

ნორა მამულაიშვილი

ნავთობიანი ფენის
ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრები
და განსაზღვრის მეთოდები



თბილისი 2015

ნორა მამულაიშვილი

**ნავთობიანი ფენის ფიზიკურ-ქიმიური
პარამეტრები და განსაზღვრის მეთოდები**

დამტკიცებულია ბათუმის შოთა
რუსთაველის უნივერსიტეტის
ტექნოლოგიური ფაკულტეტის
საბჭოს მიერ

გამომცემლობა "უნივერსალი"

თბილისი - 2015

კრებულის გამოცემა მიზნად ისახავს, სტუდენტის თეორიული და პრაქტიკული ცოდნის გაფართოებას, ნავთობისა და გაზის მოპოვების და საბადოს დამუშავების ტექნოლოგიაში. სტუდენტი შეძლებს აითვისოს დარგის პროფესიული უნარ-ჩვევები, ასევე ლაბორატორიული სამუშაოების ჩატარების ტექნიკა და ტექნოლოგია, კერძოდ, ნედლეულის ფიზიკური და ტექნოლოგიური პარამეტრების განსაზღვრა.

წინამდებარე ლაბორატორიული სახელმძღვანელო, გათვალისწინებულია სწავლების ყველა საფეხურის - ბაკალავრიატის, მაგისტრატურის და დოქტორანტურის სტუდენტებისათვის. თითოეული ლაბორატორიული სამუშაო ილუსტრირებულია, მითითებულია ცდის ჩატარების მიზანი და თანმიმდევრობა. ლაბორატორიული კრებული ითვალისწინებს როგორც ნავთობიანი ქსნების და კერნის, ასევე პროდუქტიული ფენის ფიზიკური და ქიმიური პარამეტრების განსაზღვრას.

რედაქტორი: ელიზბარ ელიზბარაშვილი -
ქიმიის მეცნიერებათა დოქტორი,
პროფესორი

რეცენზენტები:

წინასიტყვაობა

წინამდებარე სახელმძღვანელოში მიმოხილულია ნავთობიანი ფენის მახასიათებელი ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრები და მათი განსაზღვრის მეთოდები, ნავთობიანი ფენის დამუშავების ტექნოლოგიურ მეთოდები. იგი შედგენილია ბათუმის სახელმწიფო უნივერსიტეტის ტექნოლოგიური ფაკულტეტის საგანმანათლებლო პროგრამის „სამთო და გეოინჟინერია“ მიხედვით.

ლაბორატორიული კურსი შესდგება 5 თავისაგან.

პირველ თავში განხილულია ქანის კოლექტორული და ფილტრაციული თვისებები. კერძოდ, განხილულია ქანის გრანულომეტრიული ანალიზი, ქანის ფორიანობის და შეღწევადობის სახეობები და მათი განსაზღვრის მეთოდები. ზედაპირული მოვლენები ფაზათა შორის გამყოფ ზედაპირზე როგორცაა: ზედაპირული დაჭიმულობა, დასველება, კაპილარული თვისებები, ადსორბციული პროცესები და სხვ.

მე-2 თავში წარმოდგენილია ნავთობიანი კერნის ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრების განსაზღვრის მეთოდები. როგორცაა კერნიდან ნავთობის ექსტრაგირების, ასევე კერნში ნავთობგაჭერების, გაზგაჭერების და წყალგაჭერების კოეფიციენტის განსაზღვრის მეთოდები.

მე-3 თავში განხილულია ფლუიდების და მისი შემადგენელი კომპონენტების ანალიზის ფიზიკურ-ქიმიური მეთოდები: სეპარაციის სახეები და სეპარირებული ნავთობის, წყლისა და გაზკონდენსატის ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრების განსაზღვრის მეთოდები.

მე-4 და 5 თავში წარმოდგენილია ნავთობიანი ფენის დამუშავების ტექნოლოგიური მეთოდები. ასფალტფისოვანი ნადების წარმოქმნის პირობები და მისი რაოდენობრივი განსაზღვრის მეთოდები. ასევე “ზანიანი” ხსნარების გამოყენება ნავთობმოღინების გაზრდის მიზნით და მათი გავლენა ნავთობგაცემის კოეფიციენტის მიმართ.

ლაბორატორიულ სამუშაოს წინ უძღვის თეორიული მასალა, შემდეგ კი ცდის ჩატარების მეთოდიკა. სტუდენტი აფორმებს ლაბორა-

ტორიულ სამუშაოს, რომელშიც აღწერილია: სამუშაოს მიზანი, მეთოდის არსი და დანიშნულება, ცდის მსვლელობა და მიღებული შედეგების დამუშავება.

უნდა აღვნიშნოთ, წინამდებარე წიგნი ნავთობიანი ფენის მახასიათებელი პარამეტრების განსაზღვრის მეთოდებზე ქართულ ენოვანი სახელმძღვანელოს გამოცემის პირველი მცდელობაა, ამიტომ ავტორი მაღლიერი იქნება კომენტარების, შენიშვნებისა და რჩევებისადმი.

სარჩევი

შესავალი	9
ნავთობსანაწარმო ტექნოლოგია და მისი პრიორიტეტული მიმართულებები	9
ნავთობკომპანიების ზოგადი მიმოხილვა	13
თავი 1. ნავთობიანი ფენის ზედაპირული მოვლენები და მათი თვისებები	16
1.1. ქანის კოლექტორული თვისებები. გრანულომეტრული ანალიზი	16
ლაბორატორიული სამუშაო 1. ქანის გრანულომეტრული ანალიზი საცრული მეთოდით. ჰისტოგრამის შედგენა	19
1.2. დანალექი ქანის ფორიანობის სახეობები	22
ლაბორატორიული სამუშაო 2. ქანის საერთო ფორიანობის განსაზღვრა პრიობრაუენსკის მეთოდით	26
1.3. ქანის ფილტრაციული თვისებები. ქანის შეღწევადობის სახეობები	28
ლაბორატორიული სამუშაო 3. აბსოლუტური შეღწევადობის კოეფიციენტის განსაზღვრა	30
1.4. სითხის ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა	32
ლაბორატორიული სამუშაო 4. სითხის ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა სტალაგმომეტრული მეთოდით	34
1.5. ქანის ადსორბციული თვისებები. ადსორბციული აქტივობის განსაზღვრა	37
ლაბორატორიული სამუშაო 5. ქანის ადსორბციული აქტივობის განსაზღვრა სტატისტიკურ პირობებში	41

1.6. კაპილარული თვისებები. დასველების კუთხის სიდიდის განსაზღვრა	45
თავი 2. კერნის ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრები და მათი განსაზღვრა	48
ლაბორატორიული სამუშაო.5. კერნიდან ნეღლი ნავთობის ექსტრაგირება სოქსლეტის აპარატის გამოყენებით	50
ლაბორატორიული სამუშაო 6. კერნში წყლის რაოდენობის განსაზღვრა დინა-სტარკის მეთოდით	52
ლაბორატორიული სამუშაო 7. კერნში ნავთობგაჯერების, წყალგაჯერების და გაზგაჯერების კოეფიციენტის განსაზღვრა „ზაქსის“ ხელსაწყოს გამოყენებით	55
თავი 3. ფლუიდები და მათი ფიზიკურ-ქიმიური ანალიზი	58
3.1. ფლუიდის შემადგენელი კომპონენტები და მათი თვისებები	59
3.2. ნავთობური ემულსიები .რეაგენტების დეემულგირების ხარისხის დადგენა	66
ლაბორატორიული სამუშაო 8. რეაგენტების დეემულგირების ხარისხის განსაზღვრა	67
3.7. ფენის ნავთობის და ფენის წყლის სიმკვრივის განსაზღვრა	69
ლაბორატორიული სამუშაო 9. ფენის ნავთობის და ფენის წყლის სიმკვრივის განსაზღვრა არეომეტრული მეთოდით	69
ლაბორატორიულ პირობებში.	69
3.3. ფენის ნავთობის ფოტოკოლორიმეტრული ანალიზი	71
ლაბორატორიული სამუშაო 10. ფენის ნავთობის ოპტიკური სიმკვრივის განსაზღვრა ფოტოკოლორიმეტრის KFK-2 -ს გამოყენებით	72
3.4. ფენის ნავთობის პირობითი სიზღანტის განსაზღვრა	73
ლაბორატორიული სამუშაო 11 . ფენის ნავთობის პირობითი სიზღანტის განსაზღვრა ენგლერის ვისკომიმეტრის გამოყენებით	74

თავი 4. ასფალტფისოვან-პარაფინური ნადები და მათი კომპონენტური შედგენილობის რაოდენობრივი ანალიზი	77
4.1. ასფალტფისოვან- პარაფინური ნადები და წარმოქმნის პირობები	77
4.2. ასფუ ნადების შემადგენელი კომპონენტების რაოდენობრივი განსაზღვრა	82
ლაბორატორიული სამუშაო 12. ასფალტფისოვან–პარაფინურ ნადებში მინერალიზაციის განსაზღვრა	83
ლაბორატორიული სამუშაო 13. ასფალტენების რაოდენობრივი განსაზღვრა. “ასფუ ნადებში ”	85
ლაბორატორიული სამუშაო 14. ასფალტფისოვან–პარაფინურ ნადებში ფისების და ნახშირწყალბაბის რაოდენობრივი განსაზღვრა	87
ლაბორატორიული სამუშაო 15. ასფალტფისოვან–პარაფინურ ნადებში პარაფინების რაოდენობრივი განსაზღვრა	88
თავი 5. ნავთობიანი ფენის დამუშავების რეაგენტული მეთოდები	89
5.1. ზედაპირულად აქტიური ნივთიერებები (ზან-ები) და მათი გამოყენება ნავთობიანი ფენის დამუშავების დროს	91
5.1. ზან-ის წყალხსნარების გამოყენება სანგრევის ზონის დამუშავების დროს	94
ფენიდან ნავთობის გამოდევნა ზანიანი წყალხსნარების გამოყენებით	95
ინდიკატორული მრუდეები და პროდუქციულობის კოეფიციენტი	97
ლაბორატორიული სამუშაო .16. “ზან-“ის კომპოზიციური ნარევების ხსნადობის ეფექტურობის განსაზღვრა ასფუ ნადების მიმართ	99

ლაბორატორიული სამუშაო 17. ნავთობიან ფენში რეაგენტის
ზემოქმედების ეფექტურობის განსაზღვრა ნავთობგამოდენის
დროს. ნავთობგაცემის კოეფიციენტის გაანგარიშება [8] 101

გამოყენებული ლიტერატურა 105

შესავალი

ნავთობსარეწაო ტექნოლოგია და მისი პრიორიტეტული მიმართულებები

ნავთობსარეწაო ტექნოლოგია არის ნავთობმომპოვებელი მრეწველობის მამოძრავებელი ინსტრუმენტი. იგი, როგორც დარგობრივი მეცნიერება, აღმოცენდა აშშ-ში მე-20 საუკუნის დასაწყისში და უკავშირდება ნავთობური ემულსიების დამუშავებას წყლის მოცილების მიზნით. შემდეგი პრობლემა რომელიც იდგა მენავთობეების წინაშე იყო პარაფინური ნადების ლიკვიდაცია, რაც განხორციელებული იქნა სხვადასხვა ქიმიური რეაგენტების და ინჰიბიტორების გამოყენებით. ასევე ორგანული სინთეზის და აზოტ შემცველი ნაერთების ბაზაზე შემუშავებული იქნა კოროზიის საწინააღმდეგო ინჰიბიტორების წარმოების ტექნოლოგია. ნავთობური ტექნიკისა და მოწყობილობების დაცვა კოროზიისაგან, შესაძლებელი გახდა ცხიმოვანი მჟავებისა და სულფიდების პროდუქტების მეშვეობით.

ნავთობსარეწაო ტექნოლოგია აგრეთვე ითვალისწინებს ნავთობ-მოპოვების პროცესების ქიმიზაციას, რაც გულისხმობს ქიმიური ტექნოლოგიებისა და რეაგენტების - ბლოკპოლიმერების, დეემულგატორების და დეპრესანტებისა და სხვა მასალების გამოყენებას.

თანამედროვე ეტაპზე ნავთობსარეწაო ტექნოლოგიის პრიორიტეტულ მიმართულებას წარმოადგენს:

1. მრავალკომპონენტიანი კომპოზიციური მასალებისა და ზედაპირულად აქტიური ნივთიერებების ბაზაზე, ნარჩენი ნავთობის მოპოვების ტექნოლოგიური რეჟიმების შემუშავება;
2. საბადოს განყლიანების შემზღვევით ტექნოლოგიების სრულყოფა ფენის ზედაპირის ჰიდროფობიზაციის მიზნით;
3. ფიზიკურ-ქიმიური მეთოდების გამოყენება ნავთობის მოპოვების ტექნოლოგიური პროცესების ინტენსიფიკაციის და პროდუქციულ ფენაში ნავთობგაცემის კოეფიციენტის გაზრდის მიზნით;

4. სანგრევის ზონის რეაგენტული დამუშავების ტექნოლოგიური პროცესების მართვა;
5. პარათფინური და ასფალტფისოვან-პარათფინური ნადების ლიკვიდაცია. ასევე მისი წარმოქმნის საწინააღმდეგო გარემო პირობების შექმნა;
6. მარილშემცველი ნალექების ლიკვიდაცია, მათი წარმოქმნის პირობების ინჰიბირება. ასევე ნავთობური ემულსიების დეემულგირების პროცესების სრულყოფა;
7. ნავთობსარეწაო მონწყობილობის დაცვა კოროზიის საწინააღმდეგო ინჰიბიტორების გამოყენებით;
8. ნედლი ნავთობის სტაბილიზაცია და მომზადება ტრანსპორტირებისათვის;
9. ნავთობსარეწაო მრეწველობის ეკოლოგიური მონიტორინგი.

ნავთობსარეწაო ქიმიის თანამედროვე პრიორიტეტული მიმართულებების შესაბამისად შექმნილია მაღალ ეფექტური ქიმიური რეაგენტების წარმოების ასორტიმენტი. კერძოდ, დღეისათვის უკვე მრავალი დეემულგატორი, ინჰიბიტორი, დეპრესანტია მიღებული.

ნავთობსარეწაო მრეწველობაში ქიმიზაციის დანერგვის მიზნით აუცილებელია და ფრიად მნიშვნელოვანი ქიმიური რეაგენტების წარმოება. ქვემოთ მოგვყავს ზოგიერთი ქიმიური რეაგენტების მოცულობითი რაოდენობა (ათასი ტონა), რომელიც გამოყენებული იქნა ნავთობის მოპოვებაში 1980-2006 წლის პერიოდში.

ფენში ნავთობგაცემის კოეფიციენტის გაზრდის ფიზიკურ-ქიმიური მეთოდები უშუალოდ არის დაკავშირებული გამოყენებული ნერთების (ე.წ. ტექნოლოგიური სითხეები) სახეობაზე და თვისებებზე. ტექნოლოგიური სითხეები თავის მხრივ გავლენას ახდენს ისეთ პარამეტრებზე და პროცენტებზე, როგორცაა: ქანის დასველების ინტენსიფიკაცია; ქანის ზედაპირული დაჭიმულობის შემცირება; ნავთობის გამოდევნა ფენის განწყლიანებისა და ჰიდროფობიზაციის დროს.

ცხრილი 1. ნავთობის მოპოვებაში გამოყენებადი დამხმარე მასალების წარმოება (ათასი ტონა)

ქიმიური ტექნოლოგიის მიმართულება	1980 წ.	1990 წ.	1993 წ.	1996 წ.	2006 წ.
სულ, ათასი ტონა	209.5	364	225.8	182	138.8
ფენზე მოქმედი ფიზიკურ-ქიმიური მეთოდები	51.2	181.3	77.4	58.6	52.1
დანადგარებზე კოროზიის შემცირება	112.3	72.7	54.6	45.2	50.0
პარაფინური ნადების წარმოქმნის შემცირება	3.0	4.6	2.7	2.2	2.2
პარაფინური ნადების ლიკვიდაცია	10.0	66.2	62.1	52.1	10.3
მარილოვანი ნალექის ლიკვიდაცია	1.5	2.7	1.7	1.2	2.2
ნავთობის მომზადება	31.5	36.5	27.3	22.7	22.0

ქიმიური რეაგენტების გამოყენება ნავთობსარეწაო პრაქტიკაში წარმოებს ნავთობის მოპოვების ყველა ეტაპზე და მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ნავთობის დებიტზე. ასე მაგალითად, ინჰიბიტორების გამოყენება პარაფინური ნადებისა და მარილოვანი ნალექების ლიკვიდაციის მიზნით უზრუნველყოფს ჭაბურღილის დებიტის ზრდას 5-6-ჯერ, ხოლო დეემულგატორების გამოყენება მნიშვნელოვნად ზრდის გამოყენებული ნავთობის ხარისხს.

საქართველოში ნავთობის მოპოვება XX საუკუნის 30-იან წლებში დაიწყო და მიმდინარეობდა შვიდი მცირე ზომის საბადოზე (მირზაანი, პატარა შირაქი, სუფსა, ნორიო, საცხენისი, ტარიბანა და ჭალადიდი), რომელთა დებიტი წლიურად, საშუალოდ 20-55 ათას ტონას შეადგენდა. შემდეგ აღმოჩენილი იქნა მაღალდებიტიანი საბადოები თბილისისპირა რაიონში (სამგორი-პატარძეული-

ნინონმინდა, სამგორის სამხრეთ თალი, თელეთი) და წლიურმა მოპოვებამ 3 მლნ.ტ-ს გადააჭარბა.

ამჟამად საქართველოს ტერიტორია დაყოფილია სალიცენზიო ფართობებად, სადაც ნავთობის ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოებს, სხვადასხვა დროს, საერთაშორისო ტენდერებით შერჩეული ინვესტორი კომპანიები ახორციელებენ. მათ სახელმწიფოსთან გაფორმებული აქვთ პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულებები. საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია, როგორც ნავთობის ეროვნული კომპანია, პარტნიორობას უწევს კომპანიებს ოპერაციების დაგეგმვაში და ახორციელებს საქმიანობის მონიტორინგს და კონტროლს.



სურ. 1. საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია, ოპერაციების დაგეგმვის და მონიტორინგის დროს

საქართველოში ამჟამად ცნობილია ნავთობის 16 საბადო. აქედან დასავლეთ საქართველოში არის 4 საბადო (ოქეში, ჭალადიდი, სუფსა და შრომისუბანი), ხოლო დანარჩენი - აღმოსავლეთ საქართველოში მდებარეობს.

ნავთობკომპანიების ზოგადი მიმოხილვა

საქართველოში ნავთობის მოპოვებით საქმიანობას ამჟამად ხუთი უცხოური კომპანია ახორციელებს - "ბლეკ ოილ ენდ გეზი", "ჯინდალ პეტროლიუმ (ჯორჯია) ლიმიტედი", "ფრონტერა რისორსიზ ჯორჯია", "ჯორჯია ოილ ენდ გეზი" და „ვი-პი ჯორჯია“. ძებნა-ძიებით სამუშაოებს ახორციელებს შვიდი კომპანია - „სტრეიტ ოილ ენდ გეზი“, „ელენილტო“, „ნავთობის საერთაშორისო კონსორციუმი“, „მარექსინი“, „სტრეიტ (აჭარა)“, „ტრანს ატლანტიკი“, „საქართველოს ნავთობის კონსორციუმი“ საქართველოში წიაღისეულის მოპოვების დანწყებიდან მოპოვებულია საშუალოდ 27.7 მლნ ტონა ნავთობი. ბოლო ათი წლის განმავლობაში საშუალო წლიური მოპოვება 70 ათას ტონამდე აღწევს.

საქართველოში გაზის ტრანზიტი ორი მილსადენით ხორციელდება - სამხრეთ-კავკასიური მილსადენით (SCP) და ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენით.

სამხრეთ-კავკასიური მილსადენი, რომელიც ცნობილია, ბაქო-თბილისი-ერზრუმის გაზსადენის სახელწოდებით, აზერბაიჯანში, შაჰ-დენიშის საბადოდან მოპოვებული გაზის ტრანზიტს ახორციელებს თურქეთში. გაზსადენის სიგრძე 692 კმ-ია, საქართველოს მონაკვეთის სიგრძე კი - 249 კმ-ია. სამხრეთ-კავკასიური გაზსადენი უმეტესწილად, ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენის პარალელურად არის გაყვანილი. თანამედროვე ეტაპზე სპეციალიზებული სამეცნიერო-კვლევითი ინსტიტუტები "ყაზახეთის ნავთობისა და გაზის ინსტიტუტი "Calpimunaigas" მუშაობს ისეთ მსოფლიო უმსხვილეს ნავთობკომპანიებთან, როგორცაა „Tengizchevroil“, „North Caspian Operating Company“, AO «СНПС-Актюбемұнайгаз», აღნიშნული კომპანიები უშუალოდ არის დაკავშირებული საქართველოს ნავთობ-კომპანიებთან, მათ შორის ბათუმის ნავთობისა და გაზის სატრანზიტო ტერმინალთან, რომელიც წარმოადგენს ძირითად სანარმოო პრაქტიკულ ბაზას, ბსუ-ს ტექნოლოგიური ფაკულტეტის ნავთობის და გაზის სპეციალობის სტუდენტებისათვის.

აღნიშნული ფირმის ლაბორატორიები აღჭურვილია უნიკალური აპარატურით, როგორცაა მაგალითად PVT FLUID-EVAL (საფრანგეთი), ACES-200, AST-600 და სხვა. PVT FLUID-EVAL აღჭურვილია კომპიუტერული მართვის სისტემით და

უზრუნველყოფს ფენის ფლუიდების ფიზიკური და თერმოდინამიკური თვისებების შესწავლას. ფილტრაციული აპარატის ACES-200-ს საშუალებით შესაძლებელია ფარდობითი შეღწევადობის განსაზღვრა.



სურ. 2. ნავთობისა და გაზის სპეციალიზებული სამეცნიერო-კვლევითი ინსტიტუტის საცდელი ლაბორატორია



სურ. 3. ნავთობიანი ფენის თერმოდინამიკური კვლევის ლაბორატორია [2].

ევროპული სამრეწველო კომპანიის Flocculation Titrimeter System FT 5 Systemtechnik PSL-ის მიერ შემუშავებულია სამეცნიერო-საწარმოო ლაბორატორიული კომპლექსი ასფალტფისოვანი პარაფინური ნადების კვლევის მიზნით.



სურ. 4. ლაბორატორიული ხელსაწყოების Flocculation Tester FT5 საერთო ხედი

locculation Titrimeter System FT 5 Systemtechnik PSL-ის გამოყენების სფეროებია:

- ასფალტენების და პარაფინების ნალექის განსაზღვრა.
- მყარი ფაზის რაოდენობრივი განსაზღვრა
- ნედლი ნავთობის მდგრადობა დაჟანგვის მიმართ.
- სისტემა მუშაობს კომპიუტერის გამოყენებით და მის გარეშე.
- მუშაობს ძალიან შავი, მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობის დროს. არ საჭიროებს ნიმუშის გათხევადებას. (გათხევადების შემთხვევაში აუცილებელია ნიმუში დაგაყოვნოთ 40-80 საათი, ფაზური წონასწორობის დამყარების მიზნით)

თავი 1. ნავთობიანი ფენის ზედაპირული მოვლენები და მათი თვისებები

ზედაპირულ მოვლენებს მნიშვნელოვანი ადგილი უკავია ნავთობ-სარეწაო პრაქტიკაში.

ზედაპირული მოვლენების საშუალებით ხორციელდება პროდუქტიული ფენიდან ნავთობის მოდინება და ნავთობის მწარმოებლურობის ინტენსივობის ზრდა.

ნავთობიანი ფენა წარმოადგენს დანალექი ქანის ბუდობს, სადაც ნავთობის გამოდევნა ფოროვანი არედან უკავშირდება ქანის ზედაპირზე მიმდინარე პროცესებს, როგორცაა: ქანის კოლექტორული და ფილტრაციული თვისებები; ზედაპირული დაჭიმულობა; კაპილარული და ადსორბციული პროცესები და ა.შ.

