкритої пористості визначають за формулою:

$$m_{\text{ВП}} = \frac{P_3 - P_1}{P_3 - P_2} \quad (3.2)$$

3.4.7 Результати вимірювань та розрахунку заносять в таблицю 3.1.



1 – зразок гірської породи; 2 – поршень; 3 – циліндр;
4 – гумова пробка; 5 – колба Бунзена з тубусом; 6 – трьох-
ходовий кран; 7 – вакууметр; 8 – кран; 9 – склянка
Тищенко.

Рисунок 3.1 – Установка для вакуумування (ВУ-3)

Таблиця 3.1 – Дані вимірювань та обчислень для визначення відкритої пористості гірської породи

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірювань
1	2	3	4
1	Маса сухого зразка гірської породи в повітрі, г	P_1	
2	Маса насиченого гасом зразка гірської породи в гасі, г	P_2	

3	Маса насиченого гасом зразка гірської породи в повітрі, г	P_3	
4	Коефіцієнт відкритої пористості, ч. од.	m	

3.5. Контрольні запитання

3.5.1 Що розуміють під коефіцієнтом відкритої пористості?

3.5.2 В яких одиницях вимірюється відкрита пористість?

3.5.3 На якому принципі базується визначення пористості способом Преображенського?

3.5.4 В яких межах змінюється відкрита пористість нафтогазовміщуючих гірських порід?

3.5.5 Як відрізняється відкрита пористість від абсолютної?

3.5.6 Для чого необхідно знати відкриту пористість гірської породи?

3.5.7 Перелічіть та охарактеризуйте інші відомі Вам методи визначення пористості, крім методів, розглянутих в лабораторних роботах № 2 і № 3.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА АБСОЛЮТНОЇ ПРОНИКНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД (КЕРНІВ)

Тривалість виконання роботи – 2 години.

4.1 Мета роботи: засвоїти поняття проникності, коефіцієнта проникності та визначити коефіцієнт абсолютної проникності зразка гірської породи.

4.2 Теоретична частина

Властивість гірської породи пропускати крізь себе рідину чи газ під дією перепаду тиску прийнято називати проникністю. Розрізняють абсолютну, фазову (ефективну) і відносну проникність.

Абсолютна проникність – це проникність пористого середовища для однорідної рідини чи газу, хімічно інертних по відношенні до пористого середовища і при умові повного заповнення пор газом чи рідиною. Абсолютна проникність характеризує фізичні властивості гірської породи, є властивістю породи і не залежить від властивостей рідини чи газу, що рухається (фільтрується) в пористому середовищі, якщо відсутня взаємодія флюїду з гірською породою. На практиці рідини часто взаємодіють з породою (глинисті частинки розбухають у воді, смоли забивають пори). В зв'язку з цим для оцінки абсолютної проникності як правило використовується повітря або газ, так як встановлено, що при русі рідин в пористому середовищі на проникність впливають фізико-хімічні властивості рідин.

Проникність характеризується коефіцієнтом проникності k . Його визначають за законом Дарсі, згідно з яким швидкість фільтрації рідини чи газу в пористому середовищі пропорційна градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості:

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (4.1)$$

де v – швидкість фільтрації, $v = Q/F$, м/с; Q – об'ємна витрата рідини, $\text{м}^3/\text{с}$; F – площа фільтрації, м^2 ; μ – динамічна в'язкість рідини, Па·с; ΔP – перепад тиску, Па; L – довжина пористого середовища (зразка гірської породи), м.

Проникність гірської породи по рідині визначається за формулою:

$$k_p = \frac{Q \cdot \mu_p \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (4.2)$$

Проникність гірської породи по газу згідно з (4.2) після відповідних перетворень (з врахуванням того, що газ значно стисливіший від рідини) визначається за формулою:

$$k_g = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot \mu_g \cdot L \cdot P_0}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (4.3)$$

де μ_g – динамічна в'язкість газу (повітря), Па·с; P_0 – атмосферний тиск, Па; Q_0 – об'ємна витрата газу, $\text{м}^3/\text{с}$; P_1 – абсолютний тиск на вході в зразок, Па; P_2 – абсолютний тиск на виході із зразка, Па;

$$P_1 = P_1' + P_2, \quad (4.4)$$

де P_1' – надлишковий тиск на вході в кернотримач, Па.

Об'ємна витрата газу:

$$Q_0 = \frac{V_g}{\tau}, \quad (4.5)$$

де V_g – об'єм газу (повітря), м^3 ; τ – час проходження газу через зразок породи, с.

Коефіцієнт проникності k виражається в Д (Дарсі) або мД (міліДарсі) і має розмірність м^2 (тобто розмірність пло-

щі). Він залежить від розмірів і конфігурації порових каналів, по яких фільтрується газ, рідина або їх суміш, і обумовлюється тертям, що виникає при фільтрації потоку через ту чи іншу породу.

Очевидно, що чим крупніші пори гірської породи, тим менша різниця між коефіцієнтом проникності по рідині і газу. При певних умовах, що мають місце в пласті (гідратація, набухання глинистих частинок), проникність деяких гірських порід, особливо глинистих пісків, по рідині може суттєво змінюватись.

Таким чином, піски або алеврити, високо проникні для газу, можуть бути практично непроникними для води. Крім того, на значення проникності гірської породи по рідині може суттєво впливати мінералізація води, оскільки вода різної мінералізації володіє різною здатністю змочувати і гідратувати мінеральні зерна.

Абсолютна проникність гірських порід-колекторів більшості нафтових і газових родовищ коливається в середньому в межах $(5 - 1000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

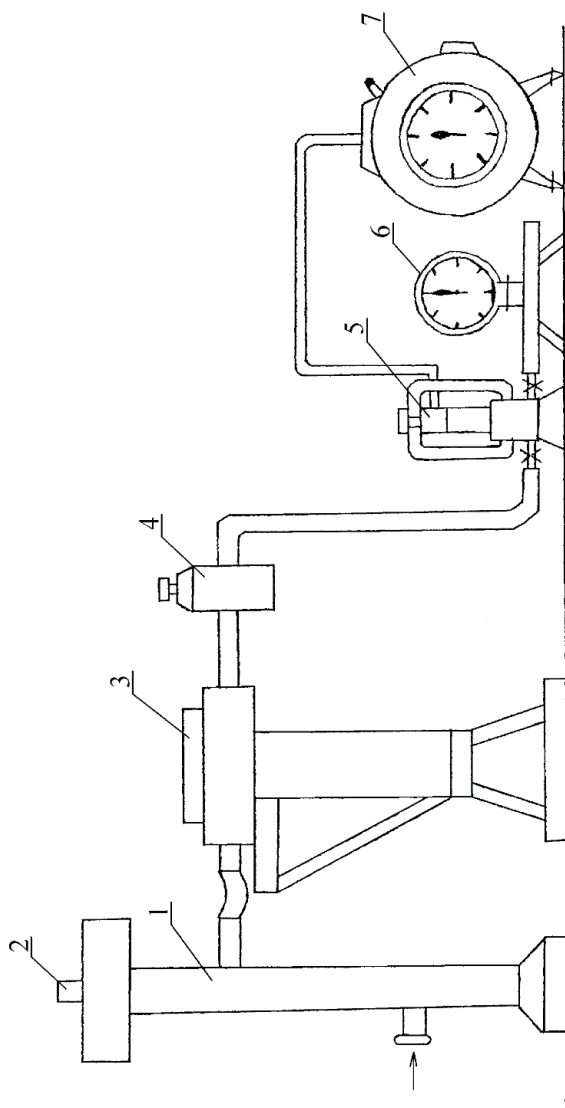
Гірські породи за проникністю поділяють на 6 класів: I – дуже добре проникні гірські породи ($k > 1,0 \text{ мкм}^2$); II – добре проникні (від 1,0 до 0,1 мкм^2); III – середньопроникні породи (від 0,1 до 0,01 мкм^2); IV – слабкопроникні (від 0,01 до 0,001 мкм^2); V – дуже слабкопроникні гірські породи (від 1 до 0,1 нм^2); VI – практично непроникні ($k < 0,1 \text{ нм}^2$).

4.3 Апаратура та прилади для визначення коефіцієнта абсолютної проникності зразка гірської породи по газу (повітрю)

Робота виконується на апараті ГК-5.

Схема апарату наведена на рис. 4.1. Повітря поступає у кернотримач 5, в якому знаходиться досліджуваний зразок породи, з компресора через хлоркальцієву трубку 1 (де воно

звільнюється від водяних парів) з манометром 2 і фільтр 3. Далі повітря поступає через газовий лічильник 7 у атмосферу. Витрата повітря регулюється мікроредуктором 4 або вентилем на вході в кернотримач і вимірюється з допомогою газового лічильника і секундоміра. Надлишковий тиск повіт-



1 – хлоркальцієва трубка; 2 – термометр; 3 – фільтр; 4 – мікроредуктор (регулюючий вентиль); 5 – кернотримач із зразком породи; 6 – манометр; 7 – газовий лічильник.

Рисунок 4.1 – Апарат ГК-5 для визначення абсолютної проникності зразка гірської породи

ря на вході у кернотримач P_1' вимірюється манометром 6, тиск на виході із зразка P_2 дорівнює атмосферному (вимірюється барометром).

Крім приладу ГК-5, для визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірських порід використовують такі прилади, як пермеаметри і пермеаметри-порозиметри (для одночасного визначення коефіцієнтів відкритої пористості та абсолютної проникності гірської породи). Зокрема, в лабораторіях використовують рідинний пермеаметр PERL-200, пермеаметр-порозиметр низького тиску обтискування COREVAL-30, порозиметр-пермеаметр UltroPoroPerm-400, автоматичний пермеаметр-порозиметр AP-608 та інші.

Рідинний пермеаметр PERL-200. Рідинний пермеаметр PERL-200 призначений для вимірювання проникності гірських порід по рідині (в якості рідини використовують лабораторне масло). PERL-200 – це сучасний прилад для визначення проникності порід. Принцип дії приладу ґрунтується на законі Дарсі.

Вимірювання проникності по рідині проводиться на циліндричних зразках керна. Прилад простий і безпечний в роботі, оскільки не використовується ртуть і нема необхідності в застосуванні засобів для створення високого тиску обтискування.

Очищений і сухий зразок гірської породи вакуумують і насичують інертною рідиною (лабораторне масло), яку потім пропускають через зразок. Зразок породи поміщають в кернотримач і механічно обтискають манжетною з метою уникнення просочування рідини вздовж стінок.

Отримані в ході вимірювань дані, а також покази температури, динамічна в'язкість, розміри зразка та інші параметри використовують для визначення проникності породи за законом Дарсі.

Діапазон вимірювання проникності гірських порід: від 0,1 мД до 1500 мД.

Дані розраховуються з допомогою електронного шаблону в форматі Excel.

Пермеаметр PERL-200 закріплюють на робочому столі. Він надійний в роботі і не вимагає складного технічного обслуговування.

Пермеаметр-порозиметр низького тиску обтискування COREVAL-30 (виробник : Vinci Technologies (Франція)). Призначений для вимірювання пористості і проникності по гелію при фіксованому тиску обтискування до 28 бар. Прилад оснащений комп'ютерною станцією для реєстрації і обробки даних. Проникність по газу визначається при нестационарному режимі фільтрації, а вимірювання пористості виконується за законом Бойля-Маріотта і за законом Шарля для розширення гелію для прямого визначення порового об'єму. За допомогою програмного забезпечення можна також розрахувати еквівалентну проникність зразка керна по повітрю при заданій користувачем величині тиску.

Переваги :

- Прилад дозволяє послідовно проводити вимірювання як пористості, так і проникності зразка без вивантаження із кернотримача;
- Висока точність отриманих результатів.

Технічні характеристики :

Діапазон проникності	0,001 мД – 10000 мД
Діапазон пористості	до 60 %
Поровий тиск	до 17 бар
Діаметр зразка	30 мм, 1.0", 1.5", по запиту
Тиск обтискування	до 27 бар
Витрата газу	0 – 600 см ³ /хв
Подача гелію	27 бар
Подача азоту	35 бар
Подача повітря (сухого)	7 бар
Температура	Навколишнього середовища.

Призначення і коротка технічна характеристика порозиметра-пермеаметра UltroPoroPerm-400. Порозиметр-пермеаметр UltroPoroPerm-400 призначений для вимірювання коефіцієнтів абсолютної проникності для газу і загальної пористості зразків гірських порід. Діапазони вимірювань: коефіцієнта проникності для газу $(0,005 - 3,0) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; коефіцієнта пористості 0,1 – 40,0 %. Похибка становить відповідно 7,0 % і 6,0 % для коефіцієнта абсолютної проникності для газу і загальної пористості відповідно.

Автоматичний пермеаметр-порозиметр АР-608. Автоматичний пермеаметр-порозиметр АР-608 призначений для вимірювання коефіцієнтів абсолютної проникності і загальної пористості при гірничому тиску до $67,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$. Пермеаметр-порозиметр АР-608 розрахований на один зразок, що завантажується вручну. Коефіцієнт абсолютної проникності вимірюють методом скидання тиску (за Клінкенбергом). Поровий об'єм визначається методом, що ґрунтується на законі Бойля-Маріотта. Прилад може використовуватись в лабораторіях як з малими, так і з великими вимогами щодо об'ємів аналізу керна. Технічні характеристики автоматичного пермеаметра-порозиметра АР-608:

- діапазон вимірювання коефіцієнта абсолютної проникності: від $0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$;
- діапазон вимірювання коефіцієнта загальної пористості: від 0,01 до 40 %;
- розміри зразків керна: довжина: від 19 до 102 мм, діаметр: 25 або 38 мм;
- гірничий тиск: від $2 \cdot 10^6$ до $67,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

4.4 Порядок виконання роботи

4.4.1 Вимірюють довжину та діаметр зразка породи і встановлюють його у кернотримач.

4.4.2 Вмикають компресор і пускають повітря у кернотримач, регулюючи його подачу вентилем мікроредуктора або кернотримача.

4.4.3 Через 5 – 6 хвилин після встановлення фільтрації газу через керн знімають покази манометра P_1' , а з допомогою газового лічильника визначають об'єм газу V_g , фіксуючи секундоміром час його проходження через зразок τ . Записують покази термометра. Встановлення усталеної фільтрації повітря контролюється проведенням контрольних вимірів до тих пір, доки значення вказаних величин не стане постійним. Досліди повторюють 6 – 7 разів при різних перепадах тиску.

4.4.4 З метою контролю за лінійністю потоку в процесі вимірів проникності будують графік залежності витрати повітря Q від ΔP^2 (тобто $Q = f(P_1^2 - P_2^2)$), яка повинна мати вигляд прямої, що проходить через початок координат. У випадку порушення лінійності даної залежності виміри повторюють при інших перепадах тиску.

4.4.5 Результати дослідів заносять у таблицю 4.1 і визначають абсолютну проникність зразка гірської породи за формулою (4.3).

Таблиця 4.1 – Результати дослідів та обчислень для визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи

Показники	Позначення	Одиниці вимірювання	№№ дослідів						
			1	2	3	4	5	6	7
Діаметр зразка	d	м							
Площа фільтрації	F	м ²							
Довжина зразка	L	м							
Температура повітря	t	°C							

Продовження табл. 4.1.

Показники	Позначення	Одиниці вимірювання	№№ дослідів						
			1	2	3	4	5	6	7
Динамічна в'язкість повітря	μ_r	Па·с							
Барометричний тиск	P_0	Па							
Надлишковий тиск на вході в кернотримач	P_1'	Па							
Тиск на вході у зразок	P_1	Па							
Тиск на виході із зразка	$P_2 = P_0$	Па							
Об'єм газу, виміряний газовим лічильником	V_r	m^3							
Час досліду	τ	с							
Витрата газу	Q_0	m^3/c							
Коефіцієнт газопрозорності	k	m^2							
Середнє значення коефіцієнта газопрозорності	$k_{сер}$	m^2							

Динамічна в'язкість повітря при різних значеннях температури наведена в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Динамічна в'язкість повітря при різних значеннях температури

Температура повітря t , °C	17	18	19	20	21	22
Динамічна в'язкість повітря μ , 10^{-5} Па·с	1,793	1,798	1,803	1,808	1,813	1,818

4.5 Контрольні запитання

4.5.1 Що розуміють під проникністю гірської породи?

4.5.2 Дайте визначення всіх видів проникності.

4.5.3 Виведіть формулу для визначення коефіцієнта проникності зразка гірської породи по рідині та по газу.

4.5.4 В яких одиницях визначається і в яких межах змінюється коефіцієнт проникності в нафтогазопромисловій справі?

4.5.5 Яким чином, на Вашу думку, можна удосконалити установку ГК-5?

4.5.6 При розгляді яких питань нафтогазової справи використовують поняття та значення коефіцієнтів проникності?

4.5.7 Як впливають тиск і температура навколишнього середовища на значення коефіцієнта проникності?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ПО РІДИНІ НА УСТАТКУВАННІ ВКДВ-1

Тривалість виконання роботи – 2 години.

5.1 Мета роботи: Набуття навичок з визначення коефіцієнта проникності гірських порід по рідині на апараті ВКДВ-1 та установці по дослідженню пластових кернів УДПК-1М.

5.2 Теоретична частина

На практиці коефіцієнт проникності, визначений по рідині, менший від коефіцієнта проникності, визначеного по газу. Тільки при високій проникності порід значення їх майже рівні. Зменшення проникності однієї і тієї ж породи для рідини в порівнянні з проникністю для газу відбувається внаслідок розбухання глинистих частинок і адсорбції рідини на стінках пор.

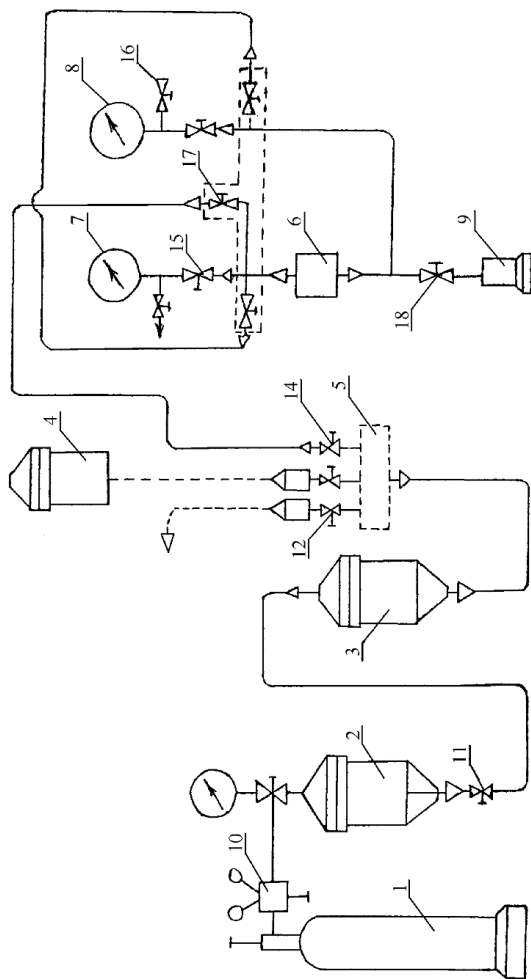
Коефіцієнт водопроникності визначається за формулою, що безпосередньо впливає із закону Дарсі:

$$k_b = \frac{Q_b \cdot \mu_b \cdot L}{F \cdot (P_1 - P_2)}, \quad (5.1)$$

де Q_b – витрата води через зразок гірської породи, м³/с; μ_b – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с; L – довжина зразка породи, м; F – площа фільтрації, м²; P_1 – тиск перед зразком, Па; P_2 – тиск після зразка, Па.

