

ე. ნიჟარაძე, დ. ჩხაიძე, ზ. მეგრელი

ნავთობის ქიმიის პრაქტიკუმი



ბათუმი - 2013

ბათუმის შოთა რუსთაველის სახელმწიფო უნივერსიტეტი



ე. ნიჟარაძე, დ. ჩხაიძე, ზ. მეგრელიშვილი

ნავთობის ქიმიის პრაქტიკუმი

რეკომენდებულია დამხმარე სახელმძღვანელოდ
აგრარული და საინჟინრო ტექნოლოგიების
ფაკულტეტის საბჭოს მიერ

ბათუმი 2013

პრაქტიკუმი ეძღვნება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების შედგენილობის და ძირითადი ფიზიკურ-ქიმიური თვისებების განსაზღვრის მეთოდების შესწავლას.

პრაქტიკუმის მიზანია გააცნოს სტუდენტები ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ანალიზის უმნიშვნელოვანეს მეთოდებს. პრაქტიკუმში მოყვანილია ანალიზის მეთოდები, რომლებიც ამჟამად გამოიყენება ნავთობპროდუქტების ხარისხის კონტროლის დროს. განსაკუთრებული ყურადღება ეთმობა ნავთობპროდუქტების ხარისხის განსაზღვრის სტანდარტულ მეთოდებს.

მეთოდური თვალსაზრისით წიგნის მოცულობა და შინაარსი აკმაყოფილებს სასწავლო და სამეცნიერო პროგრამით გათვალისწინებულ მოთხოვნებს ნავთობისა და გაზის ტექნოლოგიის დარგში.

პრაქტიკუმი განკუთვნილია ბაკალევრების, მაგისტრანტების, დიპლომირებული სპეციალისტების მოსამზადებლად მიმართულებით - ნავთობისა და გაზის ტექნოლოგია, ასევე ნავთობისა და გაზის გადამუშავებასა და ქიმიაში მომუშავე სპეციალისტებისათვის.

რედაქტორი:

ნინო მხეიძე - ბსუ-ს სამეცნიერო ცენტრის ბარომემბრანების სინთეზის, ტექნოლოგიის, პროცესებისა და აპარატების განყოფილების უფროსი, ქიმიის მეცნიერებათა კანდიდატი.

რეცენზენტები:

რაულ გოცირიძე, ბსუ-ს სამეცნიერო ცენტრის დირექტორის მოადგილე, აგრარული და მემბრანული ტექნოლოგიების მიმართულების ხელმძღვანელი. ქიმიის მეცნიერებათა კანდიდატი.

რევაზ კერესელიძე - საინსპექციო კომპანიის „SGS“ ჯორჯიას ლაბორატორიული მენეჯერი, ქიმიის მეცნიერებათა კანდიდატი.

Batumi Shota Rustaveli State University



E. Nizharadze, D. Chkaidze, Z. Megrelishvili

Oil Chemistry Practicum

Approved by
Board BSU

Batumi 2013

Practicum is dedicated to the oil and oil composition and basic physical and chemical properties that define the methods of the study.

Practicum is designed to introduce students to the most important methods for the analysis of oil and oil products. In the Practicum there are following analysis methods that are currently used for the control of the oil quality. Particular attention is paid to the standard methods for determining the quality of oil products.

From methodological point of view the volume and the content of the book meets the requirements of educational and scientific program in the field of oil and gas technology.

The text book is destined for the preparation of bachelors, master degree students, qualified specialists on the direction - oil and gaz technology as well as for the specialists working in the field of chemistry and oil and gas treatment technology.

Editor: The Mkheidze - The Scientific Center of baromembrane synthesis, technology, processes and equipment department BSU, Ph.D in Chemistry.

Reviewers:

Raul Gotsiridze, Deputy Director of the Research Centre, Head of Agriculture and Membrane Technology BSU, Ph.D in Chemistry.

Revaz Kereselidze – Laboratorical manager of inspection company “SGS” Georgia .Ph.D in Chemistry.

შ ი ნ ა ა რ ს ი

წინასიტყვაობა 6

ნავთობის ქიმიის ლაბორატორიაში მუშაობის წესები.....7

თავი 1. ნედლი ნავთობის ანალიზის მეთოდები და ნავთობის მომზადება კვლევისათვის.....8

1.1. წყლის შემცველობა ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში.....8

1.2. ქლორიანი და სხვა მინერალური მარილების არსებობა ნავთობში.....13

1.3. მექანიკური მინარევები ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში.....19

თავი 2. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ძირითადი თვისებების და შედგენილობის განსაზღვრა.....21

2.1. სიმკვრივე. სიმკვრივის მნიშვნელობა ნავთობისა და ნავთობპროდუქტებისათვის.....21

2.2. გარდატეხის მაჩვენებელი.....31

2,3, მოლეკულური მასა.....33

2.4. სიბლანტე.....34

2.5. გამყარების, შემღვრვისა და კრისტალიზაციის ტემპერატურა.....39

2.6. აფეთქების და აალების ტემპერატურა.....42

2.7. გოგირდოვანი ნაერთები ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში.....46

2,8, მჟავური რიცხვი.....55

2.9. ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები.....60

2.10. კოქსვადობა.....66

2.11. ფრაქციული შედგენილობა.....69

თავი 3. ბენზინური ფრაქციების შედგენილობის კვლევის მეთოდები.....73

3.1. ჯგუფური ნახშირწყალბადური შედგენილობა. ანალიზური მეთოდი.....73

არენების მოცილება ადსორბციით სილიკაგელზე.....79

არენების მოცილება გოგირდმჟავათი.....80

3.2. ქრომატოგრაფიული მეთოდები.....82

3.3. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების უჯერობის ხარისხი.....86

თავი 4. ნავთ-გაზოილის და ზეთოვანი ფრაქციების კვლევის მეთოდები..89

4.1. ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრა..... 89

ალკანების განსაზღვრა ნავთობის მაღალმდულარე ფრაქციებში კარბამიდთან კომპლექსის წარმოქმნის მეთოდით.....90

4.2. ცეტანის რიცხვი.....90

ცეტანის ინდექსის განსაზღვრა გაანგარიშებით.....91

4.3. საწვავების კოროზიული აქტიურობა.....93

წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების გასაზღვრის მეთოდი.....93

გ ა მ ო ყ ე ნ ე ბ უ ლ ი ლ ი ტ ე რ ა ტ უ რ ა96

წინასიტყვაობა

პრაქტიკული შედეგნილია უმაღლესი განათლების სამთო და გეოინჟინერიის საგანმანათლებლო პროგრამის შესაბამისად დისციპლინაში „ნავთობისა და გაზის ქიმია“.

პრაქტიკული ეძღვნება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების შედგენილობის და ძირითადი ფიზიკურ - ქიმიური თვისებების განსაზღვრის მეთოდების შესწავლას.

პრაქტიკუმზე მუშაობისათვის სტუდენტმა უნდა იცოდეს საწყისი ნედლეულის ქიმიური შედგენილობა და თვისებები, მათი დამოკიდებულება წნევაზე, ტემპერატურასა და ტექნოლოგიურ პროცესებზე. მას უნდა ჰქონდეს ნახშირწყალბადების ფიზიკურ-ქიმიური თვისებების განსაზღვრის სტანდარტული მეთოდების გამოყენების უნარ-ჩვევები.

სამუშაოს წინ უძღვის მოკლე თეორიული შესავალი, მოყვანილია კითხვები თვითშეფასებისათვის.

სამუშაოს დაწყებამდე სტუდენტი ვალდებულია ჩააბაროს ლაბორატორიული სამუშაოს თეორიული და ექსპერიმენტული ნაწილი, რომელსაც ეძღვნება პრაქტიკული დავალება. ექსპერიმენტის შედეგების მიხედვით სტუდენტი აფორმებს ანგარიშს სამუშაოს შესახებ. რომელშიც შედის:

- სამუშაოს ნომერი და დასახელება, ჩატარების თარიღი;
- სამუშაოს მიზანი;
- მოკლე თეორიულ შესავალი;
- ლაბორატორიული სამუშაოს აღწერა;
- სამუშაოს შედეგები;
- დასკვნები;
- გამოყენებული ლიტერატურა.

ანგარიში სამუშაოს შესახებ ბარდება სამუშაოს ჩატარების მომდევნო მეცადინეობაზე.

პრაქტიკული ავსებს სტუდენტების მიერ ლექციებზე მიღებულ თეორიულ ცოდნას დისციპლინაში „ნავთობისა და გაზის ქიმია“. ამიტომ წარმოდგენილი მასალის შესწავლა აუცილებელია დისციპლინის წარმატებული ათვისებისათვის.

ნავთობის ქიმიის ლაბორატორიაში მუშაობის წესები

ნავთობპროდუქტების უმრავლესობა წარმოადგენს საწვავებს ან ადვილად აალებად სითხეებს, ამიტომ ნავთობის ქიმიის ლაბორატორიაში მუშაობის დროს თითოეულმა მომუშავემ უნდა დაიცვას უსაფრთხოების წესები და უბედური შემთხვევის დროს შეძლოს პირველი დახმარების აღმოჩენა.

ნავთობის ქიმიის ლაბორატორიაში მუშაობისას სტუდენტს ხშირად უხდება შეხება ისეთ ნივთიერებასთან, რომელიც ადვილად აალებდა, იწვის, ფეთქდება და არის მომწამლავი.

ნავთობთან ან ნავთობპროდუქტებთან მუშაობისას მოსალოდნელია სხვადასხვა სახის დაზიანება: დამწვრობა, დაჭრა, მოწამვლა და სხვ. ამიტომ აუცილებელია მკაცრად იყოს დაცული უსაფრთხოების ხანძარსა და ადგილობრივ წესები, რომლებსაც მიეკუთვნება შემდეგი:

ნავთობთან ან ნავთობპროდუქტებთან (ეთერი, სპირტი, ბენზინი, ბენზოლი, დიქლორეთანი) მუშაობა უნდა წარმოებდეს ცეცხლისაგან მოშორებით, (უმჯობესია ამწოვ კარადაში);

იკრძალება აღნიშნული ნივთიერებების გაცხელება ღია ცეცხლზე;

აქროლადი და ადვილად აალებადი ნივთიერების გაცხელება და გადადენა აუცილებელია წყლის ან ზეთის აბაზანაზე;

იმ შემთხვევაში, თუ ცეცხლი მოეკიდა დაღვრილ ბენზინს, ეთერს ან წყალში უხსნად სხვა ნივთიერებას, მისი ჩაქრობა უნდა მოხდეს ქვიშით და არა წყლით;

კონცენტრირებული მჟავებისა და ტუტეების ხმარების დროს უნდა დავიცვათ განსაკუთრებული სიფრთხილე, რომ მათი წვეთები ან შხეფები არ მოხვდეს ტანსაცმელს, ხელს ან სახეს.

იმ შემთხვევაში, თუ მჟავა ან ტუტე მოხვდება ადამიანის კანს ან ტანსაცმელს, საჭიროა იგი ჯერ კარგად მოვრეცხოთ დიდი რაოდენობის წყლით, შემდეგ კი, მჟავას შემთხვევაში მოვწმინდოთ ნატრიუმის ბიკარბონატის 3%-იანი ხსნარით, ხოლო ტუტის შემთხვევაში - 2%-იანი ძმარმჟავას ხსნარით.

ძლიერი დაწვის შემთხვევაში წყლით მოწმენდის შემდეგ საჭიროა დამწვარ ადგილას დაედოს კალიუმის პერმანგანატის ან ტანინის ხსნარში დასველებული ტილო.

მსუბუქი დაწვის დროს დამწვარ ადგილს დაიბანენ ჯერ სპირტით, შემდეგ კი წაისვამენ სელის ზეთს ან დამწვრის მალამოს. თუ მჟავას შხეფი მოხვდა თვალს, საჭიროა თვალის ჯერ წყლით მობანვა და შემდეგ ნატრიუმის ბიკარბონატის 3%-იანი ხსნარით. თვალზე ტუტის შხეფის მოხვედრისას, წყლით მობანვის შემდეგ, საჭიროა ბორის მჟავას ნაჯერი ხსნარით მობანვა.

ადვილად ამქროლადი და აალებადი ნივთიერებების გაცხელება არ შეიძლება ვაწარმოოთ ღია ცეცხლზე. ბადეზე ღია ჭურჭელში ან სანთურას ალთან ახლოს. ასეთი ნაერთების გაცხელება უნდა ხდებოდეს წყლის აბაზანაზე, რომელიც მოთავსებული უნდა იყოს დახურული ტიპის ელექტროქურაზე. როდესაც პროცესი დამთავრდება, პირველ რიგში, საჭიროა გამოვრთოთ ელექტროქურა, ჩავაქროთ სანთურები და შემდეგ შევუდგეთ ხელსაწყოს მოხსნას.

თავი 1. ნედლი ნავთობის ანალიზის მეთოდები და ნავთობის მომზადება კვლევისათვის

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების კვლევის მეთოდები. ნედლი და სასაქონლო ნავთობი.

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ანალიზის დროს გამოყენებული მეთოდები შეიძლება ოთხ ჯგუფად დაიყოს:

1) *ფიზიკური* - სიმკვრივის, სიბლანტის, დნობის, გაყინვისა და დუღილის ტემპერატურების, წვის სითბოს, მოლეკულური მასისა და სხვ. მაჩვენებლების განსაზღვრა.

2) *ქიმიური* - ითვალისწინებს ანალიზური ქიმიის კლასიკური მეთოდების გამოყენებას;

3) *ფიზიკურ-ქიმიური* - პოტენციომეტრიული გატიტვრა, კოლორიმეტრია, ნეფელომეტრია, რეფრაქტომეტრია, სპექტროსკოპია, ქრომატოგრაფია.

4) *სპეციალური* - საანალიზო პროდუქტების შედგენილობის და საექსპლუატაციო თვისებების სპეციალური გამოცდა (ძრავის საწვავის ოქტანური და ცეტანური რიცხვების, საწვავებისა და ზეთების ქიმიური სტაბილურობის, კოროზიული აქტიურობის, აფეთქებისა და აალების ტემპერატურების განსაზღვრა).

უშუალოდ ჭაბურღილებიდან მიღებულ ნავთობს ეწოდება *ნედლი* ნავთობი.

ნედლი ნავთობი შეიცავს მთის ქანების შეწონილ ნაწილაკებს, წყალს, მასში გახსნილ მარილებსა და აირებს, რომლებიც იწვევენ მოწყობილობის კოროზიას და სერიოზულ დაბრკოლებებს ქმნიან ნავთობური ნედლეულის ტრანსპორტირების და გადამუშავების დროს. ამიტომ სარეწაობზე საჭიროა ნედლი ნავთობის წინასწარი მომზადება: მას აცილებენ წყალს, მექანიკური მინარევების დიდ ნაწილს, მარილებს და დალექილ მყარ ნახშირწყალბადებს. ასევე საჭიროა ნავთობს მოცილდეს აირები და აქროლადი კომპონენტები. ასეთი დამუშავების შედეგად მიღებულ ნავთობს ეწოდება *სასაქონლო* ნავთობი.

1.1. წყლის შემცველობა ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში

ნავთობში შემავალი წყალი შეიძლება არსებობდეს სამი სახით: გახსნილი, დისპერგირებული და თავისუფალი. გახსნილი წყლის შემცველობა დამოკიდებულია, ძირითადად, ნავთობისა და ნავთობპროდუქტის ქიმიურ შედგენილობასა და ტემპერატურაზე. ტემპერატურის გაზრდით წყლის ხსნადობა იზრდება ყველა ნახშირწყალბადში. წყლის მიმართ ყველაზე მაღალი ხსნადობის უნარი აქვს არომატულ ნახშირწყალბადებს. რაც უფრო მაღალია ნავთობში არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობა, მით უფრო მაღალია მასში წყლის ხსნადობა.

ტემპერატურის შემცირებისას წყლის ხსნადობა ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში მცირდება. ამ შემთხვევაში წყალი შეიძლება გამოიყოს დისპერსული ნაწილაკების სახით და წარმოქმნას ნავთობური ემულსია.

ნავთობური ემულსიების მნიშვნელოვან მაჩვენებელს წარმოადგენს სიმტკიცე, ე.ი. მათი უნარი ხანგრძლივი დროის განმავლობაში არ დაიშალოს. ნავთობური

ემულსიების სიმტკიცე დამოკიდებულია რიგ ფაქტორზე, მათ შორის მათში შემავალ ნივთიერებებზე, რომლებსაც ემულგატორები ჰქვია. ეს ნივთიერებები ადსორბირდებიან ფაზათა გამყოფ ზედაპირზე, ამცირებენ ფაზათაშორისო ზედაპირულ დაჭიმულობას და ამით ზრდიან ემულსიების სიმტკიცეს. ათობით ასეთი ნივთიერება შედის ნავთობის შედგენილობაში. მათი დიდი ნაწილი (ნავთობური მჟავები, ფისოვანი ნაერთები) ზედაპირულად აქტიური ნივთიერებებია.

ნავთობური ემულსიების წარმოქმნისა და სტაბილიზაციის პროცესში, ზედაპირულად აქტიურ ნივთიერებებთან ერთად, მნიშვნელოვანი როლი აკისრია წვრილ დისპერსულ უხსნად მყარ პროდუქტებს, რომლებიც ნავთობში იმყოფებიან კოლოიდურ მდგომარეობაში. მათ მიეკუთვნება ასფალტენები, მიკროკრისტალური პარაფინები, რკინის სულფიდი და სხვა მექანიკური მინარევი.

ნავთობური ემულსიების სიმტკიცე დამოკიდებულია ნავთობის ფრაქციულ შედგენილობაზე. რაც უფრო დიდია ნათელი ფრაქციების შემცველობა ნავთობში, მით ნაკლებად მტკიცეა ნავთობური ემულსია, რადგან ამ დროს სხვაობა წყლისა და ნავთობის სიმკვრივეებს შორის იზრდება. მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობის ემულსიები უფრო მტკიცეა, რადგან დისპერსული არეს მაღალი სიმტკიცე ხელს უშლის წყლის ნაწილაკების შეჯახებას და მათ გამსხვილებას, ე.ი. კოალესცენციას.

მარილების კონცენტრაციის გაზრდა ფენის წყალში იწვევს ემულსიის სიმტკიცის შემცირებას, რადგან ამ შემთხვევაში იზრდება წყლისა და ნავთობის სიმკვრივეებს შორის სხვაობა.

ნავთობპროდუქტებში წყლის შემცველობა ბევრად ნაკლებია, ვიდრე ნავთობში. ნავთობპროდუქტების უმრავლესობას წყლის მიმართ ძალიან დაბალი ხსნადობის უნარიანობა ახასიათებს. ამასთან ერთად, ნავთობურ დისტილატურ საწვავებს, ნავთობთან შედარებით, აქვს უფრო ნაკლები ემულგირების უნარი. ეს იმით არის გამოწვეული, რომ გადამუშავების პროცესში ნავთობპროდუქტებს სცილდება იმ ნაერთების მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომლებიც ასრულებენ ემულგატორების როლს (ფისოვანი ნივთიერებები, ნაფტენური მჟავები და მათი მარილები, გოგირდშემცველი ნაერთები).

ძრავის საწვავებსა და საცხ ზეთებში წყლის არსებობა არასასურველია. წყალი აძლიერებს საცხი ზეთების მიდრეკილებას დაჟანგვისადმი და აჩქარებს მეტალური ნაწილების კოროზიას. ძრავის საწვავებში დაბალ ტემპერატურებზე საწვავი ფილტრები შეიძლება გაიჭედოს ყინულის კრისტალებით, რაც საავიაციო ძრავების ექსპლუატაციის დროს შეიძლება გახდეს ავარიის მიზეზი.

ამრიგად, წყალი ნეგატიურ გავლენას ახდენს არამარტო ნავთობპროდუქტების საექსპლუატაციო თვისებებზე, არამედ გადამუშავების პროცესებზეც, ამიტომ წყლის შემცველობა უნდა იყოს მკაცრად რეგლამენტირებული.

წყლის განსაზღვრის მეთოდები ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში შეიძლება დაიყოს ორ ჯგუფად: თვისებითი და რაოდენობითი.

თვისებითი მეთოდებით შეიძლება არა მხოლოდ ემულსიური, არამედ გახსნილი წყლის განსაზღვრა. ამ მეთოდებს მიეკუთვნება: სინჯები გამჭვირვალობაზე, გატკაცუნებაზე, რეაქტიულ ქაღალდზე და კლიფორდის სინჯი. სინჯებით გამჭვირვალობაზე და გატკაცუნებაზე წყლის შემცველობას განსაზღვრავენ ნათელ ნავთობპროდუქტებში. წყლის თვისებითი განსაზღვრის ყველაზე ფართოდ გავრცელებულ მეთოდს მიეკუთვნება სინჯი გატკაცუნებაზე.

წყლის რაოდენობითი განსაზღვრისათვის იყენებენ დინისა და სტარკის მეთოდს, რომელიც საკმაოდ ზუსტია და ხელმისაწვდომი.

წყლის რაოდენობითი განსაზღვრისათვის შეიძლება გამოვიყენოთ ნავთობის (ნავთობპროდუქტების) სხვადასხვა თვისება, რომელიც ფუნქციონალურად დაკავშირებულია წყლის შემცველობასთან. ესენია: სიმკვრივე, სიბლანტე, ზედაპირული დაჭიმულობა, დიელექტრიკული შეღწევადობა, ელექტროგამტარობა, თბოგამტარობა და ა.შ

მეთოდების მეორე ჯგუფს საფუძვლად უდევს წყლის ქიმიური და ფიზიკურ-ქიმიური თვისებები. მათ მიეკუთვნება, მაგალითად, ფიშერის რეაქტივით გატიტვის მეთოდი, ჰიდროკალციუმის მეთოდი და სხვა.

თხევად პროდუქტებში წყლის რაოდენობითი განსაზღვრის მეთოდები, გარდა ამისა, იყოფა პირდაპირ და არაპირდაპირ მეთოდებად. პირდაპირს მიეკუთვნება: დინისა და სტარკის მეთოდი, გატიტვრა ფიშერის რეაქტივით, ჰიდროკალციუმის მეთოდი და ცენტრიფუგირება, არაპირდაპირს - იწ-სპექტროფოტომეტრიული, კონდუქტომეტრიული, კოლორიმეტრიული და სხვა.

წყლის თვისებითი განსაზღვრა

კლიფორდის სინჯი.

ჭ უ რ ჭ ე ლ ი, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

გამყოფი ძაბრი;
კალიუმის პერმანგანატი;
ნავთობპროდუქტი

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი.

გამოსაცდელ პროდუქტს შეანჯღრევენ გამყოფ ძაბრში კალიუმის პერმანგანატთან. წყლის არსებობის შემთხვევაში წარმოიქმნება სუსტი ვარდისფერი შეფერილობა, რომელიც სწრაფად ქრება. განსაზღვრის ეს მეთოდი საკმაოდ მგრძნობიარეა სუსპენზირებული წყლის არსებობისას და ნაკლებად მგრძნობიარეა გახსნილი წყლის განსაზღვრის დროს.

სინჯი გამჭვირვალობაზე.

ჭ უ რ ჭ ე ლ ი, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ე ბ ი

სქელკედლიანი ჭიქა -90 - 100 მმ სიმაღლის და 35-40 მმ დიამეტრის;
ზეთი;
თერმომეტრი მჭიდროდ მორგებული საცობით;
წყლის აბაზანა.

სინჯი გამჭვირვალობაზე გამოიყენება, ძირითადად, ნათელი ნავთობპროდუქტების (საცხი ზეთები, დიზელის საწვავები და სხვ.) ანალიზის დროს.

ეს სინჯი გამოიყენება გახსნილი წყლის და მცირედ სუსპენზირებული წყლის (ან ემულსიის) განსაზღვრის დროს. განსაზღვრას შემდეგნაირად ატარებენ: 90-100 მმ სიმაღლის და 35-40 მმ დიამეტრის სქელკედლიან ჭიქაში $\frac{3}{4}$ სიმაღლეზე ასხამენ გამოსაცდელ ზეთს, სადაც ათავსებენ თერმომეტრს მჭიდროდ მორგებული საცობით ისე, რომ ვერცხლისწყლის ბუშტი ფსკერიდან იყოს 20-25 მმ სიმაღლეზე დაშორებული და ჭიქას ათავსებენ აბაზანაში გამაცივებელი წყლით.

სინჯი გატკაცუნებაზე

ჭ უ რ ჭ ე ლ ი, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

მინის სინჯარა-10-15 მმ დიამეტრის და 120-150 მმ სიმაღლის;
თერმომეტრი;
თერმოსტატი;

150 C⁰ -მდე გაცხელებისას ნავთობსა ან ნავთობპროდუქტში არსებული წყალი დუღს და წარმოქმნის ქაფს, რომელიც იწვევს ტკაცუნს და პროდუქტის ამღვრევას. ამ ნიშნებით აკეთებენ დასკვნას პროდუქტში წყლის არსებობაზე ან არარსებობაზე.

10-15 მმ დიამეტრისა და 120-150 მმ სიმაღლის მინის სინჯარაში 80-90 მმ სიმაღლეზე ასხამენ გამოსაკვლევ პროდუქტს. სინჯარას ახურავენ საცობს, რომელიც აღჭურვილია თერმომეტრით და რომელსაც აქვს ხვრელი წარმოქმნილი ორთქლის გასატარებლად. თერმომეტრის ბურთულა სინჯარის ფსკერიდან დაშორებული უნდა იყოს 20-30 მმ-ით. სინჯარას გამოსაკვლევი პროდუქტით ათავსებენ ვერტიკალურად 170 C⁰ -მდე გაცხელებულ თერმოსტატში და აკვირდებიან რამდენიმე წუთს, ვიდრე ტემპერატურა სინჯარაში არ მიაღწევს 150 C⁰. წყლის არსებობის შემთხვევაში პროდუქტი იწყებს აქაფებას, ისმის ტკაცუნი. წყლის არსებობა დასტურდება, თუ ტკაცუნი ისმის არა ნეკლებ ორჯერ.

თუ პირველი ცდის დროს აღინიშნება ერთი გატკაცუნება და აქაფება, ან ოდნავ შესამჩვრევი ტკაცუნი და აქაფება, ან მხოლოდ აქაფება, ცდას იმეორებენ. თუ განმეორებითი ცდის დროს აღინიშნება ერთჯერადი ტკაცუნი და აქაფება, წყლის არსებობა პროდუქტში დასტურდება.

წყალის რაოდენობითი განსაზღვრა წყლის რაოდენობითი განსაზღვრა დინისა და სტარკის მეთოდით

დინისა და სტარკის მეთოდი წყლის რაოდენობითი განსაზღვრის ყველაზე გავრცელებული და საკმაოდ ზუსტი მეთოდია. ის დაფუძნებულია ნავთობისა ან ნავთობპროდუქტის სინჯის აზეოტროპიულ გამოხდაზე გამხსნელთან. გამხსნელად გამოიყენება პეტროლეინის ეთერი, ლიგროინი, ბენზოლი და სხვ. წინასწარ საჭიროა გამხსნელის გაუწყლოება და გაფილტვრა. გაუწყლოებისათვის გამხსნელს შეანჯღრევენ გამომშრალ და გაცივებულ ნატრიუმის სულფატთან. ნარევს რამდენიმე წუთს აყოვნებენ არაუმეტეს 20 C⁰-ზე, შემდეგ ფილტრავენ.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

კოლბის გამაცხელებელი ან ელექტროქურა;

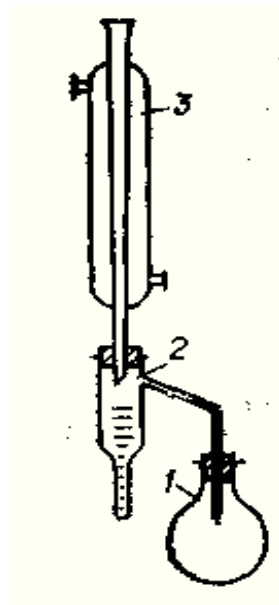
მიმღებ-დამჭერი;
უკუმაცივარი;
მრგვალძირა კოლბა -200 სმ³ ტევადობის;
მზომი ცილინდრი-1 დმ³ ტევადობის;
მადულრები (პემზის, ფაიფურის, მინის კაპილარული მილების ნატეხები);
პეტროლეინის ეთერი ($T_{დუღ.}=80-100\text{ }^{\circ}\text{C}$);
ნავთობპროდუქტი (ბენზინი).

მ მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

დინისა და სტარკის მეთოდით გამხსნელად იყენებენ ბენზინ-გამხსნელს (პეტროლეინის ეთერს), რომელიც დუღს $80-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ -ზე და შეიცავს 3%-მდე არომატულ ნახშირწყალბადებს.

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სინჯს 5 წუთის განმავლობაში გულმოდგინედ ანჯღრევენ ჭურჭელში. მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებს წინასწარ აცხელებენ $40-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ -მდე.

მზომი ცილინდრით იღებენ 30 სმ³ ნავთობს (ნავთობპროდუქტს) და ათავსებენ სუფთა, მშრალ, წინასწარ აწონილ მინის კოლბაში 1 (ნახ.1.1.). შემდეგ ამავე ცილინდრით კოლბაში ასხამენ 50 სმ³ გამხსნელს და შიგთავსს მოურევინ. თანაბარი დუღილისათვის ყრიან რამდენიმე მადულარას. კოლბას მიუერთებენ გამყვან მილს 2. (დინისა და სტარკი საცმი), მიმღებ- დამჭერს მიაერთებენ მაცივარს 3. სინჯარა და მაცივარი უნდა იყოს სუფთა და მშრალი. მაცივარს იცავენ ბამბით, რათა ჰაერიდან არ მოხდეს წყლის ორთქლის კონდენსაცია.



ნახ. 1.1. დინისა და სტარკის ხელსაწყო.

1- მრგვალძირა კოლბა;

2- დინისა და სტარკის საცმი;

3 - მაცივარი

ანალიზის მსვლელობა

კოლბის შიგთავსს აცხელებენ გამაცხელებლის საშუალებით ან ელექტროქურაზე. გამოხდას აწარმოებენ ისე, რომ მაცივრის მილიდან მიმღებ-დამჭერში ეწვეთებოდეს 2÷4 წვეთი წამში. როდესაც წყლის დონე მიმღებ-დამჭერში შეწყვეტს მომატებას და გამხსნელის ზედა ფენა გახდება გამჭვირვალე გაცხელებას წყვეტენ. გამოხდის ხანგრძლიობა უნდა იყოს 30÷60 წუთი. თუ მაცივრის მილის კედლებზე შეიმჩნევა წყლის წვეთები, ისინი მინის წკირით გადააქვთ მიმღებ-დამჭერში. ოთახის ტემპერატურამდე საკვლევი პროდუქტის გაცივების შემდეგ ხელსაწყოს შლიან. თუ წყლის შემცველობა მიმღებ-დამჭერში არ აღემატება 0,3 სმ³ -ს და გამხსნელი ამღვრეულია, მიმღებს 20-30 წუთით ათავსებენ ცხელ წყალში გასაწმენდად და კვლავ აცივებენ ოთახის ტემპერატურამდე. გაცივების შემდეგ ერთი ზედა დანაყოფის სიზუსტით განსაზღვრავენ წყლის მოცულობას მიმღებ-დამჭერში. წყლის მოცულობით წილს X (%) ანგარიშობენ ფორმულით:

$$X = \frac{100 \cdot V}{G}$$

სადაც V არის მიმღებში დაგროვილი წყლის მოცულობა, სმ³;
G - ანალიზისათვის აღებული ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) წონაკი, გ;
0,03 სმ³ და უფრო ნაკლები რაოდენობის წყალი მიმღებ-დამჭერში ჩაითვლება როგორც კვალი.

საკონტროლო კითხვები

1. რა სახით არსებობს ნავთობში არსებული წყალი?
2. რა ნეგატიურ გავლენას ახდენს წყალი ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებზე?
3. წყლის განსაზღვრის რა თვისებითი მეთოდები არსებობს?
4. რაში მდგომარეობს წყლის განსაზღვრა კლიფორდის სინჯით?
5. როგორ არის ნავთობში წყლის შემცველობა დამოკიდებული ტემპერატურაზე?

1.2. ქლორიანი და სხვა მინერალური მარილების არსებობა ნავთობში

მარილების ძირითად წყაროს ნავთობში წარმოადგენს ფენის წყალი. გაუწყლოებასთან ერთად მიმდინარეობს ნავთობის გაუმარილებაც.

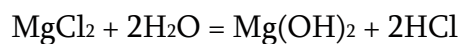
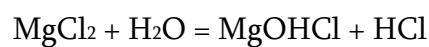
მარილების საერთო შემცველობა ფენის წყალში სხვადასხვა საბადოსათვის ფართო ზღვრებში იცვლება. ფენის წყალში უფრო მაღალია ანიონების – Cl⁻, SO₄²⁻,

HCO₃⁻, CO₃²⁻ და კათიონების – Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, K⁺ შემცველობა, დანარჩენი მარილების იონების შემცველობა მცირეა.

მარილების შემცველობა ნავთობში - შეკრების, მომზადების, ტრანსპორტირებისა და გადამუშავების ტექნოლოგიური პროცესების კონტროლის ერთ-ერთი ძირითადი პარამეტრია. მარილების მაღალი შემცველობა, კოროზიისა და აპარატების შიგა ზედაპირებზე მარილების დანალექების წარმოქმნის გამო, ხშირად ტექნოლოგიური მოწყობილობის წყობიდან გამოსვლის მიზეზია. ამიტომ ტრანსპორტირებისა და გადამუშავებისათვის მომზადებულ ნავთობში მარილების შემცველობა უნდა იყოს რეგლამენტირებული.

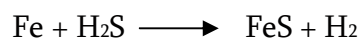
წყლის კვალის არსებობის დროსაც, კოროზიის გამომწვევი ძლიერი აგენტის - ქლორწყალბადის გამოყოფის გამო, ნავთობის 120 °C –მდე და მეტზეც გაცხელება იწვევს ნავთობში შემავალი ქლორიდების ინტენსიურ ჰიდროლიზს.

ქლორიდების ჰიდროლიზი მიმდინარეობს შემდეგი განტოლებით:

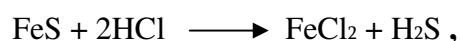


ტემპერატურის ზრდასთან ერთად ქლორიდების ჰიდროლიზის სიჩქარე იზრდება. ნავთობში არსებული ქლორიდებიდან ყველაზე ადვილად განიცდის ჰიდროლიზს მაგნიუმის ქლორიდი, შემდეგ - კალციუმის და ყველაზე ძნელად – ნატრიუმის ქლორიდი.

გოგირდოვანი ნავთობის გამოხდის დროს გოგირდწყალბადი რეაგირებს რკინასთან და წარმოქმნის წყალში უხსნად რკინის სულფიდს, რომელიც თხელი აპკით ფარავს აპარატის კედლებს და ამით იცავს აპარატურას კოროზიისგან:



მარილმჟავას მოქმედებით რკინის სულფიდი გარდაიქმნება რკინის ქლორიდად (II):



რკინის ქლორიდი იხსნება წყალში და ამიშვლებს რკინის ზედაპირს, შედის რეაქციაში გოგირდწყალბადთან და ა.შ.

ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში არსებობს მარილების განსაზღვრის სხვადასხვა *ფიზიკური* და *ქიმიური* მეთოდი.

ფიზიკური მეთოდებიდან ყველაზე მეტად გავრცელებულია კონდუქტომეტრიული და სპექტრული მეთოდები.

ქიმიური მეთოდების არსი მდგომარეობს ნავთობიდან ქლორიდების გამოდევნაში წყლით და ინდიკატორით ან მათ პოტენციონომეტრიულ გატიტვრაში ГОСТ 9965-76 შესაბამისად.

ქლორიანი მარილების განსაზღვრა ინდიკატორული გატიტრის მეთოდით

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს ნავთობიდან ქლორიანი მარილების გამოდევნაში წყლით და წყლიანი გამონახსნარის გატიტრაში ინდიკატორის ან პოტენციომეტრის საშუალებით.

ჭურჭელი, რეაქტივები, მასალა

გამყოფი ძაბრი მომრევით - 500 სმ³ ტევადობის;
მინის ჭურჭელი (500 და 1000 სმ³ ტევადობის მზომი კოლბები, 250 სმ³ ტევადობის კონუსური კოლბა, მინის ძაბრი, ბიურეტები, პიპეტები);
ტოლუოლი ან ქსილოლი;
დიფენილკარბაზიდის 1%-იანი სპირტხსნარი;
ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 N ხსნარი;
დეემულგატორი - დისოლვანის 2%-იანი წყალხსნარი;
აზოტმჟავას 0,2 M ხსნარი;
გოგირდმჟავას 6 M ხსნარი;
ნატრიუმის ჰიდროქსიდის 5%-იანი ხსნარი;
ნატრიუმის ქლორიდის 0,01 M ხსნარი;
ტყვიის აცეტატით გაჟღენთილი ფილტრის ქაღალდი;
ქლორ იონის არსებობაზე შემოწმებული ფილტრის ქაღალდი;
ლაკმუსის ქაღალდი.

მომზადება ანალიზისათვის

ხსნარების მომზადება:

ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M (0,01 N) ხსნარის მომზადება და ტიტრის დადგენა:

1,67გ გასრესილ ვერცხლისწყლის ნიტრატს ხსნიან გამოხდილი წყლის მცირე მოცულობაში (დაახლოებით 5 სმ³), თანდათან უმატებენ კონცენტრირებულ აზოტმჟავას, ვიდრე ხსნარი არ გახდება გამჭვირვალე. 1000 სმ³ ტევადობის მზომ კოლბაში ხსნარის მოცულობა გამოხდილი წყლით დაყავთ ნიშნულამდე.

250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში პიპეტით ასხამენ 10 სმ³ ნატრიუმის ქლორიდის 0,01 M ხსნარს, უმატებენ 10 წვეთ დიფენილკარბაზიდის 1%-იან სპირტიან ხსნარს და 2 სმ³ აზოტმჟავას 0,2 M ხსნარს. მიღებულ ნარევს ინტენსიური მორევის პირობებში ტიტრავენ ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M (0,01 N) ხსნარით ღია ვარდისფერ შეფერვამდე, რომელიც არ ქრება 1 წუთის განმავლობაში.

ვერცხლისწყლის ნიტრატის ხსნარის ტიტრი T, მგ NaCl ხსნარის 1 სმ³ – ში, გამოითვლება ფორმულით:

$$T = \frac{m}{V - V_1}$$

სადაც m - ნატრიუმის ქლორიდის მასაა გასატიტრად აღებულ ხსნარში;

V - გატიტვრაზე დახარჯული ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M ხსნარის მოცულობა, სმ³;

V_1 - საკონტროლო ცდაზე დახარჯული ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M ხსნარის მოცულობა, სმ³;

ვერცხლისწყლის ნიტრატის ტიტრს იღებენ სამი განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული სიდიდის მიხედვით. გადახრა ორ პარალელურ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 0,0008 მგ/სმ³.

დიფენილკარბაზიდის 1%-იანი სპირტიანი ხსნარის მომზადება:

1 გ. დიფენილკარბაზიდს ხსნიან 100 სმ³ ეთილის სპირტში და აცხელებენ წყლის აბაზანაზე სრულ გახსნამდე. დიფენილკარბაზიდის ხსნარის შენახვის ვადაა 2 თვე.