1.1. ქანის კომპიუტერული თვისებები. გრანულომეტრული ანალიზი

საბადოს ქანის კოლექტორული თვისებების შესწავლა, ასევე ნავთობიანი ფენის გამოკვლევები წარმოებს ლაბორატორიულ პირობებში სხვადასხვა ხელსაწყოებისა და მეთოდების გამოყენებით. ქანის კოლექტორული თვისებები გულისხმობს ქანის უნარს დააკავოს ნავთობის, წყლის და გაზის შესაძლო რაოდენობა და გასცეს იგი.



სურ. 5. ქანის გრანულომეტრიული ანალიზი მიკროსკოპული ($0.002 < d < 0.1$ მმ) მეთოდით

ნავთობის და გაზის ფენის კოლექტორული და ფილტრაციული თვისებების ძირითადი მახასიათებელი პარამეტრებია:

1. გრანულომეტრული შედგენილობა;
2. ქანის ფორიანობა;
3. ქანის შეღწევალობა;
4. ქანის ზედაპირული და კაპილარული თვისებები;
5. ქანის გაჯერებულობა ნავთობის, წყლის და გაზის მიმართ [1];

ქანის აღნიშნული თვისებები უშუალო დამოკიდებულებაშია პროდუქტიულ ფენთან.

სამთო ქანები თავისი წარმოშობის (გენეზისის) მიხედვით იყოფა:

- დანალექ ქანებად, (სილა, ქვიშნარი, დოლომიტები, ალევროლიტები, კირქვები),
- მაგმატიკურ (ამოფრქვეული ვულკანები) და
- მეტამორფოზულ (გარდაქმნილ) ქანებად.

ნავთობისა და აირის მიმართ კარგი კოლექტორული თვისებებით ხასიათდება დანალექი ქანები და შეადგენს 60%-ს; კარბონატული ქანების შემთხვევაში შეადგენს 39%, ხოლო მაგმიური და მეტამორფოზული ქანების შემთხვევაში 1%-ს.

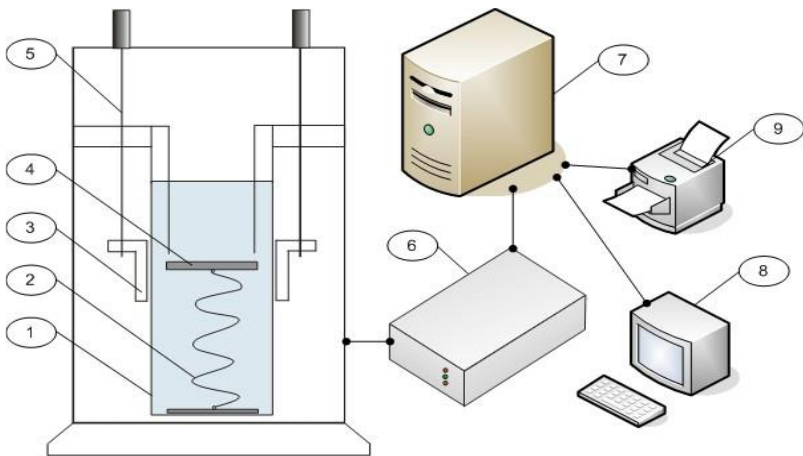
ქანის გრანულების ზომებიდან გამომდინარე ანალიზის ჩატარება ხდება სამი მეთოდით;

- საცრული მეთოდი, როცა გრანულის დიამეტრი $d > 0.05$ მმ.
- სედიმენტაციური მეთოდი ($0.01 < d < 0.1$ მმ) და
- მიკროსკოპული მეთოდი , როცა ($0.002 < d < 0.1$ მმ);

ქანის მინერალური ნაწილაკების დისპერსიულობის ხარისხის დადგენის მიზნით ახდენენ მის დაყოფას ფრაქციებად ნაწილაკის ზომების მიხედვით. ცემენტირებული ქანებისათვის დამახასიათებელია ქანის მარცვლების მაღალი დისპერსიულობა.

ამიტომ მათ იკვლევვენ მიკროსკოპის ქვეშ (სურ. 5), ხოლო არაცემენტირებული ქანის შემთხვევაში ქანები ექვემდებარება გრანულომეტრიულ გამოკვლევას სელიმენტაციური მეთოდით.

ქვემოთ წარმოდგენილია ქანის გრანულომეტრიული ანალიზის სელიმენტაციური მეთოდი, რომელიც ითვალისწინებს პროგრამული გაზომვის კომპლექსის SDM-4-ის გამოყენებას. იგი შემუშავებულია ტომსკის პოლიტექნიკური უნივერსიტეტის მეცნიერ-თანამშრომლების მიერ [2] და წარმატებით გამოიყენება ქანის დისპერსიულობის ხარისხის დადგენისათვის.



სურ. 6. ქანის გრანულომეტრიული ანალიზი სელიმენტაციური ($0.01 < d < 0.1$ მმ) მეთოდით: 1-სელიმენტაციური კამერა-ცილინდრი; 2- კონტაქტური მგონძობიარე სისტემა; 3-მიკროგადამცემი ; 4-ნალექის შესაგროვებელი ჯამი; 5- მოძრავი ძელი; 6-მაზვის მიმწოდებელი შლოკი; 7-სერვერი; 8-დისპლეი; 9-პრინტერი

ლაბორატორიული სამუშაო 1.

ქანის გრანულომეტრული ანალიზი საცრული მეთოდით.

ჰისტოგრამის შედგენა

საცრული მეთოდის შემთხვევაში ანალიზი ტარდება სტანდარტული საცრების მეშვეობით. იგი უზრუნველყოფს ფხვიერი ქანის დაყოფას ფრაქციებად, საცრის ზომების მიხედვით 0.05მმ–დან და ზემოთ. ლაბორატორიულ პირობებში გამოიყენება სტანდარტული საცრების კომპლექტი. იგი შედგება 11 საცრისაგან, რომლის მუშა ზომები მოცემულია ცხრილი 2-ში.

ცხრილი 2. სტანდარტული საცრის ნორმები

N	საცრის №	საცრის ხვრელის ზომა, მმ	N	საცრის №	საცრის ხვრელის ზომა, მმ
1	6	3.36	7	70	0.210
2	12	1.68	8	100	0.149
3	20	0.89	9	140	0.105
4	30	0.59	10	200	0.074
5	40	0.42	11	270	0.053
6	50	0.30			

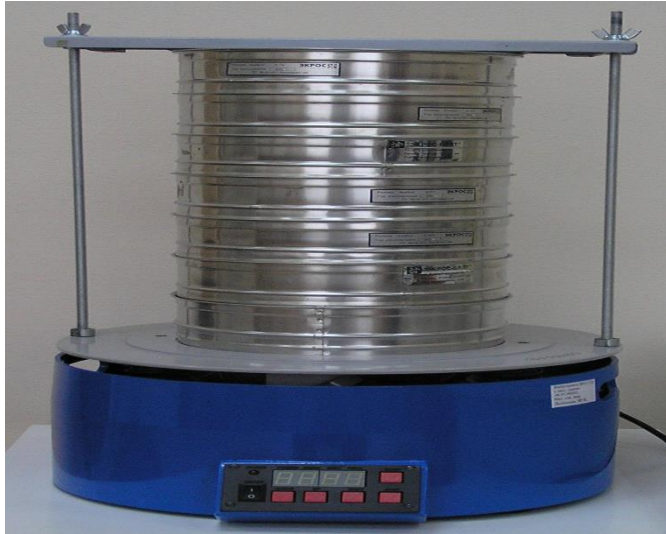
ფსამიტური ფრაქცია მარცვლების ზომის მიხედვით იყოფა (გ.ნ. კამენსკის მიხედვით):

- უხეშმარცვლოვანი ქვიშა (ნაწილაკთა დიამეტრი $2\div 1$ მმ);
- მსხვილმარცვლოვანი ქვიშა (დიამეტრი $1\div 0.5$ მმ);
- საშუალომარცვლოვანი ქვიშა (დიამეტრი $0.5\div 0.25$ მმ);
- წვრილმარცვლოვანი ქვიშა (დიამეტრი $0.25\div 0.1$ მმ);

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. საკვლევი ქანის გრანულეების დაყოფა ფრაქციებად, დისპერსიულობის ხარისხის დადგენა და ფრაქციების პროცენტული რაოდენობის გაანგარიშება.

საჭირო ხელსაწყოები:

1. სტანდარტული საცრის კომპლექტი;
2. საკვლევი ქანის ნიმუშები.



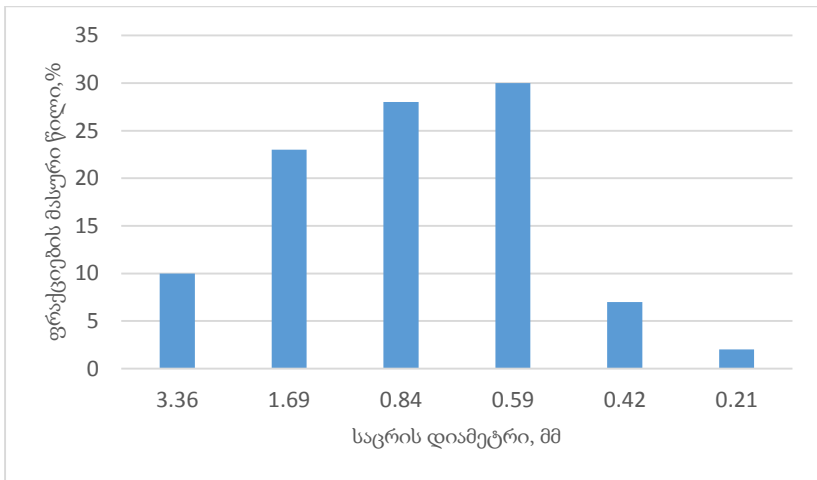
სურ. 7. გრანულომეტრიული ანალიზი საცრული ($d > 0.05$ მმ) მეთოდით

ანალიზის მსვლელობა. საკვლევი ნიმუშს იღებენ 50 გ რაოდენობით და ცრიან 15 წთ–ის განმავლობაში საცერში. თითოეულ საცერში დაგროვილი მარცვლები იწონება ანალიზურ სასწორზე და იანგარიშება თითოეული ფრაქციის პროცენტული რაოდენობა. მიღებული შედეგები შეაქვთ დაკვირვების ცხრილში.

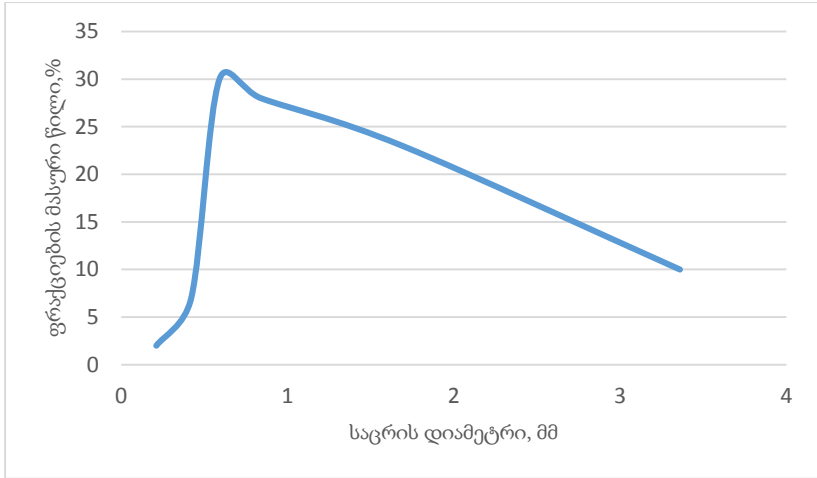
ცხრილი 3. ქანის გრანულომეტრული ანალიზის შედეგები

ფრაქციები საცრის დიამეტრის ზომების მიხედვით, მმ	ფრაქციის წონეში კ	შემცველობა, %
3.36		
1.69		
0.84		
0.59		
0.42		
0.21		

შედეგები გადააქვთ ჰისტოგრამაზე (ნახ. 1). გრანულომეტრიული ანალიზის მრუდის თითოეული წერტილი კი, ნომოგრამიდან განსხვავებით, გვიჩვენებს რა ზომის და რა რაოდენობის გრანულეზია საკვლევ ქანში (ნახ. 2).



ნახ. 1. ქანის გრანულომეტრული ანალიზი ზომით 0.21 მმ-დან 3.36 მმ-მდე



ნახ. 2. ქანის გრანულომეტრული ანალიზის ჰისტოგრამა

xx

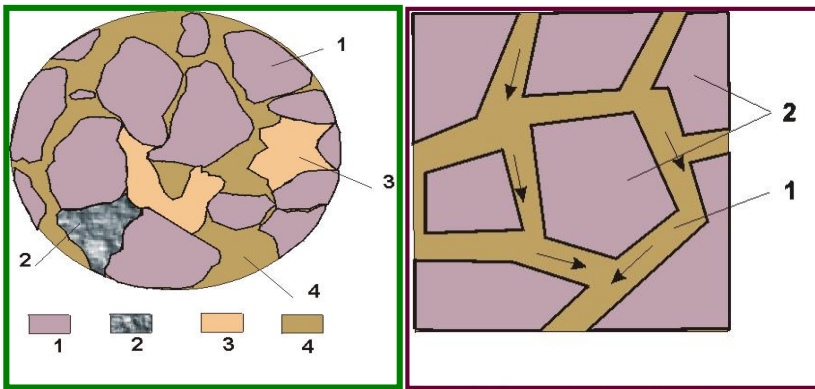
1.2. დანალექი ქანის ფორიანობის სახეობები

პროდუქტიული ფენის კოლექტორების ფორიანობას დიდი მნიშვნელობა აქვს ნავთობის საბადოს მარაგების გამოთვლის და დამუშავების მეთოდების შერჩევისათვის. პროდუქტიული ჰორიზონტი, ფორიანობისა და განვლადობის მიხედვით იყოფა [3]:

1. ქანები, რომელთა ფორიანობა ნაკლებია 11%-ზე და განვლადობა $(5 \div 10) \times 10^{-15} \text{მ}^2$, პირობითად არა პროდუქტიულებს განეკუთვნებიან
2. ქანები ფორიანობით 11-დან 16%-მდე და განვლადობით $(5 \div 10) \times 10^{-15} \text{მ}^2$ -დან $160 \times 10^{-15} \text{მ}^2$ -მდე განეკუთვნებიან მცირე ფოროვან კოლექტორებს (სხვადასხვა მარცვლოვანი და ხშირად თიხიანი ალევროლითები);

3. ქანები ფორიანობით მეტი 16%-ზე და განვლადობით მეტი $160 \times 10^{-15} \text{მ}^2$ -ზე განეკუთვნებიან მაღალ ფოროვან კოლექტორებს (ქვიშაქვები და მსხვილმარცვლოვანი ალევროლითები) და მას ტერიგენური ქანები ეწოდება.

ქანის კოლექტორის ძირითად თვისებას ფორიანობა და შეღწევალობა წარმოადგენს. ქანში მყარ ნაწილაკებს შორის წარმოქმნილი ცარიელი ადგილების ერთობლიობას, ფორიანობა ეწოდება (სურ. 8).



სურ. 8. ფორები ფორმის მიხედვით: ფოროვანი კოლექტორი, ნაპრალოვანი კოლექტორი

საერთო ფორიანობა (m) გულისხმობს ფენაში არსებული ყველა ფორების მოცულობის ($V_{\text{ფორ.}}$) ფარდობას საკვლევი ფენის საერთო მოცულობასთან (V).

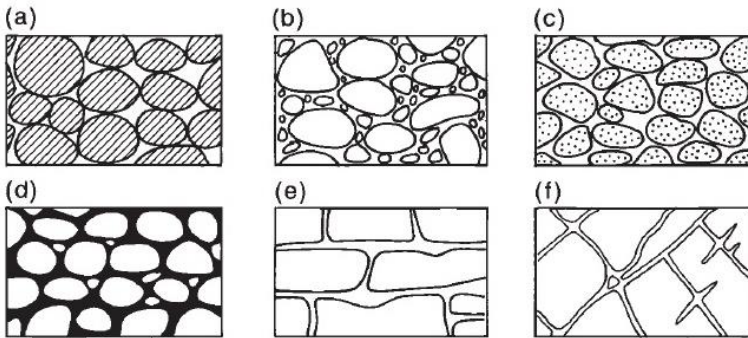
$$m = V_{\text{ფორ.}}/V.$$

ფორიანობა იზომება პროცენტებში. კოლექტორების უმრავლესობისათვის ფორიანობა სხვადასხვაა და იცვლება 5-დან 30%-მდე.

ქვემოთ მოგვყავს ზოგიერთი დანალექი ქანის ფორიანობის კოეფიციენტის მნიშვნელობები:

- თიხოვანი ფიქლები - 0.54%
- თიხები - 6.0%
- სილა - 6.0%
- ქვიშნარები - 13-29%
- კირქვა - 33%
- დოლომიტი - 39%; [3]

ქანი, ფორიანობის კოეფიციენტის მნიშვნელობის 20-30%-ის ფარგლებში, ითვლება კარგ ფოროვან კოლექტორად, ხოლო თუ მისი მნიშვნელობა 10 %-ზე ნაკლებია, მაშინ დაბალფოროვან ქან-კოლექტორად (სურ. 9).



სურ. 9. ფორიანობა ქანის ტექსტურის მიხედვით: (a) კარგად დახარისხებული სედიმენტაციური დეპოზიტი მაღალი ფორიანობით; (b) ცუდად დახარისხებული სედიმენტაციური დეპოზიტი მცირე ფორიანობით; (c) - კარგად დახარისხებული სედიმენტაციური კუნჭებიანი დეპოზიტი მაღალი ფორიანობით; (d) - კარგად დახარისხებული სედიმენტაციური დეპოზიტი რომლის ფორიანობა შემცირებულია მინერალიზაციის (ცემენტიზაცია) შედეგად; (e) - ხსნად ქანებში ფორები წარმოქმნილია გამორეცხვის გზით; (f) - კრისტალურ ქანებში ფორები წარმოქმნილია ზზარე-ვით.

ბუნებრივი ფორები იყოფა ღია და დახურულ ფორებად. ღია ფორები დაკავშირებულია ერთმანეთთან, რასაც ადგილი არ აქვს დახურული ფორების შემთხვევაში. ფენის სასარგებლო მოცულობის ფორმირება ხდება ღია ფორებში, რომელსაც უნარი აქვს დააკავოს და გასცეს ნავთობი, წყალი და გაზი.

ტერიგენული ქანები. ტერიგენული ქანებისათვის დამახასიათებელია მაღალი ფორიანობა და მაღალი შეღწევადობის უნარი.

კარბონატული ქანები ხასიათდება დაბალი ფორიანობით. კარბონატული ქანები მიეკუთვნება ისეთ დანალექ ქანებს, რომელიც მიწის წიაღში არსებობს მინერალების სახით. როგორცაა: კალციტი CaCO_3 და დოლომიტი $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$; სოდა Na_2CO_3 ; პოტაში K_2CO_3 . კარბონატული ქანების დადგენა აუცილებელია, რადგან საბადოს დამუშავების მჭიდვური მეთოდი ითვალისწინებს მარილმყავას გამოყენებას, რომელიც ძალიან აქტიურია რეაქციის მიმართ და შეიძლება გამოიწვიოს უხსნადი მარილების წარმოქმნა. პროდუქტიული ფენის ქანის კარბონატურობას ადგენენ ლაბორატორიულ პირობებში გაზომეტრული მეთოდით, შემდეგი რეაქციის საფუძველზე:



გამოყოფილი ნახშირორჟანგის რაოდენობით ანგარიშობენ კარბონატების წონით პროცენტულ რაოდენობას ქანში კალციტზე გადაანგარიშებით.

ლაბორატორიული სამუშაო 2.

ქანის სამართო ფორიანობის განსაზღვრა პრიობრაჟენსკის მეთოდით

საჭირო ხელსაწყოები:

1. ფორიზომეტრი;
2. მიმღები ჭიქა;
3. ნავთი, წყალი;
4. საკვლევი ქანი.



სურ. 10. ფორიზომეტრი

ლაბორატორიული სამუშაოს ჩატარების თანმიმდევრობა.

1. ექსტრაგირებული და გამომშრალი ნიმუში იყოფა 2 ტოლ ნაწილად. ერთი ნაწილი გამოიყენება ნიმუშის მოცულობის განსაზღვრისათვის, ხოლო მე-2 - მარცვლის მოცულობის განსაზღვრისათვის.
2. ნიმუშის პირველი ნაწილი ავწონოთ 0.001გ სიზუსტით.
3. ნიმუშის პირველი ნაწილი თავსდება ჯამურ ჭიქაში, რომელშიც ჩასხმულია ნავთი. ვაკვირდებით ნიმუშის ფორების გაჯერებას ნავთით, სანამ არ შეწყდება ჰაერის ბუშტუკების გამოყოფა.
4. ვიღებთ ფორიზომეტრს, ვასხამთ შიგ ნავთს და ვაფიქსირებთ სითხის დონეს.

5. ნავთით გაჯერებულ პირველ ნიმუშს ვდებთ ფორიზომეტრში და ვაფიქსირებთ სითხის დონეს. სითხის დონეთა სხვაობა შეესაბამება ნიმუშის მოცულობას.
6. ვიღებთ ნიმუშის მეორე ნაწილს, გულდასმით ვაქუცმაცებთ ფაიფურის როდინში და ვწონით 0.01 გ სიზუსტით.
7. შემდეგ გადაგვაქვს ფორიზომეტრში და ვაფიქსირებთ სითხის დონეს. მიღებული შედეგები გადაგვაქვს დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 4. ქანის საერთო ფორიანობის განსაზღვრის შედეგები

პარამეტრების დასახელება	აღნიშვნა	მიღებული მნიშვნელობა
მშრალი ნიმუშის წონა	M	
სითხის დონე ფორიზომეტრში ნიმუშის გარეშე	H	
სითხის დონე ფორიზომეტრში ნიმუშთან ერთად	H ₁	
ნიმუშის მოცულობა	V _{ნიმ.}	
ნიმუშის სიმკვრივე	d _{ნიმ.}	
მარცვლების წონა	M ₁	
სითხის დონე ფორიზომეტრში მარცვლებთან ერთად	H ₂	
მარცვლების მოცულობა	V _{მარც.}	
მარცვლების სიმკვრივე	d _{მარც.}	
საერთო ფორიანობის კოეფიციენტი	m	

მიღებული შედეგების დამუშავება:

1. ქანის საერთო ფორიანობა:

$$m = \frac{1-d_{ნიმ}}{d_{მარც}} 100\%;$$

2. ნიმუშის მოცულობა V_{ნიმ.} = H – H₁;

3. ნიმუშის სიმკვრივე $d_{\text{ნიმ}} = M / V_{\text{ნიმ}}$;
4. მარცვლების მოცულობა $V_{\text{მარც.}} = H_2 - H$;
5. მარცვლების სიმკვრივე $d_{\text{მარც.}} = M_1 / V_{\text{მარც.}}$;

1.3. ქანის ფილტრაციული თვისებები. ქანის შეღწევადობის სახეობები

ქანის კოლექტორის თვისებას, გაატაროს სითხეების და აირების გარკვეული რაოდენობა შეღწევადობა ეწოდება. დარსის კანონის თანახმად ფლუიდის (სითხის ან გაზის) ფილტრაციის სიჩქარე წნევის გრადიენტის პირდაპირ პროპორციულია და უკუპროპორციულია სითხის ან აირის დინამიური სიბლანტის. იგი გამოისახება ფორმულით:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \times \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

სადაც : Q - სითხის ან აირის მოცულობითი ხარჯია;

F - ფილტრაციის ფართობი;

k – შეღწევადობის კოეფიციენტი;

μ - სითხის ან აირის დინამიური სიბლანტე;

p - წნევის გრადიენტი.

შეღწევადობის საზომი ერთეული არის *დარსი*. იგი დამოკიდებულია ფენის წნევაზე. შეღწევადობა ასევე დამოკიდებულია ქანის ფორიანობაზე, ტემპერატურაზე და ფილტრაციული ფაზის ფიზიკურ პარამეტრებზე.