5.3 Опис приладу для визначення водопроникності гірських порід

Лабораторна робота виконується на установці ВКДВ-1, схема якої приведена на рисунку 5.1, хоча аналогічно можна



1 – балон з повітрям або гідравлічний прес; 2 – напірна ємність з маслом; 3 – витратна ємність з водою; 4 – ємність з водою (водопровідна лінія); 5 – маніфольд; 6 – кернотримач із зразком породи; 7 – манометр для вимірювання тиску до керну; 8 – манометр для вимірювання тиску після керну; 9 – мірна склянка на 10 см³; 10 – мікроредуктор (регулюючий вентиль); 11 – 18 – вентилі.

Рисунок 5.1 – Установка ВКДВ-1 для визначення водопроникності кернів

визначити проникність і на установці УДПК-1М, яка дозволяє додатково моделювати пластові умови (тиск і температуру).

Установка складається з напірної ємності 2, витратної ємності 3, балона 1 з повітрям або преса для створення напору. Ємність з'єднана з балоном (пресом) і манометром. Вода, яка призначена для проведення досліду, попередньо фільтрується і вакуумується у ємності 4 для видалення розчиненого в ній повітря. Перед початком роботи весь прилад вакуумують через вентиль 13 і маніфольд 5. Вода з витратної ємності під тиском, який передається газом або маслом, поступає у кернотримач із зразком породи і витікає у мірний циліндр 10. Тиск за керном вимірюється манометром 8, а перед керном – манометром 7. Для виконання лабораторної роботи необхідно мати також мірну склянку ємністю 10 мл, секундомір та барометр.

5.4 Порядок виконання роботи

5.4.1 Вимірюють довжину L та діаметр d зразка і встановлюють його у кернотримач 6.

5.4.2 Ємність 4 заповнюють профільованою водою і вакуумують до повного видалення повітря. Одночасно через вентиль 12 вакуумують весь прилад при закритих вентилях 11, 15, 18.

5.4.3 Закривають вентиль 12 і припиняють вакуумування. Через вентиль 13 заповнюють систему водою, а ємність 2 заповнюють маслом.

5.4.4 Відкривають балон з газом і з допомогою редуктора 10 регулюють величину тиску до зразка (додаткове регулювання тиску до зразка і витрати води здійснюються з допомогою вентилів 14 і 17, а тиску за керном – з допомогою вентиля 15).

5.4.5 Після встановлення фільтрації води через керн записують відліки по манометрах до і після зразка, а з допомогою секундоміра і мірного циліндра заміряють

витрату води $Q = V/\tau$. Для цього визначають об'єм води V , що поступила в мірний циліндр за час τ . Встановлення усталеного режиму фільтрації води контролюється повторним виміром витрати води.

Досліди повторюються 6 – 7 разів при різних перепадах тиску.

5.4.6 Результати дослідів заносять в таблицю 5.1 і визначають коефіцієнт водопроникності зразка.

Фільтрація води через зразок породи повинна відбуватись за лінійним законом. Це контролюється побудовою графіка залежності

$$Q = f(\Delta P), \quad (5.2)$$

Залежність $Q = f(\Delta P)$ повинна являти собою пряму лінію.

Таблиця 5.1 – Таблиця розрахунку водопроникності за результатами проведених дослідів

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів					
			1	2	3	4	5	6
Діаметр зразка	D	м						
Площа фільтрації зразка	F	м ²						
Довжина зразка	L	м						
Динамічна в'язкість води	μ	Пас						
Тиск перед зразком	P ₁	Па						
Тиск після зразка	P ₂	Па						

Продовження табл. 5.1

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів					
			1	2	3	4	5	6
Об'єм води у мірному циліндрі	V	м ³						
Час досліду	T	с						
Витрата води	Q	м ³ /с						
Коефіцієнт водопроникності	кв	м ²						
Середнє значення коефіцієнта водопроникності	кв _{сер}	м ²						

Значення динамічної в'язкості води в залежності від температури наведені у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Залежність динамічної в'язкості води від температури

Температура, °С	Динамічна в'язкість, мПа·с	Температура, °С	Динамічна в'язкість, мПа·с
0	1,794	60	0,470
10	1,31	70	0,407
20	1,009	80	0,357
30	0,800	90	0,317
40	0,654	100	0,284

5.5 Контрольні запитання

5.5.1 Назвіть види проникності та дайте їм визначення.

5.5.2 Виведіть формулу для визначення проникності.

5.5.3 З якою метою будується графік $Q = f(\Delta P)$?

5.5.4 Покажіть, як залежить відносна проникність гірської породи для нафти і води від насиченості порового простору водою.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6

ВИЗНАЧЕННЯ КАРБОНАТНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ГАЗОМЕТРИЧНИМ СПОСОБОМ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

6.1 Мета роботи: Поглиблення знань про хімічний склад гірських порід та визначення карбонатності зразка гірської породи.

6.2 Теоретична частина

Визначення карбонатності гірських порід має велике практичне значення для виявлення умов утворення осадових порід, формування осадових порід, формування вторинних пустот у вигляді пор чи каверн, для обґрунтування доцільності проведення кислотних чи термокислотних обробок пласта.

Під карбонатністю порід розуміють вміст в них солей вугільної кислоти: вапняку CaCO_3 , поташу K_2CO_3 , соди Na_2CO_3 , доломіту $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидериту FeCO_3 , магнезиту MgCO_3 та інших.

Визначення карбонатності гірських порід є необхідним аналізом при вивченні колекторських властивостей пористих середовищ. Зі значеннями карбонатності можна не тільки співставляти значення пористості, проникності, дані про гранулометричний склад і початкову водонасиченість порід, а, крім того, вони є додатковим фактором при кореляції пластів.

Карбонатність порід продуктивних пластів визначають в лабораторних умовах по керновому матеріалі газометричним методом, що базується на хімічному розпаді карбонатів, які утворюють породу, і вимірюванні об'єму вуглекислого газу, що виділяється в результаті реакції:



При визначенні карбонатності лабораторні досліди, як правило, проводять з вапняком CaCO_3 , тому що він найбільше розповсюджений в гірських породах і складає основну частину перерахованих вище карбонатів. По об'єму виділеного CO_2 визначають ваговий процентний вміст карбонатів у породі в перерахунку на CaCO_3 .

Гірські породи продуктивних пластів, що містять значні кількості карбонатів, можуть з успіхом піддаватися обробці соляною кислотою з метою збільшення проникності пласта та інтенсифікації видобутку нафти (газу).

6.3 Необхідна апаратура, матеріали та реагенти.

Будова та принцип дії приладу

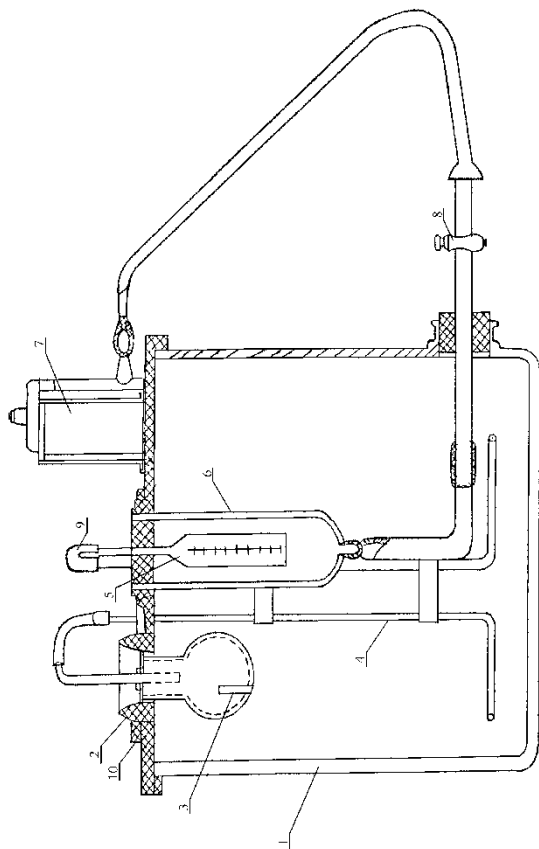
Необхідна апаратура, матеріали та реагенти : прилад для визначення карбонатності (АК-4), аналітична вага з різноважками, ступка, барометр, термометр і соляна кислота (1:1), тобто вдвічі розведена водою.

Будова та принцип дії приладу. Схема приладу АК-4 для визначення карбонатності кернів газометричним способом показана на рис. 6.1. Він складається з термостата 1; реакційної колби 2; пробірки 3; змійовика 4; проградуваної бюретки 5; циліндра 6; зрівнювальної склянки 7; крана 8 і термометра 9.

Принцип дії полягає у вимірюванні об'єму газу (CO_2), що виділяється в процесі реакції кислоти з породою і визначення кількості прореагованої породи (карбонатів) у відповідності із стехіометричним рівнянням (6.1).

6.4 Порядок виконання роботи

6.4.1 У фарфоровій або металевій ступці розтирають екстрагований сухий зразок породи, беруть наважку 0,5 – 5 г



1 – термостат; 2 – реакційна колба з пороною; 3 – пробірка із соляною кислотою; 4 – змійовик; 5 – проградуйована бюретка (ціна поділки $0,2 \text{ см}^3$); 6 – циліндр; 7 – зрівнювальна склянка; 8 – вентиль; 9 – термометр; 10 – втулка.

Рисунок 6.1 – Апарат АК-4 для визначення карбонатності гірських порід

(в залежності від вмісту карбонатів у гірській породі) і висипають у реакційну колбу 2 апарату АК-4.

6.4.2 В пробірку 3 заливають кислоту, заповнюючи $\frac{2}{3}$ її об'єму. Заповнену кислотою пробірку не розливаючи опускають в колбу 2.

6.4.3 Щільно закривають колбу корком з трубкою і встановлюють у термостат 1.

6.4.4 Пересуванням зрівнювальної склянки 7 при відкритому крані 8 зрівнюють рівні води в бюретці 5 і циліндрі 6. Коли рівні знаходяться в одній горизонтальній площині, перекривають кран 8 і беруть відлік по шкалі, нанесеній на бюретці.

6.4.5 Обережно нахиляють колбу 2 і виливають із пробірки 1/3 частину кислоти. Вуглекислий газ, що виділяється в результаті реакції, витискує воду з бюретки у кільцевий простір. Для встановлення рівнів води у бюретці і циліндрі на одній відмітці, опускають склянку 7, відкривають кран 8 і випускають частину води з циліндра у склянку. Цю операцію повторюють до тих пір, поки не припиниться виділення вуглекислого газу.

6.4.6 Після закінчення реакції фіксують рівень води в бюретці і порівнюють його з початковим.

6.4.7 Записують покази термометра 9 в термостаті і значення барометричного тиску для визначення густини газу в умовах досліду.

6.4.8 Вміст карбонатів (в %) у гірській породі визначають за формулою:

$$K = \frac{V \cdot \rho}{4,4 \cdot G}, \quad (6.2)$$

де V – об'єм CO_2 , що виділився в результаті реакції кислоти з гірською породою, см^3 ; G – вага досліджуваного зразка гірської породи, г; ρ – густина CO_2 в умовах досліду, мг/см^3 (кг/м^3), яка визначається за формулою:

$$\rho = \frac{44 \cdot P_6}{62,36 \cdot (273 + t)}, \quad (6.3)$$

де P_6 – барометричний тиск, мм. рт. ст.; t – температура в умовах досліду, $^{\circ}\text{C}$.

6.4.9 Результати дослідів заносять у таблицю 6.1 і обчислюють значення карбонатності гірської породи (в %).

Таблиця 6.1 – Результати дослідів та обчислень з визначення карбонатності гірської породи

Показники	Позначення	Одиниці виміру	Результат
Вага досліджуваного зразка гірської породи	G	г	
Об'єм CO ₂ , що виділився в результаті реакції кислоти з гірською породою	V	см ³	
Густина CO ₂ в умовах дослідів	ρ	мг/см ³	
Температура повітря	t	°C	
Барометричний тиск	P _б	Па / мм. рт. ст.	
Карбонатність	K	%	

6.5 Контрольні запитання

6.5.1 Дайте визначення карбонатності гірської породи.

6.5.2 Запишіть формулу для визначення карбонатності гірської породи.

6.5.3 Поясніть зміст коефіцієнту 4,4 у формулі (6.2). Як отримують значення карбонатності за формулою (6.2) – у % чи частках одиниці ? Що розуміють під хімічною рівновагою?

6.5.4 З якою метою визначають карбонатність гірських порід та де її використовують?

6.5.5 Поясніть суть газометричного методу визначення карбонатності гірської породи.

6.5.6 З якою метою проводять соляно-кислотні обробки свердловин ?

6.5.7 Як залежить густина газів від тиску і температури ?

6.5.8 Які фактори суттєво впливають на карбонатність гірської породи ?

6.5.9 Чи існує взаємозв'язок між відкритою пористістю і карбонатністю гірських порід ?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 7

ВИВЧЕННЯ КІНЕТИКИ РЕАКЦІЇ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ З ГІРСЬКИМИ ПОРОДАМИ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

7.1 Мета роботи: Поглиблення знань про хімічний склад гірських порід і швидкість реакції гірських порід з кислотами та визначення швидкості реакції кислоти з гірською породою за графічною залежністю об'єму вуглекислого газу, що виділився в результаті реакції кислоти з гірською породою, від часу протікання реакції за результатами дослідів.

7.2 Теоретична частина

Знання швидкості реакції гірських порід з кислотами потрібні для проектування і ефективного проведення кислотних обробок привибійної зони пласта, а саме: визначення часу витримки кислоти в пласті для дії на кислоторозчинні породи. Прийняття технологічного рішення повинно ґрунтуватись також на знаннях про карбонатність гірської породи.

Термін “швидкість реакції” означає швидкість, з якою утворюються продукти реакції, або швидкість, з якою витрачаються реагенти, що вступають у цю реакцію.

Швидкість реакції кислоти з гірськими породами залежить, в основному, від концентрації, тиску, температури, наявності каталізатора тощо.

Серед існуючих методів визначення швидкості реакції найбільш оперативним є газометричний метод, в основу якого покладене визначення об'єму газу, що виділяється в процесі реакції, через рівні проміжки часу.

Реакція вапняку з кислотою описується рівнянням (6.1). Для визначення швидкості реакції будують графік або криву швидкості реакції, яка показує зміну об'єму діоксиду

вуглецю в часі (рисунок 7.1). Кут нахилу дотичної до кривої швидкості реакції в будь-якій точці цієї кривої показує швидкість реакції у відповідний момент часу. Чим крутіший кут нахилу, тим швидше проходить реакція.

Швидкість реакції визначається відношенням об'єму діоксиду вуглецю до часу, за який він утворюється, тобто $\Delta V_{\text{CO}_2}/\Delta t$, або відношенням добутку маси вапняку до відповідного проміжку часу τ .

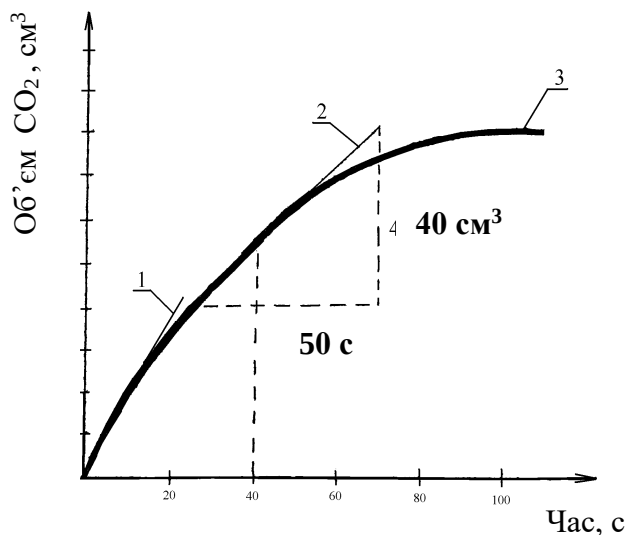


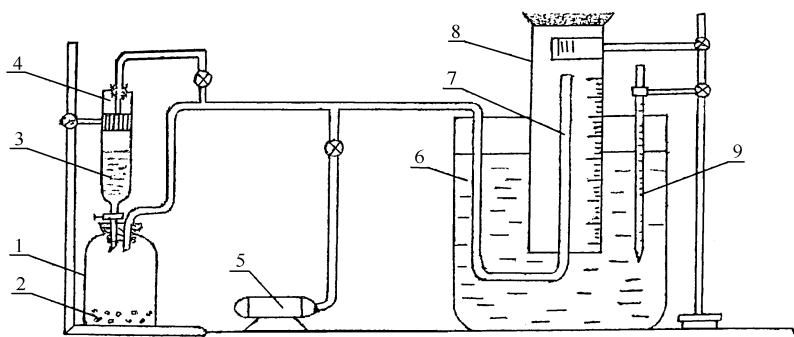
Рисунок 7.1 – Залежність об'єму вуглекислого газу, який виділився в результаті реакції кислоти з гірською породою, від часу протікання реакції

Миттєва швидкість реакції в конкретний момент часу геометрично визначається тангенсом кута нахилу дотичної до кривої швидкості у відповідний момент часу.

7.3 Необхідна апаратура, матеріали та реагенти. Будова та принцип дії приладу

Необхідна апаратура, матеріали та реагенти : прилад для вивчення кінетики реакції соляної кислоти з гірськими породами, аналітична вага з різноважками, ступка, термометр і соляна кислота (1:1), тобто вдвічі розведена водою.

Прилад (рисунок 7.2) складається з колби для кислоти 4; реакційної колби 1; термостатуючої посудини 6; циліндра з поділками для вимірювання об'єму діоксиду вуглецю 8; термометра 9.



1 – реакційна колба; 2 – наважка розтертої породи; 3 – солянокислотний розчин; 4 – колба для солянокислотного розчину; 5 – вакуумнасос або гумова “груша”; 6 – термостат; 7 – скляний відвід для вуглекислого газу; 8 – мірний циліндр; 9 – термометр.

Рисунок 7.2 – Установа для дослідження кінетики реакції кислоти з гірською породою

7.4 Порядок виконання роботи

7.4.1 Ретельно розтирають у ступці екстрагований зразок породи і засипають 0,5 – 3 г у реакційну колбу.

7.4.2 При закритому крані колбу заповнюють 30 мл 15%-ного солянокислотного розчину і закривають корком.

7.4.3 З допомогою вакуумнасосу або гумової “груші” з системи відбирають повітря для підйому рівня води у циліндрі до верхньої (“нульової”) поділки.

7.4.4 Відкривають кран і кислоту перепускають у реакційну колбу, вмикаючи одночасно з цим секундомір.

7.4.5 Вуглекислий газ, що виділяється при реакції, витискає воду з циліндра і за мітками рівня води у ньому вимірюють об’єм газу у різні моменти часу.