ნატრიუმის ქლორიდის 0,01N (0,01M) ხსნარის მომზადება:

ნატრიუმის ქლორიდს წინასწარ გამოწვავენ 1 საათის განმავლობაში 600° C-ზე და ათავსებენ ექსიკატორში გასაცივებლად. 0,57-0,59 გ. გამომშრალ ნატრიუმის ქლორიდს წონიან სიზუსტით 0,0002 გ. და 1000 სმ³ ტევადობის მზომ კოლბაში გამოხდილი წყლით შეავსებენ ნიშნულამდე.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა .

საანალიზო ნავთობის სინჯს 10 წუთის განმავლობაში ანჯღვრევენ ჭურჭელში, რომელსაც შეავსებენ 2/3-მდე. შენჯღრევის შემდეგ პიპეტით იღებენ ნავთობის საანალიზო სინჯს 1.2.1. ცხრილის მიხედვით

ემულსიური და მაღალი ფისების შემცველი ბლანტი ნავთობის ანალიზის დროს სინჯს იღებენ მასის მიხედვით და სიმკვრივის გათვალისწინებით გამოთვლიან მოცულობას.

საანალიზო ნავთობის სინჯი გადააქვთ გამყოფ ძაბრში. ნავთობის ნარჩენებს კედლებიდან პიპეტის საშუალებით ჩარეცხავენ ტოლუოლით ან ქსილოლით ცხრილში 1.2.2. მოყვანილი მონაცემების შესაბამისად.

ცხრილი 1.2.1.

№	ქლორიანი მარილების მასური წილი, მგ/დმ ³	ნავთობის მოცულობა, სმ ³	ნავთობის მასა, გ.
1	< 50	100	100,0 ± 0,1
2	50 ± 100	50	50,00 ± 0,05
3	100 ± 200	25	25,00 ± 0,02
4	>200	10	10,00 ± 0,01

ცხრილი 1.2.2.

№	ნავთობის მოცულობა, სმ ³	გამხსნელის მოცულობა, სმ ³
1	10 ± 25	20
2	> 25 ± 50	40
3	>50 ± 100	80±100

გამყოფი ძაბრის შიგთავსს 1-2 წუთის განმავლობაში ანჯღრევენ, შემდეგ ამატებენ 100 სმ³ ცხელ გამოხდილ წყალს და 10 წუთის განმავლობაში გამყოფი ძაბრის შიგთავსის მორევით ახდენენ ქლორიანი მარილების ექსტრაგირებას.

თუ მარილების ექსტრაგირების დროს წარმოიქმნება ემულსია, მისი დაშლისათვის უმატებენ 5 - 7 წვეთ დეემულგატორს - დისოლვანის 2%-იან წყალხსნარს;

ექსტრაქციის შემდეგ წყლიან შრეს ფილტრავენ 250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში. გამყოფი ძაბრის შიგთავსს და ფილტრს ჩარეცხავენ 10 - 15 სმ³ ცხელი გამოხდილი წყლით. სულ ჩარეცხვაზე იხარჯება 50 სმ³ წყალი.

ქლორიანი მარილების სრულ გამოდევნას ამოწმებენ შემდეგნაირად: ამზადებენ რამდენიმე წყლიან გამონახსნარს, და თითოეულის ექსტრაგირებას ახდენენ 5 წუთის განმავლობაში.

მიღებულ წყლიან გამონახსნარს ტიტრავენ ვერცხლისწყლის ნიტრატის ხსნარით 10 წვეთი დიფენილკარბაზიდის ხსნარის და 2 სმ³ აზოტმჟავას ხსნარის თანდასწრებით.

ქლორიანი მარილების ექსტრაგირება ითვლება დასრულებულად, თუ წყლიანი გამონახსნარის გატიტვრაზე იხარჯება ვერცხლისწყლის ნიტრატის იგივე მოცულობა, რაც საკონტროლო ცდაზე, რომელსაც ერთდროულად ატარებენ.

გოგირდწყალბადის არსებობა წყლიან გამონახსნარში იწვევს ანალიზის შედეგების დამახინჯებას. ამის ასაცილებლად საჭიროა რეაქციის შემოწმება გოგირდწყალბადის არსებობაზე. ამისათვის წყლიანი გამონახსნარის ორთქლში შეაქვთ ტყვიის აცეტატით დასველებული ფილტრის ქაღალდი, რომელიც გოგირდწყალბადის არსებობის დროს შავდება.

გოგირდწყალბადის არსებობის შემთხვევაში წყლიან გამონახსნარს ადულებენ 5-10 წუთს, ვიდრე ორთქლში შეტანილი სველი ტყვიის აცეტატიანი ქაღალდი არ დარჩება უფერული.

იმ შემთხვევაში, თუ ადულება ვერ უზრუნველყოფს გოგირდწყალბადის მოცილებას, წყლიან გამონახსნარს უმატებენ 1 სმ³ გოგირდმჟავას (6M) და ადულებენ მანამ, სანამ ორთქლში შეტანილი სველი ტყვიის აცეტატიანი ქაღალდი არ შეწყვეტს ფერის შეცვლას - გაშავებას. შემდეგ გამონახსნარს ანეიტრალევენ ნატრიუმის ჰიდროქსიდის 5%-იანი ხსნარით ლავმუსის ქაღალდის მიხედვით. ამის შემდეგ წყლიან გამონახსნარს აცივებენ ოთახის ტემპერატურაზე და, მასში ქლორიდების შემცველობის მიხედვით (ცხრილი 1.2.3.) ახდენენ მომზადებას გატიტვისათვის

ცხრილი 1.2.3.

№	ქლორიდების
---	------------

	შემცველობა, მგ/დმ ³	მომზადება გატიტრისათვის
1	< 500-ზე	გასატიტრავად იღებენ მთლიან გამონახსნარს
2	500 ÷ 2000	წყლიანი გამონახსნარი რაოდენობრივად გადააქვთ 500 სმ ³ ტევადობის მზომ კოლბაში და გამოხდილი წყლით ხსნარი დაყავთ ნიშნულამდე. კოლბის შიგთავსს მოურევენ, პიპეტით აიღებენ ხსნარის 100 სმ ³ და გადააქვთ 250 სმ ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში.
3	2000 ÷ 5000	კოლბის შიგთავსი გადააქვთ 500 სმ ³ ტევადობის მზომ კოლბაში და გამოხდილი წყლით ხსნარი დაყავთ ნიშნულამდე. კოლბის შიგთავსს მოურევენ, პიპეტით იღებენ ხსნარის 50 სმ ³ , გადააქვთ კონუსურ კოლბაში და უმატებენ 50 სმ ³ გამოხდილ წყალს.
4	>5000-ზე	წყლიანი გამონახსნარი რაოდენობრივად გადააქვთ 1დმ ³ ტევადობის მზომ კოლბაში და გამოხდილი წყლით ხსნარის მოცულობა დაყავთ ნიშნულამდე. კოლბის შიგთავსს მოურევენ, პიპეტით. აიღებენ ხსნარის 10 სმ ³ , გადააქვთ კონუსურ კოლბაში და უმატებენ 90 სმ ³ გამოხდილ წყალს.

გასატიტრად მომზადებულ წყლიან გამონახსნარს უმატებენ აზოტმჟავას 0,2 M ხსნარს pH 4-მდე, 10 წვეთ დიფენილკარბაზიდს და ტიტრავენ ვერცხლისწყლის ხსნარით ღია ვარდისფერ შეფერვამდე, რომელიც არ ქრება 1 წუთის განმავლობაში.

საანალიზო ხსნარის შეფერილობას ადარებენ გამოხდილ წყალს.

საკონტროლო ცდას ატარებენ ისევე, როგორც ზემოთ იყო აღნიშნული, მაგრამ წყლიანი გამონახსნარის მაგივრად იყენებენ გამოხდილ წყალს.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

ქლორიდების მასურ კონცენტრაციას X_1 , მგ/დმ³, ანგარიშობენ ფორმულით:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T \cdot 1000 \cdot A}{V_3}$$

სადაც V_1 - ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M ხსნარის რაოდენობაა, რომელიც დაიხარჯა წყლიანი გამონახსნარის გატიტრაზე, სმ³;

V_2 - ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M ხსნარის რაოდენობა, რომელიც დაიხარჯა ხსნარის გატიტრაზე საკონტროლო ცდაში, სმ³;

V_3 - ანალიზისათვის აღებული ნავთობის რაოდენობა, სმ³;

T - ვერცხლისწყლის ნიტრატის 0,005 M ხსნარის ტიტრი, მგ NaCl ხსნარის 1 სმ³ -ში;

1000 - 1 დმ³ ნავთობში ქლორიდების გადასაანგარიშებელი კოეფიციენტი;

A არის კოეფიციენტი, რომელიც გამოხატავს მოცულობას, რომელზეც დაყვანილი იყო საანალიზო ნავთობის წყლიანი გამონახსნარი, შეფარდებულს

გასატიტრად აღებული ხსნარის მოცულობასთან. (მთლიანი წყლიანი გამონახსნარის გატიტრის შემთხვევაში კოეფიციენტი $A = 1$);

ქლორიდების მასური წილი X_2 , %, ნატრიუმის ქლორიდზე გადაანგარიშებით, გამოითვლება ფორმულით:

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot 100}{B \cdot C \cdot \rho}$$

სადაც X_1 არის ქლორიდების შემცველობა ნავთობში, მგ NaCl ნავთობის 1 სმ³-ზე;

B და C - დმ³ -ის სმ³ -ში (1000) და მგ - ში (1000) გადასაანგარიშებელი კოეფიციენტები;

ρ - საანალიზო ნავთობის სიმკვრივე, გ/სმ³.

ცდის შედეგს დებულობენ ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკულით.

საკონტროლო კითხვები

1. რა წარმოადგენს მარილების ძირითად წყაროს ნავთობში ?
2. რა გავლენას ახდენს ქლორიანი მარილები ნავთობის შეკრების, მომზადების, ტრანსპორტირებისა და გადამუშავების სხვადასხვა ტექნოლოგიურ პროცესზე?
3. რაში მდგომარეობს ნავთობში მარილების განსაზღვრის ქიმიური მეთოდების არსი?
4. ნავთობის წინასწარი დამუშავების რომელი მეთოდების განხორციელებაა საჭირო უშუალოდ სარეწაოებში ?
5. რომელი მეთოდები მიეკუთვნება მარილების განსაზღვრის ფიზიკურ მეთოდებს?

1.3. მექანიკური მინარევები ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში

მექანიკური მინარევები ნედლ ნავთობში იმყოფებიან ქვიშის, თიხოვანი მინერალებისა და სხვადასხვა მარილების სახით.

ნავთობების კვლევის დროს მექანიკური მინარევების მაღალმა შემცველობამ შეიძლება დიდი გავლენა მოახდინოს ისეთი მაჩვენებლების განსაზღვრაზე, როგორცაა სიმკვრივე, მოლეკულური მასა, კოქსვადობა, გოგირდის, აზოტის, ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების და მიკროელემენტების შემცველობა. ამიტომ ანალიზის დაწყებამდე საჭიროა ნავთობიდან მათი მოცილება დაყოვნებით ან გაფილტვრით.

ნავთობის გადამუშავების დროს ნავთობპროდუქტებში შეიძლება გადავიდეს აპარატებისა და მილსადენების კოროზიის პროდუქტები, კატალიზატორული მტვერი, მათეთრებელი თიხის უმცირესი ნაწილაკები, მინერალური მარილები. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების დაბინძურება შეიძლება მოხდეს ასევე შენახვისა და ტრანსპორტირების დროს.

მექანიკურმა მინარევებმა საწვავებში შეიძლება გამოიწვიოს ფილტრების, საწვავსადენების დაბინძურება, საწვავი აპარატურის დაზიანება, ძრავის კვების

დარღვევა. ზეთებსა და შემზეთებში ამავე მინარევებმა შეიძლება გამოიწვიოს ზეთსადენების დაბინძურება, აპარატურის დაზიანება და ა.შ. მექანიკური მინარევებიდან ყველაზე საშიშია ქვიშა და სხვა მყარი ნაწილაკები, რომლებიც იწვევენ მეტალური ზედაპირის ცვეთას.

მექანიკური მინარევების საერთო შემცველობას ნავთობპროდუქტებში განსაზღვრავენ წონითი მეთოდით.

მექანიკური მინარევების განსაზღვრის წონითი მეთოდი

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა .

- ბენზოლი ან ბენზინი;
- ეთილის სპირტი;
- ეთილის სპირტისა და ეთილეთერის ნარევი 4 :1 (მოცულობის მიხედვით);
- ლაბორატორიული მინის ჭურჭელი (ბიუქსები, კოლბები, მინის ძაბრი, ძაბრი ცხლად გაფილტვრისათვის, მინის ფილტრი, წკირი, ჭიქები);
- ქალაღდის უნაცრო ფილტრები

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდი დამყარებულია ნავთობის ორგანული კომპონენტების ორგანულ გამხსნელებში გახსნის უნარზე.

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

ქალაღდის ფილტრს წინასწარ აშრობენ ბიუქსში 105-110°C ტემპერატურაზე მუდმივ წონამდე. სინჯის აღებამდე ნავთობის ნიმუშს კარგად მოურევინ 5 წუთის განმავლობაში. მაღალი სიბლანტის ნავთობს წინასწარ აცხელებენ წყლის აბაზანაზე 40-80 °C-ზე. სინჯის მასა და თანაფარდობა - გამხსნელი : ნავთობი დამოკიდებულია ნავთობის სიბლანტეზე შემდეგნაირად (ცხრილი 1.3.1.).

ცხრილი 1.3.1.

სინჯის მასისა და თანაფარდობის - გამხსნელი : ნავთობი - დამოკიდებულება ნავთობის სიბლანტეზე

ნავთობის სიბლანტე 100 °C-ზე, მმ ² /ს	<20	> 20
სინჯის მასა, გ	100	25
თანაფარდობა გამხსნელი : ნავთობი	2 ÷ 4	4 ÷ 6

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

ბიუქსში ათავსებენ საკვლევი პროდუქტის სინჯს და ცხრილი 1.3.1. - ის შესაბამისად აზავებენ ცხელი გამხსნელით (ბენზინი, ტოლუოლი). სინჯის ცხელ ხსნარს ფილტრავენ მუდმივ წონამდე დაყვანილ ფილტრში, რომელიც მოთავსებულია შტატივზე დამაგრებულ მინის ძაბრში. ფილტრზე ხსნარს ასხამენ

მინის წკირის დახმარებით. ბიუქსს გამოავლებენ ცხელი გამხსნელით და გადაიტანენ ფილტრზე.

გაფილტვრის შემდეგ ფილტრს ნალექთან ერთად ჩარეცხავენ 40°C-მდე გაცხელებული ბენზინით, ვიდრე ფილტრზე არ დარჩება ნავთობპროდუქტის კვალი და გამხსნელი არ გახდება გამჭვირვალე.

შემდეგ ფილტრი ნალექთან ერთად გადააქვთ ბიუქსში, რომელშიც შრებოდა სუფთა ფილტრი და 1 საათის განმავლობაში აშრობენ თერმოსტატში 105-110°C ტემპერატურაზე. ამის შემდეგ ბიუქსს ახურავენ სახურავს, აცივებენ ექსიკატორში 30 წუთს და წონიან 0,0002გ ცდომილებით.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

მექანიკური მინარევების მასურ წილს, %, ანგარიშობენ ფორმულით:

$$M = \left[\frac{(m_1 - m_2)}{m_3} \right] \cdot 100$$

სადაც m_1 არის ბიუქსის მასა ფილტრთან ერთად გაფილტვრის შემდეგ, გ;

m_2 – ბიუქსის მასა სუფთა ფილტრთან ერთად, გ.

m_3 – ნავთობის სინჯის მასა, გ.

მექანიკური მინარევების შემცველობას განსაზღვრავენ ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკულით. გადახრა ორ პარალელურ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 0,0004 გ.

საკონტროლო კითხვები

1. მიუთითეთ, რომელი ძირითადი მინარევები შედის ნავთობის შედგენილობაში?
2. რას ეწოდება ნედლი ნავთობი?
3. რას ეწოდება სასაქონლო ნავთობი?
4. რას გულისხმობს ნავთობის სარეწაო დამუშავება?
5. რატომ ახდენენ ნავთობგადამამუშავებელ ქარხნებში ნავთობის საბოლოო გაწმენდას?

თავი 2. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ძირითადი თვისებებისა და შედგენილობის განსაზღვრა

2.1. სიმკვრივე. სიმკვრივის მნიშვნელობა ნავთობისა და ნავთობპროდუქტებისათვის

სიმკვრივე ნავთობის ხარისხის განსაზღვრის მნიშვნელოვანი მაჩვენებელია.

სიმკვრივე ეწოდება ნივთიერების (ნავთობის, ნავთობპროდუქტის) ერთეული მოცულობის მასას. სიმკვრივის ერთეულია გ/სმ³, SI - სისტემაში - კგ/მ³.

ნავთობის სიმკვრივესა და სხვა თვისებებს შორის გარკვეული დამოკიდებულება არსებობს. ნავთობისა და მისი პროდუქტების სიმკვრივე დამოკიდებულია ნავთობის ელემენტურ შედგენილობაზე. რაც მეტია ნავთობში ნახშირბადის, ჟანგბადისა და გოგირდის შემცველობა, მით მეტია მისი სიმკვრივე. სიმკვრივე ასევე დამოკიდებულია ნავთობის ჯგუფურ შედგენილობაზე. სიმკვრივის მიხედვით შეიძლება ნავთობის (ნავთობპროდუქტების) ნახშირწყალბადების ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრა, რადგან სხვადასხვა ჯგუფის ნახშირწყალბადებს აქვთ სიმკვრივის სხვადასხვა მნიშვნელობა. მაგალითად, მაღალი სიმკვრივე მიუთითებს არომატული ნახშირწყალბადების მაღალ შემცველობაზე, დაბალი სიმკვრივე - პარაფინული რიგის ნახშირწყალბადების მაღალ შემცველობაზე. ნაფტენურ ნახშირწყალბადებს ამ მხრივ საშუალო ადგილი უკავია.

ნავთობური ფრაქციების სიმკვრივე დამოკიდებულია დუღილის ტემპერატურაზე. დუღილის ტემპერატურების ზრდასთან ერთად ნავთობური ფრაქციის სიმკვრივე იზრდება და შესაბამისად შეადგენს (ცხრილი 2.1.1.):

ცხრილი 2.1.1.

ნავთობისა და ნავთობური ფრაქციათა სიმკვრივის მნიშვნელობები (კგ/მ³)

ნავთობი 800 ÷ 950	ბენზინი	710 ÷ 750
	ნავთი	750 ÷ 780
	დიზელის საწვავი	800 ÷ 850
	ზეთის ნახადი	910 ÷ 980
	მაზუთი	~950
	გუდრონი	990 ÷ 1,0
	ფისები	> 1,0

სიმკვრივე ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი მახასიათებელია, რომელიც გამოიყენება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების კვლევის დროს. განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება ამ მაჩვენებელს გარკვეული მოცულობის ნავთობპროდუქტის მასის გაანგარიშების დროს, და, პირიქით, გარკვეული მასის ნავთობპროდუქტის მოცულობის განსაზღვრის დროს. ეს განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია არა მხოლოდ საკონსტრუქტორო-საანგარიშო კვლევების დროს, არამედ ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირებისა და მოხმარების დროსაც.

ნავთობის სიმკვრივეზე არსებით გავლენას ახდენს მასში გახსნილი აირები, ნავთობის ფრაქციული შედგენილობა და ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობა. რაც უფრო მაღალია ნავთობში ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების

შემცველობა, მით უფრო მაღალია სიმკვრივე და უფრო დაბალია ალიფატური ნაერთების შემცველობა. ნავთობის სიმკვრივე, რომელშიც მაღალია ფისების რაოდენობა და მაღალია სიბლანტის მნიშვნელობა უახლოვდება ერთს.

ნავთობის სიმკვრივე დამოკიდებულია ასევე გეოლოგიურ ასაკზე: რაც უფრო დიდია ნავთობის გეოლოგიური ასაკი და, შესაბამისად, უფრო დიდია ნავთობური ფენის ჩაწოლის სიღრმე, მით უფრო დაბალია ნავთობის სიმკვრივე.

კვლევით პრაქტიკაში განისაზღვრება ფარდობითი სიმკვრივე. ფარდობითი სიმკვრივე ეწოდება ნავთობისა ან ნავთობპროდუქტის გარკვეული მოცულობის მასის (20°C-ის დროს) შეფარდებას იმავე მოცულობის წყლის (ეტალონური ნივთიერების) მასასთან (4°C-ის დროს). სიმკვრივის განსაზღვრის ასეთი ტემპერატურული პირობები ითვლება სტანდარტულად. ამის მიხედვით ფარდობითი სიმკვრივე აღინიშნება ასე: ρ_4^{20}

უმეტეს შემთხვევაში ტემპერატურის გაზრდით სიმკვრივე მცირდება. იმ შემთხვევაში, თუ სიმკვრივეს განსაზღვრავენ არა 20°C-ზე, არამედ სხვა რომელიმე ტემპერატურაზე, საჭიროა შესწორების შეტანა და მიღებული სიმკვრივის დაყვანა სტანდარტულ პირობებთან შესაბამისად შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20)$$

სადაც ρ_4^{20} არის პროდუქტის ფარდობითი სიმკვრივე 20°C-ზე;

ρ_4^t - პროდუქტის ფარდობითი სიმკვრივე ცდის ტემპერატურაზე;

γ - სიმკვრივის შესწორება;

t - საკვლევი ნივთიერების ტემპერატურა სიმკვრივის განსაზღვრის მომენტში.

მაგალითი: ნავთობპროდუქტის სიმკვრივე 26°C-ის დროს უდრის 0,754. ცხრილში 2.1.2. ვპოულობთ შესწორებას 0,000831 და ზემოაღნიშნული ფორმულის მიხედვით ვღებულობთ სიმკვრივეს 20°C -ის დროს:

$$\rho_4^{20} = 0,754 + 0,000831 (26 - 20) = 0,757$$

ეს დამოკიდებულება მკაცრად სრულდება 0÷50°C ტემპერატურულ ინტერვალში და ისეთი ნავთობებისა და ნავთობპროდუქტებისათვის, რომლებშიც მყარი პარაფინების და არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობა დაბალია.

სიმკვრივის შესწორება გამოითვლება ფორმულით:

$$\gamma = 0,001828 - 0,00132 \rho_4^{20}$$

შესწორებების მნიშვნელობები მოყვანილია ცხრილში 2.1.2.

ცხრილი 2.1.2.

სიმკვრივის შესწორება ტემპერატურის მიხედვით

სიმკვრივის ზღვრები	ტემპერატურული შესწორება 1 ⁰ -ზე	სიმკვრივის ზღვრები	ტემპერატურული შესწორება 1 ⁰ -ზე
0,6900-0,6999	0,000910	0,8500-0,8599	0,000699
0,7000-0,7099	0,000897	0,8600-0,8699	0,000686
0,7100-0,7199	0,000884	0,8700-0,8799	0,000673
0,7200-0,7299	0,000870	0,8800-0,8899	0,000660
0,7300-0,7399	0,000857	0,8900-0,8999	0,000647
0,7400-0,7499	0,000844	0,9000-0,9099	0,000633
0,7500-0,7599	0,000831	0,9100-0,9199	0,000620
0,7600-0,7699	0,000818	0,9200-0,9299	0,000607
0,7700-0,7799	0,000805	0,9300-0,9399	0,000594
0,7800-0,7899	0,000792	0,9400-0,9499	0,000581
0,7900-0,7999	0,000778	0,9500-0,9599	0,000567
0,8000-0,8099	0,000765	0,9600-0,9699	0,000554
0,8100-0,8199	0,000752	0,9700-0,9799	0,000541
0,8200-0,8299	0,000738	0,9800-0,9899	0,000528
0,8300-0,8399	0,000725	0,9900-0,9999	0,000515
0,8400-0,8499	0,000712		

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების სიმკვრივეს განსაზღვრავენ სამი სტანდარტული მეთოდიდან ერთ-ერთით: არეომეტრით (ნავთობდენსიომეტრით), ვესტფალ - მორის ჰიდროსტატიკური სასწორით და პიკნომეტრით. ამათგან ყველაზე სწრაფია არეომეტრული მეთოდი, ყველაზე ზუსტი - პიკნომეტრული.

ნავთობპროდუქტების სიმკვრივის განსაზღვრა

მომზადება ანალიზისათვის მექანიკური მინარევეების მოცილება.

ნედლ ნავთობში მექანიკური მინარევეები შედის ქვიშის, თიხოვანი მინერალებისა და სხვადასხვა მარილების სახით. ნავთობების კვლევის დროს მექანიკური მინარევეების მაღალმა შემცველობამ შეიძლება მნიშვნელოვანი გავლენა მოახდინოს ისეთი მაჩვენებლების განსაზღვრაზე, როგორცაა, სიმკვრივე, მოლეკულური მასა, კოქსვადობა, გოგირდის, აზოტის, ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებებისა და მიკროელემენტების შემცველობა. ნავთობის გადამუშავების პროცესში ნავთობპროდუქტში შეიძლება გადავიდეს აპარატებისა და მილსადენების კოროზიის პროდუქტები, მათეთრებელი თიხის ნაწილაკები, მინერალური მარილები. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების დაბინძურება შეიძლება მოხდეს ასევე ტრანსპორტირებისა და შენახვის დროს.

მექანიკურმა მინარევების არსებობამ საწვავებში შეიძლება გამოიწვიოს მილსადენების, ფილტრების დანაგვიანება, საწვავი აპარატურის ცვეთადობის ზრდა, ძრავის კვების დარღვევა. ზეთებსა და საცხებში ამავე მინარევებმა შეიძლება გამოიწვიოს ზეთსადენების დაცობა, საცხი აპარატურის დაზიანება და სხვ.

მექანიკური მინარევიდან ყველაზე უფრო საშიშია ქვიშა და სხვა მყარი ნაწილაკები, რომლებიც იწვევს ლითონური ზედაპირის ცვეთას.

ამიტომ ანალიზური სამუშაოების დაწყებამდე საჭიროა ნავთობიდან (ნავთობპროდუქტებიდან) მექანიკური მინარევების მოცილება.

სიმკვრივის განსაზღვრა პიკნომეტრით

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

სიმკვრივის განსაზღვრა პიკნომეტრით, სხვა მეთოდებთან შედარებით, უფრო ზუსტია და განსაზღვრისათვის საჭიროებს საკვლევი მასალის ძალიან მცირე რაოდენობას (1-25 სმ³), მაშინ, როდესაც არეომეტრული განსაზღვრისათვის საჭიროა საკვლევი მასალის 0,5 დმ³. პიკნომეტრით შესაძლებელია ყოველგვარი პროდუქტის სიმკვრივის განსაზღვრა, დაწყებული მსუბუქი პროდუქტებით და დამთავრებული ბითუმით. სამაგიეროდ, ამ მეთოდით სიმკვრივის განსაზღვრა მოითხოვს უფრო მეტ დროს, რაც არ ამცირებს მის ძირითად ღირსებას - სიზუსტეს.

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

ფარდობითი სიმკვრივის განსაზღვრის მეთოდი ემყარება ერთი და იმავე მოცულობის ნავთობპროდუქტისა და წყლის მასების შეფარდებას გარკვეულ ტემპერატურაზე.

ა პ ა რ ა ტ უ რ ა , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ე ბ ი

- პიკნომეტრი;
- თერმოსტატი ან საშრობი კარადა;
- ანალიზური სასწორი - 0,0002გ. სიზუსტის;
- ექსიკატორი;
- ქრომიანი ნარევი;
- გამოხდილი წყალი;
- ეთილის სპირტი;
- პიპეტები;
- ფილტრის ქაღალდი.

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

ცდის ჩასატარებლად გამოიყენება სხვადასხვა სახის პიკნომეტრი (ნახ.2.1.). პიკნომეტრი წარმოადგენს დანაყოფიან მინის კოლბას ტევადობით 25 ÷ 100 სმ³. სტანდარტულ ტემპერატურას, რომელზედაც იზომება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების სიმკვრივე, წარმოადგენს 20°C. თითოეული კონკრეტული

პიკნომეტრი ხასიათდება ე.წ. „წყლის რიცხვით“. ე.ი. წყლის მასით მოცემულ პიკნომეტრში 20°C-ზე.

„წყლის რიცხვის“ დადგენამდე პიკნომეტრს თანმიმდევრულად რეცხავენ ქრომიანი ნარევით, გამოხდილი წყლით, ეთილის სპირტით და აშრობენ თერმოსტატში 100°C-ზე, აცივებენ ექსიკატორში. სუფთა და მშრალ პიკნომეტრს წონიან 0,0002გ. სიზუსტით. შემდეგ პიკნომეტრს პიპეტით შეავსებენ ახლადადუღებული გამოხდილი და ოთახის ტემპერატურამდე გაცივებული წყლით (დანაყოფიან პიკნომეტრებს შეავსებენ ზედა მენისკის მიხედვით). პიკნომეტრს ათავსებენ თერმოსტატში და აყოვნებენ 20°C-ზე 15 - 20 წუთის განმავლობაში. ამ დროს სითხე პიკნომეტრში მიიღებს თერმოსტატის ტემპერატურას. შემდეგ პიკნომეტრს გამოიღებენ თერმოსტატიდან, წვრილად დაგრეხილი ფილტრის ქაღალდით (ან კაპილარით) აცლიან ნიშნის ზევით მყოფ წყალს, ახურავენ საცობს და წონიან.

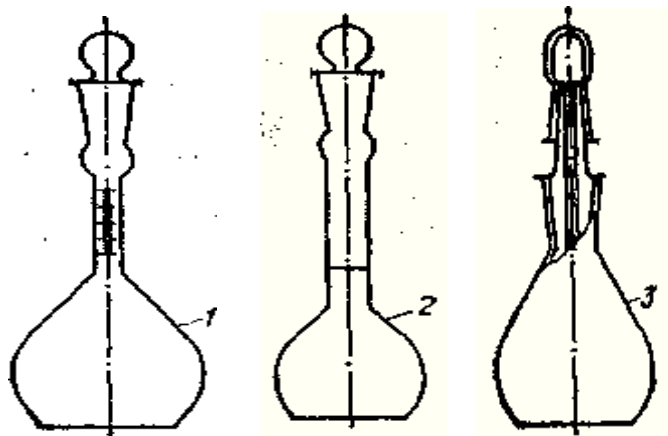
პიკნომეტრის „წყლის რიცხვი“ ან წყლის მასა m , (გ), განისაზღვრება ფორმულით:

$$m = m_2 - m_1$$

სადაც m_2 არის პიკნომეტრის მასა წყალთან ერთად, გ;

m_1 - ცარიელი პიკნომეტრის მასა, გ.

პიკნომეტრის „წყლის რიცხვს“ განსაზღვრავენ სამჯერ. შედეგს გამოთვლიან სამი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკულით.



ნახ.2.1. პიკნომეტრები : 1 - ბირონის პიკნომეტრი;
2 - პიკნომეტრი ნიშნულით; 3 - პიკნომეტრი კაპილარით

ანალიზის მსვლელობა

თხევადი ნავთობპროდუქტების სიმკვრივის განსაზღვრა

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სიმკვრივეს, რომლის სიბლანტე 50°C ტემპერატურაზე არ აღემატება 75 მმ²/ს განსაზღვრავენ შემდეგნაირად:

წინასაწარ პიკნომეტრი უნდა გაირეცხოს ქრომიანი ნარევით. გამოხდილი წყლით, სპირტით და გამოშრეს თერმოსტატში. შემდეგ პიკნომეტრს ახურავენ საცობს და წონიან ანალიზურ სასწორზე (0,0002 გ. სიზუსტით). გასუფთავებულ მშრალ

პიკნომეტრში ოდნავ ნიშნის ზემოთ სპაციალური პიპეტით (ან ბოლოგაწეული კაპილარით) ათავსებენ გამოხდილ წყალს და ქიმიური ჭიქის საშუალებით ათავსებენ თერმოსტატში 20°C-ზე 30 წუთით. შემდეგ პიკნომეტრს გამოიღებენ თერმოსტატიდან, წვრილად დაგრეხილი ფილტრის ქაღალდით (ან კაპილარით) ამოიღებენ ნიშნის ზევით აწეულ წყალს. პიკნომეტრის ყელს შიგნიდან ფრთხილად გამოწმენდენ, კვლავ ახურავენ საცობს და წონიან. სხვაობა $m_2 - m_1 = m$ წყლის მასაა, ანუ ამ პიკნომეტრის დამახასიათებელი „ წყლის რიცხვი“, m_2 -პიკნომეტრის მასაა წყლით (გ-ში). m_1 - მშრალი პიკნომეტრის მასაა ჰაერით (გ-ში).

წყლის მოცილების შემდეგ პიკნომეტრს აშრობენ და ბოლოგაწეული პიპეტით მასში ფრთხილად ათავსებენ საანალიზო ნიმუშს (ნავთობს ან ნავთობპროდუქტს). პიკნომეტრს კვლავ ქიმიური ჭიქის საშუალებით ათავსებენ თერმოსტატში 20°C-ზე. ნახევარი საათის შემდეგ დაგრეხილი ფილტრის ქაღალდის საშუალებით ამოიღებენ ნიშნის ზევით აწეულ სითხეს. პიკნომეტრის ყელს ფრთხილად გაასუფთავებენ, დაახურავენ საცობს და წონიან.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ” ხილულ” სიმკვრივეს გამოთვლიან ფორმულით:

$$\rho' = \frac{m_3 - m_1}{m}$$

სადაც m_3 -პიკნომეტრის მასაა ნავთობთან (ნავთობპროდუქტთან) ერთად, გ.;

m_1 – ცარიელი პიკნომეტრის მასა, გ.

m -პიკნომეტრის წყლის რიცხვი, გ.

„ხილული” სიმკვრივე ρ' . გვიჩვენებს ფარდობითი სიმკვრივის მიახლოებით მნიშვნელობას. მას უწოდებენ „ხილულ“ სიმკვრივეს.

. „ხილული“ სიმკვრივის ρ_4^{20} -ზე გადასაყვანად სარგებლობენ შემდეგი ფორმულით:

$$\rho_4^{20} = \rho' (0,99823 - 0,0012)$$

სადაც 0,99823- წყლის სიმკვრივის მნიშვნელობაა 20°C-ზე;

0, 0012 - ჰაერის სიმკვრივის მნიშვნელობაა 0 ,1 მპა წნევაზე (760 ვერცხ. წყლის სვ.)

და 20°C-ზე;

აღნიშნული ფორმულით გამოთვლილი შესწორებები „ხილულ“ სიმკვრივეზე მოყვანილია ცხრილში 2.1.3. საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სიმკვრივის გადასაყვანად ρ_4^{20} -ზე „ ხილული“ სიმკვრივის მნიშვნელობას აკლებენ შესწორებას. განსხვავება პარალელურ განსაზღვრებს შორის არ უნდა აღემატებოდეს 0,0004.

ბ ლ ა ნ ტ ი დ ა მ ყ ა რ ი ნ ა ვ თ ო ბ პ რ ო დ უ ქ ტ ე ბ ი ს ს ი მ კ ვ რ ი ვ ი ს გ ა ნ ს ა ზ დ ვ რ ა

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სიმკვრივე, რომლის სიბლანტე 50°C ტემპერატურაზე 75 მმ²/ს-ს აღემატება და მყარი ნავთობპროდუქტების სიმკვრივე

განისაზღვრება ნიშნულიან პიკნომეტრში. ამისათვის მშრალ და სუფთა პიკნომეტრს დაახლოებით ნახევრამდე შეავსებენ ნავთობპროდუქტით ისე, რომ არ შეეხონ კედლებს. ძალიან ბლანტი ნავთობპროდუქტის გამოყენების დროს უკანასკნელს გააცხელებენ 50–60°C –მდე და დაახლოებით ნახევრამდე შეავსებენ პიკნომეტრს. ჰაერის ბუშტულების მოსაცილებლად პიკნომეტრს 20–30 წუთის განმავლობაში აცხელებენ თერმოსტატში 80±100°C –მდე (იმის მიხედვით, თუ როგორია ნავთობპროდუქტის სიბლანტე) და შემდეგ აცივებენ 20°C –მდე.

მყარი პროდუქტის (მაგალითად, ბითუმის) სიმკვრივის განსაზღვრის შემთხვევაში პიკნომეტრს (დაახლოებით ნახევრამდე) შეავსებენ პროდუქტის მცირე ნაჭრებით და შემდეგ, ჰაერის მოცილებისა და სრული გადნობის მიზნით, ახდენენ მის თერმოსტატირებას დნობის ტემპერატურაზე 10°C –ით უფრო მაღალ ტემპერატურაზე, მაგრამ არანაკლებ 100°C-ზე. შემდეგ პიკნომეტრს ნავთობპროდუქტით აცივებენ 20°C –მდე, წმენდენ და წონიან 0,0002გ. სიზუსტით.

ცხრილი 2.1.3.

სიმკვრივის გადასაანგარიშებელი ცხრილი

„ხილული“ სიმკვრივე	შესწორება	„ხილული“ სიმკვრივე	შესწორება
0,6900-0,6999	0,0009	0,8500-0,8599	0,0013
0,7000-0,7099	0,0009	0,8600-0,8699	0,0014
0,7100-0,7199	0,0009	0,8700-0,8799	0,0014
0,7200-0,7299	0,0010	0,8800-0,8899	0,0014
0,7300-0,7399	0,0010	0,8900-0,8999	0,0015
0,7400-0,7499	0,0010	0,9000-0,9099	0,0015
0,7500-0,7599	0,0010	0,9100-0,9199	0,0015
0,7600-0,7699	0,0011	0,9200-0,9299	0,0015
0,7700-0,7799	0,0011	0,9300-0,9399	0,0016
0,7800-0,7899	0,0011	0,9400-0,9499	0,0016
0,7900-0,7999	0,0012	0,9500-0,9599	0,0016
0,8000-0,8099	0,0012	0,9600-0,9699	0,0017
0,8100-0,8199	0,0012	0,9700-0,9799	0,0017
0,8200-0,8299	0,0013	0,9800-0,9899	0,0017
0,8300-0,8399	0,0013	0,9900-0,9999	0,0018
0,8400-0,8499	0,0013		

ამის შემდეგ ნავთობპროდუქტიან პიკნომეტრს შეავსებენ გამოხდილი წყლით და ახდენენ მის თერმოსტატირებას 20°C ±0,1 °C -ზე, ვიდრე წყლის დონე არ შეწყვეტს შეცვლას. წყლის ჭარბ რაოდენობას აცილებენ პიპეტით ან ფილტრის ქალაღდით და პიკნომეტრის ყელს აშრობენ შიგნიდან. წყლის დონეს პიკნომეტრში საზღვრავენ ზედა მენისკის მიხედვით. პიკნომეტრს იღებენ თერმოსტატიდან, გულმოდგინედ წმენდენ გარედან, აცივებენ და წონიან 0,0002 გ. სიზუსტით.

საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) „ხილულ“ სიმკვრივეს ρ'-ს საზღვრავენ ფორმულით:

$$\rho' = (m_3 - m_1) / [m - (m_4 - m_3)],$$

სადაც m_3 არის პიკნომეტრის მასა ნავთობთან (ნავთობპროდუქტთან) და წყალთან ერთად, გ;

m_3 – პიკნომეტრის მასა ნავთობთან (ნავთობპროდუქტთან)ერთად, გ;

m_1 - ცარიელი პიკნომეტრის მასა, გ;

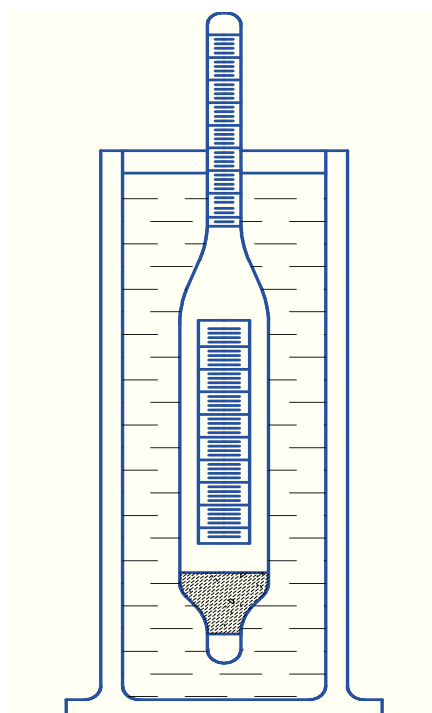
m – პიკნომეტრის “წყლის რიცხვი“, გ.

შემდეგ ახდენენ მიღებული „ხილული“ სიმკვრივის გადაანგარიშებას ρ_4^{20} სიმკვრივეზე. ცდის შედეგებს ღებულობენ ორი განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული სიდიდის მიხედვით. სხვაობა პარალელურ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 0,0008.

სიმკვრივის განსაზღვრა არეომეტრით

არეომეტრით სიმკვრივის განსაზღვრა რეკომენდებულია ნაკლებად ბლანტი სითხეებისათვის.

არეომეტრი (ნახ.2.2) წარმოადგენს მინის ბოლოებშემქმნილ მილს, რომლის ერთ ბოლოში მოთავსებულია რაიმე მძიმე ნივთიერება, მაგალითად, საფანტი ან ვერცხლისწყალი, ხოლო მეორე მხარეს - სკალა დანაყოფით. ვინაიდან არეომეტრის ერთი ბოლო მძიმეა, სითხეში ჩაშვებისას იგი დგება ვერტიკალურ მდგომარეობაში. არეომეტრებს, რომლებიც გამოიყენება მხოლოდ ერთი რომელიმე სითხის სიმკვრივის განსაზღვრისათვის, აქვს სპეციალური დასახელება. ასე, მაგალითად, არეომეტრებს, რომლებიც გამოიყენება სპირტის სიმკვრივის გასაზომად ეწოდება სპირტომეტრები, ძმარმჟავას სიმკვრივის გასაზომად - აცეტომეტრები, შაქრის ხსნარის სიმკვრივის გასაზომად - საქარიმეტრები. არეომეტრებს ზოგჯერ უწოდებენ დენსიმეტრები, ნავთობპროდუქტების სიმკვრივის გასაზომად კი გამოიყენება ნავთობდენსიმეტრები.



ნახ.2.2. არეომეტრი

არეომეტრით განსაზღვრავენ ნავთობის, ნათელი და მუქი ნავთობპროდუქტების და ზეთების სიმკვრივეს, რომელთა სიბლანტე 50°C ტემპერატურაზე არ აღემატება $200 \text{ მმ}^2/\text{ს}$,

სიმკვრივის განსაზღვრა არეომეტრით შესაძლებელია გარდა იმ შემთხვევებისა, როდესაც ნავთობპროდუქტი ადვილაქროლადია (მაგალითად, აირადი კონდენსატები, პეტროლეინის ეთერი,) ან განზავებისას ნავთობპროდუქტი გამოყოფს ნალექს.

ნავთობპროდუქტების სიმკვრივეს განსაზღვრავენ არეომეტრებით, რომლებშიც სკალა გრადუირებულია შემდეგი ინტერვალით: 0,648-0,712; 0,708-0,772; 0,768-0,832; 0,828-0,892; 0,888-0,952.

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდის არსი მდგომარეობს შემდეგში: არეომეტრს ჩატვირთავენ საკვლევ ხსნარში, განსაზღვრის ტემპერატურაზე არეომეტრის სკალაზე აიღებენ ანათვალს და შესაბამისი ფორმულის გამოყენებით გადაიყვანენ სიმკვრივეზე 20°C ტემპერატურის დროს.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , მ ა ს ა ლ ა

არეომეტრები ნავთობისათვის;
მინის ცილინდრები არეომეტრისათვის;
ვერცხლისწყლის მინის თერმომეტრები სკალის დანაყოფის ფასით 0.1°C ;
თერმოსტატი ან წყლის აბაზანა

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

არეომეტრს შეარჩევენ ისეთნაირად, რომ საანალიზო ნავთობში (ნავთობპროდუქტში) ჩატვირთვის დროს ის არ ჩაიძიროს ან არ ამოტივტივდეს. არეომეტრით სიმკვრივის განსაზღვრას საფუძვლად უდევს არქიმედის კანონი.

საკვლევი პროდუქტის სინჯი დაყავთ ცდის ტემპერატურამდე ან აყოვნებენ ოთახის ტემპერატურაზე იმისათვის, რომ სინჯმა მიიღოს ეს ტემპერატურა.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

სუფთა მშრალ ცილინდრში ფრთხილად ჩაასხამენ ნავთობპროდუქტს ისეთი რაოდენობით, რომ მასში არეომეტრის მოთავსებისას სითხე არ გადმოიღვაროს. გასუთავებულ და მშრალ არეომეტრს ნელ-ნელა უშვებენ საანალიზო ნავთობპროდუქტში. მას შემდეგ, რაც შეწყდება არეომეტრის რხევა, ზედა მენისკის მიხედვით ახდენენ დანაყოფის ათვლას. ანათვალი სკალაზე შეესაბამება ნავთობპროდუქტის სიმკვრივეს. ამავე დროს ახდენენ ტემპერატურის ათვლას არეომეტრში მოთავსებული სპეციალური თერმომეტრით ან სითხეში მოთავსებული თერმომეტრით, მოცემულ ტემპერატურაზე განსაზღვრულ სიმკვრივეს (1) ფორმულის საშუალებით დაიყვანენ ρ_4^{20} -ზე.

ცდის შედეგებს ღებულობენ ორი განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული სიდიდის მიხედვით.

მაღალი სიბლანტის ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სიმკვრივის განსაზღვრის დროს მზომ კოლბაში მიღესილი საცობით ასხამენ გარკვეული მოცულობის ნავთს, რომლის სიმკვრივე ცნობილია, შემდეგ კი იგივე მოცულობის საანალიზო პროდუქტს. მიღებულ ნარევს ანჯრევენ, ვიდრე ის არ გახდება ერთგვაროვანი. შემდეგ ნარევს ჩაასხამენ სუფთა ცილინდრში და გაზომავენ სიმკვრივეს. ნარევის და ნავთის სიმკვრივეებს შორის სხვაობით გამოითვლება საანალიზო პროდუქტის სიმკვრივე შემდეგი ფორმულით:

$$d = 2d_1 - d_2,$$

სადაც d_1 - ნარევის სიმკვრივეა;

d_2 - გამხსნელის სიმკვრივე.

პარალელურ განსაზღვრებს შედეგებს შორის სხვაობა არ უნდა აღემატებოდეს 0,004-0,008.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება ფარდობითი სიმკვრივე? რა ერთეულებში იზომება ის?
2. რა არის პიკნომეტრის „წყლის რიცხვი“?
3. როგორ იცვლება ნავთობის სიმკვრივე ა) ნავთობის ასაკის; ბ) მასში გახსნილი აირების; გ) ფრაქციული შედგენილობის მიხედვით?
4. როგორ ხდება სიმკვრივის განსაზღვრა მყარ ნავთობპროდუქტებში ?
5. როგორ არის სიმკვრივე დამოკიდებული ა) ტემპერატურაზე; მასში განტოტვილი ნახშირწყალბადების შემცველობაზე; გ) არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობაზე?

2.2. გარდატეხის მაჩვენებელი

გარდატეხის მაჩვენებელი (რეფრაქციის კოეფიციენტი) განისაზღვრება ნავთობპროდუქტებისათვის. ის გამოსახავს ნავთობპროდუქტის უნარს გარდატეხოს მასზე დაცემული სხივი. ამ დროს დაცემისა და გარდატეხის კუთხეთა სინუსების ფარდობა თითოეული ნავთობპროდუქტისათვის მუდმივი სიდიდეა. გარდატეხის მაჩვენებელი დამოკიდებულია ტემპერატურაზე და სინათლის ტალღის სიგრძეზე ცხრილი (2.2.1.). რაც უფრო დიდია სინათლის ტალღის სიგრძე, მით უფრო მცირეა გარდატეხის მაჩვენებელი.

ნავთობპროდუქტის გარდატეხის მაჩვენებელს, ჩვეულებრივ, განსაზღვრავენ ნატრიუმის ყვითელი ხაზისათვის 20°C -ზე და შესაბამისად აღნიშნავენ n_D^{20}

გარდატეხის მაჩვენებლის დამოკიდებულება ტემპერატურაზე გამოისახება შემდეგი ფორმულით:

$$n_4^{20} = n_D^t - \alpha(20-t),$$

სადაც n_4^{20} არის გარდატეხის მაჩვენებელი ცდის ტემპერატურაზე;

t - ცდის ჩატარების ტემპერატურა, C° ;
 α - შესწორების კოეფიციენტი, რომელიც ყოველ $1C^{\circ}$ - ზე $0,0004$ - ის ტოლია;

ცხრილი 2.2.1.

**რეფრაქტომეტრიაში გამოყენებული სინათლის
ძირითადი წყაროები**

№	სინათლის წყარო	სპექტრის ხაზი	ხაზის ფერი	ტალღის სიგრძე, ნმ
1	წყალბადის მილი	C	წითელი	656,3
2	ნატრიუმის ნათურა	D	ყვითელი	589,3
3	წყალბადის მილი	F	ლურჯი (ცისფერი)	486,1
4	წყალბადის მილი	G	ლურჯი (იისფერი)	434,1

ტემპერატურის ზრდასთან ერთად ნავთობპროდუქტის გარდატეხის მაჩვენებელი მცირდება. შესწორების კოეფიციენტის გამოყენება საჭიროა $15 \pm 35C^{\circ}$ ტემპერატურების ზღვრებში.

გარდატეხის მაჩვენებლის მიხედვით შეიძლება შეფასდეს ინდივიდუალური ნახშირწყალბადების სისუფთავე, ასევე ნავთობური ფრაქციის ნახშირწყალბადოვანი შედგენილობა. ნავთობპროდუქტებში შემავალი ნახშირწყალბადებიდან მინიმალური გარდატეხის მაჩვენებელი აქვს ნ-ალკანებს. ციკლური ნაერთების გარდატეხის მაჩვენებელი უფრო მაღალია, ვიდრე ალიფატურის. ციკლანები შუალედურ ადგილს იკავებენ არენებსა და ალკანებს შორის. (ჰექსანის - 1,3749, ციკლოჰექსანის - 1,4262, ბენზოლის - 1,5011). ჰომოლოგიურ მწკრივში გარდატეხის მაჩვენებელი იზრდება ნახშირბადატომების რიცხვის ზრდასთან ერთად.

გარდატეხის მაჩვენებელს ზომავენ რეფრაქტომეტრით. ლაბორატორიულ პრაქტიკაში ძირითადად იყენებენ აბეს ტიპის რეფრაქტომეტრს ИРФ-22, ИРФ-454.

**ნავთობპროდუქტის გარდატეხის მაჩვენებლის განსაზღვრა
ИРФ-454-ტიპის რეფრაქტომეტრით**

.ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

ИРФ-454-ტიპის რეფრაქტომეტრი;
 მინის წკირი ან პიპეტი;
 პეტროლეინის ეთერი ან ეთილის სპირტი;
 ჩვარი ან ზამბა.

სტანდარტულ განსაზღვრას აწარმოებენ $20^{\circ}C$ ტემპერატურაზე. რეფრაქტომეტრის ძირითად ნაწილს წარმოადგენს ორი ერთმანეთზე დალაგებული პრიზმა, რომელთა შორის თავსდება საკვლევი ნივთიერება. ხელსაწყოს ქვედა

ნაწილში მოთავსებულია სარკე, რომელზედაც ეცემა სინათლის სხივი. სარკისაგან არეკვლილი სხივი ხვდება ერთი პრიზმის ქვედა წახნაგს და გამოდის მეორე პრიზმის ზედა წახნაგიდან. აქედან ის მიემართება სამზერ მილში, რომლის ზედა ნაწილში არის დანაყოფებიანი სკალა. პრიზმის სისტემას სპეციალური ხრახნით აბრუნებენ ისე, რომ წახნაგზე დაცემულმა სხივმა განიცადოს პრიზმისა და სითხის გამყოფი ზედაპირიდან სრული შიდა არეკვლა.

პრაქტიკულად გარდატეხის მაჩვენებელს შემდეგნაირად საზღვრავენ: რეფრაქტომეტრის პრიზმებს ასუფთავებენ ეთერში ან სპირტში დასველებული ქსოვილით ან ბამბით, შემდეგ ქვედა პრიზმის ღია მქრქალ ზედაპირზე მინის წკირით ან პიპეტით ათავსებენ რამოდენიმე წვეთ საკვლევ ნივთიერებას და ორივე პრიზმას მჭიდროთ აერთებენ; რეფრაქტომეტრზე არსებულ სარკეს აყენებენ ისე, რომ პრიზმათა ბლოკი მთლიანად იყოს განათებული. ოკულარის ბოლოში მოთავსებულ კომპენსატორს არეგულირებენ მანამ, სანამ არ მიიღებენ ნათელი და ბნელი არეების გამყოფ მკვეთრ ხაზს. ამის შემდეგ სკალაზე მოძრავ ბერკეტს აბრუნებენ ისე, რომ გამყოფი ხაზი დაემთხვეს ოკულარში არსებულ გადამკვეთ ხაზს. ამის შემდეგ სკალაზე ათვლიან გარდატეხის მაჩვენებელს და ბლოკში არსებულ ტემპერატურას. მთელი და მისი შემდგომი სამი ციფრი აითვლება სკალაზე, ხოლო მეოთხე უკვე განისაზღვრება თვალის საშუალებით.

მუშაობის დამთავრების შემდეგ პრიზმას გულმოდგინედ ასუფთავებენ ჯერ მშრალი ბამბით (ქსოვილით), შემდეგ სპირტში ან პეტროლეინის ეთერში დასველებული ბამბით და ბოლოს ისევ ბამბით.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება გარდატეხის მაჩვენებელი?
2. რაზეა დამოკიდებული ნავთობპროდუქტის გარდატეხის მაჩვენებელი?
3. როგორ იცვლება გარდატეხის მაჩვენებელი ტემპერატურის ზრდასთან ერთად?
4. როგორ არის გარდატეხის მაჩვენებელი დამოკიდებული სინათლის ტალღის სიგრძეზე?
5. როგორ არის გარდატეხის მაჩვენებელი დამოკიდებული ნახშირწყალბადში წყალბადის შემცველობაზე?

2.3. მოლეკულური მასა

მოლეკულური მასა ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი მახასიათებელია.

ნავთობი და ნავთობპროდუქტები სხვადასხვა აგებულების და მოლეკულური მასის ორგანულ ნაერთთა რთულ ნარევს წარმოადგენს, ამიტომ მათი მოლეკულური მასა საშუალო სიდიდით განისაზღვრება. მოლეკულური მასის მნიშვნელობა გამოიყენება ტექნოლოგიური და თბური გაანგარიშებების, ასევე ნავთობური ფრაქციების სტრუქტურულ-ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრის დროს.

ნავთობის მოლეკულური მასა ფართო ზღვრებში იცვლება, მაგრამ ნავთობების უმრავლესობისათვის ის $220 \approx 300$ ფარგლებში მერყეობს.

მოლეკულური მასა იზრდება ნავთობური ფრაქციების დუდილის ტემპერატურის ზრდასთან ერთად.

ნავთობპროდუქტების მოლეკულური მასის განსაზღვრისათვის გამოიყენება სხვადასხვა ემპირიული ფორმულა. მათ შორის ყველაზე ფართო გამოყენება მოიპოვა ვოინოვის ფორმულამ. პარაფინული ფრაქციებისათვის ვოინოვის ფორმულას აქვს შემდეგი სახე :

$$M_{\text{საშ.}} = 60 + 0,3 t_{\text{საშ.}} + 0,001 t_{\text{საშ.}}^2,$$

სადაც $t_{\text{საშ.}}$ - ნავთობპროდუქტის დუდილის საშუალო ტემპერატურაა.

ძრავის საწვავებისთვის (ბენზინები, ნავთი და ა.შ.) ვოინოვის ფორმულა ითვალისწინებს მახასიათებელ ფაქტორს K:

$$M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K) + (0,0003 K - 0,00245) t^2$$

მახასიათებელი ფაქტორის (K) საშუალო სიდიდე შემდეგ ფარგლებში იცვლება:

- პარაფინული ფრაქციისათვის - $12,5 \div 13$;
- ნაფტენური და არომატული ფრაქციისათვის - $10 \div 11$;
- კრეკინგ-ბენზინებისთვის - $11,5 \div 11,8$;
- ძლიერ არომატიზებული ფრაქციისათვის ≤ 10 .

ექსპერიმენტულად ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების მოლეკულურ მასას განსაზღვრავენ კრიოსკოპიის მეთოდის გამოყენებით, სადაც გამხსნელად გამოიყენება ბენზოლი და ნაფტალინი. ნახშირწყალბადოვანი ნაერთების ცალკეული მოლეკულების მოლეკულური მასის ზუსტი განსაზღვრა შეიძლება მას-სპექტროსკოპიის გამოყენებით.

საკონტროლო კითხვები

1. რატომ არის ნავთობისა და ნავთობპროდუქტის მოლეკულური მასები საშუალო სიდიდე?
2. როგორ იცვლება ნავთობური ფრაქციების მოლეკულური მასა დუდილის ტემპერატურების ზრდასთან ერთად?
3. რომელი ფრაქციისათვის მოლეკულური მასა უფრო მაღალია: ა). ბენზინის თუ ნავთის?; ბ). ნავთისა თუ ლიგროინის, გ). ნავთისა თუ გაზოილის?
4. აქვს თუ არა ფრაქციის მოლეკულურ მასას ადიტიურობის თვისებები?
5. რომელი ტექნოლოგიური პროცესისათვის აუცილებელია საშუალო მოლეკულური მასის ცოდნა?

2.4. სიბლანტე

სიბლანტე, ისევე როგორც სიმკვრივე, - მნიშვნელოვანი ფიზიკურ-ქიმიური პარამეტრია, რომელიც გამოიყენება ნავთობის მარაგების დათვლის, ნავთობიანი საბადოს დამუშავების დაპროექტების, ტრანსპორტის სახეობის, გადამუშავების სქემის შერჩევის დროს, ასევე ქიმოტოლოგიაში.

სიბლანტეს განსაკუთრებული მნიშვნელობა აქვს საცხი ზეთებისა და მძიმე სათბობის საექსპლუატაციო თვისებების დახასიათების დროს.

სიბლანტე, ანუ შინაგანი ხახუნი, ეს ის თვისებაა, რომელიც განსაზღვრავს დენადობის (მოძრაობის) ხარისხს ამა თუ იმ ტემპერატურაზე, რაც გამოწვეულია ნაწილაკების შინაგანი შეკავშირების უნარით. ყველაზე დიდი სიბლანტით ხასიათდება ისეთი ნავთობი, რომელიც დიდი რაოდენობით შეიცავს ფისოვან ნივთიერებებს. მცირე სიბლანტე ნავთობში მსუბუქი ნაწილების დიდი რაოდენობის მაჩვენებელია. ნავთობის სამი ძირითადი ჯგუფის ნახშირწყალბადებიდან (ალკანები, ციკლანები და არენები) ყველაზე მეტ სიბლანტეს იჩენს არენები და ყველაზე ნაკლებს ალკანები. ციკლანებს უკავიათ ამ მხრივ შუალედი მდგომარეობა.

ასხვავებენ დინამიკურ (აბსოლიტურ), კინემატიკურ და პირობით სიბლანტეს.

დინამიკური სიბლანტე არის წინააღმდეგობის ის ძალა, რომელსაც წარმოშობს 1 სმ^2 -ანი ორი სითხის შრე დაშორებული ერთიმეორისაგან ერთი სანტიმეტრის მანძილით და მოძრაობენ ეს შრეები ერთი სანტიმეტრის სიჩქარით წაშში.

დინამიკური სიბლანტის გაზომვის ერთეულია პა-ს. პრაქტიკაში, ჩვეულებრივ, იყენებენ მპა-ს. დინამიკური სიბლანტის შებრუნებულ სიდიდეს ეწოდება დენადობა.

დინამიკური სიბლანტის განსაზღვრას (კაპილარული მილიდან სითხის გამოდინების დროის გაზომვის გზით) საფუძვლად უდევს პუაზელის ფორმულა:

$$\eta = \pi Pr^4 \tau / 8VL$$

სადაც P არის წნევა, რომელზეც მიმდინარეობს სითხის გამოდინება კაპილარიდან;

r - კაპილარის რადიუსი;

τ - სითხის გამოდინების დრო;

V - კაპილარიდან გამოდინებული სითხის მოცულობა;

L - კაპილარის სიგრძე;

კინემატიკური სიბლანტე ν არის სითხის დინამიკური სიბლანტის ფარდობა სიმკვრივესთან იმავე ტემპერატურაზე:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

კინემატიკური სიბლანტის ერთეულია $\text{მ}^2/\text{ს}$, პრაქტიკაში ჩვეულებრივ იყენებენ $\text{მმ}^2/\text{ს}$.

კინემატიკური სიბლანტის განსაზღვრა აუცილებელია ისეთი სასაქონლო ნავთობპროდუქტებისათვის, როგორცაა დიზელის საწვავები და საცხი ზეთები (ნიუტონის სითხეები).

პირობითი სიბლანტე გამოხატავს გარკვეული მოცულობის ნავთობისა ან მისი პროდუქტის გამოდინების დროის ფარდობას (აღებულ ტემპერატურაზე) იმავე მოცულობის წყლის გამოდინების დროსთან 20°C ტემპერატურაზე. პირობითი სიბლანტის გაზომვის ერთეულია - პირობითი გრადუსი ($^\circ\text{სკ}$). პირობითი გრადუსი გამოიყენება მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობპროდუქტებისათვის (მაზუთებისათვის).

ფენის პირობებში დინამიკური სიბლანტის მიხედვით ნავთობები იყოფა სამ ჯგუფად:

- I. 5 მპა-ს-ზე დაბალი სიბლანტის;
- II. გაზრდილი სიბლანტის - 5÷30 მპა-ს;
- III. 30 მპა-ს-ზე მაღალი სიბლანტის;

30÷50 მპა-ს=მდე სიბლანტის ნავთობები ეფექტურად მოიპოვება ტრადიციული მეთოდებით (ბუნებრივი რეჟიმი, ჩვეულებრივი გაწყოვანება). მაღალი სიბლანტის ნავთობების მოსაპოვებლად აუცილებელია თბური, ფიზიკურ-ქიმიური და ნავთობიან ფენზე ზემოქმედების სხვა მეთოდების გამოყენება (მაგალითად, ორთქლის ჩატუმბვა, შიგაფენური წვის, გოგირდმჟავას ჩაჭირხვნის). მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობების სიბლანტის ზედა ზღვარია 10 000 მპა-ს. სიბლანტის ამ მნიშვნელობის მიხედვით XI მსოფლიო კონგრესმა (1984წ.) გადაწყვიტა ნახშირწყალბადური ნედლეულის დაყოფა ნავთობებად და ბუნებრივ ბითუმებად. ბუნებრივი ბითუმების სიბლანტე ათჯერ და ასჯერ აღემატება ჩვეულებრივი ნავთობის სიბლანტეს.

კვლევის უნიფიცირებული პროგრამის თანახმად, ნავთობებისათვის განსაზღვრავენ კინემატიკურ (ან დინამიკურ) სიბლანტეს $0 \div 50^{\circ}\text{C}$ ტემპერატურების ფარგლებში (10°C -ს შემდეგ). მცირე სიბლანტის მქონე ნავთობებისათვის განსაზღვრას იწყებენ 20°C -დან. ნავთის დისტილატების კინემატიკურ სიბლანტეს განსაზღვრავენ $20 \div 40^{\circ}\text{C}$ -ზე. დიზელის დისტილატების - 20°C -ზე, ზეთების - 40, 50 და 100°C -ზე. 350°C -ზე ზემოთ მდულარე ნარჩენების პირობითი სიბლანტე განისაზღვრება 50, 80 და 100°C -ზე.

საწვავებისა და ზეთების ქიმოტოლოგიაში მნიშვნელოვან საექსპლუატაციო მაჩვენებელს მიეკუთვნება გატუმბვიანობა. ძრავის საწვავების, აირტურბინული და საქვაბე დანადგარების საწვავების გატუმბვიანობა დამოკიდებულია სიბლანტეზე. მაგალითად, $0,65 \text{ მმ}^2/\text{ს}$ სიბლანტის ბენზინის რაოდენობა, რომელიც მიეწოდება ძრავაში ერთი წუთის განმავლობაში შეადგენს 100 გ, ხოლო $1,0 \text{ მმ}^2/\text{ს}$ სიბლანტის ბენზინის - 95გ.

ტემპერატურის შემცირებისას მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობებს, ბუნებრივ ბითუმებსა და ნარჩენ ნავთობპროდუქტებს (მაზუთს, გუდრონს) შეუძლია გამომჟღავნონ სიბლანტის ანომალია, ე.წ. სტრუქტურული სიბლანტე. ამ დროს მათი დინება აღარ არის მოდებული ძაბვის პროპორციული, ე.ი. ისინი გარდაიქმნება არანიუტონის სითხეებად. ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში სტრუქტურული სიბლანტე გამოწვეულია ფისოვან - ასფალტენური ნივთიერებების და პარაფინების არსებობით. გარკვეულ ტემპერატურაზე ეს კომპონენტები წარმოქმნიან დისპერსულ სისტემებს (ზემოლექულურ სტრუქტურებს). ძალვა, რომელიც საჭიროა არანიუტონის სითხეების ზემოლექულური სტრუქტურების დასაშლელად ეწოდება *დრეკადობის ზღვარი*.

ნავთობის სიბლანტეზე მოქმედი ფაქტორებია:

- ტემპერატურა;
- წნევა;
- კომპონენტების პოლარობა;
- გახსნილი გაზის რაოდენობა;
- ასფალტ-ფისოვანი ნივთიერებების შემცველობა და მდგომარეობა;
- სტრუქტურულ-ჯგუფური შედგენილობა;

- ნახშირწყალბადების მოლეკულური მასა.

ტემპერატურის გაზრდით, მოლეკულების ურთიერთმიზიდულობის შესუსტების გამო, მოლეკულათა შორის მანძილი და, შესაბამისად, ხახუნის ძალა მცირდება. შედეგად სიბლანტე კლებულობს;

წნევის გადიდებით სიბლანტე იზრდება.

რაც უფრო მაღალია ნავთობის კომპონენტების პოლარობა, მით უფრო მაღალია სიბლანტე.

ფენის ნავთობებში გახსნილი აირების რაოდენობის ზრდასთან ერთად სიბლანტე მცირდება.

ნავთობის ცალკეული კომპონენტებიდან ყველაზე მაღალი სიბლანტე აქვს ფისოვან ნივთიერებებს;

ნახშირწყალბადებიდან ყველაზე დაბალი სიბლანტე აქვს ნორმალური აგებულების ნახშირწყალბადებს.

ნახშირწყალბადების მოლეკულური მასებისა და დუდილის ტემპერატურების ზრდასთან ერთად სიბლანტე იზრდება. ასე, მაგალითად, თუ ბენზინის სიბლანტე 20 °C-ზე უდრის 0,6 სსტ-ს, მძიმე ნარჩენი ზეთების სიბლანტე იცვლება ზღვრებში - 300 ÷ 400 სსტ.

სხვადასხვა საბადოს ნავთობის კინემატიკური სიბლანტე საკმაოდ ფართო ზღვრებში იცვლება ($2 \approx 300$), მაგრამ ნავთობის სიბლანტე იშვიათად აღემატება 40 - 60 სსტ-ს.

კინემატიკური სიბლანტის განსაზღვრა (ГОСТ 33-82)

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს სიმძიმის ძალის მოქმედებით გარკვეული მოცულობის საკვლევი სითხის გამოდინების დროის გაზომვაში.

ხელსაწყო, მასალა

БПЖТ ან БПЖ, БНЖ ტიპის მინის ვისკოზიმეტრი;

თერმოსტატი;

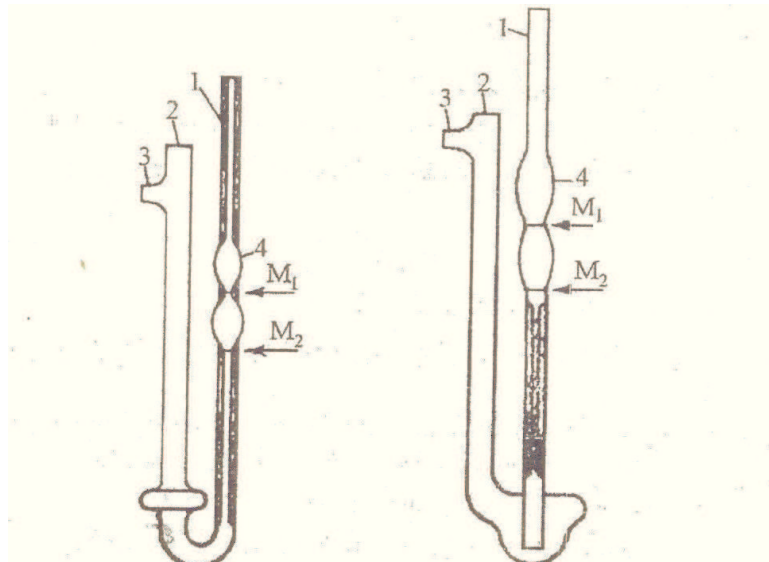
რეზინის მილი, მსხლისებრი რეზინის ბურთი;

წყლის ტუმბო;

წამმზომი

ანალიზის მსვლელობა

გამოცდას ახდენენ კაპილარული მინის ვისკოზიმეტრებში. ანალიზის ჩასატარებლად შეარჩევენ ვისკოზიმეტრს ისეთი კაპილარით, რომ სითხის გადმოდინების დრო 200 ს-ზე ნაკლები არ იყოს. ამისათვის იყენებენ БПЖТ ან БПЖ, БНЖ ტიპის ვისკოზიმეტრებს (ნახ.2.4.).



ნახ.2.4. ოსტვალდის ვისკოზიმეტრი

1-პირველი მუხლი; 2-მეორე მუხლი;
3- გამომყვანი მილი; 4-გაფართოებული ნაწილი.

სუფთა მშრალ ვისკოზიმეტრს ავსებენ ნავთობით (ან ნავთობპროდუქტით). ამისათვის გამომყვან მილს (3) წამოაცმევენ რეზინის მილს. მუხლს (2) თითოთ დაუცობენ, ვისკოზიმეტრს გადააბრუნებენ და მუხლს (1) ჩაუშვებენ ნავთობიან ჭურჭელში. ვისკოზიმეტრში ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) შეწოვას აწარმოებენ მსხლის ფორმის ბურთულიანი რეზინის მილის ან წყლის ტუმბოს საშუალებით M_2 ნიშნულამდე. ამის შემდეგ ვისკოზიმეტრი ამოაქვთ ნავთობიდან და მოყავთ ნორმალურ მდგომარეობაში. ვისკოზიმეტრის მუხლს (1) გარეთა მხრიდან ასუფთავებენ, აცმევენ მასზე რეზინის მილს და ვისკოზიმეტრს ათავსებენ თერმოსტატში (აბაზანაში) ისე, რომ გაფართოებული ნაწილი (4) ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) დონეზე დაბლა იმყოფებოდეს. თერმოსტატში 15 წუთით დაყოვნების შემდეგ მუხლში (1) გადმოქაჩავენ ნავთობს (ნავთობპროდუქტს) ისე, რომ მან დაიკავოს გაფართოებული ნაწილის $1/3$. მუხლს (1) აერთებენ ატმოსფეროსთან და საზღვრავენ ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) მენისკის M_1 ნიშნულიდან M_2 ნიშნულამდე გადანაცვლების დროს. განსაზღვრას ახდენენ სამჯერ. (ცდომილებით არაუმეტესი 0,2 ს).

კინემატიკურ სიბლანტეს V , მმ²/ს, ანგარიშობენ შემდეგი ფორმულით:

$$V = C \cdot \tau$$

სადაც C - ვისკოზიმეტრის მუდმივაა, მმ²/ს;

τ არის ვისკოზიმეტრში ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ჩადინების საშუალო დრო, სეკ.

ცდის შედეგებს ღებულობენ სამი განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული სიდიდის მიხედვით. პარალელურ განსაზღვრათა შედეგებს შორის განსხვავება არ უნდა აღემატებოდეს 0,2%-ს.

დინამიკურ სიბლანტეს η , მპა·ს, გამოთვლიან შემდეგი ფორმულით:

$$\eta = v \cdot \rho$$

სადაც v - კინემატიკური სიბლანტეა, მმ²/ს;

ρ - სიმკვრივე იმავე ტემპერატურაზე, რომელზედაც განსაზღვრება სიბლანტე, გ/სმ³.

კინემატიკური სიბლანტის თანმიმდევრულ განსაზღვრებს შორის დასაშვები გადახრები საშუალო არითმეტიკული სიდიდისგან არ უნდა აღემატებოდეს შემდეგ მნიშვნელობებს:

განსაზღვრის ტემპერატურა, 0°C	-60 ÷ -30,	-30 ÷ 15	15 ÷ 150
დასაშვები გადახრა, %	± 2,5	± 1,5	± 1,2

საკონტროლო კითხვები

1. რას უჩვენებს ნავთობის კინემატიკური სიბლანტე?
2. რომელი ნავთობპროდუქტებისათვის განსაკუთრებული მნიშვნელობა აქვს სიბლანტის მაჩვენებელს?
3. როგორ არის სიბლანტე დამოკიდებული ტემპერატურაზე, წნევაზე, ნავთობის კომპონენტების პოლარობაზე?
4. როგორ არის სიბლანტე დამოკიდებული ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობაზე?
5. როგორ გავლენას ახდენს დიზელის საწვავის სიბლანტე დიზელის მუშაობაზე?

2.5. გამყარების ტემპერატურა

ტემპერატურას, რომელზეც სტანდარტულ პირობებში ნავთობი ან ნავთობპროდუქტი კარგავს მოძრაობის უნარს, ეწოდება გამყარების ტემპერატურა. მრავალკომპონენტური შედგენილობის გამო, ნავთობსა და მის პროდუქტებს არ აქვთ მკვეთრი გამყარების ტემპერატურა, ისეთივე, როგორც ეს ახასიათებს ინდივიდუალურ ნივთიერებებს. ნავთობების გამყარების ტემპერატურა ფართო ზღვრებში იცვლება: - 62 - დან + 35°C - მდე. გამყარების ტემპერატურაზე დამოკიდებულია ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ტრანსპორტირების, შენახვისა და ექსპლუატაციის პირობები.

გამყარების ტემპერატურას, როგორც შეფასების პარამეტრს, იყენებენ მილსადენური ქსელების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების და გადატუმბვის თვითღირებულების გაანგარიშების დროს. კერძოდ, ნავთობპროდუქტების გადატუმბვის შეწყვეტისას გამყარების ტემპერატურის მიხედვით, სპეციალური აღდგენითი სამუშაოების ჩატარების გარეშე, განსაზღვრავენ ნავთობპროდუქტის შემდგომი გადატუმბვის შესაძლებლობას. გამყარების ტემპერატურის სიდიდეს ასევე ითვალისწინებენ ნავთობის მოპოვებისა და გადამუშავების ტექნოლოგიური ოპერაციების დაგეგმვის დროს.

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების გამყარების ტემპერატურაზე გავლენას ახდენს პარაფინების შემცველობა, რომლებსაც გარკვეულ ტემპერატურებზე აქვთ სტრუქტურირებისა და ასოციაციის (ზემოლექულური სტრუქტურების) წარმოქმნის უნარი. ნახშირწყალბადების (განსაკუთრებით ნ-ალკანების) მოლეკულური მასების ზრდასთან ერთად ასოციაციის წარმოქმნის უნარი იზრდება, და ნავთობური ფრაქციების დამძიმებასთან ერთად (ბენზინური → დიზელის → ზეთის → ნარჩენი) გამყარების ტემპერატურა შესაბამისად იზრდება.

ქიმიოტოლოგიაში ტემპერატურას, რომლის დროსაც საწვავში შეუიარაღებული თვალთ შეინიშნება კრისტალები (მყარი ნახშირწყალბადები), ეწოდება კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა. შემღვრვის ტემპერატურა არის ტემპერატურა, რომლის დროსაც საწვავში გამოცდის პირობებში საწვავი იწყებს ამღვრევას. შემღვრვის ტემპერატურას განსაზღვრავენ ვიზუალურად ან ოპტიკური მეთოდით. უნდა გავითვალისწინოთ - თუ საწვავი შეიცავს წყალს, გაცივებისას, ყინულის კრისტალების გამოყოფის გამო, ის ამღვრევა.

სასაქონლო საწვავებისათვის დაბალტემპერატურული თვისებების მაჩვენებლები ნორმირებადია. ასე, მაგალითად, სწრაფმავალი დიზელის საწვავის გამყარების ტემპერატურა არ უნდა აღემატებოდეს -(35-45)°C-ს, შემღვრვის ტემპერატურა კი - (25-35) °C-ს. ყველაზე ხისტი შეზღუდვები დაწესებულია რეაქტიული ძრავებისათვის - მათი კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა არ უნდა აღემატებოდეს - 55°C-ს.

გამყარების ტემპერატურის განსაზღვრის სტანდარტული მეთოდი (ГОСТ 20287-74)

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო ე ბ ი დ ა რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი .

მინის სინჯარა - 160 ± 10 მმ სიმაღლის და 20 ± 1 მმ შიგა დიამეტრის;
მუფთიანი სინჯარა - 130 ± 10 მმ სიმაღლის და 40 ± 2 მმ შიგა დიამეტრის;
ფილტრის ქაღალდი;
გასაფილტრი ძაბრები;
ნატრიუმის სულფატი, გაუწყლოებული;
ნატრიუმის ქლორიდი;
კალციუმის ქლორიდი, გაუწყლოებული;
ქერქის ან რეზინის საცობი, ხვრელით ცენტრში თერმომეტრისათვის;
თერმომეტრები;
წყლის აბაზანა;
შტატივი;
გოგირდმჟავა ან ოლეუმი;
ეთილის სპირტი;
მყარი ნახშირბადის დიოქსიდი.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ნიმუშის წინასწარ თერმოდამუშავებაში, შემდგომი გაცივებით იმ ტემპერატურამდე, რომელზედაც ნავთობი (ნავთობპროდუქტი) კარგავს მოძრაობის უნარს.

მომზადება ანალიზისათვის

წყლის არსებობის შემთხვევაში ახდენენ ნავთობპროდუქტის გაუწყლოებას. წყლის მნიშვნელოვან ნაწილს აცილებენ ნავთობპროდუქტის დაყოვნებით. პროდუქტის შემდგომ დაშრობას ახდენენ სხვადასხვა მეთოდით.