დადგენილია, რომ გაზის შეღწევადობა ქანის ფორებში ატმოსფერული წნევის პირობებში მნიშვნელოვნად მეტია სითხეების შეღწევადობაზე. ტემპერატურის მომატებით გაზის შეღწევადობა მცირდება

(კლინკენბერგის ეფექტი). გუდკინის მონაცემებით ტემპერატურის მატება 20-დან 90°C-მდე იწვევს ქანის კოლექტორების შეღწევა-დობის შემცირებას 20-30%-ით.

ქანის შეღწევადობა დიფერენცირდება აბსოლუტურ და ფაზურ შეღწევადობად.

აბსოლუტური შეღწევადობა გულისხმობს ფოროვანი ქანის შეღწევადობას, რომელიც ითვალისწინებს ერთი რომელიმე ფაზის არსებობას. მისი განსაზღვრა ხდება ჰაერის ან ინერტული აირის მიმართ. ფაზური შეღწევადობა გულისხმობს ფენის ფილტრაციას მრავალფაზიანი სისტემის დროს, როგორცაა ნავთობი, გაზი, წყალი, ტექნიკური სითხეები. იგი დამოკიდებულია არა მარტო ქანის თვისებებზე, არამედ ფილტრაციული ფაზის ფიზიკურ-ქიმიურ თვისებებზე. ფაზური შეღწევადობა თავისი არსით მიეკუთვნება ფენის ფიზიკურ-ტექნოლოგიური პარამეტრებს. ფაზური შეღწევადობის კოეფიციენტის რიცხვითი მნიშვნელობა დამოკიდებულია აბსოლუტურ შეღწევადობაზე და განსხვავდება მისგან.

ფაზური შეღწევადობის განსზღვრის დროს იზომება ბევრად მეტი ფიზიკური და ტექნოლოგიური პარამეტრები, ვიდრე აბსოლუტური შეღწევადობის განსაზღვრის დროს. დამოკიდებულება აბსოლუტურ შეღწევადობასა და ფაზურ შეღწევადობას შორის გამოისახება ფორმულით:

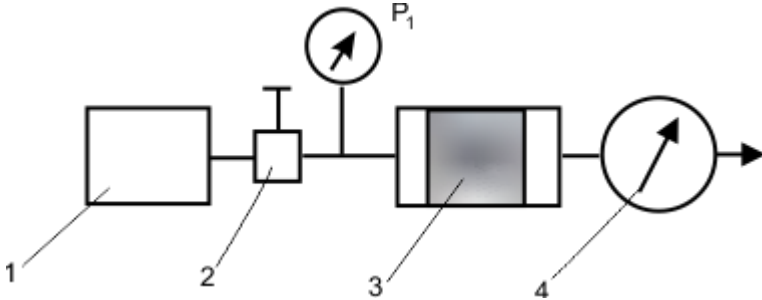
$$K_{ფაზ.} = K_{აბს.} \cdot F$$

სადაც F - არის ფუნქციური სიდიდე, რომელიც გამოსახავს ფილტრაციული ფაზის და ფენის ურთიერთქმედებას. ფაზური შეღწევადობის ფარდობას აბსოლუტურ შეღწევადობასთან ფარდობითი შეღწევადობა ეწოდება.

ლაბორატორიული საშუალო 3. აბსოლუტური შეღწევადობის
კომპიციენტის განსაზღვრა

ლაბორატორიული საშუაოს მიზანი: ქანის აბსოლუტური
შეღწევადობის კოეფიციენტის განსაზღვრა აირადი ფაზის მიმართ.

საჭირო ხელსაწყოები და მოწყობილობა (ნახ. 3)



ნახ. 3. ტექნიკური სქემა აბსოლუტური შეღწევადობის განსაზღვრი-
სათვის დაბალი წნევეების დროს: 1. შეკუმშული აირის წყარო;
2. რედუქტორი მანომეტრით; 3 საკვლევი კერნის ნიმუში;
4 - გაზის მრიცხველი.

ლაბორატორიული დანადგარის აღწერა:

შეკუმშული აირი რედუქტორის საშუალებით მიწოდება საკვლევი
კერნის ნიმუშს. მიწოდებული აირის მოცულობითი რაოდენობა
იზომება მანომეტრით, რომელიც დამონტაჟებულია გაზის რედუქ-
ტორის შემდეგ. კერნში გამავალი აირის ნაკადის მოცულობა
იზომება გაზის მრიცხველით (ლაბორატორიული გაზის საათის მე-
შვეობით). რედუქტორი (2) საშუალებას იძლევა ვარეგულიროთ
წნევა. გაზი მიწოდება კერნს (3), რომლის წინ დამონტაჟებულია
მანომეტრი. კერნის გამოსასვლელზე დაყენებულია მრიცხველი,
რათა გაიზომოს გაზის მოცულობა, რომელიც კერნის მიერ იქნა
გატარებული.

სამუშაოს შესრულების თანმიმდევრობა:

1. საკვლევი ნიმუში გამოვაშროთ;
2. გავზომოთ ნიმუშის სიგრძე (L) და დიამეტრი (D);
3. მოვათავსოთ ნიმუში სადგამზე;
4. რედექტორის საშუალებით დავარეგულიროთ წნევა (მაგ 0.1მპა);
5. დავაყოვნოთ 5 წუთი;
6. გაზის მრიცხველის მეშვეობით დავაფიქსიროთ კერნში გამავალი შეკუმშული გაზის გასვლის მოცულობა (მაგ $2 \times 10^{-3} \text{მ}^3$);
7. რედექტორის საშუალებით შეიძლება გავზარდოთ გაზის მიწოდება და გავიმეოროთ ცდა 3-ჯერ;
8. მიღებული მონაცემები შეგვყავს დაკვირვების ცხრილში.

ცხრილი 5. ქანის აბსოლუტური შეღწევადობის კოეფიციენტის განსაზღვრის შედეგები აინარაღი ფაზის მიმართ

ცდის #	წნევა P_m ; პა	გაზის მოცულობა V_o ; მ ³	დრო τ , წმ	შელწევადობის კოეფიციენტი K_a , მ ²	შენიშვნა
1					$p_a =$
2					$L =$
3					$d =$

გაზის ხარჯი იანგარიშება ფარდობით: $Q = V/\tau$;

სადაც V - არის გაზის მრიცხველზე ათვლილი გაზის მოცულობა, რომელიც გაატარა კერნმა; τ - დრო, წმ, რომელიც დასჭირდა კერნში, მიწოდებული გაზის მოცულობის გატარებას. კერნის ნიმუშის განიკვეთის ფართობი $F = \pi d^2/4$, სადაც d - არის კერნის დიამეტრი.

საბოლოოდ აბსოლუტური შეღწევადობა ქანის კოლექტორში, გაზის მიმართ, მცირე წნევის პირობებში იანგარიშება ფორმულით:

$$K_a = 2V_o \cdot \mu \cdot L \cdot P_a / \tau \cdot F(2P_a + P_m) \cdot P_m.$$

სადაც K_a - არის ქანის აბსოლუტური შეღწევადობა

V_0 -გაზის მოცულობა; L - კერნის სიგრძე (მ); P_a - ატმოსფერული წნევა (პა); P_m - წნევა (მანომეტრის ჩვენება, პა); μ - თხევადი ფაზის სიბლანტე (მ³/წმ); τ - დრო (წმ); F - კერნის კვეთის ფართობი (მ²).

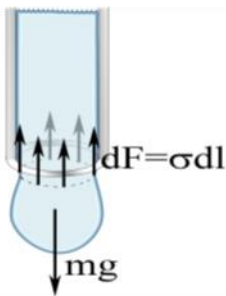
აბსოლუტური შეღწევადობა ნავთობიანი ფენისათვის რეალურად შეადგენს 10^{-12} - 10^{-15} მ²-ს.

ამიტომ შეღწევადობის ერთეულად მიღებულია არა მ², არამედ მიკრომეტრკვადრათი. $1\text{მკმ}^2 = 10^{-12}\text{მ}^2$.

ცდების შედეგად დგინდება, რომ ქანის კოლექტორული შეღწევადობა გაზის მიმართ ბევრად აღემატება თხევადი ფაზის შეღწევადობას.

1.4. სითხის ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა

ნავთობის გამოდევნა ფოროვანი არედან უკავშირდება ქანის ზედაპირზე მიმდინარე ისეთ პროცესებს, როგორცაა ადსორბციული და კაპილარული მოვლენები, ზედაპირული დაჭიმულობა, დასველება და ა.შ. მათი მიმდინარეობა დამოკიდებულია ქანის, ნავთობის, გაზის და წყლის ზედაპირულ თვისებებზე. ასევე მათი ადსორბციის და დასველების უნარზე. ნავთობიანი ფენის ზედაპირული თვისებების მახასიათებელ პარამეტრებს ეკუთვნის: ზედაპირული დაჭიმულობა, ადსორბცია, დასველება, ჰიდროფილურობა და ჰიდროფობურობა. ზედაპირული დაჭიმულობა არის თავისუფალი ენერგია, რომელიც თავმოყრილია ერთ კვადრატულ სანტიმეტრ ფართობზე.



ნახ. 4. წვეთზე მოქმედი ძალები

ზედაპირული დაჭიმულობის განსაზღვრის მეთოდი ითვალისწინებს საკვლევი სითხის წვეთების მასის ფარდობას კაპილარული მილის წრეხაზის სიგრძესთან. ბიურეტის ბოლოდან სითხის მონყვევა ხდება მაშინ, როცა წვეთის სიმძიმის ძალა გაუტოლდება სითხის ზედაპირული დაჭიმულობის ძალას.

$$F = \sigma \times l$$

სადაც l - არის დასველების ხაზი.

ე.ი.

$$F_{bd} = F_{\text{ხდძ}}$$

$$mg = G \times 2\pi R$$

$$G = \frac{mg}{2\pi R}$$

სადაც:

m არის წვეთის მასა;

g - თავისუფალი ვარდნის აჩქარება;

G - ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტი;

$2\pi R$ - ბიურეტის მილის შიდა წრეწირის სიგრძე.

ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტი დამოკიდებულია ზედაპირზე მოქმედ წნევაზე, ტემპერატურაზე, გაზის ფაქტორზე და ფლუიდის თვისებებზე [4]. ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა ხდება სხვადასხვა მეთოდით, რომელთაგან პრაქტიკაში ხშირად გამოიყენება სტალოგომეტრული, კაპილარში სითხის აწევისა და რეზინდერის მეთოდები.

ლაბორატორიული საგუშაო 4.

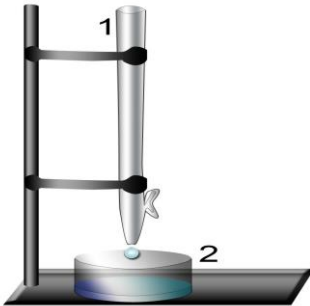
სითხის ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა
სტალაგმომეტრული მეთოდით

წინამდებარე მაგალითში გამოყენებულია წვეთობრივი, ანუ სტალაგ-
გომეტრული* მეთოდი.

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. სითხის (ფენის ნავთობის და
წყლის) ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრა,
წვეთოვანი მეთოდის გამოყენებით.

საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

- შტატივი დამჭერთ;
- ბიურეტი (1)
- ანალიზური ან ელექტრო
სასწორი (2);
- მიმღები ქიმიური ჭიქა.



ნახ. 5. ლაბორატორიული
მოწყობილობა სითხის
ზედაპირული დაჭიმულობის
კოეფიციენტის
განსაზღვრის დროს

სამუშაოს ჩატარების თანმიმდევრობა:

- ბიურეტი შევავსოთ დისტილირებული წყლით.
- დავარეგულიროთ სითხის წვეთების მოწყვეტის სიჩქარე.
- (20-30 წვეთი 2 წუთში)

* stalagma-ბერძნული სიტყვაა და ნიშნავს წვეთს, ხოლო metra- ზომას.

- ავწონოთ ცარიელი მიმღები ჭიქა 0.01გ სიზუსტით.
- მიმღებ კოლბაში შევაგროვოთ 60-80 წვეთი საკვლევი სითხე
- ავწონოთ ჭიქა წვეთებთან ერთად 0.01გ სიზუსტით
- გავიანგარიშოთ სითხის წვეთების საერთო მასა და ერთი წვეთის მასა.
- გავზომოთ ბიურეტის გარე დიამეტრი შტანგენფარგალით სიზუსტით 0.02 მმ.
- გაზომვის შედეგები შევითანოთ დაკვირვებათა ცხრილში.

გედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტი იზომება ჯოული/მ² -ში ან მნ/მ (1მნ/მ²=10⁻³ ჯოული/სმ²).

ცხრილი 6. სითხის გედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის განსაზღვრის შედეგები

№	საკვლევი სითხე	ცარიელი ჭიქის წონა	წვეთების რიცხვი, n	ჭიქის წონა წვეთებით	წვეთების წონა, m. გ	ერთი წვეთის წონა, გ	მილის დიამეტრი, D მმ.	გედაპირული დაჭიმულობა σ
1	დისტილატი							
2	ფენის წყალი							
3	ფენის ნავთობი							

მიღებული შედეგები შეგვყავს ფორმულაში.

$$\sigma = \frac{mg}{\pi Dn}$$

სადაც

m არის წვეთების საერთო წონა;

g - თავისუფალი ვარდნის აჩქარება -9.8 მ/წმ²;

π – 3.14

D - ბიურეტის დიამეტრი, მმ

n - წვეთების რიცხვი.

σ - ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტი, ნ./მ²;

ცალკეულ ნივთიერებას გააჩნია განსხვავებული ზედაპირული დაჭიმულობის სიდიდე. ქვემოთ მოგვყავს ზოგიერთი სითხეების ზედაპირული დაჭიმულობის მნიშვნელობები ჰაერთან და წყალთან მიმართებაში.

ცხრილი 7. ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის მნიშვნელობები

ნივთიერება	ზედაპირული დაჭიმულობის კოეფიციენტის სიდიდე σ ნ /მ ² 20°C; ან მკ/სმ ² 20°C	
	ჰაერთან	წყალთან
ვერცხლისწყალი	465	375
წყალი	72.75	-
ბუტანოლი	24.0	41.6
ბენზოლი	28.8	334.4
ოქტანი	21.8	51.0
ნავთი	24.0	48.0
ნავთობი	24-31	19-33

ზედაპირული დაჭიმულობის განსაზღვრისათვის იყენებენ აგრეთვე შედარებითი განსაზღვრის მეთოდს, რომელიც მდგომარეობს შემდეგში:

ითვლიან წვეთების რაოდენობას ეტალონური სითხისათვის n_0 და ზედაპირულ დაჭიმულობას σ_0 ცნობილი სითხისათვის. მაგ. წყლის შემთხვევაში $\sigma_0 = 72.75$ ნ/მ 20°C ; ზედაპირულ დაჭიმულობას საკვლევი სითხისათვის ითვლიან ფორმულით:

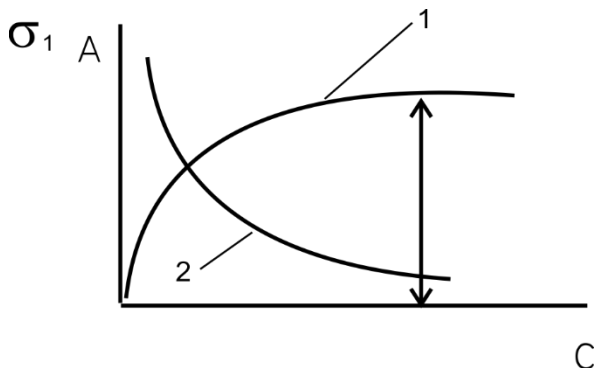
$$\sigma_x = \sigma_0 \frac{n_0 \rho_x}{n_x \rho_0}$$

სადაც n_0 და n_x არის წვეთების რიცხვი; ხოლო ρ_0 და ρ_x არის ცნობილი და საკვლევი სითხის სიმკვრივეები.

1.5. ქანის ადსორბციული თვისებები. ადსორბციული აქტივობის განსაზღვრა

ქანის ზედაპირული მოვლენების ცვლილებები, უშუალოდ უკავშირდება ქანის ზედაპირზე მიმდინარე ადსორბციულ პროცესებს. მათი შესწავლა საშუალებას იძლევა დავადგინოთ ქანის ზედაპირის ადსორბციის უნარი და მის მიერ შთანთქმული ნივთიერების რაოდენობა. ასევე, შესაძლებელია ავაგოთ ადსორბციის იზოთერმა $A=f(\sigma)$, რომელიც ასახავს დამოკიდებულებას ადსორბციასა და სითხის ზედაპირულ დაჭიმულობას შორის ადსორბციული წონასწორობის პირობებში.

ერთი ნივთიერების მიერ მეორე ნივთიერებს შთანთქმას ადსორბცია ეწოდება. ნივთიერებას რომელიც შთანთქავს, ადსორბენტი ეწოდება, ხოლო რომელიც შთანთქმება ადსორბტივი.



ნახ. 6. იზოთერმები: (1) ზედაპირული დაჭიმულობისათვის $\sigma=f(C)$;
(2) ადსორბციის მრუდისათვის $A=f(C)$

ხშირ შემთხვევაში შთანთქმული გაზის მოლეკულები იჭრება ადსორბენტის სიღრმეში და ვრცელდება მთლიან მოცულობაში. ასეთ პროცესს აბსორბცია ეწოდება. ადსორბციის და აბსორბციის პროცესებს ერთად სორბციული პროცესები ეწოდება.

ადსორბცია არის ზედაპირული სორბცია, ხოლო აბსორბცია - მოცულობითი შთანთქმა.

ნავთობსარეწაო პრაქტიკაში სორბციის ორივე სახეობა გვხვდება, ფენაში ნავთობის გადაადგილების მექანიზმში უმთავრესად ადსორბციული პროცესებით განიხილება.

ადსორბცია მიმდინარეობს ინტენსიურად როცა მყარი ზედაპირი ჰიდროფილურია. მაღალი ჰიდროფილურობით ხასიათდება კირქვები, თიხები და სილიკატული და უკეთ ადსორბირებენ ზედაპირულად აქტიურ ნაერთებს ("ზან"), ვიდრე ჰიდროფობური ნივთიერებები (პარაფინი, ნახშირი).

ნივთიერების სითხეში გახსნისას მისი ზედაპირული დაჭიმულობა იცვლება (იზრდება ან მცირდება). დამოკიდებულება ადსორბციის სიდიდესა და ზედაპირული დაჭიმულობის სიდიდეს შორის გამომისახება ჯიბსის განტოლებით:

$$A = \frac{C}{RT} \times \frac{\Delta\sigma}{\Delta C}$$

სადაც: **A** არის ხვედრითი ადსორბციის სიდიდე 1m^2 ფართობის ზედაპირიდან; $\Delta\sigma$ -არის ზედაპირული დაჭიმულობის სიდიდე, რომელიც დამოკიდებულია ხსნარის კონცენტრაციის ცვლილებაზე (ΔC -ზე); C/RT - ხსნარის კონცენტრაციის ფარდობა გაზის მუდმივასა და აბსოლუტურ ტემპერატურასთან.

ადსორბენტების ერთ-ერთ თვისებას მისი იონმიმოცვლითი ტევადობა წარმოადგენს. იონმიმოცვლითი ტევადობა გულისხმობს ადსორბენტის იონმიმოცვლით უნარს, ხსნარის კონტაქტისას 100 გ ადსორბენტთან. იგი სხვადასხვა ადსორბენტისათვის სხვადასხვაა. მაგ. მონტმორილონიტისათვის მისი მნიშვნელობა 80-150 მგ. ექვივალენტია ,ხოლო კაოლინითური თიხებისათვის 3-9 მგ. ექვივალენტი.

ადსორბცია გამყოფ ზედაპირზე: ნავთობი -გაზი და ქანი-გაზი.

ნავთობის გამოდევნის მიზნით გაზის ან ჰაერის ჩაჭირვების დროს ნავთობიან ფენში წარმოიქმნება გამყოფი ფენა: ნავთობი - გაზი. ამ დროს ადგილი აქვს უარყოფით ადსორბციას და ზედაპირული დაჭიმულობა უმნიშვნელოდ იზრდება.

სამთო ქანები გაზის მიმართ ცუდი ადსორბენტებია. გაზის ადსორბცია მატულობს მოლეკულური წონის ზრდასთან ერთად. მეთანი უფრო ცუდად ადსორბირდება, ვიდრე პროპანი და ბუტანი. ქანის განწყლიანების შემთხვევაში მისი ადსორბციის უნარი მკვეთრად მცირდება.

ადსორბცია გამყოფ ზედაპირზე: ნავთობი -წყალი.

ადსორბცია გამყოფ ზედაპირზე ნავთობი-წყალი ნავთობსარეწაო პრაქტიკაში ხშირად გვხვდება, როგორც მოპოვების, ასევე ნავთობის ტრანსპორტირების დროს. ნავთობის პოლარული კომპონენტები ადსორბირდება სითხეთა შორის გამყოფ ზედაპირზე და ამცირებს ზედაპირულ დაჭიმულობას. ე. ი. ავლენენ ზედაპირულ აქტიურობას. ნავთობისა და ფენის წყლების კონტაქტის დროს ნაფტენურ მუჟასა და ფენის წყლის ტუტოვან ნაერთებს შორის წარმოიქმნება წყალში

ხსნადი ზან-ები. ისინი ხასიათდება მაღალი ზედაპირული აქტიურობით და იწვევს გამყოფ ზედაპირზე ზედაპირული დაჭიმულობის საგრძნობლად შემცირებას.

ასფალტფისოვანი ნაერთები, რომელიც ნავთობში არსებობს ნაკლებ აქტიურია, მაგრამ ასევე აღსორბირდებიან ნავთობის და წყლის გამყოფ ზედაპირზე.

აღსორბეცია გამყოფ ზედაპირზე: ნავთობი-ქანი. ნავთობიანი ზანის აღსორბირება ქანის ზედაპირზე ხდება ანალოგიურად ნავთობი-წყალი. აღსორბეცია დამოკიდებულია ქანში შემავალი მინერალების სახეობაზე. ცნობილია, რომ ძირითადი მინერალები, რომლებიც ილექება კოლექტორებში წარმოადგენს: კვარცი, ქვიშა და თიხები.

ზან-ები აღსორბირდებიან მინერალის ზედაპირზე და წარმოქმნის მონომოლეკულურ აღსორბეციულ შრეს, რის შედეგად ქანის ზედაპირი ხდება ჰიდროფობური. შესაბამისად, წყლით ნავთობის გამოდევნის პროცესი გაძნელებულია და ფენის ნავთობგაცემა შემცირებულია. გამყოფი ზედაპირული შრის სტრუქტურის მიღებისას თავდაპირველად მინერალის ზედაპირზე აღსორბირდება ნავთობის მეტნაკლებად აქტიური კომპონენტები, შემდეგ კი - ასფალტენები და ფისები.

გამყოფი ზედაპირული შრის სისქის ზომები მერყეობს 0.1-დან 3.0 მილინიუტონ/მეტრამდე. იგი ქიმიური შემადგენლობიდან და ტემპერატურის ცვლილებიდან გამომდინარე შეიძლება იყოს თხევადი და მყარი. გამყოფი ზედაპირული შრე ხასიათდება მაღალი სიბლანტით. მისი სიბლანტე 10-15-ჯერ მეტია ფენის ნავთობის სიბლანტეზე. გამყოფი ზედაპირული შრის ფორმირებისას კოლექტორის ფილტრაციული თვისებები მცირდება, რაც საბოლოოდ იწვევს ნავთობგაცემის შემცირებას.

ნავთობგაცემის ამალღების მიზნით საჭიროა წარმოქმნილი შრის გარღვევა, რაც შესაძლებელია ტემპერატურის გაზრდით და ზანების შეყვანით პროდუქტიულ ფენაში.

ლაბორატორიული სამუშაო 5.

ქანის ადსორბციული აქტივობის განსაზღვრა სტატიისტიკურ პირობებში

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. განვსაზღვროთ ქანის ადსორბციის უნარი სხვადასხვა კონცენტრაციის მქონე „ზან“-ის ხსნარის მიმართ.

საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

1. კვარცის სილა;
2. HCl-ის ხსნარი (10-15%);
3. საშრობი კარადა;
4. დამქუცმაცებელი ხელსაწყო.
4. საცრების კომპლექტი;
5. ელექტრო სასწორი;
6. ბიურეტი (50 მლ);
7. ბრტყელძირა კოლბა (0.5 ლიტრი)
8. „ზან“-ის ხსნარი (100მლ; 0.25%)

ცდის ჩატარების თანმიმდევრობა.