7.4.6 Використовуючи рівняння газового стану та нехтуючи незначною похибкою, що викликана нерівністю атмосферного тиску і тиску газу в циліндрі, визначають кількість розчиненого кислотою вапняку на різні моменти часу:

$$G_i = \frac{V_i \cdot 100,09}{22,4} = 4,468 \cdot V_i , \quad (7.1)$$

де: G_i – кількість розчиненого вапняку, г; V_i – об’єм вуглекислого газу, л.

7.4.7 Визначають втрату маси вапняку в процесі реакції відповідно до різних моментів часу за формулою:

$$\frac{\Delta G}{G} = \frac{G - G_i}{G} , \quad (7.2)$$

де: G – початкова маса вапняку, г.

7.4.8 Будують криву залежності об’єму вуглекислого газу, який виділився в результаті реакції кислоти з породою, від часу протікання реакції та криву зміни втрати маси вапняку у часі.

7.4.9 Визначають швидкість реакції (середню і в моменти часу, які відповідають характерним перегинам кривої).

7.4.10 Результати дослідів та обчислень заносять у таблицю 7.1

Таблиця 7.1 – Результати дослідів та обчислень з вивчення кінетики реакції соляної кислоти з гірською породою

Показники	Позначення	Одиниці виміру	Результат
Початкова маса вапняку	G	г	
Об'єм вуглекислого газу, що виділився в різні моменти часу	V_i	см ³	
	при $t_1 =$ с	см ³	
	при $t_2 =$ с	см ³	
	при $t_3 =$ с	см ³	
	при $t_4 =$ с	см ³	
	при $t_5 =$ с	см ³	
Кількість розчиненого вапняку	G_i	г	
	при $t_1 =$ с	г	
	при $t_2 =$ с	г	
	при $t_3 =$ с	г	
	при $t_4 =$ с	г	
	при $t_5 =$ с	г	

7.5 Контрольні запитання

7.5.1 Для чого потрібно знати швидкість реакції кислоти з породами?

7.5.2 Які фактори впливають на швидкість реакції кислоти з породами?

7.5.3 У чому полягає газометричний метод визначення швидкості реакції?

7.5.4 Як визначається миттєва швидкість реакції?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 8

ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ НАФТИ,

НАФТОПРОДУКТІВ І ПЛАСТОВОЇ ВОДИ ПРИ СТАНДАРТНИХ УМОВАХ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

8.1 Мета роботи: Ознайомитись з приладами для вимірювання густини рідини. Визначити густину пластової води і нафти (нафтопродукту) при атмосферному тиску з допомогою ареометра і пікнометра.

8.2 Теоретична частина

Одним з основних показників товарної якості нафти є її густина. Густина – це величина, що чисельно дорівнює масі одиниці об'єму речовини, тобто це відношення маси речовини до її об'єму. Одиниця вимірювання густини – кг/м^3 .

Густина нафти при температурі $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і атмосферному тиску змінюється від 700 (газовий конденсат) до 980 і навіть 1000 кг/м^3 . За густиною сирової нафти орієнтовно судять про її якість. Легкі нафти з густиною до 880 кг/м^3 – найбільш цінні: вони, як правило, містять більше бензинових і масляних фракцій.

Густина пластових вод зростає із збільшенням концентрації солей у них, і у зв'язку з цим густина пластових вод може бути різною. Відомі випадки, коли породи в пласті насичуються розсолами, густина яких досягає 1450 кг/м^3 при концентрації солей $642,8\text{ кг/м}^3$. Наближена залежність густини води ρ_v від мінералізації Q_m приведена в таблиці 8.1.

Оскільки шкала ареометрів проградуйована при температурі $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, то для того, щоб густину нафти, отриману при певній температурі t , привести до стандартних умов, тобто до температури $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, необхідно внести температурну поправку.

Для визначення густини нафти при температурі t використовується формула:

$$\rho_{20} = \rho_t + a \cdot (t - 20), \quad (8.1)$$

де ρ_t – визначена в результаті дослідів густина при температурі t , кг/м^3 ; ρ_{20} – густина при температурі 20°C , кг/м^3 ; a – середня температурна поправка на 1°C для нафтопродуктів, $\frac{\text{кг}}{^\circ\text{C} \cdot \text{м}^3}$.

Таблиця 8.1 – Наближена залежність густини води від її мінералізації

Густина пластової води ρ_v при $15,5^\circ\text{C}$, кг/м^3	1000	1020	1040	1060	1080	1100	1120	1140
Мінералізація пластової води Q_m , кг/м^3	-	27,5	55,4	83,7	113,2	145,3	175,8	210,0

Температурна поправка a береться з таблиць, наведених в літературі, наприклад в [4], і змінюється в залежності від якості нафти від $0,9$ до $0,5 \frac{\text{кг}}{^\circ\text{C} \cdot \text{м}^3}$.

Значення температурних поправок для нафт і нафтопродуктів приведені в таблиці 8.2.
Таблиця 8.2 – Значення температурних поправок для нафт і нафтопродуктів

Відносна	Температурна	Відносна	Температурна
----------	--------------	----------	--------------

густина	поправка, кг $^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^3$	густина	поправка, кг $^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^3$
0,700–0,710	0,897	0,850–0,860	0,699
0,710–0,720	0,884	0,860–0,870	0,686
0,720–0,730	0,870	0,870–0,880	0,673
0,730–0,740	0,857	0,880–0,890	0,660
0,740–0,750	0,844	0,890–0,900	0,647
0,750–0,760	0,831	0,900–0,910	0,633
0,760–0,770	0,818	0,910–0,920	0,620
0,770–0,780	0,805	0,920–0,930	0,607
0,780–0,790	0,792	0,930–0,940	0,594
0,790–0,800	0,778	0,940–0,950	0,581
0,800–0,810	0,765	0,950–0,960	0,567
0,810–0,820	0,752	0,960–0,970	0,554
0,820–0,830	0,738	0,970–0,980	0,541
0,830–0,840	0,725	0,980–0,990	0,528
0,840–0,850	0,712	0,990–1,000	0,515

В лабораторних умовах густину рідин визначають за допомогою ареометра або денсиметра та пікнометра.

8.3 Обладнання, прилади та реагенти

Ареометри (денсиметри), пікнометри на 25 см³ (50 см³, 100 см³), аналітична вага, циліндр для створення водяної бані ємністю 500 см³, мірний циліндр, проби пластової води, нафта, конденсат (нафтопродукт).

Ареометр (рисунок 8.1) являє собою порожнистий, герметично закритий циліндричний скляний поплавок постійної маси з нанесеними на ньому мітками. Знаходячись

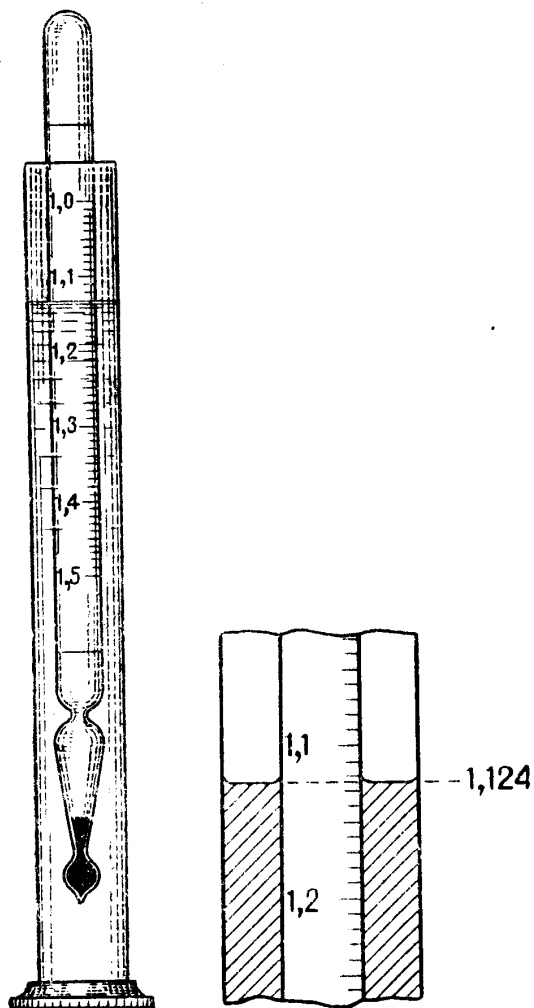


Рисунок 8.1 – Положення ареометра в циліндрі з досліджуваною рідиною та відлік по шкалі ареометра

в рідині, ареометр занурюється на різну глибину залежно від її густини. У верхній (вузькій) частині приладу є шкала для визначення густини. В нижній, ширшій частині ареометра, іноді є термометр, а в самому низу поміщений вантаж у вигляді ртуті або свинцевого дробу, завдяки чому ареометр, занурений в рідину, утримується у вертикальному положенні. Застосування ареометра ґрунтується на законі Архімеда. За глибиною занурення ареометра судять про густину рідини.

В лабораторіях використовують ареометри зі шкалою, що безпосередньо показує значення густини в г/см^3 . Денсиметрами визначають густину рідин, легших і важчих за воду в межах від 0,650 до 2 г/см^3 . Шкала денсиметрів, як і ареометрів, проградуйована при 20 °С.

Пікнометри (рисунок 8.2) використовуються для визначення густини рідин, сипучих речовин та газів. Вони являють собою скляні тонкостінні посудини з міткою на горловині або з капілярним отвором в пробці, що закриває горловину пікнометра. Пікнометри бувають об'ємом 25, 50 або 100 см^3 . Пікнометричний метод відзначається простотою у використанні і тим, що він дає можливість визначати густину випробовуваної рідини при незначній її кількості (до 100 см^3). Його точність може становити до 0,0001, а при внесенні поправок на втрату ваги в повітрі, зміну густини повітря при зміні атмосферного тиску, температури і вологості його точність може бути ще вищою. Існують також пікнометри з капілярними трубками, на які нанесена шкала з поділками. Такі пікнометри використовуються для більш точного вимірювання густини (для мікровизначення рідин).

Крім ареометрів, денсиметрів, пікнометрів для визначення густини використовуються також густиноміри різних конструкцій та гідростатичні ваги.

ПГ – для визначення густини газу; ПР1 – для рідин, з вузькою трубкою; ПР2 – для рідин, з міткою; ПР3 – для рідин, з капіляром; ПР4 – для мікровизначення рідин (для більш точного визначення густини рідини); ПТ – для твердих тіл.

Рисунок 8.2 – Типи пікнометрів

8.4 Порядок виконання роботи

8.4.1 Визначення густини рідини за допомогою ареометра

8.4.1.1 Для визначення густини нафтопродукт або пластову воду, витриману при певній температурі, наливають в сухий високий скляний циліндр ємністю 250 мл.

8.4.1.2 У рідину занурюють сухий ареометр зі шкалою, що відповідає густині даної рідини. Як тільки ареометр встановиться на певному рівні, по меніску рідини за поділками шкали ареометра відзначають рівень досліджуваної рідини в циліндрі. Відлік за шкалою ареометра проводять зверху вниз (по верхньому краю меніска) з точністю до третього знаку (рис. 8.1). При цьому ареометр не повинен доторкатись до стінок мірного циліндра. Для кожної рідини визначення густини проводять не менше 3 разів.

8.4.1.3 Якщо ареометр не відповідає досліджуваній рідині, тобто опустився на дно циліндра або спливає за шкалу, то підбирають інший ареометр.

8.4.1.4 За формулою (8.1) підраховують густину нафти у випадку, якщо температура досліду відрізняється від 20 °С. Значення температурної поправки для нафти (нафтопродукту) беруть із таблиці 8.2.

8.4.1.5 Температуру відраховують по термометру, що знаходиться в ареометрі, або додатково занурений в рідину.

8.4.1.6 Результати вимірювань густин рідин за допомогою ареометра записують в таблицю 8.3.

Таблиця 8.3 – Результати вимірювань густин рідин за допомогою ареометра та обчислень

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів				
			1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6	7	8
Температура в умовах дослідів	t	°C					
Густина нафти при температурі t	ρ_{nt}	кг/м ³					
Середнє значення густини нафти при температурі t	$\rho_{nt\text{ сеп}}$	кг/м ³					
Густина нафти при температурі 20 °C	ρ_{n20}	кг/м ³					
Густина конденсату при температурі t	$\rho_{кт}$	кг/м ³					
Середнє значення густини конденсату при температурі t	$\rho_{кт\text{ сеп}}$	кг/м ³					
Густина конденсату при 20 °C	$\rho_{к20}$	кг/м ³					

Продовження таблиці 8.3.

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів				
			1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6	7	8
Густина нафтопродукту при температурі t	$\rho_{нпр\ t}$	кг/м ³					
Середнє значення густини нафтопродукту при температурі t	$\rho_{нпр\ t\text{ сеп}}$	кг/м ³					

Густина нафтопродукту при 20 °С	$\rho_{\text{нпр } 20}$	кг/м ³					
Густина пластової води	$\rho_{\text{пл в}}$	кг/м ³					

8.4.1.7 Визначають абсолютну та відносну похибки результатів вимірювань густини з допомогою ареометра.

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

Наприклад, в результаті вимірювань густини бурового розчину отримали 3 значення: ρ_1 ; ρ_2 ; ρ_3 .

Середнє значення вимірюваної величини :

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n}, \quad (8.2)$$

Абсолютна похибка певного (і-того) виміру :

$$\Delta \rho_i = | \rho_{\text{ср}} - \rho_i |, \quad (8.3)$$

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

$$\Delta \rho_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta \rho_i}{n}, \quad (8.4)$$

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

$$\delta = \frac{\Delta \rho_{\text{ср}}}{\rho_{\text{ср}}}, \quad (8.5)$$

При користуванні ареометрами необхідно дотримуватись таких правил:

1. Щоб уникнути зайвої втрати часу на підбір необхідного ареометра заздалегідь грубо визначають густину рідини за допомогою менш чутливого ареометра, що відрізняється від інших ширшою шкалою (від 1 до 1,8 г/см³). Потім

вимірюють густину за допомогою ареометра, що має вужчу шкалу (наприклад, від 1,200 до 1,400 г/см³).

2. Температура рідини повинна бути 20 °С, тобто відповідати вказаній на шкалі ареометра.

3. Під час відліку за шкалою ареометр не повинен обертатися і доторкатися до стінок мірного циліндра.

4. Відлік показів ареометра проводять по верхній поділці шкали на рівні поверхні рідини (по верхньому краю меніска).

8.4.2 Визначення густини рідини за допомогою пікнометра

8.4.2.1 Висушений до постійної маси і охолоджений до кімнатної температури порожній пікнометр зважують з точністю до 0,0002 г (m), заповнюють за допомогою маленької воронки дистильованою водою трохи вище мітки (для пікнометрів типу ПР1, ПР2 і ПР4) або до самого верху (пікнометр типу ПР3). У пікнометрі ПР3 вода виступає з капіляру, і її надлишок обережно видаляють фільтрувальним папером.

8.4.2.2 Пікнометр закривають пробкою і витримують 20 хв у водяному термостаті, де підтримують постійну температуру води 20 °С $\pm$ 0,1 °С. При цій температурі рівень води в пікнометрі доводять до мітки за допомогою фільтрувального паперу.

8.4.2.3 Пікнометр знову закривають пробкою і витримують в термостаті ще 10 хв, перевіряючи положення меніска по відношенню до мітки.

8.4.2.4 Пікнометр виймають з термостату, витирають ззовні м'якою тканиною насухо і зважують (з точністю до 0,0002 г) – (m_1).

8.4.2.5 Пікнометр звільняють від води, висушують, споліскуючи послідовно етиловим спиртом і діетиловим ефіром, видаляють залишки ефіру просмоктуванням сухого чистого повітря і заповнюють пікнометр досліджуваною

рідиною, після чого проводять ті ж операції, що і з дистильованою водою, в результаті чого отримують масу пікнометра з досліджуваною рідиною (m_2).

8.4.2.6 Густина досліджуваної рідини обчислюють за формулою:

$$\rho_{20} = \frac{(m_2 - m) \cdot 0,99823}{m_1 - m}, \quad (8.6)$$

де m – маса порожнього пікнометра, г; m_1 – маса пікнометра з дистильованою водою, г; m_2 – маса пікнометра з досліджуваною рідиною, г; 0,99823 – значення густини води при 20 °С, г/см³.

8.4.2.7 Результати вимірювань записують в таблицю 8.4.

8.5 Контрольні запитання

8.5.1 Що розуміють під густиною речовини?

8.5.2 Запишіть формулу, за якою можна густину нафти при певній температурі t , відмінній від 20 °С, привести до стандартних умов.

8.5.3 В яких межах змінюється густина нафти при температурі 20 °С і атмосферному тиску? Які нафти вважаються найбільш цінними?

Таблиця 8.4 – Результати вимірювань та обчислень при визначенні густини рідини з допомогою пікнометра

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірів
1	2	3	4
1	Маса порожнього пікнометра, г	m	
2	Маса пікнометра з дистильованою водою, г	m_1	
3	Маса пікнометра з досліджуваною рідиною, г	m_2	

4	Густина досліджуваної рідини, г/см ³	ρ_{20}	
---	---	-------------	--

8.5.4 Опишіть прилади для визначення густини рідини: ареометр і пікнометр.

8.5.5 Як визначають абсолютну та відносну похибки результатів вимірювань з допомогою ареометра?

8.5.6 Яких правил необхідно дотримуватись при використанні ареометрів?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 9

КАЛІБРУВАННЯ КАПІЛЯРНОГО ВІСКОЗИМЕТРА ТА ВИЗНАЧЕННЯ КІНЕМАТИЧНОЇ В'ЯЗКОСТІ НАФТИ (ПЛАСТОВОЇ ВОДИ)

Тривалість виконання роботи – 2 години.

9.1 Мета роботи: Ознайомлення з приладами для вимірювання в'язкості, калібрування капілярного віско-

зиметра та визначення кінематичної в'язкості нафти (плас-
тової води)

9.2 Теоретична частина

Найважливішою фізичною властивістю будь-якої рідини, в тому числі і нафти, є в'язкість.

В'язкість (внутрішнє тертя) – це властивість рідин чинити опір переміщенню одного їх шару відносно іншого. В'язкість рідин найлегше виявити (спостерігати) при їх переливанні або помішуванні.

Кількісно в'язкість характеризується значенням величини, яку називають динамічною в'язкістю або коефіцієнтом внутрішнього тертя, і позначають η або μ . Характерною особливістю цього виду тертя є те, що воно спостерігається не на межі твердого тіла і рідини, а у всьому об'ємі рідини. Одиницею виміру динамічної в'язкості в Міжнародній системі одиниць (СІ) є Па·с.

Кінематична в'язкість дорівнює відношенню динамічної в'язкості речовини до її густини при тій же температурі:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (9.1)$$

Одиницею виміру кінематичної в'язкості в СІ є м²/с. При кінематичній в'язкості 1 м²/с динамічна в'язкість речовини густиною 1 кг/м³ дорівнює 1 Па·с.

Часто користуються також величиною відносної або умовної в'язкості (ВУ), що являє собою відношення в'язкості даної рідини до в'язкості води при тій же температурі.

Широкий діапазон значень в'язкості, а також необхідність вимірювання в'язкості в умовах низьких або високих температур і тисків обумовлює велику різноманітність методів визначення в'язкості і конструкції віскозиметрів.