ადვილად მოძრავ პროდუქტებს პერიოდულად შეანჯღრევენ 10-15 წუთის განმავლობაში ახლადგავარგარებულ და დაქუცმაცებულ ნატრიუმის სულფატთან ან კალციუმის ქლორიდთან. ამის შემდეგ პროდუქტს აყოვნებენ და ფილტრავენ მშრალ ფილტრში.

ბლანტ ნავთობპროდუქტებს შეათბობენ 45°C -მდე და ფილტრავენ მსხვილკრისტალურ, ახლადგავარგარებულ სუფრის მარილის ფენაში. ძლიერ გაწყლოვანებულ ნავთობპროდუქტებს თანმიმდევრულად ფილტრავენ 2-3 ძაბრის გამოყენებით.

იმ შემთხვევაში, თუ გამყარების ტემპერატურა 0°C -ზე დაბალია, მუფთიან სინჯარაში წინასწარ ათავსებენ $0,5-1,0$ სმ³ გოგირდმჟავას, ოლეუმს ან სხვა რომელიმე დამშრობს.

ანალიზის ჩატარება

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სინჯს ათავსებენ სუფთა მშრალ მინის სინჯარაში ნიშნულამდე (სინჯარის ძირიდან 30 მმ მანძილზე), ისე, რომ ის არ შეეხოს სინჯარის კედლებს. სინჯარას საანალიზო სინჯით და თერმომეტრით ათავსებენ წყლის აბაზანაში და ახდენენ მის თერმოსტატირებას 50°C -ზე, ვიდრე ნავთობი (ნავთობპროდუქტი) არ მიიღებს ამ ტემპერატურას. შემდეგ სინჯარას

იღებენ აბაზანიდან, ამშრალევენ და ათავსებენ მუფთიან სინჯარაში. აწყობილ ხელსაწყოს ამაგრებენ შტატივში ვერტიკალურ მდგომარეობაში. როდესაც საანალიზო სინჯი გაცივდება 35°C-მდე, ხელსაწყო გადააქვთ გამაცივებელ ნარევეში. გამაცივებელ ნარევედ გამოიყენება ეთანოლი მყარი ნახშირბადის დიოქსიდით ან სხვა რომელიმე რეაგენტი, რომელიც უზრუნველყოფს საჭირო ტემპერატურას. გამაცივებელი ნარევის ტემპერატურა უნდა იყოს ნავთობპროდუქტის გამყარების სავარაუდო ტემპერატურაზე 5°C-ით დაბალი.

როდესაც საანალიზო სინჯი მიიღებს გამყარების სავარაუდო ტემპერატურას, სინჯარას დახრიან 45°C -ით და აყოვნებენ ამ მდგომარეობაში ერთი წუთის განმავლობაში. იმ შემთხვევაში, თუ საანალიზო პროდუქტის მენისკი გადაინაცვლა, გაცივებას აგრძელებენ. ნავთობპროდუქტის მოძრაობას ამოწმებენ ტემპერატურის ყოველი 2°C დაცემის შემდეგ. გამყარების ტემპერატურად მიჩნეულია ტემპერატურა, რომლის დროს სინჯარის 45°C კუთხით დახრის შედეგად გამოსაკვლევი პროდუქტის მენისკი ერთი წუთის განმავლობაში რჩება უძრავი.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) გამყარების ტემპერატურის დასადგენად ატარებენ ორ პარალელურ ცდას. მეორე ცდას ატარებენ ტემპერატურაზე, რომელიც 2°C-ით უფრო მაღალია, ვიდრე პირველ ცდაში დადგენილი გამყარების ტემპერატურა. ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული სიდიდე იქნება საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) გამყარების ტემპერატურა. შედეგებს შორის გადახრა არ უნდა აღემატებოდეს 2°C-ს.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება გამყარების ტემპერატურა?
2. რაზეა დამოკიდებული ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) გამყარების ტემპერატურა?
3. როგორ იცვლება ნავთობპროდუქტების გამყარების ტემპერატურა მოლეკულური მასების ზრდასთან ერთად?
4. რას ეწოდება კრისტალიზაციის დაწყების ტემპერატურა?
5. რას ეწოდება შემღვრევის ტემპერატურა.?

2.6 აფეთქების და აალების ტემპერატურა;

აფეთქების ტემპერატურა არის ის მინიმალური ტემპერატურა, რომლის დროსაც ნავთობპროდუქტი გარკვეულ პირობებში გაცხელებით გამოყოფს ორთქლის ისეთ რაოდენობას, რომელიც ჰაერთან წარმოქმნის ადვილად ფეთქებად ნარევეს და ფეთქდება მასთან ალის მიახლოებისას.

ამ განსაზღვრას გარკვეული მნიშვნელობა აქვს ნავთობის წინასწარი დახასიათებისათვის. აფეთქების დაბალი ტემპერატურა ნავთობის ადვილად აქროლადობის და

მასში ბევრი მსუბუქი ფრაქციების არსებობის მაჩვენებელია. აფეთქების მაღალი ტემპერატურა კი, პირიქით, გვიჩვენებს ნავთობიდან მსუბუქი შემადგენელი ნაწილის მოცილებას.

ნავთობის აფეთქების ტემპერატურა ხშირ შემთხვევაში 0 °C-ზე დაბალია.

აფეთქების ტემპერატურის მიხედვით ნავთობპროდუქტები იყოფა: ადვილალეზად და საწვავებად.

ადვილალეზად მიეკუთვნება ნავთობპროდუქტი, რომლის ორთქლის აფეთქების ტემპერატურა დახურულ ტიგელში არ აღემატება 61°C-ს (ღია ტიგელში - 66°C-ს).

საწვავ კლასს მიეკუთვნება ნავთობპროდუქტი, რომლის აფეთქების ტემპერატურა დახურულ ტიგელში 61°C -ზე მაღალია (ღია ტიგელში კი 66°C-ზე მაღალი).

ადვილალეზადი ნავთობპროდუქტებია ძრავის საწვავები. ასე, მაგალითად, დახურულ ტიგელში საავტომობილო ბენზინის აფეთქების ტემპერატურაა 50°C, საავიაციოს – 30°C. რეაქტიული საწვავების აფეთქების ტემპერატურა უნდა იყოს არანაკლები 28 ÷ 60°C, სწრაფმავალი დიზელის საწვავების - 35 ÷ 61°C.

ალების ტემპერატურა არის ტემპერატურა, რომლის დროსაც პროდუქტის ზედაპირზე ალის გატარებით პროდუქტი იწვის არანაკლები ხუთი წამისა. ამისათვის აფეთქების ტემპერატურის მიღწევის შემდეგ პროდუქტს კიდევ აცხელებენ და ყოველი ორი გრადუსის შემდეგ ამოწმებენ ალების ტემპერატურას ტიგელის ზედაპირთან ჰორიზონტალურად ალის გატარებით.

დიზელის საწვავის თვითალების ტემპერატურა იმყოფება 57 ÷ 119 °C ფარგლებში, ალების ტემპერატურა ყოველთვის უფრო მაღალია აფეთქების ტემპერატურაზე.

მოლეკულური მასის ზრდასთან ერთად ნავთობპროდუქტის თვითალების ტემპერატურა მცირდება: თუ ბენზინი თვითალებს 500 °C-ზე უფრო მაღალ ტემპერატურაზე, დიზელის საწვავის თვითალების ტემპერატურა იცვლება 300 ÷ 330 °C ფარგლებში.

აფეთქების, ალებისა და თვითალების ტემპერატურების მიხედვით განსაზღვრავენ ნავთობისა და ნავთობპროდუქტის ხანძარ- და აფეთქებადსაშიშროებას.

ნავთობის, მსუბუქი ნავთობური ფრაქციების და ძრავის საწვავების აფეთქების ტემპერატურას განსაზღვრავენ დახურულ და ღია ტიგელებში. განსაზღვრას ღია ტიგელებში იყენებენ ზეთისა და ბნელი ნავთობპროდუქტებისათვის.

აფეთქებისა და ალების ტემპერატურის განსაზღვრა დახურულ ტიგელში

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი

ხელსაწყო დახურული ტიგელით;

ელექტროქურა;

ბარომეტრი;

ბენზინი

აფეთქების ტემპერატურის უფრო ზუსტი განსაზღვრა ხდება დახურული ტიპის ხელსაწყოში. ხელსაწყო ის ნაწილი, სადაც ხდება საცდელი პროდუქტის გაცხელება დახურულია სახურავით, მსუბუქი ნავთობპროდუქტის შემთხვევაში ხელსაწყოს აცხელებენ წყლის აბაზანით, მძიმე ნავთობპროდუქტის შემთხვევაში - ელდენით.

მომზადება ანალიზისათვის

ხელსაწყოს აყენებენ ისეთ ადგილას, სადაც არ არის ჰაერის ძლიერი მოძრაობა და ტიგელის ზედაპირზე არ ეცემა სინათლის შუქი, რათა კარგად ჩანდეს აფეთქების პროცესი. ტიგელს და ხელსაწყოს სახურავს რეცხავენ ბენზინით, ამრობენ და აცივებენ აფეთქების სავარაუდო ტემპერატურაზე არანაკლები 17°C -ით უფრო დაბალ ტემპერატურამდე. გაუწყლოებულ ნავთობს (ნავთობპროდუქტს), სადაც წყლის შემცველობა არ აღემატება 0,05%-ს, ათავსებენ ტიგელში ნიშნულამდე. შემდეგ ტიგელს ახურავენ სახურავს და ათავსებენ აბაზანაში, ჩაუშვებენ თერმომეტრს და შეუწებებენ ფიტილს. ანალიზის დაწყებამდე აღნიშნავენ ბარომეტრიულ წნევას.

ანალიზის მსვლელობა

ხელსაწყოს აცხელებენ ისე, რომ ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სინჯისათვის, რომლის აფეთქების ტემპერატურა 50÷150°C ფარგლებში იმყოფება ტემპერატურა იზრდებოდეს სიჩქარით 5 ÷8°C/წუთში, ხოლო სინჯისათვის 150°C-ზე მაღალი აფეთქების ტემპერატურით - 10 -12°C/წუთში.

50°C-ზე დაბალი აფეთქების ტემპერატურის მქონე ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ანალიზის დროს ხელსაწყოს აცხელებენ 1°C/წუთ. სიჩქარით.

აფეთქების სავარაუდო ტემპერატურაზე 30 °C-ით უფრო დაბალ ტემპერატურაზე გაცხელების სიჩქარეს ამცირებენ 2°C-მდე/ წუთში.

როდესაც ნავთობი (ნავთობპროდუქტი) გაცხელდება აფეთქების სავარაუდო ტემპერატურაზე 10 °C-ით უფრო დაბალ ტემპერატურამდე, ისეთი ნავთობისათვის (ნავთობპროდუქტისათვის), რომლის აფეთქების ტემპერატურა < 150 °C-ზე, ცდას აფეთქებაზე ატარებენ ყოველი 1 °C-ის შემდეგ, ხოლო ნავთობისათვის (ნავთობპროდუქტისათვის), რომლის აფეთქების ტემპერატურა >150 °C-ზე - ყოველი 2 °C-ის შემდეგ. ამისათვის 1 წამით მოაბრუნებენ ზამბარებიან ჩამკეტს და აკვირდებიან ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ზედაპირზე ლურჯი სწრაფად გამქრობი ალის წარმოქმნას. ამ დროს აღნიშნული ტემპერატურა იქნება საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) აფეთქების ტემპერატურა.

თუ აფეთქება არ არის მკაფიოა, ის უნდა დადასტურდეს შემდგომი აფეთქებით, რომელსაც ახდენენ ტემპერატურის 1 – 2°C-ით გაზრდით. თუ ამ დროს აფეთქება არ აღინიშნა, ანალიზი არასწორია და მას იმეორებენ ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ახალი სინჯის გამოყენებით.

თუ ანალიზს ატარებენ ბარომეტრიული წნევაზე, რომელიც 0,1 მპა -საგან (760 მმ. ვერცხ. სვეტ.) განსხვავდება 0,002 მპა -ით (15 მმ ვერცხ. სვეტ.) და უფრო მეტით, საჭიროა შესწორების კოეფიციენტის შემოტანა. ამ შემთხვევაში აფეთქების ტემპერატურას T, °C, განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$T = t + 0,258 (101,3 - p),$$

სადაც p არის ბარომეტრიული წნევა აფეთქების ტემპერატურის განსაზღვრის დროს, კპა;

t – აფეთქების ტემპერატურაა p წნევის დროს.

50°C-მდე აფეთქების ტემპერატურის დროს გადახრა ორ თანმიმდევრულ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 1°C-ს, 50°C-ზე ზევით - 2°C-ს.

აფეთქებისა და აალების ტემპერატურის განსაზღვრა ღია ტიგელში ბრენკენის მეთოდით.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

ЛТВО -ტიპის ხელსაწყო

აირის სანთურა ან ბარტელის ნათურა;

მეტალური ჯაგრისი

ბენზინი;

გამოხდილი წყალი;

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

აფეთქების და აალების ტემპერატურის განსაზღვრისათვის იღებენ გაუწყლოებულ ნავთობპროდუქტს. ტიგელს გარეცხავენ ბენზინით, შემდეგ, ნახშირბადის დანალექების არსებობის შემთხვევაში წმენდენ მეტალური ჯაგრისით, რეცხავენ გამოხდილი წყლით და აშრობენ.

აფეთქების და აალების ტემპერატურის განსაზღვრისათვის ხელსაწყოს აყენებენ ისეთ ადგილზე, სადაც არ არის ჰაერის შესამჩნევი მოძრაობა და ტიგელის ზედაპირზე არ ეცემა სინათლის შუქი. ჰაერის მოძრაობისგან ხელსაწყოს იცავენ ფარით ან ეკრანით.

ანალიზის ჩასატარებლად ტიგელს აცივებენ 15 ± 25°C-მდე და ათავსებენ აპარატის გარე ტიგელში, რომელშიც ჩაყრილია გამოწრთობილი ქვიშა. ქვიშა უნდა იყოს შიდა ტიგელის პირიდან დაახლოებით 12 მმ-ით დაშორებული, ქვიშის სისქე შიგა ტიგელის ფსკერსა და გარე ტიგელს შორის უნდა იყოს 5 - 8 მმ.

საანალიზო ნავთობპროდუქტს ასხამენ შიდა ტიგელში ისე, რომ მისი დონე ტიგელის პირიდან 12 მმ-ით იყოს დაშორებული (ნავთობპროდუქტებისათვის აფეთქების ტემპერატურით 210°C-მდე) და 18 მმ-ით (ნავთობპროდუქტებისათვის აფეთქების ტემპერატურით 210°C-ზე მეტი).

თერმომეტრს ვერტიკალურ მდგომარეობაში უშვებენ შიდა ტიგელში, რომელშიც მოთავსებულია ნავთობპროდუქტი ისე, რომ ვერცხლისწყლის ბურთულა იმყოფებოდეს ტიგელის ცენტრში, ტიგელის ფსკერიდან და ნავთობპროდუქტის დონიდან დაახლოებით თანაბარ მანძილზე.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

ანალიზის ჩასატარებლად აპარატის გარე ტიგელს აცხელებენ აირის სანთურის ან ბარტელის ნათურის ალით ან ელექტროგამაცხელებლით ისე, რომ

ნავთობპროდუქტი ცხელდებოდეს სიჩქარით $10^{\circ}\text{C}/\text{წუთ}$. ვიდრე მოსალოდნელი აფეთქების ტემპერატურას მიაღწევდნენ 40°C -ით ადრე გაცხელების სიჩქარეს ამცირებენ 4°C -მდე/წუთ, ვიდრე მოსალოდნელი აფეთქების ტემპერატურას მიაღწევდნენ, 10° -ით ადრე სითხის ზედაპირზე მის პარალელურად დაახლოებით $10\div 14$ მმ მანძილზე, ტიგელის პირიდან ატარებენ ალს. ალის სიგრძე უნდა იყოს $3\div 4$ მმ, ტიგელის ერთი მხრიდან მეორეზე ალის მოძრაობის დრო $2\div 3$ წამი.

აფეთქების ტემპერატურად ითვლება ტემპერატურა, რომლის დროსაც სითხის მთელ ზედაპირზე გამოჩნდება ლურჯი ალი, რომელიც სწრაფად ქრება. ამის შემდეგ პროდუქტს კიდევ აცხელებენ და ყოველი ორი გრადუსის შემდეგ კვლავ ატარებენ პროდუქტის ზედაპირზე ჰორიზონტალურად ალს. როდესაც საცდელი პროდუქტი აალებს და იწვის არანაკლებ 5 წამისა, ამ ტემპერატურას აღნიშნავენ თერმომეტრზე. ეს იქნება აალების ტემპერატურა.

ნავთობპროდუქტისათვის, რომლის აფეთქების ტემპერატურა $\leq 150^{\circ}\text{C}$ -ს, გადახრა ორ თანმიმდევრულ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 4°C -ს, ხოლო ნავთობპროდუქტისათვის აფეთქების ტემპერატურით 150°C -ზე ზევით - 6°C -ს.

აალების ტემპერატურის განსაზღვრის დროს გადახრა ორ თანმიმდევრულ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს 6°C -ს.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება აფეთქების ტემპერატურა?
2. რაზეა დამოკიდებული აფეთქების ტემპერატურა?
3. რას ეწოდება აალების ტემპერატურა?
4. რაზეა დამოკიდებული აალების ტემპერატურები?
5. რით აიხსნება ის ფაქტი, რომ ნავთობის მოპოვებისა და გადამუშავების ადგილებში იკრძალება მოწევა?

2.7. გოგირდოვანი ნაერთები ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში.

გოგირდი ნედლი ნავთობის ბუნებრივი კომპონენტია. ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში იგი წარმოდგენილია არაორგანულ და ორგანულ ნაერთთა სახით. არაორგანულ ნაერთაგან იგი ნავთობში გვხვდება გოგირდწყალბადისა და თავისუფალი გოგირდის სახით. ორგანული გოგირდოვანი ნაერთებია: თიოლები, ალიფატური და ციკლური სულფიდები და დისულფიდები.

გოგირდის შემცველობის მიხედვით ნავთობებს ყოფენ: დაბალგოგირდოვან ($0,5\%$ -მდე), გოგირდოვან ($0,5-2\%$ -მდე), და მაღალგოგირდოვან (2% -ის ზევით) ნავთობებად.

გოგირდოვანი ნაერთების არსებობა ნავთობპროდუქტებში არასასურველია. გოგირდოვანი ნაერთებიდან ნავთობპროდუქტისათვის განსაკუთრებით არასასურველია მერკაპტანები, გოგირდწყალბადი და ელემენტური გოგირდი, რომლებსაც *აქტიურ გოგირდოვან ნაერთებს* მიაკუთვნებენ. აქტიური გოგირდოვანი ნაერთები თვით იწვევენ სატრანსპორტო რეზერვუარებისა და წვის სისტემების კოროზიას. არააქტიური გოგირდოვანი ნაერთები, მართალია, კოროზიის გამომწვევენი არ არიან, მაგრამ საწვავის წვის შედეგად ხდება გოგირდის ოქსიდების

(SO₂ და SO₃) წარმოქმნა, რომლებიც ახდენენ ძრავის ნაწილების ძლიერ კოროზიას და გარემოს გაქუჩყიანებას. ასევე უარყოფითად მოქმედებენ გოგირდოვანი ნაერთები ნავთობის გადამუშავების პროცესებზე, აჩქარებენ დანადგარების წყობიდან გამოსვლას. ამიტომ დადგენილია სასაქონლო ნავთობპროდუქტებში გოგირდშემცველ ნაერთთა მკაცრი კონტროლი.

საავტომობილო ბენზინებში გოგირდის საერთო შემცველობა არ უნდა აღემატებოდეს 0,10÷0,12%, საავიაციოში – 0,05%, თიოლური გოგირდისა კი 0,01%. რეაქტიური ძრავების საწვავებში გოგირდის საერთო შემცველობა არ უნდა არემატებოდეს 0,05-0,25 %, ხოლო თიოლური გოგირდის -0,0005%.

ბუნებრივია დიდი მნიშვნელობა ენიჭება ნავთობპროდუქტების გაწმენდას გოგირდოვანი ნაერთებისაგან.

ნავთობგადამამუშავებელ ქარხნებში ამ მიზნით იყენებენ შემდეგს პროცესებს:

1. აირებისა და ნათელი დისტილატების ტუტოვანი გაწმენდა გოგირდწყალბადისა და თიოლებისაგან;
2. გოგირდმჟავური გაწმენდა;
3. აირების გაწმენდა გოგირდწყალბადისა და ნახშირორჟანგისაგან ამინების საშუალებით;
4. კლაუსის პროცესის გამოყენება მჟავა აირების (SO₂ + CO₂) გადასამუშავებლად თავისუფალი გოგირდის მიღებით;
5. დემერკაპტანიზაცია;
6. ადსორბციული გაწმენდა;
7. ზეთოვანი ფრაქციების გამხსნელებით სელექციური გაწმენდა;
8. დისტილატური ფრაქციების (ბენზინის, ნავთის, რეაქტიული და დიზელის საწვავის, ვაკუუმური გაზოილის) ჰიდროგაწმენდა;
9. ზეთებისა და პარაფინების ჰიდროგაწმენდა;
10. ნარჩენების ჰიდროგაწმენდა;

ჩამოთვლილი პროცესების გამოყენებით სამრეწველო მასშტაბებით ახდენენ მხოლოდ გოგირდის, გოგირდწყალბადის და თიოლების მოცილებას.

ნავთობში გოგირდი იმყოფება გახსნილი სახით, მისი რაოდენობა აღწევს 0,02%.

თავისუფალი გოგირდი ნავთობში შეიძლება იფყოფებოდეს როგორც გახსნილ, ასევე კოლოიდურ მდგომარეობაში. მისი შემცველობა ნავთობში საშუალოდ 0,1%-ს არ აღემატება.

მაღალი კონცენტრაციით გოგირდის შემცველი ნავთობპროდუქტების, აირკონდენსატებისა და ბუნებრივი ბითუმების გაცხელებისას ხდება არასტაბილური გოგირდოვანი ნაერთების დაშლა, რის შედეგადაც წარმოიქმნება გოგირდწყალბადი, თიოლები და სულფიდები.

მინიმალურ ტემპერატურას, რომელზედაც ხდება გოგირდწყალბადის გამოყოფა, *ნავთობის თერმოსტაბილურობის ზღურბლი* ეწოდება.

300° C-ზე 1 საათის განმავლობაში 100 გ ნავთობის გაცხელების შედეგად გამოყოფილ გოგირდწყალბადისა და თიოლური გოგირდის (მგ-ში) რაოდენობას, ნავთობის *გოგირდწყალბადური რიცხვი* ეწოდება.

ჩვეულებრივ, ნავთობპროდუქტებში განსაზღვრავენ გოგირდის საერთო შემცველობას, ხოლო რიგ შემთხვევებში – დეტალური კვლევების დროს - შეისწავლება გოგირდოვანი ნაერთების ჯგუფური შემცველობა.

ამჟამად დამუშავებული და გამოყენებულია ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში გოგირდოვან ნაერთთა თვისებითი და რაოდენობითი ანალიზის სხვადასხვა მეთოდი.

თ ვ ი ს ე ბ ი თ ი მეთოდები უპირველეს ყოვლისა გამოიყენება ისეთი აქტიური ნაერთების გამოსამჟღავნებლად, როგორცაა გოგირდწყალბადი, თიოლები და თავისუფალი გოგირდი. აქტიური გოგირდოვანი ნაერთების განსაზღვრის თვისებითი მეთოდებიდან ლაბორატორიულ პრაქტიკაში ყველაზე მეტად გამოიყენება სინჯი სპილენძის ფირფიტაზე და ე.წ. „საექიმო სინჯი“. „საექიმო სინჯით“ ძრავის საწვავებში ხდება გოგირდწყალბადისა და თიოლების აღმოჩენა. „საექიმო სინჯს“ იყენებენ, ძირითადად, ბენზინებისათვის.

გოგირდწყალბადის თვისებითი განსაზღვრის მეთოდს მიეკუთვნება რეაქცია ნატრიუმის ჰიდროქსიდთან, ნატრიუმის კარბონატთან, კადმიუმის სულფატთან ან ქლორიდთან. გოგირდოვანი ნაერთების ანალიზურ ქიმიაში ცნობილია თვისებითი რეაქციები თიოლებზე, დისულფიდებზე, სულფიდებსა და თიოფენებზე.

გოგირდის განსაზღვრის რ ა ო დ ე ნ ო ბ ი თ ი მ ე თ ო დ ე ბ ი იყოფა 2 ჯგუფად: პირველი ჯგუფის მეთოდებით გოგირდს განსაზღვრავენ ნათელ ნავთობპროდუქტებში. მეორე ჯგუფის მეთოდებით გოგირდს განსაზღვრავენ საცხხეთებში, საქვაბე საწვავებში, გუდრონებსა და სხვა ნავთობპროდუქტებში.

ისევე, როგორც არ არსებობს გოგირდოვანი ნაერთების მოცილების უნივერსალური მეთოდი, არ არსებობს მათი ანალიზის უნივერსალური მეთოდიც. ეს გამოწვეულია გოგირდის ჟანგვის ხარისხის მრავალრიცხოვნებით (-2 , 0 , $+4$, $+6$) და გოგირდოვანი ნაერთების ფართო სპექტრით. ამიტომ საერთო გოგირდი ნავთობის და ნავთობპროდუქტების ხარისხის ერთ–ერთი ძირითადი მაჩვენებელია.

აქტიური გოგირდის თვისებითი განსაზღვრის მეთოდები.

სინჯი სპილენძის ფირფიტაზე.

სპილენძის ფირფიტის გამოყენებით ნავთობპროდუქტში ხდება აქტიური გოგირდოვანი ნაერთების და თავისუფალი გოგირდის აღმოჩენა. ეს მეთოდი მიღებულია სტანდარტულ მეთოდად და მას საერთაშორისო გამოყენება აქვს.

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდის არსი შემდეგში მდგომარეობს: ნავთობსა და ნავთობპროდუქტში სპილენძის ფირფიტას მაღალ ტემპერატურაზე მოთავსებისას გარკვეული დროის შემდეგ ფირფიტა შეიღებება სხვადასხვა ფერად - ღია ნაცრისფერიდან თითქმის შავ ფერამდე, რაც აქტიური გოგირდოვანი ნაერთების არსებობის მაჩვენებელია.

განსაზღვრას ატარებენ იმ მიზნით, რომ შიგა წვის ძრავებში აიცილონ ისეთი საწვავის გამოყენება, რომელიც დამანგრეველ მოქმედებას ახდენს ლითონზე.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

სინჯარა - 15 მმ დიამეტრის და 150 მმ სიგრძის;

სტანდარტული ზომების ელექტროლიტური სპილენძის ფირფიტა (40 მმ სიგრძის, 10 მმ სიფართის და 2 მმ სისქის);
96%-იანი ეთილის სპირტი;
ეთილეთერი;
ფილტრის ქაღალდი;
წყლის აბაზანა;
ფაიფურის ჯამი;
აცეტონი ან სპირტ-ბენზოლის ნარევი;
ბენზინი.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

სინჯარაში, რომლის დიამეტრია 15 მმ და სიმაღლე 150 მმ, ათავსებენ საცდელ ნავთობპროდუქტს 60 მმ სიმაღლეზე. შემდეგ სინჯარაში დებებენ სპილენძის ფირფიტას. ფირფიტა წინასწარ გასუფთავებული უნდა იყოს ზუმფარის ქაღალდით, გარეცხილი 96%-იანი სპირტით და შემდეგ ეთილეთერით. სინჯარას ახურავენ მჭიდროდ მორგებულ საცობს და ათავსებენ შტატივზე დამაგრებულ წყლის აბაზანაში $50 \pm 2C^0$ ტემპერატურაზე. 3 საათის შემდეგ ფირფიტას გამოიღებენ სინჯარიდან და ფაიფურის ჯამში ჩარეცხავენ აცეტონით ან სპირტ-ბენზოლის ნარევით. ფირფიტაზე შავი, მუქი ყავისფერი ან რუხი ფოლადისფერი ლაქების ან ფიფქის წარმოქმნა მიუთითებს ბენზინში თიოლებისა და სულფიდების არსებობაზე.

თიოლების და გოგირდწყალბადის გამომჟღავნება „საექიმო სინჯით“.

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდის არსი შემდეგში მდგომარეობს: ნავთობპროდუქტს ინტენსიურად მოუროვენ ნატრიუმის პლუმბიტის ხსნართან და გოგირდის ფხვნილთან ერთად. იმ შემთხვევაში, თუ საკვლევი ნავთობპროდუქტი შეიცავს გოგირდწყალბადს, გამოიყოფა შავი ფერის გოგირდის სულფიდის ნალექი.

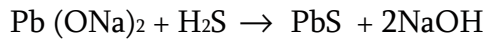
ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

მილესილსაცობიანი ცილინდრი 25 სმ³ ტევადობის;
პიპეტები;
ნატრიუმის პლუმბიტი;
გოგირდის ფხვნილი;
ბენზინი.

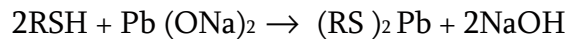
ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

25 სმ³ ტევადობის მილესილსაცობიან ცილინდრში ათავსებენ 5 სმ³ ნატრიუმის პლუმბიტს, უმატებენ 10 სმ³ ბენზინს და ნარევს ენერგიულად ანჯღრევენ 15 წუთის განმავლობაში. ამის შემდეგ ჩაყრიან გოგირდის ფხვნილს ისეთი რაოდენობით, რომ გოგირდის თხელმა ფენამ დაფაროს ბენზინის და ნატრიუმის პლუმბიტის განაყოფის

ზღვარი (ამისათვის საჭიროა 15 მგ-მდე გოგირდი). ამის შემდეგ კვლავ ანჯღრევენ 15 წუთს. გოგირდწყალბადის არსებობის შემთხვევაში გამოიყოფა ტყვიის სულფიდის შავი ფერის ნალექი შემდეგი რეაქციის თანახმად:



თუ საკვლევი ნავთობპროდუქტი შეიცავს მერკაპტანებს, მაშინ რეაქცია ორ ფაზად წარიმართება: ჯერ წარმოიქმნება რუხი ფერის ტყვიის მერკაპტიდი, რომელიც შემდეგ გოგირდის ფხვნილის მოქმედებით გადადის დისულფიდში და ტყვიის სულფიდში:



„ საექიმო სინჯი“ ძალიან მგრძნობიარეა. მისი საშუალებით შესაძლებელია გოგირდწყალბადის აღმოჩენა 0,0006%-მდე შემცველობისას.

აღნიშნული რეაქციები გამოიყენება მერკაპტანებისა და გოგირდწყალბადის აღმოსაჩენად. ამ წესით სხვა გოგირდოვანი ნაერთების და ელემენტური გოგირდის აღმოჩენა არ ხერხდება.

გოგირდწყალბადის აღმოჩენა ძმარმჟავა ტყვიით.

ჭ უ რ ჭ ე ლ ი, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

მინის ჭურჭელი (პიპეტები, გამყოფი ძაბრი);
ნატრიუმის ტუტის 2%-იანი ხსნარი;
გოგირდმჟავა, $d = 1,84$ გ/სმ³;
ძმარმჟავა ტყვია;
ფილტრის ქაღალდი;
ნავთობპროდუქტი.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

50 სმ³ ნავთობპროდუქტს ათავსებენ გამყოფ ძაბრში, უმატებენ ნატრიუმის ტუტის 2%-იან ხსნარს და ძლიერ შეანჯღრევენ, შემდეგ აცალკავებენ ნავთობპროდუქტისაგან წყალ-ტუტე გამონახსნს, შეამჟავებენ გოგირდმჟავათი, ფრთხილად გააცხელებენ და გამოყოფილ აირში გოგირდწყალბადს შეამოწმებენ ძმარმჟავა ტყვიით გაჟღენთილი ფილტრის ქაღალდით. ქაღალდი თუ შავად შეიფერა, ეს გოგირდწყალბადის არსებობის მაჩვენებელია.

გოგირდის განსაზღვრის რაოდენობითი მეთოდები

ინდივიდუალური სახით გოგირდოვანი ნაერთების განსაზღვრა ძალიან ძნელია, ამიტომ, ჩვეულებრივ, ისაზღვრება საერთო გოგირდის შემცველობა, რომელიც

წარმოადგენს ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ერთ-ერთ ძირითად მახასიათებელს.

საერთო გოგირდის განსაზღვრის მეთოდები იყოფა ორ კლასად: *ქიმიურ და ფიზიკურ მეთოდებად*.

საერთო გოგირდის განსაზღვრის ქიმიური მეთოდებიდან ყველაზე ფართოდ გამოიყენება დაჟანგვის მეთოდი, რაც განპირობებულია მეთოდის სიმარტივით და საკმაოდ მაღალი სიზუსტით.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი შემდეგში მდგომარეობს: სხვადასხვა კონსტრუქციის ხელსაწყოში (ნათურა, კალორიმეტრიული ყუმბარა, კვარცის მილი, ტიგელი, დიოქსანის ნათურა) წვავენ ნავთობს ან ნავთობპროდუქტს. წვის შედეგად წარმოქმნილ ოქსიდებს აბსორბერში აკავებენ და შემდეგ ახდენენ მათ რაოდენობრივ განსაზღვრას. დამჟანგველად იყენებენ ჰაერს, ჟანგბადს, მანგანუმის დიოქსიდს.

გოგირდის განსაზღვრის დაჩქარებული მეთოდი (სახ. სტ.1437-75)

ხელსაწყო, რეაქტივები, მასალა

ჰორიზონტალური მილოვანი ელექტრული ღუმელი (130–140 მმ სიგრძის, 20–22 მმ შიდა დიამეტრის), რომელიც უზრუნველყოფს გაცხელებას $900 \div 1000$ °C-ზე; ქრომ-ალუმინის ტიპის თერმოწყვილი;

მუხლიანი კვარცის მილი -470 მმ სიგრძის, 18–20 მმ დიამეტრის;

ჰაერის გასაწმენდი ჭურჭელი 250 სმ³ ტევადობის;

250 სმ³ ტევადობის ჰაერის გასაწმენდი ჭურჭელი;

KMnO₄ -ის 0,1 M ხსნარი;

NaOH -ის 40%-იანი და 0,02 N ხსნარები;

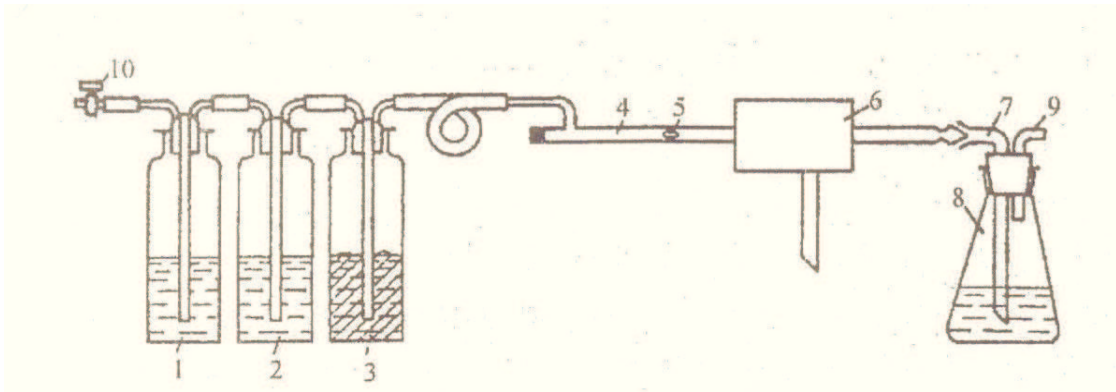
წყალბადის პეროქსიდი;

H₂SO₄ - 0,02 N ხსნარი;

ინდიკატორი – მეთილწითელის 0,2%-იანი სპირტხსნარი და მეთილენლურჯის 0,1%-იანი სპირტხსნარების ნარევი თანაფარდობით 1:1.

ჰიგროსკოპიული ბამბა;

შამოტი, გაცხელებული 900–950 °C-ზე, ნაწილაკთა ზომა 0,25 მმ-ზე მეტი,



ნახ.2.7.1. გოგირდის განსაზღვრის ხელსაწყო

1-ჭურჭელი კალიუმის პერმანგანატით; 2- ჭურჭელი ნატრიუმის ჰიდროქსიდით; 3- ჭურჭელი ჰიდროსუპიული ბამბით; 4- კვარცის მილი; 5- ნავი; 6- ელექტროლუმელი; 7- კვარცის მოხრილი მილი; 8- მიმღები; 9- გამყვანი მილი; 10- ონკანი.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა.

აწყოებენ ნახ. 2.7.1. - ზე მოყვანილ დანადგარს

გამრეცხ ჭურჭელს (1-3) ნახევრამდე ავსებენ: პირველს – KMnO_4 -ის 0,1 M ხსნარით, მეორეს– 40% NaOH -ის ხსნარით, მესამეს – ბამბით. მიმღებში (აბსორბერი) (8) ასხამენ 150 სმ^3 გამოხდილ წყალს, 5 სმ^3 წყალბადის პეროქსიდს და 7 სმ^3 $0,02 \text{ N H}_2\text{SO}_4$ -ის ხსნარს. მიმღებს ახურავენ საცობს, რომელშიც გაყრილია მოხრილი მილი (7) და გაზგამყვანი მილი (9). მილი (7) შეერთებულია საწვავ ლუმელში მოთავსებული კვარცის მილთან, რომლის მეორე ბოლოს უკეთებენ რეზინის საცობს. საწვავ მილს – გვერდითი მილის საშუალებით უკავშირებენ ჰაერის გასაწმენდად გამიზნულ ჩამრეცხ ჭურჭელს, აწყობილ ხელსაწყოს ამოწმებენ ჰერმეტიულობაზე.

ნავთობის საანალიზო ნიმუშს ათავსებენ ფაიფურის ან კვარცის ნავში (აწონილს $0,0002 \text{ გ}$ -ის სიზუსტით). ნიმუშში გოგირდის შემცველობის მიხედვით მიზანშეწონილია წონაკის აღება შემდეგი რაოდენობით:

გოგირდის მასური წილი, %;	$0 \div 2$;	$2 \div 5$
წონაკის მასა გ-ში;	$0,2 \div 0,1$;	$0,1 \div 0,05$

წონაკს ფრთხილად აყრიან გახურებული შამოტის თიხის ფხვნილს, შემდეგ ნავს ნიმუშით ათავსებენ საწვავ მილში ლუმელის წინ და საწვავი მილის ბოლოს სწრაფად უკეთებენ საცობს, ხოლო მიმღებიდან აირგამყვან მილს უერთებენ ვაკუუმ-ტუმბოს, რომელიც ახდენს ჰაერის შეწოვას. 5 მლ/წთ სიჩქარით მილში ატარებენ ჰაერის ნაკადს. წინასწარ ჩართავენ ლუმელს და როდესაც ის გახურდება $900-950 \text{ }^\circ\text{C}$ ტემპერატურამდე, ლუმელს თანდათანობით უახლოებენ ნიმუშიან ნავს და იწყებენ წვას ისე, რომ არ მოხდეს ნავთობპროდუქტის აალება. წონაკის სრული წვისათვის საჭიროა $30-40$ წუთი, ბოლოს ლუმელს ათავსებენ ისე, რომ ნიმუშიანი ნავი იყოს ლუმელის ცენტრალურ ნაწილში და ავარვარებენ მას 15 წუთის განმავლობაში.