საკვლევი ქანის ნიმუშის მომზადება.

1. კვარცის სილის დამუშავება 10-15%-იანი HCl-ის ხსნარით. (რკინის უნაგის მოცილების მიზნით.) 24სთ-ის განმავლობაში პერიოდული მორევის პირობებში.
2. ნიმუშის გარეცხვა წყლით ნეიტრალურ რეაქციამდე
3. ნიმუშის გაშრობა 105°C-ის პირობებში;
4. ნიმუშის დაქუცმაცება ფაიფურის როდინის გამოყენებით;
5. ნიმუშის გაცრა საცრული კომპლექტის გამოყენებით და ფრაქციების მიღება, რომლის გრანულების დიამეტრია 0.5; 0.25; 0.1; 0.06 მმ;
6. მიღებული მონაცემების ცხრილში შეტანა (ცხრილი 8).

ცხრილი 8. ნიმუშის გრანულომეტრული შედგენილობა

№	მარცვლების ზომა, მმ.	ნარევის პროცენტული შემადგენლობა, %
1	0.50 – 0.25	3
2	0.25 – 0.10	57
3	0.10 – 0.06	24.5
	0.06	15.5

7. პროცენტული ხსნარების მომზადება:

0.25%-ანი "ზან"-ის ხსნარიდან, განზავებით დადამზადდოთ პროცენტული ხსნარები კონცენტრაციით: 0.02; 0.03; 0.05; 0.07; 0.1; 0.15; 0.25%;

დამზადებისათვის შეიძლება გამოყენებული იქნეს ე.წ. "ჯერის წესი".

8. "ზან"-ის ხსნარის შეყვანა (მითითებული კონცენტრაციები) დამზადებულ ნარევიში;

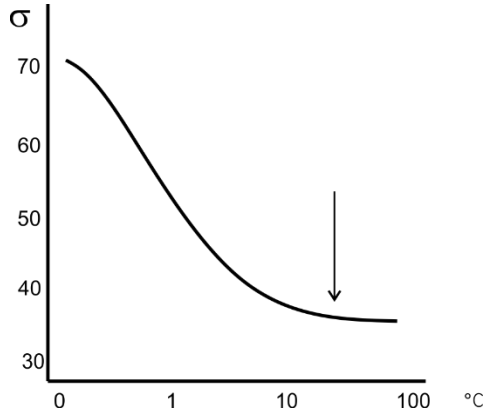
9. ნარევის და ხსნარის კონტაქტი 2 სთ-ის განმავლობაში;

10. ზედაპირული დაჭიმულობის განსაზღვრა დეკანტირებულ ხსნარში;

11. გრაფიკის აგება დამოკიდებულებით $\sigma = f(C)$;

12. ხსნარის კონცენტრაციის განსაზღვრა გრაფიკის მიხედვით (ნახ. 7);

13. მიღებული მონაცემების დაკვირვების ცხრილში შეტანა.



ნახ. 7. დამოკიდებულება ზედაპირულ დაჭიმულობასა და "ზან"-ის ხსნარის (ნატრიუმის დოდეცილსულფატის) კონცენტრაციას შორის 25°C-ის პირობებში

ანალიზის მსვლელობა.

წინასწარ დამუშავებულ ნიმუშს 15 გ რაოდენობით ვწონით ანალიზურ ან ელექტრო სასწორზე. წონაკი გადაგვაქვს საცობიან კოლბაში და ვუმატებთ სხვადასხვა კონცენტრაციის მქონე 45 მლ "ზან"-ის ხსნარს.

კოლბაში არსებულ ხსნარს ანჯღრევენ 2 საათის განმავლობაში, წუთში 120-140 სიხშირით ან აჩერებენ 48 საათს პერიოდული შენჯღრევით სიხშირით დღე-ღამეში 2-ჯერ 3 წუთით. აღსორბციული წონასწორობის დამყარების შემდეგ ახდენენ ხსნარების დეკანტირებას.

შემდეგ საზღვრავენ აღსორბირებული ხსნარის ზედაპირულ დაჭიმულობას სტალაგომომეტრული მეთოდით.

აგებენ გრაფიკს დამოკიდებულებით $\sigma = f(C)$, საიდანაც საზღვრავენ ხსნარის აღსორბციული წონასწორობის კონცენტრაციას C_1 და C_2 %-ში;

აღსორბირებული ნივთიერების რაოდენობა იანგარიშება ფორმულით:

$$A = \frac{(C_1 - C_2)}{P} \cdot V \cdot 10$$

სადაც:

A აღსორბირებული ნივთიერების რაოდენობაა მგ/გ;

C₁ და C₂ – “ზან“-ის ხსნარის კონცენტრაცია კვარცის სილასთან კონტაქტამდე და კონტაქტის დროს, %;

P – კვარცის სილის წონა, გ;

V – “ზან“-ის ხსნარის მოცულობა, მლ.

მიღებული მონაცემების საფუძველზე აგებენ აღსორბციის იზოთერმის გრაფიკს A= f(C), საიდანაც განისაზღვრება ზღვრული აღსორბციის სიდიდე. A-ს მნიშვნელობა არ უნდა აღემატებოდეს 0.6 მგ/გ-ზე.

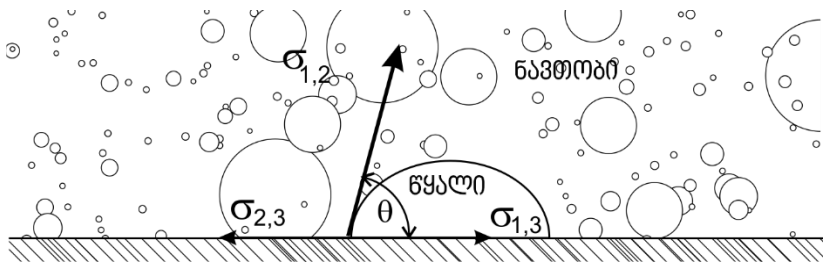
ცხრილი 9. ქანის აღსორბციული აქტივობის შედეგები

#	“ზან“-ის ხსნარის კონცენტრაცია, %		“ზან“-ხსნარის ზედაპირული დაჭიმულობის სიდიდე. აღსორბციის შემდეგ; σ ნ/მ ² 20°C; მც/სმ ² : 20°C;	“ზან“-ის ხსნარის მოცულობა, V მლ.	კვარცის სილის წონა, P გ	აღსორბციის აქტივობის სიდიდე. A მგ/გ
	საწყისი C ₁	საბოლოო C ₂				
1						
2						
3						
4						
5						

1.6. კაპილარული თვისებები. დასველების კუთხის სიდიდის გაანგარიშება

დასველება არის სითხის გადაადგილების პროცესი, რომელიც მიმდინარეობს მყარი ფაზასა და სითხეს შორის. სითხის წვეთი ქანის ზედაპირზე გადაადგილდება იმ შემთხვევაში, თუ ზედაპირი ადვილად სველდება. წინააღმდეგ შემთხვევაში სითხის წვეთი არ გადაადგილდება.

დასველების ინტენსივობა იზომება გვერდითი კუთხის კოსინუსის სიდიდით, რომელსაც დასველების კუთხის სიდიდე ეწოდება. იგი წარმოიქმნება სითხის წვეთის და მყარი ქანის შემხებ ზედაპირზე (სურ. 11).



სურ. 11. ზედაპირის დასველების კუთხის ცვლილება

დასველების კუთხე იხრება პოლარული ფაზის მიმართ. პირობითად წყლის ფაზას აღნიშნავენ 1-ით; ნავთობს და აირის ფაზას ციფრი 2-ით; ხოლო მყარი ზედაპირის ფაზას ციფრი 3-ით. თემოდინამიკური წონასწორობა ფაზათა შორის გამყოფ ზედაპირზე შეიძლება გამოიხატოს განტოლებით:

$$S_{2,3} = S_{3,1} + S_{1,2} \times \cos\theta$$

$$S_{1,2} \times \cos\theta = S_{2,3} - S_{3,1}$$

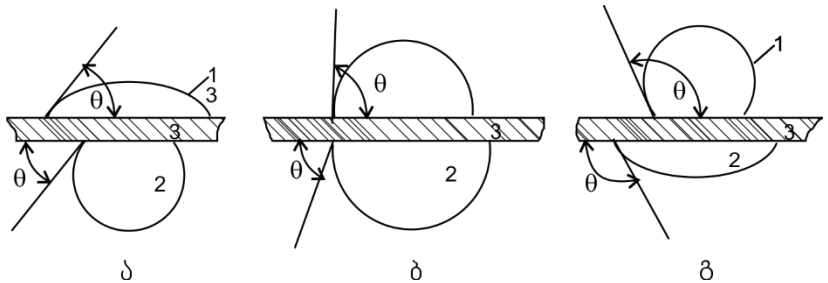
$$\cos\theta = \frac{S_{2,3} - S_{3,1}}{S_{1,2}}$$

თუ $S_{2,3} > S_{1,3}$, მაშინ $0 < \cos\theta < 90^\circ$ ე.ი. კუთხე არის მახვილი და ზედაპირი ჰიდროფილურია; თუ $S_{2,3} < S_{1,3}$ მაშინ $90^\circ < \cos\theta < 0$, ე.ი. კუთხე ბლაგვია და ქანი ჰიდროფობურია. ქანის ზედაპირის წყლით დასველების უნარს ჰიდროფილურობა ეწოდება, ხოლო სისტემას ჰიდროფილური. შესაბამისად ქანის ზედაპირის წყლით დასველების მიმართ მდგრადობას ჰიდროფობური სისტემა ეწოდება.

ჰიდროფილური ქანის ზედაპირს ეკუთვნის კარბონატები, ალუმოსილიკატები, სილიკატული, თიხები, რკინის უანგი, ხოლო ჰიდროფობურ ზედაპირს ეკუთვნის პარაფინი, ცხიმები, ცვილები და მეტალები მყარი ტანის ზედაპირი მით უფრო სველდება სითხით, რაც უფრო ნაკლებია კოგეზიური ძალები (სითხის მოლეკულებს შორის ძალა) და მეტია ადგეზიის უნარი (სითხის და მყარი ფაზის მოლეკულათშორისი ძალა).

აქედან გამომდინარე დაბალპოლარული სითხეები, რომლებიც ხასიათდება დაბალი ზედაპირული დაჭიმულობით, უკეთ ასველებს მყარ ზედაპირს, ვიდრე მაღალპოლარული სითხეები, რომელიც ხასიათდება მაღალი ზედაპირული დაჭიმულობით.

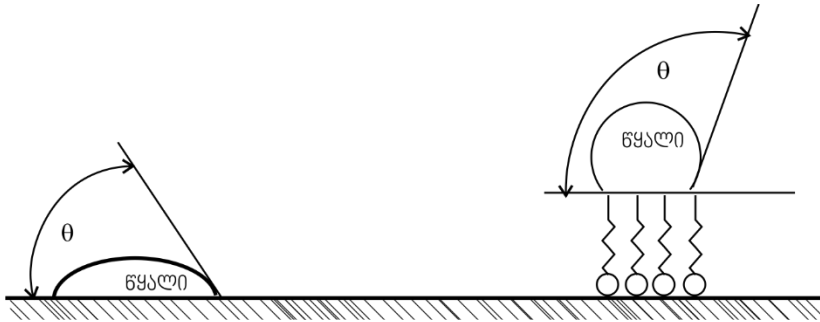
ამიტომაც არის, რომ ნებისმიერი მყარი ზედაპირი (ჰიდროფილური და ჰიდროფობურიც) ადვილად სველდება ნახშირწყალბადებით, როცა წყლით სველდება მხოლოდ ჰიდროფილური ზედაპირი.



ნახ. 8. მყარი ფაზის სითხით დასველება სხვადასხვა ფაზის არსებობის დროს. ა- სითხე ასველებს მყარ ნივთიერებას. ბ-სითხე ვერ ასველებს მყარ ნივთიერებას. გ- შუალედური მდგომარეობა; 1-სითხე; 2-გაზი; 3- მყარი ტანი.

დასველება არის თვითმიმდინარე პროცესი, რომლის დროსაც გამოიყოფა სითბო. რაც უფრო კარგად სველდება მყარი ტანი სითხით, მით მეტია დასველების სითბო. ფოროვანი და ფხვიერი მასისათვის დასველების სითბო იცვლება 1-დან 125 კჯოული/კგ-მდე.

დასველება მნიშვნელოვან როლს თამაშობს ბუნებრივი და ტექნოლოგიური პროცესების მიმდინარეობაში. ნავთობი ჭაბურღილიდან ამოღების დროს ასველებს ირგვლივ მყოფ ქანებს და ნაწილობრივ იკარგება. ნავთობის დანაკარგი უახლოვდება 50-60%-ს, ამიტომ აუცილებელია დასველების პროცესის მართვა. თუ ჰიდროფილურ ზედაპირს დავამუშავებთ “ზან“-ების წყლიანი ხსნარებით, შესაძლებელია მყარი ქანის ზედაპირის ჰიდროფობიზაცია.



ნახ. 9. ზედაპირის ჰიდროფობიზაცია

თავი 2. კერნის ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრები და მათი განსაზღვრა

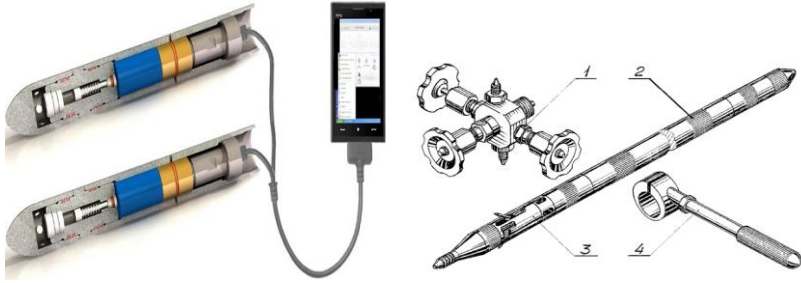
კერნი არის გეოლოგიური ქანის ნიმუში, რომელიც გაჯერებულია ნავთობით, გაზით, წყლით და გაზკონდენსატით. კერნის ნიმუშის საფუძველზე შესაძლებელია სანყის ეტაპზე დავადგინოთ პროდუქტიული ფენის რაოდენობა და საბაზისო მარაგები. კერნის ამოღება ჭაბურღილიდან წარმოებს სპეციალური ამომღები მოწყობილობით, რომელიც წარმოადგენს ცილინდრულ სვეტს. მასში მოთავსებული კერნი თარიღდება და ინახება კერნსაცავში ხანგრძლივი დროით. კერნის სინჯს იღებენ ბურღვის დროს და საჭიროების შემთხვევაში ექვემდებარება ლაბორატორიულ ანალიზს. სურათზე წარმოდგენილია კერნის სინჯის ამღები მოწყობილობა.



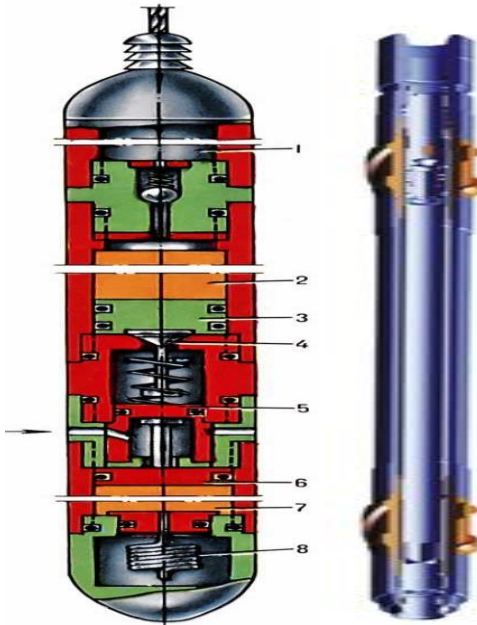
სურ. 12. ხის ყუთებში ჩალაგებული კერნის ნიმუშები



სურ. 13. კერნსაცავი



სურ. 14. კერნის სინჯის ამღები მოწყობილობა



სურ. 15. კერნის სინჯის ამღები მოწყობილობა.
 1-შერეული კამერა. 2-მიმღები კამერა. 3-გამანაწილებელი
 დგუმი; 4-სარქველი; 5- ფონსარქველი; 6-დგუმი;
 7-მოდინების კამერა 8-კაპილარი

კერნის ნიმუშის ძირითად მახასიათებელი პარამეტრებს წარმოადგენს:

- სინჯის ალების სიღრმე. 1800-1880 მ;
- ფენის ტემპერატურა 47.46 °C;
- ფენის წნევა - 18.4 მპა.
- გაზის ფაქტორი ერთჯერადი სეპარაციის დროს - 32.28 მ³/გ.

ლაბორატორიული სამუშაო.5.

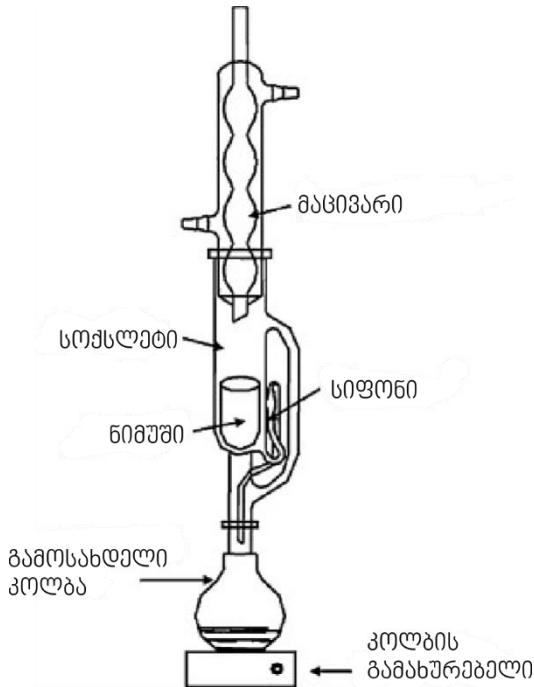
კერნიდან ნედლი ნაგებობის ექსტრაგირება სოქსლეტის აპარატის გამოყენებით

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანია საკვლევე კერნში არსებული ნავთობის გამოწვლილვა.

საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

- აპარატი სოქსლეტი
- ელექტრო ქურა
- შტატივი
- კერნის ნიმუში
- ნორმალური ჰექტანი (C₇H₁₆) გამხსნელი ექსტრაგენტი
- ელექტრო სასწორი

ავიღეთ სოქსლეტი და მოვათავსეთ მასში საკვლევე კერნი. აპარატი შედგება სამი ძირითადი ნაწილისაგან: 1. ექსტრაქტორი; 2. სამაცივრე განყოფილება; 3. მრგვალძირა კოლბა (ექსტრაგენტი ნ-ჰექტანი). კოლბაში მოთავსებულია გამხსნელი.



ნახ. 10. სოქსლეტის აპარატი

ანალიზის მსვლელობა.

ვიღებთ კერძს, რომელიც ნავთობით არის გაუღენთილი და ვათავსებთ ექსტრაქტორში (კერძი წინასწარ აწონილია) ვუერთებთ მაცივარს, რომელიც მიერთებულია წყლის ონკანთან და მიეწოდება წყალი ქვემოდან.

ექსტრაქტორს ქვედა ნაწილიდან მიერთებული აქვს მრგვალძირა კოლბა, სადაც ჩასხმულია ექსტრაგენტი ნორმალური ჰეპტანი. მრგვალძირა კოლბა ცხელდება ელექტროქურაზე, დუღილის შედეგად წარმოიქმნება ნახშირწყალბადოვანი აირ-სითხის ნარევი, რომელიც სიფონის მილით მიეწოდება ექსტრაქტორს. ამის შემდეგ ორთქლის ნაწილი მიეწოდება მაცივარს და ხსნის კერძში არსებულ ნავთობს. კონდენსატის დონე ექსტრაქტორში თანდათან იზრდება

და აღწევს სიფონის მილის ღონეს, რომელიც შემდეგ მიეწოდება (უბრუნდება) კოლბას.

ღროს იმ მონაკვეთს, რომელიც საჭიროა სიფონიდან კოლბაში ექსტრაგენტის დასაბრუნებლად ერთი ციკლი ეწოდება.

როდესაც დავრწმუნდებით, რომ ექსტრაქტორში გამხსნელი გახდა მთლიანად გამჭვირვალე, გამოვრთავთ დანადგარს. ვაცლით დანადგარს გაცივებას, დავშლით და ვიღებთ გასუფთავებულ კერნს. მოვათავსებთ კერნს საშრობ კარადაში და დაახლოებით 1 სთ-ის განმავლობაში ვაშრობთ $102^{\circ}\text{C}-105^{\circ}\text{C}$ ტემპერატურაზე. ნიმუში მიგვყავს მუდმივ წონამდე. მუდმივი წონა ნიშნავს რამდენიმე აწონვის შედეგად მიღებულ უცვლელ წონას.

იმის შემდეგ, როდესაც კერნის წონა იქნება უცვლელი, ვაფიქსირებთ მის ბოლო წონას და შეგვყავს დაკვირვების ცხრილში.

ცხრილი 10. კერნიდან ნედლი ნავთობის ექსტრაგირების შედეგები

#	პარამეტრის დასახელება	აღნიშვნა	შედეგი
1	კერნის წონა ექსტრაგირებამდე	M ₁	
2	კერნის წონა ექსტრაგირების შემდეგ	M ₂	
3	სითხის წონა	M ₃	
4	ხვედრითი წონა	M ₄	

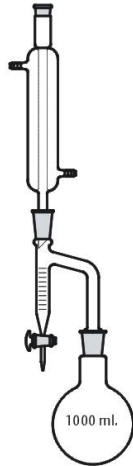
ლაბორატორიული საბუშაო 6.

პერნში წყლის რაოდენობის განსაზღვრა ღინა-სტარკის მეთოდით

საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

- ფენის ნავთობი
- ლიბიხის მაცივარი
- მრგვალიძირა კოლბა
- დამჭერი

- ელექტროქურა
- გამხსნელი
- ცილინდრი (100 მლ)
- ელექტრო სასწორი



ნახ. 11. დინა-სტარკის ხელსაწყო.
 1-უკუმაცივარი;
 2-დამჭერი;
 3- მრგვალდიონა კოლბა;
 4-კენის ნიმუში;

ცდის ჩატარების თანმიმდევრობა.

1. ფერის ნიმუშის განმენდა ფუნჯით
2. ნიმუშის წონის განსაზღვრა ელექტროსასწორით (სიზუსტე 0.01 გ)
3. ნიმუშის მოთავსება კოლბაში
4. კოლბის შევსება გამხსნელით (500 მლ)
5. ხელსაწყოს აწყობა სურათის მიხედვით
6. წყლის შეერთება მაცივარში
7. ამწოვი კარადის ჩართვა
8. ელექტროქურის ჩართვა. გაცხელების ინტენსივობის შერჩევა მაცივრის მილიდან კოლბაში 1წმ-ში ჩაენვეთოს 2-4 გამხსნელის კონდენსატი.

9. როცა შეწყდება წყლის მოცულობის მატება დამჭერში და გამხსნელი გახდება გამჭვირვალე, გამოერთოთ ელექტროქურა.
10. დამჭერის დანაყოფებიან სკალაზე დავაფიქსიროთ ნიმუშიდან გამოყოფილი წლის რაოდენობა.
11. ხელსაწყო გაცივების შემდეგ დავშალოთ
12. გამოვიღოთ ნიმუში კოლბიდან
13. მიღებული შედეგები შევიტანოთ დაკვირვების .