Залежно від способу вимірювання віскозиметри підрозділяються на капілярні (віскозиметри витікання), кулькові, ротаційні, вібраційні і ультразвукові.

При використанні капілярних віскозиметрів вимірюється час витікання відомого об'єму рідини через капілярні трубки певного діаметру. В лабораторіях найчастіше використовуються скляні капілярні віскозиметри.

При використанні кулькових віскозиметрів вимірюють швидкість падіння кульки в досліджуваній рідині – чим більша динамічна в'язкість рідини, тим менша швидкість падіння кульки.

У ротаційних віскозиметрах вимірюється крутний момент або кутова швидкість обертання одного з двох співосних тіл, в зазорі між якими знаходиться досліджувана рідина. Область вимірювання в'язкості – від 0,5 до 10^6 Па·с. Вони, як правило, використовуються для визначення в'язкості високомолекулярних рідин і розчинів полімерних сполук.

Вимірювання в'язкості вібраційними віскозиметрами ґрунтується на залежності амплітуди коливань тіла в досліджуваній рідині від її в'язкості.

Ультразвуковими віскозиметрами вимірюють швидкість затухання коливань магнітострикційного матеріалу, поміщеного в досліджувану рідину.

Незалежно від конструкції віскозиметра, визначення в'язкості слід проводити в умовах строгого термостатування.

Для вимірювання в'язкості прозорих рідин найчастіше використовують капілярні віскозиметри – ВПР-1, ВПР-2, віскозиметр типу Пінкевича, ВПРМ, а для непрозорих – ВНР (рис. 9.1).

Кінематична в'язкість рідини ν дорівнює добутку часу τ витікання рідини через капіляр певного об'єму рідини на постійну віскозиметра C . Постійна C не залежить від температури, а визначається лише геометричними розмірами віскозиметра.

Для визначення постійної віскозиметра користуються еталонними рідинами з відомою кінематичною в'язкістю. Вимірюючи час витікання певного об'єму еталонної рідини, визначають постійну віскозиметра:

$$C = \nu/\tau, \text{ сСт/с.} \quad (9.2)$$

Віскозиметри випускаються з різними капілярами, причому діаметр капіляра істотно впливає на значення постійної віскозиметра. У кожному наборі є по дев'ять віскозиметрів, діаметри внутрішніх капілярів яких змінюються в межах 0,34 – 5,5 мм, що відповідає значенням $C = 0,003 \div 30$ сСт/с. Набір віскозиметрів типу Пінкевича складається з 11 віскозиметрів з діаметрами капілярів від 0,4 до 4,0 мм.

Як еталонна рідина при калібруванні віскозиметрів для малов'язких рідин може служити свіжоперегнана дистильована вода, кінематичну в'язкість якої при 20 °С приймають рівною 1,0067 сСт.

Кожен капілярний віскозиметр заводського виготовлення повинен мати технічний паспорт із вказаною в ньому постійною C . Так, віскозиметри ВПР-1, ВПР-2, ВНР випускаються із значенням постійної C : 0,003; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 1; 3; 10 і 30 сСт/с. Постійна віскозиметрів типу ВПРМ складає 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 1 і 3 сСт/с.

9.3 Обладнання, прилади та реагенти

Капілярні віскозиметри; водяна баня (термостат); штатив; термометр; гумова груша; дистильована вода; рідина (пластова вода чи нафтопродукт), кінематичну в'язкість яких необхідно виміряти.

1, 2 – коліна приладу; 3 – відвідна трубка; 4 – 6 – розширення (резервуари); 7 – капіляр; 8 – піпетка; 9 – пробірка-муфта; 10 – приймач; М – мітки.

Рисунок 9.1 – Скляні капілярні віскозиметри

9.4 Порядок виконання роботи

Калібрування капілярного віскозиметра (на прикладі віскозиметра ВПР-2)

Нові віскозиметри, а також віскозиметри, що експлуатуються тривалий час, слід періодично піддавати перевірковальному калібруванню.

Калібрування полягає у визначенні часу протікання через віскозиметр еталонної рідини. Перед виконанням роботи віскозиметр промивають послідовно петролейним ефіром, хромовою сумішшю, водопровідною і дистильованою водою, спиртом і діетиловим ефіром, після чого продувають чистим, сухим повітрям.

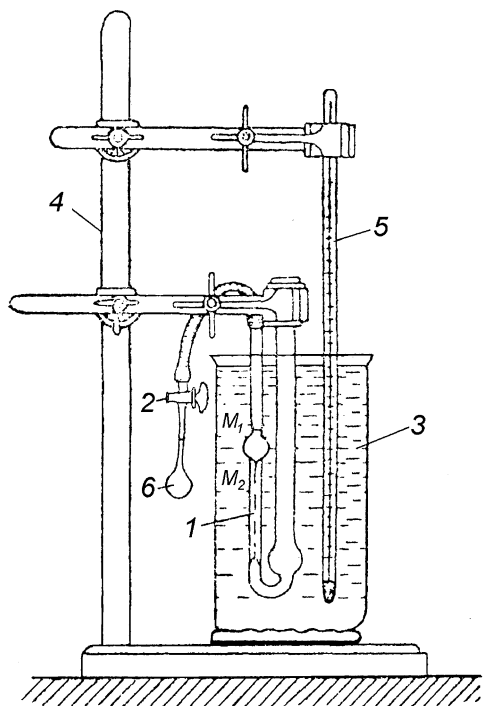
Вибираємо для калібрування віскозиметр типу ВПР-2. На відвідну трубку 3 надягають гумовий шланг, сполучений з грушею, і, затиснувши пальцем коліно 2, перевертають віскозиметр, опускають отвір коліна 1 в посудину з еталонною рідиною, засмоктують її у віскозиметр за допомогою гумової груші до мітки M_2 , слідкуючи, щоб в розширеннях 4 і 5 не утворювалися розриви рідини. Потім коліно 1 виймають з рідини і знімають шланг з відвідної трубки 3.

Установка для калібрування капілярного віскозиметра та визначення кінематичної в'язкості рідини показана на рис. 9.2.

На коліно віскозиметра 1 надягають гумову трубку з краном 2 або затискачем; віскозиметр занурюють в рідинний термостат (водяну баню) 3 так, щоб обидва розширення опинилися в рідині, і закріплюють строго вертикально за допомогою затискача на штативі 4. Іншим затискачем закріплюють термометр 5, низ (баласт) якого повинен бути на одному рівні з серединою резервуара віскозиметра. У термостаті встановлюють температуру $20 \pm 0,2$ °C за

допомогою електронагрівача і віскозиметр витримують при цій температурі 10 – 15 хв. Рівномірне нагрівання води в термостаті забезпечується мішалкою. Електронагрівач і мішалка на рис. 9.2 не показані.

Потім гумовою грушею (вакуумним насосом) 6, приєднаними до гумової трубки, засмоктують рідину у верхнє розширення приблизно до $1/3$ його висоти, слідкуючи, щоб не утворилося розривів рідини або бульбашок повітря. Припинивши засмоктування, дають рідині стікати в нижнє розширення і спостерігають опускан-



1 – капілярний віскозиметр (типу ВПР-2), 2 – кран (затискач), 3 – водяна баня (термостат), 4 – штатив, 5 – термометр, 6 – гумова груша

Рисунок 9.2 – Установка для калібрування капілярного віскозиметра та визначення кінематичної в'язкості рідини

ня рівня рідини. Як тільки рівень витікаючої рідини дійде до мітки M_1 , включають секундомір; коли рівень рідини досягне мітки M_2 , зупиняють секундомір. Записавши час витікання рідини, повторюють визначення не менше, ніж чотири рази. Потім віскозиметр миють, сушать, знову заповнюють еталонною рідиною і знову проводять не менше чотирьох вимірювань.

Якщо різниця між середнім часом двох дослідів не перевищує 0,3 %, то знаходять середнє арифметичне часу витікання τ еталонної рідини в обох дослідах і обчислюють постійну віскозиметра:

$$C = \frac{V_{\text{еталон}}}{\tau_{\text{еталон}}}, \text{ сСт/с} \quad (9.3)$$

Визначення кінематичної в'язкості та обробка результатів дослідів

1) Визначають час протікання через віскозиметр досліджуваної рідини для кожної температури аналогічно, як і при калібруванні.

2) При кожній температурі визначення часу витікання рідини проводять не менше 3 разів.

3) Час витримки віскозиметра з досліджуваною рідиною в термостаті слід збільшувати з підвищенням температури проведення дослідів (від 10 хв при 20 °С до 20 хв при 100 °С).

4) Середню арифметичну величину часу витікання рідини у віскозиметрі визначають з точністю до 0,1 с і обчислюють кінематичну в'язкість (в сСт) за формулою:

$$\nu = C \cdot \tau_{\text{ср}} \cdot K, \quad (9.4)$$

де C – постійна віскозиметра, сСт/с; $\tau_{\text{ср}}$ – середнє арифметичне значення часу витікання рідини для кожної

температури, с; K – коефіцієнт, що враховує зміну гідростатичного напору рідини в результаті її розширення при нагріванні; для ВПР-1 $K = 1$; для ВПР-2 $K = 1 \pm 0,00004 \cdot \Delta t$ (Δt – різниця між температурою рідини при наповненні віскозиметра і при визначенні в'язкості).

5) За результатами проведених дослідів будують графік залежності $\nu_t = f(t)$.

6) Результати проведених вимірювань та обчислень записують в таблицю 9.1.

Таблиця 9.1 – Результати вимірювань та обчислень при калібруванні капілярного віскозиметра та визначенні кінематичної в'язкості рідини

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів				
			1	2	3	4	5
Час витікання еталонної рідини	$\tau_{\text{еталон 1}}$	с					
	$\tau_{\text{еталон 2}}$	с					
Середнє значення часу витікання еталонної рідини за результатами двох вимірювань	$\tau_{\text{еталон}}$	с					
Постійна віскозиметра	C	сСт/с ($\text{м}^2/\text{с}^2$)					
Температура води при проведенні калібрування віскозиметра	$t_{\text{калібр}}$	$^{\circ}\text{C}$					
Час витікання досліджуваної рідини при різних температурах	τ_1 при $t_1 = ^{\circ}\text{C}$	с					
	τ_2 при $t_2 = ^{\circ}\text{C}$	с					

τ_3 при $t_3 = \text{ } ^\circ\text{C}$	с					
τ_4 при $t_4 = \text{ } ^\circ\text{C}$	с					
τ_5 при $t_5 = \text{ } ^\circ\text{C}$	с					

Продовження таблиці 9.1

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів				
			1	2	3	4	5
Середні значення часу витікання досліджуваної рідини при різних температурах	$\tau_1 \text{ ср}$	с					
	$\tau_2 \text{ ср}$	с					
	$\tau_3 \text{ ср}$	с					
	$\tau_4 \text{ ср}$	с					
	$\tau_5 \text{ ср}$	с					
Кінематична в'язкість досліджуваної рідини при різних температурах	ν_1	сСт ($\text{м}^2/\text{с}$)					
	ν_2	сСт ($\text{м}^2/\text{с}$)					
	ν_3	сСт ($\text{м}^2/\text{с}$)					
	ν_4	сСт ($\text{м}^2/\text{с}$)					
	ν_5	сСт ($\text{м}^2/\text{с}$)					

7) Визначають абсолютну та відносну похибки результатів вимірювань (часу витікання рідини через капілярний віскозиметр) при одній температурі (дивись лабораторну роботу № 8).

9.5. Контрольні запитання

9.5.1 Що розуміють під в'язкістю рідини? Одиниці виміру динамічної та кінематичної в'язкості.

9.5.2 На які типи віскозиметри поділяються за конструкцією? Дайте характеристики принципу вимірювання в'язкості віскозиметрами різних конструкцій.

9.5.3 Будова установки для калібрування капілярного віскозиметра та визначення кінематичної в'язкості рідини.

9.5.4 Від чого залежить постійна віскозиметра C ? Як її визначають?

9.5.5 В чому полягає калібрування капілярного віскозиметра?

9.5.6 Порядок визначення кінематичної в'язкості та обробка результатів досліду.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 10

ВИЗНАЧЕННЯ НАСИЧЕНОСТІ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ НАФТОЮ, ГАЗОМ ТА ВОДОЮ З ДОПОМОГОЮ ПРИЛАДУ Л.С.ЗАКСА ЛП-4

Тривалість виконання роботи – 2 години.

10.1 Мета роботи: Засвоїти поняття нафтогазоводо-насиченості та оволодіти методом визначення водонасиченості, газонасиченості та нафтонасиченості зразка гірської породи (керну), знання яких потрібні для проведення гідрогазодинамічних розрахунків, оцінки запасів нафти і газу.

10.2 Теоретична частина

Насиченість породи нафтою, газом та водою характеризується коефіцієнтом нафтонасиченості S_n , водонасиченості S_v та газонасиченості S_g .

Коефіцієнтом нафтонасиченості породи називається відношення об'єму нафти V_n , яка міститься у породі, до сумарного об'єму пор $V_{\text{пор}}$:

$$S_n = V_n / V_{\text{пор}}, \quad (10.1)$$

Коефіцієнтом водонасиченості породи називається відношення об'єму води V_v , яка міститься у породі, до сумарного об'єму пор $V_{\text{пор}}$:

$$S_v = V_v / V_{\text{пор}} , \quad (10.2)$$

Коефіцієнтом газонасиченості породи називається відношення об'єму газу V_g , який міститься у породі, до сумарного об'єму пор $V_{\text{пор}}$:

$$S_g = V_g / V_{\text{пор}} \quad (10.3)$$

Для одного зразка породи сума коефіцієнтів S_n , S_v і S_g дорівнює одиниці:

$$S_n + S_v + S_g = 1 \quad (10.4)$$

Коефіцієнти нафтонасиченості, водонасиченості і газонасиченості гірської породи визначають у відсотках до порового простору.

10.3 Будова та принцип дії приладу ЛП-4

Прилад ЛП-4 (рис. 10.1) призначений для визначення нафтонасиченості та водонасиченості кернів. Він поєднує основні частини апаратів Сокслета і Діна та Старка. Прилад складається з колби 4, скляної пастки 2, холодильника 1 і скляного циліндра 3 (воронка Шотта), який на дні має фільтр з пористого скла. Принцип дії приладу полягає у екстрагуванні керну, тобто відмиванні води і нафти з керну, що розташований у горловині колби 4 шляхом нагрівання розчинника (бензолу, толуолу) та збиранні нафти і води у скляній пастці 2 і визначенні їх об'єму.

Водонафтогазонасичений зразок гірської породи поміщають у скляний циліндр 3. При кипінні розчинника вода випаровується із зразка, разом з розчинником охолоджується в холодильнику і стікає у скляну пастку. Так як вода важча від вуглеводневого розчинника, то вона накопичується в нижній частині пастки, а надлишок розчинника стікає назад в колбу. Як розчинник звичайно використовують толуол, що закипає вище від точки кипіння води (110 °C). Водно-, нафто- і газонасиченість гірської породи визначають за масою

зразка до і після екстрагування і за об'ємом води, що виділилася з керна.

10.4 Порядок виконання роботи

10.4.1 Циліндр 3 висушують при температурі 102 – 105 °С і з допомогою терезів визначають його масу, P_0 , кг.

10.4.2 У циліндр кладуть шматки керна 5 і зважують (разом з циліндром), P_1 , кг.

10.4.3 Колбу 4 заповнюють до половини толуолом (бензолом) і встановлюють у її горловину на скляні виступи циліндр 3 з керном 5.

10.4.4 Монтують прилад по схемі рис. 10.1.

10.4.5 Підводять воду до холодильника (знизу вгору) і вмикають електропіч. Підігрівання колби регулюють таким чином, щоб зразок весь час був занурений у розчинник і разом з тим розчинник не переливався б через край циліндра 3.

Процес перегонки води та екстрагування зразка вважається завершеним, коли рівень води у скляній пастці 2 не підвищується, а розчинник, який зливається з циліндра і знаходиться над рівнем води у пастці, стає прозорим.

10.4.6 Вимикають піч і дають можливість стекти розчиннику в циліндр, після чого виймають циліндр разом із зразком і висушують його у термостаті при 102 – 105 °С.

10.4.7 Визначають масу циліндра з екстрагованим керном, P_2 , кг.

10.4.8 Результати дослідів заносять в таблицю 10.1.

10.5 Обробка результатів дослідів

10.5.1 За даними таблиці 10.1 визначають об'єм нафти у зразку із співвідношення:

$$V_{\text{н}} = \frac{1}{\rho_{\text{н}}} \cdot (G_1 - G_2 - V_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}), \quad (10.5)$$

10.5.2 Розраховують коефіцієнт нафтонасиченості (в частках одиниці) за формулою:

$$S_H = \frac{V_H}{m \cdot G_2} = \frac{V_H}{V_{п.о.р.}} = \frac{V_H \cdot \rho_{пу}}{m \cdot G_2}, \quad (10.6)$$

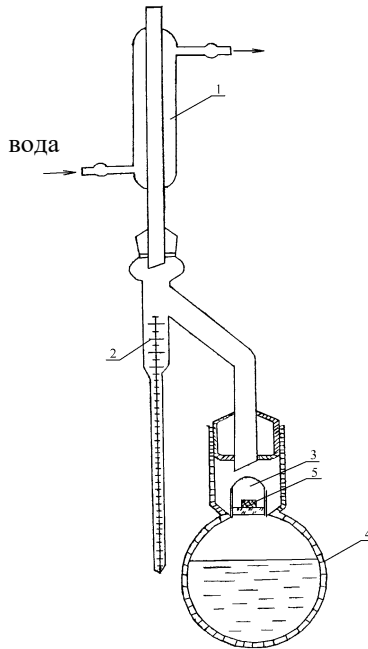
$\rho_{пу}$

де m – пористість зразка гірської породи, частки одиниці.

10.5.3 Коефіцієнт водонасиченості (в долях одиниці) буде рівний:

$$S_B = \frac{V_B}{m \cdot G_2} = \frac{V_B}{V_{п.о.р.}} = \frac{V_B \cdot \rho_{пу}}{m \cdot G_2}, \quad (10.7)$$

$\rho_{пу}$



1 – скляний холодильник; 2 – проградуйована скляна пастка (ціна поділки 0,1 см³); 3 – скляний циліндр з пористим дном (воронка Шотта); 4 – скляна колба з виступами, в яку заливається розчинник; 5 – шматки керну.

Рисунок 10.1 – Прилад ЛП-4 для визначення насиченості породи нафтою, газом та водою

10.5.4 Коефіцієнт газонасиченості породи визначається із співвідношення:

$$S_r = 1 - S_H - S_v \quad (10.8)$$

Таблиця 10.1 – Результати дослідів з визначення водонафтогазонасиченості гірської породи

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірів
1	2	3	4
1	Маса висушеного циліндра, кг	P_0	
2	Маса циліндра з водонафтогазонасиченим зразком гірської породи, кг	P_1	
3	Маса циліндра з екстрагованим і висушеним зразком гірської породи, кг	P_2	
4	Маса зразка, насиченого водою, нафтою і газом, кг	$G_1 = P_1 - P_0$	
5	Маса зразка гірської породи екстрагованого і висушеного, кг	$G_2 = P_2 - P_0$	
6	Густина нафти, кг/м ³	ρ_H	

7	Густина води, кг/м^3	$\rho_{\text{в}}$	
8	Уявна густина породи, кг/м^3	$\rho_{\text{пу}}$	
9	Об'єм води у пастці, м^3	$V_{\text{в}}$	
10	Об'єм нафти у зразку, м^3	$V_{\text{н}}$	

Продовження таблиці 10.1

№ з.п.	Показники	Позначення	Результати вимірів
1	2	3	4
11	Коефіцієнт нафтонасиченості	$S_{\text{н}}$	
12	Коефіцієнт водонасиченості	$S_{\text{в}}$	
13	Коефіцієнт газонасиченості	$S_{\text{г}}$	

10.6 Контрольні запитання

10.6.1 Що називають коефіцієнтом водонасиченості і нафтонасиченості?