წვის დამთავრების შემდეგ ლუმელს გასწევენ გვერდით, გამორთავენ ვაკუუმ-ტუმბოს და მოხსნიან მიმღებს. შემაერთებელ მოხრილ კვარცის მილს ჩარეცხავენ 25 სმ^3 გამოხდილი წყლით, რომელსაც შემდეგ ამატებენ მიმღებში.

მიმდებში არსებულ ხსნარს ტიტრავენ 0,02 N NaOH –ის ხსნარით 8 სმ³ ინდიკატორების ნარევის თანდასწრებით. გატიტვრას აწარმოებენ მანამ, სანამ ხსნარის ფერი იისფერიდან არ გადავა მწვანეში, შუალედური ლურჯი ფერის გავლით.

ანალოგიურად ახდენენ საკონტროლო ნიმუშის (ნავთობის გარეშე) გატიტვრას. გოგირდის მასურ წილს საზღვრავენ შემდეგი ფორმულის მიხედვით:

$$\omega_s = [0,032 (V_1 - V_0) / m_1] \cdot 100$$

სადაც 0,032 - გოგირდის რაოდენობაა, რომელიც შეესაბამება 1სმ³ 0,02 N NaOH –ის ხსნარს;

V_0 - 0,02 N NaOH –ის ხსნარის რაოდენობა სმ³-ში, რომელიც დაიხარჯა საკონტროლო ნიმუშის გატიტვრაზე;

V_1 - 0,02 N NaOH –ის ხსნარის რაოდენობა სმ³-ში, რომელიც დაიხარჯა საანალიზო ნიმუშის გატიტვრაზე;

m_1 - ნავთობპროდუქტის მასა გ-ში.

პარალელურ განსაზღვრათა შედეგებს შორის განსხვავება არ უნდა აღემატებოდეს $\pm 5\%$ (1%-მდე გოგირდის შემცველობისას) და $\pm 3\%$ (1%-ზე მეტი რაოდენობით გოგირდის შემცველობისას).

გოგირდის განსაზღვრის ქრომატული მეთოდი

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდს საფუძვლად უდევს ტიგელში ნავთობპროდუქტების გამოწვა მანგანუმის პეროქსიდის და უწყლო ნატრიუმის კარბონატის ნარევეთან ერთად, მიღებული სულფატების წყალში გახსნა და ამ ხსნარში გოგირდის განსაზღვრა მოცულობითი ქრომატული მეთოდით.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

ფაიფურის ტიგელი;

მანგანუმის პეროქსიდი;

ნატრიუმის კარბონატი;

ანალიზური სასწორი 0,0002 გ სიზუსტის;

მუფელის ღუმელი;

ლაბორატორიული მინის ჭურჭელი (ჭიქები, მზომი კოლბები, ერლეინმეერის კოლბები, მინის ძაბრი, პიპეტები);

წყლის აბაზანა;

ქაღალდის ფილტრი;

მარილმჟავა, ($d=1,19$ გ/სმ³);

ინდიკატორი - მეთილნარინჯი;

კალიუმის იოდიდის 10%-იანი ხსნარი;

ამიაკის 10%-იანი ხსნარი;

ნატრიუმის თიოსულფატის 0,05 N ხსნარი;
სახამებლის 1%-იანი ხსნარი;
ბარიუმის ქრომატი

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა :

ფაიფურის ტიგელში იღებენ საკვლევი პროდუქტის სინჯს. სინჯის მასა დამოკიდებულია გოგირდის სავარაუდო შემცველობაზე. რაც უფრო მაღალია გოგირდის შემცველობა, მით უფრო მცირეა სინჯი. (1,0 ÷ 0,1 გ). ტიგელში უმატებენ 2 გ. ნატრიუმის კარბონატის და მანგანუმის პეროქსიდის ნარევს თანაფარდობით 1:2, გულმოდგინედ მოურევენ და უმატებენ კიდევ 1 გ. ნარევს.

ტიგელი ნარევთან ერთად გადააქვთ მუფელის ღუმელში, აცხელებენ 800°C -ზე 4 საათის განმავლობაში. გავარვარებულ და გაცივებულ ნარევს აზავებენ გამოხდილი წყლით და გადააქვთ ჭიქაში, აცხელებენ 1 საათს წყლის აბაზანაზე.

გაცივების შემდეგ ჭიქის შიგთავსს, ქაღალდის ფილტრის გამოყენებით, ფილტრავენ კონუსურ კოლბაში, ნალექს ფილტრზე ჩარეცხავენ გამოხდილი წყლით, ფილტრატს შეავსებენ წყლით 100 სმ³ -მდე.

ფილტრატს კოლბაში ანეიტრალებენ მარილმჟავას ხსნარით. ინდიკატორად იყენებენ მეთილნარინჯს. შემდეგ ფილტრატს უმატებენ 5 სმ³ ბარიუმის ქრომატს. ხსნარს კოლბაში ადუღებენ 30 წუთის განმავლობაში წყლის აბაზანაზე მოყვითალო-ჟოლოს შეფერილობის მიღებამდე.

კოლბის შიგთავსს აცივებენ, ანეიტრალებენ 10%-იანი ამიაკის ხსნარით. გამოყოფილ ნალექს ფილტრავენ კონუსურ კოლბაში. ფილტრატს უმატებენ 10 სმ³ KJ-ის 10%-იან ხსნარს, 3 სმ³ კონცენტრირებულ მარილმჟავას და 5 წუთით ათავსებენ ბნელ ადგილას.

გამოყოფილ იოდს ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის 0,05 N ხსნარით. გატიტრის ბოლოს უმატებენ 1-2 სმ³ 1%-იან სახამებლის ხსნარს.

ნატრიუმის თიოსულფატით ერთდროულად ტიტრავენ საკონტროლო სინჯს და ატარებენ გოგირდის განსაზღვრის ორ საკონტროლო ცდას ნატრიუმის კარბონატისა და მანგანუმის პეროქსიდის ნარევში საკვლევი სინჯის გარეშე.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

საკვლევი ნავთობპროდუქტში გოგირდის შემცველობას, (%), ანგარიშობენ ფორმულით:

$$s = \frac{(V_1 - V_2) K \cdot 0,00053 \cdot 100 \cdot 250 S_{ნარ.}}{a \cdot 100}$$

სადაც V_1 - საკვლევი ნავთობპროდუქტის გატიტვრაზე დახარჯული ნატრიუმის თიოსულფატის 0,05 N ხსნარის რაოდენობაა, სმ³;

V_2 - საკონტროლო სინჯის (100 სმ³ წყლის) გატიტვრაზე დახარჯული ნატრიუმის თიოსულფატის 0,05 N ხსნარის რაოდენობა, სმ³;

K - შესწორების კოეფიციენტი;

0,00053 – გოგირდის შემცველობა, რომელიც 1 სმ³ ნატრიუმის თიოსულფატის ზუსტად 0,05 N ხსნარის ექვივალენტურია, გ;

a - ნავთობპროდუქტის წონაკი;

$S_{\text{ნარ.}}$ - გოგირდის შემცველობა, (%), ნატრიუმის კარბონატისა და მანგანუმის პეროქსიდის ნარევიში;

250 - მოცულობა, რომელზეც დაყვანილია ფილტრატი, სმ³ ;

100 - გასატიტრად აღებული ფილტრატის რაოდენობა

იმ შემთხვევაში, თუ გასატიტრად იღებენ მთლიან ფილტრატს, გოგირდის შემცველობას, (%), ანგარიშობენ ფორმულით:

$$s = \frac{(V_1 - V_2) \cdot K \cdot 0,00053 \cdot 100 \cdot S_{\text{ნარ}}}{a}$$

საკონტროლო საკითხები

1. რაში მდგომარეობს ნავთობსა და ნავთობურ ფრაქციებში გოგირდის წარმოქმნის მიზეზი?
2. რატომ არის გოგირდის არსებობა ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში არასასურველი ?
3. გოგირდოვანი ნაერთების განსაზღვრის რა ხერხები არსებობს?
4. ჰეტეროატომებიდან რომელი შედის ნავთობში მეტი რაოდენობით?
5. მიუთითეთ მეტალების კოროზიის გამლიერების მიზეზები გოგირდის ნაერთების არსებობის დროს?

2.8. მჟავური რიცხვი

ნავთობის მჟავიანობას განაპირობებს მასში შემავალი ალიფატური და ციკლური კარბომჟავები, ფენოლები და სხვა მჟავა ხასიათის ჟანგბადშემცველი ნაერთები. ნავთობიდან ტუტე ხსნარებით გამოყოფილი ყველა მჟავე ხასიათის ნივთიერება გაერთიანებულია ტერმინით „ნავთობური მჟავები“.

ნავთობური მჟავების შემცველობა ნავთობში ფართო ზღვრებში იცვლება. უფრო მაღალია მათი შემცველობა ნაფტენური ტიპის ნავთობში, და დაბალია - მაღალპარაფინულ ნავთობში.

ნავთობური მჟავები ციკლოპენტანისა და ციკლოჰექსანის რიგის მონოკარბომჟავებია. ნავთობში აღმოჩენილია 20-ზე მეტი ალიფატური კარბომჟავა: ჭიანჭველმჟავა, ძმარმჟავა, პროპიონმჟავა, ერბომჟავა, კაპრომჟავა, ენანტომჟავა, პალმიტინმჟავა, სტეარინმჟავა, მირისტინმჟავა, არახინის მჟავა და სხვ.

ნავთობში იდენტიფიცირებულია შემდეგი ფენოლური ნაერთები: ფენოლი, ალკილფენოლები (კრეზოლები, ქსილენოლები და სხვ.). ფენოლების შემცველობა ნავთობში უმნიშვნელოა (< 0,1%-ზე), ამიტომ მათი გამოყოფა ნავთობიდან საკმაოდ რთულია.

ნავთობური ფრაქციის დუდილის ტემპერატურის ამაღლებასთან ერთად მჟავების შემცველობა იზრდება. მჟავების მაქსიმალური შემცველობა აღინიშნება საშუალო ფრაქციებში. მძიმე ფრაქციებში მათი შემცირება დაკავშირებულია იმასთან, რომ ნავთობის გამოხდის დროს მიმდინარეობს მჟავების თერმული დაშლა.

ნავთობურ მჟავებს ახასიათებთ მაღალი ზედაპირული აქტიურობა, რაც გავლენას ახდენს ნავთობმოპოვების და ნავთობის გადამუშავების ისეთ პროცესებზე, როგორცაა, ნავთობგამოდევნა, ემულგირება, პარაფინებისა და მარილების დალექვა, მოწყობილობის კოროზია. მაღალი კოროზიული აქტიურობით ხასიათდება დაბალმოლეკულური ალიფატური მჟავები. კოროზიული აქტიურობის გამო, მათი შემცველობა ძრავის საწვავებსა და საცხ მასალებში შეზღუდულია. საავტომობილო ბენზინების მჟავიანობა არ უნდა აღემატებოდეს 3, საავიაციოს -1, რეაქტიული საწვავების - 0,7, დიზელის საწვავების- 5 მგ KOH /100 სმ³.

კონსისტენციით ნავთობური მჟავების უმეტესობა თხევადი ნივთიერებებია, მაღალმოლეკულური ალიფატური მჟავები (მირისტინმჟავა, არახინის მჟავა, პალმიტინმჟავა, სტეარინმჟავა) კრისტალური ან ნახევრადმყარი ნივთიერებებია.

ნავთობური მჟავებისათვის დამახასიათებელია შემდეგი ფიზიკურ-ქიმიური თვისებები: სიმკვრივე - ~ 1000 კგ/მ³; ისინი ცუდად იხსნება წყალში; კარგად - ნახშირწყალბადებში, სპირტებში, ქლოროფორმსა და დიეთილეთერში; მათ აქვთ დაბალი გაყინვის ტემპერატურა, რომელიც აღწევს -80°C; მოლეკულური მასის ზრდასთან ერთად ნავთობის (ნავთობპროდუქტების) სიბლანტე იზრდება, ხოლო მჟავური რიცხვი მცირდება, და მერყეობს ზღვრებში 350 = 25 მგ.KOH /გ. ნავთობური მჟავები ნაჯერი ნაერთებია, ამიტომ მათი იოდის რიცხვი დაბალია.

ნავთობური მჟავების მარილებს ფართო გამოყენება აქვს მეურნეობაში: სარეცხი საშუალებების წარმოებაში - ტუტე მეტალების მარილები; საცხი ზეთების წარმოებაში - ალუმინის, კალციუმის, ტყვიის, ბარიუმის, თუთიის, ნატრიუმის, კალას, კობალტის, ნიკელის ნაფტენატები; ლაქსაღებავების წარმოებაში - ტყვიის, კობალტის, მანგანუმის, კალციუმის, მაგნიუმის, რკინის ნაფტენატები; ფუნგიციდებისა და ინსექტიციდების დასამზადებლად - სპილენძის, თუთიის, ვერცხლისწყლის ნაფტენატები; ქრომის ნაფტენატი საუკეთესო მწებავი თვისებებით ხასიათდება. ნაფტენური მჟავების და მათი მარილების ძირითადი მომხმარებელია ლაქის წარმოება.

სამრეწველო პირობებში ნათელი ნავთობპროდუქტებიდან ნავთობურ მჟავებს გამოყოფენ ნატრიუმის ჰიდროქსიდით წყალხსნარებით 35-70⁰ C -ზე, ზეთოვანი დისტილატებიდან - 130-160⁰ C-ზე და წნევის ქვეშ.

ლაბორატორიულ პრაქტიკაში ნავთობიდან (ნავთობპროდუქტიდან) ნავთობურ მჟავებს გამოყოფენ სპირტ-ტუტოვანი ხსნარების სხვადასხვა მოდიფიკაციით. „ცხელი“ გასაპნის მეთოდი მდგომარეობს შემდეგში; ბენზოლით გაზავებულ ნავთობს შეურევენ კალიუმის ჰიდროქსიდის 1 N სპირტხსნართან და ადუღებენ 40 წუთის განმავლობაში. მიღებულ ნარევს აყოვნებენ. დაყოვნების შემდეგ წყლიან ფენას მოაცილებენ, შემდეგ მას ააორთქლებენ და შეამჟავებენ გოგირდმჟავას 10 %-იანი ხსნარით 0⁰ C-ზე pH 5 – 6 -მდე. შემდეგ ნავთობურ მჟავებს ექსტრაგირებენ დიეთილეთერით (ან ქლოროფორმით).

„ ცივი“ მეთოდის გამოყენების დროს ნავთობს 20⁰ C-ზე 30 წუთის განმავლობაში ურევენ 1 N კალიუმის ჰიდროქსიდის 70%-იან სპირტიან ხსნართან. სპირტ-ტუტე ექსტრაქტს მოაცილებენ ნავთობს და ააორთქლებენ ვაკუუმში 40⁰ C-ზე. შემჟავების შემდეგ ნავთობური მჟავების ექსტრაქციას ახდენენ დიეთილეთერით.

ნავთობის მჟავური რიცხვის განსაზღვრის

სტანდარტული მეთოდი

მოცემული სტანდარტი ითვალისწინებს მჟავური რიცხვის განსაზღვრას ნათელ ნავთობპროდუქტებში (ეთილირებული და არაეთილირებული ბენზინები, ლიგროინი, ნავთი, დიზელის საწვავი, საწვავი რეაქტიული ძრავებისათვის), არალეგირებულ ზეთებში, სპეციალურ ზეთებსა და ნახშირწყალბადურ პლასტიკურ შემზეთებში.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს საკვლევი პროდუქტის მჟავა ნაერთების გატიტვრაში კალიუმის ჰიდროქსიდით ფერადი ინდიკატორის თანდასწრებით.

ჭურჭელი, რეაქტივები, მასალა

კონუსური კოლბა 250 სმ³ ტევადობის;
უკუმაცივარი;
ელექტროქურა;
ბიურეტი;
კალიუმის ბიფტალატი ან ქარვამჟავა;
ინდიკატორი - ნიტროზინის ყვითელი ან 6 B ტუტიანი ცისფერი;
კალიუმის ჰიდროქსიდის 0,05 M სპირტიანი ხსნარი

მომზადება ანალიზისათვის

85%-იანი ეთილის სპირტის მომზადება

შეურევინ 89 სმ³ ეთილის სპირტს და 11 89 სმ³ გამოხდილ წყალს.

ინდიკატორის - ტუტიანი ცისფერის 6 B სპირტიანი ხსნარის მომზადება;

0,8 გ 6 B ტუტიან ცისფერს ხსნიან 1 დმ³ 96%-იან ეთილის სპირტში, შემდეგ უმატებენ 1,5 დმ³ ბენზოლს ინდიკატორის სრულ გახსნამდე. ხსნარს აყოვნებენ 12 სთ-ს, რის შემდეგ მიღებულ გამჭვირვალე ხსნარს ფილტრავენ.

ინდიკატორის - ნიტროზინის ყვითელის 0,5 %-იანი წყალხსნარის მომზადება;
0,5გ. ნიტროზინის ყვითელს ხსნიან 100 სმ³ გამოხდილ წყალში.

კალიუმის ჰიდროქსიდის 0,05 M სპირტიანი ხსნარის მომზადება:

3 გ. კრისტალური კალიუმის ჰიდროქსიდის 0,1გ-ს ხსნიან 1000 სმ³ ეთილის სპირტში. მიღებულ ხსნარს გულმოდგინედ მოურევინ და აყოვნებენ სიბნელეში 24 საათის განმავლობაში. დაყოვნებულ გამჭვირვალე ხსნარს მოაცილებენ ნალექს და დეკანტაციით გადაიტანენ მუქი ფერის ჭურჭელში.

კალიუმის ჰიდროქსიდის ხსნარის ტიტრს ადგენენ კალიუმის ბიფტალატის ან ქარვამჟავას მიხედვით.

ამისათვის 250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში ათავსებენ 0,05-0,07 გ. გადაკრისტალიზებულ კალიუმის ბიფტალატს ან ქარვამჟავას, აწონილს ცდომილებით 0,0002გ, ხსნიან 50 სმ³ ახლადგამოხდილ წყალში, უმატებენ 3-4 წვეთ ფენოლფტალეინს და, მუდმივი მორევის პირობებში ტიტრავენ კალიუმის

ჰიდროქსიდის 0,05 M სპირტიანი ხსნარით ვარდისფერ შეფერვამდე. შეფერვა უნდა იყოს მდგრადი 30 წამის განმავლობაში.

კალიუმის ჰიდროქსიდის 0,05 M ხსნარის ტიტრს (T), გ/სმ,³ გამოთვლიან ფორმულით:

$$T = \frac{56,11 \cdot M \cdot 1000}{E \cdot V_1}$$

სადაც 56,11 - კალიუმის ჰიდროქსიდის ექვივალენტური მასაა, გ.;

M - კალიუმის ბიფტალატის ან ქარვამჭავას ექვივალენტური მასა, გ., რომელიც შესაბამისად, 204.23 და 59.04 გ.-ის ტოლია;

V₁ - კალიუმის ბიფტალატის ან ქარვამჭავას გატიტვრაზე დახარჯული კალიუმის ჰიდროქსიდის 0,05 M სპირტიანი ხსნარის მოცულობაა, სმ³.

ანალიზის შედეგად მიიღება ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული, მათ შორის სხვაობა არ უნდა აღემატებოდეს 0,03 მგ. ხსნარის ტიტრს ამოწმებენ ყოველ ორ კვირაში.

ნ ი მ უ შ ი ს მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა

ნავთობპროდუქტის ნიმუშს მოათავსებენ ჭურჭელში ¾ -ზე და 5 წუთის განმავლობაში გულმოდგინედ ანჯღრევენ.

ბლანტ და პარაფინულ ნავთობპროდუქტებს წინასწარ აცხელებენ 60⁰ C -მდე.

პლასტიკური შემზეთების შემთხვევაში შემზეთს ზედაპირიდან აცლიან ზედა ფენას. შემდეგ ჭურჭლის კედლიდან არანაკლები 5 მმ-ით დაშორებული ადგილიდან (არანაკლები სამი ადგილიდან), იღებენ ტოლი რაოდენობის სინჯს, ათავსებენ ფაიფურის ჯამში და გულმოდგინედ მოურევენ.

ნათელი ნავთობპროდუქტების კვლევის დროს იღებენ 50±100 სმ³ სინჯს.

პლასტიკური შემზეთების კვლევის დროს 250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში ათავსებენ საკვლევი პროდუქტის 5-8 გ. აწონილს ცდომილებით 0,01 გ.

მჟავური რიცხვის განსაზღვრა ტუტიანი ცისფერის 6 B (ინდიკატორის) თანდასწრებით

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

კონუსურ კოლბაში ათავსებენ საკვლევი პროდუქტის ნიმუშს 20±2 გ. რაოდენობით, ნჯღრევის პირობებში უმატებენ 40 სმ³ ინდიკატორს - 6 B ტუტიან ცისფერს ნიმუშის სრულ გახსნამდე. სინჯის ცუდად ხსნადობის შემთხვევაში, კოლბას უკეთებენ უკუმაცივარს და ნარევს ადულებენ 5 წუთის განმავლობაში მუდმივი მორევის პირობებში. მიღებულ ხსნარს ტიტრავენ კალიუმის ჰიდროქსიდის სპირტხსნარით ცისფერი ფერის წითელ ფერში გადასვლამდე. პარალელურად ატარებენ საკონტროლო ცდას სინჯის გარეშე იმავე რაოდენობის ინდიკატორის გამოყენებით.

საანალიზო სინჯის მჟავური რიცხვი (მრ) განისაზღვრება ფორმულით:

$$\text{მრ} = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T}{m}$$

სადაც V_1 გატიტრებაზე დახარჯული 0,005 M KOH-ის სპირტსნარის მოცულობაა, სმ³;

V_2 - საკონტროლო ცდაზე დახარჯული 0,005 M KOH-ის სპირტსნარის მოცულობაა, სმ³;

T - 0,005 M KOH-ის სპირტსნარის ტიტრი მგ/სმ³;

m - ნავთობის ნიმუშის წონაკი, გ.

მჟავური რიცხვის განსაზღვრა ნიტროზინის ყვითელის (ინდიკატორის) თანდასწრებით

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

მჟავური რიცხვის განსაზღვრა შეიძლება ასევე ნიტროზინის ყვითელის თანდასწრებით. ამ შემთხვევაში 250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში ასხამენ 50 სმ³ 85%-იან ეთილის სპირტს. კოლბას ურგებენ უკუმაცივარს და ადუღებენ 5 წუთის განმავლობაში. შემდეგ უმატებენ 8-10 წვეთ (0,25 სმ³) ინდიკატორს - ნიტროზინის ყვითელს და ცხელ მდგომარეობაში, მუდმივი მორევის პირობებში, ანეიტრალებენ KOH-ის 0,005 M სპირტსნარით ყვითელი ფერის მწვანეში გადასვლამდე.

იმავე კოლბაში, რომელშიც ჩატარდა განეიტრალება, უმატებენ საანალიზო ნავთობპროდუქტის ნიმუშს და უკუმაცივრის გამოყენებით 5 წუთის განმავლობაში ადუღებენ მუდმივი მორევის პირობებში. თუ კოლბის შიგთავსი დუდილის შემდეგ ინარჩუნებს მწვანე შეფერვას, ანალიზს აღარ აგრძელებენ და ითვლება, რომ საანალიზო ნიმუში მჟავას არ შეიცავს.

ფერის შეცვლის შემთხვევაში ნარევს ცხლად ტიტრავენ KOH-ის სპირტსნარით ყვითელი ფერის მწვანეში გადასვლამდე. შეფერვა უნდა იყოს მდგრადი 30 წუთის განმავლობაში, რათა არ მოხდეს ჰაერში არსებული CO₂-ის შთანთქმა.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

მჟავური რიცხვი KOH მგ / გ განისაზღვრება შემდეგი ფორმულით:

$$\text{მრ} = V_3 T / m$$

სადაც V_3 არის გატიტრებაზე დახარჯული 0,05 M KOH -ის სპირტსნარის მოცულობაა, სმ³;

T - 0,05 M KOH-ის სპირტსნარის ტიტრი მგ/სმ³;

m - ნავთობის ნიმუშის წონაკის მასა, გ.

ანალიზის შედეგად მიიღება ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება მჟავური რიცხვი?
2. რომელი ნაერთებით არის განპირობებული ნავთობის მჟავიანობა?
3. რომელი ნაერთები იწვევს მჟავური რიცხვის გაზრდას ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში ?
4. რომელ ნაერთებთან არის დაკავშირებული ნავთობის ტუტიანობა?
5. რომელი ინდიკატორები გამოიყენება ნავთობის მჟავური რიცხვის განსაზღვრის დროს?

2.9. ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები

ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები - ზეთები, ფისები და ასფალტენები მუქი ფერის მაღალმოლეკულური ნაერთებია, რომლებიც გახსნილია ნავთობსა და ნავთობპროდუქტებში ან იმყოფება კოლოიდური სისტემების სახით. ყველა გოგირდოვან და მაღალგოგირდოვან ნავთობებში მაღალია როგორც ფისების, ასევე ასფალტენების შემცველობა.

ფისოვან-ასფალტენურ ნივთიერებებს მიეკუთვნება ფისები, ასფალტენები, კარბენები, კარბოიდები, ასფალტოგენური მჟავები და მათი ანჰიდრიდები. მათ შორის ნავთობსა და მის ფრაქციებში უმეტესი რაოდენობით შედის ფისები და ასფალტენები. ფისების შემცველობა, ჩვეულებრივ, აღემატება ასფალტენების შემცველობას.

ფისები და ასფალტენები განსაზღვრავენ ნავთობის ინგიბირებად აქტიურობას, რადგან ისინი ბუნებრივი ანტიოქსიდანტებია, რომლებიც ამჟღავნებენ ჯაჭვური რადიკალური პროცესების ინგიბიტორების თვისებებს. ამით აიხსნება ის ფაქტი, რომ, რაც უფრო ძველია ნავთობი (მით უფრო დიდია მისი გეოლოგიური ასაკი), მით ნაკლები რაოდენობით შეიცავს ის ფისოვან-ასფალტენურ ნივთიერებებს. უფრო მდიდარია ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებებით ახალგაზრდა ნავთობები, რომლებშიც მაღალია არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობა.

ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების მიხედვით ნავთობები იყოფა ჩვეულებრივ ნავთობებად, მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობებად და ბუნებრივ ბითუმებად.

ჩვეულებრივ ნავთობებში ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობა აღწევს 25%, მაღალი სიბლანტის მქონე ნავთობებში - 25÷35%. ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობის მიხედვით ჩვეულებრივი ნავთობები იყოფა სამ ჯგუფად: *დაბალფისოვან*, *ფისოვან* და *მაღალფისოვან ნავთობებად*, სადაც ფისების შემცველობაა, შესაბამისად: < 5%, 5÷ 15% და 15%-ზე მეტი.

კარბენებს და კარბოიდებს ნედლი ნავთობი პრაქტიკულად არ შეიცავს. კარბენები წარმოიქმნება ასფალტენების ჟანგვის დროს. კარბენები იხსნება პირიდინსა და გოგირდნახშირბადში, კარბოიდები პრაქტიკულად არაფერში არ იხსნება. კარბენები და კარბოიდები გარეგნულად მოგვაგონებს ასფალტენებს, მაგრამ ასფალტენებისგან განსხვავდება უფრო მუქი შეფერილობით და ჟანგბადის მაღალი შემცველობით.

ასფალტოგენური მჟავები და მათი ანჰიდრიდები - ფისისმაგვარი ნივთიერებებია, რომლებიც იხსნება ტუტეში, სპირტში, ბენზოლსა და ქლოროფორმში. მათი სიმკვრივე აღემატება 1000 კგ/მ³. ფიზიკურ-ქიმიური თვისებებით ასფალტოგენური

მჟავები განსხვავდება ნაფტენური მჟავებისაგან. 120°C-მდე გაცხელების შედეგად ასფალტოგენური მჟავები გადადიან ანჰიდრიდებში. ასფალტოგენური მჟავების და მათი ანჰიდრიდების შემცველობა ნავთობში დაბალია. ისინი შედის, ძირითადად, ბუნებრივი ბითუმების (ასფალტების) შედგენილობაში.

ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებებში თავმოყრილია მეტალები და მეტალოპორფირინები, ასევე ჟანგბადის, აზოტისა და გოგირდის უმეტესი ნაწილი.

ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები ართულებს ნავთობის დამუშავების, მოპოვების, მომზადების, ტრანსპორტირებისა და გადამუშავების პროცესებს. ნავთობური საბადოს დამუშავების დროს პროდუქტიული ფენის სანგრევ ზონაში ისინი წარმოქმნიან საცობებს. მოპოვების დროს, პარაფინებთან ერთად, ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები იწვევენ ჭაბურღილების გაჭედვას. ნავთობის მოპოვების დროს ფისოვან-ასფალტენური კომპონენტები, როგორც ზედაპირულად აქტიური ნაერთები, განსაზღვრავენ „წყალი-ნავთობში“ ტიპის ემულსიის სიმტკიცეს. მაღალი ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველი ნავთობების ტრანსპორტირება დაკავშირებულია გაზრდილ ენერგოდანახარჯებთან. ასეთი ნავთობის გადამუშავების დროს ხდება მილოვანი ღუმელების, კატალიზატორების დაკოქსვა. მაგრამ, ამასთანავე, ისინი ნედლეულის აუცილებელი კომპონენტებია ნავთობგადამუშავების ისეთ პროცესებში, როგორცაა კოქსის და ბითუმის მიღება.

ფისები კარგად იხსნება მსუბუქ ბენზინში, ნაფტენურ მჟავებში, ასევე ბენზოლში, ეთერსა და ქლოროფორმში. ნავთობის დისტილატებიდან გამოყოფილ ფისებს აქვს თხევადი ან ნახევრადთხევადი კონსისტენცია, გუდრონიდან გამოყოფილი ფისები მყარი ან პლასტიკური ნივთიერებებია.

ძრავის საწვავის შედგენილობაში შედის ნაერთები, რომლებსაც აქვს ფისების წარმოქმნის უნარი. ასეთ საწვავებში განსაზღვრავენ ე.წ. ფაქტობრივ ფისებს, ე.ი. ფისოვან ნივთიერებებს, რომლებიც წარმოიქმნიან ანალიზის დროს. ძრავის საწვავის შენახვისას ფისების ფაქტობრივი შემცველობა შეიძლება გაიზარდოს. ამიტომ ბენზინებში წარმოების ადგილზე და მოხმარების ადგილზე ფაქტობრივი ფისების შემცველობას სხვადასხვა მნიშვნელობა აქვს.

ასე, მაგალითად, A-76 მარკის ბენზინში ფაქტობრივი ფისების შემცველობა წარმოების ადგილზე შეიძლება იყოს 5 მგ / 100 სმ³, მოხმარების ადგილზე კი მათი შემცველობა გაიზარდოს 10.-მდე (მგ/100 სმ³). დიზელის საწვავებისათვის დადგენილი ნორმა შეადგენს 30 ± 60 მგ/100 სმ³, საავიაციო ბენზინებისათვის - 2÷4 მგ/100 სმ³.

თანამედროვე წარმოდგენებით, **ასფალტენები** - კეროგენის ნარჩენებია, რომლებიც არ გარდაიქმნა ნავთობად. კეროგენი (ნავთობის მდებარეობითი ქანები) - დანალექ ქანებში ორგანულ მოლეკულათა გარდაქმნის პროდუქტია.

თერმოლიზის, თერმოკატალიზისა და ბიოდეგრადაციის პროცესების შედეგად ნავთობის პირველადი შედგენილობა იცვლება. ნავთობის ქიმიური შედგენილობის ჩამოყალიბებაზე უდიდესი მნიშვნელობა აქვს ბიოდეგრადაციის პროცესებს (ნავთობზე მიკროორგანიზმების ჟანგვით მოქმედებას). ასფალტენები - ნავთობის ის შემადგენელი ნაწილია, რომელმაც უმნიშვნელოდ განიცადა ბიოდეგრადაციის პროცესები. ასფალტენების მცირე პიროლიზით (300 °C-ზე) და გამოყოფილი ნახშირწყალბადების ანალიზით შესაძლებელია ნავთობის საწყისი ქიმიური შედგენილობის აღდგენა.

ასფალტენები - ნავთობის საკმაოდ რთული მაღალმოლეკულური, მაღალკონდენსირებული ჰეტეროორგანული ნაერთებია; ისინი მოშავო-ყავისფერი ბზინვარე მყიფე მყარი ამორფული ფხვნილისებრი ნივთიერებებია; მათი ფარდობითი სიმკვრივე ერთს აღემატება. ასფალტენების საშუალო მოლეკულური მასები შეიძლება 5000 ÷ 6000 ფარგლებში მერყეობდეს. მოლეკულური მასების უფრო მაღალი მნიშვნელობები განპირობებულია ასფალტენების მოლეკულების ასოციაციით.

ასფალტენები არ იხსნება ისეთ გამხსნელებში, როგორცაა პეტროლენის ეთერი, პენტანი, იზოპენტანი, ჰექსანი, ჰეპტანი, ეთილეთერი. ლაბორატორიულ პრაქტიკაში ნავთობიდან და ნავთობპროდუქტიდან ასფალტენების გამოსაყოფად გამოიყენება პეტროლენის ეთერი. ასფალტენები იხსნება ბენზოლში, ტოლუოლში, პირიდინში, გოგირდნახშირბადში, ნახშირბადის ტეტრაქლორიდში, ქლოროფორმში, ციკლოჰექსანში, მაღალმოლეკულურ არომატულ ნახშირწყალბადებსა და ფისებში.

ასფალტენები შედის სხვადასხვა ქიმიურ რეაქციაში - დაჟანგვის, ჰიდრირების, ჰალოგენირების, სულფირების. მეტალების ქლორიდებთან და ორტოფოსფორმჟავასთან ისინი წარმოქმნიან კომპლექსურ ნაერთებს.

ასფალტენების მაღალი ქიმიური აქტიურობა განაპირობებს მათ საფუძველზე სხვადასხვა პრაქტიკულად ღირებული პროდუქტების მიღებას, ისეთების, როგორცაა რადიაციურად მდგრადი წებო, ნახშირბადოვანი ადსორბენტები, ფხვნილისებრი და გრანულირებული იონიტები, დაყალიბებული იონმიმოცვლითი მასალები და სხვ. ასფალტენების გამოყენება შეიძლება ჭაბურღილების ბურღვის დროს და მისართებად ბითუმებში.

ფისებისა და ასფალტენების განსაზღვრა (ГОСТ 11858-66)

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდის არსი მდგომარეობს შემდეგში: ნავთობიდან (ნავთობპროდუქტიდან) ასფალტენებს გამოყოფენ ნ-ჰეპტანით ან პეტროლენის ეთერით და შემდეგ მათ გამოაცალკავენ გაფილტვრით. ფილტრატში გახსნილი ფისები ადსორბირდებიან სილიკაგელზე და შემდეგ მათი დესორბცია ხდება სპირტ-ტოლუოლის ნარევით.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ა

საექსტრაქციო აპარატი, რომლის შედგენილობაში შედის მრგვალძირა კოლბა, ექსტრაქტორი და ბურთულებიანი მაცივარი;

საადცორბციო მინის სვეტი - 1140 მმ სიმაღლის და 18 მმ შიდა დიამეტრის, რეზერვუარით ზედა ნაწილში (სიგრძე 250 მმ, დიამეტრი 52 მმ);

მინის ასაორთქლებელი ჯამები, დიამეტრით 90 მმ;

ერლენმეიერის კოლბები, დიამეტრით 100, 250 და 500 სმ³;

თერმოსტატი, 200°C-მდე გაცხელებისათვის;

წყლის აბაზანა;

პეტროლენის ეთერი დუდილის ტემპერატურით 50°C;

ნ-ჰეპტანი ეტალონური;

ტოლუოლი;
ეთილის სპირტი;
სპირტ-ტოლუოლის ნარევი თანაფარდობით 1:1
ბენზინ-გამხსნელი რეზინის მრეწველობისათვის;
ACK -მარკის სილიკაგელი, მარცვლების ზომით 0,2-0,5 მმ.

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

ფაიფურის ჯამს $\frac{3}{4}$ -ზე შეავსებენ სილიკაგელით და 6 საათით ათავსებენ თერმოსტატში $180 \pm 10^{\circ}\text{C}$ -ზე. შემდეგ სილიკაგელი გადააქვთ იმავე თერმოსტატში 15 წუთის განმავლობაში გაცხელებულ მშრალ კოლბაში. კოლბას სილიკაგელით მჭიდროდ ახურავენ რეზინის საცობს.

სუფთა მშრალ საადსორბციო კოლბის ძირში ათავსებენ მინის ბამბის ტამპონს და მცირე პორციებით ყრიან ოთახის ტემპერატურამდე გაცივებულ სილიკაგელს (100გ). სვეტზე კაკუნით სილიკაგელს თანდათან ჩატკეპნიან სვეტში. ჩატკეპვნას აგრძელებენ მანამ, სანამ სილიკაგელის დონე არ შეწყვეტს შემცირებას. სორბენტის შრის სიმაღლე 3-4 სმ-ით ნაკლები უნდა იყოს სვეტის სიმაღლეზე.

მინის ასაორთქლებელ ჯამებს (ან ერლენმეიერის კოლბებს) გამოაშრობენ საშრობ კარადაში $105-110^{\circ}\text{C}$ -ზე, 1 საათის განმავლობაში, გააცივებენ ექსიკატორში 30 წუთს და წონიან დახურულ ბიუქსებში 0,0002 გ. სიზუსტით.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ნიმუშს გულმოდგინედ მოურევინ 5 წუთის განმავლობაში. საექსტრაქციო აპარატის (ან 200 სმ³ ტევადობის ერლენმეიერის კოლბაში) აწონიან 3-10 გ წონაკს და აზავებენ 40-ჯერადი ნ-ჰექსანით ან 30-ჯერადი პეტროლეინის ეთერით.

ასფალტენების დასალექად ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ხსნარს ნ-ჰექსანში აყოვნებენ ბნელ ადგილას 16 საათის განმავლობაში ოთახის ტემპერატურაზე.

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ხსნარიდან ასფალტენების დასალექად ააწყობენ საექსტრაქციო აპარატს. ათავსებენ მას წყლის აბაზანაში ტემპერატურით $50-55^{\circ}\text{C}$ და ადუღებენ 30-35 წუთს. აბაზანაში ამ ტემპერატურას ინარჩუნებენ ცხელი წყლის დამატებით. 30 წუთის შემდეგ წყვეტენ ცხელი წყლის დამატებას და ხსნარს აყოვნებენ წყლის აბაზანაში მისი დუღილის დამთავრების მომენტიდან 1 საათის განმავლობაში.

ა ს ფ ა ლ ტ ე ნ ე ბ ი ს გ ა ნ ს ა ზ დ ვ რ ა

კონუსურ ძაბრში ათავსებენ ფილტრს „ლურჯი ლენტი“. ნ-ჰექსანის (ან პეტროლეინის ეთერის) დაყოვნებულ ხსნარს ფრთხილად, მორევის გარეშე, ფილტრავენ. შემდეგ ნ-ჰექსანის (ან პეტროლეინის ეთერის) დახმარებით ნალექი შესაძლებლობისდაგვარად სრულად გადააქვთ იმავე ფილტრზე და რეცხავენ მანამ, სანამ არ ჩამოედინება სრულიად გამჭვირვალე გამხსნელი, და, ფილტრის ქაღალდზე მისი აორთქლების შემდეგ არ დარჩება ზეთოვანი ლაქა. იმ შემთხვევაში, თუ წარმოიქმნება მყარი, ძნელად მოსაცილებადი ასფალტენების ფენა, მას ხსნიან

ბენზოლის მცირე რაოდენობაში და გადააქვთ კოლბაში, სადაც შემდგომში მოხდება ასფალტენების ექსტრაგირება ბენზოლით.