ანალიზის მსვლელობა: ვიღებთ ცილინდრს, ვასხამთ საკვლევ ნიმუშს 50 მლ რაოდენობით, ვამატებთ იგივე რაოდენობის გამხსნელს და ვდგამთ ელექტროქურაზე. კოლბას ვუერთებთ სისტემას, რომელიც შედგება მაცივრისა და „დამჭერისაგან“ და ვიწყებთ გაცხელებას. დუღილის დაწყების შემდეგ წარმოქმნილი ორთქლისა და აქროლადი კომპონენტების ნარევი კონდენსირდება ლიბისის მაცივარში და ჩამოედინება კონდენსატი დამჭერში. დამჭერში წარმოიქმნება ორი ფენა: გამხსნელის და წყლის. ვაფიქსირებთ წყლის დონეს და ვწერთ დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 11. კენიდან წყლის გამოყოფის შედეგები

სიდიდეების დასახელება	აღნიშვნა	შედეგი
ნიმუშის მასა ცდის დაწყებამდე, გ.	M	
წყლის მოცულობა დამჭერში, მლ	V	
წყლის სიმკრივე	ρ	
წყლის %-ი შემცველობა	%H ₂ O	

$$\%H_2O = \frac{V}{G} \times 100$$

სადაც: V-არის წყლის რაოდენობა დამჭერში, ხოლო G-აღებული ნიმუშის წონა.

ლაბორატორიული სამუშაო 7.

პერნოი ნავთობბაჭერების, წყალბაჭერების და გაზბაჭერების კოეფიციენტის განსაზღვრა „ზაქსის“ ხელსაწყოთა გამოყენებით

ქანის კოლექტორებში ფლუიდების არსებობას გაჯერებულობა ეწოდება. ფლუიდის სახეობის შესაბამისად კოლექტორებში ნავთობის, წყლის და გაზის რაოდენობრივი შემცველობის მიხედვით იანგარიშება გაჯერების კოეფიციენტი. კერძოდ, ქანში არსებული ნავთობის, წყლის და გაზის მოცულობის რაოდენობის ფარდობა ქანის ფორების საერთო მოცულობასთან არის შესაბამისად ნავთობით, წყლით და გაზით გაჯერების კოეფიციენტები.

ნავთობგაჯერების, წყალგაჯერების და გაზგაჯერების კოეფიციენტის განსაზღვრა მნიშვნელოვანი პარამეტრია ნავთობის მარაგების დათვლისათვის. ეს პარამეტრიც შედის ნავთობის მარაგების დათვლის ფორმულაში. ნავთობგაჯერება, წყალგაჯერება და გაზგაჯერება ეს არის ფლუიდის შემადგენლობა ქანში. შესაბამისად კოეფიციენტები ტოლი იქნება.

$$\text{ნავთობგაჯერების კოეფიციენტი } S_n = V_{\text{ნავთ.}} / V_{\text{ქან.}}$$

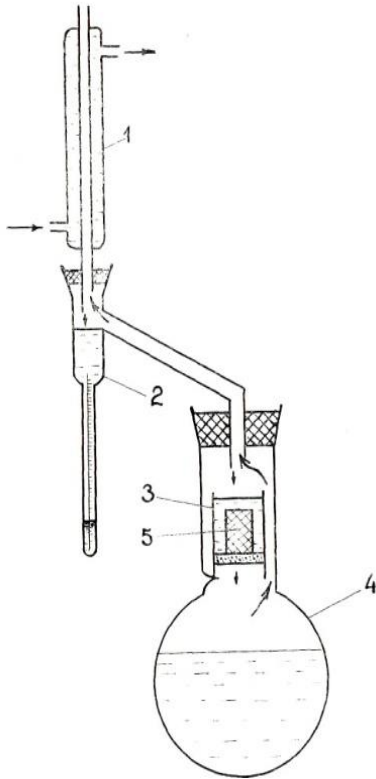
$$\text{წყალგაჯერების კოეფიციენტი } S_w = V_{\text{წყ.}} / V_{\text{ქან.}}$$

$$\text{გაზგაჯერების კოეფიციენტი } S_g = V_{\text{გაზ.}} / V_{\text{ქან.}}$$

აღნიშნული კოეფიციენტების ჯამი არ უნდა აღემატებოდეს 1-ს. აღნიშნული კოეფიციენტების განსაზღვრა ექსპერიმენტულად შესაძლებელია „ზაქსის“ ხელსაწყოთა გამოყენებით.

საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

1. ფენის ნავთობი
2. ლიბიხის მაცივარი
3. მრგვალი კოლა
4. დამჭერი
5. ელექტროქურა
6. გამხსნელი
7. მენზურა (100 მლ)
8. ელექტრო სასწორი



ნახ. 12. ზაქსის აპარატი.

1- უკუმაცივარი; 2 -წყლის დამჭერი; 3-მინის ცილინდრი ფოროვანი ფსკერით (ფილტრით), რომელიც მიერთებულია მრგვალძირა კოლბასთან (4); 5- ექსტრაქტორი. მრგვალძირა კოლბა მოცულობით 500 მლ; კურონის ნიმუში.

ანალიზის მსვლელობა:

„ზაქსის“ ხელსაწყო უზრუნველყოფს ერთდროულად ორი პროცესის მიმდინარეობას: ნიმუშიდან წყლის აორთქლებას და ნავთობის ექსტრაგირებას.

ანონილი ნიმუში (5) მოვათავსოთ მინის ცილინდრში, რომელიც ჩადგმულია მრგვალძირა კოლბაში (4). ჩავასხათ გამხსნელი, მაგალითად „ნაფთა“ და გავაცხელოთ 100°C -ზე. კოლბაში

ნარმოიქმნება წყლისა და გამხსნელის ორთქლი, რომელიც მიემართება მაცივრისკენ. მაცივარში კონდენსირების შემდეგ კონდენსატიდან წყალი ჩაედინება ცილინდრში (უფრო მძიმეა, ვიდრე ორგანული გამხსნელი), ხოლო ორგანული გამხსნელი უბრუნდება კოლბას.

მინის ცილინდრში (3), რომელიც ასრულებს ექსტრაქტორის მოვალეობას, წარმოებს ნავთობის ექსტრაქცია გამხსნელით. პროცესი დამთავრებულად ითვლება მაშინ, როდესაც გამოიკვეთება საზღვარი გამხსნელსა და წყალს შორის. ამასთან, წყლის რაოდენობა არ უნდა მატულობდეს. მიღებული მონაცემები შეაქვთ დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 12. კენში ნავთობგაჯერების, წყალგაჯერების და გაგზაჯერების კოეფიციენტის განსაზღვრის შედეგები

#	პარამეტრის დასახელება	აღნიშვნა	შედეგი
1	ნიმუშის წონა ცდის დაწყებამდე	M_1	
2	ნიმუშის წონა ცდის შემდეგ	M_2	
3	წყლის მოცულობა დამჭერში	$V_{წყ.}$	
4	წყლის სიმკვრივე	$d_{წყ.}$	
5	ნავთობის სიმკვრივე მრ/სმ ³	$d_{ნავთ.}$	
6	ნიმუშის სიმკვრივე მრ/სმ ³	$d_{ნიმ.}$	
7	ნავთობგაჯერების კოეფიციენტი	$S_{ნავთ.}$	
8	წყალგაჯერების კოეფიციენტი	$S_{წყ.}$	

$$M_{სით.} = M_1 - M_2$$

$$M_{ნავთ.} = M_{სით.} - M_{წყ.}$$

$$V_{ნავთ.} = \frac{M_{ნავთ.}}{d_{ნავთ.}}$$

$$S_{navT} = \frac{V_{nav} \cdot d_{nav}}{m_0 \cdot 3,35}$$

$$S_{wy} = \frac{V_{wy} \cdot d_{wy}}{m_0 \cdot M_2}$$

თავი 3. ფლუიდები და მათი ფიზიკურ-ქიმიური ანალიზი

ფლუიდი არის ნავთობის, წყლის, გაზის და გაზოკონდენსატის ბუნებრივი ნაერთების ნარევი ფენის პირობებში. ნავთობის, გაზის და წყლის დაგროვება ბუდობში ხდება გრავიტაციული ფაქტორების მეშვეობით. კერძოდ, განლაგება ხდება სიმკვრივის მიხედვით. გაზი და ნავთობი, როგორც მსუბუქი კომპონენტები თავსდება ზემოთ, ხოლო წყალი ქვემოთ. გაზი ნავთობზე მსუბუქია და ამიტომ ის საბადოში გვხვდება ნავთობის ზემოთ, გაზის ქუდის სახით.

ევროპული საწარმოო კომპანიის “Core Laboratories” მიერ შემუშავებული იქნა გამზომი სტენდის კომპლექსი, რომელიც ითვალისწინებს ფლუიდების და მასში შემავალი კომპონენტების ფიზიკური პარამეტრების განსაზღვრას, ფენის პირობებში.



სურ. 16. დანადგარი ფენის პირობებში ფლუიდის ვიზუალიზაციისათვის

გამომვის სისტემა ეყრდნობა სინათლის განხევას ინფრანითლ სპექტრში, რომელიც დამოკიდებულია ფლუიდის და მისი

შემადგენელი კომპონენტების ოპტიკურ თვისებებზე. სინათლის სხივი გაივლის ოპტიკურ ბოჭკოს, ხოლო შემდეგ ლაზერული სხივის სახით გაივლის ფლუიდის სინჯს, გარდატყდება და აისახება თვითჩამწერი მონყობილობის მიერ დიაგრამაზე. მიღებული გაზომვების შედეგად აგებენ გრაფიკს დამოკიდებულებით სისტემის წნევა და ფლუიდის ოპტიკური შთანთქმის უნარი. სინათლის შთანთქმის მკვეთრი ცვლილებისას ადგილი აქვს ასფალტენების დესტაბილიზაციას (გამოლექვას).

3.1. ფლუიდის შემადგენელი კომპონენტები და მათი თვისებები

ფლუიდები არის ფენის პირობებში ნავთობის, წყლის, გაზის და გაზოკონდენსატის ნარევი. მათი რაოდენობრივი თანაფარდობა დამოკიდებულია ნავთობის ასაკზე, წარმოშობის პირობებზე, ადგილმდებარეობაზე და მის ქიმიურ შედგენილობაზე.

ფენის ნავთობის თვისებები. ფენის ნავთობი წარმოადგენს მუქი ფერის, ზეთოვანი კონსისტენციის მქონე სითხეს, რომლის შემადგენლობაში შედის შემდეგი ჯგუფის ნახშირწყალბადები: პარათინური - C_nH_{2n+2} ; ნატეტენური - C_nH_{2n} და არომატული - C_nH_{2n-6} .

ასფალტენები და ფისები მიეკუთვნება ნავთობის შემადგენელ მძიმე ფრაქციებს, რომელთა რაოდენობრივი შემცველობა მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ნავთობის ფიზიკურ თვისებებზე.



სურ. 17. ფენის ფლუიდის ნიმუშები

ფენის ნავთობის ფიზიკურ თვისებას მიეკუთვნება: სიმკვრივე, სიბლანტე, კუმშვადობა, ოპტიკური და დიელექტრიკული თვისებები, მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტი, სითბოტევადობა და ა.შ.

სიმკვრივე. ფენის პირობებში ნავთობის სიმკვრივე ნაკლებია სეპარირებული ნავთობის სიმკვრივეზე. ეს იმით აიხსნება, რომ ფენის პირობებში მაღალი წნევისა და ტემპერატურის ქვეშ ნავთობში გახსნილია გაზი, რომელიც ამცირებს სიმკვრივეს და ზრდის მოცულობას.

ნავთობის სიმკვრივე ფენის პირობებში შეიძლება გამოვსახოთ ფორმულით

$$\rho_{ფენის} = \frac{\rho_{სეკ} + 1.2G \times \rho_{გაზ}}{b}$$

სადაც

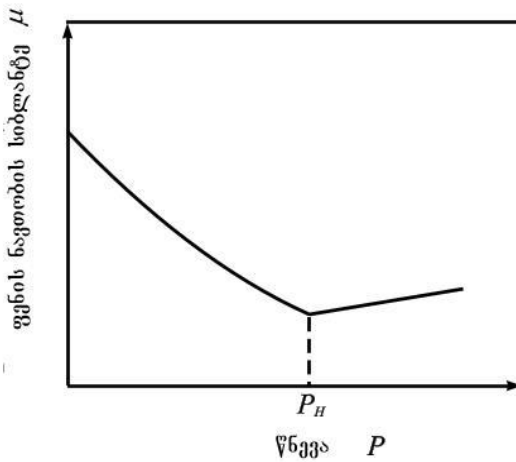
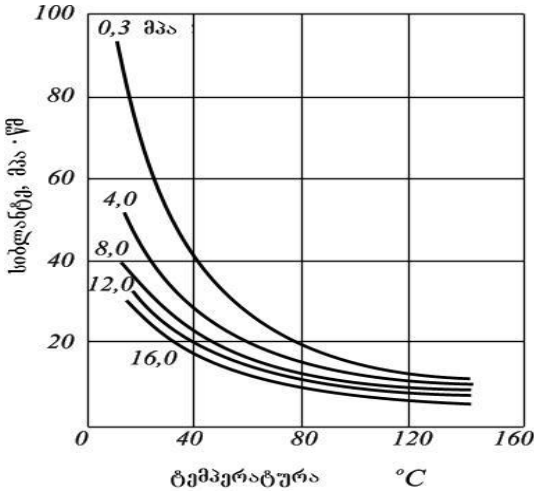
- $\rho_{ფენის}$ არის ნავთობის სიმკვრივე ფენის პირობებში
- $\rho_{სეკ}$ - ნავთობის სიმკვრივე სეპარაციის შემდეგ
- $\rho_{გაზ}$ გაზის ფარდობითი სიმკვრივე
- b - მოცულობითი კოეფიციენტი
- G - ფენის პირობებში ნავთობში გახსნილი გაზის მოცულობა მ³/მ³-ში.

სიმკვრივის მიხედვით ნავთობი კლასიფიცირდება მძიმე და მსუბუქი ნავთობის სახეობად.

ნავთობის დაბალი სიმკვრივე 0.730-0.83 გ/სმ³ განპირობებულია მასში მეთანური ნახშირწყალბადების სიჭარბით, ხოლო მაღალი სიმკვრივე 0.88-0.92 გ/სმ³ - ასფალტფისოვანი კომპონენტების ჭარბი შემცველობით.

ნავთობი ოპტიკურად აქტიურია. აქვს ლუმინესცენციის და გამავალი სხივის გარდატეხის უნარი. იგი პოლარიზირებულ სინათლის სხივს აბრუნებს მარჯვნივ. დადგენილია, რომ რაც უფრო ახალგაზრდაა ნავთობი, მით უფრო დიდია პოლარიზაციის კუთხე. ნავთობის ყველა ნაერთისათვის დამახასიათებელია შესაბამისი შთანთქმის

სპექტრები, რაც განაპირობებს ნავთობის შემადგენელი კომპონენტების ფოტოკოლორიმეტრულ და სპექტრომეტრულ კვლევის შესაძლებლობას. ნავთობს ახასიათებს მაღალი დიალექტრიკული წინაღობა (1010-1014 ომი).



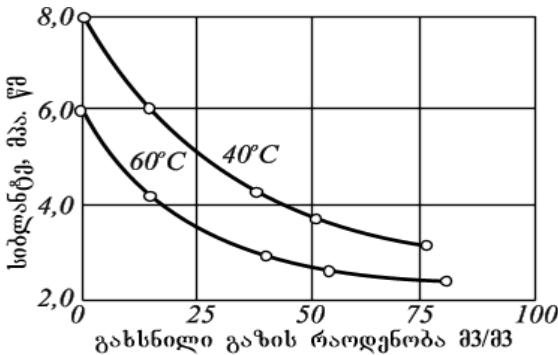
ნახ. 13. ტემპერატურის და წნევის გავლენა ნავთობის სიბლანტეზე

სიბლანტე. სიბლანტით ხასიათდება ნავთობის დენადობა, რომელსაც დიდი თეორიული და პრაქტიკული მნიშვნელობა აქვს ჭაბურღილის ექსპლუატაციისას ტექნოლოგიური რეჟიმების შერჩევის დროს.

ფენში მყოფი ნავთობის სიბლანტე განსხვავდება სეპარირებული ნავთობის სიბლანტისაგან. სეპარირებული ნავთობის სიბლანტე 4-ჯერ მეტია ნავთობის სიბლანტეზე ფენის პირობებში. ეს აიხსნება იმით, რომ ფენში ნავთობი შეიცავს დიდი რაოდენობით გახსნილ გაზს.

ნავთობსარეწაო ტექნოლოგიაში სიბლანტე იზომება მპა•წმ ერთეულებში. ნავთობის უმრავლესობა ხასიათდება სიბლანტის ცვლილების დიაპაზონით 1-დან 10 მპა.წმ-მდე. ტემპერატურის გაზრდით იგი მცირდება (ნახ. 13). რაც უფრო მეტია სითხის სიმკვრივე, მით უფრო მეტია სიბლანტე. ნავთობის სიბლანტეზე გავლენას ახდენს მასში გახსნილი გაზის რაოდენობაც. რაც მეტია ნავთობში გახსნილი გაზის რაოდენობა, მით ნაკლებია მისი სიბლანტე. ფენის ნავთობის სიბლანტეს ზომავენ სანგრევიდან ამოღებული სინჯის მიხედვით.

გაზის შემცველობა. იგი მნიშვნელოვანი პარამეტრია და იზომება გაზის ფაქტორის მნიშვნელობით. გაზის ფაქტორი გულისხმობს 1მ³ ნავთობში გაზის პროცენტული რაოდენობის შემცველობას. მისი მნიშვნელობა მერყეობს 0-დან 50%-მდე.



ნახ. 14. გახსნილი გაზის გავლენა ნავთობის სიბლანტეზე

ნავთობის მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტი. მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტი ეწოდება სიდიდეს, რომელიც ფენის ნავთობის მოცულობისა და დეგაზირებული ნავთობის მოცულობის შეფარდების ტოლია. იგი გვიჩვენებს, თუ რა მოცულობას იკავებს ფენში 1მ^3 სეპარირებული ნავთობი.

$$b = \frac{V_{ფენ}}{V_{დეგ}}$$

სადაც $V_{ფენ}$ არის ნავთობის მოცულობა ფენის პირობებში; $V_{დეგ}$ - ნავთობის მოცულობა დეგაზაციის შემდეგ.

ნავთობის მოცულობა ფენის პირობებში მეტია დეგაზირებულ, იგივე ნავთობის მოცულობაზე. სითხეების კუმშვადობა ძალიან დაბალია, ამიტომ წნევის ცვლილება ნაკლებად მოქმედებს მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტის სიდიდეზე. ნავთობის მოცულობითი კოეფიციენტი დამოკიდებულია ნავთობის შედგენილობაზე და გახსნილი გაზის რაოდენობაზე. ასე მაგალითად, მოცულობითი კოეფიციენტის მნიშვნელობა არის 1.25მ^3 . რაც ნიშნავს, რომ ნავთობის მოცულობა ფენის პირობებში არის $V_{ფენ} = 1.25\text{მ}^3$, ხოლო ზედაპირის პირობებში იგი ტოლია 1მ^3 -ის.

ნავთობის მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტის შეზღუდვებზე სიდიდეს გადაწყვეტილი კოეფიციენტი ეწოდება. იგი იანგარიშება, როგორც

$$q = 1/b$$

ამ ფორმულით შესაძლებელია ნავთობის მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტის მნიშვნელობა ფენის პირობებიდან გადავიყვანოთ სტანდარტულ პირობებში.

ფენის ნავთობის სეპარაციის სახეობებშია სტანდარტული; საფეხურეობრივი და დიფერენციალური. სტანდარტული სეპარაცია გულისხმობს ფენის ნავთობის დეგაზაციას $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ -ისა და 0.101325 მპა წნევის პირობებში.

კუმშვადობა. ფენის ნავთობის ერთ-ერთ მახასიათებელ ფიზიკურ პარამეტრს კუმშვადობა წარმოადგენს. იგი გვიჩვენებს რამდენად იცვლება ფენის ნავთობის მოცულობა სტანდარტულ პირობებში.

ფენის გაზის თვისებები.

გაზის სიმკვრივე დამოკიდებულია სისტემის წნევაზე და ტემპერატურაზე. 0.1 მპა წნევისა და 0°C-ის ტემპერატურის პირობებში გაზის სიმკვრივე ტოლია 0.7-1.5კგ/მ³. ფენის გაზის ფარდობითი სიმკვრივე არის გაზის სიმკვრივის ფარდობა ჰაერის სიმკვრივესთან იმავე წნევაზე და ტემპერატურაზე. მისი მნიშვნელობა მერყეობს 0.6-1.1-მდე.

ფენის გაზის ხსნადობა. გაზის ხსნადობა სითხეში დამოკიდებულია სითხის სახეობაზე და კონცენტრაციაზე. გაზი ნავთობში უფრო კარგად იხსნება ვიდრე წყალში.

ფენის გაზის სიბლანტე. გაზის დინამიური სიბლანტე მერყეობს 0.01- 0.1 მპა/წმ-ის ინტერვალში. გაზის სიბლანტე მით უფრო მეტია, რაც უფრო მეტია მასში ნახშირწყალბადების შემცველობა.

ფენის გაზის მოცულობითი გაფართოების კოეფიციენტი. გაზის მოცულობა ფენის პირობებში გაცილებით ნაკლებია მის მოცულობაზე სტანდარტულ პირობებში, რაც იმით აიხსნება, რომ გაზი ფენის პირობებში იმყოფება წნევის ქვეშ და მისი ამოსვლისას ჭის პირზე წნევა მცირდება და მისი მოცულობა მკვეთრად მატულობს. მისი მნიშვნელობა იანგარიშება ფორმულით:

$$B = \frac{P}{P_k} \times \frac{T_k}{T_0} \times Z_k$$

სადაც B არის ფენის გაზის მოცულობითი კოეფიციენტი; P_k და T_k - ფენის გაზის შესაბამისი ტემპერატურა და წნევა, P₀ და T₀ - არის ატმოსფერული წნევა და ტემპერატურა, Z_k - გაზის შეკუმშვის კოეფიციენტი.

გაზოკონდენსატი. იგი თხევადი ნახშირწყალბადების ნარევი, რომელიც მიიღება ბუნებრივი აირის კონდენსირებისას მუდმივი ტემპერატურის და წნევის გაზრდის დროს. მიღებული კონდენსატი წარმოადგენს სითხეს.

იმ ტემპერატურას, რომლის დროსაც გაზი გადადის თხევად მდგომარეობაში ეწოდება კრიტიკული ტემპერატურა. მაგალითად მეთანის კრიტიკული ტემპერატურა არის -82,5°C, ხოლო წნევა არის 4.7 მპა. ბუნებრივი გაზის და ჰაერის ზღვრული კონცენტრაციის შერევის დროს ადგილი აქვს ფეთქებადობას. მეთანისათვის ეს ზღვარი შეადგენს 5-15%-ს, ხოლო წნევა ამ დროს აღწევს 0.8 მპა-ს.

გამის ჰიდრატები არის მყარი ხსნარები, რომელთა თვისებები განსხვავებულია სხვა ჰიდრატებთან შედარებით. ნახშირწყალბადოვანი აირები წყალთან კონტაქტის დროს შესაბამისი ტემპერატურისა და წნევის პირობებში შეიძლება გარდაიქმნან კრისტალურ ჰიდრატებად. გარეგნულად ისინი ემსგავსება შეკუმშულ თოვლს, რომელიც გადადის ყინულის ფაზაში. მათი სიმკვრივე ნაკლებია წყლის სიმკვრივეზე და ტოლია 0.98 გ/სმ³-ის.

ფენის წყლის თვისებები. ფენის წყალს აქვს უნარი დაასველოს ქანის ზედაპირი და აქტიური მონაწილეობა მიიღოს ზედაპირული მოვლენების მიმდინარეობაში. ფენის წყლის შემადგენლობაში შედის ქლორიდები და ბიკარბონატები.

ფენის წყლის მინერალიზაცია. იგი გულისხმობს წყალში გახსნილი მინერალური მარილების რაოდენობას. ფენის წყალი ხასიათდება მაღალი მინერალიზაციის ხარისხით. კერძოდ, 1მ³-ში გახსნილია 1000 გ მარილი, როცა შეკუმშულ წყალში მარილების შემცველობა 80 გრამია, ხოლო მაღალი მინერალიზაციის მქონე წყლებში მისი შემცველობა 300 კგ/მ³-ს აღწევს.

ფენის წყლის სიმკვრივე. იგი ფენის წყალში უფრო მაღალია, ვიდრე ნავთობში და გაზში. ფენის წყლის სიმკვრივის მნიშვნელობა იცვლება 1.01-დან 1.08 გ/სმ³-მდე.