10.6.2 В яких межах змінюється коефіцієнт нафтонасиченості в реальних нафтонасичених породах?

10.6.3 З якою метою визначають коефіцієнти водонасиченості, нафтонасиченості та газонасиченості порід?

10.6.4 Запишіть формули для визначення водонасиченості, нафтонасиченості та газонасиченості.

10.6.5 На які колекторські властивості гірських порід впливає водонасиченість, нафтонасиченість та газонасиченість?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 11

ДЕЕМУЛЬСАЦІЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ВОДИ І БРУДУ В НАФТІ МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГУВАННЯ.

Тривалість виконання роботи – 2 години.

11.1 Мета роботи: Ознайомлення з методами та приладами для механічного руйнування емульсій та визначення кількості води і бруду в нафті.

11.2 Теоретична частина

В нафтових пластах нафта дуже часто знаходиться разом з водою. При сильному збовтуванні ці рідини, що не змішуються, розбиваються на краплі і утворюють емульсії. Перемішування, як правило, відбувається не в пласті, де спокійна фільтрація, а в свердловині і при русі в трубопроводах на поверхні землі в процесі видобування нафти.

На утворення емульсії впливає спосіб експлуатації.

При бурхливому фонтануванні відбувається енергійне перемішування нафти, води, газу, піску; воно ще більше посилюється при проштовхуванні суміші через вузький отвір штуцера. Отже, в цьому випадку умови сприяють утворенню емульсії.

При спокійному фонтануванні під дією гідростатичного тиску, навпаки, кількість емульсії різко зменшується.

При компресорному способі експлуатації суміш нафти, води, газу і механічних частинок швидко піднімається вгору по стовбуру свердловини, безперервно перемішуючись.

Відмічено також, що при пропусканні повітря замість газу утворюється більша кількість емульсії і стійкість її збільшується.

При глибиннонасосному способі видобування немає швидких рухів суміші і перемішування менш енергійне, тому умови для утворення емульсії не такі сприятливі, як при фонтанному і компресорному способах.

На утворення і стійкість емульсії у значній мірі впливають фізико-хімічні властивості нафти і води, особливо наявність у вказаних рідинах (головним чином в нафті) поверхнево-активних речовин.

Згідно з правилами на переробку, від промислів приймають нафту, що містить не більше 2 % води і бруду. Вміст води в нафті при точних (приймальних) вимірюваннях як правило визначається за допомогою апарату Діна і Старка.

Працівники нафтового промислу зобов'язані в якнайкоротший термін позбавитися від надлишку води, яка частково знаходиться у вигляді емульсії.

Розрізняють два види емульсії.

1 Гідрофільна – в масі води (дисперсійне середовище) розсіяні дрібнесенькі (дисперсні) крапельки нафти, якої зазвичай небагато (приблизно 2 – 3 %). Гідрофільна емульсія з вигляду нагадує воду іржавого кольору і частіше зустрічається в стічних водах.

2 Гідрофобна – коли в основній масі нафти знаходяться крапельки води. Сира нафта, особливо густа, важка, осмолена, містить такі колоїдно розчинні в одній з фаз “стабілізатори” або “емульгатори” (наприклад, нафтенові кислоти, асфальтени, смоли), які, утворюючи на поверхні крапельок захисну оболонку, перешкоджають безпосе-

редньому з'єднанню їх між собою і, отже, швидкому розшаруванню рідин.

Для руйнування емульсії (деемульсації) застосовуються такі способи.

1 Гравітаційний – найбільш простий, заснований на різниці густин нафти і води. Його часто застосовують на промислах у вигляді відстоювання в резервуарах. Але оскільки різниця в густинах невелика, то процес цей довготривалий.

2 Гравітаційно-термічний. При нагріванні зменшується в'язкість і збільшується рухливість рідин, тому процес розшарування їх прискорюється. Для уникнення випаровування легких, найцінніших, фракцій нафти, суміш нагрівають в резервуарах або інших ємностях до температури не вище 50 °С. У спеціальних герметизованих деемульсаційних установках нафту нагрівають до 100 °С і вище. Після нагрівання суміші дають відстоятися.

3 Хімічний. До емульсії додають реагенти, які руйнують захисні плівки на крапельках води. Єдиного деемульгатора не існує. Кожна емульсія піддається попередньому дослідженню, і для неї підбирають відповідний реагент і оптимальну його кількість. Як деемульгатори використовують нейтралізований чорний контакт, що отримують в процесі очищення нафтопродуктів; рослинні масла (соняшникове, касторове); скипідари; феноли сульфовані, тобто оброблені міцною сірчаною кислотою; нафтенат алюмінію та ін.

4 Електричний. Емульсію пропускають в спеціальних установках між електродами, до яких підводять струм високої напруги і певної частоти. Найкращі результати виходять при поєднанні способів електричного з хімічним або хімічного з термічним. Після руйнування емульсії проводять процес відстоювання і видалення води.

5 Механічний. Емульсію пропускають через центрифугу, і вода під дією надзвичайно зростаючих відцентрових сил відкидається до периферії. Чим більша різниця між

густинами нафти і води і швидше обертання валу центрифуги, тим успішніше проходить руйнування емульсії.

Центрифугування – один з методів розділення неоднорідних систем (наприклад, рідина – рідина, рідина – тверді частинки) в роторах під дією відцентрових сил. Центрифугування проводять в особливих апаратах – центрифугах, основною частиною яких є ротор, що обертається з великою швидкістю.

Основною характеристикою центрифуг є фактор розділення. Він дорівнює відношенню прискорення відцентрового поля, що розвивається в центрифугузі, до прискорення сили тяжіння. Фактор розділення – це безрозмірна величина. Розділююча дія центрифуги зростає пропорційно до фактору розділення.

Фактор розділення у центрифугах з електричним приводом, що випускаються вітчизняною промисловістю, змінюється в межах від 1600 до 300 000, а частота обертання ротора – від 1000 до 50000 об/хв.

Емульсії в центрифугах розділяють або відстоюванням, або фільтруванням. В залежності від цього, центрифуги бувають із суцільним ротором або з дирчастим ротором (покритий фільтрувальним матеріалом).

В лабораторіях застосовують центрифуги таких типів: з ручним або електричним приводом; настільні (переносні), пересувні та стаціонарні. За величиною фактора розділення центрифуги поділяють на звичайні (з фактором розділення < 3500), суперцентрифуги та ультрацентрифуги (з фактором розділення ≥ 3500). Звичайні центрифуги використовують для розділення низькодисперсних (крупність $> 10 - 50$ мкм) суспензій різної концентрації. Суперцентрифуги, в основному, застосовують для розділення емульсій і високодисперсних суспензій (крупність < 10 мкм). Для розділення і до-

слідження високодисперсних систем використовують аналітичні і препаративні ультрацентрифуги з фактором розділення >100000 .

Відомі такі моделі центрифуг: ручна центрифуга РЦ-4 (Основні її частини : чавунний корпус, всередині якого змонтовані шестерні (черв'ячна передача), пробіркотримач, рукоятка і струбцина. Розділення в цій центрифугі можна проводити одночасно в 4-х пробірках. За один оберт рукоятки пробіркотримач робить 8 обертів. Для роботи центрифуга кріпиться затискачем на кришці лабораторного стола або на спеціальній підставці.); лабораторна настільна центрифуга ЦЛН-2 (працює з ротором кутового типу РУ 6×10, максимальний об'єм центрифугованого матеріалу – 60 см³. Частота обертання ротора 3000 – 8000 об/хв; фактор розділення досягає 5500. Час розгону ротора до максимальної частоти обертання – 10 хв., час гальмування – не більше 8 хвилин, час неперервної роботи – 60 хвилин; мінімальна обов'язкова перерва – 15 хвилин. Робоча камера центрифуги закривається кришкою із самозакриваючим пристроєм. Маса центрифуги – 8 кг); кутова малогабаритна центрифуга ЦКМ-1 (має ротор-хрестовину для одночасного центрифугування рідин в чотирьох пробірках місткістю по 25 мл, чотирьох по 10 мл і восьми по 5 мл. Частота обертання ротора від 2000 до 8000 об/хв регулюється ступінчасто. Фактор розділення досягає 6000. Час розгону ротора до максимальної частоти обертання – 8 – 10 хв. Центрифуга оснащена електричним годинником, що дає можливість встановлювати час центрифугування від 0 до 60 хвилин, з наступним автоматичним гальмуванням. Маса центрифуги – 16 кг).

При дуже стійких емульсіях розкладання в центрифугі не проходить до кінця і замість води відбирається збагачена

емульсія з меншою кількістю води, а також відділяються всі механічні домішки, так званий “бруд”.

Цей спосіб деемульсації внаслідок високої вартості машин на промислах в промислових масштабах не застосовується.

Вміст води і бруду в пробах нафти, як правило, визначається з допомогою невеликих центрифуг у промислових лабораторіях (рис. 11.1).

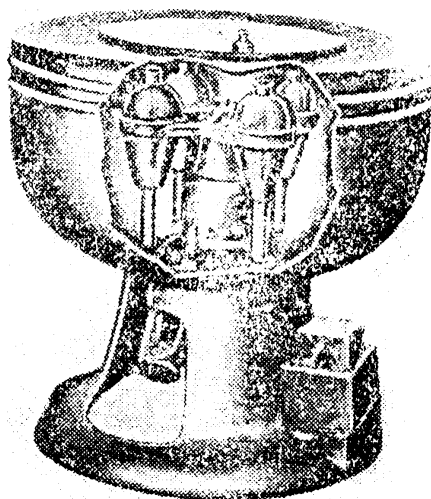


Рисунок 11.1 – Центрифуга.

На рис. 11.2 зображена центрифуга лабораторна ОПн-3.02.



Рисунок 11.2 – Центрифуга лабораторна ОПн-3.02.

Зручніше використовувати не ручну центрифугу, а центрифугу з приводом від електродвигуна, з частотою обертання приблизно 3000 об/хв і більше.

При роботі з центрифугами з електричним приводом забороняється:

- працювати без заземлення;
- збільшувати частоту обертання ротора більше максимального значення (для центрифуги ЦЛН-2 – 8000 об/хв);
- працювати з відкритими кришками ротора і центрифуги;
- працювати зі скляними пробірками при частоті обертання ротора більше $\frac{1}{2}$ від максимального значення (для центрифуги ЦЛН-2 – 4000 об/хв);
- розміщувати заповнені центрифугованим матеріалом пробірки не діаметрально протилежно.

11.3 Обладнання, прилади та реагенти

Центрифуга (з ручним або електричним приводом), проградуйовані пробірки для центрифуг, нафтоводяна емульсія.

11.4 Порядок виконання роботи

11.4.1 В п'ять проградуйованих пробірок (рис. 11.3) наливають, наприклад, гідрофобну емульсію “нафта – вода”.

11.4.2 При стійких емульсіях додають ще 50 % бензину. Прикривши пробірки великим пальцем, їх енергійно струшують протягом 3 – 5 хвилин.

11.4.3 Чотири з них закріплюють в гніздах центрифуги, а п'яту залишають контрольною до кінця дослідів.

11.4.4 Захисний кожух закривають кришкою і центрифугу приводять в дію.

11.4.5 Через 3 хв пробірки виймають і на них відзначають рівень відстояної води (води і бруду).

11.4.6 Потім цю операцію повторюють, доки руйнування емульсії не досягне такої стадії, при якій рівень води перестає збільшуватись.

11.4.7 Результати спостереження записують у таблицю 11.1.

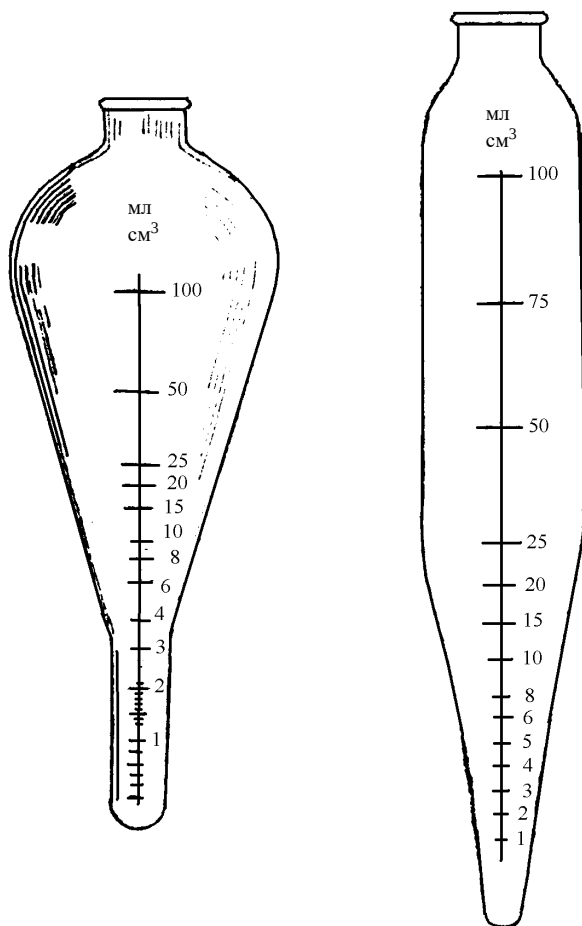


Рисунок 11.3 – Проградуйовані пробірки для центрифуги.
Таблиця 11.1 – Результати спостереження за руйнуванням емульсій методом центрифугування

Показники	Результати спостереження				
	№ проградуйованої пробірки				
	1	2	3	4	5 (контрольна)

1 Вигляд емульсії перед початком досліджу					
2 Вигляд емульсії після 3 – 5 хвилин енергійного струшування					
3 Вигляд емульсії після 3 хв роботи центрифуги					
4 Рівень відстояної води					

11.5. Контрольні запитання

11.5.1 Які види емульсій Ви знаєте?

11.5.2 Яким чином впливає на утворення емульсії спосіб експлуатації нафтової свердловини?

11.5.3 Перелічити методи руйнування емульсій. Дати їх характеристики.

11.5.4 Що являє собою центрифуга, центрифугування?

11.5.5 Що являє собою фактор розділення центрифуги?

11.5.6 Перелічіть і дайте характеристику типів центрифуг, що застосовуються в лабораторіях.

11.5.7 Порядок виконання лабораторної роботи.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 12

ОЗНАЙОМЛЕННЯ З ОБЛАДНАННЯМ, ТЕХНІКОЮ ВІДБИРАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ ГЛИБИННИХ ПРОБ НАФТ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

12.1 Мета роботи: Вивчити конструкцію та принцип дії пробовідбірника ПД-3М для відбору глибинних проб пластової нафти та контейнерів для зберігання проб нафти та ознайомитись з протічними і непротічними пробовідбірниками інших моделей. Ознайомлення з методикою відбору проб нафти.

12.2 Теоретична частина

12.2.1 Класифікація приладів для відбору глибинних проб нафти. Конструкція пробовідбірника ПД-3М. Методика відбору проб нафти

Властивості пластових нафт в умовах їх залягання в надрах (густину, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, стисливість, тиск насичення нафти газом та ін.) визначають експериментальним шляхом за результатами лабораторних досліджень проб, піднятих з вибоїв свердловин. Для підняття глибинних проб нафти із свердловин використовують спеціальні прилади – пробовідбірники. Існує багато конструкцій приладів для відбору нафти. Розрізняють протічні, непротічні, комбіновані пробовідбірники. За способом заповнення камери приладу пробовідбірники поділяються на пробовідбірники з протічною (відкритою) камерою і пробовідбірники з камерою закритого типу (непротічного типу), тобто прилади, які набирають нафту в камеру без попереднього протоку через неї. Пробовідбірники протічного типу спускають у свердловину з відкритими клапанами. При русі до вибою свердловини і відборі нафти таким пробовідбірником камера приладу безперервно промивається зустрічним потоком нафти. Приймальна камера приладів непротічного типу під час спуску закрита. Відбір проби проводиться в результаті послідовного відкриття і закриття клапана.

Друга класифікаційна ознака глибинних пробовідбірників – це спосіб управління роботою клапанів. За цією ознакою виділяють дві групи приладів: пробовідбірники з різними реле і прилади з пристроями, які вимагають механічної дії з поверхні. В якості реле використовують різні реле часу: гідравлічні, манометричні, термометричні, годинникові та силові механізми.

Крім цього, існують одно- і багатокамерні пробовідбірники. Багатокамерні пробовідбірники дають можливість відбирати декілька проб з однієї свердловини, в результаті чого збільшується точність визначення властивостей пластових нафт.

Розроблені конструкції пробовідбірників, якими відбирають проби нафти із фонтанних, газліфтних та глибинно-насосних свердловин (через міжтрубний простір свердловин).

Протічні пробовідбірники доцільно використовувати для відбору проб нафти з високодебітних свердловин при малій в'язкості нафти. Якщо нафта високов'язка, а свердловина малодебітна, то виникають труднощі при відборі нафти протічними приладами, пов'язані зі складністю заміщення суміші, яка раніше поступила в пробовідбірник, на вибійну пробу. Причиною цього є мінливість закупорки вхідних отворів пробовідбірника. У зв'язку з цим для відбору проб високов'язкої нафти із свердловин з низькими дебітами використовують непротічні пробовідбірники. Прилади даного типу спускаються на вибій із закритими клапанами (клапани відкриваються на вибою), що дозволяє відбирати найбільш достовірну пробу нафти.

В даний час існує багато різноманітних конструкцій глибинних пробовідбірників протічного типу, які відрізняються в основному за принципом дії пристрою для керування їх роботою (роботою клапанів). В деяких конструкціях, наприклад, в пробовідбірнику ПД-2 і ПРИЗ-1 закриття клапанів здійснюється струшуванням пробовід-

бірника шляхом різкого гальмування барабана лебідки або за рахунок удару вантажу, що скидається у свердловину на дроті (тросі), в інших – при підніманні приладу за рахунок повороту важелів об стики муфт насосно-компресорних труб (пробовідбірник Кондратьєва). Клапани глибинних пробовідбірників конструкції М.М.Іванова і В.І.Портнова закриваються за допомогою поршневих або пружинно-поршневих манометричних реле. В пробовідбірнику ПГ-1000 (ТУ 39-01-215-76) закриття клапанів відбувається за допомогою реле, що спрацьовує під час підйому приладу на 30 – 50 м від місця відбору проби. Пробовідбірник ПГ-1000 складається з двох вузлів : вузла реле і вузла відбору проби. Його використовують для відбору проб пластових нафт з фонтанних нафтових свердловин, в які спущені насосно-компресорні труби діаметром 60 мм і більше, при вибійному тиску до 100 МПа і температурі до 200 ° С. Спуск пробовідбірника ПГ-1000 у свердловину проводять через лубрикатор на дротині діаметром 1,8 – 2 мм. Після досягнення пробовідбірником заданої глибини його витримують для промивання камери відбору проб пластовою нафтою і потім приступають до підйому. При підйомі пробовідбірника на 30 – 50 метрів тиск ззовні пробовідбірника знижується і між камерою вузла запобіжного клапана та зовнішнім середовищем утвориться перепад тиску. Цей перепад впливає на механізм закриття клапанів камери відбору проб. Залежно від матеріалу камери відбору проб пробовідбірники ПГ-1000 випускаються у двох виконаннях :

- ПГ-1000 - на вибійний тиск до 100 МПа;
- ПГ-1000-01 - на вибійний тиск до 50 МПа.