თანადალექილი ფისებისა და პარაფინების მოსაცილებლად ფილტრს მოკეცავენ და მოათავსებენ ექსიკატორში. საექსტრაქციო აპარატის 100 სმ³ ტევადობის კოლბაში ასხამენ 50 სმ³ ნ-ჰეპტანს (ან პეტროლეინის ეთერს), ააწყობენ აპარატს და ათავსებენ ელექტროქურაზე (პეტროლეინის ეთერის გამოყენების შემთხვევაში 50-55 °C -მდე გაცხელებულ წყლის აბაზანაზე). ექსტრაგირებას ნ- ჰეპტანით ატარებენ 1 საათის განმავლობაში, პეტროლეინის ეთერით - 30 წუთს.

ფილტრის მოთავსება და საექსტრაქციო აპარატის აწყობა უნდა მოხდეს რაც შეიძლება სწრაფად, რადგან ჰაერის ჟანგბადთან კონტაქტში ასფალტენები გადადიან ძნელადხსნად მდგომარეობაში.

ექსტრაგირების დაწყებამდე გაცხელებას ახდენენ ისე, რომ ფილტრი ნალექთან ერთად სრულად იყოს შევსებული ხსნარით, შემდეგ ექსტრაგირებას აგრძელებენ სიჩქარით 2-4 წვეთი ფილტრატი წამში.

ნ- ჰეპტანის გამოყენების დროს, მაღალდნობადი ცერეზინების სრულად მოცილების მიზნით, ატარებენ დამატებით ექსტრაგირებას სპირტით. ამისათვის ნ- ჰეპტანით ექსტრაგირების დამთავრების შემდეგ, კოლბას ცვლიან მეორე 100 სმ³ ტევადობის კოლბით, რომელშიც ასხამენ 50 სმ³ ეთილის სპირტს და ატარებენ ექსტრაგირებას 5-10 წუთის განმავლობაში.

ექსტრაგირების დამთავრების შემდეგ სპირტიან ან პეტროლეინიან კოლბას ცვლიან 500 სმ³ ტევადობის კოლბით, რომელშიც ჩატარდა ასფალტენების დალექვა, და მასში წინასწარ ასხამენ 50-100 სმ³ ტოლუოლს. საექსტრაქციო აპარატს ათავსებენ დახურულ ელექტროქურაზე და ექსტრაგირებას ახდენენ სიჩქარით 2÷4 წვეთი ფილტრატი წამში მანამ, სანამ არ გაიხსნება ყველა ასფალტენი და ტოლუოლი არ ჩაედინება კოლბაში სრულიად გამჭვირვალე. ტოლუოლიანი ექსტრაქტი რაოდენობრივად გადააქვთ მინის ჯამში ან ერლენმეიერის კოლბაში. ტოლუოლს ააორთქლებენ ჯამიდან ან გადადენიან ერლენმეიერის კოლბიდან, ასფალტენები კი დაყავთ მუდმის წონამდე 105 °C -ზე გაცხელებით.

მიღებული ასფალტენები უნდა იყოს მოშავო-ყავისფერი, მყიფე და ბზინვარე. ასფალტენების მქრქალი ფერი და მალამოსმაგვარი კონსისტენცია მიუთითებს ზეთებისა და პარაფინების არსებობაზე და მოითხოვს განმეორებით დალექვას.

კარბენებისა და კარბოიდების განსაზღვრა

ასფალტენების ტოლუოლში გახსნის შემდეგ ფილტრი გაუხსნელი ნალექით დაყავთ მუდმივ წონამდე. ნალექიანი ფილტრის და სუფთა ფილტრის მასებს შორის სხვაობა წარმოადგენს წონაკში მექანიკური მინარევების, კარბენებისა და კარბოიდების ჯამს.

სილიკაგელური ფისების განსაზღვრა

ასფალტენების გაფილტვრისა და ჩარეცხვის შემდეგ მიღებულ ფილტრატს ათავსებენ 250 სმ³ ტევადობის ერლენმეიერის კოლბაში და ააორთქლებენ ან გადადენიან ნ-ჰეპტანს (ან პეტროლეინის ეთერს) 50-70 სმ³ ნარჩენის (კონცენტრატის) მიღებამდე. ნ-ჰეპტანის გადადენის შემდეგ კოლბაში ნარჩენს უმატებენ ეთილის

სპირტს და ინერტული აირის გამოყენებით გადადენიან გამხსნელის სრულ მოცილებამდე. შემდეგ ნარჩენს ხსნიან 30-50 სმ³ ბენზინში.

სილიკაგელით შევსებულ საადსორბციო სვეტში ძაბრის გამოყენებით ასხამენ 200 სმ³ ბენზინ-გამხსნელს. როდესაც ბენზინი მთლიანად გაჟღენთავს სილიკაგელს, ონკანს გადაკეტავენ და სვეტში ჩატვირთავენ ფილტრატის კონცენტრატს. კონცენტრატთან კოლბას ჩარეცხავენ გამხსნელის მცირე რაოდენობით, ჩარეცხვის შემდეგ ჩაასხამენ სვეტში. სვეტში დაუმატებენ კიდევ 100 სმ³ ბენზინს ისე, რომ სილიკაგელის ზედაპირი იყოს დაფარული გამხსნელით. სვეტს ზემოდან აფარებენ ბამბას და აყოფნებენ 1-2 საათს. შემდეგ ხსნიან საცობს და ონკანით არეგულირებენ ხსნარის ჩამოდინების სიჩქარეს ისე, რომ ის იყოს 5 სმ³/წუთ.

როდესაც ბენზინის დონე მიაღწევს სილიკაგელის ზედაპირს, სვეტში მცირე პორციებით ასხამენ 100-100 სმ³ ბენზინისა და ტოლუოლის ნარევს, აღებულს თანაფარდობით 6 : 1, ცალკეული პორციებით 100-100 სმ³ -ით, ვიდრე სვეტიდან არ დაიწყებს გამოდინებას სუფთა გამხსნელი, რომელიც არ შეიცავს ზეთს. ჩარეცხვაზე იხარჯება 500-600 სმ³ გამხსნელი. ზეთის ჩარეცხვის შემდეგ გამხსნელს აძლევენ საშუალებას მთლიანად ჩამოედინოს. კოლბას გამხსნელით შეცვლიან სუფთა მშრალი 500 სმ³ ტევადობის კოლბით.

ფისების დესორბციისათვის სვეტში მცირე პორციებით ამატებენ 400 სმ³ სპირტ-ტოლუოლის ნარევს. სილიკაგელიდან ფისების დესორბციას ახდენენ მანამ, სანამ სვეტიდან გამოყოფილი გამხსნელი არ გახდება გამჭვირვალე.

მიღებული ხსნარიდან წყლის აბაზანაზე ააორთქლებენ ან გადადენიან სპირტ-ტოლუოლის ნარევს. აორთქლებას ატარებენ ამწოვ კარადაში მუდმივ წონამდე დაყვანილ მინის ჯამებში. ნარევს გადადენიან ინერტულ აირთან ერთად აპარატში, რომელიც შედგება ერლენმეიერის კოლბისა და ლიბიხის მაცივრისაგან. მიღებულ მშრალ ნალექს გამოაშრობენ საშრობ კარადაში 105-110°C-ზე მუდმივ წონამდე.

ასფალტენების მასურ წილს A, %, განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$A = \left(\frac{m_1}{m} \right) \cdot 100,$$

სადაც m - ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) მასაა, გ;

m₁ - ასფალტენების მასა, გ.

კარბენებისა და კარბოიდების მასურ წილს, X₁ % განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$X_1 = \left(\frac{m_1}{m} \right) \cdot 100 - C,$$

სადაც m არის ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ნიმუშის მასა, გ;

m₂ - სხვაობა ნარჩენიანი და სუფთა ფილტრების მასებს შორის, გ;

C - მექანიკური მინარევების შემცველობა, %.

სილიკაგელური ფისების მასურ წილს X₂ % განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$X_2 = \left(\frac{m_3}{m} \right) \cdot 100,$$

სადაც m - ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) წონაკის მასაა, გ;

m₃ - ფისების მასა, გ.

სხვაობა ასფალტენების, ფისების, კარბენებისა და კარბოიდების პარალელურ განსაზღვრას შორის არ უნდა აღემატებოდეს შემდეგ მნიშვნელობებს:

	შემცველობა,%	დასაშვები გადახრები უმცირესი შედეგიდან), %
ასფალტენები	< 0,5-მდე	20
	> 0,5-ზე	10
ფისები	<10-მდე	10
	> 10-ზე	5
კარბენები და კარბოიდები	< 0,1-მდე	20
	>0,1-ზე	15

საკონტროლო კითხვები

1. რომელი ნივთიერებები მიეკუთვნება ფისოვან-ასფალტენურ ნივთიერებებს?
2. როგორ არის დამოკიდებული ფისოვან - ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობა ნავთობის გეოლოგიურ ასაკზე?
3. როგორ იყოფა ნავთობები ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების მიხედვით?
4. რა ელემენტებს შეიცავენ ძირითადად ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებები?
5. რაში მდგომარეობს ფისებისა და ასფალტენების განსაზღვრის მეთოდის არსი?

2.10. კოქსვალობა

კოქსვალობა განისაზღვრება კოქსის იმ რაოდენობით, რომელიც სტანდარტულ პირობებში წარმოიქმნება უჰაერო სივრცეში ნავთობური ნედლეულის თერმული დამუშავების შედეგად. ნავთობური კოქსი რუხი ან შავი ფერის მყარი ფოროვანი ნივთიერებაა სიმკვრივით 1400÷1500 კგ/მ³. ნავთობური კოქსის გამოყენების სფერო მრავალმხრივია: მეტალურგია, საავიაციო და სარაკეტო ტექნიკა, ელექტრო- და რადიოტექნიკა, ბირთვული ენერგეტიკა და ა.შ.

ნახშირბადის შემცველობა კოქსში აღწევს 96%. კოქსში თავმოყრილია გოგირდი და მეტალები.

დაკოქსვა წარმოადგენს ბუნებრივი ბითუმების გადამუშავების ეფექტურ პროცესს. ნახშირწყალბადებიდან ყველაზე მაღალი კოქსვალობით გამოირჩევა არომატული ნახშირწყალბადები. მათსადაამე, რაც უფრო მაღალია ნავთობურ ნედლეულში არომატული ნახშირწყალბადების და ფისოვან-ასფალტენური ნივთიერებების შემცველობა, მით უფრო მაღალია კოქსის გამოსავლიანობა.

კოქსვალობის ცოდნა საჭიროა არა მხოლოდ საწყისი ნავთობებისათვის, არამედ 350-500, 350-540, 350-500 °C ინტერვალებში მდულარე ფრაქციებისათვის(კატალიზური კრეკინგის ნედლეული); ასევე 350, 400, 450, 500, 560 °C -ზე ზევით მდულარე ფრაქციებისათვის (დესტრუქციული პროცესების ნედლეული და საქვაბე

საწვავი). დიზელის ფრაქციებისთვის განისაზღვრება 10%-იანი ნარჩენის კოქსვალობა. კოქსვალობაზე დამოკიდებულია ძრავის საწვავების ისეთი საექსპლუატაციო თვისება, როგორცაა დანალექების წარმოქმნისადმი მიდრეკილება.

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების კოქსვალობა განისაზღვრება კონრადსონის მიერ შემუშავებული მეთოდით.

კოქსვალობის განსაზღვრა კონრადსონით (ГОСТ 19932-74)

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს ნავთობისა ან ნავთობპროდუქტის გამოწვასა და კოქსის ნარჩენის მასის განსაზღვრაში.

ხელსაწყო, რეაქტივები, მასალა

- ფაიფურის დაბალი ტიგელი №4;
- შიდა და გარე თავსახურიანი ფოლადის ტიგელები;
- გაზის სანთურა ან მუფელის ღუმელი;
- ღრუ მუფელი სამფეხაზე;
- ექსიკატორი;
- გამომწვარი ნატრიუმის ქლორიდი ან სხვა დამშრობი ნივთიერება;
- ქვიშა;
- აზბესტი

საანალიზო ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სინჯს მოურევინ 5 წუთის განმავლობაში. ბლანტ და პარაფინულ ნავთობებს (ნავთობპროდუქტებს) წინასწარ აცხელებენ $50 \pm 60^{\circ}\text{C}$ ზე. თუ ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) საწყის სინჯში წყლის შემცველობა 0,5 % აღემატება, მას გამოაშრობენ გამოწრთობილ ნატრიუმის ქლორიდში გატარებით.

იღებენ სუფთა ფაიფურის ტიგელს №4 და გამოწვავენ 2 საათის განმავლობაში სანთურაზე ან მუფელის ღუმელში $800 \pm 50^{\circ}\text{C}$ -ზე. შემდეგ ტიგელს 1-2 წუთს აცივებენ ჰაერზე, 1 საათს ექსიკატორში და წონიან ცდომილებით 0,0002გ. გამოწვას, გაცივებასა და აწონას იმეორებენ, დასაშვები გადახრა ორ თანმიმდევრულ განსაზღვრას შორის შეადგენს 0,0004 გ.

მუდმივ წონამდე დაყვანილ ფაიფურის ტიგელში ათავსებენ ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ნიმუშს. ნიმუშის მასა დამოკიდებულია ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) სავარაუდო კოქსვალობაზე:

კოქსვალობა,%	< 5	5 ÷ 15	>15
ნიმუშის მასა, გ	10 ± 0,01	5 ± 0,005	3 ± 0,005

იმ შემთხვევაში, თუ ანალიზის მსვლელობის დროს სინჯი ქაფთება და ქაფი გადმოდის ტიგელის პირიდან, ან გამოწვის შემდეგ წარმოიქმნება ტიგელის პირამდე

და მეტზეც გაბერილი კოქსის ნარჩენი, ან ტიგელის გარე კედელზე წარმოიქმნება ნამწვის ზოლი, ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ნიმუშს ამცირებენ ორჯერ.

ფაიფურის ტიგელს წონაკთან ერთად ათავსებენ შიდა ფოლადის ტიგელში, რომელსაც შემდეგ ჩასვამენ გარე ფოლადის ტიგელში, რომლის ფსკერზე დაყრილია ქვიშა. ორივე ფოლადის ტიგელს ახურავენ სახურავს. გარე ტიგელის ფსკერზე ქვიშა უნდა იყოს იმ რაოდენობით, რომ შიდა ტიგელის სახურავი შიგნიდან მჭიდროდ ედებოდეს გარე ტიგელის სახურავს (ქვიშა უნდა იყოს $18 \div 24$ სმ³). გარე ტიგელის სახურავი უნდა იხურებოდეს თავისუფლად, ისე, რომ უზრუნველყოფილი იყოს ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) გაცხელების შედეგად წარმოქმნილი ორთქლის თავისუფალი გამოსვლა.

ტიგელების მთელ სისტემას ათავსებენ ხელსაწყოს დრუ მუფელში, რომელიც დაყენებულია სამფეხაზე. ანალიზის აუცილებლად ატარებენ ამწოვ კარადაში, სადაც არ უნდა ხდებოდეს ჰაერის ძლიერი წევა.

გარე ტიგელის ფსკერის ქვეშ ათავსებენ სანთურას და ინიშნავენ დროს. სანთურის ალი უნდა იყოს მაღალი (კვამლის გარეშე) და ისეთი ძალის, რომ გაცხელება სახურავის ზემოთ გრძელდებოდეს 12 ± 2 წუთს. გაცხელების ნაკლები ხანგრძლიობა იწვევს პროდუქტის აქაფებას ან ხუფის ზემოთ ზედმეტად მაღალი ალის წარმოქმნას. იმ შემთხვევაში, თუ ხუფის ზედა ცილინდრის თავზე წარმოიქმნა კვამლი, სანთურას გადაწვევენ ისე, რომ ალი გადაიხაროს ტიგელის ერთ მხარეს.

როდესაც ორთქლი დაიწყებს წვას, სანთურის ალს ანელებენ და შემდეგ ორთქლის თანაბარ წვას არეგულირებენ ისე, რომ ალის სიმაღლე ხუფის ზემოთ არ აღემატებოდეს მავთულიანი ხიდის სიმაღლეს (50 მმ). თუ ხუფის ზემოთ ალი აღარ გამოჩნდება, ამლიერებენ გაცხელებას. როდესაც ხუფის თავზე ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) ორთქლის წვა შეწყდება და აღარ წარმოიქმნება ლურჯი ალი, წვის პროცესი ითვლება დამთავრებულად. 1%-მდე კოქსვადობის მქონე ნავთობისა და ნავთობპროდუქტებისათვის წვის პერიოდი უნდა გრძელდებოდეს $13 \div 14$ წუთს, ხოლო 1%-ზე მეტი კოქსვადობის მქონე ნავთობისა და ნავთობპროდუქტებისათვის - 17 ± 4 წუთს.

წვის დამთავრების შემდეგ, ე.ი. როდესაც უკვე აღარ მოჩანს ლურჯი ალი, სანთურის ალს ამლიერებენ და ტიგელის ფსკერს აცხელებენ გავარვარებამდე. ტიგელის გამოწრთობის შემდეგ სანთურას 7 წუთით მოაცილებენ და 3 წუთის შემდეგ გარე ტიგელს მოაცილებენ ხუფს და თავსახურს. 15 წუთის შემდეგ ფაიფურის ტიგელი გადააქვთ ექსიკატორში, აცივებენ 30-40 წუთს და წონიან ცდომილებით არაუმეტესი 0,0002 გ.

0,05%-ზე დაბალი კოქსვადობის მქონე ნავთობპროდუქტის (მაგალითად, დიზელის საწვავის) კოქსის ნარჩენის განსაზღვრის დროს იღებენ 10 %-იან ნარჩენს გამოხდის შემდეგ, რომელსაც ღებულობენ შემდეგნაირად: იღებენ 100 სმ³ დიზელის საწვავს და მზომ ცილინდრში გადადენიან 89 სმ³ დისტილატს. ამის შემდეგ გაცხელებას წყვეტენ. ამლევენ საშუალებას ჩამოედინოს 1 სმ³ დისტილატი 90 სმ³ - მდე, რაც შეადგენს ნახადის 90%-ს. 90 სმ³-ზე ზემოთ ნახად დისტილატს შეაგროვებენ კონუსურ კოლბაში, იქვე, დანაკარგების გარეშე, ასხამენ ნარჩენს გამოსახდელი კოლბიდან. თითოეული განსაზღვრის დროს გამოხდას ახდენენ არანაკლებ ორჯერ. ანალიზისათვის იღებენ 100-100 სმ³ ნავთობპროდუქტს და ნარჩენებს აგროვებენ ერთი და იმავე კოლბაში. კოლბაში დაგროვილ 10%-იან ნარჩენს გულმოდგინედ მოურევვენ და ანალიზისათვის იღებენ ნარევის $10 \pm 0,01$ გ.

ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) კოქსვადობას K , %, განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$K = \frac{m}{m_1} \cdot 100$$

სადაც m - კოქსის ნარჩენის მასაა გ;

m_1 - ნავთობის (ნავთობპროდუქტის) წონაკის მასა, (დიზელის საწვავის ანალიზის დროს -10%-იანი ნარჩენის მასა), გ.

ანალიზის შედეგს გამოთვლიან ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული მნიშვნელობის მიხედვით.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება კოქსვადობა?
2. სად გამოიყენება ნავთობური კოქსი?
3. ნახშირწყალბადებიდან რომელი გამოირჩევა ყველაზე მაღალი კოქსვადობით?
4. რაში მდგომარეობს კოქსვადობის განსაზღვრის მეთოდის არსი?
5. რა თვისებებია დამოკიდებული ძრავის საწვავების კოქსვადობაზე?

2.11. ფრაქციული შედგენილობა

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ფრაქციული შედგენილობის განსაზღვრა პირდაპირი გამოხდით

ნავთობის გამოხდა (დისტილაცია - ლათ. distillatio - წვეთობით ჩამოდინება), თხევადი ნარევის დაყოფა შედგენილობით განსხვავებულ ფრაქციებად. პროცესი ემყარება ნარევის კომპონენტების დუღულის ტემპერატურათა სხვაობას. დისტილაციის მეთოდს შეარჩევნ კომპონენტთა ფიზიკური თვისებების მიხედვით. ფრაქცია არის გარკვეულ ტემპერატურულ ინტერვალში აქროლადი ნაწილების შემცველობა. ფრაქციული გამოხდით მიიღება ძრავის საწვავები, საცხი ზეთები და სხვა ღირებული ქიმიური პროდუქტები.

ნავთობის გამოხდის შედეგად მიიღება შემდეგი ფრაქციები და პროდუქტები;

1. *ბენზინის ფრაქცია* (დუღილის დაწყებიდან 180° C-მდე) - მსუბუქი პარაფინული, არომატული და ნაფტენური ნახშირწყალბადების (C_5 - C_9) ნარევი;
2. *ნავთის ფრაქცია* ($180 \div 270^{\circ}$ C) - შეიცავს C_{10} - C_{15} ნახშირწყალბადებს, როგორც ძრავის საწვავის კომპონენტი გამოიყენება რეაქტიული და დიზელის ძრავებისათვის, საყოფაცხოვრებო მოთხოვნილებებისათვის (სანათი ნავთი);
3. *გაზოილის ფრაქცია* ($270 \div 350^{\circ}$ C) - შეიცავს C_{16} - C_{20} ნახშირწყალბადებს, გამოიყენება კომპონენტად დიზელის საწვავებში, ასევე ნედლეულად კრეკინგის პროცესში;
4. *მაზუთი* - ნავთობის პირდაპირი გამოხდის და კრეკინგის ნარჩენი, დუღილის ტემპერატურით $> 300^{\circ}$ C-ზე. დესტრუქციული პროცესების აცილების მიზნით, მაზუთის გამოხდა ხორციელდება ვაკუუმურ დანადგარებში, შედეგად მიიღება

ტექნიკური ზეთები: სოლარის, ტრანსფორმატორული, მანქანის, თითისტარის და სხვ.

მაზუთების დანიშნულებაა სატრანსპორტო და სტაციონალურ საქვაბე დანადგარებში წვა. იგი გამოიყენება ასევე სამრეწველო ღუმელებში;

5. გუდრონი - მაზუთის ზეთოვანი ფრაქციების ვაკუუმური გამოხდით მიღებული თითქმის მყარი ნარჩენი. მისგან ღებულობენ ნარჩენ ზეთებს და ბითუმს. ბითუმის დაჟანგვით მიიღება ასფალტი, რომელიც გამოიყენება გზებისა და ა.შ. დასაგებად.

გუდრონისა და ნავთობის მეორადი გადამუშავებით მიღებული ნარჩენების დაკოქსვით შეიძლება კოქსის მიღება, რომელიც გამოიყენება მეტალურგიულ მრეწველობაში.

გამოხდით შეიძლება ისეთი ნარევის დაყოფა, რომელთა კომპონენტების დუღილის ტემპერატურები ერთმანეთისგან განსხვავდება 50°C და მეტით.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

ნავთობი;

ვიურცის კოლბა;

პირდაპირი მაცივარი;

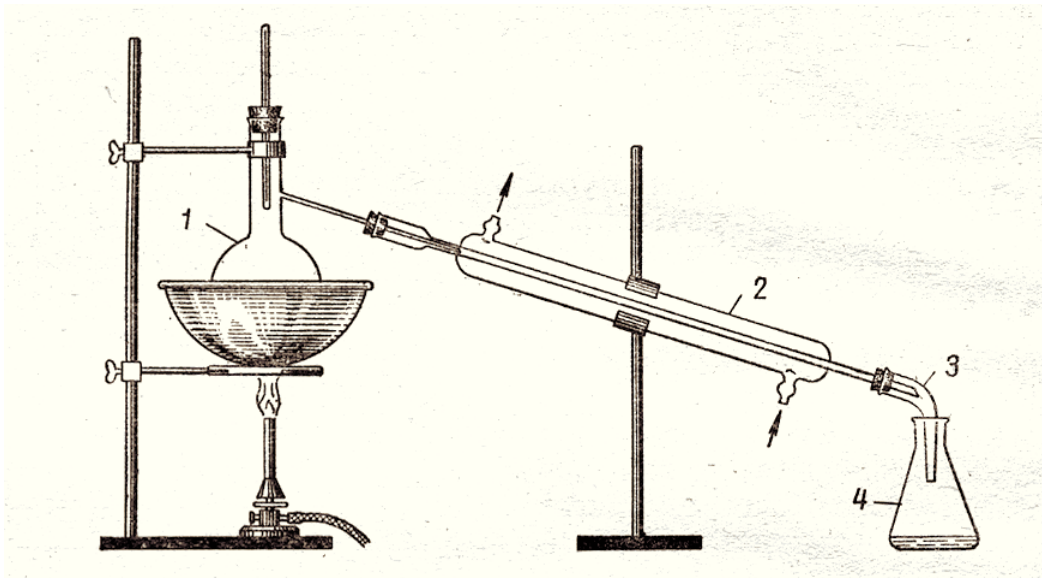
ალონჟი;

მიმღები კოლბები;

250°C -ანი თერმომეტრი;

მადულრები;

ელექტროქურა.



ნახ.2.11. ნავთობის გამოსახდელი დანადგარი

1 - გამოსახდელი კოლბა (ვიურცის კოლბა);

2 - ლიბიხის მაცივარი;

3 - ალონჟი; 4 - მიმღები;

ს ა მ უ შ ა ო ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა :

ნედლი ნავთობის გამოხდის დროს აგროვებენ სამ ფრაქციას: გაცხელების საწყისი ტემპერატურიდან 180° C-მდე, შემდეგ 180÷270°C და 270÷350°C.

100 სმ³ მოცულობის ვიურცის კოლბაში ასხამენ 50 სმ³ ნედლ ნავთობს. თანაბარი დუდილისათვის კოლბაში ყრიან მადულრებს (რამდენიმე მინის კაპილარს ან ფაიფურის ნატებს). კოლბას ახურავენ საცობს თერმომეტრით და გამყვანი მილის საშუალებით უერთებენ მაცივარს, რომლის ბოლო შეერთებულია ალონჟთან. აღებული ნავთობის მასას ანგარიშობენ ფორმულით:

$$m = V \cdot \rho,$$

სადაც V ნავთობის მოცულობაა;
ρ - ნავთობის სიმკვრივე.

მიმღებად იყენებენ სამ მცირე ზომის კოლბას, რომლებსაც წინასწარ წონიან. ვიურცის კოლბას ფრთხილად აცხელებენ სილის აბაზანაზე ან აზბესტის ბადეზე. აღნიშნავენ პირველი ფრაქციის დუდილის დასაწყისს (დ.დ.), ან ტემპერატურას, რომლის დროსაც გაცხელებული ნავთობიდან მიმღებში ჩამოვარდება საწვავის პირველი წვეთი. ამის შემდეგ იღებენ ფრაქციას, რომელიც დუღს 180° C-მდე. როდესაც ორთქლის ტემპერატურა მიაღწევს 135°C, წყვეტენ წყლის მიწოდებას მაცივარში. როდესაც ორთქლის ტემპერატურა მიაღწევს 180°C, მიმღებ კოლბას ცვლიან. მეორე მიმღებ კოლბაში აგროვებენ ნავთის ფრაქციას დუდილის ტემპერატურების ინტერვალით 180÷270°C. გაზოილის ფრაქციას (270÷350°C) აგროვებენ მესამე მიმღებ კოლბაში.

მიმღებ კოლბებს დისტილატებთან ერთად წონიან და სხვაობით განსაზღვრავენ თითოეული ფრაქციის მასას. მენზურების დახმარებით გაზომავენ თითოეული ფრაქციის მოცულობას და შემდეგ - სიმკვრივეს (*გამოთვლილი სიმკვრივე*). რწმუნდებიან, რომ დუდილის ტემპერატურის ზრდასთან ერთად ფრაქციების სიმკვრივე იზრდება.

ამის შემდეგ ყველა ცდის ანალოგიურ ფრაქციებს შეაგროვებენ ერთ მენზურაში და არეომეტრით გაზომავენ ამ ფრაქციების სიმკვრივეს (*ექსპერიმენტული სიმკვრივე*). მიღებულ მონაცემებს ადარებენ გამოთვლილთან. გამოხდის შედეგები შეყავთ ცხრილში 2.11.1. და ადგენენ გამოხდის მატერიალურ ბალანსს:

ცხრილი 2.11.1.

ნავთობის ფრაქციული გამოხდის მატერიალური ბალანსი

ფრაქცის (პროდუქტი ს	დუდილის ტემპერატურ ების	მოცულო ბა, სმ ³ .	მასა, გ.	სიმკვრივე	გამოსავლი- ანობა,%

დასახელება)	ინტერვალები, °C					გამოთვლილი	ექსპერიმენტული.	მოცულობითი	წონითი
აღებულია ნავთობი		50						100	100
მიღებულია:									
1. ბენზინი	დ.დ. 180								
2. ნავთი	180 ÷ 270								
3. გაზოილი	270 ÷ 350								
ნარჩენი (მაზუთი)	350-ზე ზევით								
სულ მიღებულია								100	100

საკონტროლო კითხვები

1. რას ნიშნავს ნავთობის გამოხდა?
2. რომელი ნაერთები შედის ბენზინის, ნავთის ფრაქციების შედგენილობაში?
3. ჩამოთვალეთ ნავთობის ძირითადი ფრაქციები?
4. როგორ განისაზღვრება ნავთობის ფრაქციული შედგენილობა?
5. რას ნიშნავს ნავთობის ფრაქცია?

თავი 3. ბენზინური ფრაქციების შედგენილობის კვლევის მეთოდები

3.1. ჯგუფური ნახშირწყალბადური შედგენილობა ანილინური მეთოდი

ბენზინური ფრაქციების ჯგუფური ქიმიური შედგენილობის შესწავლის დროს ნავთობურ ფრაქციაში განსაზღვრავენ არენების, ციკლოალკანების, ალკანებისა და ალკენების რაოდენობრივ შემცველობას.

ნავთობპროდუქტებში ნახშირწყალბადთა ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრის ერთ-ერთ ფართოდ გავრცელებულ მეთოდს წარმოადგენს ანილინური მეთოდი, რომელსაც საფუძვლად უდევს სხვადასხვა კლასის ნახშირწყალბადების სხვადასხვა ხსნადობა ანილინში.

ნავთობის ფრაქციის ანილინთან შერევისას ჩვეულებრივ წარმოიქმნება ორი შრე, რადგან ნავთობის ფრაქციაში შემავალი ყველა კომპონენტი ანილინში არ იხსნება. თუ ამ ნარევის მუდმივი შენჯღრევის პირობებში გავაცხელებთ, რომელიღაც ტემპერატურაზე მოხდება ნავთობპროდუქტისა და ანილინის ერთმანეთში სრული გახსნა, შრეები გაქრება და ხსნარი გახდება ერთგვაროვანი. იმ ტემპერატურას, რომელზედაც ხდება ნავთობპროდუქტებისა და ანილინის ერთმანეთში გახსნა, უწოდებენ ანილინის წერტილს ან მოცემული ნავთობპროდუქტის ანილინში გახსნის კრიტიკულ ტემპერატურას. ეს წერტილი საკმაოდ განსხვავებულია სხვადასხვა კლასის ნახშირწყალბადებისათვის. ნახშირწყალბადთა შორის ყველაზე დაბალი ანილინის წერტილი აქვთ არენებს, ყველაზე მაღალი - ალკანებს, შუალედური-ციკლოალკანებს. ალკენებსა და ციკლოალკენებს გააჩნიათ რამდენადმე დაბალი ანილინის წერტილი ნახშირბადთა იმავე რიცხვის შემცველ ციკლოალკანებთან შედარებით.

ჰომოლოგიური რიგის ნახშირწყალბადებისათვის ანილინის წერტილი იზრდება მოლეკულური მასის (შესაბამისად დუდილის ტემპერატურის) ზრდასთან ერთად.

არსებობს ანილინის წერტილის განსაზღვრის ორი მეთოდი: ტოლი მოცულობებისა და მაქსიმალური ანილინის წერტილის განსაზღვრის მეთოდები.

პირველი მეთოდის მიხედვით ურევენ ტოლი მოცულობით საკვლევ ფრაქციას და ანილინს და საზღვრავენ მათ ერთმანეთში გახსნის შესაბამის ტემპერატურას.

მეორე მეთოდის მიხედვით ფრაქციის განსაზღვრულ მოცულობას თანდათანობით ემატება ანილინი და ყოველი დამატების შემდეგ ხდება ანილინის წერტილის განსაზღვრა. შეიმჩნა, რომ ანილინის რაოდენობის გაზრდისას სრული გახსნის ტემპერატურა თავდაპირველად იზრდება და ნავთობის ფრაქციისა და ანილინის მოცულობათა რომელიღაც განსაზღვრულ თანაფარდობაზე აღწევს მაქსიმუმს, ხოლო ანილინის რაოდენობის შემდგომი გაზრდა იწვევს დაკლებას. ტემპერატურა, რომელზედაც ხდება ანილინისა და ფრაქციის სრული ურთიერთგახსნა, მიჩნეულია ანილინის მაქსიმალურ წერტილად, ანუ ანილინში ხსნადობის კრიტიკულ ტემპერატურად.

ანილინური მეთოდით ბენზინის ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრა

ამ მეთოდით ბენზინის ჯგუფური შედგენილობის დასადგენად დეფლეგმატორიანი კოლბის საშუალებით ბენზინის ფრაქციას ყოფენ შემდეგ ვიწრო ფრაქციებად:

ფრაქცია, °C

- 60°C-მდე - არენებს არ შეიცავს
- 60 - 95°C - ბენზოლის შემცველი
- 95 - 122°C - ტოლუოლის შემცველი
- 122 - 150°C - ქსილოლისა და ეთილბენზოლის შემცველი
- 150 - 200°C - C₉-C₁₀ შედგენილობის არენების შემცველი

თითოეული ფრაქციისათვის საზღვრავენ ანილინის მაქსიმალურ წერტილს (T), რის შემდეგ ახდენენ ფრაქციის დეარომატიზაციას (არენებს გამოყოფენ ადსორბციით SiO₂-ზე ან 98-100% H₂SO₄-ით დამუშავებით). დეარომატიზებული ფრაქციისათვის ტოლი მოცულობის მეთოდით კვლავ საზღვრავენ ანილინის წერტილს T₁.

არომატული ნახშირწყალბადების მასური წილი A, %, განისაზღვრება შემდეგი ფორმულით:

$$A = K \cdot (T_1 - T),$$

სადაც (T₁ - T) ანილინის წერტილის დეპრესიაა, რომელიც დამოკიდებულია არენების შემცველობაზე;

K - კოეფიციენტი, რომელიც შეესაბამება არომატული ნახშირწყალბადების იმ რაოდენობით შემცველობას, რომელიც ფრაქციის დეარომატიზაციისას იწვევს ანილინის წერტილის 1°C-ით შემცირებას..

K დამოკიდებულია ვიწრო ფრაქციაში არსებული არენების ბუნებისა და რაოდენობისაგან. ისინი განსაზღვრულია ექსპერიმენტულად (არენების კონცენტრაციისაგან დამოკიდებულებით) და მოყვანილია ქვემოთ ცხრილებში 3.1.1. და 3.1.2.

ციკლოალკანების მასური წილი საწყის ფრაქციაში, H (%), განისაზღვრება შემდეგი ფორმულით:

$$H = \frac{(100 - A) \cdot H_1}{100},$$

სადაც H₁ - ციკლოალკანების შემცველობაა დეარომატიზებულ ფრაქციაში. %.

რადგან არენების მოცილების შემდეგ ფრაქციებში რჩება მხოლოდ ორი კლასის ნახშირწყალბადები - ალკანები და ციკლოალკანები, ანილინის წერტილი T₁ შეესაბამება ამ ნახშირწყალბადების გარკვეულ თანაფარდობას ფრაქციის ციკლოალკანურ ნაწილში.

ცხრილი 3.1.1.

K კოეფიციენტის მნიშვნელობები 150° C-მდე გამოხდილი ბენზინის ფრაქციაში არომატული ნახშირწყალბადების რაოდენობების განსაზღვრისათვის.

ფრაქცია, °C	არენების მასური წილი, %	
	20-მდე	20-40
	K-ს მნიშვნელობები	
60 - 95	1,15	1,14
95 - 122	1,20	1,18
122 - 150	1,26	1,22

ცხრილი 3.1.2,

K კოეფიციენტების მნიშვნელობები არენების რაოდენობრივი

განსაზღვრისათვის 150–200°C ფრაქციისათვის

ანილინის წერტილის დეპრესია, °C	K	ანილინის წერტილის დეპრესია, °C	K	ანილინის წერტილის დეპრესია, °C	K
2	1,58	20	1,45	38	1,36
4	1,56	22	1,44	40	1,35
6	1,54	24	1,43	42	1,34
8	1,52	26	1,42	44	1,33
10	1,50	28	1,41	46	1,32
12	1,49	30	1,40	48	1,31
14	1,48	32	1,39	50	1,30
16	1,47	34	1,38	70	1,15
18	1,46	36	1,37		

ციკლოალკანების შემცველობას დეარომატიზებულ ფრაქციაში, H_1 (%),
პოულობენ ცხრილში 3.1.3. მოყვანილი ანილინის წერტილის მიხედვით.

ალკანების მასური წილი Π ,%, განისაზღვრება ფორმულით:

$$\Pi = 100 - (A + H),$$

სადაც A- არენების მასური წილია,%;

H - ციკლოალკანების მასური წილი,%

ცხრილი 3.1.3.

დეარომატიზებული ბენზინის ფრაქციაში ციკლოალკანების
მასური წილი, %, ანილინის წერტილის მიხედვით.
(ანილინისა და ფრაქციის თანაფარდობა 1:1)

ანილინური წერტილი,°C.	ფრაქცია,°C			
	60-95	95-122	122-150	150-200
78	-	-	-	0
77	-	-	-	5
76	-	-	-	10
75	-	-	-	15
74	-	-	-	20
73	-	-	0	25
72	-	-	4	30

71	0	0	9	35
70	3	4	13	40
69	6	8	18	45
68	9	12	22	50
67	12	16	26	55
66	15	19	31	60
65	18	23	35	65
64	21	27	40	70
63	24	31	44	75
62	27	34	48	80
61	30	38	52	85
60	33	42	56	90
59	36	45	60	95
58	39	49	65	100
57	42	53	69	-
56	45	56	73	-
55	47	60	77	-
54	50	63	81	-
53	52	67	85	-
52	55	70	88	-
51	58	74	92	-
50	61	77	96	-
49	64	81	100	-
48	67	84	-	-
47	70	87	-	-
46	73	90	-	-
45	75	93	-	-
44	77	97	-	-
43	80	100	-	-
42	82	-	-	-
41	85	-	-	-
40	87	-	-	-
39	90	-	-	-
38	92	-	-	-
37	95	-	-	-

მაგალითი. განვსაზღვროთ ბენზინის ფრაქციის (122 ÷ 150°C) ჯგუფური ნახშირწყალბადური შედგენილობა შემდეგი საწყისი მონაცემების დროს:

122±150°C ფრაქციის ანილინის წერტილი საწყის ფრაქციაში - T= 57,4°C,
 დეარომატიზებული ფრაქციის ანილინის წერტილი- T₁= 65,6°C;
 122±150°C ფრაქციისათვის ანილინის კოეფიციენტი K უდრის 1,26.
 არენების მასურ წილი, %, განისაზღვრება ფორმულით:

$$A = K (T_1 - T) = 1,26 (65,6 - 57,4) = 10$$

ციკლოალკანების მასურ წილს დეარომატიზებულ ფრაქციაში, რომელიც შეესაბამება T₁=65,6°C, პოულობენ ცხრილში 3.3.: H₁= 33.
 ციკლოალკანების მასური წილი საწყის ფრაქციაში, %:

$$H = \frac{(100 - A) H_1}{100} = \frac{33 (100 - 10)}{100} = 30$$

ალკანების მასურ წილს საწყის ფრაქციაში, %, განსაზღვრავენ სხვაობით:

$$\Pi = 100 - (A + H) = 100 - (10 + 30) = 60.$$

ანილინის წერტილის განსაზღვრის მეთოდიკა ტოლი მოცულობების მეთოდით.