ფენის წყლის ხსნადობა გამის და ნავთობის მიმართ. გამის ხსნადობა ფენის წყალში მნიშვნელოვნად მცირეა, ვიდრე ნავთობში. მინერალიზაციის ზრდასთან ერთად გამის ხსნადობა წყალში უფრო მცირდება.

ფენის წყლის ელექტრო გამტარობა. იგი პირდაპირ დამოკიდებულია წყლის მინერალიზაციასთან. რაც უფრო მაღალია ფენის წყლის მინერალიზაციის ხარისხი, მით უფრო მეტია მისი ელექტროგამტარობა. ფენის წყალი წარმოადგენს, როგორც სუსტ, ასევე ძლიერ ელექტროლიტს.

ფენის წყლის სიბლანტე. წყლის დინამიური სიბლანტე 20°C-ზე და 1მპა წნევის პირობებში ტოლია 1მპა/წმ, ხოლო 100°C-ზე 0.284მპა/წმ-ის.

3.2. ნავთობური ემულსიები .რეაგენტების დამუშავების ხარისხის დაზღვევა

ნავთობიან ფენში ფლუიდების გადაადგილების დროს, კერძოდ ფენის ნავთობის და ფენის წყლის ეფექტური შერევისას წარმოიქმნება ნავთობური ემულსიები.

ემულსია შეიძლება იყოს ორი სახის: ნავთობ წყლიანი და წყალნავთობიანი. იგი შესდგება ორი ფაზისაგან დისპერსიული არისა და დისპერსიული ფაზისაგან. თუ ემულსიაში ჭარბობს წყალი, მას ჰიდროფილურს უწოდებენ. მისი ელექტროგამტარობა მაღალია, ხოლო თუ ემულსიის ელექტროგამტარობა დაბალია და სჭარბობს ნავთობი. მას ჰიდროფობურს უწოდებენ.

ემულსიების ძირითად თვისებას მისი მდგრადობა, ანუ სტაბილურობა წარმოადგენს. სტაბილურობა მიიღწევა ნავთობში ბუნებრივი სტაბილიზატორების არსებობით. არსებობს ნავთობური ემულსიების დამლის რამდენიმე საშუალება, როგორცაა:

1. ემულსიის დამუშავება დეემულგატორის გამოყენებით;
2. გრავიტაციული დაყოვნება;
3. ცენტრიფუგირება;
4. თერმოქიმიური ზემოქმედება;
5. ელექტროდესორირება.

ყველაზე მისაწვდომი, ეფექტური და იაფი მეთოდია თერმოქიმიური ზემოქმედება.

დეემულგატორები წარმოადგენს კომპოზიციურ ნარევეს, რომელიც შედგება გამხსნელის და აქტიური ფუძის ნარევისაგან. აქტიური კომპონენტის სახით გამოყენებულია ზედაპირულად აქტიური ნივთიერებები სხვადასხვა სტრუქტურითა და მოდიფიკაციით.

თანამედროვე ეტაპზე დეემულგატორებად იყენებენ: დისოლვანი (გერმანია), სეპაროლი (აშშ, ინდოეთი), დეემულტერი (ტიხო, იაპონია), პროგალიტი (გერმანია), დეაუთაქსი (იაპონია), კროდაკსი (ხორვატია) და სხვა.

ლაბორატორიული სამუშაო 8.

რეაგენტების დემონსტრირების ხარისხის განსაზღვრა

მეთოდის არსი ითვალისწინებს ნავთობიდან წყლის მოცილებას დეემულგატორების თანაობისას და მის გარეშე. კვლევის ობიექტად გამოყენებულია ბუნებრივი ან ხელოვნური (იმიტირებული) ემულსიები. ასეთი ემულსიების დამზადებისას ნავთობისა და წყლის ნიშნებს ეფექტურად აურევენ ერთმანეთში საჭირო თანაფარდობით და აყოვნებენ 12-16 საათს სტაბილიზაციის მიზნით.

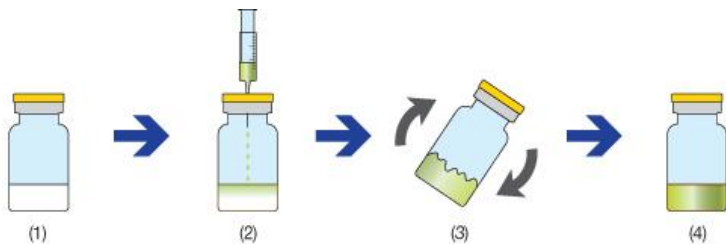
ჭაბურღილიდან ამოღებული ნავთობის სინჯი ექვემდებარება ლაბორატორიულ კონტროლს მასში მექანიკური მინარევებისა და წყლის შემცველობის განსაზღვრის მიზნით.



სურ. 18. ლაბორატორიული ცენტრიფუგა ნავთობური ემულსიების დეემულგირებისათვის

საჭირო ხელსაწყოები:

1. ცენტრიფუგა
2. ტერმოსტატი
3. ცილინდრები
4. ელექტროქურა
5. შპრიცი დოზიმეტრი



სურ. 19. ნავთობური ემულსიის დეემულგირების სტადიები

ცლის ჩატარების თანმიმდევრობა:

- წყლის თანაბრად განაწილებისათვის ნავთობში ემულსიის სინჯს კარგად ანჯღრევენ
- მენზურაში ათავსებენ 50-100 მლ ემულსიას.
- ერთ საკონტროლო ნიმუშს ინახავენ.
- რეაგენტის სახით იყენებენ 1-10% ხსნარებს, რომელიც შეიცავს იზოპროპილის სპირტს, ტოლუოლს, ქსილოლს ან მათ ნარევებს
- ემულსიაში რეაგენტის შეყვანას ახდენენ 2-3 წთ მორევის პირობებში
- ნიმუშებიან ცილინდრებს ათავსებენ თერმოსტატში
- ტემპერატურული რეჟიმი შეიძლება იყოს 5-8°C; 20°C; 45-60°C.
- დაყოვნების ხანგრძლიობა შეადგენს შესაბამისად 10, 20, 30 წთ.
- ახდენენ ცენტრიფუგირებას
- ზომავენ გამოყოფილი წყლის რაოდენობას, მლ.
- ანგარიშობენ გამოყოფილი წყლის რაოდენობის პროცენტულ შემცველობას ემულსიაში

$$\text{დეემულგირების ხარისხი} = \frac{V_{\text{ქსტრ}}}{V_{\text{ნავთ}}} \times 100\%$$

მიღებული შედეგები შეგვაქვს დაკვირვების ცხრილში (ცხრილი 13).

ცხრილი 13. ნავთობის დეემულგირების შედეგები

N	რეაგენტის დასახელება	რეაგენტის ხარჯი		გამოყოფილი წყლის რაოდენობა მლ.						დეემულგირების ხარისხი	ნარჩენი წყლის რაოდენობა ნავთობში, %
		გ	ლ	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0		

3.7. ფენის ნავთობის და ფენის წყლის სიმკვრივის განსაზღვრა

ლაბორატორიული სამუშაო 9.

ფენის ნავთობის და ფენის წყლის სიმკვრივის განსაზღვრა არამომეტრული მეთოდით ლაბორატორიულ პირობებში.

საჭირო რეაქტივები და ხელსაწყოები:

- | | |
|-----------------|------------------|
| 1. აერომეტრი; | 4. ფენის წყალი |
| 2. მენზურა | 5. ფენის ნავთობი |
| 3. ქიმიური ჭიქა | 6. თერმომეტრი |



სურ. 20. ანეომეტრები სიმკვრივის გამზომებისათვის

ნიმუშის მომზადება საანალიზოდ. ფენის ნავთობის და ფენის წყლის სიმკვრივის განსაზღვრისათვის აუცილებელია აღებული ნიმუშების სეპარაცია, რაც გულისხმობს ნავთობიდან გაზის მოპორებას.

ანალიზის მსვლელობა. წინასწარ გარეცხილ და გამომშრალ მენზურაში ათავსებენ საკვლევ ნიმუშებს ისეთი რაოდენობით, რომ მასში არეომეტრის ჩაშვებისას არ მოხდეს სითხის გადმოდენა. არეომეტრის ჩვენების აღება ხდება სითხის ზედა მენისკით. სურ. 20-ზე ნაჩვენებია არეომეტრები, რომლის ზედა სკალაზე ხდება სიმკვრივის ათვლა, ხოლო ქვედა სკალაზე შესაძლებელია ტემპერატურის გაზომვა. თუ არეომეტრს, ტემპერატურის სკალა არ გააჩნია, მაშინ მენზურაში არეომეტრთან ერთად უნდა მოვათავსოთ თერმომეტრიც.

სიმკვრივე იზომება სითხის ტემპერატურაზე და გადაიანგარიშება 20°C-ზე შემდეგი ფორმულის გამოყენებით:

$$d_{20} = d_t + a(t - 20)$$

სადაც a არის შეესწორების კოეფიციენტი. მისი მნიშვნელობა უნდა მოინახოს შესაბამის ცხრილში, d_t - სიმკვრივე ცდის ტემპერატურაზე; t - ცდის ტემპერატურა.

მიღებული მონაცემები შეგვაქვს დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 14. ფენის ნავთობის და წყლის სიმკვრივის გაზომვის შედეგები

ნიმუშის დასახელება	სითხის ტემპერატურა რ ა ცდის დროს $t, ^\circ\text{C}$	სითხის სიმკვრივე ცდის დროს, d_t	სითხის სიმკვრივე d_{20} გ/სმ ³	სიმკვრივე წონითი მეთოდით
ფენის ნავთობი				
ფენის წყალი				

ნავთობის სიმკვრივე თანამედროვე ლაბორატორიებში იზომება ციფრული აპარატურის გამოყენებით. ნიმუში შეჰყავთ შპრიცის საშუალებით (1-1.5მლ.) და პასუხი აისახება ეკრანზე ტემპერატურის მითითებით.



სურ. 21. ნავთობის სიმკვრივის გამზომი ციფრული ხელსაწყო

3.3. ფენის ნავთობის ფოტოკოლორიმეტრული ანალიზი

ფოტოკოლორიმეტრული მეთოდი ეყრდნობა სინათლის სხივის გარდატეხას და ფენის ცვლილებას სხვადასხვა ტალღაზე ნავთობის სხვადასხვა კონცენტრაციის დროს. იგი გამოიყენება ფლუიდების, ასევე ფენის ნავთობის ოპტიკური პარამეტრების დადგენის მიზნით. ოპტიკურ პარამეტრებს ეკუთვნის: ოპტიკური სიმკვრივე, სინათლის შთანთქმა და სინათლის გარდატეხის უნარი. აღნიშნული პარამეტრების განსაზღვრის მიზნით ლაბორატორიაში შეიძლება განსაზღვროთ ფლუიდის ოპტიკური თვისებები.

ლაბორატორიული სამუშაო 10.

ფენის ნავთობის ოპტიკური სიმკვრივის განსაზღვრა
ფოტოკოლორიმეტრის $K\Phi K-2$ -ს გამოყენებით

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. სამუშაოს მიზანია ფენის ნავთობის ოპტიკური სიმკვრივის დადგენა ნავთობის სხვადასხვა კონცენტრაციის დროს.

საჭირო ხელსაწყოები: ფოტოკოლორიმეტრი $K\Phi K-2$.



სურ. 22. ფოტოკოლორიმეტრი $K\Phi K-2$, ფენის ნავთობის ოპტიკური
პარამეტრების განსაზღვრისათვის

ანალიზის მსვლელობა:

ხელსაწყო უნდა ჩაირთოს 15 წთ-ით ადრე გაზომვამდე, რათა ხელსაწყო გადავიდეს სამუშაო რეჟიმში. ვილებზე საკვლევ ნიმუშს ვასხამთ კიუვეტაში და ვდგამთ კამერის ბუდეში. გვერდით ვათავსებთ საკონტროლო ნიმუშს. ნათურის სხივი მონოქრომატორის გავლის შემდეგ ეცემა კიუვეტებს. გაზომვის ტექნიკა ითვალისწინებს სინათლის სხივის მიწოდებას ჯერ საკვლევ და შემდეგ საკონტროლო ნიმუშში. სტანდარტის კიუვეტაში

სინათლის გავლისას ადგილი აქვს სინათლის შთანთქმას, რაც აისახება დისპლეიზე. სპეციალური სახელურის საშუალებით ისარი უნდა დაფარუნოთ „0“ მნიშვნელობაზე. გადაერთოთ საკვლევი ხსნარზე და ავითვალოთ შთანთქმის მნიშვნელობა.

ხელსაწყოს ძირითადი მუშა ობიექტია სინათლის ფილტრები, რომელსაც სხვადასხვა ტალღის სიგრძე (ფერი) აქვს: 315, 364, 400, 440, 490, 540 ნმ. საკვლევი ნიმუშები კიუვეტაში ისხმება ნიშნულამდე. მიღებული შედეგები გადაგვაქვს ცხრილში.

ცხრილი 15. ფენის ნავთობის ფოტოკოლორიმეტრიული ანალიზის შედეგები

ნიმუშის დასახელება.	ტალღის სიგრძე, 540 ნმ	ტალღის სიგრძე 490 ნმ	ოპტიკური სიმკრივე D ₅₄₀	ოპტიკური სიმკრივე D ₄₉₀
ფენის ნავთობი				
ფენის წყალი				
კონდენსატი				

3.4. ფენის ნავთობის პირობითი სიბლანტის განსაზღვრა

სიბლანტე, ნავთობსარეწაო პრაქტიკაში ძირითადად იყენებენ სამივე სახეობის სიბლანტეს.

1. დინამიური სიბლანტე რომელიც იზომება მპა/წმ-ში;
2. კინემატიკური სიბლანტე იზომება მმ²/წმ-ში ($1\text{მმ}^2/\text{წმ} = 1\text{სსტოქსი}$).
3. პირობითი სიბლანტე, იზომება გრადუსი ენგლერებში.

საჭიროების შემთხვევაში შესაძლებელია პირობითი სიბლანტის მნიშვნელობა გადავითვალოთ კინემატიკური სიბლანტის მნიშვნელობაზე. ამისათვის იყენებენ ფორმულას:

$$\eta_{kin} = \frac{7.3}{^{\circ}BY} - \frac{6.31}{^{\circ}BY_t}$$

სადაც η არის კინემატიკური სიბლანტე სტოქსებში; $^{\circ}BY$ - პირობითი სიბლანტე გრადუს ენგლერებში.

ლაბორატორიული სამუშაო 11 .

ფენის ნავთობის პირობითი სიბლანტის განსაზღვრა ენგლერის ვისკოზიმეტრის გამოყენებით

საჭირო ხელსაწყოები:

1. ვისკოზიმეტრი;
2. ელექტროდენის წყარო.
3. ქიმიური ჭიქა;
4. ნამშობი;
5. ფენის ნავთობი;
6. თერმომეტრი;

ვისკოზიმეტრის აღწერა.

ვისკოზიმეტრი შესდგება გარე და შიგა რეზერვუარისაგან. საკვლევი ნიმუში იხსმება შიგა რეზერვუარში, ხოლო გარე რეზერვუარში ზეთი ან წყალი. გარე რეზერვუარის დანიშნულებაა დაარეგულიროს სითხის ტემპერატურა შიდა რეზერვუარში, რომელიც ჩაედინება მიმღებ კოლბაში (სურ. 23).



სურ. 23. პირობითი სიბლანტის გამზომი ენკლერის ვისკოზიმეტრი

ანალიზის მსვლელოზა: ვიღებთ ფენის ნავთობს და ვსაზღვრავთ პირობით სიბლანტეს.

სიბლანტის გასაზომად იყენებენ ენკლერის ვისკოზიმეტრს, რომელიც ნაჩვენებია სურ. 23-ზე. თავდაპირველად ისაზღვრება ვისკოზიმეტრის "წყლის რიცხვი", რომლის მნიშვნელობა სტანდარტული ვისკოზიმეტრის შემთხვევაში ტოლია: 50-52 წმ-ის. შემდეგ ისაზღვრება საკვლევი ნავთობის პირობითი სიბლანტე. ამისათვის ვისკოზიმეტრის ცენტრალურ რეზერვუარში შეჰყავთ ნიმუში ნიშნულის ხაზამდე. ნიმუშს ათბობენ 50°C-მდე. აჩერებენ 5-10 წუთს. ტემპერატურის სტაბილიზაციის მიზნით გარე რეზერვუარში, სადაც წყალია ჩასხმული ახდენენ ხშირ მორევას. გარე რეზერვუარი ასრულებს წყლის აბაზანის მოვალეობას და პირდაპირ მიერთებულია დენის წყაროსთან. საცობის ამოღებასთან ერთად ერთდროულად ახდენენ ნამზომის ჩართვას. აკვირდებიან სითხის ჩამოდინებას და აფიქსირებენ დროს, რომელიც დასჭირდა მიმღები კოლბის შევსებას ქვემოდან ზედა ნიშანხაზამდე. ცდას იმეორებენ 3-ჯერ. მიღებული მონაცემების საშუალო მნიშვნელობები შეაქვთ ფორმულაში:

$$^{\circ}BY = \frac{\tau_{50}}{\tau_{წყ,20}}$$

სადაც τ_{50} არის 200 მლ ნავთობის დენადობის დრო წმ-ში 50°C-ზე,

№_{ყ.20} - 200 მლ. წყლის დენადობის დრო წმ-ში 20°C-ზე.

ცხრილი 16. ფენის ნავთობის პირობითი სიბლანტის განსაზღვრის შედეგები

#	სინჯის სიღრმე ჯაბურ- ლილში, მ	ფენის ნავთობის ტემპერა- ტურა, °C	დრო, წმ	პირობითი სიბლანტე, °BY	კინემატი- კური სიბლანტე, სტოქსი
1					
2					
3					

თავი 4. ასფალტფისოვან-პარაფინური ნაღები და მათი კომპონენტური შედგენილობის რაოდენობრივი ანალიზი

4.1. ასფალტფისოვან-პარაფინური ნაღები და წარმოქმნის პირობები

ასფალტფისოვან-პარაფინური ნაღები (ასფუ) წარმოადგენს შავი ფერის, სქელ საცხისებრი კონსისტენციის მქონე მრავალკომპონენტური კომპოზიციური მასას. ასფუ ნაღების წარმოქმნა უკავშირდება ჭაბურღილის ექსპლუატაციისას ტემპერატურის და ნაკადის წნევის შემცირებას. ირღვევა სისტემის წონასწორობა, რაც იწვევს თანმხლები აირის სეპარაციას და ნავთობში არსებული პარაფინების, ფისებისა და ასფალტენების გამოყოფას ნაღების სახით.



სურ. 24. ასფალტ ფისოვან პარაფინური ნაღები

კომპონენტური შემადგენლობის მიხედვით ასფუ ნაღებში შედის: პარაფინები 10–70%, ასფალტენები 2–50%, ფისები 11-30%, ნავთობი 60%, წყალი და მექანიკური მინარევები. ასფუ ნაღების შედგენილობა დამოკიდებულია ფენის ნავთობის სახეობაზე და წარმო-

შობის პირობებზე. მისი შედგენილობა გავლენას ახდენს ჭაბურღილის ექსპლუატაციის ტექნოლოგიური რეჟიმებზე. დადგენილია, რომ ჭაბურღილის სიმაღლის ზრდასთან ერთად ასფუზ ნადებში ასფალტენების და ფისების შემცველობა მცირდება, ხოლო პარაფინების შემცველობა იზრდება.

პარაფინი წარმოადგენს მაღალი რიგის ნაჯერი რიგის ნახშირწყალბადებს ზოგადი ფორმულით $C_{16}H_{34} - C_{64}H_{130}$. ფენის პირობებში პარაფინები თხევად მდგომარეობაში იმყოფებიან, ტემპერატურის შემცირებით მყარდებიან. მყარი პარაფინები შედგება $C_{17}H_{36}$ პარაფინებისაგან და $C_{71}H_{144}$ ცერეზინისაგან. პარაფინი იხსნება პენტანში, ჰექსანში, ჰეპტანში. პარაფინის შემცველობის მიხედვით ნავთობი კლასიფიცირდება: მცირე პარაფინური 1.5%; პარაფინური 1.5–დან 6 %–მდე; მაღალპარაფინური - 6 % მეტი;

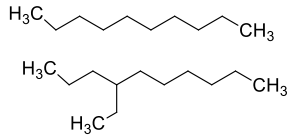
ფისები წარმოადგენს კარბო- და ჰეტეროპოლიციკლურ ნაერთებს. იგი ხასიათდება ნახევარად თხევადი კონსისტენციით და მაღალი ხსნადობით ნავთობურ დისტილატებში. ასევე იხსნება ქლოროფორმში, გოგირდნახშირბადში.

ასფალტენები ეკუთვნის რთული აგებულების მაკრომოლეკულურ ჰეტეროციკლურ ნაერთებს. იგი ხასიათდება ზედაპირულად აქტიური თვისებებით (მ-ჯერ უფრო აქტიურია ვიდრე ფისები) და მაღალი სიმკვრივით ($d > 1$). ასფალტენები ნავთობში არსებობს კოლოიდური სუსპენზიის სახით პოლარულ ფისებთან ერთად.

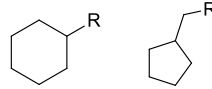
ჭაბურღილის ხანგრძლივი ექსპლუატაციისას, სატუმბო საკომპრესორო და გადამცემი მილების შიდა ზედაპირზე, წარმოქმნილი ნადები იწვევს პროდუქტიული ნაკადის დენადობის შემცირებას და მილების გაჭედვას. ნალექის წარმოქმნის ეპიცენტრს წარმოადგენს მაღალმოლეკულური პარაფინები, რომელზედაც ადსორბირდება ასფალტენები, ხოლო ფისები ახდენენ მათ შეერთებას აგლომერატების სახით.

აღნიშნულიდან გამომდინარე ახდენენ ნადების წარმოქმნის ხელშემწყობი პირობების შეკვეცას, ხოლო წარმოქმნის შემთხვევაში ნალექის ლიკვიდაციას.

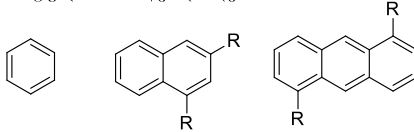
ალკანები



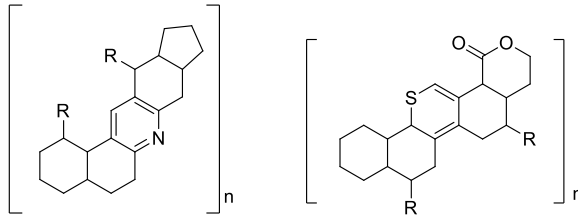
ციკლოალკანები



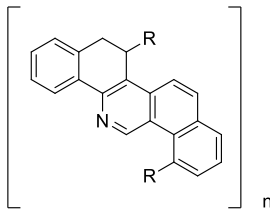
არმატული ნახშირწყალბადები



ფისები



ასფალტენები



ნავთობისა და გაზის კვლევის დარგში ინოვაციური ტექნოლოგიებისა და საინჟინრო გამოცდილების ბაზაზე ევროპული სამრეწველო კომპანიის FT 5 PSL Systemtechnik-ის მიერ შემუშავებულია და წარმოდგენილი ასფალტენისოვანი პარაფინური ნადების კვლევის ტექნიკური აღჭურვილობა და ლაბორატორიული კომპლექსი.



სურ. 25. ასფალტენების და მყარი პარაფინების გამოცდის სისტემური სტენდი Flocculation Titrimeter System FT 5

ასფალტენების და მყარი პარაფინების გამოცდის სისტემური სტენდის Flocculation Titrimeter System FT 5 გამოყენების სფერო, დანიშნულება და უპირატესობანი:

- ასფალტენების და პარაფინების ნალექის განსაზღვრა
- მყარი ფაზის რაოდენობრივი განსაზღვრა
- ნედლი ნავთობის მდგრადობა დაჟანგვის მიმართ
- სისტემა მუშაობს როგორც კომპიუტერის გამოყენებით, ისე ავტონომიურად.
- შეუძლია ძალიან შავი, მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობის ანალიზი. არ საჭიროებს ნიმუშის გათხევადებას (გათხევადების შემთხვევაში აუცილებელია ნიმუში დავაყოვნოთ 40-80 საათი, ფაზური წონასწორობის დამყარების მიზნით).