Об'єм проби, що відбирається пробовідбірником ПГ-1000 – 400 см³; габаритні розміри – Ø 38 x 2000 мм; маса – не більше 11,3 кг.

Крім вищеперечислених пробовідбірників протічного типу розроблений і застосовується промисловістю пробовідбірник глибинний протічний реєструючий ПППрР-40 (100).

Він призначений для відбору глибинних проб свердловинних рідин з одночасною реєстрацією значень тиску і температури в момент відбору проби, по стовбуру свердловини, а також у процесі проведення гідродинамічних досліджень. Застосовується у свердловинах, в які спущені насосно-компресорні труби із внутрішнім діаметром від 59 до 76 мм.

Пробовідбірник ПГПрР складається з камери для відбору проби з двоклапанним запірним механізмом, стикового реле і комплекту перевідників для вивантаження проби. Для реєстрації значень тиску і температури ПГПрР комплектується автономним перетворювачем тиску і температури АМТ-08.02П (АМТ-08.02МП). Клапанний механізм має прохідне січення для рідини не менше 105 мм², що забезпечує гарне промивання камери свердловинною рідиною та високу якість проби. Стикове реле забезпечує надійне спрацьовування клапанного механізму пробовідбірника при його підйомі до найближчого муфтового з'єднання НКТ.

Відмінні риси :

- мінімальний час підготовки пробовідбірника до роботи;
- великий об'єм відібраної проби;
- простота стикового реле та надійність його спрацьовування;
- максимальне січення каналів для найкращого промивання порожнини пробовідбірника свердловинною рідиною;
- надійний клапанний механізм, що дозволяє герметизувати пробу навіть при наявності механічних домішок;
- можливість оснащення перетворювачем тиску і температури для реєстрації термобаричних умов у точці відбору проби (для виконання ПГПрР);
- одержання додаткової інформації завдяки наявності автономного вимірювача тиску і температури шляхом проведення одночасних досліджень поряд з відбором проби (поінтервальний замір тиску, зняття кривих відновлення тиску та ін.) (для виконання ПГПрР).

Виконання :

- ПГПр - пробовідбірник глибинний протічний;
- ПГПрР - пробовідбірник глибинний протічний реєструючий.

Технічні характеристики пробовідбірника ПГПрР :

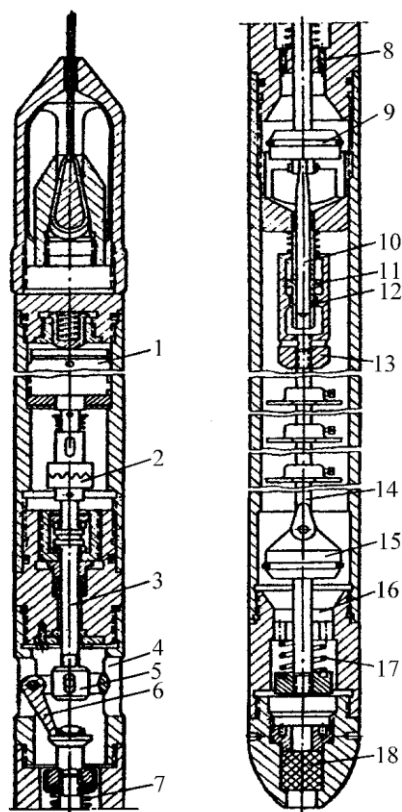
Робочий (вибійний) тиск, МПа, не більше	40, 100
Об'єм відібраної проби, см ³ , не менше	500
Маса, кг, не більше	5 (6,2)
Габаритні розміри (діаметр/довжина), мм	32/2058 (38/1815).

В найбільш розповсюдженій конструкції – в пробовідбірнику типу ПД-3М клапани закриваються за допомогою підсиленого годинникового механізму. Як і пробовідбірник ПГ-1000, ПД-3М також спускають у свердловину з допомогою лубрикатора на дротині і після досягнення пробовідбірником глибини відбору проби його витримують певний час для заміщення нафти, набраної із вищележачих шарів, вибієюною нафтою.

На рис. 12.1 наведена схема пробовідбірника ПД-3М.

Основні деталі пробовідбірника: верхній клапан 9, сідло верхнього клапана 8, важіль спускного механізму 6, нижній клапан 15, сідло нижнього клапана 16, годинниковий привід 1, муфта 2, пружини 7 та 17, ходова гайка 5, голка верхнього клапана 10, втулка затвора 11, кульки затвора 12, тяга 14. Верхню частину приладу називають хвостовиком, а нижню – наконечником.

У свердловину пробовідбірник ПД-3М спускається з відкритими клапанами. Верхній і нижній клапани (відповідно 9 і 15) закриваються під дією окремих пружин 7 і 17. Верхній клапан утримується у відкритому положенні



1 – годинниковий привід; 2 – муфта; 3 – проміжний валик;
 4 – вікна; 5 – гайка; 6 – важіль; 7 – пружина верхнього
 клапана; 8 – сідло верхнього клапана; 9 – верхній клапан;
 10 – голка; 11 – втулка; 12 – кульки; 13 – обойма; 14 – тяга;
 15 – нижній клапан; 16 – сідло нижнього клапана;
 17 – пружина нижнього клапана; 18 – фільтр

Рисунок 12.1 – Схема глибинного пробовідбірника ПД-ЗМ

важелем 6, що впирається в торець верхнього клапана і з'єднаний з годинниковим приводом парою “гвинт – гайка”, а нижній – за допомогою кулькового затвора.

Годинниковий механізм 1 обертає через валик 3 ходову гайку 5, з'єднану з важелем 6, який, повертаючись на певний кут навколо осі, зісковзує із торця верхнього клапана і під дією пружини 7 верхній клапан опуститься на сідло 8. Одночасно відкриється кульковий затвор і нижній клапан також закриється.

Перед спуском у свердловину клапани пробовідбірника ввозять. Для цього спочатку відкривають нижній клапан, переміщуючи його вверх дерев'яним штоком, який вводять в нижній отвір пробовідбірника, і утримують його в цьому положенні вручну. Потім ввозять верхній клапан (його віджимають з допомогою важеля 6 в нижнє положення через спеціальний отвір в корпусі пробовідбірника) і опускають важіль до упору в торець клапана. При цьому голка 10, що з'єднана шарнірно з верхнім клапаном, видавить кульки 12 із отворів і їх поверхні будуть розміщуватись дещо вище від поверхні втулки 11. Якщо після цього відпустити нижній клапан, то він під дією пружини 17 не сяде на сідло 16 (залишиться відкритим), так як обойма 13, що з'єднана тягою 14 з клапаном, буде утримуватись кульками.

Для установки витримки часу, необхідного для спуску пробовідбірника на задану глибину, гайка 5 за допомогою проміжного валика 3 і фрикціона годинникового привода переміщується в потрібне положення. На торці муфти 2 нанесені поділki, що відповідають часу. При цьому кут повороту відраховує по стрілці і шкалі часу. Рідина через фільтр 18 заповнює камеру приладу і виходить через вікна 4. При спуску пробовідбірника у свердловину годинниковий привід, обертаючи проміжний валик, поступально пересуває гайку, в паз якої входить штифт важеля 6. В кінці ходу гайка натискає на штифт і повертає важіль навколо його осі. При цьому палець важеля виходить з контакту з торцем верхнього клапана і камера пробовідбірника закривається.

В хвостовику пробовідбірника (верхня частина) розміщений замок, що призначений для кріплення троса, на якому

прилад спускається в свердловину.

В пробовідбірнику ПД-3М використовують годинниковий механізм типу 211-ЧП з підсиленою заводною пружиною.

При підніманні пробовідбірника із свердловини зростаючий перепад тисків на клапанах сприяє підвищенню надійності герметизації відібраної проби нафти.

Перевагами глибинного пробовідбірника ПД-3М є простота конструкції і надійність в експлуатації. Основний недолік його полягає в значному розкиді витримки часу.

Отримання достовірної і якісної глибинної проби нафти залежить від відповідності технології відбору режиму роботи даної свердловини, а також від конструктивних особливостей і якості пробовідбірників.

Для отримання проби нафти, що якнайближче відповідала би даним пластовим умовам, процес відбору проби і конструкція пробовідбірника повинні відповідати таким вимогам:

1. Відбір проби повинен проводитися строго на заданій глибині при відомих пластовому тиску і температурі.

2. Відібрана проба повинна характеризувати найбільш загальні властивості пластової нафти в місці відбору, тобто володіти максимальною достовірністю.

3. Кількість взятої проби нафти повинна бути достатньою для забезпечення можливості визначення її властивостей в лабораторії (на установці АСМ-300 М).

4. Пробовідбірник повинен володіти надійною герметичністю, а також забезпечувати можливість якісного введення проби в контейнер і апаратуру для досліджень.

На вибою пробовідбірник протічного типу витримують з відкритими клапанами протягом 10 – 20 хвилин для забезпечення відповідності нафти, що знаходиться в ньому, пластовим умовам.

Для того, щоб нафта на вибою свердловини за вмістом в ній розчиненого газу мало відрізнялась від пластової, свердловину потрібно експлуатувати з мінімально можливим дебітом досить тривалий час (приблизно протягом доби). Чим менший коефіцієнт продуктивності свердловини і чим більше вільного газу біля вибою, тим довше треба витримувати свердловину при мінімальному дебіті і навпаки.

Пробовідбірник протічного типу ПД-3М використовують для відбору проб нафти під тиском до 30 МПа і при температурах до 100 – 120 °С. Габарити пробовідбірника : діаметр 36 мм, довжина 2240 мм (без обважнювача), маса 10 кг, об'єм приймальної камери 800 см³. Максимальна глибина спуску – 3000 м. Тривалість одного оберту годинникового механізму ~ 1 год, тривалість його робочого ходу – 4 год.

Якщо нафта у свердловині має велику в'язкість, тоді витіснення нафти, набраної із вищележачих шарів, вибійною нафтою із приймальної камери описаного вище пробовідбірника практично майже не відбувається (у зв'язку із малими прохідними отворами). В результаті на поверхню піднімають нафту з вибійним тиском, але із значно меншою кількістю газу.

Цього можна уникнути, якщо використати пробовідбірник непротічного типу.

Пробовідбірники з непротічною камерою рекомендують застосовувати у свердловинах з інтенсивним парафіновідкладенням, у нефонтануючих свердловинах, у випадку великої в'язкості нафти. Приймальна камера цих приладів під час спуску закрыта. Відбір проби на заданій глибині проводиться шляхом послідовного відкриття і закриття клапана. Конструкції пробовідбірників цього типу розрізняються за принципом управління клапаном і способом заповнення робочої камери приладу.

Існує декілька конструкцій пробовідбірників з непротічною камерою: ВНДІ-1, ВПП-300, ПВП-5, АЗНДІ.

Серійно випускаються прилади конструкції ВНДІ-1 і ВПП-300.

Площа січення прохідних каналів у пробовідбірнику неперотічного типу в 30 – 35 разів більша, ніж площі січення каналів у пробовідбірниках з наскрізною камерою.

Схема пробовідбірника неперотічного типу ВНДІ-1 наведена на рисунку 12.2. Він складається із п'єзопривода з реле часу, клапанів, камери для відібраної проби і баластної камери, в яку перетікає масло із основної камери.

Баластна 1 і приймальна 3 камери розділені перехідником 2 з клапаном. Приймальну камеру і камеру п'єзопривода 10 перед спуском приладу в свердловину заповнюють маслом. В основній камері змонтований розділювальний поршень 4, а нижче від нього – клапан 5. Порожнина під клапаном 5 ізолювана від зовнішнього середовища ущільнювальними кільцями форклапана 7, що являє собою пустотілий циліндр. Торець форклапана зв'язаний з пружиною 6, а всередині нього знаходиться хвостовик 8 поршня п'єзопривода. Під час спуску приладу в свердловину тиск навколишнього середовища діє на поршень 9 п'єзопривода. Під дією цього тиску поршень з хвостовиком переміщається вниз, витісняючи масло із камери під ним в камеру 12. Швидкість руху поршня визначається гідравлічним опором капіляра 11.

Після спуску приладу на задану глибину виступаюча частина хвостовика доторкається до торця форклапана 7 і переміщує його вниз. Після того, як ущільнювальні кільця форклапана вийдуть з посадочного місця в перехіднику, нафта через отвори почне заповнювати приймальну камеру, витісняючи поршнем 4 масло в баластну камеру. В кінці ходу поршня, коли камера 3 заповниться відібраною пробой нафти, необхідно закрити клапан 5. Цю функцію виконує пружина 6, що ковзає по штанзі клапана. В кінці ходу пружина починає тягнути вниз буртик клапана 5 і закриває його, відсікаючи відібрану пробу від зовнішнього середовища. Під час підйому приладу під дією перепаду тисків клапан 5,

притискаючись до сидла, забезпечує надійну герметизацію відібраної проби. В комплект пробовідбірника входять три гідравлічні реле часу з капілярами, що забезпечують різний час спрацювання у відношенні 1,5:3,5.



Рисунок 12.2 – Принципова схема глибинного пробовідбірника з непротічною камерою ВНИИ-1

Всмоктуючий поршневий пробовідбірник ВПП-300 призначений для відбору проб з фонтануючих і нефон-

тануючих нафтових, газових і п'єзометричних водяних свердловин.

Він має незначні конструктивні відмінності від пробовідбірника ВНИИ-1 і складається з наконечника, нижньої баластної камери, гідравлічного опору, поршня, штока, фільтра, форклапана, корпусу клапана, поршня приймальної камери, перехідника, приймальної камери, масляної камери, верхньої баластної камери, штока клапана, запірної голки, упорної пробки, клапана, пружини, гвинта і головки.

Область застосування пробовідбірника ВПП-300 – свердловини, в які спущені насосно-компресорні труби, а також колони обсадних труб з робочим тиском до 30 МПа і температурою до 100 °С.

Спуск пробовідбірника у свердловину здійснюється через лубрикатор. Закриття клапанів камери відбору проб (приймальної камери) забезпечується п'єзоприводом з масляним реле.

Час, що необхідний на відбір проби, складається із часу на спуск пробовідбірника до заданої глибини і часу його витримки на глибині з метою забезпечення виконання п'єзоприводом операцій по відкриттю клапана, пропуску нафти в камеру відбору проби і закриттю приймального клапана.

Об'єм проби нафти, що відбирається пробовідбірником ВПП-300 – не менше 300 см³, габаритні розміри – Ø 38 × 1800 мм, маса – не більше 9 кг.

Основними виробниками пробовідбірників як протічного, так і непротічного типу є : ООО “Науково-Виробниче Підприємство “СпецОборудование” (м. Іжевськ, Удмуртія (Росія)), що виробляє ПГ-1000 і ВПП-300, науково-виробниче підприємство “Грант” (м. Уфа, Башкирія (Росія)), що виробляє пробовідбірник ПГПрР, ЗАО “Промприлад”, м. Єкатеринбург, Росія (виробляє пробовідбірник ПГ-1000), ЗАО “Нафтогазконтроль”, Росія (виробляє пробовідбірник ВПП-300) та інші.

Для збільшення точності визначення властивостей пластових нафт доцільно відбирати декілька проб з однієї і тієї ж свердловини. Прискорення трудомістких робіт з відбору проб може бути досягнуте за допомогою багатокамерних пробовідбірників, які дають можливість за один рейс приладу відібрати одночасно декілька проб із заданої глибини. Розроблені також багатооб'ємні пробовідбірники, що дозволяють відбирати декілька проб з різних глибин.

Відбирати глибинні проби нафти краще на ранній стадії розробки родовища.

Методика відбору проби залежить від умов експлуатації покладу. Якщо пластовий тиск набагато перевищує тиск насичення, то відбір якісної проби не викликає труднощів. При вибійних тисках, нижчих тиску насичення, коли газ з нафти виділяється тільки в привибійній зоні, перед відбором проби змінюють режим роботи свердловини таким чином, щоб вибійний тиск при новому режимі був вищим за початковий тиск насичення. Отже, для відбору якісної проби нафти необхідно, щоб на вибої знаходилась однофазна нафта, тобто щоб вибійний тиск був вищим за тиск насичення. Якщо відповідною зміною режиму роботи свердловини не можна забезпечити виконання даної умови, то проби відбирають із зупинених свердловин або готують штучно, змішуючи нафту і газ у необхідних пропорціях.

Нафту, відібрану пробовідбірником, переводять у спеціальні контейнери для транспортування в лабораторію.

У зв'язку із значною мінливістю властивостей нафти в межах пласта для більш точної оцінки її усереднених властивостей відбір проб необхідно проводити із свердловин, рівномірно розміщених на покладі. Оптимальну кількість проб визначають за методами математичної статистики, виходячи із мінливості параметрів нафти по покладу, точності використовуваної апаратури для аналізів.

12.2.2 Контейнери

Нафта, відібрана пробовідбірником, переводиться в контейнер КР – 3 (рисунок 12.3) або КР – 5 (рисунок 12.4) для подальшого транспортування. Крім того, контейнери призначені також для відбору нафти і газу із сепаратора (трапа) для приготування штучних (рекомбінованих) проб пластової нафти. Контейнер КР – 3 розрахований на максимальний робочий тиск 35 МПа, а поршневий контейнер КР – 5 – на 45 МПа. Внутрішній об'єм контейнерів – 800 мл.

Контейнер КР – 3 являє собою нерознімну посудину високого тиску із нержавіючої сталі із запірними вентилями.

Для захисту від механічних пошкоджень вентилів контейнера передбачені ковпачки з байонетними прорізами під гвинти, що вкручені в тіло контейнера. Для перенесення контейнер має ручку з хомутами.

Контейнер КР – 2 для відбору проб рідини з трапів (вертикальних гравітаційних сепараторів на нафтових промислах) являє собою нерознімну посудину високого тиску із нержавіючої сталі із запірними вентилями, ручкою для перенесення, триногою для установки контейнера у вертикальному положенні і манометром із приєднувальним трубопроводом (рисунок 12.5).

Для відбору і зберігання проб газу, відібраних із трапів і посудин високого тиску використовується контейнер КГ – 1. Він розрахований на тиски до 16 МПа.

Проби газу піддаються аналізу і дослідженню з метою визначення коефіцієнтів надстисливості, а також використовують для приготування рекомбінованих проб для вивчення властивостей газонафтових сумішей.

Контейнер для газу складається із азотного балону і маніфольда з манометром або вакуумметром. Схема контейнера КГ – 1 наведена на рисунку 12.6.