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

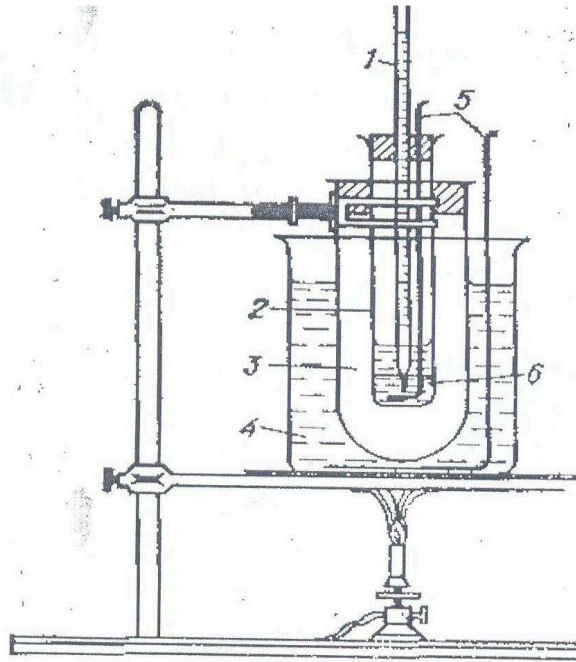
მეთოდი ემყარება სხვადასხვა ჯგუფის ნახშირბადწყალბადების განსხვავებულ ხსნადობაზე ანილინში.

ჭ უ რ ჭ ე ლ ი, რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი, მ ა ს ა ლ ი

მუფთიანი სინჯარა -15 სმ³ ტევადობის;
 თერმომდგრადი მინის ჭიქა - 750-1000 სმ³ ტევადობის;
 თერმომეტრი გრძელი ფეხით -დანაყოფის ფასი 0,05;
 ახლადგამოხდილი ანილინი- სუფთა;
 პიპეტი- 2 სმ³ ტევადობის;
 ბიურეტი, 0,1 სმ³ დანაყოფით.

სუფთა, მშრალ სინჯარაში 2 (ნახ.3.1.) ათავსებენ ანილინისა და საკვლევი ფრაქციის 2-2 სმ³. სინჯარას მჭიდროდ ახურავენ საცობს, რომელშიც მოთავსებულია თერმომეტრი 1 და ნიქრომის ან ალუმინის წკირისაგან დამზადებული სარეველა 5 და ამაგრებენ მუფთაში 3, რომელიც ჩატვირთულია წყლის აბაზანაში 4. თერმომეტრი ისე უნდა იყოს საცობში გაყრილი, რომ ვერცხლისწყლიანი ბურთულა ანილინისა და საკვლევი ფრაქციის გამყოფ ზღვარზე იმყოფებოდეს. ანილინისა და საკვლევი ფრაქციის მუდმივი მორევისას წყლის აბაზანის ტემპერატურას ნელ-ნელა ზრდიან. ამავე სინჯარაში საცობიდან ჩაშვებული უნდა იყოს მინის ან მავთულის მომრევი 5. ასეთნაირად მომზადებულ სინჯარას ათავსებენ წყლიან აბაზანაში 4 და ამაგრებენ

სადგარზე. იწყებენ ჭიქის გაცხელებას და თან მორევას. ჩაინიშნავენ ურთიერთგახსნის ტემპერატურას, რის შემდეგ წყვეტენ გაცხელებას და წყალს აბაზანაში ნელ-ნელა აცივებენ. როდესაც სინჯარაში ხსნარი კვლავ აიძვრება, ნარევს სარეველათი კვლავ მოურევვენ; მორევის პირობებში შემღვრება ქრება, მაგრამ გარკვეული დროის შემდეგ შემღვრევის გაქრობას ადგილი აღარ აქვს. ანილინის წერტილად მიღებულია ის ტემპერატურა, რომლის დროსაც მორევის პირობებში შემღვრება არ გაქრება. სრული გახსნისა და შერევის ტემპერატურებს შორის სხვაობა $0,1^{\circ}\text{C}$ -ს არ უნდა აღემატებოდეს



*ნახ. 3.1. ანილინური წერტილის გამზომი ხელსაწყო:
1- თერმომეტრი, 2. სინჯარა 3.-მუფთა; 4 - წყლიანი აბაზანა;
5 -სარეველა; 6. ანილინისა და საკვლევი ფრაქციის ნარევი*

**მაქსიმალური ანილინური წერტილის
(ანილინში ხსნადობის კრიტიკული ტემპერატურის) მეთოდი.**

სუფთა, მშრალ სინჯარაში 2 ათავსებენ 2 სმ^3 საკვლევ ფრაქციას, $1,6\text{ სმ}^3$ ანილინს და საზღვრავენ სრული გახსნის ტემპერატურას. ამის შემდეგ ნარევს უმატებენ კიდევ $0,2\text{ სმ}^3$ ანილინს და კვლავ საზღვრავენ ხსნადობის ტემპერატურას. (ჩვეულებრივ ის უფრო მაღალი უნდა იყოს, ვიდრე პირველად განსაზღვრული). ანილინს უმატებენ $0,2 - 0,2\text{ სმ}^3$ -ით მანამ, სანამ მაქსიმალური ხსნადობის ტემპერატურის მიღების შემდეგ არ დაიწყება მისი შემცირება. აფიქსირებენ ურთიერთხსნადობის მაქსიმალურ ტემპერატურას, რომელიც შეესაბამება საკვლევი პროდუქტის (ფრაქციის) ხსნადობის ჭეშმარიტ კრიტიკულ ტემპერატურას.

არენების მოცილება ადსორბციით სილიკაგელზე.

ნავთობის ფრაქციებიდან, რომლებიც არომატულ ნახშირწყალბადებთან ერთად შეიცავენ პარაფინებს და ნაფტენებს, შეიძლება გამოვყოთ არომატული ნახშირწყალბადები ადსორბციის გზით, რისთვისაც საჭიროა გარკვეული ადსორბენტი. ნავთობპროდუქტების შემთხვევაში ამ მიზნით იყენებენ სილიკაგელს.

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

მინის სვეტი 650 მმ -სიმაღლის, 8-10 მმ დიამეტრის, განიერი ზედა ნაწილში;
ეთილის სპირტი-რეკტიფიკატი;
რეფრაქტომეტრი - ИРФ ტიპის;
სილიკაგელი;
ანილინი;
ფორმალინი;
გოგირდმჟავა, 98%-ანი;
მზომი ცილინდრები (ან გრადუირებული სინჯარები) დანაყოფის ფასით 0,1 სმ³.

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

მინის სვეტს შეავსებენ სილიკაგელით და ამაგრებენ ვერტიკალურად შტატივში. სვეტის ქვემოთ ათავსებენ მზომ ცილინდრს (ან გრადუირებულ სინჯარას). საკვლევ ფრაქციას 15 სმ³ ოდენობით ასხამენ სვეტში, და მას შემდეგ, რაც ის მთლიანად შთანთქმება სილიკაგელით, დესორბირებად სითხედ იყენებენ 15 სმ³ ეთილის სპირტს. თავდაპირველად სვეტიდან დაიწყებს გამოსვლას საკვლევ ფრაქციის ნაჯერი (ალკანო-ციკლოალკანური) ნაწილი, რომელსაც სილიკაგელი ნაკლებად შთანთქმავს. ფრაქციის პირველ პორციას იღებენ 3 სმ³ ოდენობით, დანარჩენებს კი 0,5 - 0,5 სმ³. თითოეული გამოყოფილი ფრაქციისათვის საზღვრავენ გარდატეხის მაჩვენებელს. ფრაქციებს, რომლებიც გარდატეხის მაჩვენებლების მიხედვით განსხვავდებიან არანაკლებ 0,0005-ით აერთიანებენ და მათთვის განსაზღვრავენ ანილინის წერტილს.

თითოეული გამოყოფილი ფრაქციისათვის არენების არსებობას ამოწმებენ *ფორმოლიტური სინჯით*; სინჯს, რომელსაც აქვს დადებითი ფორმოლიტური რეაქცია, მიაკუთვნებენ არომატულ ნახშირწყალბადებს.

**არენების განსაზღვრის მეთოდიკა ფორმოლიტური რეაქციით.*

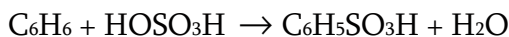
პატარა ფაიფურის ჯამში ათავსებენ 1 სმ³ 98%-ან უფერო გოგირდმჟავას, უმატებენ 2 - 3 წვეთ 10%-იან ფორმალინის ხსნარს და იმავე რაოდენობის პროდუქტს. არენების არარსებობის შემთხვევაში ნარევი რჩება უფერო ან ოდნავ ყვითლდება. ნარევის მკაფიო წითელი შეფერვა მიუთითებს აღებულ ფრაქციაში არენების არსებობაზე.

არენების მოცილება გოგირდმჟავათი

ა კ ა რ ა ტ უ რ ა , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ე ბ ი

სულფატორი;
მაბრი გაწეული ბოლოთი;
98%-იანი გოგირდმჟავა

როგორც ცნობილია, ნავთობის მეთანურ და ციკლოალკანურ ნახშირწყალბადებზე ჩვეულებრივ პირობებში გოგირდმჟავა არ მოქმედებს და არ იძლევა მათთან გარკვეულ ნაწარმებს. რაც შეეხება არომატულ ნახშირწყალბადებს, ისინი ადვილად რეაგირებენ კონცენტრირებულ გოგირდმჟავასთან და წარმოქმნიან სულფომჟავებს შემდეგი რეაქციის თანახმად:

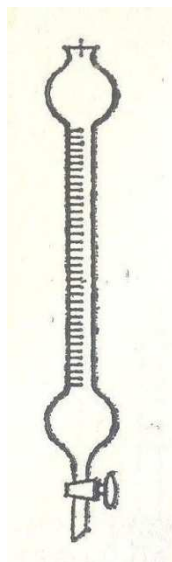


ამ პროცესს ეწოდება სულფირება. როგორც რეაქციიდან ჩანს, სულფირების პროცესის დროს რეაქციის შედეგად, გარდა სულფონაერთისა, გამოიყოფა წყალი, რომელსაც შეუძლია გამოიწვიოს გოგირდმჟავას განზავება და, მაშასადამე, რეაქციის მსვლელობის შესუსტება და მთლიანად შეწყვეტაც.

ამიტომ სულფირების პროცესი უნდა ვაწარმოოთ რაიმე წყალდამშრობ ნივთიერებასთან ერთად, რისთვისაც საჭიროა ან ოლეუმის აღება, ან კონცენტრირებული გოგირდმჟავას ჭარბი რაოდენობით ხმარება, ან ფოსფორის ანჰიდრიდის გამოყენება.

სულფირების შედეგად ნავთობის ფრაქციაში არსებული არომატული ნახშირწყალბადები გარდაიქმნება სულფომჟავებად და იხსნება გოგირდმჟავაში, რის გამოც გოგირდმჟავას მოცულობა იზრდება და ამ მოცულობის მომატების საშუალებით ხდება ნავთობის ფრაქციაში არომატული ნახშირწყალბადების რაოდენობის დადგენა.

სულფირების პროცესი ტარდება ხელსაწყოში, რომელსაც სულფატორი ეწოდება (ნახ. 3.2.).



ნახ. 3.2. სულფატორი

ა ნ ა ლ ი ზ ი ს მ ს ვ ლ ე ლ ო ბ ა

შტატივზე ვერტიკალურად ამაგრებენ კარგად გარეცხილ და მშრალ სულფატორს და ძაბრის საშუალებით ფრთხილად ასხამენ 98%-იან გოგირდმჟავას ნულოვან დანაყოფამდე. ამის შემდეგ, იმავე სულფატორში ასხამენ 10 სმ³ ბენზინს და აღნიშნავენ მის დონეს, სულფატორს ჰერმეტიულად ახურავენ საცობს, გადმოიღებენ

შტატივიდან და სულფატორის დახრით მთელი ეს მასა გადააქვთ სულფატორის განიერ ნაწილში, 10-15 წუთის განმავლობაში ენერგიულად ანჯღრევენ და ამის შემდეგ აყოვნებენ ვერტიკალურ მდგომარეობაში ერთ საათს და შემდეგ აკვირდებიან ბენზინის დონეს.

განსაზღვრას ატარებენ ორჯერ და შედეგად იღებენ საშუალო არითმეტიკულს, რომატული ნახშირწყალბადების მოცულობით წილს საკვლევ ფრაქციაში საზღვრავენ შემდეგი ფორმულით:

$$A = \left[\frac{(V_1 - V_2)}{V_1} \right] \cdot 100;$$

სადაც V_1 - აღებული ბენზინის მოცულობაა;

V_2 - ბენზინის მოცულობა სულფირების შემდეგ;

სულფირების ჩატარების შემდეგ გოგირდმჟავიან ფენას ჩამოუშვებენ, დარჩენილ ბენზინს სულფატორშივე რამდენჯერმე ჩარეცხავენ წყლით, შემდეგ 10 %-იანი სოდის ხსნარით, კვლავ წყლით და გადააქვთ ჭურჭელში, გამოშრობის მიზნით უმატებენ უწყლო კალციუმის ქლორიდს,

იგივე პროცესი შეიძლება ჩატარდეს გამყოფ ძაბრშიც (სასურველია დანაყოფიან გამყოფ ძაბრში), სადაც ათავსებენ ბენზინსა და ორჯერ მეტი მოცულობით 98%-იან გოგირდმჟავას. გამყოფ ძაბრში ნარევს ანჯღრევენ 20 წუთის განმავლობაში (პერიოდულად აღებენ ონკანს აირების გამოსაშვებად), ადვილადაქროლადი ნახშირწყალბადების ან არენების მაღალი შემცველობის ფრაქციის აღებისას საჭიროა ნარევის გაცივება ყინულით 15 წუთის განმავლობაში. ამ მიზნით გამყოფ ძაბრს, შენჯღრევის დაწყებამდე, ათავსებენ ყინულოვან აბაზანაში. თუ ნარევი ნჯღრევის პროცესში გაცხელდება, საჭიროა თავიდან გაცივება მისი ყინულიან აბაზანაში მოთავსებით.

შერევის დამთავრების შემდეგ, ნარევს დაწდომის მიზნით აყოვნებენ, მჟავე ფენას ჩამოუშვებენ ძაბრიდან, ხოლო ბენზინის ფენას რეცხავენ ჯერ წყლით, შემდეგ 10 %-იანი სოდის ხსნარით, კვლავ წყლით ნეიტრალურ რეაქციამდე.

გარეცხილი ბენზინის ფენა გადააქვთ მშრალ კოლბაში და აშრობენ უწყლო CaCl_2 -ზე.

საკონტროლო კითხვები

1. რას ეწოდება ანილინის წერტილი?
2. როგორ იცვლება ანილინის წერტილი ერთი და იგივე ჰომოლოგიური რიგის ფარგლებში მოლეკულური მასების ზრდასთან ერთად?
3. როგორ იცვლება ანილინის წერტილი ფრაქციის დუდილის ტემპერატურის ზრდასთან ერთად?
4. რაში მდგომარეობს ანილინის წერტილის განსაზღვრის არსი ტოლი მოცულობების მეთოდით?
5. რაში მდგომარეობს თვისობრივი ფორმოლიტური რეაქცია არენებზე?

3.2. ქრომატოგრაფიული მეთოდები

ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების ანალიზის თანამედროვე მეთოდებს შორის აღსანიშნავია ქრომატოგრაფიული მეთოდები სხვადასხვა დეტექტორების გამოყენებით: გაზური ქრომატოგრაფია, აირ-სითხური ქრომატოგრაფია, მაღალეფექტური სითხური ქრომატოგრაფია, ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული ანალიზი, ასევე მასს-სპექტროსკოპია, იწ-სპექტროსკოპია, ბირთვული მაგნიტური და ელექტრონული პარამაგნეტული რეზონანსი. ეს მეთოდები მოითხოვენ რთული და მაღალღირებული აპარატურის გამოყენებას და მომსახურე პერსონალის მაღალ კვალიფიკაციას, ამიტომ მათი დანერგვა დაკავშირებულია სიძნელეებთან.

ნარეგების ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრის ზუსტ მეთოდს წარმოადგენს სითხური აღსორბიული ქრომატოგრაფია. მაგრამ ეს მეთოდი ხანგრძლივი და შრომატევადია, რადგან მოითხოვს სინჯების დიდი რაოდენობით აღებას, ამიტომ ის გამოიყენება განსაკუთრებულად ზუსტი ანალიზის საჭიროების შემთხვევაში.

ბენზინური ფრაქციების ჯგუფური ქიმიური შედგენილობის კვლევის პრაქტიკაში ფართოდ გამოიყენება ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული მეთოდი (ΦΙΑ). ამ მეთოდის გამოყენება შეიძლება დამოუკიდებლად, ასევე სხვა მეთოდებთან ერთად (მაგალითად, აირ-სითხურ ქრომატოგრაფიასთან ერთად).

ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული ჯგუფური ანალიზი იძლევა ნახშირწყალბადურ ნარეგებში არენების, ალკენების, ალკანებისა და ციკლოალკანების სწრაფად განსაზღვრის საშუალებას და მოითხოვს საკვლევი პროდუქტის მცირე რაოდენობის გამოყენებას.

ნახშირწყალბადური ნარეგების ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრა ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული მეთოდით (ΦΙΑ)

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო ე ბ ი , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

- ქრომატოგრაფიული მიწის სვეტი 2 მმ დიამეტრისა და 1000 მმ სიგრძის გამყოფი ნაწილით;
- გააქტივებული სილიკაგელი ACK მარკის;
- ლუმინესცირებადი საღებავები - ოლეფინური და არომატული;
- ფერთი საღებავი - სუდანის ჯგუფის ცხიმოვანი საღებავი;
- გამომძევებელი სითხე - გაუწყლოებული ეთილის ან პროპილის სპირტი;

მ ე თ ო დ ი ს ა რ ს ი

მეთოდს საფუძვლად უდევს შემდეგი: ულტრაიისფერი შუქით დასხივებისას ნახშირწყალბადური ნარეგების სილიკაგელზე დაყოფის დროს სპეციალური ლუმინესცენტური საღებავების - ინდიკატორების გამოყენებით ხდება არენებისა და ალკანების ზონების სხვადასხვა ფერში შეფერვა.

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

სილიკაგელს ამზადებენ ქვემოთ მოყვანილი მეთოდიკით. შეიძლება როგორც წვრილ-, ასევე მსხვილფორიანი სილიკაგელის გამოყენება, მაგრამ მეორე შემთხვევაში ნახშირწყალბადური შრის სიგრძე იქნება 2-3 ჯერ უფრო დიდი.

საღებავ-ინდიკატორს ამზადებენ ფერთი საღებავის გახსნით ლუმინესცენტურში იმ გაანგარიშებით, რომ ფერთი საღებავის კონცენტრაცია იყოს 1-2 მგ/მლ.

არენებისათვის საუკეთესო ლუმინესცენტურ საღებავს წარმოადგენს 1,4-დიფენილ-1,3-ბუთადიენი. გარდა ამისა, არომატული და ოლეფინური საღებავების-ინდიკატორების მიღება შეიძლება ქვემოთ მოყვანილი მეთოდის თანახმად.

სინჯებს ანალიზისათვის ამზადებენ შემდეგნაირად: იღებენ საკვლევი ნახშირწყალბადური ფრაქციის 0,5-3 მლ და უმატებენ 0,01-0,05 მლ ინდიკატორის ხსნარს. საჭიროა ფრაქციის მოცულობის გაზომვა ინდიკატორის ხსნარის დამატებამდე და დამატების შემდეგ. მომზადებული სინჯიდან იღებენ 0,5 მლ და მას იყენებენ ერთი განსაზღვრისათვის.

ანალიზის მსვლელობა

პროდუქტის სინჯი ინდიკატორ - საღებავთან შეყავთ ანალიზისათვის მომზადებულ ქრომატოგრაფიულ სვეტში. როდესაც სილიკაგელი გაიჟღინთება სინჯით, ზემოდან სვეტში უმატებენ მშრალ სილიკაგელს (~ 1 სმ სიმაღლის შრეს) და სვეტში შეყავთ გამომძეველი სითხე - სპირტი. რეზინის მსხლის ფორმის მილით (ან სხვა რომელიმე ხერხით) სვეტში ქმნიან ~ 0,12 მპა წნევას. როდესაც სითხე გაივლის სვეტის შუაგულს და ნახშირწყალბადებსა და სპირტს შორის გამოჩნდება ჩვეულებრივ შუქზე მკაფიოდ გამოხატული ზღვარი, ულტრაიისფერ შუქზე აკეთებენ 4-5 გამოჭვირვას და განსაზღვრავენ ნახშირწყალბადური შრის საერთო სიგრძეს და ლუმინესცენტური შრის სიგრძეს იმ ჯგუფის ნახშირწყალბადების, რომელსაც ღებავს დამატებული ინდიკატორი. ამ დროს ნახშირწყალბადების ქვედა ზღვარს განსაზღვრავენ სილიკაგელის დასველადობის მიხედვით. ანალიზის ხანგრძლიობა 0,02 მპა ჭარბი წნევის დროს შეადგენს 30-50 წუთს.

რომელიმე ჯგუფის ნახშირწყალბადის მოცულობით წილს α_j საღებავის შემცველ საანალიზო სინჯში განსაზღვრავენ თანაფარდობიდან:

$$\alpha_j = l_j / L,$$

სადაც l_j არის შრის სიგრძე, რომელსაც იკავებს ნახშირწყალბადების ჯგუფი;

L - ნახშირწყალბადური შრის საერთო სიგრძე;

იმავე ჯგუფის ნახშირწყალბადების მოცულობითი წილი α_i , საწყის ფრაქციაში, რომელიც არ შეიცავს საღებავს, შეიძლება განვსაზღვროთ შემდეგი თანაფარდობებიდან:

ნახშირწყალბადებისათვის, რომლებიც არ იღებენ ინდიკატორით;

$$\alpha_i = \alpha_i V' / V;$$

ნახშირწყალბადებისათვის, რომლებიც იღებენ ინდიკატორით;

$$\alpha_i = [\alpha_i V' - (V' - V)] / V$$

სადაც V არის საანალიზოდ აღებული ნახშირწყალბადური ფრაქციის მოცულობა;

V' - იმავე ფრაქციის მოცულობაა მასში ინდიკატორის ხსნარის დამატების შემდეგ.

მეთოდის სიზუსტე დამოკიდებულია გამოყენებული საღებავის ხარისხზე, სვეტის შიდა დიამეტრის მუდმივობაზე, მის სიმაღლესა და ჩატკეპვნის თანაბრობაზე, ასევე სილიკაგელის ხარისხზე.

არენების განსაზღვრისათვის შეიძლება არომატული ინდიკატორის გამოყენება, „ არომატული“ ინდიკატორი კარგად იხსნება არენებში, მაგრამ არ იხსნება სხვა ნახშირწყალბადებში. სვეტის ულტრაიისფერი დასხივების დროს არენების ზონა იძლევა კამკამო-ცისფერ ფლუორესცენციას.

სრული ჯგუფური ანალიზის დროს გამოიყენება ოლეფინური ინდიკატორი, რომელიც ნახშირწყალბადური შრის შუაგულში გამოყოფს ალკენების შეღებილ ზონას და ორ არაფლუორესცირებად ზონებს. რომლებიც განლაგებულია უფრო ზევით (არენების ზონა) და უფრო ქვევით (ალკანებისა და ციკლოალკანების ზონები).

ანალიზის შედეგები გადააქვთ ცხრილში (3.2.1.). ნახშირწყალბადთა ცალკეული ჯგუფისათვის მიღებული 4-5 მნიშვნელობიდან იღებენ საშუალო მნიშვნელობას.

ცხრილი 3.2.1. ბენზინური ფრაქციის ანალიზის შედეგები ლუმინენსცენტურ-ქრომატოგრაფიული მეთოდით.

ანალიზის (გამოქვირვი) №	შრეების სიგრძე, მმ			მოცულობითი წილი ნარევეში (საღებავის ხსნარის დამატების გათვალისწინებით)		
	არენები	ალკენები	ალკანები + ციკლო-ალკანები	არენები	ალკენები	ალკანები + ციკლო-ალკანები
1	98	125	95	31,5	37,2	31.0
2	100	130	100	31,3	37,4	31.3
3	101	130	99	31,6	37,6	30.8
4	104	120	115	31,6	33,2	35.2
საშუალო				31,6	36,4	32.0

ს ი ლ ი კ ა გ ე ლ ი ს მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა

სილიკაგელს ჩაყრიან ფაიფურის ჯამში და 6 საათით ათავსებენ თერმოსტატში $180 \pm 10^{\circ}\text{C}$ ტემპერატურაზე. გაცხელებული სილიკაგელი გადააქვთ მშრალ კოლბაში, რომელიც 15 წუთის განმავლობაში ცხელდებოდა იმავე თერმოსტატში. სილიკაგელიან კოლბას მჭიდროდ ახურავენ რეზინის საცობს.

ლ უ მ ი ნ ე ს ც ი რ ე ბ ა დ ი ს ა ლ ე ბ ა ვ - ი ნ დ ი კ ა ტ ო რ ე ბ ი ს მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა .

ლუმინესცირებად საღებავებს არენებისა და ალკენებისათვის ღებულობენ ზოგიერთი მაღალმოლეკულური ნავთობპროდუქტებიდან - სადკინსკის ასფალტიტიდან და კრასნოდარის ოზოკერიტიდან. ასფალტიტს ან ოზოკერიტს აქუცმაცებენ, ამუშავებენ ბენზოლით, და ექსტრაქტიდან მოაცილებენ ფისებს პეტროლეინის ეთერით ან ალუმინის ოქსიდის გამოყენებით. ფისგაცილილ ექსტრაქტს დამატებით აზავებენ პეტროლეინის ეთერით და ააორთქლებენ. მიღებული ხსნარი შეყავთ სპეციალურ სვეტში, რომელიც შევსებულია მშრალი მსხვილფორვანი სილიკაგელით. ამის შემდეგ სილიკაგელს ჩარეცხავენ დიიზობუთენით. პირველ რიგში სვეტიდან გამოვა არალუმინესცირებადი პეტროლეინის ეთერი, შემდეგ - მკაფიო, ულტრაიისფერ შუქზე ხილული ზღვარით - დიიზობუთენი ინდიკატორით ალკენებისათვის (ხსნარი კამკაშა ლურჯი ფლუორესცენციით). ჩარეცხვას დიიზობუთენით აგრძელებენ, ვიდრე ჩამრეცხი სითხე ულტრაიისფერ შუქზე არ გახდება უფერო. ჩამრეცხი სითხის პირველ პორციებს მოაცილებენ, შემდეგ პორციებს კი ძლიერ აკონცენტრირებენ ვაკუუმში, შედეგად მიიღება ოლეფინური ინდიკატორი.

დიიზობუთენით ჩარეცხვის შემდეგ სილიკაგელის სვეტის ჩარეცხვას იწყებენ ბენზოლით. ამ დროს გამოიძევება დიიზობუთენი, შემდეგ ულტრაიისფერ შუქზე გამოდის ბენზოლი ინდიკატორით არენებისათვის (კამკაშა-ცისფერი ფლუორესცენცია). ბენზოლის პირველ

პორციას ასხამენ, შემდგომ პორციებს ძლიერ აკონცენტრირებენ ვაკუუმში და ლებულობენ „არომატულ“ ინდიკატორს.

საკონტროლო კითხვები

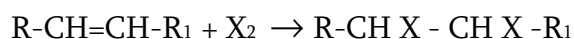
1. ანალიზის რომელი თანამედროვე მეთოდები გამოიყენება ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების კვლევის დროს?
2. კვლევის რა მეთოდები გამოიყენება ბენზინური ფრაქციების შედგენილობის განსაზღვრის დროს?
3. რა უარყოფითი მხარეები აქვს ნარევის ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრის სითხოვან-ადსორბციულ მეთოდს?
4. რაში მდგომარეობს ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული ჯგუფური ანალიზის არსი?
5. რა საღებავები გამოიყენება ლუმინესცენტურ-ქრომატოგრაფიული ჯგუფური ანალიზის დროს?

3.3. ნავთობისა და ნავთობპროდუქტების უჯერობის ხარისხი

ნედლი ნავთობი და მისგან გამოხდით მიღებული ნავთობპროდუქტები უჯერ ნახშირწყალბადებს (ალკენებს, ციკლოალკენებს, დი, ტრი- და პოლიენებს, ალკინებს) არ შეიცავენ. უჯერი ნახშირწყალბადები წარმოიქმნება ნავთობური ნედლეულის გადამუშავების თერმოდესტრუქციული პროცესების შედეგად მიღებულ ნავთობპროდუქტებში. უჯერი ნახშირწყალბადები დიდ როლს ასრულებენ ნავთობის ქიმიაში. ამასთან ერთად ეს ნაერთები ნავთობქიმიური წარმოებისა და ძირითადი ორგანული სინთეზის ძვირფას ნედლეულს წარმოადგენენ.

უჯერი ნახშირწყალბადების შემცველი საწვავები ხასიათდებიან დაბალი სტაბილურობით: დაჟანგვის, კონდენსაციისა და პოლიმერიზაციის ხარჯზე საწვავებში გროვდება ფისების, ორგანული მჟავების მნიშვნელოვანი ნაწილი. ფისები აუვარგისებენ წვის პროცესებს, იწვევენ ნამწვის წარმოქმნას, გროვებიან საწვავის მიწოდების სისტემის დეტალებზე, მჟავები კი ზრდიან დეტალების კოროზიულობას. ამიტომ უჯერი ნაერთები ცხიმებისა და ფისების ხარისხის ერთ-ერთ ძირითად მაჩვენებელს წარმოადგენენ.

უჯერი ნახშირწყალბადები ამჟღავნებენ მაღალ რეაქციისუნარიანობას, ამიტომ მათი გამოყოფისა და რაოდენობრივი განსაზღვრისათვის ფიზიკურ მეთოდებთან ერთად გამოიყენება ქიმიური მეთოდებიც. ქიმიურ მეთოდებს საფუძვლად უდევს უჯერ ბმებზე სხვადასხვა მოლეკულების (გოგირდმჟავას, ჰალოგენების, წყალბადისა და სხვ.) მიერთების რეაქციებზე. ანალიზურ პრაქტიკაში ალკენების რაოდენობრივი განსაზღვრისათვის ყველაზე მეტად გამოიყენება მათი რეაქცია ჰალოგენებთან. (ბრომთან, იოდთან), მაგალითად:



უჯერი ნაერთების შემცველობას ნავთობპროდუქტებში გამოსახვენ იოდის (ბრომის) რიცხვებით.

იოდის (ბრომის) რიცხვი ეწოდება იოდის (ბრომის) რაოდენობას გრამებში, რომელიც განსაზღვრულ პირობებში უერთდება 100 გ საკვლევ პროდუქტს.

იოდის რიცხვისა და უჯერი ნახშირწყალბადების განსაზღვრის სტანდარტული მეთოდი (ГОСТ 2070-82)

მოცემულ სტანდარტში მოყვანილია სხვადასხვა ნავთობპროდუქტში (ბენზინები, რეაქტიული საწვავები, დიზელის საწვავები და სხვა ნათელი ნავთობპროდუქტები) იოდის რიცხვის და უჯერი ნახშირწყალბადების განსაზღვრის ორი (A და B) მეთოდი.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი შემდგომში მდგომარეობს: საკვლევ ნავთობპროდუქტს ამუშავებენ იოდის სპირტიანი ხსნარით, თავისუფალ იოდს ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარით და იოდის რიცხვს განსაზღვრავენ იოდის რაოდენობით გრამებში, რომელიც უერთდება 100გ ნავთობპროდუქტს.

უჯერი ნახშირწყალბადების მასურ წილს განსაზღვრავენ საკვლევ ნავთობპროდუქტის იოდის რიცხვის და საშუალო მოლეკულური მასის მიხედვით.

A მეთოდი

ხელსაწყო, ხსნარები, მასალა

ანალიზური სასწორი, 0,0002 გ სიზუსტის;

ჭიქები (ბიუქსები) ასაწონად - 10 მმ გარე დიამეტრის, 15 მმ სიმაღლის მილესილი საცობით. ჭიქების მაგივრად იყენებენ 0,5-1 სმ³ ტევადობის მინის ამპულებს კაპილარად გაწელილი ბოლოთი;

წვეთსაწვეთი მილესილი საცობით;

პიპეტები - 1,2,5 სმ³ ტევადობის;

კოლბები -250, 500 სმ³ ტევადობის მილესილი საცობით,

ცილინდრები - 25 და 250 სმ³ ტევადობის;

ბიურეტები;

სპირტი ეთილის რეკტიფიცირებული;

კალიუმის იოდიდის 20%-იანი ხსნარი;

იოდის 0,2 N ხსნარი 95%-იან ეთილის სპირტში;

ნატრიუმის თიოსულფატის 0,1M ხსნარი;

ინდიკატორი - სახამებლის 0,5%-იანი წყალხსნარი;

აცეტონი;

გაზავებული (1:3) გოგირდმჟავა;

გამოხდილი წყალი;

კალიუმის ბიქრომატი.

მომზადება ანალიზისათვის

სინჯების მომზადება

ნავთობპროდუქტს, რომელიც შეიცავს ტენს წინასწარ გაფილტრავენ და გამოაშრობენ დამშრობი ნივთიერებით.

იოდის სპირტიანი ხსნარის მომზადება

20 გრ კრისტალურ იოდს ხსნიან 1000 სმ³ ეთილის სპირტში.

ნატრიუმის თიოსულფატის ფაქტორის განსაზღვრა

250 სმ³ ტევადობის კონუსურ კოლბაში წონიან 0,08 ÷ 0,10გ გადაკრისტალიზებულ კალიუმის ბიქრომატს, უმატებენ 80 სმ³ გამოხდილ წყალს სრულ გახსნამდე, სწრაფად უმატებენ 10 სმ³ 20%-იან კალიუმის იოდიდის ხსნარს და 5 სმ³ გაზავებულ გოგირდმჟავას. კოლბას ახურავენ საცობს, კარგად შეანჯღრევენ და 5 წუთით ათავსებენ ბნელ ადგილას.

კოლბის საცობს და კედლებს ჩარეცხავენ წყლით და ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის 0,1 N ხსნარით სახამებლის ხსნარის თანდასწრებით.

ნატრიუმის თიოსულფატის ფაქტორს გამოთვლიან ფორმულით:

$$F = V \cdot \frac{m}{0,0049037}$$

სადაც m - კალიუმის ბიქრომატის მასაა. გ;

0,0049037 – კალიუმის ბიქრომატის მასა, რომელიც 1 სმ³ 0,1 M ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის ექვივალენტურია, გ;

V – გატიტვრაზე დახარჯული თიოსულფატის მოცულობა, სმ³.

ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის ფაქტორს ამოწმებენ თვეში არანაკლებ ერთჯერ.

ანალიზის მსვლელობა

სავარაუდო იოდის რიცხვის მიხედვით, ჭიქაში წონიან ნავთობპროდუქტის საჭირო რაოდენობას, როგორც აღნიშნულია ცხრილში 3.3.1.

ცხრილი 3.3.1

იოდის რიცხვი, იოდის რაოდენობა, გ, ნავთობპროდუქტის 100გ-ში	ნავთობპროდუქტის მასა, გ
<5,0-ზე	2 ÷ 4,0
>5,0 ÷ 10	1,0 ÷ 2,0
>10-ზე	0,2 ÷ 0,4

საანალიზო ნავთობპროდუქტს იღებენ ანალიზურ სასწორზე წინასწარ აწონილი ამპულის საშუალებით. ამ მიზნით ჰაერის მოსაცილებლად ამპულის ბურთულაკს გააცხელებენ სანთურის ალზე. გაცხელებული ამპულის კაპილარის ბოლოს სწრაფად ჩატვირთავენ საანალიზო ნავთობპროდუქტში, რომელიც მოთავსებულია ასაწონ

ჭიქაში. შევსების შემდეგ კაპილარის ბოლოს ფრთხილად შეადუღებენ და კვლავ აწონიან და სხვაობის მიხედვით განსაზღვრავენ ნავთობპროდუქტის მასას.

ნავთობპროდუქტით შევსებულ ამპულას ათავსებენ 500 სმ³ ტევადობის მილესილსაცობიან კონუსურ კოლბაში, რომელშიც წინასწარ ასხამენ 5 სმ³ ეთილის სპირტს. მინის წვირით ჩატეხავენ მასში ამპულას. ამის შემდეგ წვირს და კოლბის კედლებს ჩარეცხავენ 10 სმ³ ეთილის სპირტით, ბიურეტიდან უმატებენ 25 სმ³ იოდის 0,2 N სპირტიან ხსნარს და 150 სმ³ გამოხდილ წყალს. კოლბას მჭიდროდ ახურავენ საცობს. ნარევს 5 წუთის განმავლობაში ანჯღრევენ და კიდევ 5 წუთს აყოვნებენ. საცობს და კოლბის კედლებს ჩარეცხავენ გამოხდილი წყლით. უმატებენ 20–25 სმ³ კალიუმის იოდიდის ხსნარს და ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარით. როდესაც სითხე კოლბაში მიიღებს ღია ყვითელ შეფერილობას, უმატებენ 1–2 სმ³ სახამებლის ხსნარს და აგრძელებენ ტიტრას ლურჯი ხსნარის გაუფერულებამდე.

პარალელურად ატარებენ საკონტროლო ცდას იმავე რეაქტივებით და იმავე პირობებში, რაც ძირითადი ცდა, მაგრამ საანალიზო ნივთიერების გარეშე.

იმ შემთხვევაში, თუ ნავთობპროდუქტს იღებენ წვეთსაწვეთით, მას ათავსებენ წვეთსაწვეთში და წონიან. კონუსურ კოლბაში ასხამენ 15 სმ³ ეთილის სპირტს და წვეთსაწვეთიდან ათვლიან 13–15 წვეთ ნავთობპროდუქტს, წვეთსაწვეთს კვლავ აწონიან და სხვაობის მიხედვით განსაზღვრავენ ნავთობპროდუქტის მასას.