სურ. 26. Wax Flow Loop ასფალტენების, ფისების, პარაფინების მილსადენებში დალექვის ნაკადური და ციკლური გამოცდის ავტომატიზირებული სტენდი

Wax Flow Loop გამოყენების სფერო:

- პარაფინების და ასფალტენების გამოლექვა;
- პარაფინის კრისტალიზაციის ტემპერატურის დასაწყისის (WAT) განზაზღვრა.
- პარაფინის ინჰიბირების და დისოლვირების პროცესების ოპტიმიზაცია.
- პარაფინის გამოლექვის სიჩქარის ანალიზი.



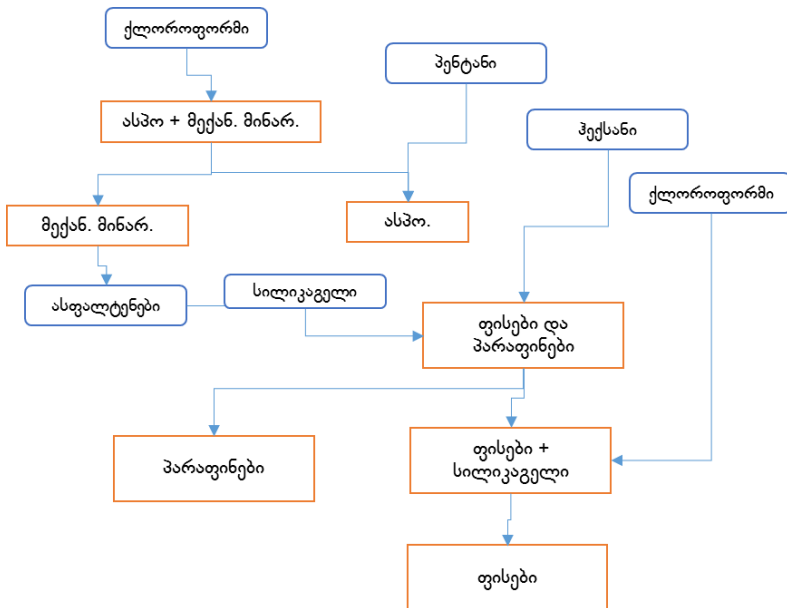
სურ. 27. Differential Scale Loop DSL - მილსადენებში წარმოქმნილი მარილოვანი ნადების კვლევის ავტომატური გამოცდის სტენდი

4.2. ასფზ ნადების შებადგენელი კომპონენტების რაოდენობრივი ბანსაზღვრა

მეთოდი ემყარება “აფზ ნადების” ხსნადობის და ადსობრციული თვისებების დადგენას სხვადასხვა გამხსნელების და სორბენტების გამოყენებით. ნახ. 15-ზე მოცემულია “აფზ ნადების” რეაგენტული დაყოფის ტექნოლოგიური სქემა.

ცხრილი 17. ასფალტენების ხსნადობა რეაგენტების მიმართ

ბენზოლი	ტოლუოლი	ქლოროფორმი	CCl ₄	CS ₂	პირიდინი	პეტროლენის იმ.	პენტანი	ჰექსანი	სპირტი	დიეთილის ეთერი	აცეტონი
+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-



ნახ. 15. “აფზ ნადების” რეაგენტული დაყოფის ტექნოლოგიური სქემა

ლაბორატორიული სამუშაო 12.

ასფალტფისოვან-პარაფინურ ნადებში მინერალიზაციის
განსაზღვრა

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. “ასფუ ნადებში” მინერალური მარილების და სხვა არაორგანული ნივთიერებების შემცველობის განსაზღვრა.

საჭირო ხელსაწყოები. სოქსლეტის აპარატი; ელექტროსასწორი; ელექტროქურა.

რეაგენტები: ქლოროფორმი.

ცდის ჩატარების თანმიმდევრობა:

1. “ასფუ ნადების” გათხევადება;
2. ნიმუშის აწონვა 5-10 გ რაოდენობით (სიზუსტე 0.02 გ)
3. ნიმუშის მომზადება ექსტრაგირებისათვის;
4. ნიმუშის აწონვა ფილტრის ქაღალდთან ერთად;
5. ნიმუშის ჩადება ექსტრაქტორში და ექსტრაგირება ქლოროფორმით;
6. ექსტაქციის შემდეგ ნიმუშის გამოშრობა საშრობ კარადაში 100°C-ზე;
7. გამომშრალი ნიმუშის აწონვა.



სურ. 28. სოქსლეთის აპარატი ნიმუშის ექსტრაგირება მინერალური ნივთიერებების განსაზღვრის მიზნით

მინერალური ნივთიერებების შემცველობა ნაღებში იანგარიშება ფორმულით:

$$M_{\text{მინერ}} = \frac{m_1 - m_2}{m} \times 100\%$$

სადაც: m_1 - ნიმუშის წონა ბადურასთან და ფილტრის ქალაქდთან ერთად; m_2 - ცარიელი ბადურას წონა ფილტრის ქალაქდთან ერთად; m - აღებული ნიმუშის "ასფუ ნაღების" წონა (გ).

მიღებული შედეგები შეაქვთ დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 18. ასფუ ნაღების მინერალიზაციის რაოდენობრივი შედეგნილობის შედეგები

ნიმუშის დასახელება	შედეგნილობა (% მას..)			
	m , გ	m_1 , გ	m_2 , გ	მინერალიზაცია %

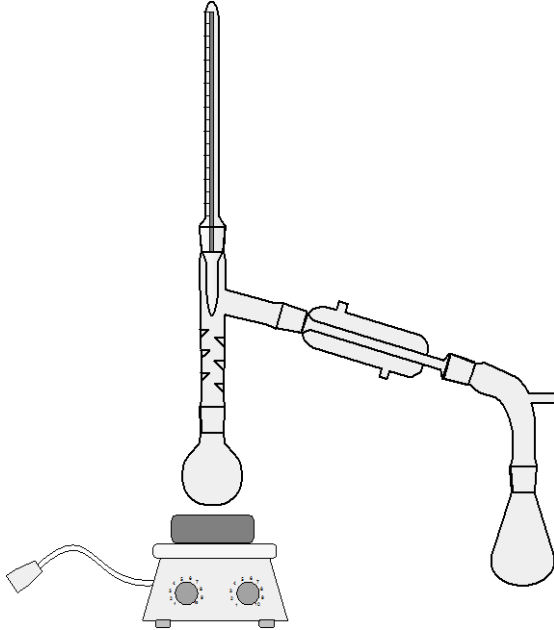
ლაბორატორიული სამუშაო 13.

ასფალტენების რაოდენობრივი განსაზღვრა. "ასფვ ნადებში"

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. განვსაზღვროთ "ასფალტ-ფისოვან-პარაფინურ ნადებში ასფალტენების რაოდენობრივი შემცველობის განსაზღვრა.

საჭირო ხელსაწყოები. სოქსლეთის აპარატი. ელექტროსასწორი; ელექტროქურა; სახდელი აპარატი;

რეაგენტები. ჰექსანი.



ნახ. 16. გამოსახდელი აპარატი ატმოსფერული წნევის პირობებში

ცდის ჩატარების თანმიმდევრობა:

1. მინერალიზაციის შემდეგ დარჩენილი ორგანული ხსნარიდან, გამოხდინა ქლოროფორმს;

2. გამოხდის შემდეგ კოლბაში დარჩენილ ნალექს ამატებენ ჰექსანს მოცულობითი შეფარდებით 1:40-თან;
3. ეფექტურად ურევინ და აყოვნებენ 15-16 საათს ბნელ ადგილას; ჰექსანში იხსნება ფისები, ხოლო ასფალტენები ილექება კოლბის ფსკერზე;
4. ასფალტენებს ფისებისაგან ამორებენ გაფილტვრით. ფილტრის ქალაღზე (წინასწარ აწონილ) რჩება ასფალტენები;
5. ასფალტენებს ჩარეცხვენ 100 მლ ჰექსანით;
6. ფილტრის ქალაღს ასფალტენებით ამრობენ საშრობ კარადაში 80°C-ის პირობებში და მიჰყავთ მუდმივ წონამდე.
7. ანგარიშობენ ასფალტენების რაოდენობას ფორმულით:

$$A = \frac{M_1 - M_2}{m_{ასფ}} \times 100\%$$

სადაც

A არის ასფალტენების რაოდენობა, გ; M_1 - ფიტრიანი ასფალტენების წონა, გ; M_2 - ფილტრის წონა; m - აღებული ნიმუშის წონა.

მიღებული შედეგები შეაქვთ დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 19. ასფ ნაღებში ასფალტენების განსაზღვრის შედეგები

ნიმუშის დასახელება	შედგენილობა (% მას..)				
	მინერალიზაცია, %	ასფალტინები, %	M_1 გ.	M_2 გ.	$m_{ასფ}$ გ.
1.					

ლაბორატორიული სამუშაო 14.

ასფალტფისიონგან-პარაფინურ ნაღებში ფისების და ნახშირნ-
ყალბების რაოდენობრივი განსაზღვრა

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. “აფუ ნაღებში” ფისების და
ნახშირწყალბადოვანი ნივთიერებების შემცველობის განსაზღვრა.

საჭირო ხელსაწყოები. გამოსახდელი აპარატი; ვიურცის კოლბა
ელექტროსასწორი; საცრების კომპლექტი; ადსორბენტი
სილიკაგელი; საშრობი კარადა.

რეაგენტები: ჰექსანი.

ანალიზის მსვლელობა.

ასფალტენების ფილტრატის ხსნარი ექვემდებარება გამოხდას.
დარჩენილი ფისები და ნახშირწყალბადოვანი ნარევი ერევა სილი-
კაგელს, რომლის ნაწილაკების ზომა საცრების შემდეგ ტოლია 0.1-
0.25 მმ. თანაფარდობა სილიკაგელსა და ნარჩენს შორის 1:8- თან.
კონტაქტური პროცესი მიმდინარეობს 6-8 საათი. შემდეგ ნარევი გა-
დააქვთ ფილტრის ქაღალდზე და შეაქვთ სოქსლეტის აპარატში.
ნახშირწყალბადების ექსტრაქციას ახდენენ ჰექსანით ღია ფერის
მიღებამდე. შემდგომ სილიკაგელიანი ფისების ექსტრაქციას განაგ-
რძნობენ ქლოროფორმით. გამხსნელის მოცილებას ახდენენ
გამოხდით. ხოლო კოლბაში დარჩენილ ფისებს და ნახშირწყალბა-
დების ნარევეს ათავსებენ საშრობ კარადაში. მიჰყავთ მუდმივ წონამ-
დე და ანგარიშობენ ფისების პროცენტულ შემცველობას.

ცხრილი 20. ასფუ ნაღებში ფისების განსაზღვრის შედეგები

ნიმუშის დასახელება	შედგენილობა (% მას..)				
	მინერა- ლიზაცია, %	ასფალ- ტინები, %	ფისები, %	პარაფი- ნები %	დანა- კარვი, %

ლაბორატორიული სამუშაო 15.

ასფალტფისოვან-პარაფინურ ნაღებში პარაფინების რაოდენობრივი განსაზღვრა

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. “ასფ ნაღებში” პარაფინების რაოდენობრივი შემცველობის განსაზღვრა.

საჭირო ხელსაწყოები: ცინულოვანი აბაზანა; ელექტროსასწორი; ფილტრის ქაღალდი.

რეაგენტები: აცეტონისა და ბენზოლის ნარევი 1:1.

ანალიზის მსვლელობა.

კოლბაში დარჩენილი ნარევიდან (პარაფინი + ჰექსანი + მძიმე ნახშირ წყალბადების ნარჩენი) ჰექსანს გამოხდიან, კოლბაში დარჩენილ მასას ამატებენ აცეტონისა და ბენზოლის 60 მლ ნარევს (1:1). ნარევს აცივებენ ცინულიან აბაზანაში (-20°C) 20 წუთით. გაცივებული ნარევს ფილტრავენ წინასწარ აწონილ ფილტრზე. ფილტრის ქაღალდს აშრობენ ჰაერზე და წონიან პარაფინის შემცველობას .ანგარიშობენ პროცენტულ შედგენილობას.

ექსპერიმენტის შედეგად მიღებული ასფალტო-ფისოვან-პარაფინული ნაერთების შემადგენლობა საკვლევ ნაღებში შეგვაქვს დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 21. ასფ ნაღების კომპონენტების რაოდენობრივი შედგენილობის შედეგები

ნიმუშის დასახელება	შედგენილობა (% მას.)				
	მინერალიზაცია %	ასფალტინები %	ფისები %	პარაფინები %	დანაკარგი %

თავი 5. ნავთობიანი ფენის დამუშავების რეაგენტული მეთოდები

საბადოს ხანგრძლივი ექსპლუატაციის დროს შესაძლებელია ჭაბურღილის დებიტის შემცირება. რაც დაკავშირებულია საბადოს ექსპლუატაციის რეჟიმის ცვლილებასთან. საბადოს დამუშავების წინ, თავდაპირველად აუცილებელია დავადგინოთ ჭაბურღილის მწარმოებლურობის შემცირების მიზეზები და ნავთობის მოდინების პირობები.



სურ. 29. ნავთობიანი ფენის დამუშავების ტექნიკა და ტექნოლოგია

საბადოს მწარმოებლურობის, ანუ დებიტის გაზრდის მიზნით, მენავთობეთა მიერ აპრობირებული და შემუშავებული იქნა მთელი რიგი ინდივიდუალური და კომპლექსური ზემოქმედების მეთოდები:

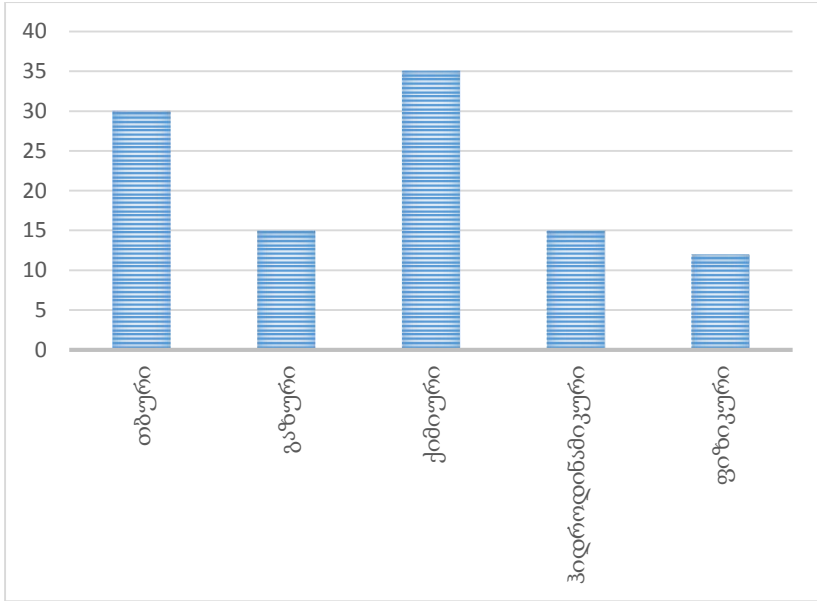
1. ქიმიური მეთოდები [8]:

- მჟავას ხსნარით დამუშავება;
- ჰიდროფობიზატორების გამოყენება [10];
- ქიმიური რეაგენტებით დამუშავება [11];

- “ზან”-იანი წყალხსნარების გამოყენება [12];
2. ფიზიკური მეთოდები:
- ულტრაბგერითი ზემოქმედება;
 - ინდუქციური ზემოქმედება;
3. ჰიდრომექანიკური მეთოდები:
- სვარბირება; ფორსირება;
4. თბური მეთოდები:
- წლის ორთქლით დამუშავება;
 - ცხელი წყლით დამუშავება.

საბადოს დებიტის ინტენსიფიკაციის ერთ–ერთ ხელშემშლელ ფაქტორს სანგრევის ზონის განწყლიანება წარმოადგენს. იგი დაკავშირებულია მინერალური ქანების კოლექტორულ თვისებებთან, კერძოდ ქანის ჰიდროფილობასთან. ქანის კოლექტორებს გააჩნია უფრო მაღალი ფილტრაციული თვისებები წყლის მიმართ, ვიდრე ნავთობის ნაკადის მიმართ. ამიტომ წყალი აძევებს ნავთობს კოლექტორის ღია ფორებიდან და გადაადგილებს მას ფორების სიღრმეში, რაც აძნელებს მის ამოღებას და ჭაბურღილის სრულყოფილ ათვისებას. ჰიდროფილური ქანები ადვილად სველდება წყლით, რაც საბოლოოდ უკავშირდება სანგრევის ზონაში წყლის ბლოკადის წარმოქმნას. ასეთი ქანების ზედაპირი საჭიროებს დამუშავებას ჰიდროფობური კომპოზიციური ნარეგებით, რაც ანიჭებს მათ მდგრადობას წყლის ნაკადის მიმართ.

ჰიდროფობიზატორის კომპოზიციური ნარევის დამზადებისათვის გამოიყენება ნეფრაზი, დიზელის სანვაჟი და “ ზან”-იანი ხსნარები. კომპოზიციურ ჰიდროფობიზატორებს ეკუთვნის სევილენი, რომელიც წარმოადგენს პოლიეთილენის თანაპოლიმერს ვინილაცეტატთან ერთად. იგი ბევრად უფრო გამჭვირვალეა, ვიდრე პოლიეთილენი, გვხდება მიკრო რულონის სახით. წარმოდგენილია ფენის დამუშავების მეთოდების დინამიკა, სადაც ყველაზე მაღალი რეიტინგი ქიმიურ მეთოდებს უკავია.[12]



ნახ. 17. ნავთობიანი ფენის დამუშავების მეთოდების დინამიკა

5.1. ზედაპირულად აქტიური ნივთიერებები (ზან-ები) და მათი გამოყენება ნავთობიანი ფენის დამუშავების დროს

ზედაპირულად აქტიურ ნივთიერებებს (ზან-ებს) ფართო გამოიყენება აქვს, ნავთობსარეწაო პრაქტიკაში როგორც სანგრევის ზონის, ასევე ნავთობიანი ფენის რეაგენტული დამუშავების დროს.

ზან-ების კლასიფიკაცია. სითხეებში ხსნადობის მიხედვით ზან-ები იყოფა წყალში ხსნადად და მცირედ ხსნადად.

წყალში ხსნადობისა და დისოციაციის უნარის მიხედვით ზანები იყოფა: არაიონოგენურ (არადისოცირებული) და იონოგენურ (დისოცირებული) ზან-ებად.

იონოგენური ზანები თავის მხრივ იყოფა: ანიონაქტიურ, კატიონ-აქტიურ და ამფოლიტურ ზან-ებად.

ანიონაქტიური ზანები წყალხსნარებში დისოცირდებიან ორგანულ ანიონებად, რაც განაპირობებს ზედაპირულ აქტიურობას. ანიონაქტიური ზანების გამოყენება უფრო მოთხოვნადია (ზანების 80%).

მათ შორის აღსანიშნავია:

1. ნატრიუმის და კალიუმის კარბომუჟავას მარილები (საპნები): ნატრიუმის და კალიუმის სტეარატი $C_{17}H_{35}COONa(K)$, ნატრიუმის ოლეატი $C_{17}H_{33}COONa$;
2. ალკილსულფატები: მაღალმოლეკულური სპირტების გოგირდმუჟავა ნაერთები - RSO_2ONa ; $RCH(OSO_2ONa)-(CH_2)_4-COONa$.
3. ალკილსულფონატები ალკილბენზოლის ბაზაზე, როგორცაა მაგალითად სულფანოლი. სულფანოლი ალკილურ ჯაჭვში შეიცავს 12-18 ატომ ნახშირბადს. მისი ემპირიული ფორმულაა $C_nH_{(2n+1)}SO_3Na$

კატიონაქტიური ზანები წყალში დისოცირდება ორგანულ კატიონად და ანიონად. ნავთობის მრეწველობაში მათი გამოყენება 3-4 %-ს არ აღემატება. კატიონაქტიური ზანებიდან შედარებით გამოყენებადია ამინები, $R_3NH^+Cl^-$, სადაც $R=C_{12}-C_{18}$),

კატიონაქტიური ზანის წყალხსნარები მნიშვნელოვნად ამცირებენ სითხის ზედაპირულ დაჭიმულობას და ხასიათებიან კარგი ემულგირების, ჰიდროფობილურობის და დასველების უნარით. ნავთობის წარმოებაში გამოიყენება: კატამინ K, კარბაზოლინ O-ბენზოსულფონატი და სხვა.

არაიონოგენური ზანები. არაიონოგენური ზანების აქტივობის მატარებელია წყალში არადისოცირებული ნეიტრალური მოლეკულები. მათი წარმომადგენლებია:

- ოქსიეთილირებული ცხიმოვანი სპირტები
 $R-O(CH_2CH_2O)_nH$;

- ოქსიეთილირებული ცხიმოვანი მუჟავეები:
 $R-O(CH_2CH_2O)_nH$;
- ოქსიეთილირებული ცხიმოვანი ამინები:
 $R-N(CH_2CH_2O)_nH$;
- ოქსიეთილირებული ცხიმოვანი თიოლები:
 $R-S(CH_2CH_2O)_nH$.

არაიონოგენური ზანები ხასიათდება მაღალი ზედაპირული აქტივობით, დასველების და ემულგირების მაღალი უნარით. მათი ძირითადი უპირატესობა სხვა ზანებთან შედარებით არის მათი თვისებების დამოუკიდებლობა წყლის სიხისტეზე.

ნავთობის მოპოვებაში გამოიყენება ისეთი ზანები როგორცაა: ბუნებრივი და სინთეზური პოლიმერები; ცილები; ცელულოზის წარმოებულები; პოლიაკრილამიდები და პოლიაკრილნიტრილები; მათ რიცხვს ეკუთვნის:

1. კარბოქსილმეთილ ცელულოზა. მეთილ ცელულოზა (ML), იგი მიიღება მეთილ სულფატის ზემოქმედებით ცელულოზაზე ტუტის თანაობისას;

2. სპირტულ-სულფიდური ბარდა. ლიგნილსულფო მუჟას ნატრიუმის და კალციუმის მარილი. იგი მიიღება ხის მერქნის ხარშის დროს.

3. ვიჰანი. ჰიდროლიზის პროდუქტი, რომელიც დამზადებულია პოლიაკრილნიტრილის ბაზაზე.

ნავთობგაცემა უშუალოდ არის დაკავშირებული ფლუიდების (ნავთობი, წყალი, გაზი და ქანის) ზედაპირულ თვისებებზე. ამ თვისებების რეგულირებისათვის იყენებენ ზან-ებს. მათ აქვთ უნარი შეამცირონ ზედაპირული დაჭიმულობა და შეცვალონ ადსორბციული პროცესების მიმდინარეობა ფაზათა შორის გამყოფ ზედაპირზე.

5.1. ზან-ის წყალხსნარების გამოყენება სანგრევის ზონის დამუშავების დროს

ჭაბურღილის სანგრევის ზონაში ფენის გარღვევის დროს სანგრევის ზონის წყლით ან თიხის ხსნარით ამორეცხვისას სითხის ნაკადი, მიგრაციის შედეგად ავსებს ქანის ფოროვან არხებს და ხელს უშლის ნავთობის გადაადგილებას. წყლის გადაადგილება ქანის სიღრმეში განაპირობებს კაპილარული წნევა. კაპილარული წნევის სიდიდის შემცირება შესაძლებელია ფაზათა შორის (ნავთობი/წყალი) გამყოფ ზედაპირზე ზედაპირული დაჭიმულობის შემცირებით.

შერჩეული ზანების ბაზაზე შესაძლებელია ამ პროცესების რეგულირება. ამ დროს ეფექტურია ნავთობში ხსნადი არაინოვაციური ზანების გამოყენება. რადგან მათ უნარი აქვთ შეამცირონ არა მარტო ზედაპირული დაჭიმულობა, არამედ მოახდინონ ქანის ჰიდროფილურობა და ხელი შეუწყონ ქანის ნავთობით დასველებას. ნავთობშელწევადობა ამ დროს იზრდება 2-ჯერ. ვიდრე ზანის ხსნარის გარეშე.