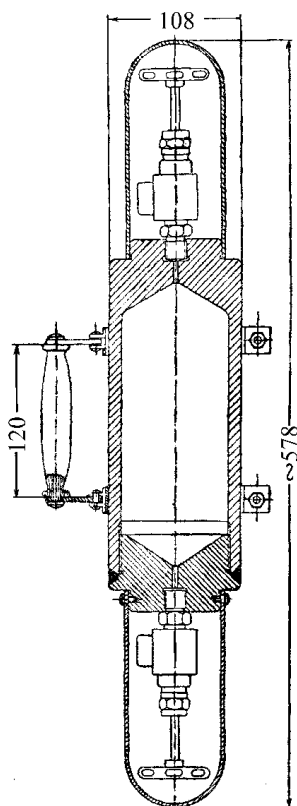


Рисунок 12.3 –
Схема контейнера
КР-3

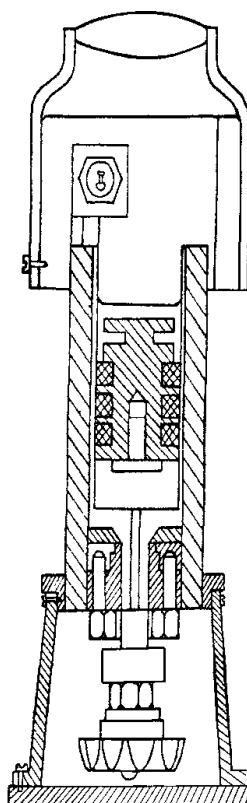


Рисунок 12.4 –
Схема контейнера
КР-5

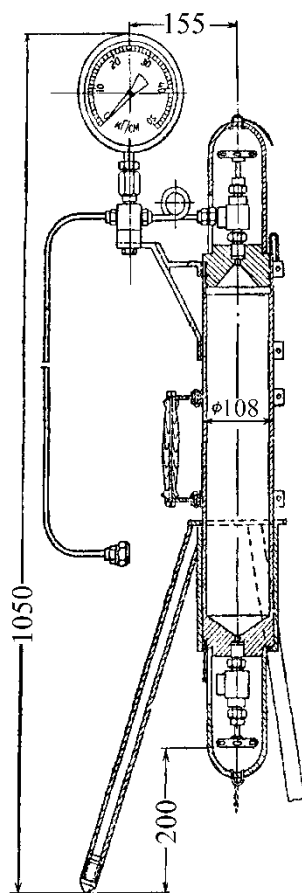


Рисунок 12.5 – Контейнер КР-2

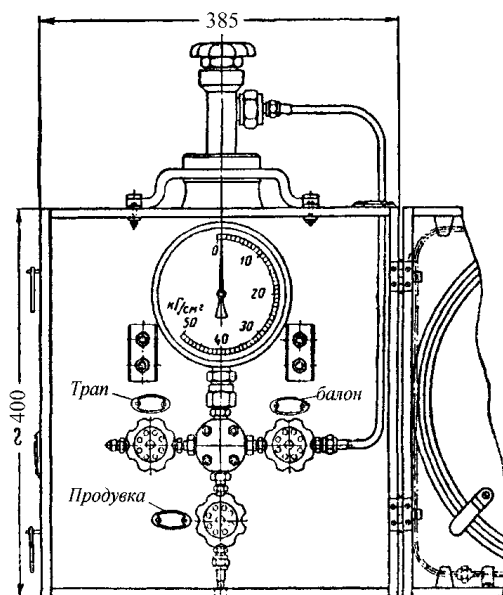


Рисунок 12.6 – Контейнер КГ-1

12.3 Обладнання і прилади

Пробовідбірник ПД-3М, контейнери, навчальні плати.

12.4 Порядок проведення роботи

12.4.1 Ознайомитись із призначенням, типами пробовідбірників і контейнерів. Ознайомитись із особливостями і умовами відбору проб нафти, якщо пластовий (вибійний) тиск

вищий або нижчий від тиску насичення нафти газом. Ознайомитись із особливостями відбору проб високов'язкої нафти.

12.4.2 Розібрати і зібрати пробовідбірник ПД-3М. Вивчити його конструкцію.

12.4.3 Ознайомитися з конструкцією контейнерів КР-3, КР-5.

12.5 Контрольні запитання

12.5.1 Типи пробовідбірників.

12.5.2 Переваги і недоліки застосовуваних пробовідбірників.

12.5.3 Будова і принцип роботи пробовідбірника ПД-3М, його призначення.

12.5.4 Призначення і будова контейнерів КР-3, КР-5, КР-2.

12.5.5 Умова відбору якісної проби нафти.

12.5.6 Призначення і принцип роботи пробовідбірника непротічного типу.

12.5.7 Конструктивні відмінності між пробовідбірниками непротічного типу ВПП-300 і ВНДІ-1.

12.5.8 Призначення і будова контейнера КГ-1.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 13

ВИВЧЕННЯ УСТАНОВОК ТА ПРИЛАДІВ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТОВИХ НАФТ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

13.1 Мета роботи: Ознайомитись з будовою установок для дослідження нафти в пластових умовах АСМ-300М, УДПН-2, а також із глибинними автономними приладами для оперативного вимірювання властивостей пластової нафти (експансиметр, сатуриметр, тріометр).

13.2 Теоретична частина

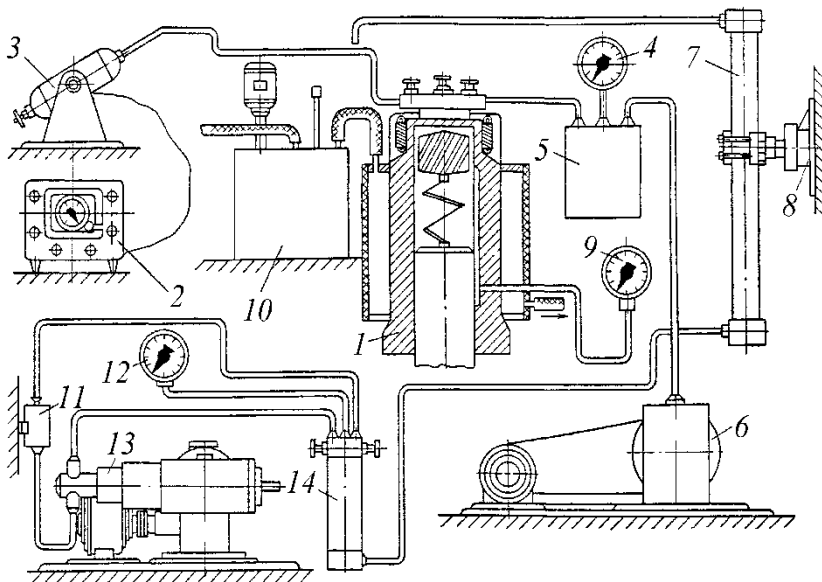
13.2.1 Лабораторні установки для дослідження проб пластових нафт

Для визначення властивостей пластових нафт існує цілий ряд лабораторних установок і комплексів приладів. Однією з найпоширеніших установок є апаратура АСМ-300М.

Установка АСМ-300М призначена для проведення дослідів з визначення залежності “тиск – об’єм” газонафтових сумішей при різних температурах (p , V , T – відношення) і дослідження процесів розгазування проб нафти при різних температурах. За даними цих дослідів можна визначити в’язкість пластової нафти, коефіцієнт стисливості в пластових умовах, об’ємний коефіцієнт і усадку нафти, тиск насичення нафти газом, густину, газовміст і коефіцієнт розчинності газу в нафті. Схема установки АСМ-300М показана на рис. 13.1.

Установка складається з: вимірювального преса 1; віскозиметра високого тиску 3; підсилювача 2; вакуум-пастки

5; вакуумного насоса 6; пробовідбірника 7; качалки для розкачування пробовідбірника 8; термостата 10; напірного бачка 11; рідинного насоса 13; проміжної ємності 14. Установа обладнана манометрами 9 і 12 та вакуумметром 4.



1 – вимірювальний прес; 2 – вторинний прилад віскозиметра; 3 – віскозиметр ВВДУ-01; 4 – вакуумметр; 5 – вакуум-пастка; 6 – вакуум-насос; 7 – пробовідбірник; 8 – качалка для розкачування пробовідбірника; 10 – термостат; 11 – напірний бачок; 9, 12 – манометри; 13 – насос рідинний; 14 – проміжна ємність

Рисунок 13.1 – Схема установки АСМ-300М для дослідження глибинних проб нафти

Основним елементом установки є вимірювальний прес 1, що являє собою товстостінний циліндр, в якому рухається поршень. З його допомогою змінюють об'єм до-

сліджуваної проби нафти або нафтогазової суміші. Проба нафти переводиться із пробовідбірника у вимірювальний прес за допомогою рідинного насоса 13, який нагнітає масло із бачка у верхню частину проміжної ємності 14, заповненої соленою водою. Потім вона попадає у вимірювальний прес, плунжер якого за допомогою електродвигуна переміщується зі швидкістю, рівною швидкості витіснення проби нафти з пробовідбірника. Для визначення в'язкості нафти цю пробу витісняють у віскозиметр 3. В процесі переведення проба нафти переміщується за допомогою качалки 8 в пробовідбірнику і за допомогою спеціальної мішалки з електромагнітним приводом, встановленої в циліндрі вимірювального преса.

Якщо проба нафти доставлена в контейнері, то його поміщають в блоці для переведення проби замість пробовідбірника.

Установка обладнана блоком автоматики, що забезпечує запуск насоса, качалки і мішалки, а також електродвигуна для переміщення плунжера.

Після завершення переведення проби нафти у вимірювальний прес і нагрівання її до заданої температури за допомогою термостата, проводять досліди, що полягають у зміні об'єму і тиску нафти за рахунок переміщення плунжера. Тиск знижують ступенями до виділення деякої кількості газу. Далі за графіком залежності приросту об'єму нафти від тиску визначають тиск насичення, що відповідає точці перелому кривої $p(V)$, знаходять коефіцієнт стисливості та ін. характеристики нафти. Об'єм газонафтової суміші, що знаходиться всередині преса, вимірюють по шкалі з точністю до 1 см^3 і по оберտальному лімбу з точністю до $0,02 \text{ см}^3$.

Технічні характеристики установки АСМ-300М:

корисний об'єм вимірювального преса 200 см³;
максимальний тиск 30 МПа;
максимальна робоча температура 100 °С.

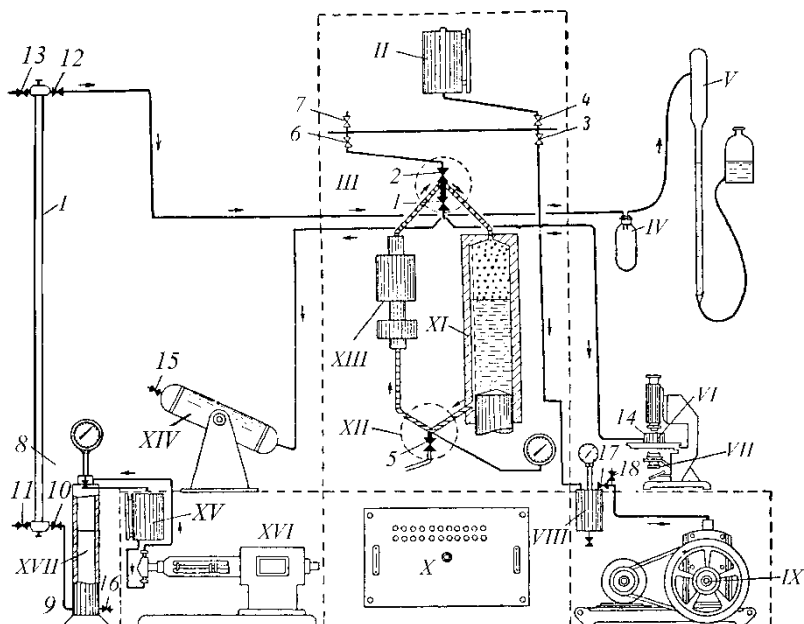
Для дослідження властивостей нафт використовується також установка УДПН-2, що за будовою і принципом дії аналогічна апаратурі АСМ-300М. Від апаратури АСМ-300М установка УДПН-2 відрізняється наявністю мікроскопа і камери для вивчення умов кристалізації парафіну. З допомогою установки УДПН-2 можна визначати ті ж самі параметри пластової нафти, що й апаратурою АСМ-300М, а також температуру початку кристалізації парафіну.

Принципова робоча схема установки УДПН-2 наведена на рис. 13.2.

Об'єм газу, що виділився з нафти при різних тисках, вимірюється спеціальною газовою бюреткою V, куди газ видавлюється з преса через маніфольд при ході плунжера вверх. Всі трубопроводи і прилади перед проведенням дослідів звільняються від повітря з допомогою вакуум-насоса IX.

Крім установок АСМ-300М і УДПН-2 створена удосконалена апаратура для дослідження властивостей нафт в пластових умовах при тисках до 60 МПа і температурі 130 – 150 °С.

Протягом останнього часу розроблені та введені в експлуатацію нові установки для дослідження пластових нафт : УДПН-М (розробники і виробники – ООО “Газ-нафтотехнологія”, м. Уфа, Башкирія ; ООО “СИЛА”, м. Тольятті, Росія), УДПН-400 виробництва ВАТ “АК ОЗНА” (м. Октябрьське, Башкирія), УДПН-300-2, УДПН-АЗНИПИ-85 та інші.



I – пробовідбірник; II – напірний промивний бачок;
 III – верхній циркуляційний маніфольд; IV – сепаратор;
 V – газова бюретка; VI – камера; VII – мікроскоп;
 VIII – пастка; IX – вакуум-насос; X – шафа управління;
 XI – прес; XII – нижній циркуляційний маніфольд;
 XIII – циркуляційний електромагнітний насос;
 XIV – віскозиметр високого тиску; XV – масляний бачок;
 XVI – рідинний регульований насос; XVII – проміжна
 ємність; 1 – 18 – вентилі.

Рисунок 13.2 – Принципова робоча схема установки УДПН-2.

УДПН-М дозволяє проводити дослідження як при контактному, так і при диференціальному розгазуванні. Вона

може бути використана для оцінки ефективності нових методів підвищення нафтовіддачі пластів при використанні різних реагентів (поверхнево-активні речовини, луки та ін.) при різних їх концентраціях, зріджених газів та ін.

Установка може працювати в комплексі з аналітичними приладами для аналізу компонентного складу нафти і газу (газовими хроматографами та іншими аналізаторами) у складі стаціонарних або пересувних лабораторій.

Особливістю УДПН-М при її малих габаритних розмірах (1400×800×1100) і надійності роботи є висока точність визначення всіх параметрів пластової нафти, що підтверджено і перевірено багаторічною експлуатацією цієї установки в БашНИПИнефть, ПермьНИПИнефть, СургутНИПИнефть, КраснодарНИПИнефть та інших галузевих інститутах і промислових лабораторіях. Так, похибка визначення тиску насичення на установці УДПН-М становить менше 1 % (при використанні пробовідбірників типу ВПП- 300).

Технічні характеристики установки УДПН-М наведені в таблиці 13.1.

Установка для дослідження пластових нафт УДПН-400, що введена в експлуатацію у дослідницькому центрі “Флюїд” Всеросійського науково-дослідного інституту нафти (м. Москва), має цілий ряд серйозних удосконалень в порівнянні з установкою УДПН-2, які дозволяють покращити якість вимірювань. Прес-посудина установки виконана з титану, перемішування проб відбувається при діапазоні температур від 0 до 120 °С, запірні арматура (вентилі голчасті) – принципово іншої, сучасної конструкції. В УДПН-400 передбачений автоматичний захист від поломки механізмів, весь процес проведення досліджень проходить автоматично, вся поточна інформація виводиться на екран комп’ютера.

Таблиця 13.1 – Технічні характеристики установки УДПН-М

Технічні характеристики	Числове значення, од. виміру
Точність режиму термостатування	0,1 °С
Робоча температура (при використанні води в якості теплоносія)	95 °С
Робочий тиск	до 30 МПа
Робочий об'єм преса	100 см ³
Точність відліку об'єму по лімбу	0,01 см ³
Точність відліку об'єму по ноніусу	0,001 см ³
Робочий об'єм камери	175 см ³

13.2.2 Глибинні прилади для дослідження нафти

Крім лабораторних установок створено комплекс глибинних автономних приладів для оперативного вимірювання окремих параметрів пластової нафти. Ці прилади дозволяють із задовільною для практичних цілей точністю в промислових умовах оперативно вимірювати основні параметри пластової нафти: густину, об'ємний коефіцієнт, тиск насичення, коефіцієнт об'ємної пружності. До комплексу глибинних приладів входять такі прилади: тріометр, експансиметр, сатуриметр.

Глибинний тріометр. Прилад призначений для одночасного (за один спуско-підйом) вимірювання трьох параметрів пластової нафти: густини, газовмісту і об'ємного коефіцієнта.

Корпус тріометра виконаний із сталльної труби, відносно невеликого діаметра, що дозволяє спускати його в насосно-компресорні труби з діаметром 60 мм. В середині корпусу розміщені всі робочі вузли приладу. Тріометр складається з капсули з голчастим штуцером для вилучення пластової нафти і двох поршнів, які забезпечують доступ

проби в порожнину капсули і її герметизацію. Взаємодія системи поршнів регулюється за допомогою п'єзоприводу – гідравлічного силового реле часу.

Прилад дозволяє отримувати дані про густину пластової нафти, газоміст і об'ємний коефіцієнт в польових умовах, безпосередньо біля свердловини, без транспортування проб у лабораторію і не вимагає додаткової апаратури високого тиску. Принцип дії тріометра полягає в тому, що пробу пластової рідини забирають на заданій глибині в спеціальну капсулу, яку після вилучення приладу із свердловини зважують на ричажній вазі, а нафту, що в ній знаходиться, розгазовують. При цьому вимірюють об'єм виділеного газу і нафти. На основі цих даних визначають густину, газоміст і об'ємний коефіцієнт пластової нафти. Випускання і розгазування нафти, що міститься в капсулі тріометра, проводять з допомогою газового балона, спеціального ручного преса або ручного масляного насоса. При цьому використовують допоміжне обладнання: сепаратор, газову бюретку і напірну склянку. При цьому немає необхідності в лабораторній імітації пластових умов: свердловина сама забезпечує заповнення камери пробую нафти при пластових тиску і температурі.

Характерною особливістю капсули тріометра є відсутність в ній постійно фіксованого об'єму. Перед заповненням капсули пробую об'єм її дорівнює нулю (в цей час обидва поршні щільно притиснуті торцями один до одного). На заданій глибині п'єзопривід приводить в дію систему поршнів капсули, вони повільно розходяться, нарощується об'єм капсули, і в результаті цього в капсулі тріометра відсікається герметично ізольований і строго визначений об'єм пластової нафти при пластовому тиску і температурі. Такий спосіб заповнення капсули виключає можливість розгазування проб і забезпечує її достовірність.

Після витримки певного часу прилад піднімають на поверхню, капсулу з пробую нафти вилучають із приладу,

ретельно обмивають, витирають і після цього визначають параметри проби нафти. Схема капсули тріометра показана на рис. 13.3.