ჭიქების. ამპულის ან წვეთსაწვეთის უქონლობის დროს საკვლევ პროდუქტს იღებენ პიპეტის საშუალებით. ამისათვის წინასწარ განსაზღვრავენ ნავთობპროდუქტის სიმკვრივეს ცდის ტემპერატურაზე და ნავთობპროდუქტის მასას გამოთვლიან მოცულობის გამრავლებით სიმკვრივეზე.

დიზელის საწვავის და T-6 საწვავის ანალიზის დროს საწვავი კოლბაში შეყავთ 15 სმ³ აცეტონთან ერთად.

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

საანალიზო ნიმუშის იოდის რიცხვს (X), გ. იოდი ნავთობპროდუქტის 100 გრამში გამოთვლიან ფორმულით:

$$X = \frac{(V - V_1) F \cdot 0,01269}{m} \cdot 100,$$

სადაც V - საკონტროლო ცდაზე დახარჯული 0,1 M ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის რაოდენობა, სმ³;

V₁ - ძირითად ცდაზე დახარჯული 0,1 M ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის რაოდენობა, სმ³;

F - 0,1 M ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის ფაქტორი;

0,01269 - იოდის რაოდენობა, რომელიც 1 სმ³ 0,1 M ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის ექვივალენტურია;

m - საანალიზო ნავთობპროდუქტის მასა, გ.

ანალიზის შედეგად მიიღება ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული.

უჯერი ნახშირწყალბადების მასური რიცხვი, (X₁) გ. იოდი 100 გ ნავთობპროდუქტში განსაზღვრავენ ფორმულით:

$$X_1 = \frac{X \cdot M}{254} \quad (2)$$

სადაც X - ნავთობპროდუქტის იოდის რიცხვია, გ. იოდი ნავთობპროდუქტის 100 გ-ზე;

M - საანალიზო ნავთობპროდუქტის უჯერი ნახშირწყალბადების საშუალო მოლეკულური მასა (იხ. დანართი);

254 - იოდის მოლეკულური მასა.

ბ მეთოდი

აპარატურა, რეაქტივები, ხსნარები

აპარატურა, რეაქტივები და ხსნარები, მითითებული A მეთოდში;

ქლოროფორმი;

ვერცხლისწყლის (II) ქლორიდი (სულემა);

მარილმჟავა, $d = 1,19$ გ/სმ³

მომზადება ანალიზისათვის

იოდის ხსნარის მომზადება

25 გ იოდს ხსნიან 500 სმ³ ეთილის სპირტში. ცალკე ხსნიან 30 გ ვერცხლისწყლის ქლორიდს 500 სმ³ ეთილის სპირტში. ორივე ხსნარს შეურევინ და დაუმატებენ 50 სმ³ მარილმჟავას. ხსნარს ინახავენ ბნელ ადგილას. ხსნარი რჩება სტაბილური 25 დღის განმავლობაში. დასაშვებია იოდის ხსნარის ნაკლები რაოდენობის დამზადება რეაქტივების მასების პროპორციულობის შემცირებით.

ანალიზის მსვლელობა

.წონიან ნავთობპროდუქტის საჭირო რაოდენობას ცხრილში 3.3.2. მითითებულ იოდის სავარაუდო რიცხვის მიხედვით.

ცხრილი 3.2.2.

იოდის რიცხვი, გ. იოდი ნავთობპროდუქტის 100 გრამზე	ნავთობპროდუქტის მასა.გ.
<1,0	5,0 ÷ 10,0
>1,0 ÷ 5,0	1,0 ÷ 5,0
>5,0	0,5 ÷ 1,0

500 სმ³ ტევადობის ორ სინჯარაში ათავსებენ 10–10 სმ³ ქლოროფორმს. ერთ-ერთში უმატებენ ნავთობპროდუქტს. მეორე კოლბა გამოიყენება საკონტროლო ცდისათვის, რომელიც არ შეიცავს ნავთობპროდუქტს. ორივე კოლბაში ერთი და იგივე სიჩქარით წვეთწვეთობით პიპეტით უმატებენ 10 – 10 სმ³ იოდის ხსნარს. კოლბებს სწრაფად ახურავენ კალიუმის იოდიდში წინასწარ დასველებულ საცობებს და ფრთხილად

შენჯღრევენ. ორივე კოლბას 1 საათით ათავსებენ ბნელ ადგილას, რის შემდეგ უმატებენ 20 სმ³ კალიუმის იოდიდის ხსნარს და 150 სმ³ გამოხდილ წყალს, საცობისა და კოლბის კედლების ჩარეცხვით. ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის 0,1M ხსნარით. როდესაც ხსნარები კოლბაში მიიღებენ ღია ყვითელ შეფერილობას, უმატებენ 1-2 სმ³ სახამებლის ხსნარს და აგრძელებენ ტიტრას ლურჯი ხსნარის გაუფერულებამდე.

იოდის რიცხვს ანგარიშობენ (2) ფორმულის მიხედვით.

ანალიზის შედეგად მიიღება ორი პარალელური განსაზღვრის საშუალო არითმეტიკული.

და ნ ა რ თ ი

უჯერი ნახშირწყალბადების მოლეკულური მასის დამოკიდებულება 50%-იანი ფრაქციის აორთქლების ტემპერატურაზე (მოცულობის მიხედვით):

50%-იანი ნახადი ფრაქციის აორთქლების ტემპერატურა, °C	უჯერი ნახშირწყალბადების მოლეკულური მასა	50%-იანი ნახადი ფრაქციის აორთქლების ტემპერატურა, °C	უჯერი ნახშირწყალბადების მოლეკულური მასა
50	77	175	144
75	87	200	161
100	99	225	180
125	113	250	200
150	128	260	208

კრეკინგ-ბენზინებში უჯერი ნახშირწყალბადების განსაზღვრა ბრომის რიცხვით კაუფმან-გალპერინის მიხედვით

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , ხ ს ნ ა რ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

- ანალიზური სასწორი - 0,0002 გ.სიზუსტის;
- კოლბები - 250, 500 სმ³ ტევადობის მილესილი საცობით,;
- ბიურეტები 25 სმ³ ტევადობის;
- ქლოროფორმი;
- 0,1 N ბრომის ხსნარი მეთანოლში;
- ნატრიუმის თიოსულფატის 0,1 N ხსნარი;
- ინდიკატორი - სახამებელის 0.5%-იანი ხსნარი;
- კალიუმის იოდიდის 10%-იანი ხსნარი (ახლადდამზადებული);

მ ო მ ზ ა დ ე ბ ა ა ნ ა ლ ი ზ ი ს ა თ ვ ი ს

ხსნარების მომზადება

ბრომის 0,1 N ხსნარი მეთანოლში

ხსნარის დასამზადებლად საჭირო მეთანოლს წინასწარ აყოვნებენ მყარ კალიუმის ტუტეზე და ასევე KOH-ის თანდასწრებით გამოხდიან ვიურცის კოლბიდან.

1 დმ³ გამოხდილ მეთანოლს აჯერებენ წინასწარ 130 °C-ზე გამომშრალი NaBr-ით. მიღებულ ხსნარს ფილტრავენ და ამატებენ 5 სმ³ ბრომს. ხსნარს აყოვნებენ სიბნელეში 2 დღე-ღამის განმავლობაში.

0,1 N ნატრიუმის თიოსულფატის ხსნარის მომზადება:

1 დმ³ გამოხდილ (ახლადგადადუღებულ) წყალში ხსნიან 25 გ ნატრიუმის თიოსულფატს, კოლბას მჭიდროდ ახურავენ საცობს.

სახამებლის 0.5%-იანი ხსნარის მომზადება;

100გ. მდულარე წყალს უმატებენ მცირე რაოდენობის წყალში გახსნილ 0,5 გ სახამებელს და 3-5 წუთის განმავლობაში ადუღებენ გამჭვირვალე ხსნარის მიღებამდე. გაცივების შემდეგ ხსნარს ფილტრავენ და თავს ახურავენ.

კალიუმის იოდიდის 10%-იანი ხსნარის მომზადება:

90 გამოხდილ წყალში ხსნიან 10 გ კალიუმის იოდიდს. ხსნარს ინახავენ მუქ ჭურჭელში.

ანალიზის მსვლელობა

ანალიზურ სასწორზე აწონილ 250 სმ³ მოცულობის მილესილსაცობიან კოლბაში ათავსებენ 10 სმ³ ქლოროფორმს და უკეთებენ საცობს. საცობს მოხდიან და 0,5 წუთით დაყოვნების შემდეგ კოლბას კვლავ უკეთებენ საცობს და კვლავ წონიან. მასათა სხვაობით განისაზღვრება ნახევარ წუთში აქროლებული ქლოროფორმის მასა. ამის შემდეგ ამავე კოლბაში პიპეტის საშუალებით უმატებენ საკვლევ ნავთობპროდუქტს და კოლბას შიგთავსით კვლავ წონიან, სხვაობით მიღებულ წონაკის მასას უმატებენ 0,5 წუთის განმავლობაში აქროლებულ ქლოროფორმის მასას. შემდეგ კოლბაში ბიურეტიდან უმატებენ ბრომის ხსნარს მეთანოლში ხსნარის გაუფერულებამდე, რის შემდეგ კვლავ უმატებენ ბრომის ხსნარს იგივე რაოდენობით (100% სიჭარბით). ამის შემდეგ კოლბას ათავსებენ სიბნელეში 5 წუთის განმავლობაში, შემდეგ უმატებენ 40 სმ³ კალიუმის იოდიდის ხსნარს. მიღებულ ხსნარს კვლავ 5 წუთით ათავსებენ სიბნელეში და შემდეგ ტიტრავენ ნატრიუმის თიოსულფატის 0,1 N ხსნარით.

თუ საანალიზო ხსნარი ადვილაქროლადია, მაშინ წონაკს იღებენ თხელკედლიან მინის ამპულაში. ამ მიზნით ამპულის ბურთულოვან ნაწილს ფრთხილად ათბობენ სპირტქურის ალით და ღია ბოლოთი ჩაუშვებენ საკვლევ ხსნარში. ბურთულაკს აცივებენ ეთერიანი ბამბით, რის შედეგადაც სითხე ამპულაში შეიწოვება. ბურთულაკის გაცივების შემდეგ წონიან. წონაკის მასა 0,2-0,3 გ-ის ტოლი უნდა იყოს. ამის შემდეგ ამპულას ჩაუშვებენ 250 ტევადობის კოლბაში, რომელშიც 10 სმ³ ქლოროფორმის ხსნარია მოთავსებული. ამპულას მინის წკირის საშუალებით აქუცმაცებენ, მინის წკირს ჩარეცხავენ 1-2 სმ³ ქლოროფორმით და შემდეგ აგრძელებენ განსაზღვრას ზემოთ აღწერილი მეთოდის მიხედვით.

საკონტროლო საკითხები

1. რა არის ნავთობპროდუქტებში უჯერი ნაერთების წარმოქმნის მიზეზი?
2. რაში მდგომარეობს უჯერი ნახშირწყალბადების განსაზღვრის მეთოდის არსი?
3. რას ეწოდება იოდის რიცხვი?
4. რაში გამოიხატება იოდინი წყლისა და უჯერი ნაერთების ურთიერთქმედების მექანიზმი?
5. რა არის ბრომის რიცხვი?

თავი 4. ნავთ-გაზოილის და ზეთოვანი ფრაქციების კვლევის მეთოდები

დუღილის ტემპერატურების ზრდასთან ერთად ნავთობურ ფრაქციაში არსებული კომპონენტთა რიცხვი იზრდება. 200°C-ზე ზევით მდულარე ფრაქციათა ინდივიდუალური შედგენილობა იმდენად რთულია, რომ მისი განსაზღვრა შეუძლებელი ხდება. ამიტომ ნავთ-გაზოილის და ზეთოვანი ფრაქციების კვლევის დროს შემოიფარგლებიან ჯგუფური და სტრუქტურულ-ჯგუფური შედგენილობის შესწავლით.

4.1. ჯგუფური შედგენილობის განსაზღვრა

ნავთ-გაზოილისა და ზეთოვანი ფრაქციებისათვის ჯგუფური ნახშირწყალბადური შედგენილობის ცნება რამდენჯერმე განსხვავდება ბენზინების ანალოგიური ცნებისაგან. თუ ბენზინური ფრაქციების შედგენილობაში შედის შედარებით დაბალმოლეკულური და სტრუქტურულად მარტივი ნახშირწყალბადები, დუღილის ტემპერატურების ზრდის შედეგად, არენებთან, ალკანებთან და ციკლოალკანებთან ერთად, ფრაქციის შედგენილობაში ჩნდება ჰიბრიდული (შერეული) აგებულების ნახშირწყალბადები, ე.ი. ნახშირწყალბადები, რომელთა მოლეკულების შედგენილობაში შედის სხვადასხვა სტრუქტურული ფრაგმენტი: არომატული და ნაჯერი ციკლები, სხვადასხვა შეფარდების და აგებულების ალკილური რადიკალები. ამ შემთხვევაში, ფრაქციათა დუღილის ტემპერატურების ზრდასთან ერთად, ჰიბრიდული ნახშირწყალბადების წილი იზრდება და რთულდება მათი სტრუქტურა. ზეთოვან ფრაქციებში უპირატესობა აქვს ჰიბრიდულ ნახშირწყალბადებს.

მსგავსი ფრაქციების დაყოფა საერთო ემპირიული ფორმულის მქონე ნახშირწყალბადთა ჯგუფებად შეუძლებელია, ამიტომ, როდესაც ლაპარაკია საშუალო და მძიმე ნავთობური ფრაქციების ჯგუფურ შედგენილობაზე, მხედველობაში აქვთ ნახშირწყალბადების მხოლოდ ის ჯგუფები, რომლებიც, ასე თუ ისე, ხასიათდებიან საერთო თვისებებით, და რომლებიც შეიძლება დავეოთ ერთმანეთისაგან შერჩევითი ადსორბციის გამოყენებით.

ნავთობის ანალიზის ერთიანი უნიფიცირებული პროგრამის შესაბამისად, ნავთობის მაღალმდულარე (200°C-ზე მაღალ) ნაწილის ანალიზისათვის, წინასწარ ახდენენ ნავთობის ფრაქციონირებას, ე.ი. გამოყოფენ 50-გრადუსიან ფრაქციებს: 200-25-, 250-300, 300-350, 350-400, 400-450, 450-500, 500-540°C. შემდეგ თითოეული ვიწრო ფრაქციისათვის განსაზღვრავენ ჯგუფურ შედგენილობას.

**ალკანების განსაზღვრა ნავთობის მაღალმდულარე
ფრაქციებში კარბამიდთან კომპლექსის წარმოქმნის მეთოდით**

ხ ე ლ ს ა წ ყ ო , რ ე ა ქ ტ ი ვ ე ბ ი , მ ა ს ა ლ ა

სანჯღრეველა;

ხელსაწყო გამხსნელის გამოსახდელად:

წყლის ტუმბო:

კონუსური კოლბები - 100 და 250 სმ³ ტევადობის (შლიფიანი საცობით);

შოთის ძაბრი №3 ან №4:

გამყოფი ძაბრი:

კარბამიდი (ქიმიურად სუფთა ან სუფთა ანალიზისთვის);

ნ-ჰექსანი ან პეტროლეინის ეთერი:

ეთილის სპირტი- რექტიფიკატი;

კონუსურ კოლბაში იღებენ წინასწარ დეარომატიზებულ ნავთობპროდუქტს (ალკანო-ციკლოალკანურ ფრაქციას) და აზავებენ გამხსნელით (ბენზოლით ან ქლოროფორმით). თხევადი ფრაქციის შემთხვევაში ფრაქციას და გამხსნელს იღებენ 1:1-თან მოცულობითი თანაფართობით (მყარი და მაღალღობადი ფრაქციების შემთხვევაში გახსნის პროცესის დასაჩქარებლად ხსნარს ათბობენ. შემდეგ კოლბაში ამატებენ მყარ კარბამიდს, მაგ. ნავთის ფრაქციის შემთხვევაში მასური თანაფარდობით 1:2 ან 1:2,5, ხოლო ზეთების შემთხვევაში -თანაფარდობით 1:3 ან 1:4. ნარევს შეანჯღრევენ და ენერგიული მორევის პირობებში უმატებენ, კარბამიდთან შედარებით, 2,5-ჯერ მეტი რაოდენობის ეთილის სპირტს. ეთილის სპირტის დამატება უნდა მოხდეს პორციებით, და სპირტის ყოველი დამატების შემდეგ ნარევი უნდა შევანჯღრიოთ. აქტივატორის ერთიანი დამატების დროს, ნ-ალკანების მაღალი შემცველობის დროს შეიძლება წარმოიქმნას კომპლექსის ქერქი ან ბურთულაკები, რომლებიც ხელს უშლიან დამუშავებას. ამავ მიზეზით ფრაქციასთან შერევამდე არ არის რეკომენდებული კარბამიდის აქტივაცია. შემდეგ სარეაქციო კოლბას ახურავენ საცობს, ამაგრებენ სანჯღრევ აპარატში და რთავენ ელექტროძრავას. მორევას აგრძელებენ ოთახის ტემპერატურაზე 1 საათის განმავლობაში. მყარი ფრაქციის შემთხვევაში კოლბას აცხელებენ 45 - 50°C-იან წყლის აბაზანაზე და პირველ 10 წუთს ანჯღრევენ.

მიღებულ კომპლექსს წყლის ტუმბოს გამოყენებით ფილტრავენ შოთის ძაბრში, ნალექს (კომპლექსს) 2-3 ჯერ ჩარეცხავენ გამხსნელის მცირე პორციებით. მაღალმდულარე (> 350°C) ფრაქციის შემთხვევაში ჩარეცხვა საჭიროა თბილი გამხსნელით (35-45°C), წინააღმდეგ შემთხვევაში კომპლექსთან ერთად ძაბრის ცივ კედლებზე შეიძლება გამოილექოს სხვა მყარი ნახშირწყალბადები (იზოალკანები და ციკლოალკანები). ჩარეცხვის შემდეგ კომპლექსი რაოდენობრივად გადააქვთ ფილტრის ქაღალდზე და აშრობენ 2-3 საათის განმავლობაში თერმოსტატში გამხსნელის სუნის გაქრობამდე.

გამომშრალ კომპლექსს ათავსებენ გამყოფ ძაბრში და შლიან ორმაგი ან სამმაგი მოცულობის წყლით. დანაკარგების აცილების მიზნით სარეაქციო კოლბას და შოთის ფილტრს, ნალექის მოცილების შემდეგ, კარგად ჩარეცხავენ გამხსნელით, გააშრობენ

ამწოვ კარადაში, შემდეგ ძაბრის კედლებიდან ცხელი წყლით ჩამორეცხვენ კომპლექსის თეთრ ნაღებს იმავე გამყოფ ძაბრში, სადაც ხდებოდა კომპლექსის დამუშავება.

გაცივების შემდეგ ძაბრის შიგთავსს უმატებენ ნ-ჰექსანს (ან პეტროლენის ეთერს). იმ შემთხვევაში, თუ კარბამიდის ხსნარი მღვრიეა, მას აყოვნებენ, ვიდრე ის არ გაიწმინდება, ან უმატებენ ნატრიუმის ქლორიდს წყლიანი შრიდან ნახშირწყალბადების „გამომარილებსათვის“. ქვედა შრეს (კარბამიდის წყალხსნარს) ჩამოუშვებენ, ზედა შრეს (ნ-ალკანების ხსნარს), კარბამიდის კვალის მოსაცილებლად, 2-3 ჯერ ჩარეცხვენ თბილი წყლით და გააშრობენ კალციუმის ქლორიდზე. შემდეგ დეფლემატორიანი კოლბის გამოყენებით გამხსნელს გადადენიან წყლის აბაზანაზე აზოტის ნაკადში. გამოყოფილ ალკანებს აწონიან და განსაზღვრავენ მათ რაოდენობას.

პარალელურ განსაზღვრათა შედეგებს შორის განსხვავება არ უნდა აღემატებოდეს 1-2 %-ს.

4.2. ცეტანის რიცხვი

ცეტანის რიცხვი - დიზელის საწვავის აალების მახასიათებელია, რომელიც განსაზღვრავს ნარევის აალების შეფერხების პერიოდს (დროის მონაკვეთს ცილინდრში საწვავის შეშხაპუნებასა და აალებას შორის). რაც უფრო მაღალია ცეტანის რიცხვი, მით ნაკლებია შეფერხება და მით უფრო მშვიდად და თანაბრად იწვის საწვავი.

ცეტანის რიცხვი განისაზღვრება ცეტანის (ჰექსადეკანის) პროცენტული შემცველობით α -მეთილნაფტალინთან ნარევაში. ჰექსადეკანის ცეტანის რიცხვი 100 - ის ტოლია, α -მეთილნაფტალინის - 0-ის.

დიზელის საწვავის ცეტანის რიცხვების მნიშვნელობები დამოკიდებულია ნახშირწყალბადურ შედგენილობაზე: რაც უფრო მაღალია საწვავში პარაფინული ნახშირწყალბადების შემცველობა, მით უფრო მაღალია ცეტანის რიცხვი, ე.ი. პარაფინები მიეკუთვნება დიზელის საწვავის სასარგებლო კომპონენტებს. ამავე დროს, რაც უფრო მაღალია არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობა, მით უფრო დაბალია ცეტანის რიცხვი.

ცეტანის რიცხვი ასევე დამოკიდებულია საწვავის ფრაქციულ შედგენილობაზე. როგორც წესი, მსუბუქი ფრაქციები ამცირებენ ცეტანის რიცხვს და, პირიქით. მძიმე ფრაქციები ხელს უწყობენ მის მატებას.

სტანდარტული საწვავის ცეტანის რიცხვი იცვლება 40 ± 45 ფარგლებში. უმაღლესი ხარისხის (პრემიალური) საწვავის ცეტანური რიცხვი $45 \approx 50$, რადგან ის უფრო მსუბუქია, შეიცავს მეტი რაოდენობით ადვილაალებად მსუბუქ ფრაქციებს. წყალბადის შეფარდება ნახშირბადთან მსუბუქ ფრაქციებში უფრო მაღალია, ამიტომ ასეთი საწვავის წვის დროს წარმოიქმნება ნაკლები კვამლი. მაღალი ცეტანის რიცხვი განაპირობებს ძრავის ნორმალურ მუშაობას.

მაგრამ 60-ზე უფრო მაღალი ცეტანური რიცხვის შემთხვევაში საწვავი სრულად არ იწვის, იზრდება გამონაბოლქვი აირების კვამლიანობა და საწვავის ხარჯი.

40-ზე დაბალი ცეტანური რიცხვის დროს გართულებულია ძრავის ჩართვა,

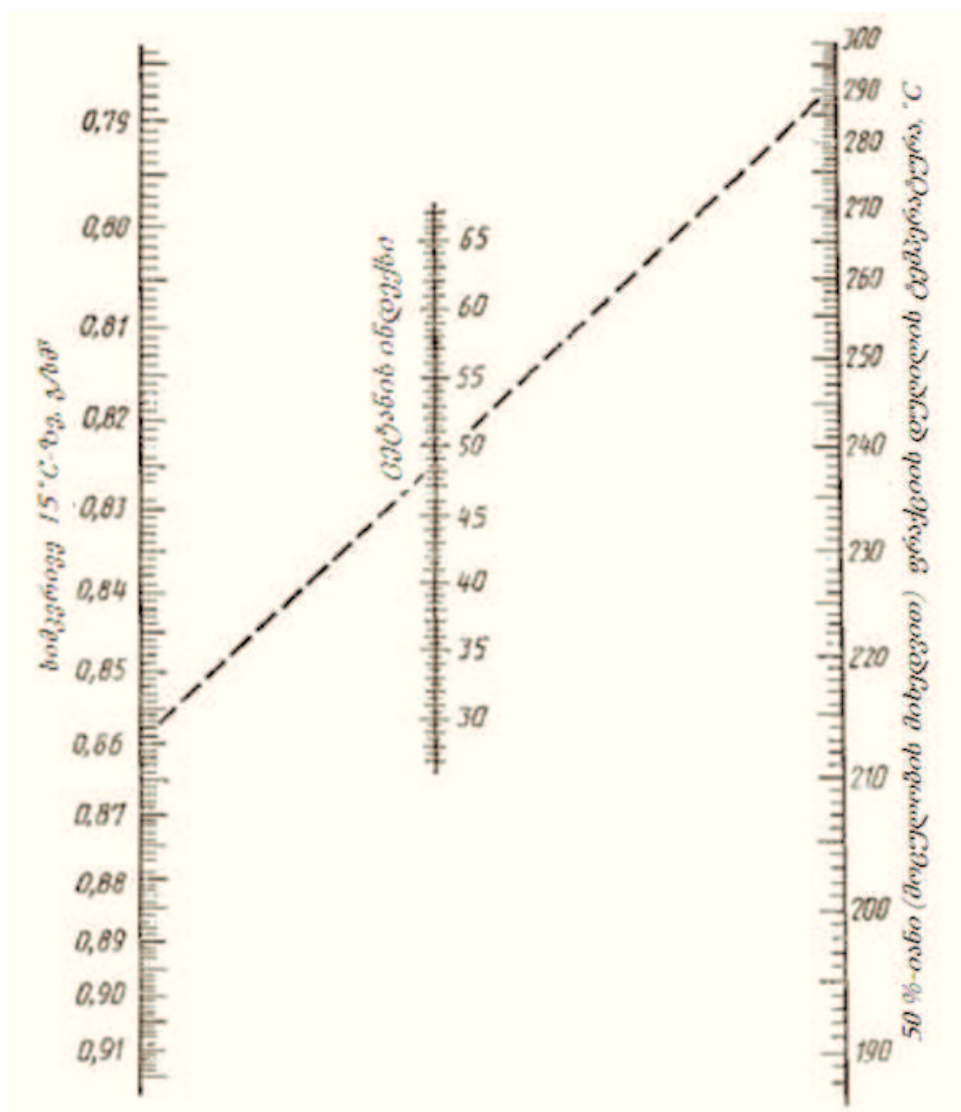
შემცირებულია საწვავის აალების უნარი, საწვავის აორთქლება ძლერია, და ის იწვის აფეთქებით. ეს კი, თავის მხრივ, იწვევს ძრავის ხისტ მუშაობას და საბოლოოდ აჩქარებს მის ცვეთას.

ცეტანის ინდექსის განსაზღვრა გაანგარიშებით (ГОСТ 27768-88) (СТ СЭВ 5871-87)

აღნიშნული სტანდარტი ვრცელდება დიზელის საწვავებისათვის, რომლებიც არ შეიცავენ ცეტანის რიცხვის ამწევ მისართებს.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს 150° C-ზე 50 %-იანი (მოცულობის მიხედვით) დიზელის ფრაქციის საშუალო დუღილის ტემპერატურის და სიმკვრივის განსაზღვრაში. მიღებული მონაცემების მიხედვით განტოლების ან ნომოგრამის გამოყენებით განსაზღვრავენ დიზელის საწვავის ცეტანის ინდექსს.



ნახ.4.2.1. ნომოგრამა ცეტანის რიცხვის განსაზღვრისათვის

შ ე დ ე გ ე ბ ი ს დ ა მ უ შ ა ვ ე ბ ა

ცეტანის ინდექსს (ცი) განსაზღვრავენ შემდეგი განტოლებით:

$$ცი = 454,74 - 1641,416 \rho + 774,74 \rho^2 - 0,554 t + 976803 (\lg t)^2,$$

სადაც ρ არის 150°C -ზე გაზომილი სიმკვრივე, გ/სმ³;

t - 50%-იანი (მოცულობის მიხედვით) ფრაქციის დუღილი ტემპერატურა ნორმალურ ბარომეტრიულ წნევაზე (101,3 კპა), შესწორების გათვლისწინებით;

\lg - ათფუძიანი ლოგარითმი;

დიზელის საწვავის ცატანური რიცხვი შეიძლება განისაზღვროს ნომოგრამით (ნახ 4.1.).

30÷60 ინტერვალში გაანგარიშებული ცეტანის რიცხვი (75% საიმედო ალბათობით) ემთხვევა გამოსაცდელ აპარატურაზე ექსპერიმენტულად განსაზღვრულ ცეტანის რიცხვის მნიშვნელობას. გადახრა მათ შორის უდრის ± 2 .

საკონტროლო კითხვები

1. რას განსაზღვრავს ცეტანის რიცხვი?
2. რაზე არის დამოკიდებული ცეტანის რიცხვის მნიშვნელობები?
3. როგორ არის დამოკიდებული ცეტანის რიცხვი პარაფინული და არომატული ნახშირწყალბადების შემცველობაზე?
4. რაში მდგომარეობს ცეტანის ინდექსის განსაზღვრის არსი?
5. რა ზღვრებში იცვლება დიზელის საწვავის ცეტანის რიცხვი?

4.3. საწვავების კოროზიული აქტიურობა

საწვავთან შეხებაში მყოფი დეტალების ზედაპირზე კოროზიის წარმოქმნა, ასევე მოხახუნე დეტალების კოროზიული ცვეთა დამოკიდებულია საწვავში კოროზიულად აქტიური ნივთიერებების შემცველობაზე. კოროზიულად-აქტიური ნივთიერებებს მიეკუთვნება 1). მინერალური, წყალში ხსნადი მჟავები და ტუტეები; 2) ორგანული მჟავები; 3) გოგირდი და გოგირდოვანი ნაერთები.

კოროზიული აქტიურობა განისაზღვრება წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების შემცველობით.

კოროზიულად აქტიური ნივთიერებების პირველ ჯგუფს მიეკუთვნება გოგირდმჟავა, რომელიც წარმოიქმნება საწვავის მჟავური გაწმენდის დროს, და ტუტე, რომელიც დარჩა საწვავში ტუტოვანი გაწმენდის შემდეგ.

ორგანული მჟავებიდან ძლიერ კოროზირებად მოქმედებას ავლენს ნაფტენური მჟავები. განსაკუთრებით ძლიერად ისინი აზიანებენ ტყვიას და თუთიას, ნაკლებად სპილენძს და კალას. სუსტად მოქმედებენ ალუმინსა და რკინაზე.

წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების გასაზღვრის მეთოდი (ГОСТ-6307-75)

მოცემული სტანდარტი განსაზღვრავს წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების შემცველობას თხევად ნავთობპროდუქტებში, მისართებში, პლასტიკურ შემზეთებსა და ცერეზინებში.

მეთოდის არსი

მეთოდის არსი მდგომარეობს შემდეგში: წყლით ან სპირტის წყალხსნარით ნავთობპროდუქტებიდან გამოყოფენ წყალში ხსნად მჟავებსა და ტუტეებს. მიღებულ წყლიან გამონახსნში pH-ს განსაზღვრავენ pH-მეტრით ან ინდიკატორის გამოყენებით.

აპარატურა, მასალა, რეაქტივები

pH-მეტრი;

სინჯარები - 10 სმ³ ტევადობის;

მინის ჭურჭელი (კონუსური კოლბები, გამყოფი ძაბრი, ცილინდრები, პიპეტები, მინის წკირი);

ფაიფურის ჯამი;

Б-70 ან ნეფრას-С მარკის საავიაციო ბენზინი, ან ბენზინ-გამხსნელი რეზინის მრეწველობისათვის;

ეთილის სპირტი;

ფენოლფტალეინის 1%-იანი სპირტხსნარი;

მეთილნარინჯის 0,02 %-იანი წყალხსნარი;

ფილტრის ქაღალდი ლაბორატორიული;

გამოხდილი წყალი

მომზადება ანალიზისათვის

საკვლევი ნავთობპროდუქტის სინჯს ათავსებენ ჭურჭელში $\frac{3}{4}$ მოცულობამდე და ანჯღრევენ 5 წუთის განმავლობაში. ბლანტ და პარაფინულ ნავთობპროდუქტებს წინასწარ აცხელებენ 50-60 °C- მდე, მაღალდნობად ნივთიერებებს - დნობის ტემპერატურაზე 10° C-ით მაღალ ტემპერატურაზე.

პლასტიკური შემზეთების კვლევის დროს სინჯს შპატელით აცლიან ზედა ფენას (3-5 მმ), შემდეგ რამოდენიმე ადგილიდან იღებენ სინჯს (არანაკლებ სამ სინჯს). აღებული სინჯები გადააქვთ ფაიფურის ჯამში და მოურევენ მინის წკირით.

გამოხდილი წყალი, ბენზინი და სპირტი უნდა შემოწმდეს ნეიტრალობაზე მეთილნარინჯის, ფენოლფტალეინის ან pH-მეტრის გამოყენებით.

ანალიზის მსვლელობა

თხევადი ნავთობპროდუქტების კვლევის დროს გამყოფ ძაბრში ათავსებენ 50 სმ³ ნავთობპროდუქტს და 50 სმ³ 50 -60° C -მდე გაცხელებულ გამოხდილ წყალს. მსუბუქ ნავთობპროდუქტებს (ბენზინი, ლიგროინი და სხვ.), ასევე პროდუქტებს, რომლებშიც ჰიდროლიზის შედეგად შეიძლება წარმოიქმნას წყალში ხსნადი მჟავები და ტუტეები, არ აცხელებენ.

იმ შემთხვევაში, თუ 50° C- ზე ნავთობპროდუქტის სიბლანტე აღემატება 75 სსტ, მას ოთახის ტემპერატურაზე წინასწარ დაუმატებენ 50 სმ³ ბენზინს და 50 სმ³ 50 - 60° C -მდე გაცხელებულ გამოხდილ წყალს.

გამყოფი ძაბრის შიგთავსს 5 წუთის განმავლობაში ანჯღრევენ ისე, რომ არ წარმოიქმნას ემულსია. დაყოვნების შემდეგ ქვედა წყლიან შრეს ძაბრის საშუალებით გადაიტანენ კონუსურ კოლბაში.

პლასტიკური შემზეთების, ცერეზინებისა და ცვილების კვლევის დროს ფაიფურის ჯამში ან კონუსურ კოლბაში იღებენ 50 გ წინასწარ გამდნარ სინჯს, უმატებენ 50 სმ³ გამოხდილ წყალს. შიგთავსს აცხელებენ სრულ გადნობამდე და მოურევენ მინის წკირით ან შეანჯღრევენ.

მისართების კვლევის დროს საზომ ცილინდრში ათავსებენ 10 სმ³ საკვლევ მისართს და 40 სმ³ ბენზინს. მიღებული ხსნარი გადააქვთ გამყოფ ძაბრში, იქვე უმატებენ 50 სმ³ 50 - 60° C -მდე გაცხელებულ გამოხდილ წყალს. გამყოფი ძაბრის შიგთავსს 5 წუთის განმავლობაში ანჯღრევენ. დაყოვნების შემდეგ გამოყოფილ ქვედა შრეს ძაბრის საშუალებით გადაიტანენ კონუსურ კოლბაში.

იმ შემთხვევაში, თუ ნავთობპროდუქტის წყალთან შერევისას წარმოიქმნება ემულსია, ახდენენ წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების ექსტრაგირებას. ამისათვის გამოხდილი წყლის მაგივრად ნავთობპროდუქტს ამუშავებენ 50 - 60° C - მდე გაცხელებული სპირტხსნარით (1:1).

მიღებულ გამონახსნში წყალში ხსნად მჟავებსა და ტუტეებს განსაზღვრავენ pH-ის გაზომვით ან ინდიკატორის გამოყენებით. პირველ შემთხვევაში ჭიქაში ათავსებენ 35-50 სმ³ გამონახსნს, 10-12 მმ სიმაღლეზე ჩატვირთავენ ელექტროდებს და გაზომავენ pH.

ინდიკატორების საშუალებით წყალში ხსნად მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრას ახდენენ შემდეგნაირად: იღებენ ორ სინჯარას, თითოეულში ათავსებენ 1-10 სმ³ გამონახსნს. ერთ-ერთ სინჯარაში უმატებენ ორ წვეთ მეთილნარინჯის ხსნარს და შეადარებენ მესამე სინჯარაში ჩასხმულ გამოხდილ წყალს, რომელშიც ასევე დამატებულია 2 წვეთი მეთილნარინჯის ხსნარი. გამოსაცდელი წყლიანი გამონახსნის ვარდისფერი შეფერვა მიუთითებს საკვლევ სინჯში წყალში ხსნადი მჟავების არსებობაზე.

მეორე სინჯარაში უმატებენ 3 წვეთ ფენოლფტალეინის ხსნარს. ხსნარის შეფერვა ვარდისფრად ან წითლად მიუთითებს წყალში ხსნადი ტუტეების არსებობაზე.

საკონტროლო კითხვები

1. რაში მდგომარეობს ნავთობპროდუქტებში წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრის მეთოდის არსი?
2. როგორ ხდება წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრა თხევად ნავთობპროდუქტებში?

3. როგორ ხდება წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრა მისართებში?
4. როგორ ხდება წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრა პლასტიკურ შემზეთებში?
5. როგორ ახდენენ წყალში ხსნადი მჟავებისა და ტუტეების განსაზღვრას იმ შემთხვევაში, თუ ნავთობპროდუქტის წყალთან შერევისას წარმოიქმნება ემულსია?

გ ა მ ო ყ ე ნ ე ბ უ ლ ი ლ ი ტ ე რ ა ტ უ რ ა

1. www.booka.net/book/pod...v...himija_nefti_i_gaza.html. Химия нефти и газа. под ред. Проскурякова В.А., С-П. «Химия», 2004. 424с;
2. Диаров И.Н., Батуева И.Ю. Садыков Н.Л. « Химия нефти! Ленинград, 1990 – Руководство к лабораторным занятиям, 240 с;
3. www.studmed.ru/shishmina-lv-nosova-ov-izuche... Шишмина Л.В., Носова О.В. « Изучение физико=химических свойств нефти и газа», Лабораторный практикум, Изд-во Томского политехнического университета, 2011,195 с.;
4. www.twirpx.com/file/115839 Лабораторные работы по курсу « Химия нефти» Пузин Ю.И. Практикум по химии нефти и газа / Уфа: Угнту, 2004;
5. www.twirpx.com/file/537274/ Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза;
6. do.gendocs.ru/docs/index-202842.html; Н. И. Лобачевского Колякина Е. В., Павловская М. В. Очистка и ...
7. www.cdo.gubkin.ru/files/golubeva-i-a-praktikum-po-gazohimii- Голубева И.А., Григорьева Н.А., Жагфаров Ф.Г. «Практикум по газохимии», под редакцией Липидуса М. 2004, 143 с;
8. დ. გაჯიევი-შენგელია, გ. არეშიძე - „ნავთობქიმიის საწყისები“, თბილისი, უნივერსიტეტის გამომცემლობა, 1999, 71გვ;
9. ნიჟარაძე ე, მამულაიშვილი ნ. - „ ნავთობისა და გაზის ქიმია“, ბათუმი, 2011, 245 გვ.;
10. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты, Метод определения кислотности и кислотного числа;
11. ГОСТ 2070-82. Нефтепродукты, Метод определения непердельности и иодного числа;

12. (ГОСТ 27768-88) (СТ СЭВ 5871-87). Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчётным путём;
13. ГОСТ 6307-75. Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей;
14. ГОСТ 12329-77. Нефтепродукты. Метод определения анилиновой точки;
15. ГОСТ 19932-74. Нефтепродукты, Метод определения коксуемости;
16. ГОСТ 11858-66. Нефтепродукты, Метод определения смол и асфальтенов.
17. ГОСТ 5066-91. Нефтепродукты, Методика определения температур помутнения и начала кристаллизации и кристаллизации;
18. ГОСТ 20287-74. Нефтепродукты, Метод определения температуры застывания;
19. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты, Метод определения кинематической вязкости.