ასფალტფისოვანი ნაერთები, რომლებიც ადსორბირდებიან ფაზათა შორის გამყოფ ზედაპირზე, გავლენას ახდენენ ზედაპირის ჰიდროფობიზაციაზე. პროცესის მიმდინარეობა უკავშირდება ქანის ზედაპირზე წყლის არხების დაბლოკვას და წყლის შელწევადობის შემცირებას. ამასთან შესაძლებელია ქანის ფორების გაჭეჭვა. ამ დროს მიზანშეწონილია სანგრევის ზონის დამუშავება წყალში ხსნადი ზან-ებით. რაც იწვევს ქანის ზედაპირის ჰიდროფილურობას და დასველების პროცესების გაუმჯობესებას.

ამასთანავე, აღსანიშნავია, რომ სანგრევის ზონის მუავის ხსნარით დამუშავების დროს ადგილი აქვს კოროზიას. მისი თავიდან აცილების მიზნით მიზანშეწონილია სანგრევის ზონის დამუშავება კათიონაქტიური ზანების გამოყენებით, როგორცაა მაგალითად კატაპინ A.

ფანიდან ნავთობის გამოდევნა ზანიანი წყალხსნარების გამოყენებით

სამთო ქანების მოლეკულური ბუნებიდან გამოდინარე, ქანის ზედაპირი ერთდროულად შესაძლებელია იყოს ჰიდროფილური და ჰიდროფობურიც. ამ შემთხვევაში ქანის ზედაპირი საჭიროებს დამატებითი სამუშაოების ჩატარებას, მოდინების პროცესების რეგულირების და ოპტიმიზაციის თვალსაზრისით.

ჰიდროფილური ქანის შემთხვევაში, წყალი ქანის ზედაპირზე წარმოქმნის ჰიდრატულ ადსორბციულ აფსკს. ხოლო ნავთობს, რომელიც იმყოფება ფოროვანი სივრცის სიღრმეში, არ შესწევს გადაადგილების უნარი. ამისათვის მიზანშეწონილია გამოყენებული იქნეს წყალში ხსნადი ანიონაქტიური ზან-ის წყალხსნარები, კერძოდ ალკილსულფატები.

მათი ზემოქმედებით ნავთობის ადსორბციული სასაზღვრო შრე ირღვევა და უმჯობესდება ქანის წყლით დასველების პროცესი. იგი ხელს უწყობს წყლის მიგრაციას ფოროვან სიღრმეში და უზრუნველყოფს ნავთობის გამოდევნას ქანის ფოროვანი არხებიდან.

ლაბორატორიული კვლევის შედეგები აჩვენებს, რომ ზან-იანი ხსნარის გამოყენებით, ნავთობგაცემა 15-16% -ით იზრდება, ვიდრე ჩვეულებრივი წყლის გამოყენების დროს.

ზედაპირული დაჭიმულობის შემცირება ასევე შესაძლებელია სხვა, უკვე კარგად აპრობირებული მეთოდების ჩართვით. მილგარე სივრციდან ნახშირორჟანგის ჩაჭირხვნით, რაც იწვევს ნავთობის ნაკადის სიბლანტის შემცირებას და ხელს უწყობს ნავთობის გამოდევნას.



სურ. 30 საბადო “მარმურის” (ომანი) დამუშავება ზან-ის ხსნარის გამოყენებით [18]

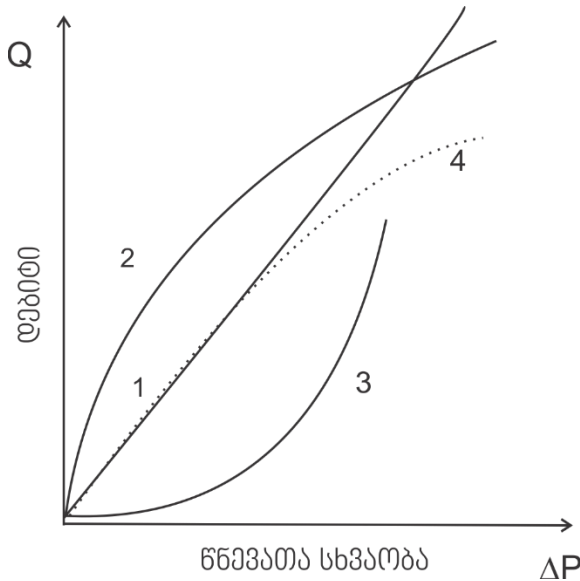
საბადო - “მარმურ”, რომელიც ომანში მდებარეობს, მოპოვებულია საბადოს მარაგის მხოლოდ 15%. ნავთობის დებიტის გაზრდის მიზნით ნავთობკომპანია „PDO“ -ს მიერ შემუშავებული იქნა განწყლიანების სისტემა, მაგრამ ნავთობის სიბლანტე იმდენად მაღალი იყო, რომ არ მოხერხდა ფენის წყლით მისი გამოძევება კოლექტორებიდან. წყლის სიბლანტის გაზრდის მიზნით წყალში დამატებული იქნა პოლიმერული ნივთიერებები, რამაც გაზარდა წყლის სიბლანტე და ხელი შეუწყო ნავთობის გამოძევებას. თავდაპირველად წყალს აცლიან მინარევებს და შემდეგ მასში შეჰყავთ პოლიაკრილამიდი. აღნიშნული პოლიმერული ხსნარის ჩაჭირხვნით კოლექტორებში მაღალი წნევის პირობებში, რაოდენობით 100000 ბარელი დღე-ღამეში მიღწეული იქნა დადებითი შედეგები. დებიტი გაიზარდა 8000 ბარელით დღე-ღამეში.

ანალოგიური სამუშაოები იქნა ჩატარებული ზან-იანი ხსნარების გამოყენებით. მათი გამოყენებისას მცირდება ზედაპირული დაჭიმულობა წყალ-ნავთობიანი კონტაქტის ზედაპირზე და იზრდება ნავთობგაცემა, მაგრამ თუ გავითვალისწინებთ ქანის ფოროვანი სივრცის მოცულობას, მათი დამუშავებისათვის საჭირო იქნება ზან-ის ხსნარის დიდი რაოდენობა, რომლის გამოყენება ხშირ შემთხვევაში ეკონომიურად იქნება არა ეფექტური. ამიტომ ნავთობ -კომპანია „Shell“-ის მიერ შემოთავაზებული იქნა, კომპოზიციური ნარევის (ზან-ის და ტუტის ხსნარის) გამოყენება.

ინდიკატორული მრუდები და პროდუქციულობის კოეფიციენტი

ერთერთ მნიშვნელოვან ფაქტორს, რომელიც ართულებს ნავთობის ჭაბურღილის ექსპლუატაციას და ამცირებს მის დებიტს, არის პარათინიანი ნადების წარმოქმნა. იგი წარმოიქმნება ამწე მილების კედლებზე, ჭის პირზე, არმატურის მონყობილობაზე და გადამცემ ხაზებზე.

პარათინის ნადების ლიკვიდაციის მიზნით მენავთობეების მიერ შემუშავებული იქნა მთელი რიგი მეთოდები, რომელთაგან აღსანიშნავია: მექანიკური, თბური და ქიმიური მეთოდები.



სურ. 31. ნავთობის მოდინების ინდიკატორული მრუდები

აღნიშნული მეთოდები დაკავშირებულია ჭაბურღილის ექსპლუატაციის ტექნოლოგიური რეჟიმების მართვასთან. წარმოქმნილი პარათინიანი ნადები მილებში ქმნის საცობებს, გადამცემი ხაზები იჭეება სილით და ჭაბურღილში წამოიქმნება წყლის ჭარბი

რაოდენობა, რაც არღვევს ტექნოლოგიურ რეჟიმს და შეუძლებელი ხდება ტექნოლოგიური პროცესების მართვა. აღნიშნული შეფერხებების თავიდან აცილების მიზნით ახდენენ პროდუქტიული ფენიდან სინჯების აღებას და მის ლაბორატორიულ ანალიზს, ტექნოლოგიური პარამეტრების გაზომვას და რეგულირებას. კერძოდ, ჭაბურღილში ჩაშვებული დისტანციური მანომეტრების ჩვენების საფუძველზე ახდენენ წნევის რეგულირებას სანგრევის ზონასა და ნავთობიან ფენს შორის. მიღებული მონაცემების საფუძველზე აგებენ გრაფიკულ დამოკიდებულებას, რომელსაც ინდიკატორულ დიაგრამას უწოდებენ.

ინდიკატორული დიაგრამა იძლევა ინფორმაციას ჭაბურღილის მუშაობის შესახებ. კერძოდ, ასახავს დამოკიდებულებას ჭაბურღილის დებიტსა და სანგრევის ზონის წნევას შორის. ინდიკატორული მრუდის ფორმა გვიჩვენებს ნავთობის მოდინების მიმდინარეობას. მაგ. როცა დიაგრამაზე გამოსახულია ჩაზნექილი ან გამოზნექილი მრუდეები ეს იმას ნიშნავს, რომ მოდინების პირობები და ჭაბურღილის მუშაობის რეჟიმი არაადაპტაციული და იგი უნდა შეიცვალოს.

სითხის მოდინება სანგრევის ზონაში განისაზღვრება შემდეგი დამოკიდებულებით:

$$Q = K(P_{ფენ.} - P_{სანგ.})^n,$$

სადაც:

K არის პროდუქციულობის კოეფიციენტი;

n – არის სითხის ფილტრაციის კოეფიციენტი ფოროვან სივრცეში;

$P_{ფენ.}$ - ფენის წნევა

$P_{სანგ.}$ - სანგრევის წნევა.

ფილტრაციის პროცესის სწორხაზოვანი კანონზომიერებიდან გამომდინარე თუ $n=1$ ინდიკატორულ დიაგრამაზე, მას შეესაბამება მრუდი (1), თუ $n>1$ მაშინ, მიიღება გამოზნექილი მრუდი (2). თუ $n<1$, მაშინ მიიღება ჩაზნექილი მრუდი (3). $n=1$ -ის შემთხვევაში სითხის მოდინების განტოლებას ეწება სახე:

$$Q = K(P_{ფენ.} - P_{სანგ.}),$$

აქედან

$$K = \frac{Q}{P_{\text{ჯენ}} - P_{\text{სანგ}}} = \frac{Q}{\Delta P}$$

K-კოეფიციენტი წარმოადგენს მნიშვნელოვან პარამეტრს და მას პროდუქტიულობის კოეფიციენტი ეწოდება.

ლაბორატორიული სამუშაო .16.

“ზან-“ის კომპოზიციური ნარევის ხსნადობის ეფექტურობის განსაზღვრა ასფხ ნადების მიმართ

ლაბორატორიული სამუშაოს მიზანი. საკვლევი ზან-ის კომპოზიციური ნარევის ხსნადობის ეფექტურობის განსაზღვრა.

სამუშაო ითვალისწინებს საკვლევი რეაგენტის ხსნადობის ეფექტურობის დადგენას ასფალტისოვანი პარაფინური (ასფხ) ნადების მიმართ, ნავთობის დენადობის გაზრდის მიზნით. ცდები ტარდება ლაბორატორიულ პირობებში წონითი მეთოდით.

ცდის ჩატარებისათვის საჭირო ხელსაწყოები და რეაქტივები:

- წყლის აბაზანა, ტემპერატურის ავტომატური რეგულირებით;
- წვრილ ხვრელიანი მეტალის ბადურები;
- სპეციალური მეტალის რგოლები ნიმუშის ტაბლეტირებისათვის;
- ქიმიური ჭიქა (200 მლ);

რეაგენტები: გამხსნელი, ან საკვლევი ზან-ის კომპოზიციური ნარევი; საკვლევი ნიმუში.

საკვლევი ნიმუშის მომზადება. ნიმუშის მომზადებისათვის ვიღებთ გამდნარ (ასფხ) ნადებს და ვასხამთ მეტალის რგოლებში. გაცივების შემდეგ ნიმუში ღებულობს ტაბლეტის ფორმას, რომლის წონა დაახლოებით შეადგენს 1-2 გრამს.

საკვლევი ზან-ის კომპოზიციური ნარევების მომზადება.

200 მლ ქიმიურ ჭიქაში ასხამენ 50 მლ გამხსნელს და უმატებენ სხვადასხვა რაოდენობით 0.01დან-2%-მდე საკვლევ ზედაპირულად აქტიურ ნივთიერებას.

ცდის ჩატარების თანმიმდევრობა:

- წყლის აბაზანაში ვაწყობთ ჭიქებს გამხსნელით;
- ვახდენთ მის თერმოსტატირებას 15 წუთი. ტემპერატურა 30 – 60°C.
- ნიმუშები (ტაბლეტები) ინონება ანალიზურ სასწორზე სიზუსტით 0.02 გ;
- ჭიქაში ვამაგრებთ მეტალის ბაღურებს და ვაწყობთ შიგ ნიმუშებს;
- დაუშვებელია ნიმუშების ჩატვირთვა ჭიქის ფსკერზე;
- ცდის ჩატარების ხანგრძლივობა შეადგენს 1- 3 საათს.
- ცდის დამთავრების შემდეგ ბაღურები ნიმუშის ნარჩენებთან ერთად ამოაქვთ ჭიქებიდან და აშრობენ 24 საათის განმავლობაში ოთახის ტემპერატურაზე.
- საწყისი ნიმუშის (ტაბლეტის) წონას აკლებენ ცდის შედეგად დარჩენილ ნიმუშის წონას და ხსნადობის ეფექტურობას ანგარიშობენ ფორმულით:

$$z = \frac{M_1 - M_2}{M_1} \times 100\%$$

სადაც Z არის ხსნადობის ეფექტურობა, %; M_1 – ნიმუშის წონა ცდამდე, გ; M_2 – ნიმუშის წონა ცდის შემდეგ, გ.

მიღებული შედეგები შეაქვთ დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 22. ასფუ ნადებზე რეაგენტული ზემოქმედების შედეგები [8]

გამხსნელი ან კომპოზიცი ური ნარევი	რეაგენტის დოზირება		ნაღების ნიმუშის წონა ცდამდე, გ	ნაღების ნიმუშის წონა ცდის შემდეგ- გ	ეფექტუ- რობა, Z, %
	ხსნარი მლ.	%			

ლაბორატორიული სამუშაო 17.

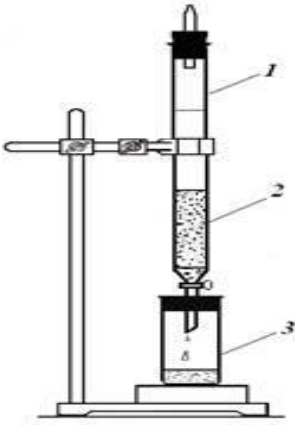
ნავთობიან ფენში რეაგენტის ზემოქმედების ეფექტურობის განსაზღვრა ნავთობგამოღების დროს. ნავთობგამოღების კოეფიციენტის გაანგარიშება [8]

აღნიშნული სამუშაოს ჩატარებისათვის აუცილებელია ცდების ჩატარება ნავთობიანი ფენის მოდელეებზე.

ლაბორატორიული მოდელის მომზადება.

ფენის მოდელი წარმოადგენს მინის ადსორბციულ სვეტს 70 სმ სიგრძით და 15-18 მმ დიამეტრით. სვეტი შევსებულია კვარცის სილით, რომელიც წინასწარ დამუშავებულია შემდეგი თანმიმდევრობით:

1. კვარცის სილას ამუშავებენ 10-15%-იანი HCl-ის ხსნარით (რკინის ქანგის მოცილების მიზნით) 24სთ-ის განმავლობაში პერიოდული მორევის პირობებში;
2. სილას რეცხვავენ წყლით ნეიტრალურ რეაქციამდე;
3. სილის აშრობენ 105 °C-ზე;
4. სილას აქუცმაცებენ ფაიფურის როდინში;
5. სილას ცრიან საცრული კომპლექტის გამოყენებით და იღებენ ფრაქციების, რომლის გრანულების დიამეტრია 0.5, 0.25, 0.1, 0.06 მმ;
6. მიღებული ფრაქციებიდან ამზადებენ სილის ნარევეს.



ნახ. 18. ადსორბციული სვეტი (1), ადსორბენტი (2), მიმღები ჭიქა (3)

სვეტის მოცულობის 3/4-ის სილით შევსების შემდეგ ხდება სვეტში შევსებული სილის დატკეპნა 10-15 წუთის განმავლობაში. სვეტს ქვემო ნაწილში უკეთდება ფილტრი ორ ფენიანი მეტალური ბადით. შემდეგ სვეტს გაუღენტავენ ფენის წყლით (ან მინერალური წყლით), რომლის სიმკვრივე და მინერალიზაცია საწყის ეტაპზე იქნება ცნობილი.

საკვლევი ზან-ის ხსნარის მომზადება. მზადდება ზან-ის (0.05 – 0.1%-იანი ხსნარი.

ანალიზის მსვლელობა

სვეტის ზემოდან, სილის გაუღენტვის მიზნით მიენოლება 50 მლ. მინერალიზირებული წყალი. ფენის ფორები ივსება წყლით, ხოლო ჭარბი წყლის რაოდენობა, გამოდის სვეტიდან და იზომება ცილინდრში. ცდების ჩატარების დროს აუცილებელია მენზურის შიგა კედლები იყოს ჰიდროფილური, რათა ნავთობი არ ადსორბირდეს მის კედლებზე. ამისათვის მენზურას რეცხავენ სოლით, სარეცხი საშუალებებით და ქრომის ნარევით.

ფორების მოცულობა

$$V_{\text{ფორ.}} = 50 \text{ მლ.} - V_{\text{გამ.}};$$

სადაც 50 მლ არის მიწოდებული მინერალური სითხის რაოდენობა.

ხოლო $V_{\text{გამ.}}$ - გამოყოფილი სითხის რაოდენობა მიმღებ ცილინდრში.

შემდეგ სვეტში შეჰყავთ ნავთობის განსაზღვრულ რაოდენობა. ამისათვის არჩევენ ნავთობს, რომლის სიბლანტე მერყეობს 10-12 სტოქსამდე. ნავთობი ნაწილობრივ გამოაძევეს წყალს ფორებიდან, ხოლო ნაწილი ფორებისა ივსება ნავთობით. საბოლოოდ ვღებულობთ ნავთობიანი ფენის მოდელს, რომელიც გაჯერებულია წყლით და ნავთობით. მიმღებ ცილინდრში ვაფიქსირებთ გამოყოფილი სითხის რაოდენობას, შემდეგ ვაცალკავებთ წყალს და ნავთობს და ვზომავთ მათ მოცულობას. ვანგარიშობთ ფენის საწყის ნავთობგაჯერებას, როგორც მიწოდებული ნავთობის რაოდენობისა და ცილინდრში მიღებულ რაოდენობის სხვაობას. საბოლოოდ ვადგენთ ნავთობიანი ფენის მოდელის შემდეგ პარამეტრებს:

$V_{\text{ფორ.}}$ - ნავთობიანი ფენის ფორების მოცულობა;

$V_{\text{ნავთობის.}}$ - ნავთობის მოცულობა ნავთობიან ფენში;

$V_{\text{წყლის}}$ - წყლის მოცულობა ნავთობიან ფენში;

ნავთობგამოდენა ფენის მოდელიდან შეიძლება განხორციელდეს ორი მეთოდით: პირველადი და გამორეცხვის მეთოდით.

პირველ შემთხვევაში ფენის მოდელში შეჰყავთ განსაზღვრული რაოდენობა ზედაპირულად აქტიური ნივთიერება კონცენტრატის ან წყალხსნარის სახით. იგი ფენში მთლიანად შელწვევის შემდეგ ფენში გადაადგილდება წყლით. ნავთობის გამოძევება წყლით ხორციელდება მაქსიმალური შესაძლებლობების ფარგლებში 100%-იანი განწყლიანების დროს. მენზურაში დაგროვილი ნავთობის მოცულობა იზომება და იანგარიშება ნავთობგაცემის კოეფიციენტი $KHO\%$.

$$KHO = \frac{V_1}{V_{ნავ.}} \cdot 100\%$$

KHO არის ნავთობგაცემის კოეფიციენტი;
 V_1 – გამოდევნილი ნავთობის რაოდენობაა მლ-ში;
 $V_{ნავთ.}$ - ფენის მოდელის ნავთობგაჭერება მლ-ში.

მეორადი გამოწვლილვის დროს თავიდან ფენში ატარებენ წყალს მანამ, სანამ განწყლიანება სითხის ნაკადით არ მიღწევა 100%-ს. ამის შემდეგ ფენში შეჰყავთ ზან-იანი ხსნარის კონცენტრატი. ფენში კონცენტრატის გადაადგილებისას ადგილი აქვს ნავთობის გამოწვლას წყლით. სრული განწყლიანების დროს გამოდევნილი ნავთობი გროვდება მენზურაში. ნავთობგაცემის კოეფიციენტი იანგარიშება ფორმულით:

$$KHO = \frac{V_2}{V_{ნავთ.}} \times 100\%$$

სადაც, V_2 არის გამოდევნილი ნავთობის რაოდენობაა გამოწვლას, $V_{ნავთ.}$ - ფენის საწყისი ნავთობგაჭერებაა.

მიღებული შედეგები შეგვაქვს დაკვირვებათა ცხრილში.

ცხრილი 23. ნავთობიანი ფენის რეაგენტული დამუშავების მისი ცდის შედეგები [8]

ფენის მოდელის შედგენადობა, დარსი	ფენის ფორების მოცულობა $V_{ფორ.}$ მლ.	ფენის საწყისი მახასიათებელი პარამეტრები		გამოდენილი წყლის მოცულობა		გამოდენილი ნავთობის რაოდენობა		ნარჩენი ნავთობგაჭერება %
		წყალგაჭერება, ლ	ნავთობგაჭერება ლ	მლ	%	ლ.	%, KHO	

გამოყენებული ლიტერატურა

1. А.М.Сыркин, Э.М. Мовсумзаде, Поверхностные явления и дисперсные системы в нефтепромысловом деле. Изд. Учебное издание Уфимского государственного нефтяного технического университета. Уфа 2005
2. Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» Изд. Томского политехнического университета. 2008.-90ст.
3. А. Т. Росляк, Презентация учебного курса для студентов направления 130500 «Нефтегазовое дело», Томский политехнический университет.
4. В.В. Бондаренко, Н.Н. Михайлов, А.Г. Молчанова. Сборник лабораторных работ по курсу «Физика пласта» Часть 1. Московский институт нефти и газа им. Губкина. Москва 2009
5. Н.А. Лебедев. Нефтепромысловая химия. Нефть. Газ.Промышленность.№5. 2006.
6. А.А. Собанов, Л.М. Бурнаева, И.В. Галкина. Методические указания к курсу химическая технология (анализ нефти и нефтепродуктов) /А.А.Собанов, Л.М.Бурнаева, И.В. Галкина, Е.В.Тудрий - Казань:Казанский университет, 2011. – 56 с.
7. Л.В Шишмина, О.В Носова. Изучение физико-химических свойств нефти и газа. лабораторный практикум. Томский политехнический университет 2011-197ст.
8. Нефтепромысловая химия. Методическое пособие. 2012г.
9. В.Г. Крец, А.В. Шадрина. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.

10. N.D. Mamulayshvili, N.A Salimova, T.D. Hitarishvili, D.A Baladze. Effect of various classes SAS on hydrophobic surface of oil stratum, International journal of Applied and Fundamental research” №2, г. Munch. Germany. 2014
11. Н.Д., Мамулаишвили, Н.А. Салимова, Т. Д. Хитаришвили.. Исследование динамики процесса капиллярного смачивания кварцевого песка нефтью в присутствии исследуемых ПАВ. European Applied Sciences, №3.г. Штутгарт Германия. 2013 г.
12. Н.Д. Мамулаишвили, Т.Д. Хитаришвили, И. Гогуадзе. Факторы влияющие на образование асфальтосмолипарафиновых отложений(АСПО), в скважинах месторождения Супса и способы его устранения". "Сборник трудов"-Национальная Академия Наук Грузии, институт физической и органической химии им.П.Г.Меликишвили, г.Тбилиси 2012,ст.116-120.
13. С.С. Воюцкий. Курс коллоидной химии.-М.: Химия, 1976.
14. Методы Увеличения Нефтеотдачи.



www.chemistry.ge