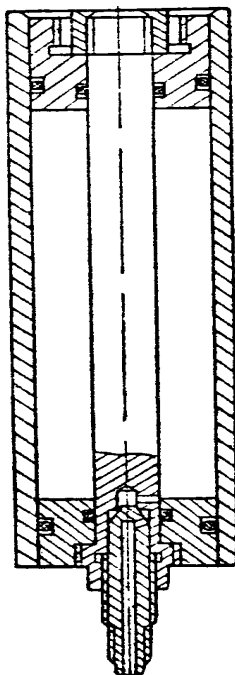


Рисунок 13.3 – Капсула тріометра

В комплект приладу входять 3 змінні капсули. Після вилучення першої капсули прилад заряджають другою капсулою і знову опускають у свердловину і т. д. Під час другого спуско-підйому досліджують пробу, що знаходиться у першій капсулі і визначають параметри нафти. Співпадіння результатів при двох визначеннях вказує на надійність проведених вимірювань.

Технічні характеристики глибинного тріометра:
максимальний робочий тиск – до 30 МПа;
робоча температура – до 100 °С;
об'єм камери приладу – 50 см³;
довжина – 950 мм; діаметр – 38 мм; маса – 8 кг;
кількість капсул – 3.

Глибинний експансиметр. Прилад призначений для оперативного вимірювання коефіцієнта стисливості (об'ємної пружності) пластової нафти або води в умовах промислу. Принцип його дії базується на принципі сполучених посудин, згідно з яким зміна тиску в одній посудині викликає зміну тиску в суміжній посудині.

Прилад являє собою трубу відносно невеликого діаметра, в якій розміщені основні блоки приладу: 1) п'єзопривід, що управляє роботою приладу; 2) приймач проби; 3) вимірювальний блок, що являє собою пристрій, який змінює тиск відібраної проби і реєструє зміну об'єму проби. Експансиметр обладнаний годинниковим механізмом. На бланку приладу записується діаграма. Коефіцієнт об'ємної пружності розраховують по довжині сліду запису.

Технічні характеристики глибинного експансиметра :
робочий тиск – до 30 МПа; робоча температура – до 100 °С;
об'єм камери приладу – 50 см³; довжина – 1700 мм; діаметр – 38 мм.

Глибинний сатуриметр. Прилад призначений для оперативного вимірювання величини тиску насичення пластової нафти в промислових умовах. Він виконаний у вигляді труби, що об'єднує в один блок пробовідбірну камеру і реєструючий манометр. На заданій глибині в пробовідбірну камеру поступає проба нафти і герметично відсікається в ній.

Спеціальний пристрій здійснює розширення нафти в пробовідбірній камері. При цьому фіксується відповідний тиск.

Прилад складається з трьох блоків: блок управління приладом (п'єзопривід); блок відбору проби і вимірювальний блок (вимірювальний манометричний пристрій із безперервним записом показів).

Технічні характеристики глибинного сатуриметра: робочий тиск – до 30 МПа; робоча температура – до 100 °С; об'єм камери приладу – 50 см³; довжина – 1900 мм; діаметр – 40 мм; маса – 12 кг.

13.3 Обладнання і прилади

Установка АСМ-300М, контейнери, пробовідбірник, навчальні плакати.

13.4 Порядок виконання роботи

13.4.1 Ознайомитись із призначенням установки АСМ-300М.

13.4.2 Вивчити конструкцію установки АСМ-300М по плакату (аудиторне заняття) і по приладах (екскурсійне заняття).

13.4.3 Ознайомитись з конструкцією установки УДПН-2.

13.4.4 Вивчити методику підготовки установки АСМ-300М до проведення дослідів.

13.4.5 Ознайомитись з конструкцією і принципом дії глибинних приладів для дослідження пластових нафт.

13.5 Контрольні запитання

13.5.1 Призначення і будова установки АСМ-300М. Її технічні характеристики.

13.5.2 Які характеристики нафти можна визначити на установці АСМ-300М?

13.5.3 Дайте визначення тиску насичення, об'ємного коефіцієнта нафти, коефіцієнта стисливості, в'язкості, густини, газовмісту.

13.5.4 Будова і принцип дії глибинних тріометра, експансиметра і сатуриметра.

13.5.5 Які параметри нафти можна визначити за графіком залежності приросту об'єму нафти від тиску?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 14

ВИВЧЕННЯ УСТАНОВКИ УДПК-1М ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОНИКНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД В УМОВАХ ЇХ ЗАЛЯГАННЯ В ПЛАСТІ

Тривалість виконання роботи – 2 години.

14.1 Мета роботи: Вивчити конструкцію установки УДПК-1М і методику проведення дослідів з визначення проникності гірських порід в пластових умовах.

14.2 Теоретична частина

Проникність гірських порід залежить від багатьох факторів, основними з яких є ступінь взаємодії флюїдів з гірською породою, вид флюїду, температура і гірничий тиск в умовах їх залягання.

Наприклад, газопроникність як в атмосферних умовах, так і в пластових умовах, як правило вища від проникності по рідині (навіть для неполярних вуглеводневих рідин, які практично не взаємодіють з породою). Даний факт пояснюється частковим проковзуванням газу вздовж поверхні порових каналів, а також розбуханням глинистих частинок і адсорбцією рідини на стінках пор. Лише при високій проникності порід її значення приблизно однакові для рідини і газу.

Збільшення тиску середовища, в якому знаходиться гірська порода, призводить до зменшення проникності. Проникність деяких гірських порід по газу при атмосферних умовах в два рази перевищує їх газопроникність при тиску 10 МПа.

Встановлено, що зі збільшенням температури середовища газопроникність порід зменшується, що пов'язано із зростанням швидкостей руху молекул, зменшенням довжини їх вільного пробігу і зростанням сил тертя внаслідок

інтенсифікації обміну кількістю руху між окремими шарами газу і гірської породи. За даними [1, 4] зростання температури від 20 до 90 °С може викликати зменшення газопроникності порід на 20 – 30 %.

Необхідність дослідження впливу тиску, температури, степеня взаємодії флюїдів з породою на проникність гірських порід і необхідність вимірювання проникності порід по газу і по різних рідинах викликає необхідність конструювання приладів та лабораторних установок, які дозволяли би моделювати різні умови фільтрації і пластові умови (тиск і температуру).

Поряд з установкою для визначення водопроникності порід ВКДВ-1, схема і опис якої наведені в роботі № 5, в різних науково-дослідних лабораторіях та установах використовують спеціальну установку УДПК-1М, яка дозволяє визначати абсолютну і фазову проникності зразків гірських порід для пластових рідин та газів в пластових умовах, а також досліджувати залежності проникності від пластового тиску, температури та гірського тиску.

При русі багатofазних систем проникність для кожної фази визначається за наступними формулами :

$$k_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{в}} \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P}, \quad k_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{н}} \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P},$$

$$K_{\text{г}} = \frac{\bar{Q}_{\text{г}} \cdot \mu_{\text{г}} \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P} \quad (14.1)$$

де $k_{\text{в}}$, $k_{\text{н}}$ і $k_{\text{г}}$ – фазові проникності для води, нафти і газу;

$Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{н}}$ і $\bar{Q}_{\text{г}}$ – відповідно витрати води, нафти і середня витрата газу в умовах досліду, м³/с; ΔL – довжина пористого середовища, м; F – площа фільтрації, м²; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ і $\mu_{\text{г}}$ – відповідно динамічні в'язкості води, нафти і газу, Па·с; ΔP – перепад тиску, Па.

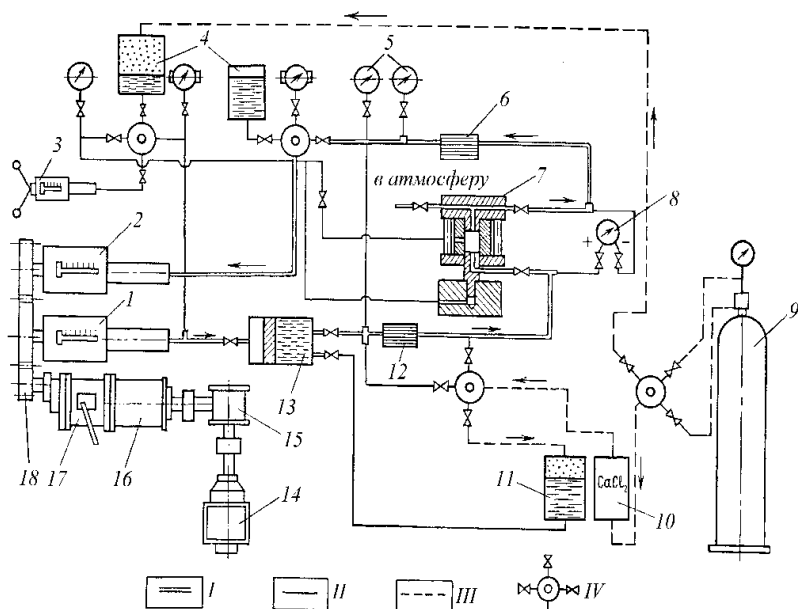
14.3 Опис установки для дослідження проникності гірських порід в пластових умовах УДПК-1М

Принципова схема установки УДПК-1М наведена на рис. 14.1.

Установка складається з двох вимірювальних пресів 1 і 2, що забезпечують постійність фільтрації рідини або газу через зразок гірської породи (зразок гірської породи встановлений в термостатованому кернотримачі 7); поршневого контейнера подвійної дії 13, призначеного для розділення робочої і фільтруючої рідин; ручного преса 3 для створення гірського тиску на керні (обтискування керна) і тиску в лінії фільтрації; допоміжного обладнання (бачки 4, балон із стиснутим газом 9, фільтри 6 і 12 та ін.). В якості рідини для обтискування керна використовують масло, яке заливають в бачок 9. Тиски вимірюють за допомогою манометрів 5 і дифманометра 8. Витрату рідини визначають за швидкістю переміщення плунжерів пресів. Привід пресів здійснюється за допомогою електродвигуна 14, вал якого через черв'ячний редуктор 15 і фрикційний варіатор 16 з'єднаний з планетарним редуктором 17 і далі за допомогою шестерней 18 з валами пресів. Планетарний редуктор забезпечує ступінчасту зміну частоти обертання валів пресів (в 10, 100 і 1000 разів). Для плавного регулювання частоти обертання на кожній ступені служить фрикційний варіатор.

Технічна характеристика установки УДПК-1М: максимальний робочий тиск – 30 МПа; максимальна температура – 80 °С; максимальний гірничий тиск – 60 МПа; об'єм вимірювальних пресів – $2 \times 200 \text{ см}^3$; діапазон регулювання витрати рідини через зразок породи – $10^{-4} \dots 1 \text{ см}^3/\text{с}$.

Ці умови проведення досліджень забезпечуються конструкцією кернотримача 7. Керн являє собою циліндр діамет-



Лінії : I – фільтрації; II – підвідні; III – газові;
IV – маніфольди

1, 2 – вимірювальні преси; 3 – ручний прес; 4 – бачки;
5 – манометри; 6, 12 – фільтри; 7 – кернотримач; 8 – диф-
манометр; 9 – балон зі стиснутим газом; 10 – осушувач;
11 – бачок; 13 – поршневий контейнер; 14 – елект-
родвигун; 15 – черв’ячний редуктор; 16 – фрикційний
варіатор; 17 – планетарний редуктор; 18 – шестерні.

Рисунок 14.1 – Принципова схема установки УДПК-1М

діаметром 30 мм і висотою 50 мм. Його вкладають в гумову манжету кернотримача, в якій він стискається під дією тиску, створеного ручним пресом 3. Ззовні корпус кернотримача

закритий кожухом з термоізоляцією. В кожусі є два штуцера для приєднання шлангів термостата, по яких подається гаряча вода. Контроль температури здійснюється за допомогою ртутного термометра, встановленого в гільзі.

Крім установки УДПК-1М науково-дослідними інститутами, лабораторіями та установами використовуються також такі установки : УДПК-02М (ГОСТ 26450.2-85), УИСИР - 6/150, УДПК-М, УДПК-IV (ОСТ 39-235-89, МВИ 11-25-2000), установка закордонного виробництва FDES-650Z (виробник – фірма “Coretest systems”). Зокрема, установка FDES-650Z фірми “Coretest systems” дозволяє моделювати умови фільтрації рідин через колонки кернів, що максимально наближені до пластових. Фактично, установка FDES-650Z має незначні конструктивні відмінності в порівнянні із УДПК-1М. В установці FDES-650Z є декілька контейнерів, що дозволяють випробовувати різні рідини, у тому числі й агресивні. Дослідження проводяться при гірничому тиску до 68,0 МПа, поровому тиску до 50,0 МПа і температурі до 150 °С. Крім того, установка складається з насоса, розділювальних ємностей і трьох блоків – блока гірничого тиску, блока підтримування протитиску і вимірювального блока. Інші складові елементи – фактично ті ж самі, що і в УДПК-1М. Проникність гірських порід з допомогою установки FDES-650Z визначається з точністю до 0,5 – 1 % від вимірюваної величини. Установка УДПК-IV дозволяє визначати проникність порід для рідин, газів і їхніх сумішей в пластових умовах та одержувати залежності проникності від температури. Дослідження на цій установці проводяться при пластовому тиску до 30 МПа, гірничому – до 65 МПа і температурі до 90 °С. Межі визначення проникності як для установки FDES-650Z, так і для УДПК-IV – від 0,001 до 10 мкм².

14.4 Підготовка установки до роботи та проведення досліду

14.4.1 Підготовка установки УДПК-1М до роботи

1. В кернотримач вкладають керн циліндричної форми. Прес 1 встановлюють в крайнє праве положення і всю систему вакуумують (відкривши перед цим відповідні вентилі). Одночасно в бачках 4 вакуумується робоча рідина та рідина для обтискування керна.

2. Припиняють вакуумування та заповнюють систему робочою рідиною (відкривши відповідні вентилі), після чого прес 1 ставиться в крайнє ліве положення.

3. Вмикають прес 1 на стиснення і збільшують тиск в системі до тиску досліду. За допомогою ручного преса створюють гірничий тиск.

При русі плунжера одного з пресів з постійною швидкістю в системі, заповненій робочою рідиною (маслом), створюється тиск, який через поршень контейнера передається фільтруючій рідині. Під дією перепаду тисків на кернотримачі рідина рухається через зразок і поступає у другий прес, якщо установка працює з протитиском, або в атмосферу. Плунжер другого преса кінематично зв'язаний з плунжером першого і переміщається в протилежну сторону з тією ж швидкістю. Таким чином, наявність двох пресів забезпечує можливість створення будь-яких перепадів тиску на зразку.

Якщо досліджується газопроникність керна, то стиснутий газ поступає в комунікації системи з балона через осушувач 10. Цей газ можна використовувати не тільки для дослідження газопроникності гірських порід. Він служить також для створення додаткового тиску на робочу рідину, що покращує степінь заповнення вимірювального преса і всієї системи комунікацій, а також для створення тиску над досліджуваною рідиною в бачку 11, завдяки чому досліджувана рідина може витіснятися (переміщатися) в контейнер.

14.4.2 Порядок проведення досліду

1. Увімкнувши прес 1 на стиснення (при відкритих відповідних вентилях) тиск в системі збільшують до тиску досліду і за допомогою вимірювальних пресів 1 і 2 задають потрібне значення перепаду тиску на кернотримачі. При цьому витрату рідини через керн регулюють за допомогою фрикційного варіатора.

2. Після встановлення фільтрації рідини через зразок знімають покази манометрів 5, а за швидкістю руху плунжера визначають розхід рідини. Більш точне значення перепаду тиску в керні можна визначити за допомогою диференційного манометра 8. Досліди проводять для трьох-чотирьох значень швидкості прокачування рідини через керн.

3. Визначають проникність керна за однією з формул (14.1) або за формулою:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{F \cdot \Delta P} \times 10^{-12}, \text{ м}^2,$$

де Q – витрата рідини через зразок породи, $\text{см}^3/\text{с}$; l – довжина зразка породи, см ; F – площа поперечного перерізу керна, см^2 ; μ – динамічна в'язкість рідини, сПз ; ΔP – перепад тиску на керні при фільтрації рідини, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

4. Контролюють збереження лінійного закону фільтрації рідини побудовою залежності $Q = F(\Delta P)$.

14.5 Порядок виконання роботи

14.5.1 Ознайомитись із призначенням установки УДПК-1М, її конструкцією і технічною характеристикою.

14.5.2 Вивчити порядок підготовки установки УДПК-1М до роботи по навчальному плакату (аудиторне заняття) і безпосередньо на установці (екскурсійне заняття).

14.5.3 Вивчити методику проведення дослідів з визначення проникності зразків гірських порід для пластових рідин та

газів в пластових умовах і дослідження залежності проникності від пластового тиску, температури та гірського тиску на установці УДПК–1М по навчальному плакату (аудиторне заняття) і в лабораторії (екскурсійне заняття).

14.6 Контрольні запитання

14.6.1 Призначення і будова установки УДПК–1М. Її технічні характеристики.

14.6.2 Як впливають тиск і температура оточуючого середовища на значення коефіцієнта проникності?

14.6.3 В яких одиницях визначається і в яких межах змінюється коефіцієнт проникності в нафтогазопромисловій практиці?

14.6.4 Порядок підготовки установки УДПК–1М до роботи.

14.6.5 Методика проведення дослідів з визначення проникності кернів.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 О.І.Акульшин, О.О.Акульшин, В.С.Бойко, В.М.Дорошенко, Ю.О.Зарубін. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : Навч. посібн. – Івано – Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.

2 Соломчак Я.В. Нафтогазова механіка. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 204 с.

3 Методи вивчення осадових порід: методичні рекомендації до лабораторних занять і самостійної роботи студентів напряму підготовки 6.04.01.03 - геологія / укл.: В. Б. Степанов, І. В. Побережська, О. В. Костюк, І. Г. Гнатів. – Львів: Львівський національний університет імені Івана Франка, 2014. – 64 с.

4. Купер І.М., Угриновський А.В. Фізика нафтового і газового пласта: підручник. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – 448 с.

5 Дорошенко В.М., Купер І.М., Соломчак Я.В. Фізика нафтового і газового пласта. Лабораторний практикум. – Івано-Франківськ : Факел, 2002. – 35 с.

6 Соломчак Я.В., Псюк М.О. Нафтогазова механіка. Методичні вказівки для вивчення дисципліни. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 39 с.

7. Іванишин В. С. Нафтогазопромислова геологія [Текст] / В. С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.

8 Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка [Текст] / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Львів : Апріорі, 2007. – 452 с. – ISBN 966-5-7762-9741-4.

9 Хімічний склад і фізичні властивості нафти. <https://energetika.in.ua/ua/books/books-1/part-2/section-8/8-2/8-2-1>.

10. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335 – 01293 – 5.

- 11 Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст]: підручник, 3-є доповнене видання / В. С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с. – ISBN 966-7327-93-0.
12. Torsaeter O. Experimental reservoir engineering. Laboratory work book. / O. Torsaeter, M. Abtahi. Norwegian University of Science and Technology, 2000. – 93 p.
13. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. – 312 с.
14. Ahmed, Tarek. Working guide to reservoir rock properties and fluid flow. Gulf Professional Publishing, Copyright © 2006, 2010, Elsevier Inc. Amsterdam, Boston, London. ISBN: 978-1-85617-825-9.
15. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи нафтогазової інженерії. Харків: НТУ «ХПІ», Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2018. 416 с.